

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL OCCIDENTE DE VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por las Brs. Molina M. Marié E.,
Rosales G. Peggy B.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo.

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL OCCIDENTE DE VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Ing. Martín Essinfeld.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Pablo Cárdenas.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por las Brs. Molina M. Marié E.,
Rosales G. Peggy B.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo.

Caracas, 2007

Caracas, Noviembre 2007.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las Bachilleres Marié E. Molina M. y Peggy B. Rosales G., titulado:

**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE
PRODUCCIÓN DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA EN EL OCCIDENTE DE VENEZUELA.”**

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

Prof. Ing. Evelyn Azuaje
Jurado

Prof. Ing. Sandro Gasbarri
Jurado

Prof. Dr. Ing. Martín Essinfeld
Tutor Académico

DEDICATORIAS

A **Dios Padre Todopoderoso**, mi guía y protector...

A **mis padres**, fuente de inspiración y amor...

A **mi bisabuela**, mi manto protector...

A **mis hermanos**: *Gregory, Karina y Carmen*; mi conexión con la vida...

A **mis primas**, *Ana Laura y Rosangel*, mis modelos a seguir...

A la **Sra. Dotty**, consejera y madre...

A la **Sra. María**, parte importante para culminar mi gran meta profesional...

A la **Lic. Elsa Amorer**, mi madrina profesional...

A **mis amigos**: *Adriana, David, Dogly, Johanna, Maribel y Robert*; la verdadera amistad...

A **Pablo Zanella**, por llenar nuevamente de felicidad mi vida....

Marié E. Molina M.

DEDICATORIAS

A **Dios**, gracias Padre por permitirme superarme, tener una hermosa familia y tener salud, para seguir creciendo juntos, siempre junto a ti, amén...

A mis **Padres**, con todo mi infinito amor por motivarme todos los días de mi vida a conseguir mis metas, por apoyarme en todo momento, por estar siempre a mi lado, de manera incondicional, por sus consejos, y por todo el amor que perennemente me han brindado, a ustedes **Bernardo y Ramona**, les dedico todo el esfuerzo realizado para culminar mi carrera y obtener mi título de Ingeniero de Petróleo. Bendecida por Dios he sido por tenerlos a ustedes como mis grandes y mejores amigos... Los AMO con todo mi corazón!!!

A **mis hermosas hermanas** que son otra bendición de Dios en mi vida, **Jeomary y Yormary**, ustedes son parte de mis grandes tesoros, las amo con todas mis fuerzas. Que este trabajo que hoy culmino les sirva como inspiración para que lleguen a realizar sus metas, sigan adelante en su superación en todos los sentidos, que día, día, logren todos sus sueños y colmen de felicidad a nuestros padres.

A **mi Abuela, Carmen** por sus sabios consejos...

A **mis Tíos, Carlos y Efraín** por el cariño que siempre me han demostrado...

A **mis amigas** inolvidables de toda la vida **Mileidy y Yurna**, las quiero mucho....

A todos con mucho amor y Que Dios los Bendiga hoy y siempre...

Peggy Rosales

AGRADECIMIENTOS

A mi amada ***Universidad Central de Venezuela***, por darme la oportunidad de crecer académicamente y de vivir en su recinto muchas de las más hermosas experiencias de mi vida....

A ***Dios Padre Todopoderoso***, por la dicha de bendecirme cada día de mi existencia....

Al Tutor Académico, ***Dr. Ing. Martín Essenfeld***, por su apreciada contribución en el desarrollo exitoso de este Trabajo Especial de Grado...

Al Tutor Industrial, ***Ing. Pablo Cárdenas***, por su dedicación, sus enseñanzas y su valioso esfuerzo en la culminación de este Trabajo. Por su amistad y apoyo...

A la ***comunidad de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela***, por aportarme las herramientas necesarias para mi formación profesional...

Al ***Ing. Antonio Blanco***, por su gran disposición a ofrecer su ayuda y enseñanzas...

A todo el ***Personal de la Dirección de Exploración y Producción de Hidrocarburos*** del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, por su colaboración y compañerismo...

A ***Eduardo José, Sandro, Carlos, Roxy, Rafa y Marino*** por su apoyo, colaboración y buenos deseos....

A todos los que de una u otra forma hicieron posible la realización de esta gran meta....

MUCHAS GRACIAS.

Marié E. Molina M.

A la casa que vence la sombra, Nuestra Querida *Universidad Central de Venezuela*, que me permitió ingresar en su seno para formarme académica e integralmente como la ciudadana que necesita el país...

A *Dios*, el Ser Supremo que me dio la bendición de nacer, crecer y obtener la oportunidad de superarme cada día...

Al Tutor Académico, *Dr. Ing. Martín Essenfeld*, por su valioso aporte para la culminación exitosa de este Trabajo Especial de Grado...

Al Tutor Industrial, *Ing. Pablo Cárdenas*, por su paciencia y disponibilidad en el aporte de sus conocimientos para la realización de este Trabajo Especial de Grado y por todos sus sabios y grandes consejos...

A la *Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela*, por brindarme la invaluable formación profesional que hasta hoy he logrado como Ingeniero de Petróleo...

Al *Dr. Isidro Carreño*, por su apreciable esmero de facilitarme el ingreso al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo...

Y finalmente a todas las personas que de una u otra forma me han apoyado, en todo momento, para lograr con éxito la culminación de mi carrera...

Mil Gracias.

Peggy B. Rosales G.

**Molina M., Marié E.
Rosales G., Peggy B.**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE
PRODUCCIÓN DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA EN EL OCCIDENTE DE VENEZUELA.**

Tutor Académico: Dr. Ing. Martín Essinfeld. Tutor Industrial: Ing. Pablo

Cárdenas. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de

Ingeniería de Petróleo. Año 2007, 240 p.

Palabras Claves: Inyección de agua en Campos Petrolíferos, Recuperación de Crudos, Campo Lagunillas.

Resumen. El presente trabajo tiene por objeto revisar el comportamiento histórico de producción y presión del yacimiento LGINF-07, el cual se encuentra sometido a un proceso de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el Occidente de Venezuela.

A partir de esta revisión, se sugirió una metodología práctica para la presentación de los Informes de Progreso presentados ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, para el monitoreo de los proyectos de inyección de agua, basados en los conceptos teóricos para el monitoreo y control de los yacimientos que estén bajo este tipo de proyectos.

ÍNDICE

Pág.

LISTA DE FIGURAS	xiii
------------------------	------

LISTA DE TABLAS	xvi
-----------------------	-----

INTRODUCCIÓN	1
--------------------	---

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Objetivos Generales y Específicos	4
---	---

Alcance	5
---------------	---

Justificación	5
---------------------	---

Limitaciones	5
--------------------	---

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Referencias Legales para la Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo	8
---	---

2.2 Competencias del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo	10
---	----

	Pág.
2.3 Organización del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo	12
2.4 Competencias de la Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos	15
2.5 Obligaciones Derivadas de las Leyes sobre Actividades en Hidrocarburos	17
2.6 Sanciones a las Infracciones Cometidas en las Actividades sobre Hidrocarburos	21
2.7 Definiciones Pertinentes	22
2.7.1 Reservas de Hidrocarburos	22
2.7.2 Mecanismos de Recuperación de Petróleo	26
2.8 Proyectos de Inyección de Agua	38
2.8.1 Rangos de Aplicación para la Inyección de Inyección de Agua	38
2.8.2 Aspectos Básicos que afectan la Selección del Tipo de Inyección de Agua	40
2.8.3 Análisis de un Yacimiento para Operaciones de Inyección de Agua.....	42
2.8.4 Factores Importantes en el Diseño de Operaciones de Inyección de Agua.....	44
2.9 Seguimiento y Monitoreo a Proyectos de Inyección de Agua	61

	Pág.
2.9.1 Monitoreo de la Caracterización Comportamiento de Yacimientos Sometidos a Inundación con Agua	66
2.9.2 Monitoreo de Los Pozos	72
2.9.3 Monitoreo de las Instalaciones Superficiales y Problemas Operacionales	82
2.9.4 Monitoreo de la Calidad del Agua de Inyección	83
2.10 Importancia del Seguimiento y Control en la Planificación de Proyectos	86

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

3.1 Diseño de la Investigación.....	90
3.2 Muestra	90
3.3 Técnicas de Recolección de Datos	91
3.4 Instrumentos Utilizados	91
3.5 Procedimiento Metodológico	93

	Pág.
<i>CAPITULO IV. ANALISIS DE RESULTADOS.....</i>	<i>110</i>
CONCLUSIONES	146
RECOMENDACIONES	148
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	151
BIBLIOGRAFÍA	153
NOMENCLATURA	157
GLOSARIO	159
ANEXO A. Informe de Progreso Anual del Yacimiento LGINF-07.....	181
ANEXO B. Gráficos de Hall para los Pozos Inyectores del Yacimiento LGINF-07	220
ANEXO C. Gráficos de Chan de 47 Pozos Productores del Yacimiento LGINF-07	232

LISTA DE FIGURAS		Pág.
Figura 1:	Organigrama del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.....	13
Figura 2:	Organigrama del Despacho del Viceministro de Hidrocarburos	14
Figura 3:	Yacimiento con Empuje de Agua.....	27
Figura 4:	Yacimiento por expansión de Gas	28
Figura 5:	Yacimiento con empuje por Capa de Gas	29
Figura 6:	Diagrama de la Inyección de Agua en un Yacimiento de Petróleo	31
Figura 7:	Diagrama de la Inyección de Gas en un Yacimiento de Petróleo	32
Figura 8:	Mecanismos de Producción de Petróleo	37
Figura 9:	Sistema Operacional de Inyección de Agua	60
Figura 10:	Balance de un arreglo de 5 pozos	71
Figura 11:	Gráfico de Hall	75
Figura 12:	Curva indicativa de la posible presencia de Conificación.....	76
Figura 13:	Curva indicativa de presencia de Adedamiento	77
Figura 14:	Curva indicativa de presencia de Comunicación Mecánica	78
Figura 15:	Curva indicativa del Comportamiento Normal en la Producción de Agua en pozos productores	79
Figura 16:	Gráfico de Líquido y Petróleo Acumulado versus Inyección de Agua Acumulada	80
Figura 17:	Descripción Geográfica del Yacimiento LGINF-07	111
Figura 18:	Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento LGINF-07	112
Figura 19:	Registro Tipo del Yacimiento LGINF-07	113

	Pág.
Figura 20: Presión versus Producción Acumulada del LGINF-07	120
Figura 21: Comportamiento de Inyección de agua del yacimiento LGINF-07.....	123
Figura 22: Comportamiento de Producción para el área influenciada por el Proyecto de Inyección de Agua	130
Figura 23: Gráfico del Factor Volumétrico de Reemplazo	132
Figura 24: Comparación entre el comportamiento de Producción Real versus Pronóstico Real	133
Figura 25: Descripción Geográfica del Yacimiento LGINF-07	166
Figura 26: Registro Tipo del Yacimiento LGINF-07.....	168
Figura 27: Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento LGINF-07 (Tope LL-A)	171
Figura 28: Mapa de ubicación de los rangos de presión del Yacimiento LGINF-07.....	174
Figura 29: Presión versus Producción Acumulada del LGINF-07	176
Figura 30: Gráfico de la Tasa de Inyección de Agua versus Tiempo.....	180
Figura 31: Distribución Porcentual del Diagnostico de Hall en Pozos Inyectores.....	181
Figura 32: Gráfico de Hall. Pozo LL-2795. Taponamiento.....	182
Figura 33: Gráfico de Hall. Pozo LL-1793. Comunicado	183
Figura 34: Gráfico de Hall. Pozo LL-2794. Estable y Taponado	184
Figura 35: Gráfico Producción Mensual de Petróleo versus tiempo	188
Figura 36: Gráfico Número de Pozos Productores Activos versus tiempo ...	189
Figura 37: Gráfico Comparativo Producción real de Petróleo versus Producción Primaria.....	189

	Pág.
Figura 38: Gráfico Relación Gas-Petróleo versus tiempo	190
Figura 39: Gráfico Corte de Agua versus tiempo	191
Figura 40: Gráfico Corte de Agua versus Producción Acumulada de Petróleo.....	191
Figura 41: Distribución Porcentual del Diagnóstico de Chan en Pozos Productores	193
Figura 42: Gráfico Producción Normal de Agua, Pozo LL-2778	193
Figura 43: Gráfico Conificación de agua, Pozo LL-796	194
Figura 44: Gráfico Comunicación Mecánica, Pozo LL-2259.....	195
Figura 45: Gráfico Comunicación Mecánica y Conificación, Pozo LL-2330	196
Figura 46: Gráfico Petróleo y Líquido Acumulado versus Inyección de agua acumulada	197
Figura 47: Gráfico Eficiencia Volumétrica de Reemplazo versus tiempo	199
Figura 48: Gráfico Comparación entre el Comportamiento de Producción Real versus Pronóstico Real	201

LISTA DE TABLAS

Págs.

Tabla 1:	Tipos de Reservas según Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo	23
Tabla 2:	Tratamientos para el agua de inyección	55
Tabla 3:	Yacimientos revisados, sometidos a Recuperación Secundaria	95

INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de un yacimiento petrolífero ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, entre ellas la disminución de la presión en el yacimiento, y debido a esto, se hace necesario aplicar mecanismos que aumenten la eficiencia de producción de todos los pozos productores asociados al yacimiento, a través de la aplicación de Métodos de Recuperación Suplementaria, tales como: inyección de agua, gas natural, vapor de agua o procedimientos de estimulación.

Además de decidir el mejor método a aplicar, también se debe realizar un seguimiento y control de todo el contexto del Proyecto de Recuperación de Petróleo seleccionado, a fin de detectar posibles problemas, que llevarían al incumplimiento de los objetivos y alcances de ese proyecto para el aumento de producción, para así, de ser necesario, realizar su posterior corrección.

El presente Trabajo Especial de Grado tuvo como objetivo original la realización de la Evaluación del Comportamiento Histórico de Producción de un grupo de yacimientos sometidos a Inyección de Agua en el área Occidental de Venezuela a fin de establecer una Metodología Tipo para su evaluación y seguimiento. Sin embargo, fue necesario realizar un redimensionamiento de los objetivos, debido a las limitaciones en la recepción de la información requerida para el cumplimiento de los objetivos originales.

INTRODUCCIÓN

Con el redimensionamiento de los objetivos, se desarrolló una metodología sistemática (instructivo) para la presentación de la información del progreso de los Proyectos de Inyección de Agua por parte de las Empresas Operadoras encargadas de los mismos, a fin de estandarizar la presentación de esta información, basándose en los conceptos teóricos para el monitoreo y control de los proyectos de inyección de agua, y así establecer los factores que afectan el desarrollo del proyecto de recuperación secundaria y, junto a esto, presentar una secuencia práctica para el seguimiento y control de los proyectos de inyección de agua.

La metodología utilizada durante este Trabajo Especial de Grado se fundamentó en un análisis descriptivo, bajo un enfoque predominantemente cualitativo; y el diseño aplicado fue del tipo no experimental longitudinal de panel.

A partir de la aplicación de esta metodología general, se obtuvo la información necesaria (aunque incompleta) de un yacimiento típico que fue estudiado en profundidad para el monitoreo del proyecto de recuperación secundaria, para posteriormente verificar la aplicabilidad del instructivo desarrollado, utilizando los datos recabados, y realizar el análisis de la información, para así determinar la eficacia en la presentación de la información necesaria para el cumplimiento de los objetivos del proyecto de inyección de agua en ejecución, con respecto a la producción de hidrocarburos del yacimiento monitoreado.

Finalmente, se realizó un Informe Modelo Ajustado de Progreso del Proyecto con el propósito de mostrar de manera didáctica, con la información disponible a la fecha de realización de este Trabajo Especial de Grado, el producto que se espera al aplicar el instructivo propuesto como resultado concreto de este Trabajo Especial de Grado.

Capítulo I

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

Este Trabajo Especial de Grado tuvo los siguientes objetivos:

Generales

Evaluación del Comportamiento Histórico de Producción de los Yacimientos sometidos a Procesos de Recuperación Secundaria en el Occidente de Venezuela.

Específicos

Concretamente, se plantearon los siguientes objetivos:

- Clasificar los Proyectos de Recuperación Secundaria de Petróleo en ejecución, aplicados en yacimientos en el área occidental de Venezuela.
- Realizar un análisis del comportamiento de producción de un grupo de esos yacimientos, desde el inicio del Proyecto de Recuperación Secundaria hasta la fecha, en función de la información disponible.
- Determinar las causas o factores que afectan el desarrollo de los Proyectos de Recuperación Secundaria, a partir de lo establecido en las Memorias Descriptiva Originales de los proyectos como fueron aprobados originalmente por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

ALCANCE

Basado en que el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo persigue lograr un mejor control y seguimiento de todos los Proyectos de Recuperación Secundaria en el país, y a los fines de este Trabajo Especial de Grado, se hace necesario conocer el comportamiento histórico de producción y presión de los yacimientos sometidos a procesos de recuperación secundaria, para así compararlo con las estimaciones o proyecciones propuestas para la ejecución del proyecto, lo que permitirá apoyar la toma de acciones para corregir las desviaciones detectadas y mejorar la fiscalización de dichos proyectos.

JUSTIFICACIÓN

El Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo tiene como competencia la regulación y seguimiento de las políticas petroleras; así como la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos. En este Trabajo Especial de Grado, realizado en modalidad de Pasantía Larga, se pretende evaluar los resultados del comportamiento de los yacimientos que están sometidos a inyección de agua en el área Occidental de Venezuela, con el propósito de desarrollar una metodología tipo que le permita llevar una fiscalización más efectiva de dichas actividades.

LIMITACIONES

Las limitaciones encontradas para la realización de este trabajo, se atribuyen al envío de la información por parte de las empresas encargadas de llevar a cabo estos

proyectos de Recuperación Secundaria, ya que en la mayoría de los casos estudiados los datos requeridos fueron enviados incompletos. Esto, además del retraso en la entrega de dicha información a la Dirección de Exploración y Conservación de Petróleo del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

En razón de la limitación en la recepción de la información requerida, se ajustaron los objetivos iniciales de la Pasantía Larga, de la siguiente manera:

- Se realizó un censo completo de los proyectos objeto del trabajo, y se evaluó la información disponible para cada uno de ellos
- Se estableció un procedimiento-tipo para la evaluación sistemática de los proyectos objetivo del tema del trabajo
- Se eligió el o los yacimientos con suficiente información para probar el procedimiento sistemático propuesto
- Se sometió el yacimiento único (elegido por tener la mayor cantidad de información disponible, aunque fuera insuficiente en algunos tópicos o áreas) a una prueba de evaluación de su avance o progreso, utilizando el procedimiento sistemático propuesto
- Finalmente, una vez probado, aunque con un solo yacimiento, el procedimiento sistemático propuesto, se hicieron las recomendaciones para su aceptación y uso futuro en la evaluación del resto de los yacimientos con Proyectos de Inyección de Agua los cuales deben ser monitoreados. Sólo así se podrán hacer modificaciones válidas al mismo, al apoyarlas en el análisis de un grupo suficientemente numeroso de yacimientos.

Capítulo II

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Este Trabajo Especial de Grado (en modalidad de Pasantía Larga) fue realizado en la Dirección de Exploración y Producción de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, ubicado en la Torre Oeste, Av. Libertador con Calle El Empalme, Urbanización La Campiña, Caracas, Distrito Capital, Venezuela.

El Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, es el órgano del Ejecutivo Nacional a través del cual se planifica y se realizan las actividades en materia de Hidrocarburos y Energía. Tiene como objeto fundamental el aprovechamiento, desarrollo, control y fiscalización de los recursos naturales y otros recursos energéticos, petroleros y petroquímicos. Igualmente, dicta las políticas a las empresas del Estado encargadas de las operaciones en los subsectores de Hidrocarburos y Energía en general, basándose en un conjunto de leyes y reglamentos vigentes para la fecha.

2.1. REFERENCIAS LEGALES PARA LA CREACIÓN DEL MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO

Nuestro país fundamenta su ordenamiento político legal sobre diversos ámbitos de gran importancia para la nación, a través de la Constitución de la República Bolivariana (Gaceta Oficial Nro. 5.453 Extraordinario del 24/09/2000). Un ejemplo de ese ordenamiento es lo concerniente a las

actividades de la industria del petróleo. Nuestra carta magna estipula la regulación de dichas actividades, en el siguiente artículo:

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

En relación al anterior artículo, se emitió el Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en la Gaceta Oficial Nro. 37.323 del 13/11/2001; posteriormente este Decreto Ley se reforma en la Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006.

Este Decreto con fuerza de Ley Orgánica otorga, en forma expresa, competencia al Ministerio de Energía y Minas (actual Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo) en cuanto a la administración de los hidrocarburos y le confiere el derecho y la obligación de realizar, planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar todas las actividades que con dichas sustancias se realicen. El Decreto Ley también estableció el derecho de fiscalizar las operaciones que causen impuestos, tasas y contribuciones en ella establecidos, así como las contabilidades de las personas que las realicen, y se prevé la dotación de los recursos necesarios al Ministerio para el cumplimiento de las funciones que se le atribuyen.

2.2. COMPETENCIAS DEL MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO

En el Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, en su Capítulo II, Sección Segunda, y publicada en la Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006, se estipula la competencia del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, en el siguiente artículo:

Artículo 8. Corresponde al Ministerio de Energía y Petróleo la formulación, regulación y seguimiento de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos, lo cual comprende lo relativo al desarrollo, conservación, aprovechamiento y control de dichos recursos; así como al estudio de mercados, al análisis y fijación de precios de los hidrocarburos y de sus productos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Petróleo es el órgano nacional competente en todo lo relacionado con la administración de los hidrocarburos y en consecuencia tiene la facultad de inspeccionar los trabajos y actividades inherentes a los mismos, así como las de fiscalizar las operaciones que causen los impuestos, tasas o contribuciones establecidos en esta Ley y revisar las contabilidades respectivas.

El Ministerio de Energía y Petróleo realizará la función de planificación a que se refiere este artículo, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. A los fines del cumplimiento de estas funciones, el Ejecutivo Nacional proveerá los recursos necesarios conforme a las normas legales pertinentes.

Los funcionarios y particulares prestarán a los empleados nacionales que realicen las anteriores funciones, las más amplias facilidades para el cabal desempeño de las mismas.

Además, el Decreto 5.246 de fecha 28 de marzo de 2007, publicado en la Gaceta Oficial Nro. 38.654, sobre la Organización y Funcionamiento de la Administración Pública Nacional, en el Capítulo IV, Artículo 20 establece claramente las competencias del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo:

- a. La regulación, formulación y seguimiento de las políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos, energía en general, petroquímica, carboquímica, similares y conexas;
- b. El desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables y de otros recursos energéticos, así como de las industrias eléctrica, petrolera y petroquímica, carboquímica, similares y conexas;
- c. El estudio del mercado y el análisis y fijación de precios de los productos del petróleo, del servicio de la electricidad, de la petroquímica, carboquímica, similares y conexas;
- d. La prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de las actividades energéticas, de hidrocarburos, petroquímica, carboquímica, similares y conexas, en coordinación con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente;
- e. Las demás que le atribuyan las leyes y otros actos normativos.

2.3. ORGANIZACIÓN DEL MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO

El Ministerio para el Poder Popular para la Planificación y Desarrollo, aprueba el 20 de Junio de 2006 con el anexo del oficio Nro. 233, el Organigrama Estructural del Ministerio para el Poder Popular para la Energía y el Petróleo (**Figura 1**), actualmente en vigencia; así como también el Organigrama del Despacho del Viceministro de Hidrocarburos (**Figura 2**), que es el área administrativa encargada de la fiscalización de los Proyectos de Recuperación Secundaria, en la que se realizó esta Pasantía Larga.

Figura 1. ORGANIGRAMA DEL MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO^[1]

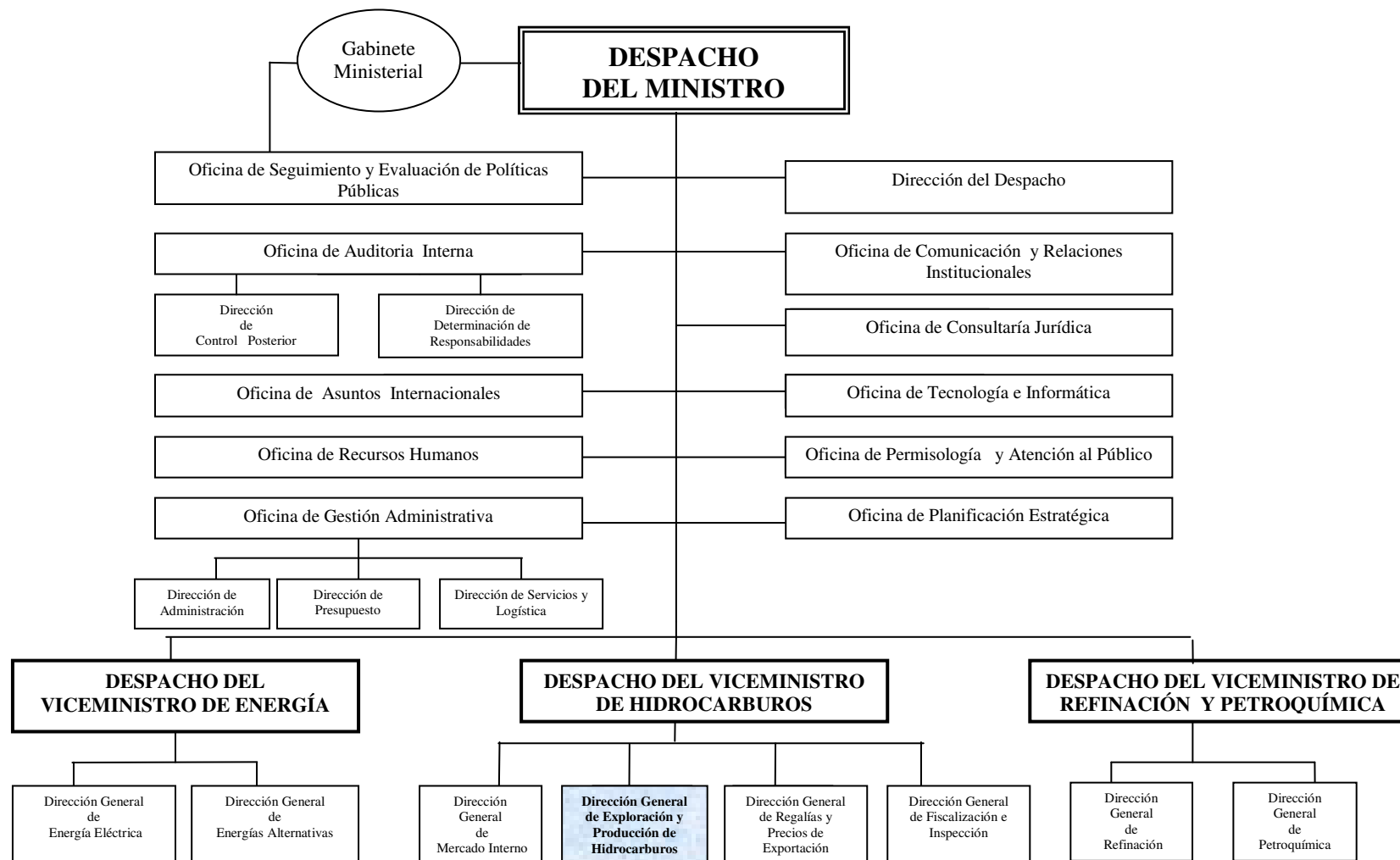
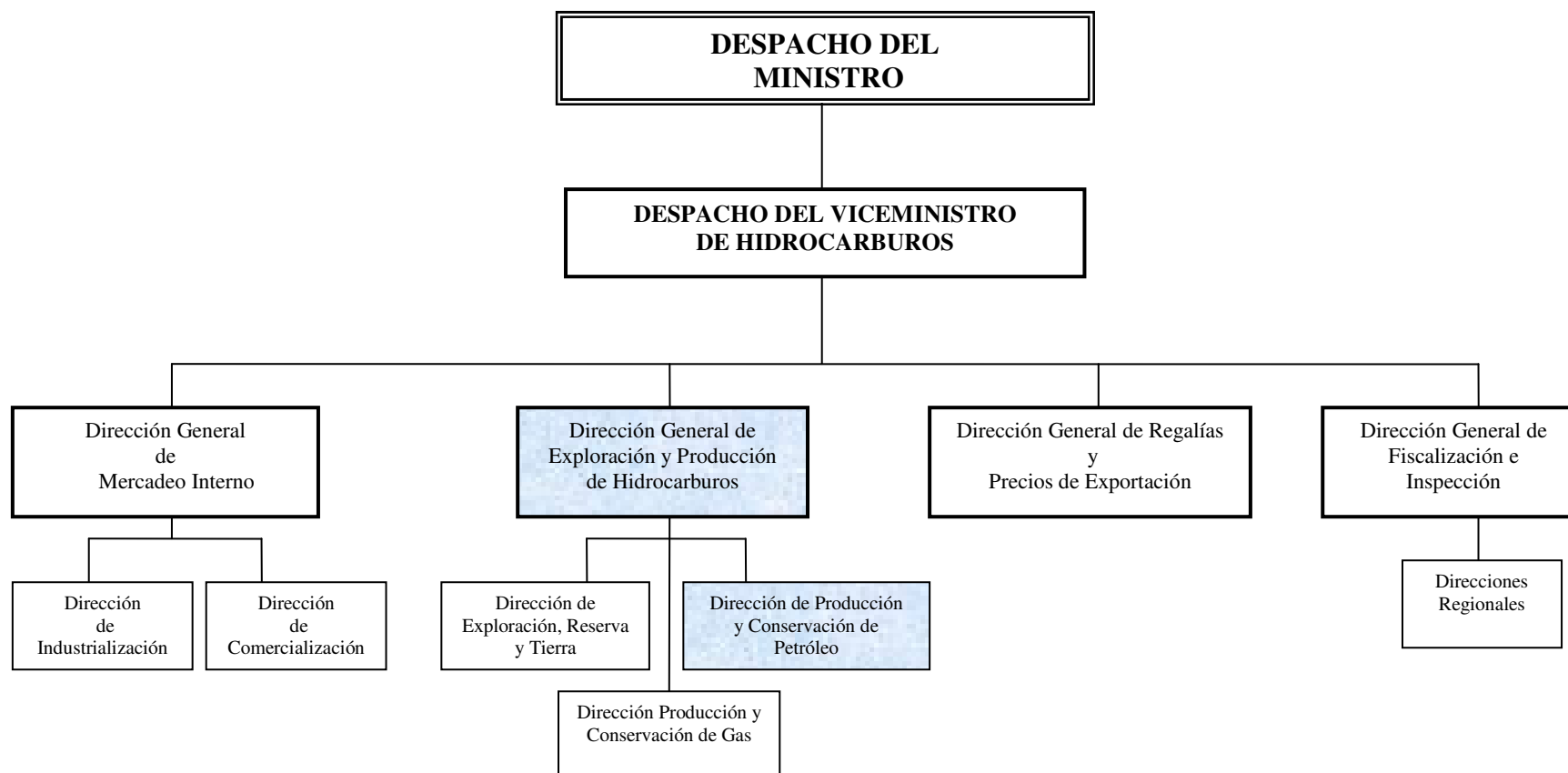


Figura 2. ORGANIGRAMA DEL DESPACHO DEL VICEMINISTRO DE HIDROCARBUROS^[1]



2.4. COMPETENCIAS DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En la Gaceta Oficial Nro. 36.412 del 12/03/1998, el Ejecutivo Nacional publica una Resolución en el cual se dicta el Reglamento Interno del Ministerio de Energía y Minas (actual Ministerio para el poder Popular para la Energía y el Petróleo). Allí se indican las competencias de cada dirección y demás dependencias administrativas de dicho Ministerio. Para la supervisión de los proyectos de recuperación suplementaria, la Dirección de Exploración y Producción de Hidrocarburos es la encargada de llevar el seguimiento de dichos proyectos. Las actividades correspondientes a la Dirección son las siguientes, según la resolución anterior:

- a. Contribuir a la formulación de la política del Ejecutivo Nacional en materia de exploración, producción, fiscalización, control y conservación de los recursos de hidrocarburos;
- b. Estudiar y evaluar los proyectos de inversión y los programas de desarrollo en exploración y producción de impacto nacional;
- c. Programar, coordinar y dirigir la inspección y fiscalización de las empresas petroleras y de aquellas que ejerzan actividades conexas;
- d. Fomentar la exploración y producción de hidrocarburos, así como la explotación racional de dichos recursos;

- e. Formular normas y medidas tendientes a la conservación y aprovechamiento de los hidrocarburos;
- f. Liquidar los impuestos de explotación, de consumo y de transporte de los hidrocarburos;
- g. Atender a la investigación, evaluación y catastro de los recursos de hidrocarburos, y a la preparación, recopilación, conservación y sistemas de utilización de la información correspondiente, en todas sus formas y modalidades;
- h. Consolidar las estadísticas de reservas de hidrocarburos a nivel nacional;
- i. Coordinar y participar con los organismos competentes en la formulación y control de los lineamientos de políticas para la prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de las actividades de exploración y producción de la industria petrolera;
- j. Atender todo lo relativo a la determinación e integración de las áreas geográficas de las empresas petroleras, a los fines del ejercicio de las actividades reservadas al Estado, y llevar el catastro de dichas áreas;
- k. Verificar que los trabajos de las empresas petroleras se ejecuten de acuerdo con las disposiciones aplicables a los efectos de recomendar la aprobación o improbación de la ejecución de las obras, o su destrucción o traslado, cuando puedan ser afectados por la explotación de los yacimientos;

- l. Conocer del desarrollo tecnológico y su aplicación en la exploración y producción;
- m. Las demás funciones que le atribuyan las leyes, reglamentos y resoluciones.

2.5. OBLIGACIONES DERIVADAS DE LAS LEYES SOBRE ACTIVIDADES EN HIDROCARBUROS

Dentro de las obligaciones derivadas de las actividades sobre hidrocarburos, la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006), en los siguientes artículos, contempla lo siguiente:

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

Artículo 20. Las personas que realicen las actividades a las cuales se refiere esta Ley, están en la obligación de suministrar al Ejecutivo Nacional toda la información que éste requiera, relacionada con el ejercicio de dichas actividades. A tal fin aquéllas que realicen actividades primarias conjuntamente con actividades industriales y comerciales, deberán llevar y presentar por separado las cuentas relativas a tales actividades. El Ejecutivo Nacional guardará la confidencialidad de la información suministrada, cuando el interesado así lo solicite y sea procedente.

El Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos (Gaceta Oficial Nro. 28.851 del 13/02/1969) establece la base legal sobre las obligaciones de algunas de las actividades de la Industria Petrolera, tales como la producción de hidrocarburos y las actividades de recuperación suplementaria, enunciados en los próximos artículos:

Artículo 14. Después de un periodo razonable a partir del descubrimiento de un yacimiento, el operador deberá efectuar y presentar al Ministerio un estudio del comportamiento del mismo. El estudio deberá contener un análisis de rocas y fluidos, registros de presión y producción, interpretación de registros eléctricos, mapas estructurales, isobáricos e isópacos; naturaleza del mecanismo o mecanismos de producción del yacimiento, pronóstico del comportamiento del yacimiento con relación al tiempo, que muestre el efecto de las tasas de producción de fluidos sobre la recuperación final y otros datos similares.

Antes del quince (15) de enero de cada año será sometida al Ministerio una revisión de las Conclusiones del estudio precitado, a la luz del comportamiento real del yacimiento durante el período anterior, y deberá explicarse cualquier discrepancia importante entre los pronóstico y el comportamiento real. Si este análisis indica que de continuar la producción del yacimiento en esas condiciones podría perjudicarlo, o afectar desfavorablemente la recuperación final, el operador tomará inmediatamente las medidas correctivas necesarias. Tanto en el estudio inicial como en las revisiones anuales subsiguientes, se deberá incluir una estimación de las reservas del yacimiento, clasificadas de acuerdo con las definiciones vigentes.

Artículo 15. El operador deberá realizar labores de recuperación suplementaria en un yacimiento cuando ello se justifique técnica y económicamente. El Ministerio podrá ordenar al operador suspender la producción de un yacimiento si la recuperación suplementaria no se efectúa diligentemente.

Artículo 17. Cuando el operador pretenda someter cualquier yacimiento a métodos suplementarios de recuperación, tales como inyección de gas, agua, aire, vapor, solventes u otro similar, solicitará al Ministerio y , al efecto someterá un estudio técnico-económico del proyecto que comprenda la información siguiente:

- a. Nombre y descripción del yacimiento y campo donde está ubicado;
- b. Mapas estructurales, isópacos e isobáricos del yacimiento, que muestren los pozos que han sido perforados en el mismo y la ubicación propuesta de pozos productores adicionales, y de los que se hayan de perforar o determinar con propósitos de inyección;
- a. Índole, origen y cantidad diaria estimadas de los fluidos que se han de inyectar;
- c. Tabulación de la historia de producción de cada pozo, que muestre sus pruebas de producción y sus medidas de presión más recientes;

- d. Exposición del plan y programa de desarrollo de la zona abarcada en el proyecto;
- e. Estudio y representación gráfica de los pronósticos de comportamiento del yacimiento con agotamiento natural y con el propuesto. También deberán indicarse las ecuaciones y las técnicas de computación empleadas;
- f. Resultado de las pruebas-piloto que hayan sido realizadas;
- g. Tabulación año a año de los resultados económicos de ambas alternativas, así como un resumen económico de cada alternativa, que indique claramente los pronósticos de ganancia neta, estados de efectivo producido, rendimiento anual promedio de la inversión, tiempo de cancelación, índice de eficiencia y tasa interna de rendimiento.

El resumen económico de cada alternativa puede omitirse cuando el informe se refiera a proyectos-piloto de alcance y duración limitados.

Artículo 18. Una vez comenzadas las operaciones de inyección, el operador someterá al Ministerio un informe mensual, que indique los volúmenes por mes y acumulados de fluidos producidos e inyectados, presión de inyección, presión del yacimiento y las variaciones de ésta, si las hubiere, con respecto al levantamiento anterior.

2.6. SANCIONES A LAS INFRACCIONES COMETIDAS EN LAS ACTIVIDADES SOBRE HIDROCARBUROS

La Ley de Hidrocarburos (Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006) sobre este aspecto, contempla la siguiente normativa:

Artículo 66. Las infracciones a esta Ley, a su Reglamento y a las demás disposiciones que se dicten para su debido cumplimiento, referidas a seguridad y protección de instalaciones, personas y bienes, construcción de obras e instalaciones, prestación de servicio, normas de calidad, transporte y distribución de hidrocarburos y productos, de precios y tarifas, serán sancionadas con multa entre cincuenta (50) y cincuenta mil (50.000) unidades tributarias o suspensión de actividades hasta por seis (6) meses o con ambas sanciones, que impondrá el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, de acuerdo con la gravedad de la falta y la actuación pasada del infractor en el ejercicio de sus actividades.

Las sanciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de las acciones civiles, penales, fiscales o administrativas que la infracción origine, de las medidas policiales que deban tomarse para impedir la infracción o para restituir la situación legal infringida y de las sanciones establecidas en otras leyes.

Artículo 67. Cuando las multas previstas en el artículo anterior fueren aplicadas a una empresa del Estado, ésta abrirá las averiguaciones correspondientes, con el fin de adoptar los correctivos de la situación y determinar las responsabilidades que pudieren recaer sobre los miembros del respectivo Directorio o Junta Directiva o cualquier otra persona al servicio de ella, y aplicar las medidas a que hubiere lugar. Los resultados de dichas averiguaciones deberán estar concluidos dentro de un plazo de cuarenta y

cinco (45) días y deberán ser comunicados al Ministerio de Energía y Petróleo, dentro de un plazo de cinco (5) días hábiles después de finalizadas aquéllas. El Ministro de Energía y Petróleo podrá reabrir o ampliar dichas averiguaciones cuando lo juzgue conveniente.

2.7. DEFINICIONES PERTINENTES

Durante la vida productiva de un yacimiento, el petróleo puede ser extraído ya sea por recuperación primaria o utilizando métodos de recuperación suplementaria. Entre los métodos de recuperación suplementaria, la inyección de agua es uno de los más usados y consiste en inyectar agua al yacimiento, para desplazar el petróleo desde los pozos inyectores hacia los pozos productores, por un proceso de desplazamiento inmisible. Esto se realiza con el fin de aumentar al máximo posible el recobro del petróleo que originalmente se encuentra en el yacimiento.

2.7.1. RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las Reservas de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

A continuación se describe la clasificación de las reservas, según definiciones aprobadas en el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Tabla 1. Tipos de Reservas según Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo. ^[2]

CRITERIOS	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	• Probadas • Probables • Posibles
Facilidades de Producción	• Probadas Desarrolladas • Probadas No Desarrolladas
Métodos de Recuperación	• Primarias • Suplementarias

Según la Certidumbre de Ocurrencia^[2], las reservas se clasifican en:

- **Reservas Probadas**

Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. El término "razonable certeza" indica un

alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.

- **Reservas Probables**

Las Reservas Probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

- **Reservas Posibles**

Las Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

Según las Facilidades e Instalaciones de Producción^[2], las reservas se clasifican en:

- **Reservas Probadas Desarrolladas**

Las Reservas Probadas Desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria, cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.

- **Reservas Probadas No Desarrolladas**

Las Reservas Probadas No Desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Se incluyen en esta clasificación, las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

Según los Métodos de Recuperación^[2], las reservas se clasifican en:

- **Reservas Primarias**

Son las cantidades de Hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

- **Reservas Suplementarias**

Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

2.7.2. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

- **Recuperación Primaria**

Es aquella donde la extracción del petróleo se efectúa utilizando la energía existente en el yacimiento, acudiendo en algunos casos a métodos artificiales de levantamiento. La recuperación primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

Tales fuentes son: el empuje por agua, el empuje por gas en solución, la expansión de la roca y de los fluidos, el empuje por capa de gas y el drenaje por gravedad. La eficiencia del factor de recobro de la producción primaria es, generalmente, baja cuando la expansión del líquido y la salida de gas en solución son los mecanismos de producción.

- a. **Empuje por agua.** Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada acuífero, como se muestra en la **Figura 3**. El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero. Si el acuífero no puede suministrar suficiente energía para alcanzar las tasas deseadas de extracción de los fluidos, manteniendo la presión del yacimiento, se puede implementar un programa de inyección de agua en el borde de éste para suplementar su energía natural. Este programa se denomina mantenimiento de presión con inyección de agua.

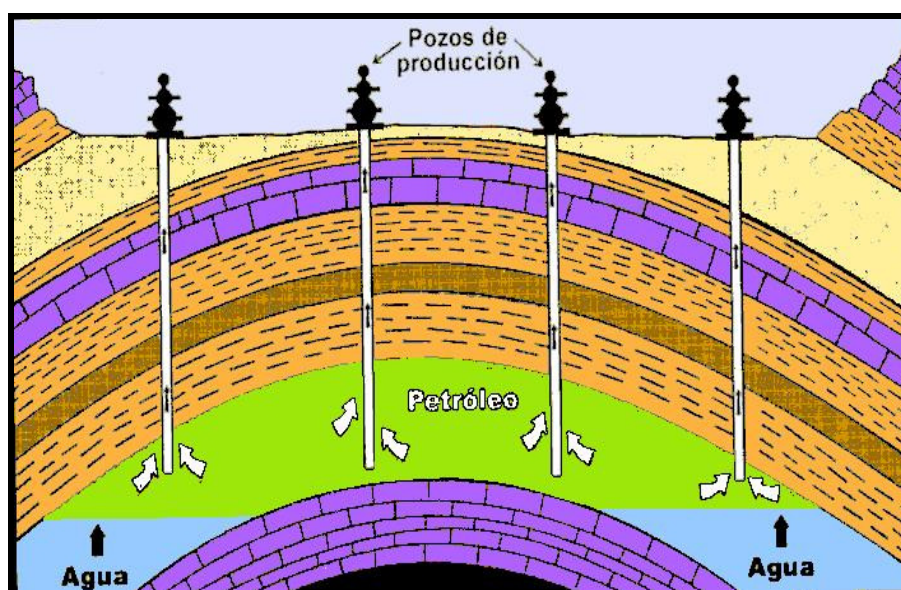


Figura 3. Yacimiento con Empuje de Agua ^[3]

b. Empuje por gas en solución. El petróleo, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos, puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores, como se muestra en la **Figura 4**. Los yacimientos con empuje por gas en solución son usualmente buenos candidatos para la inyección de agua.

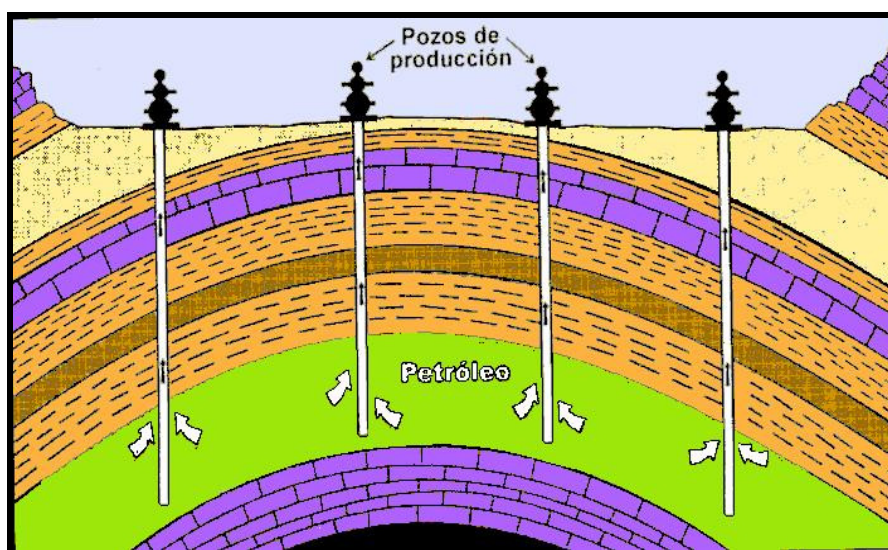


Figura 4. Yacimiento por expansión de gas ^[3]

c. Expansión de la roca y de los fluidos. Cuando el petróleo es altamente subsaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena debido a la compresibilidad de la roca y de los fluidos. Como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se

extraen los fluidos, hasta que se alcanza la presión de burbujeo. Entonces, el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos. Estos yacimientos son buenos candidatos para la inyección de agua con el fin de mantener alta la presión del yacimiento y para incrementar la recuperación de petróleo.

d. Empuje por capa de gas. Cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, existe una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje por gravedad, como se presenta en la **Figura 5**. Los yacimientos con capa de gas muy grande no se consideran como buenos candidatos para la inyección de agua. En su lugar, se utiliza la inyección de gas para mantener la presión dentro de la capa.

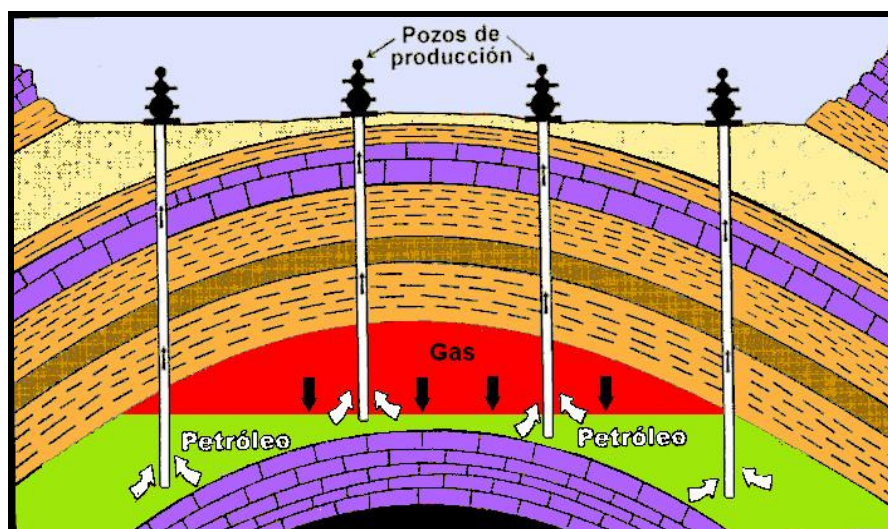


Figura 5. Yacimiento con empuje por capa de gas ^[3]

e. Drenaje por gravedad. El drenaje por gravedad puede ser un método primario de producción en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. El drenaje por gravedad es un proceso lento, porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio originalmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas.

- **Recuperación Suplementaria**

Consiste en extraer una cantidad adicional de las reservas remanentes de hidrocarburos en el yacimiento, mediante la inyección de fluidos u otros métodos, luego de su agotamiento primario. Bajo este concepto se incluye la recuperación secundaria y la recuperación mejorada, en ocasiones también llamada recuperación terciaria.

Los tipos de Recuperación Suplementaria que se emplean en los yacimientos, después de su agotamiento primario, son los siguientes:

- **Recuperación Secundaria**

Bajo este método se incluyen las cantidades de hidrocarburos que pueden ser recuperadas por encima de las reservas que se recuperarán por agotamiento natural.

Existen varias razones por las cuales se realiza la recuperación secundaria:

- Para recuperar volúmenes adicionales de petróleo, llamados también reservas adicionales o secundarias,
- Para restaurar y mantener la presión del yacimiento.

Entre los métodos de recuperación secundaria más usados están los siguientes:

a. Inyección de Agua. Proceso de recuperación secundaria en el cual el mecanismo impulsor es la inundación con agua en los horizontes saturados de petróleo, como se muestra en la **Figura 6**. En este proceso de recuperación secundaria, para una inyección de agua del tipo periférico, el yacimiento queda inundado en forma continua desde la parte inferior mientras los pozos productores están en la parte más elevada de la estructura.

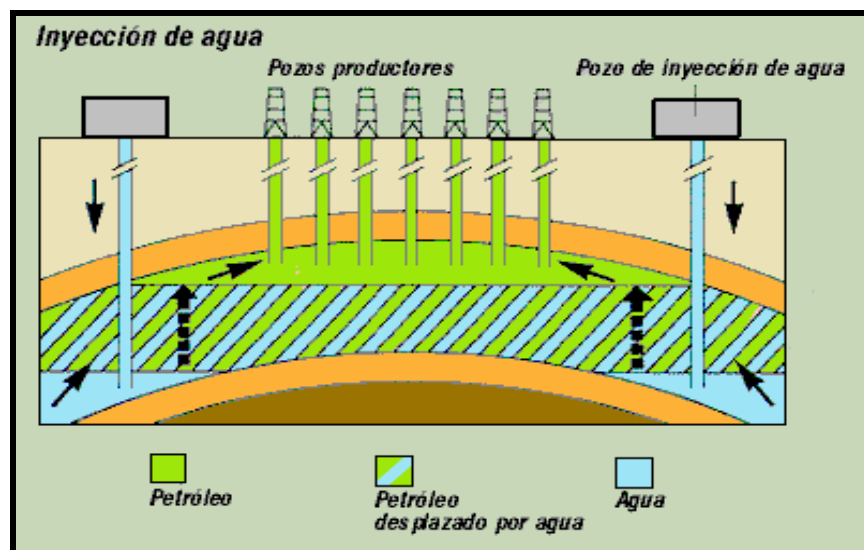


Figura 6. Diagrama de la Inyección de Agua en un Yacimiento de Petróleo ^[4]

b. Inyección de Gas. El propósito de este método es incrementar la recuperación de petróleo mediante el aumento de presión en el subsuelo, a través de la inyección de gas de forma cíclica o continua, dependiendo del tipo de hidrocarburo presente en yacimiento. Por lo general, el fluido que se inyecta es un gas pobre ($C_1 > 90 \%$) debido a su composición y valor comercial. En la **Figura 7**, se muestra esquemáticamente este tipo de mecanismo de recuperación.

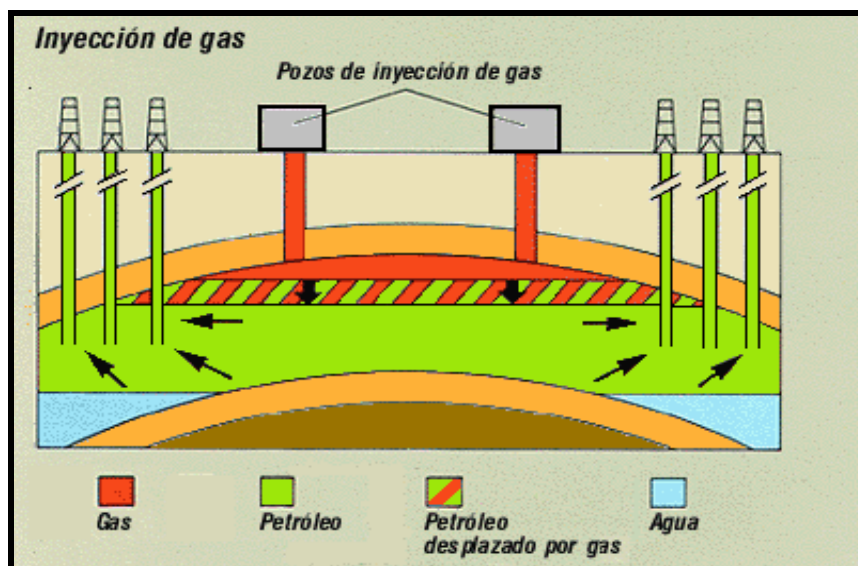


Figura 7. Diagrama de la Inyección de Gas en un Yacimiento de Petróleo ^[4]

c. Mantenimiento de Presión. Se refiere a la técnica cuyo propósito es la recuperación adicional de petróleo mediante el mantenimiento de la presión por medio de la inyección de agua / gas.

▪ **Recuperación Mejorada o Terciaria**

Se dice del tipo de recuperación en el que las reservas de hidrocarburos pueden ser recuperadas económicamente de los yacimientos por encima de las que pueden ser recuperables económicamente por métodos convencionales primarios y/o secundarios. En su conjunto se utilizan métodos térmicos y químicos, inyección de gas miscible/ inmisible (CO_2 , N_2) y otros (bacterias), para lograr el recobro de volúmenes adicionales de hidrocarburos, en uno o varios ciclos de programas diversos. Entre las técnicas usadas están la inyección de forma cíclica o continua, que va a depender del tipo de hidrocarburo presente en el yacimiento.

A continuación, se definirán los métodos más aplicados para instaurar proyectos de recuperación mejorada o terciaria:

a. Métodos Térmicos. Los principales métodos térmicos se describen a continuación:

➤ **Inyección Alterna de Vapor de Agua**

Es un proceso térmico que consiste en inyectar vapor de agua en un determinado pozo productor de petróleo en forma discontinua. Se realiza cerrando el pozo durante un periodo determinado, mientras que el vapor "remoja" la formación, intentando que el vapor caliente se disperse uniformemente y consiga disminuir la viscosidad del petróleo para que luego el pozo sea abierto a producción.

➤ **Inyección Continua de Vapor de Agua**

Método en el cual se inyecta vapor de agua al yacimiento de forma ininterrumpida. El mecanismo de desplazamiento durante la invasión es más complejo, se utilizan varios pozos por arreglos para la inyección, por lo cual se convierte en un método costoso pero de más eficiencia que la inyección alterna.

➤ **Inyección de Agua Caliente**

Es una técnica que consiste en la inyección de un número predeterminado de barriles de agua caliente a un pozo. Durante el proceso, el petróleo es desplazado inmisciblemente por el agua. Los mecanismos de desplazamiento que operan en este proceso son: la movilidad del petróleo al reducir su viscosidad, la reducción del petróleo residual por altas temperaturas y la expansión térmica del petróleo.

➤ **Combustión en Sitio**

Es un proceso que se centra en inyectar aire en un yacimiento y a la vez utilizar un calentador colocado en un pozo inyector, con el objeto que reaccione con los combustibles orgánicos generando una fuente continua de calor. Esta energía generada de la combustión, se utiliza para extraer el petróleo no quemado durante la reacción.

b. Métodos Químicos. El principal método químico se describe a continuación:

➤ **Inyección de Polímeros**

Consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros. Se realiza con la finalidad de mejorar la relación de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento para así restaurar la producción de petróleo. Este proceso se caracteriza por tener costos elevados.

c. Inyección de Gas Miscible/Inmiscible. Se tienen las siguientes opciones:

➤ **Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂)**

Se efectúa con el propósito de reducir la viscosidad del petróleo, en los casos de petróleos pesados, y para el caso de petróleos livianos se aplica buscando un desplazamiento miscible entre las fases. Este método es recomendable en yacimientos con petróleos desde moderadamente livianos hasta livianos (gravedad API > 25°).

➤ **Inyección de Nitrógeno (N₂)**

Este método consiste en la inyección de Nitrógeno en el yacimiento, con la intención de generar un desplazamiento del banco de petróleo a los pozos productores. Se recomienda en

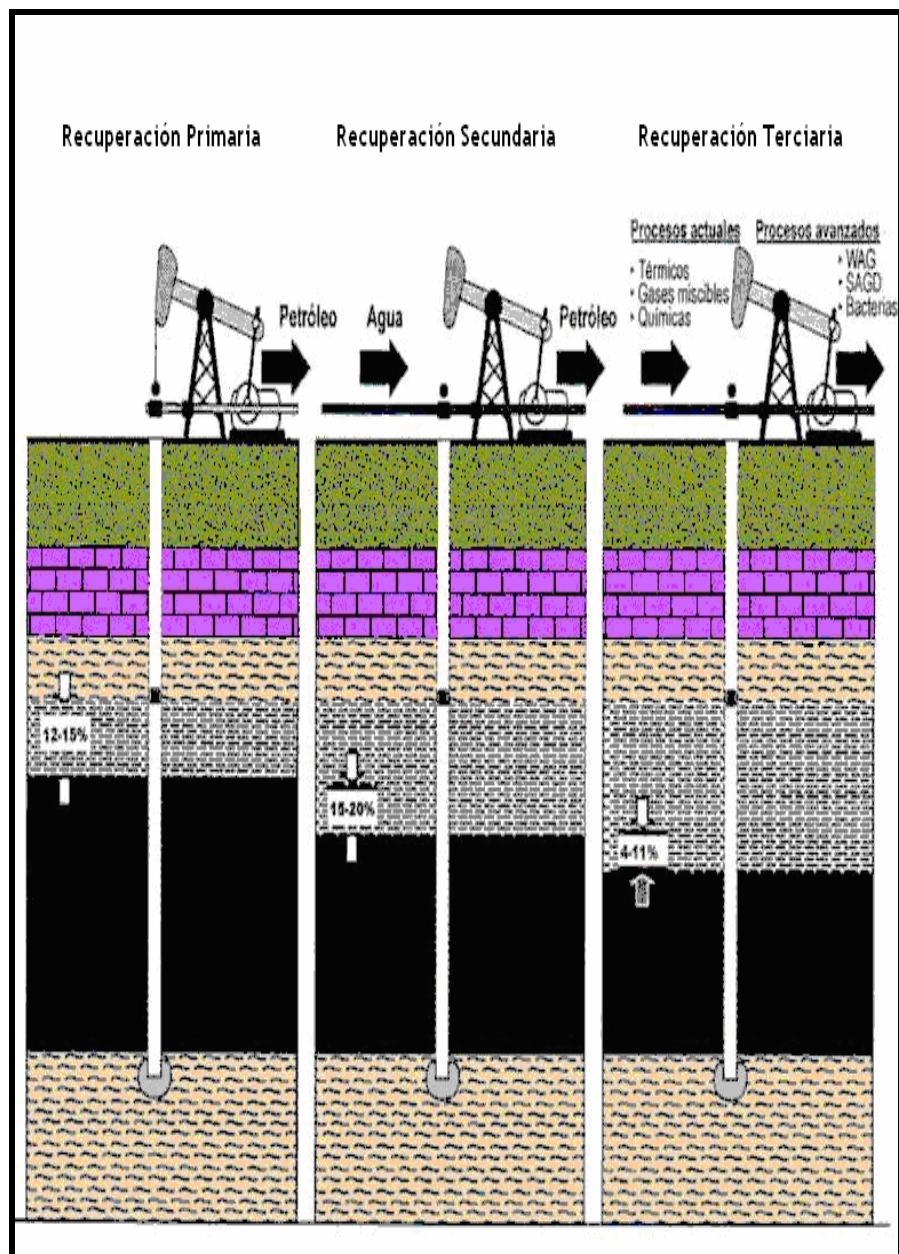
yacimientos con una profundidad igual o mayor a los 5000 pies, a fin de mantener las altas presiones de inyección (> 5000 lpc) necesarias para alcanzar la miscibilidad del petróleo con el N_2 , sin fracturar la formación. Es aplicable en yacimientos con petróleos livianos con gravedad API $> 35^\circ$.

d. Otros

➤ **Inyección de Bacterias**

Esta técnica consiste en la inyección de microorganismos específicos al yacimiento, y la posterior estimulación y transporte de sus productos metabólicos, generados en sitio, a fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el yacimiento. Estos microorganismos pueden actuar como agentes movilizantes del petróleo residual o agente tapón para aislar selectivamente zonas no deseadas del yacimiento.

La **Figura 8** presenta un esquema del yacimiento, dependiendo del método de recuperación utilizado:

Figura 8. Mecanismos de Producción de Petróleo ^[3]

A los fines de este trabajo, los Proyectos de Recuperación Secundaria se limitarán a los proyectos por inyección de agua. Es por ello que se discute este tema a continuación:

2.8. PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua. Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar petróleo adicional de un yacimiento.

2.8.1 RANGOS DE APLICACIÓN PARA LA INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS ^[5]

- **Saturaciones**

Se tienen las siguientes sugerencias de rangos de aplicabilidad:

S_w : aplicable desde 0% hasta 75%. Dudoso a partir de 50%

S_g : aplicable desde 0% hasta 70%. Dudoso a partir de 25% a menos que se desplace el gas.

S_o : aplicable desde 25% hasta 100%. Dudoso en saturaciones de petróleo menores que 35%.

- **Gravedad del petróleo**

Es una propiedad que afecta la viscosidad del petróleo, y que se ve influida por la temperatura y el gas en solución, y a la vez es un factor determinante

de la gravedad API. Se han reportado proyectos exitosos de inyección de agua en petróleos con gravedades API a partir de 15°.

- **Viscosidad del petróleo**

Desde 0,2 cp hasta 200 cp. Rendimiento económico dudoso a partir de 30 cp.

- **Porosidad**

A partir de 15%, resultados dudosos para porosidades menores de 7%

- **Permeabilidad absoluta**

A partir de 0,1 mD. Resultados cuestionables por debajo de 10 mD

- **Variación de permeabilidad**

Intercalaciones con permeabilidades de 5 a 10 veces mayores que las de la arena circundante han sido reportadas como causantes de fallas en proyectos de inyección de agua.

- **Profundidad**

Desde 200 pies hasta más de 10.000 pies. El tope de la profundidad más somera viene dictado por el gradiente de fractura, permeabilidad, espesor y la viscosidad del petróleo. La profundidad máxima viene limitada por la capacidad de levantamiento del sistema de producción.

- **Temperatura**

Desde 60 °F hasta 300 °F. El límite inferior viene dado por la viscosidad del petróleo, en tanto que el límite superior está determinado por la temperatura de operación de los equipos de producción.

- **Presión**

Hasta 10.000 lpc, las mismas consideraciones que se han descrito para la profundidad.

- **Espesor de la formación**

Zonas de menos de 10 pies han sido sometidas a inyección de agua exitosamente, usando arreglos de patrones en un espaciamiento de 40 acres (400 m de distancia entre pozos).

- **Litología**

Manteniendo todo lo demás constante, el recobro en areniscas parece ser más alto que en calizas, debido a una mejor distribución del tamaño de poros en las areniscas.

- **Casquetes de gas**

Tienen un impacto negativo importante en inyección de agua. Ellos pueden limitar severamente el recobro del yacimiento.

2.8.2 ASPECTOS BÁSICOS QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DEL TIPO DE INYECCIÓN DE AGUA

GENERAL

Cuando un ingeniero de yacimientos planifica un proyecto de recuperación secundaria debe considerar los siguientes aspectos, en lo referente al proyecto específico sometido a evaluación previa antes de acometerlo:

- a. Debe proporcionar el volumen de producción de petróleo deseada
- b. Disponibilidad del suministro del volumen de inyección de agua necesario para obtener la producción esperada
- c. Maximizar la recuperación de petróleo con un mínimo de producción de agua, es decir mantener en valores bajos la relación agua petróleo (RAP) en los pozos productores
- d. Aprovechar la heterogeneidad conocida del yacimiento: por ejemplo, permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas de la formación, buzamiento, etc.; para colocar los arreglos de pozos de tal forma que la dirección de máxima permeabilidad o de las fracturas del yacimiento sea la misma que la línea que une los pozos de inyección contiguos
- e. Ser compatible con el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de pozos nuevos
- f. Recolectar información de las operaciones de inyección de otros operadores en campos adyacentes

La primera selección que se debe hacer es el modelo de inyección, es decir, si la inyección de agua debe ser según un arreglo repetitivo o tratar al yacimiento como un conjunto, utilizando inyección periférica, inyección de extremo a extremo, línea central de pozos de inyección, o establecer alguna combinación de éstos. Una inyección periférica da, generalmente, el máximo de recuperación de petróleo con un mínimo de agua producida.

Otro aspecto que debe considerarse para decidir sobre la posibilidad de inyección periférica de agua, es si la permeabilidad de la formación es lo suficientemente alta para permitir el movimiento del agua en el volumen deseado y en la distancia de varios espaciamientos entre pozos, desde el pozo de inyección y la última línea de pozos productores. Desde luego, el operador de la inyección periférica de agua puede optar por convertir los productores invadidos de agua a inyectores y, en esta forma, mantener los pozos de inyección tan cercanos como sea posible del frente de invasión, sin dejar atrás un volumen importante de petróleo móvil.

2.8.3 ANÁLISIS DE UN YACIMIENTO PARA OPERACIONES DE INYECCIÓN DE AGUA

- **Recolección de Datos y Pruebas**

Es responsabilidad del Ingeniero de Yacimientos y el Geólogo asignados al proyecto, elaborar un programa de los requerimientos de datos durante la vida de un yacimiento, y cómo y cuando estos datos deben ser recolectados. El detalle de este programa debe ser modificado continuamente, a medida que se obtenga más conocimiento sobre el yacimiento.

El programa inicial debe ser diseñado para obtener datos de:

- a. Límites del campo y geometría del yacimiento
- b. Propiedades de la roca (Permeabilidad Relativa agua/petróleo o gas/petróleo)

- c. Localización de los contactos gas/petróleo y agua/petróleo, si estuvieran presentes
- d. Características de los fluidos del yacimiento, contenido de agua intersticial
- e. Condiciones de presión y temperatura inicial del yacimiento, relaciones de movilidad
- f. Indicaciones de fracturas naturales y sistemas de fallamiento
- g. Variación areal y vertical de la porosidad y permeabilidad
- h. Continuidad de la formación
- i. Información general, tal como la productividad promedio por pozo.

Así mismo, se debe incluir la recolección de la información de las siguientes pruebas:

- a. Análisis de núcleos en suficiente cantidad y con suficientes perfiles de pozos junto a análisis especiales de núcleos
- b. Pruebas de presión periódicas y datos de temperaturas
- c. Muestras de los fluidos del yacimiento

- d. Pruebas periódicas de producción
- e. Historia de producción mensual de los fluidos por pozo
- f. Medidas del Índice de Productividad y Pruebas de Interferencia.

Obviamente, esta lista es de la información “deseable y conveniente”. Si no se logra recabar, renglón por renglón se deberán idear caminos alternos para su estimación.

2.8.4 FACTORES IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE OPERACIONES DE INYECCIÓN DE AGUA

- **Parámetros para Estimar la Recuperación Esperada de Petróleo**

Para realizar la predicción de la recuperación esperada de petróleo bajo el escenario de instaurar un proyecto de inyección de agua, se requiere de:

- El mejor estimado del volumen de petróleo original en sitio (N)
- La recuperación por producción primaria que ocurrió antes del inicio de la inyección
- La saturación de petróleo existente al inicio de la inyección, la saturación residual de petróleo después del proceso de desplazamiento y cómo se espera que se distribuya en el yacimiento

- La fracción del yacimiento a ser barrida
- Las tasas de producción e inyección.

En tal sentido, se necesita de suficientes datos para estimar estos parámetros o indicadores. Las posibles fuentes de estos datos se indican a continuación:

- **Petróleo en Sitio (N)**

Requiere de:

- a. Suficiente número de pozos para definir la extensión areal del yacimiento
- b. Perfiles de pozos para determinar la sección productiva y el contenido de los fluidos presentes en la misma
- c. Mediciones en núcleos de porosidad, saturación de agua y a veces presión capilar
- d. Cálculos de balance de materiales basados en la historia de presión del yacimiento y la historia de producción del mismo para confirmar los estimados volumétricos del petróleo original en sitio.

➤ **Comportamiento en la Etapa de Producción Primaria**

Es necesario disponer de:

- a. Producción de petróleo, gas y agua por pozo
- b. Presiones a partir de pruebas periódicas
- c. Propiedades de los fluidos
- d. Mediciones de permeabilidad relativa obtenidas sobre núcleos, para las fases desplazante y desplazada
- e. Datos geológicos de pozos no productivos y fuera de los límites productivos, para así ayudar a la determinación del mecanismo primario de empuje.

➤ **Fracción del Yacimiento a ser Barrido**

Se requiere disponer de:

- a. Mediciones de núcleos para definir la variación de la permeabilidad y contenido de los fluidos presentes
- b. Secciones transversales y pruebas de interferencia de presión para determinar continuidad del yacimiento entre pozos
- c. Estimados de estratificación a partir de mediciones de núcleos y perfiles
- d. Definición de la orientación de la permeabilidad
- e. Arreglo seleccionado para la inyección
- f. Viscosidad de los fluidos y permeabilidades relativas
- g. Comportamiento del barrido areal del arreglo de inyección seleccionado y para opciones alternas de otros arreglos válidos o prácticos.

➤ Tasas de Inyección y Producción

Se debe poder estimar los siguientes parámetros:

- a. Permeabilidad efectiva del yacimiento a partir de núcleos, pruebas de presión y de índice de productividad
- b. Curvas de permeabilidad relativa para las fases desplazante y desplazada
- c. Condiciones en la cercanía a los pozos sometidos a análisis de presión
- d. Estimados de presión de inyección
- e. Propiedades de los fluidos
- f. Tasas estimadas a partir de cálculos.

- **Tiempo o momento óptimo para el inicio de un proceso de inyección de fluidos**

Se debe tener especial cuidado en lo que respecta a seleccionar el momento óptimo para el inicio de la inyección real. En todos los casos hay que reconocer que la necesidad de inyección en un yacimiento es obtener objetivos específicos. El momento óptimo para iniciar físicamente un proyecto de inyección está relacionado a menudo con el proceso más apropiado para el yacimiento motivo del estudio, en un campo determinado. Hay que evitar retrasar el punto óptimo para el comienzo físico de la inyección. La planificación temprana, aún cuando no sea al detalle, hará posible la toma de datos básicos en el momento más adecuado para el análisis de ingeniería requerido. Esto puede conducir a la modificación del programa de desarrollo, a fin de que los pozos puedan ser perforados en la ubicación deseada y con la máxima eficiencia para cumplir el programa de inyección y a un costo mínimo de perforación y reparaciones.

El inicio de un proyecto de inyección de agua, es función de diferentes variables de los yacimientos, entre las cuales pueden citarse: los mecanismos de producción, la presión inicial, la presencia y tamaño del acuíferos y/o la capa de gas, las propiedades específicas de los fluidos, y la presión de burbujeo; entre otros.

En campos maduros, el punto óptimo, generalmente, ya pasó y en todo caso la pregunta deberá referirse a cual es el mejor proceso que ha de utilizarse o bien, si el aumento de presión puede ofrecer oportunidades para otros procesos. En general, no existen métodos específicos para calcular

directamente el momento óptimo para el inicio de un proyecto de inyección de fluidos. En su lugar, ese cálculo debe hacerse luego de una revisión y estudio de diferentes estrategias posibles de explotación futura que consideren el inicio en diferentes etapas del agotamiento, y luego el análisis económico correspondiente de las distintas opciones, a fin de decidir lo más conveniente como curso de acción.

- **Selección del Fluido de Inyección**

En los proyectos de inyección, algunos parámetros son fijos y escapan al control del Ingeniero. Estos incluyen propiedades del petróleo, del yacimiento, propiedades de la roca, estratificación geológica, fallamiento y profundidad. Por otro lado, el Ingeniero puede hacer variar algunos parámetros tales como fluido para la inyección, presión de inyección, arreglo y tasa de inyección.

La selección del fluido de inyección apropiado para un yacimiento específico es, probablemente, la parte más difícil del diseño de cualquier operación de inyección. Generalmente el agua y el gas son los fluidos menos costosos y, habitualmente, están disponibles para ser usados en grandes volúmenes para el desplazamiento del petróleo. Es usual, que el agua sea más eficiente que el gas para desplazar el petróleo porque tiene mayor viscosidad, menor movilidad, y además, es frecuente que las rocas presenten menor permeabilidad efectiva al agua que al gas. Esto conduce a una razón de movilidad agua/petróleo menor que la de gas/petróleo y, por lo tanto, la eficiencia de barrido areal, volumétrica y la del desplazamiento son mayores. También, cuando se inyecta agua,

generalmente, existe una mayor disponibilidad de agua superficial y subterránea en muchos de los campos petroleros, en comparación con la disponibilidad del gas como fluido de inyección.

Si no se dispone de agua en superficie, es conveniente el tratamiento y la reinyección de agua efluentes para evitar la contaminación ambiental. En Venezuela se están incrementando los proyectos de inyección de agua y disminuyendo los de gas natural por el valor cada vez mayor de dicho hidrocarburo para usarlo como fuente de combustible, en lugar de como fluido de inyección.

Una operación de inyección de agua podría ser muy atractiva desde el punto de vista técnico, pero si el agua no está disponible en cantidades requeridas y a un costo razonable, el atractivo de esta opción sería sólo de orden académico.

- **Características del fluido de inyección**

En el caso de que el fluido de inyección sea agua, una de las primeras consideraciones que se debe tomar en cuenta en la planificación y diseño de un proyecto de recuperación secundaria, es localizar una fuente accesible de agua para la inyección.

El agua salada generalmente se prefiere antes que usar agua fresca, y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección. La calidad del agua es muy importante para evitar que se requieran altas presiones para mantener las tasas de inyección

requeridas. Así mismo, la corrosión del sistema de inyección, generalmente, se incrementa cuando se usa agua de baja calidad, por lo cual es necesario proteger el sistema de inyección para mantener la integridad física de las instalaciones y prevenir la generación de productos de la corrosión que pueden, a su vez, generar daños importantes en la formación productora y en los puntos de inyección en dicha formación.

Por consiguiente, a continuación, se resumen las características que se concluye debe poseer el agua a ser inyectada en el yacimiento:

- a. El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
- b. El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación. El encostramiento o escamas se pueden formar de la mezcla de aguas incompatibles o debido a cambios físicos que causan que el agua se convierta en sobre-saturada, causando dentro del sistema de inyección una reducción de la capacidad de flujo y, además, proporcionando un medio favorable para que ocurra corrosión.
- c. El agua no debe contener sólidos suspendidos o hidrocarburos líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento en los pozos de inyección. Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman escamas tales como, limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.
- d. El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta

consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y la permeabilidad de la roca.

e. La salmuera, como fluido de inyección, debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada y tratada, separadamente, si no son completamente compatibles.

- **Tratamiento de los fluidos de inyección**

Una calidad pobre del agua de inyección genera, en toda probabilidad, graves problemas en los pozos, los cuales requerirán constantemente trabajos costosos de reacondicionamiento tales como: achicamiento, limpieza, acidificación y fracturamiento para mantener un nivel aceptable de inyectividad. Hasta los pozos inyectoros de agua de buena calidad requieren algunas veces trabajos de reacondicionamiento para ese mismo fin.

Los problemas que generalmente origina la inyección de un fluido de baja calidad son:

- Elevadas presiones de inyección
- Reducción de la eficiencia de barrido y, por lo tanto, del recobro final de petróleo
- Corrosión en los pozos de inyección

- Taponamiento de la formación y reducción de la inyektividad
- Incremento de los trabajos de reacondicionamiento de los pozos de inyección

El tratamiento ideal del agua de inyección es aquel que permite mantener constante la inyektividad durante la vida del proyecto. Sin embargo, esto puede tener la limitación del costo, por lo cual se acostumbra establecer un equilibrio entre la calidad y el costo, de tal manera que los requerimientos de reparación de los pozos, producto del taponamiento, se encuentre en equilibrio con los costos del tratamiento del agua. Las formaciones menos permeables requieren agua de mejor calidad, lo cual puede ser compensado mediante la inyección a través de fracturas. Sin embargo, esta opción en el proyecto puede generar reducción en la eficiencia del barrido.

En la **Tabla 2** se presentan algunos tratamientos que se pueden realizar para mejorar la calidad de agua de inyección:

Tabla 2. Tratamientos para el agua de inyección.^[3]

FLUIDO	OBJETIVO	TRATAMIENTO
Agua	Remover sólidos	Filtración
	Prevenir la corrosión y deposición de sales metálicas	Tratamientos químicos
	Reducir el contenido de petróleo y limpiar la cara de la arena	Inyectar un tapón de detergente
	Eliminar los gases corrosivos	Aireación
	Reducir las bacterias	Tratamiento químico del agua con cloro, aminas, fenoles o compuestos amoniacales

- **Esquemas de inyección**

La experiencia ya obtenida en muchos yacimientos homogéneos y continuos, indica que la recuperación adicional de petróleo por inyección de agua es más efectiva cuando **se mantiene la presión por inyección en la periferia**.

Cuando se estima que la inyección periférica fallará por la falta de continuidad entre la periferia y el centro del yacimiento, por la heterogeneidad y por la baja permeabilidad, es conveniente inyectar y producir los fluidos en arreglos de pozos.

En general, se recomienda lo siguiente:

- Usar la inyección en arreglos de 5, 7 ó 9 pozos en yacimientos con poco buzamiento y con cierto grado de heterogeneidad, pues han resultado más beneficiosos que los arreglos en línea.
- Utilizar arreglos en línea en yacimientos inclinados, pues permiten lograr un buen control del frente de barrido.
- Se prefiere el uso de los arreglos de 7 pozos a los de 5 pozos por las razones siguientes:
 - a. Mayor eficiencia de barrido areal
 - b. Menor número de pozos inyectoros

De acuerdo con las movilidades de los fluidos desplazante y desplazado, resulta preferible la siguiente configuración:

- a. Un arreglo de 7 pozos invertido, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.
- b. Un arreglo de 7 pozos normal, si la movilidad es menor que la del petróleo.
- c. Un arreglo de 5 pozos, si la movilidad es igual a la del petróleo.

En la práctica, la selección del tipo de arreglo depende de la distribución geométrica de los pozos existentes y, finalmente, de los análisis económicos de los planes de explotación, los cuales se realizan con modelos analíticos o numéricos de los yacimientos y dicho análisis económico incluye los pozos nuevos que se requieren perforar o recompletar para generar los arreglos geométricos requeridos.

Los ingenieros experimentados, utilizando datos apropiados, pueden reconocer de manera oportuna y muy temprana en el proceso de planificación, el tipo de programa de inyección que podría llevar a la mayor recuperación económica o a mejores indicadores económicos.

- **Pozos Inyectores y Productores**

Los pozos de inyección y producción requieren consideraciones particulares en los proyectos de inyección de fluidos. En éstos suelen presentarse algunos problemas como: altas tasas de producción de agua y gas en los pozos productores, rotura de revestidores, fallas mecánicas, perforaciones, conificación de agua y gas, y fallas del cemento que originan baja eficiencia de barrido y alta producción de los fluidos inyectados.

Para subsanar esos problemas se utilizan métodos mecánicos, químicos y/o de cementación, pero hay que tomar en cuenta el tipo de yacimiento.

En los pozos inyectores se usan herramientas mecánicas colocadas en el fondo para controlar la inyección en la zona de interés: las empacaduras y las válvulas reguladas se utilizan, pero tienen la desventaja de un alto costo de inversión inicial y pueden originar problemas de pesca. Estos pozos requieren también controles superficiales para fijar las tasas de inyección. Generalmente se usan reguladores y válvulas que actúan a través de una restricción dentro de la válvula. Estos equipos son poco costosos en comparación con los otros equipos de fondo.

Muchos operadores consideran los pozos inyectores como de importancia secundaria y prefieren convertir pozos productores viejos en lugar de perforar pozos inyectores nuevos. La decisión más conveniente debe pasar por un análisis económico; pues es necesario considerar aspectos tales como el tamaño y la condición del revestidor, la técnica de completación y la localización del fondo del pozo del yacimiento, factor muy importante. La conversión de pozos de productores a inyectores puede ser un factor decisivo

en la economía y éxito operacional de un proyecto de inyección. Dependiendo de sus condiciones mecánicas, se recomienda usar como inyector los pozos viejos sólo si están ubicados, estratégicamente, para un proceso de invasión y **poseen buenas condiciones mecánicas**, a fin de minimizar la perforación de pozos nuevos.

- **Infraestructura para la inyección**

Las operaciones de campo dependen de los sistemas de inyección, de la compatibilidad y tratamiento de los fluidos, de los pozos de inyección y del uso de pozos viejos o la perforación de pozos nuevos.

Los equipos de inyección son un elemento de gran impacto económico en la selección final del fluido de inyección. Así por ejemplo, se sabe que las bombas de inyección de agua son menos costosas que los compresores requeridos para elevar la presión del gas, pero el costo del tratamiento del agua es mayor. Las instalaciones de producción, los tipos de inyección, la presión y la tasa de inyección son variables muy importantes.

La presión de inyección, generalmente, debe ser inferior a la presión de fracturamiento de la formación. Se recomienda calcular la máxima presión de inyección basándose en un gradiente de presión hidrostática de 0.75 lpc/pie, lo cual da un margen de seguridad para no fracturar la formación.

El mantenimiento inadecuado de las instalaciones también puede conducir a la necesidad de mayores presiones para alcanzar las tasas deseadas de inyección. Por otra parte, el diseño, construcción y monitoreo de las

instalaciones de inyección, así como los costos de tratamiento de los fluidos, reducen las reparaciones y la estimulación de pozos, disminuyendo los costos de operación y mantenimiento, y reduciendo así la pérdida de producción de petróleo.

En cuanto al diseño de las instalaciones de producción, éste depende del tipo de fluido que se inyecta y se produce. En el caso de inyección de agua se deben planificar instalaciones para desemulsificar y deshidratar el petróleo producido.

En la **Figura 9**, se presentan esquemáticamente los equipos relacionados a todo lo concerniente a las instalaciones físicas para la inyección de agua en yacimientos.

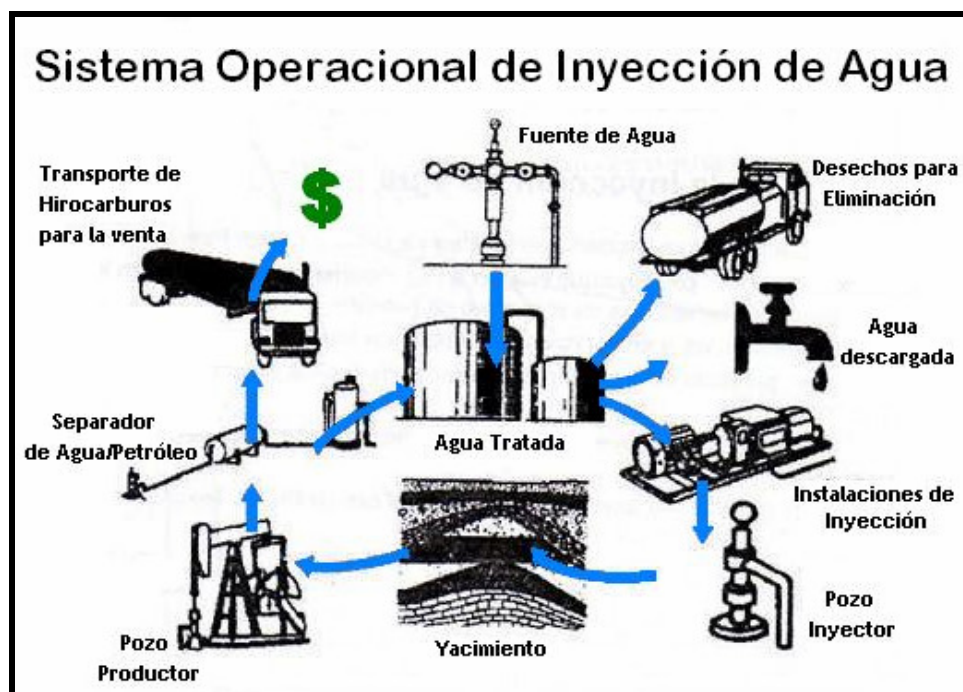


Figura 9. Sistema Operacional de Inyección de Agua^[5]

- **Aspectos Económicos**

Para que un proyecto de inyección sea económicamente viable debe generar indicadores de rentabilidad que satisfagan las metas de la empresa. Por esa razón, la gerencia de los proyectos de inyección de agua o gas requiere la evaluación económica, por lo cual se deben incorporar todos los factores que originan gastos e inversiones y evaluar las diferentes opciones disponibles, efectuar los cálculos y análisis de riesgos, así como seleccionar la estrategia de explotación óptima, usando los criterios de valor presente neto, tasa interna de retorno, entre otros.

Las facilidades de superficie, los pozos y sus equipos, y las fuentes de agua para inyección son por lo general escasas. Por eso es necesario considerar como **un costo** el valor del fluido de inyección.

También es fundamental tener en cuenta el costo del tratamiento del fluido de inyección, así como el costo del transporte y manejo de todos los fluidos producidos.

2.9. SEGUIMIENTO Y MONITOREO A PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA

El procedimiento para el seguimiento a yacimientos a ser inundados con agua incluye información sobre las características del yacimiento, estimación de las arenas productoras y del petróleo recuperable, análisis del comportamiento de

los arreglos, toma de datos, pruebas de pozos, monitoreo de la presión del yacimiento y base de datos de la información de los pozos.

El diseño e implementación de un programa completo de seguimiento de yacimientos sometidos a inyección de agua debe comprender:

- a. La descripción más certera que se tenga del yacimiento
- b. El comportamiento del yacimiento y las formas de estimar la eficiencia del barrido y el recobro de petróleo en las diferentes etapas de agotamiento
- c. Los pozos de inyección y producción, con sus presiones y perfiles de fluidos
- d. La calidad del agua y su tratamiento
- e. Las comparaciones mensuales del comportamiento real y pronosticado, para monitorear el avance del proceso de inyección de agua y su efectividad
- f. Las instalaciones superficiales y su funcionamiento
- g. Datos del comportamiento **por pozo**
- h. Problemas existentes y potenciales **por pozo**
- i. Indicadores económicos mensuales

j. Trabajo en equipo. Indispensable entre ingenieros, geólogos y personal de operaciones donde cada uno debe conocer los requerimientos y la racionalidad de las necesidades de los otros miembros del equipo

k. Determinación de las tasas de inyección

Más en detalle, los aspectos que generalmente necesitan ser atendidos y monitoreados en un proyecto de inyección de agua son:

- **Yacimiento**

- a. Presiones. Pruebas de presiones en los pozos de inyección y producción (restauración, declinación, multitasas), presiones en el yacimiento total, gradientes de presiones para balanceo de las tasas de producción e inyección

- b. Tasas. Mediciones del petróleo, agua y gas, el corte de agua, la relación gas-petróleo (RGP), la localización de la producción e inyección

- c. Balanceo de arreglos. El control del vaciamiento del yacimiento, la eficiencia areal y vertical

- d. Realineación de arreglos invadidos con agua

- e. Pozos de observación y monitoreo

- f. Barrido del yacimiento por agua

- g. Fracturas comunicadas
- h. Canalización y zonas ladronas
- i. Conificación y adedamiento
- j. Yacimiento barrido y petróleo dejado atrás

- **Pozos**

- a. Perfiles de producción e inyección (hoyo abierto y entubado, temperatura, producción, trazadores, otros)
- b. Inyección de agua en las zonas objetivo
- c. Gráficos de Hall (taponamiento y estimulación de pozos inyectoros)
- d. Trazadores para un pozo y entre pozos
- e. Mediciones de corrosión (cupones y otros)
- f. Integridad del cemento
- g. Equipo en el fondo de los pozos
- h. Equipos de superficie

- i. Fracturas en los pozos
 - j. Daño en la formación y taponamiento de las perforaciones
 - k. Condiciones de bombeo
 - l. Inhibición y residuos de corrosión y escamas
-
- **Instalaciones y Operaciones de Superficie**
 - a. Monitoreo de equipos y su mantenimiento
 - b. Instalaciones de pozos productores e inyectores
 - c. Sistemas de Tuberías de Superficie
-
- **Sistema Agua**
 - a. Presencia de gases corrosivos disueltos (CO_2 , H_2S , O_2), los minerales, el crecimiento de bacterias, el aumento en el porcentaje de sólidos disueltos, los sólidos suspendidos, la concentración y composición, el análisis de iones y el pH
 - b. Corrosividad. El monitoreo de la tasa de corrosión, el contenido de petróleo, las emulsiones y el sulfuro de hierro

- c. Análisis en sitio y en el laboratorio
- d. Toma de datos en la fuente de agua y en varios puntos del sistema de inyección

A continuación se describen en mayor detalle las tareas que se deben acometer en el proceso de monitoreo de un Proyecto de Inyección de Agua:

2.9.1 MONITOREO DE LA CARACTERIZACIÓN Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INUNDACIÓN CON AGUA

- **Características Físicas y Comportamiento del Yacimiento.** Estas incluyen la permeabilidad, la porosidad, el espesor, las saturaciones de fluidos, así como las variaciones areales y verticales, los contactos agua-petróleo y gas-petróleo, la anisotropía, la conductividad vertical, las fracturas, los esfuerzos en sitio, la porción de la arena que contiene petróleo aún recuperable, la arquitectura del yacimiento, entre otros datos. En detalle puede resumirse como la permeabilidad efectiva de la formación, la existencia de barreras de permeabilidad entre pozos, la existencia de fracturas naturales e inducidas, el espesor efectivo de la formación, los gradientes de presiones de los fluidos, la evidencia de daño o taponamiento de las perforaciones, el flujo cruzado, las fugas en el revestidor y la tubería de producción, las muestras de fluidos, las presiones, las recompletaciones y las estimulaciones, así como la correlación entre diferentes capas en la formación.

- **Comportamiento durante el Agotamiento Primario.** La historia durante la etapa de producción primaria genera información de interés. Por ejemplo, la alta producción en los pozos productores puede indicar buenas permeabilidades y porosidades, así como buenos espesores de arena o bien la presencia de otras arenas en dichos pozos; mientras que una baja producción puede indicar lo contrario, así como también algún daño a la formación, malas condiciones mecánicas de los pozos o arenas aisladas.
- **Curvas de Producción** ^[6]. Una manera de hacer análisis de declinación de producción (tasa vs. tiempo o vs. producción acumulada) es utilizar un procedimiento estadístico que adquiere valor como una forma empírica de pronosticar la producción con base en la historia. Así, para un período de historia conocida se ajusta un polinomio-tipo a la información disponible y simplemente se extrapola el mismo a futuro, sin requerir el análisis del mecanismo y de los factores que causaron el referido comportamiento histórico. Como las reservas remanentes representan el área integrada bajo la curva de Q_o vs. t a futuro, el análisis estadístico de declinación es un procedimiento válido para hacer una **primera aproximación** de las reservas remanentes de cualquier acumulación. En yacimientos con inyección de agua se ve afectada la declinación de las tasas pero el análisis de declinación puede, igualmente, ser utilizado con cautela. Sin embargo, el único requisito para aplicar este procedimiento en yacimientos con inyección de fluidos es conocer adecuadamente los aspectos de los mecanismos relacionados a los fluidos inyectados, a fin de seleccionar o ajustar el análisis de declinación que sea adecuado al caso real que corresponde. Otro gráfico de interés para el análisis de los procesos de invasión con agua es el de la relación agua-petróleo (RAP) vs. petróleo recuperado acumulado. Por medio de estas curvas se puede

estimar el factor de recobro futuro o bien deducir las condiciones del proceso de inyección de agua.

- **Curvas de Inyección de Agua.** Permite constatar que la inyección de agua en el yacimiento se haya cumplido según lo estipulado al inicio de la ejecución de un Proyecto de Recuperación Secundaria.
- **Relación Gas Petróleo (RGP).** Una disminución en la RGP indica que se ha producido el “relleno”. Por el contrario, un aumento significa, generalmente, que no se ha inyectado suficiente volumen de agua para desplazar el gas libre.
- **Mapas de Frentes del Agua de Inyección.** Estos mapas muestran la ubicación de los frentes de invasión de agua de los pozos inyectoros hacia los pozos productores. Reciben el nombre de mapas de burbuja y, normalmente, permiten visualizar las áreas invadidas y aquellas no afectadas por el agua inyectada.
- **Gráficos X ^[7].** Consiste en un método desarrollado para simplificar la extrapolación de los datos de producción, considerando que un gráfico del factor de recobro vs. X resulte en una línea recta, donde X se define como:

$$X = Ln\left(\frac{1}{f_w} - 1\right) - \frac{1}{f_w}$$

Donde f_w es el flujo fraccional de agua.

En algún momento, cuando la gráfica de los datos de campo se desvía de una línea recta se puede sospechar un cambio en las propiedades de los fluidos inyectados o en los planes de inyección / producción, ya que el gráfico X depende de la permeabilidad relativa de los fluidos y de las condiciones de operación de la inyección.

Este método es más general que el gráfico convencional de corte de agua vs. Petróleo acumulado y conduce a mejores resultados cuando el corte de agua excede a 0,75 y es aplicable, en general, para valores superiores a 0,5.

- **Inundaciones Controladas de Agua.** El tope máximo de recobro y ganancias se logran si el frente de invasión llega simultáneamente a los pozos de producción, lo cual significa la producción de los mayores volúmenes de petróleo de los pozos que drenan los yacimientos invadidos. Esto representa una vida mínima del proyecto, con menores costos de operación, mientras se logra el máximo recobro de petróleo.
- **Balance de los Arreglos.** La definición aproximada del flujo de fluidos en los yacimientos es un elemento clave en el seguimiento de yacimientos sometidos a inyección de agua. El balance de los arreglos, por lo general, aumenta la eficiencia del barrido y la oportunidad de recuperar las reservas remanentes de petróleo de la acumulación.

Una baja eficiencia de barrido, se atribuye al flujo direccional desigual en el yacimiento durante la inyección de agua, la cual puede ser por causa natural, o bien causada por el operador. La distribución del flujo de fluidos

la dominan las propiedades del yacimiento, las condiciones de los pozos y las prácticas operacionales.

Entre las propiedades del yacimiento, que influyen sobre la distribución del flujo de fluidos, están: las variaciones de la permeabilidad direccional, las fallas, la lenticularidad, los acuíferos activos, los cierres por permeabilidad. Entre las condiciones de los pozos y las prácticas operacionales controladas por los operadores, generalmente están: el daño en los pozos, las tasas de inyección y producción desbalanceadas y la pobre calidad del agua de inyección.

En la **Figura 10** se muestra esquemáticamente un ejemplo del balance de un arreglo de 5 pozos en el que se observa que el patrón operacional requerido exige perforar pozos formando un cuadrado. Además, se puede observar la existencia de un sistema de flujo radial alrededor de cada pozo inyector, mostrando los bancos de agua y de petróleo formados por la inyección de agua en el yacimiento.

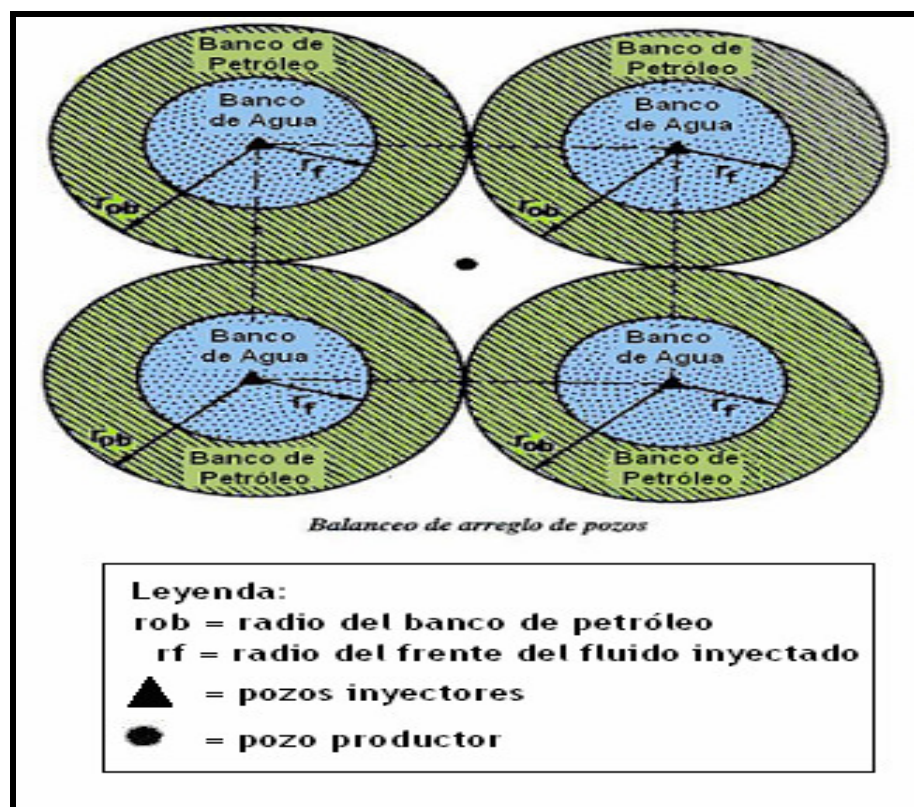


Figura 10. Balance de un arreglo de 5 pozos ^[8]

- **Análisis del Agua Producida.** La irrupción del agua inyectada se puede detectar mediante el monitoreo del contenido de cloruros en el agua producida, si existen diferencias significativas en la salinidad con el agua connata.
- **Mediciones con Perfiles de Inyección.** Las medidas periódicas de los perfiles de los fluidos que entran en los pozos de inyección, permiten detectar taponamiento de la formación, la inyección fuera de la zona objetivo así como zonas de baja inyectividad. La inyección de

los volúmenes de los fluidos con los datos obtenidos de los perfiles en los pozos permite un seguimiento más preciso de las historias de invasión de agua en cada zona.

- **Eficiencia Volumétrica de Reemplazo.** Es la relación entre los fluidos inyectados y los fluidos producidos. Lógicamente sí esta relación es superior a 100% el yacimiento se represa (aumenta la presión del yacimiento) mientras que una relación menor a 100% indica que no se ha inyectado lo suficiente y, por ende, la presión del yacimiento disminuirá.

2.9.2 MONITOREO DE LOS POZOS

- **Problemas comunes.** El taponamiento de la formación, la inyección de agua fuera de la zona objetivo y los perfiles no uniformes de inyección debido a la estratificación son los problemas más comunes. Por lo general, originan baja eficiencia areal y vertical. Las capas finas con alta permeabilidad son altamente conductivas, generando canales para el agua inyectada. Las heterogeneidades, el daño, las fracturas o las malas completaciones son las causas más frecuentes de los problemas referidos.

El taponamiento puede ser consecuencia de malas prácticas de perforación y la mala calidad del agua inyectada.

Los perfiles no uniformes están, relacionados, generalmente, con heterogeneidades, fracturas, fallas o taponamiento selectivo de las perforaciones.

La inyección de agua fuera de la zona de interés, frecuentemente es consecuencia de las malas cementaciones y fracturas.

Las pruebas y registros de pozos son las herramientas más utilizadas para detectar la causa de los problemas y, por consiguiente, determinar la solución a cada uno de ellos.

- **Completación de los Pozos.** Las condiciones del revestidor y el cemento juegan un papel importante en el seguimiento a los proyectos de inyección de agua, puesto que un cemento pobre permite que el agua se mueva detrás del revestidor. Igualmente, los pozos productores e inyectoros a hueco abierto, así como los pozos fracturados con altos volúmenes de tratamiento, no son recomendables puesto que, por lo general, tienen un efecto negativo en la eficiencia del barrido requiriendo esfuerzos adicionales en el seguimiento.
- **Pruebas en los Pozos de Inyección y Producción.** Estas pruebas se llevan a cabo para diagnosticar y luego tratar de controlar el comportamiento de los proyectos de inyección de agua, maximizar la presión diferencial, reducir el daño al mínimo, asegurar la distribución del agua en la formación apropiada y monitorear la extensión de las fracturas. Entre las pruebas de pozos y registros que se utilizan con más frecuencia en el monitoreo de la inundación con agua se encuentran las pruebas de restauración y declinación de presiones, las pruebas de inyektividad, los perfiles de flujo, las pruebas con múltiples tasas, las pruebas de interferencia y pulsación, las presiones y temperaturas de fondo, los trazadores entre pozos, los registros de cementación y los registros con rayos gamma.

- **El Gráfico de Hall.** El método de Hall es un procedimiento para la evaluación del comportamiento de la inyección y se basa en la suposición de flujo radial en estado estable. Para la implementación rigurosa del método de Hall se requiere del registro histórico de presiones y tasas de la inyección, además de la información acerca de la presión del yacimiento. Este método es, técnicamente, muy simple: sólo se grafica la integral con respecto al tiempo de la diferencia entre la presión de fondo del pozo inyector y la presión promedio de la formación versus la tasa de inyección acumulada. La pendiente obtenida del gráfico de Hall se interpreta como un indicador de la inyectividad promedio del pozo. En condiciones normales, el gráfico es una línea recta y los cambios de pendiente en la gráfica pueden proveer información valiosa en referencia a las características de los pozos de inyección. Así, es posible deducir si muestran daño, estimulación o si el agua se está dirigiendo fuera de la zona de interés, como se muestra en la **Figura 11**. El análisis de los gráficos de Hall puede permitir diagnosticar los requerimientos de cambios en las prácticas operacionales y valorar el éxito de un pozo inyector.



Figura 11. Gráfico de Hall ^[7]

- **Gráfico de Chan.** Este gráfico permite obtener, de manera rápida, un diagnóstico preliminar del origen de la producción de agua perjudicial en los pozos, cuya producción excesiva se puede reducir si se logra identificar su procedencia. Con este gráfico, generalmente, se pueden identificar las siguientes condiciones adversas al proyecto:
 - a. **Conificación:** Si se observa que la curva de la derivada de la Relación Agua-Petróleo (RAP') disminuye con el tiempo y se aleja

de la curva RAP, se puede tratar de un caso de conificación, como se muestra en la **Figura 12**.

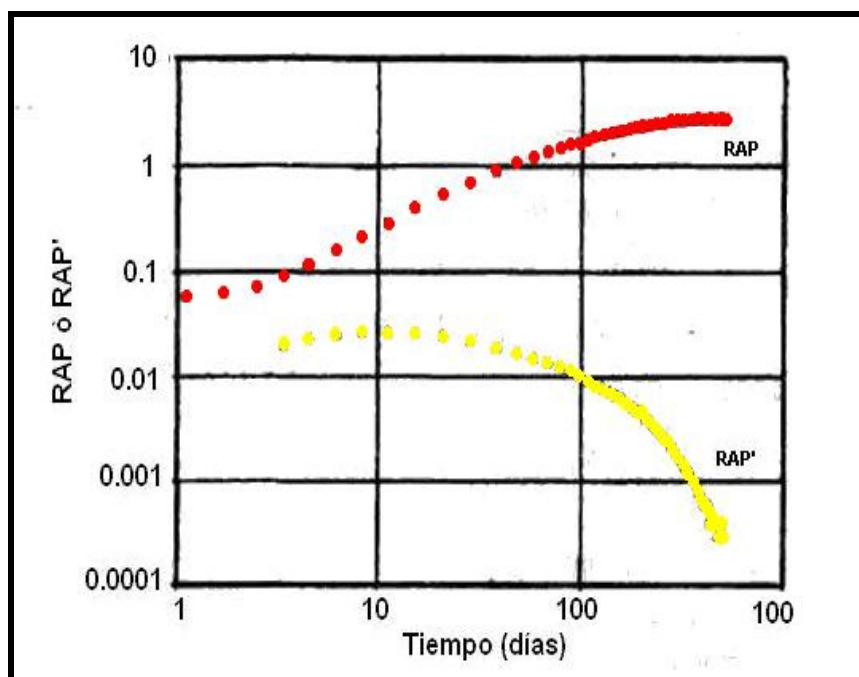


Figura 12. Curva indicativa de la posible presencia de conificación ^[9]

- b. **Adedamiento o Canalización:** Si se observa que la curva de la derivada de la Relación Agua-Petróleo (RAP') aumenta con el tiempo y se acerca a la curva RAP, se puede tratar de un caso de canalización o adedamiento, como se muestra en la **Figura 13**.

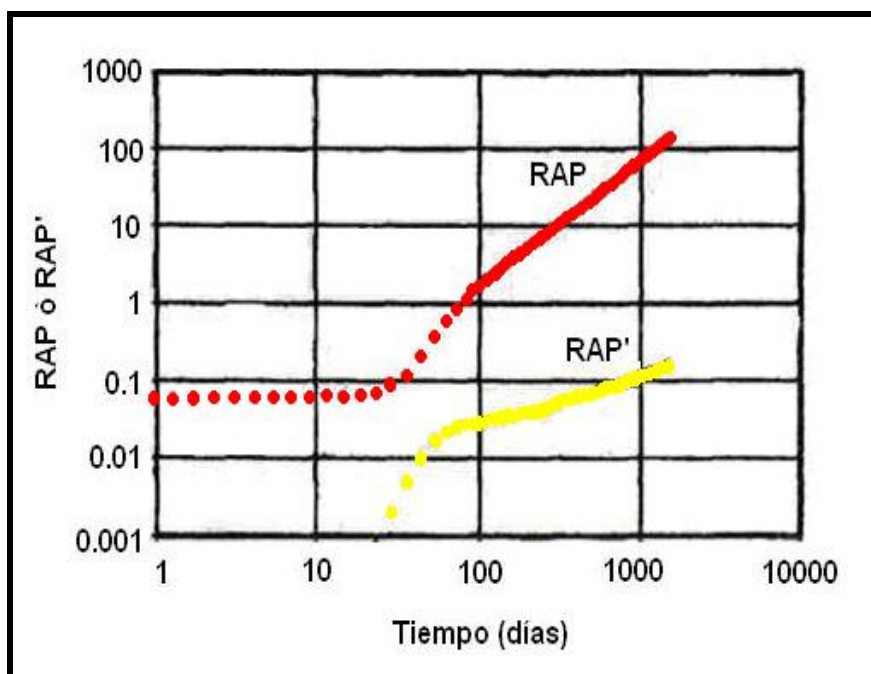


Figura 13. Curva indicativa de presencia de Adedamiento^[9]

- c. **Comunicación Mecánica:** Un aumento abrupto de ambas curvas RAP y RAP' (Figura 14) hace sospechar la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, a lo que se denominará comunicación mecánica.

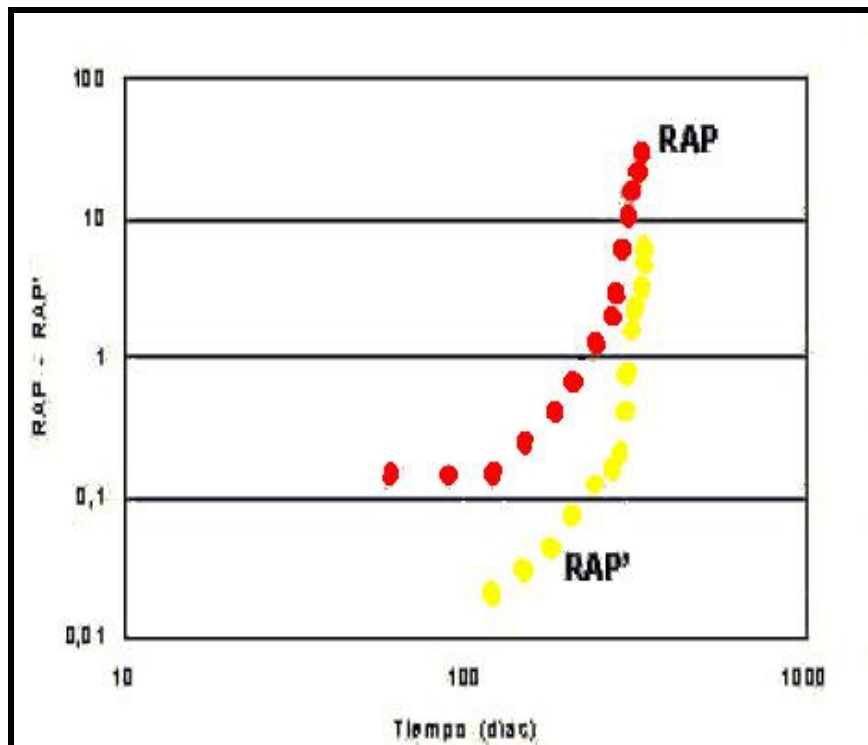


Figura 14. Curva indicativa de presencia de Comunicación Mecánica^[9]

El siguiente caso que se muestra en la **Figura 15**, consiste en el comportamiento normal de la producción de agua en un pozo productor.

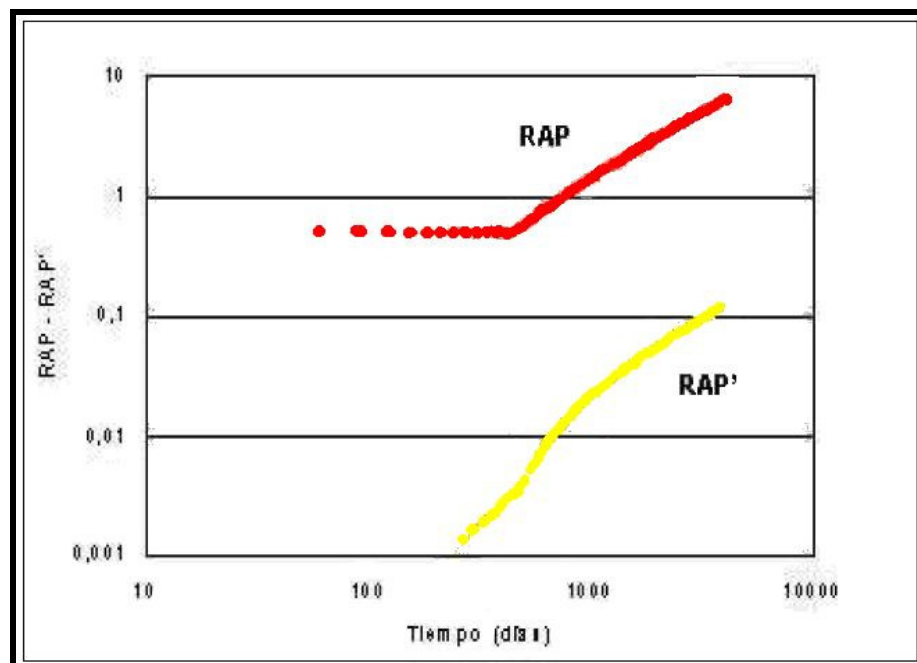


Figura 15. Curva indicativa del Comportamiento Normal en la Producción de Agua en pozos productores^[9]

- **Gráfico de Líquido y Petróleo Acumulado vs. Inyección de Agua Acumulada.** Esta gráfica se utiliza para determinar parámetros importantes en el seguimiento del proyecto de inyección de agua. Para la realización de este gráfico es importante destacar que deben manejarse los datos desde el inicio de la inyección.

En la **Figura 16**, se muestra este tipo de gráfico. Allí, una desviación entre las curvas a un volumen de inyección bajo, indica la irrupción temprana del agua, y una desviación entre las curvas a un volumen de inyección elevado indica que el recobro adicional de petróleo se podría obtener continuando la inyección con la configuración actual del proyecto.

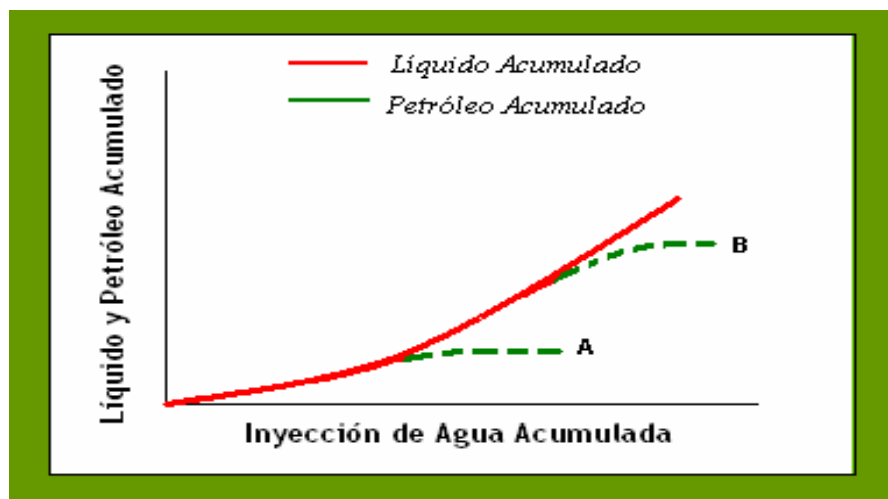


Figura 16. Gráfico de Líquido y Petróleo Acumulado vs. Inyección de Agua Acumulada ^[10]

- **Calidad de los Productores.** Los pobres productores, generalmente, son pobres inyectores y no se recomiendan salvo que se les efectúen trabajos de fracturamiento o estimulación.
- **Convertir Productores.** Habitualmente, los productores con alta relación agua-petróleo se convierten a inyectores y los pozos con alta relación gas-petróleo se cierran para acelerar el tiempo de “llenado”.
- **Contrapresiones.** Si los pozos de producción no se bombean, se origina una contrapresión que genera flujo cruzado y como resultado las zonas de baja presión no producen.
- **Cambio en los Perfiles de Inyección.** Esto puede lograrse con equipos de inyección selectiva, la perforación selectiva, la cementación a bajas presiones, la acidificación, el bloqueo de zonas ladronas a través de

tratamiento con geles, cementos, microbios, aditivos químicos, entre otros.

- **Limpiezas Regulares de los Pozos.** Esto permite mantener los pozos inyectoros en condiciones óptimas para un mejor desarrollo de la injectividad del agua y, en el caso de los pozos productores, para mejorar el flujo de fluidos producidos.
- **Técnicas de Completaciones y Reparaciones de Pozos.** El cañoneo bien diseñado, la limpieza de las perforaciones, el uso de fluidos de reparación y las empacaduras, son diferentes métodos para optimizar el proceso de completación y reparación de los pozos del proyecto.
- **Inhibición y Remoción de Escamas.** La principal causa de la formación de escamas en los pozos productores es la incompatibilidad entre el agua de formación (rica en minerales) y el agua de inyección (generalmente rica en sulfatos/carbonatos). El fenómeno de producción de escamas, frecuentemente es causado por la reacción entre los minerales y los sulfatos/carbonatos, cuando el agua de inyección se mezcla con el agua de formación. Otra causa puede ser el cambio de las condiciones termodinámicas del agua (presión-temperatura) que favorece la precipitación de las sales. La formación de escamas en un sistema de inyección es perjudicial, ya que las escamas restringen el flujo a través del conjunto de tuberías, tanto para las de inyección como para las sarta de tubería de producción, además que causa que la corrosión sea más severa.

Su prevención usualmente se efectúa mediante el uso de tratamientos químicos que son inyectados en el pozo, para así lograr la inhibición en la formación de las escamas.

- **Las Tuberías de Producción y el Control de la Corrosión.** Estos son elementos importantes en el seguimiento de los proyectos.
- **Recomendaciones Específicas para los Pozos de Inyección y Producción.** Es aconsejable revisar los cabezales, fuentes de agua y otros problemas operacionales.

2.9.3 MONITOREO DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES Y PROBLEMAS OPERACIONALES

El seguimiento a proyectos de inyección de agua en la mayoría de los casos se limita al comportamiento de los yacimientos. Sin embargo, en la mayoría de los casos los mismos son seriamente afectados por los problemas operacionales diarios. Mientras que los ingenieros de petróleo, los geólogos y los geofísicos están dedicados al análisis del comportamiento de los yacimientos, los ingenieros mecánicos, eléctricos y químicos están diagnosticando y resolviendo los problemas operacionales, donde todos deben trabajar en equipo.

Los equipos de superficie deben incluir las consideraciones sobre los sistemas de bombeo, la recolección y el tratamiento de los fluidos producidos, el tratamiento y el bombeo del agua de inyección, la separación

del agua, petróleo y gas, los problemas de corrosión y escamas, el manejo de los productos contaminantes y otros.

2.9.4 MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN

El monitoreo del sistema de la calidad del agua para inyección es extremadamente importante, pero a menudo es minimizado o ignorado, hasta que se produzca algún problema serio. El monitoreo debería hacerse con una regularidad programada, comenzando con una sistematización básica, inmediatamente después que el sistema de inyección ha sido instalado. El objetivo es detectar rápidamente algún deterioro en la calidad del agua, a fin de que puedan realizarse las correcciones a tiempo, antes de que cualquier sistema o alguno de los pozos inyectoros resulten con daños serios.

El análisis y medidas certeras son requeridos para el estudio del desempeño del sistema de inyección de agua. Algunos análisis deben ser efectuados en sitio, mientras otros pueden ser realizados solamente en un laboratorio. Los datos deberán ser recogidos en la fuente de suministro del agua, en los pozos inyectoros de agua, y en puntos apropiados intermedios donde la composición y/o las propiedades del agua son susceptibles a cambiar. En general, las muestras deberán ser tomadas corriente arriba y corriente abajo de cada parte importante del equipo asociado a los pozos inyectoros.

Sin embargo, desde el punto de vista de la formación, se deben tomar en cuenta dos momentos primordiales en el monitoreo del agua. A continuación se indican esos momentos y las características que deben presentar dichas aguas:

- **El agua antes de entrar a la formación:** El agua debe estar libre de cualquier material en suspensión como arena, barro, arcilla, y material inorgánico microscópico. La estabilidad química es el segundo requisito de las aguas usadas para la inyección. Es casi imposible obtener un suministro de agua perfectamente estable. Los gases disueltos, tales como Oxígeno, Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrógeno, causan inestabilidad. El oxígeno es uno de los principales causantes de corrosión, especialmente en aguas saladas y ácidas, y debe extraerse si está en solución en el agua.
- **El agua después de entrar a la formación:** El agua que se inyecta a la formación no debe reaccionar con los fluidos contenidos en la misma, ya que se pueden ocasionar precipitados que interfieren con el avance del agua. La adición de agentes reductores de tensión interfacial, ha tenido un efecto beneficioso en los procesos de inyección, aumentando el recobro de petróleo.

Tomando en cuenta lo aquí indicado, es conveniente, realizar los siguientes tipos de análisis para asegurar que se tienen las características idóneas del agua de inyección:

- **Composición del agua.** Las muestras de agua deberán ser tomadas para un análisis iónico. Las mediciones precisas del valor del pH, del ion carbonato y bicarbonato, de la concentración de oxígeno y sulfuro de hidrogeno disuelto, pueden ser realizadas solamente durante el muestreo.

- **Sólidos suspendidos.** Tanto la concentración como la composición de los sólidos pueden ser determinados sobre una muestra del agua.
- **Corrosividad del agua de inyección.** Se pueden usar cupones de corrosión, pruebas de polarización lineal y pruebas de resistencia eléctrica para el monitoreo de la tasa de corrosión.
- **Población Bacterial.** Se recomienda usar cultivos de bacterias, análisis del adenosin-trifosfato (ATP) y técnicas de examinación microscópica, uno a uno o en combinación, para el monitoreo de la actividad bacterial. La aparición de sulfuro de hidrogeno en un sistema de agua dulce es otro indicador de actividad bacterial. Si hay presencia de oxígeno disuelto es posible detectar un crecimiento de bacterias aeróbicas.
- **Contenido de petróleo.** Las muestras de agua deberían ser recolectadas en contenedores de vidrio y transportados a un laboratorio para su análisis. Esto se debe a que las medidas de la concentración de petróleo varían en función del método usado para realizar la toma de muestra.
- **Parámetros adicionales del sistema.** Deben medirse las temperaturas, presiones y velocidades de flujo.

2.10. IMPORTANCIA DEL SEGUIMIENTO Y CONTROL EN LA PLANIFICACIÓN DE PROYECTOS

Nuestra vida diaria está conformada, entre otras actividades, por proyectos. La actividad de proyectar, con un comienzo y un fin claramente definidos, necesita de la planificación a través de una metodología para asegurarse el éxito.

Dado que se busca lograr resultados a través de los proyectos, deben incluirse formas de medición de los avances y los resultados que aseguren el uso de una metodología adecuada, y que el proceso en cuestión este produciendo los resultados deseados y que se puedan identificar oportunidades para futuras mejoras.

La recolección de datos claves en los distintos proyectos proporcionará información relevante para decisiones de inversión futura. Estos datos o información de seguimiento, responden fundamentalmente a las siguientes preguntas:

¿El proyecto se completó en el tiempo prometido?

¿Se pudo llevar a cabo dentro del presupuesto establecido?

¿Se logró cumplir con las expectativas de rendimiento estimadas?

Finalmente, el análisis de estos datos o parámetros ayuda a evaluar la metodología de trabajo utilizada y a decidir oportunidades de mejoras futuras, comparándolos con los objetivos fijados.

Como se ve, la planificación utilizando una metodología clara, es una manera clave para tomar decisiones con el objeto de modificar el futuro, determinando el qué y el cómo, la secuencia de realización de las tareas relacionadas, y quiénes las llevarán a cabo.

Capítulo III

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

El enfoque bajo el cual se realizó la investigación fue de tipo mixto, donde se presenta una convergencia de los modelos de investigación cualitativo y cuantitativo. Específicamente se usó el modelo de enfoque dominante, que se lleva a cabo bajo la perspectiva de alguno de los enfoques, el cual predomina; y también incluye componentes del otro enfoque. Para efectos de este trabajo de investigación el enfoque dominante es el cualitativo.

El tipo de estudio realizado durante este Trabajo Especial de Grado se fundamenta en un análisis descriptivo, ya que el propósito principal es describir y estudiar el comportamiento histórico de la producción de un yacimiento sometido a un proyecto de inyección de agua. Los estudios descriptivos miden, evalúan o recolectan datos sobre diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno a investigar. Desde el punto de vista científico, describir es recolectar datos o información. Las investigaciones descriptivas, buscan especificar propiedades, características y rasgos importantes de cualquier fenómeno que se analice. En esta clase de estudios se debe ser capaz de definir, o al menos visualizar, qué se va a medir o sobre qué se habrán de recolectar los datos y también ofrecen la posibilidad de predicciones o relaciones, aunque sean poco elaboradas.

3.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación no experimental se define, según Hernández (2003), como: “estudios que se realizan sin la manipulación deliberada de variables y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para después analizarlos” (p.269).

El diseño aplicado para realizar este trabajo es de tipo no experimental longitudinal de panel, dado que no se construye ninguna situación, sino que se observan situaciones **ya existentes**, no provocadas por el investigador. En este tipo de investigación las variables independientes ya han ocurrido y no es posible manipularlas. El investigador no tiene control directo sobre dichas variables, ni puede influir sobre ellas, porque ya sucedieron, al igual que sus efectos. Además se recolectan los datos en diferentes puntos o periodos, a través del tiempo, del grupo de eventos medidos u observados, para realizar **inferencias acerca de los cambios, sus causas y sus efectos**. En tal sentido, mediante la recolección de los datos de producción e inyección, provenientes del Informe de Progreso del Proyecto, se realizó el análisis del Proyecto de Inyección de Agua, lo que permitió concluir sobre el cumplimiento de los objetivos planteados inicialmente en la Memoria Descriptiva del proyecto.

3.2. MUESTRA

La muestra se define como una unidad de análisis o un grupo de eventos sobre el cual se habrán de recolectar datos, sin que necesariamente sea representativo del universo o población que se estudia. En este estudio la muestra fue escogida de un universo compuesto por los Proyectos de

Recuperación Secundaria disponibles en la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Esta muestra fue de tipo no probabilística, porque la elección de la misma no depende de la probabilidad sino de causas relacionadas con las características de la investigación o de quien elige la muestra.

En esta investigación la muestra estuvo representada por un solo yacimiento activo sometido a un Proyecto de Recuperación Suplementaria en ejecución, correspondiente a la Jurisdicción de Maracaibo; debido a que este yacimiento cuenta con la información completa de los datos de producción y de inyección necesarios para llevar a cabo la investigación. El estudio se realizó desde la fecha de inicio del proyecto hasta el 31 de Diciembre de 2006.

3.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Los datos en una investigación se recolectan con la finalidad de analizarlos para comprenderlos y así responder a las preguntas de investigación o generar un conocimiento. Las técnicas usadas en el desarrollo del trabajo para obtener la información deseada, se basaron en: entrevistas informales (telefónicas); observaciones indirectas, documentales y analíticas.

3.4. INSTRUMENTOS UTILIZADOS

Un instrumento es todo aquél soporte físico que se utiliza para recolectar los datos. Puede existir previamente o se puede crear

adecuándolo a las necesidades de la investigación. Sin embargo, en cualquier caso, debe cumplir una serie de requisitos:

- Objetividad
- Posibilidad de reproducirse en investigaciones posteriores
- Confiabilidad

Los instrumentos para la recolección de datos de esta investigación fueron los siguientes:

- a. Informe de Progreso del Proyecto, disponible en la Empresa Operadora y en el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.
- b. Memoria Descriptiva Original del Proyecto de Recuperación Secundaria.
- c. Mapas del yacimiento en estudio y Libros de Reservas Probadas de Hidrocarburos sometidas a Recuperación Secundaria del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.
- d. Consulta con el personal de la Empresa Operadora y del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, tales como: Ingenieros de Yacimientos, Geólogos, Técnicos.
- e. Asesoría académica por parte de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

- f. Computador personal dotado de la aplicación de Office 2003, red interna de Internet; además del uso de software para una Base de Datos para Proyectos de Recuperación Suplementaria, creado en el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

3.5. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con el propósito de alcanzar el objetivo general del presente Trabajo Especial de Grado, se estableció un procedimiento metodológico basado en el cumplimiento ordenado y secuencial de los objetivos específicos propuestos para el trabajo.

A continuación se describen las fases diseñadas que integran la estructura metodológica del proyecto:

Fase I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Se fundamentó en la revisión de la bibliografía necesaria para la ejecución de los objetivos de este Trabajo Especial de Grado, y consiste en la revisión de Libros de Consulta para Ingeniería de Petróleo, Tesis de Grado y Publicaciones sobre el tema de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua, Mapas pertenecientes al yacimiento a ser estudiado, Informes de Progreso, Memoria Descriptiva del Proyecto, Libros de Reservas y Sumarios de Pozos de Producción del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, e Internet; así como comunicaciones personales con

Profesores, Ingenieros y Abogados. Además, se realizó la revisión de una serie de leyes entre ellas: la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y las leyes venezolanas concernientes al área de hidrocarburos, actualmente vigentes.

Fase II: RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN REFERENTE A LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE FLUIDOS

A través de la revisión de los Informes de Progreso Anuales del 2006 disponibles en la Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, se procedió a clasificar los Proyectos de Recuperación Secundaria aprobados por el Ministerio que se encuentran bajo la supervisión de la Jurisdicción de Maracaibo, en base al tipo de fluido inyectado en cada yacimiento, como se muestra en la **Tabla 3**. Además, se determinó la disponibilidad de la Memoria Descriptiva de cada proyecto para su posterior revisión, con la finalidad de conocer parámetros como el Propósito, Justificación y Objetivos del Proyecto; Pronósticos de Reservas Recuperables; Descripción Geológica del Yacimiento; entre otros. A partir de esto se realizó la selección de la muestra de los proyectos, utilizando la mayor información existente a la fecha de la realización de esta Pasantía Larga.

Tabla 3. Yacimientos revisados, sometidos a Recuperación Secundaria

Fluido Inyectado	Campo	Arena	Yacimiento
Agua	Bloque IX Lama	C-Inf	C-Inf, SVS-337
		Sta. Bárbara	SB, SLG-0004
			SB, LAG-2016
		“B” Eoceno	B-1, SVS-73
			B-6/9, SVS-40
		“C” Eoceno	C-5, SVS-14
			C-6S, SVS-13
			C-6S, SVS-40
			C-7, SVS-41
			C-6S, SVS-50
	Bachaquero	Bach	BACH-02
			BACH-12
			BASUP-57
		Laguna	LAGNA-14
	Centro Lago	C-4x	C4X-40
			C4X-46
	Bachaquero Lago	C-6	LAGNA-10 ESTE
			LGINF-11
	Lagunillas	Lag Inf	LGINF-07
Agua/ Gas	Tía Juana	B-6x	B6X-22

De acuerdo con la información mostrada en la **Tabla 3**, se revisaron veinte (20) Proyectos de Recuperación Secundaria, de los cuales diecinueve (19) son de Inyección de Agua y uno (1) es de Inyección Alternada de Agua y Gas.

Todos los proyectos poseen sus respectivos Informes de Progreso, pero sólo uno tiene disponible su Memoria Descriptiva, lo cual fue el caso del yacimiento LGINF-07. Por esta razón se escogió para su estudio dentro de este trabajo.

Fase III: REALIZACIÓN DE UNA PROPUESTA DE INSTRUCTIVO PARA LA ELABORACIÓN DE LOS INFORMES ANUALES DE PROGRESO DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA

Al revisar la información contenida en los Informes Anuales de Progreso del año 2006 y tomando en consideración lo indicado en el Capítulo II, de los trabajos publicados por los expertos dedicados a estos proyectos, se planteó y se ofreció como propuesta al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, un Instructivo Sistemático para la elaboración de los Informes Anuales de Progreso de los Proyectos de Inyección de Agua, con la secuencia que se describe a continuación.

**INSTRUCTIVO PARA LA ELABORACION DEL
INFORME DE PROGRESO ANUAL DE PROYECTOS
DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCION
DE AGUA**

1) Ubicación Geográfica del yacimiento implicado en el Proyecto

- ✓ Nombre del yacimiento
- ✓ Nombre del Campo
- ✓ Unidad de Explotación encargada del proyecto
- ✓ Jurisdicción, Distrito y Estado de Venezuela en que se encuentra
- ✓ Cuenca Petrolífera a la que pertenece y su ubicación respecto a ella
- ✓ Empresa Operadora encargada del Proyecto
- ✓ Mapa Esquemático de la Ubicación del Campo involucrado en el Proyecto

2) Descripción Geológica detallada del yacimiento

- ✓ Identificar el Modelo Estructural, Estratigráfico y Sedimentológico del yacimiento.

- ✓ Tipo de Trampa Petrolífera
- ✓ Descripción Litológica del yacimiento
- ✓ Incluir Perfil Tipo de la Zona Petrolífera, indicando la fecha de la toma del Perfil y su procedencia (Nombre del Pozo)

3) ***Datos de las Propiedades Físicas, Petrofísicas del yacimiento y Propiedades de los Fluidos contenidos en el mismo.***

- ✓ *Propiedades físicas:* Área (acres), Temperatura (°F), Profundidad del Plano de Referencia “Datum” (p.b.n.m), Espesor Neto de Hidrocarburos (ft), Volumen Neto de Arena Petrolífera (acre-ft), POES (MMBNP), GOES (MMMPCN), Factor de Recobro Primario (%), Factor de Recobro Secundario (%), Presión Original del Yacimiento (lpca), Presión de Mantenimiento (lpca), Presión de Abandono (lpca), Última Presión del Yacimiento (lpca) correspondiente a la fecha de presentación del Informe. Todas las presiones deben estar reportadas al Datum.
- ✓ *Propiedades petrofísicas:* Porosidad (%), Permeabilidad (mD), Saturación de petróleo inicial (%), Saturación de agua inicial (%), Saturación de gas inicial (%).

- ✓ *Propiedades de los fluidos:* Gravedad API del Petróleo ($^{\circ}\text{API}$), Viscosidad (cP), Presión de Burbuja (lpca), Gas en solución inicial “Rsi” (PCN/BNP), Factor Volumétrico del Petróleo “Bo” (BY/BN), Factor Volumétrico del Gas “Bg” (BY/PCN), Factor de Merma (BN/BY).

4) ***Presentar Mapas Isópaco-Estructural, Isobáricos y Frentes de Agua.***

- ✓ Incluir mapas bajo la normativa de presentación vigente establecida por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. En el caso del Mapa Isópaco-Estructural se mostrarán los respectivos Contactos Agua-Petróleo y Petróleo-Gas, y todos los pozos del yacimiento indicando su estado y/o actividad actual. Para el caso de los Mapas del Frente de Agua; se debe presentar el mapa actual y el correspondiente al año anterior a éste.

5) ***Indicar los Cambios ocurridos en el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el tiempo, respecto a sus objetivos originales presentados en la Memoria Descriptiva.***

- ✓ Fecha de Inicio del Proyecto
- ✓ Objetivos del Proyecto Original y Actual
- ✓ Consideraciones Técnicas del proyecto Original y Actual:
 - Tipo de arreglo establecido para la inyección de agua
 - Agua de inyección requerida por el yacimiento
 - Número de pozos de inyectoros necesarios

6) *Datos Oficiales de Reservas Probadas de Petróleo y Gas a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual.*

Los datos para petróleo se mostrarán en MMBNP y para gas en MMMPCN

- ✓ POES, GOES
- ✓ Reservas Recuperables (Primarias, Secundarias, Totales)
- ✓ Último Sometimiento de Reservas en el año (Extensiones, Revisiones y Totales), indicando la fecha de dicho sometimiento
- ✓ Producción de Petróleo y Gas (Acumulada)
- ✓ Reservas Remanentes de Petróleo y Gas

7) *Histórico de Presión Promedio al Datum del Yacimiento desde el inicio de la explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual*

- ✓ Indicar la Presión Promedio del yacimiento al Datum por año, desde el inicio del proyecto hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual, especificando el procedimiento utilizado para obtener el valor de la presión medida.

8) *Análisis del Comportamiento de la Presión Promedio del yacimiento.*

- ✓ Reportar el comportamiento de la presión desde el inicio de la explotación del yacimiento hasta el último año reportado, haciendo énfasis en el comportamiento del periodo correspondiente al Informe de Progreso Anual.

9) *Datos Anuales del Histórico de Inyección de Agua desde el comienzo del Proyecto hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado*

- ✓ Fechas de la Inyección
- ✓ Días de Inyección Promedio
- ✓ Número de Pozos Activos e Inactivos Promedio
- ✓ Promedios de la Tasa Diaria de Inyección
- ✓ Inyección Mensual y Acumulada

10) *Descripción de la Actividad Operacional de Inyección*

Resumir la Actividad Operacional de Inyección en función de:

- ✓ Volumen Total de agua inyectado para el periodo en consideración

- ✓ Tasa Promedio de Inyección
- ✓ Factor Secundario o Reservas Adicionales que se ha obtenido a través de la Inyección de Agua
- ✓ Nombre de la Planta de Inyección, su Capacidad Efectiva, Nominal y su Presión de Trabajo
- ✓ Tipo de arreglo actual usado para la inyección
- ✓ Número de Pozos Inyectores Actuales Activos e Inactivos, especificando para cada pozo su historia. Si existe una cantidad considerable de pozos inyectores activos, para efectos del Informe de Progreso Anual, se deberá realizar un muestreo estadístico representativo de los pozos para elaborar este análisis
- ✓ Análisis de los Gráficos de Hall de los pozos inyectores activos seleccionados
- ✓ Presión de Inyección

11) Datos Anuales del Histórico de Producción desde el comienzo de la Explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado.

- ✓ Fecha del Reporte de Producción (Mes-Año)

- ✓ Días Activos de los Pozos Productores
- ✓ Números de Pozos Productores Activos e Inactivos
- ✓ Tasa Diaria Promedio de Petróleo Producido por el yacimiento (BNPD)
- ✓ Tasa Diaria Promedio de Petróleo Producido por Pozo (BNPD)
- ✓ Corte de Agua ó Agua y Sedimentos (%)
- ✓ Relación Gas Petróleo -RGP- (PCN/BNP)
- ✓ Producción de Petróleo (MMBNP)
- ✓ Producción de Agua (MMBNA)
- ✓ Producción de Gas (MMMPCN)
- ✓ Producción Acumulada de Petróleo (MMBNP)
- ✓ Producción Acumulada de Agua (MMBNA)
- ✓ Producción Acumulada de Gas (MMMPCN)

12) Estudio del comportamiento de la producción del yacimiento

- ✓ Presentar un análisis resumido, conciso y claro del comportamiento de la producción, fundamentado en el Comportamiento Primario de Producción, tomando en cuenta el Corte de Agua y la Relación Gas-Petróleo, Número de Pozos Terminados (Activos/Inactivos) u Otras Condiciones de los Pozos (Abandonado, Suspendido, Convertido a Inyector) y sustentado en los Gráficos de Chan y Gráficos de Control, haciendo énfasis en la Producción Secundaria del periodo de presentación del Informe de Progreso Anual. Si existe una cantidad considerable de pozos activos, para efectos del Informe de Progreso Anual, se deberá realizar un muestreo estadístico representativo de los pozos para elaborar este análisis.

13) Datos Tabulados Anuales de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR) de los Fluidos

- ✓ Reportar por año, junto a la presión promedio del yacimiento, la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo.

14) Análisis del Comportamiento de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo

- ✓ Reportar el comportamiento de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo del proyecto, haciendo énfasis para el periodo de presentación del Informe de Progreso Anual.

15) Comportamiento de la Inyección de Agua en el yacimiento. Posición Actual y Avances de los Frentes de Agua.

- ✓ Descripción del avance del volumen de agua inyectado al yacimiento respecto al Modelo Sedimentológico-Estratigráfico establecido, en función de las zonas de mayor capacidad de flujo ó drenaje preferencial.

16) Tratamiento del Agua de Inyección

- ✓ Indicar el tipo de tratamiento realizado al agua antes de inyectarla al yacimiento y después de inyectarla. Anexar su Análisis Físico-Químico respectivo, junto a los valores normales que debe poseer el agua de inyección.

17) Anexar Gráficos de Monitoreo y Control del Proyecto de Inyección de Agua.

- ✓ Gráficos de Chan
- ✓ Gráficos de Hall
- ✓ Tasa de Petróleo versus tiempo
- ✓ Producción de Petróleo Acumulada versus tiempo
- ✓ Relación Gas Petróleo versus tiempo

- ✓ Número de Pozos Activos versus tiempo
- ✓ Factor de Recobro versus tiempo
- ✓ Tasa de Petróleo versus Producción Acumulada de Petróleo
- ✓ Relación Agua Petróleo versus Producción Acumulada de Petróleo
- ✓ Corte de Agua versus tiempo
- ✓ Líquido Acumulado y Producción Acumulada de Petróleo versus Agua Inyectada Acumulada
- ✓ Presión Promedio del yacimiento versus Producción Acumulada de Petróleo
- ✓ Eficiencia Volumétrica de Reemplazo versus tiempo
- ✓ Tasa de Petróleo Real versus tiempo y Pronóstico de la Tasa de Petróleo versus tiempo

18) Presentación del Programa de Toma de Pruebas y Registros o Perfiles de Producción de Pozos realizados durante la ejecución del proyecto en el año de presentación del Informe Anual de Progreso.

- ✓ Indicar la(s) Prueba(s) o Registro(s) realizados, mostrando nombres de los pozos involucrados, la fecha de su ejecución y las observaciones respectivas.

19) Comparación entre el Comportamiento de Producción Real y el Pronóstico desde el inicio de la Inyección.

- ✓ Verificar los pronósticos establecidos inicialmente respecto a la Tasa de Petróleo Producido (Qo) y a la Tasa de Inyección de Agua (Qiny) y compararlos con los datos de inyección y producción del año de presentación del Informe de Progreso Anual.

20) Pronóstico del Comportamiento de Producción-Inyección para el año siguiente a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

- ✓ Mostrar por mes, los pronósticos de inyección y producción para el año siguiente a la presentación del Informe de Progreso Anual

21) Reporte de las actividades realizadas en los pozos durante el año que corresponda a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

- ✓ Informar acerca de todas las actividades que fueron ejecutadas en los pozos involucrados en el proyecto, en torno a reparaciones y trabajos menores o mayores realizados a los mismos.

22) *Plan de Actividades para el año siguiente al Reporte del Informe de Progreso Anual del Proyecto*

- ✓ Definir los trabajos que serán necesarios efectuar para el cumplimiento de los objetivos del Proyecto de Recuperación Secundaria, identificando por pozo los procedimientos a realizar.

23) *Indicadores económicos*

- ✓ Indicar los Índices Económicos involucrados desde el inicio del proyecto hasta la actualidad.

24) *Conclusiones*

- ✓ Conclusiones referentes al desarrollo del proyecto y sus cambios

Fase IV: APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PROPUESTO (INSTRUCTIVO) AL PROYECTO DE PRUEBA, UTILIZANDO LA INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DEL MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO

En esta fase se presentan los detalles de la aplicación o utilización del procedimiento sistemático propuesto al yacimiento de prueba, para luego llegar a preparar un Informe de Progreso Tipo (Ajustado) para el mismo yacimiento.

**Fase V: ELABORACIÓN DE UN INFORME DE PROGRESO
MODELO PARA EL PROYECTO DE PRUEBA**

En esta última etapa, se realizó un Informe Anual de Progreso Ajustado utilizando a manera de ejemplo el mismo proyecto escogido en la Fase II, con la finalidad de mostrar un modelo a seguir por las Empresas Operadoras en la elaboración de los Informes Anuales de Progreso, el cual se incluye en los anexos de este Trabajo Especial de Grado.

Capítulo IV

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO SISTEMÁTICO
PROPUESTO AL YACIMIENTO LGINF-07*1) Ubicación Geográfica del yacimiento implicado en el Proyecto*

El yacimiento LGINF-07 pertenece al Campo Costanero Bolívar, y se encuentra ubicado al Noreste de la Cuenca del Lago de Maracaibo, como se muestra en la **Figura 17**. El yacimiento es básicamente una acumulación de petróleos pesados de 18°API e inició su vida productiva en mayo de 1926. Dicho yacimiento esta bajo la supervisión de la Unidad de Explotación Lagunillas Lago de la Empresa Operadora Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), en el Distrito Tía Juana del Estado Zulia.

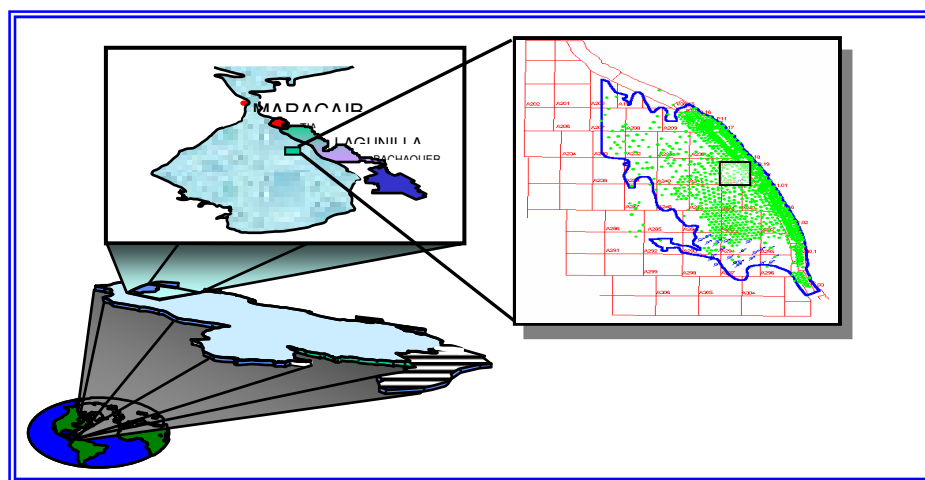


Figura 17. Descripción Geográfica del Yacimiento LGINF-07^[11]

2) Descripción Geológica detallada del yacimiento

Modelo Estructural

Desde el punto de vista estructural, es un homoclinal entre 2° y 4° de buzamiento hacia el Sur. Está limitado al Norte y al Suroeste por un par de fallas normales con buzamiento al Norte y rumbo NO-SE y al Sur por un contacto agua-petróleo.

En la **Figura 18** se muestra el Mapa Estructural donde se observa lo antes expuesto.

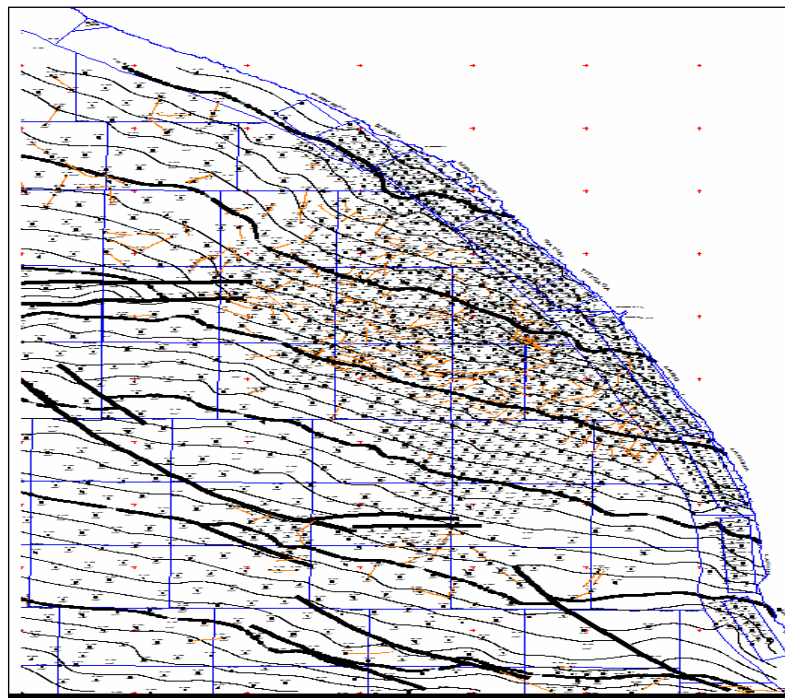


Figura 18. Mapa Estructural del Yacimiento LGINF-07^[11]

Modelo Estratigráfico y Sedimentológico

El yacimiento se encuentra conformado por sedimentos de Edad Mioceno, y se caracteriza por una secuencia de areniscas y lutitas alternantes de origen fluvio-deltáico, pertenecientes, principalmente, a depósitos de canales, los cuales se distribuyen, estratigráficamente, de base a tope así: Formación La Rosa, la cual yace sobre la Discordancia del Eoceno, seguida de los Miembros Lagunillas Inferior, Laguna y Bachaquero de la Formación Lagunillas (Figura 19).

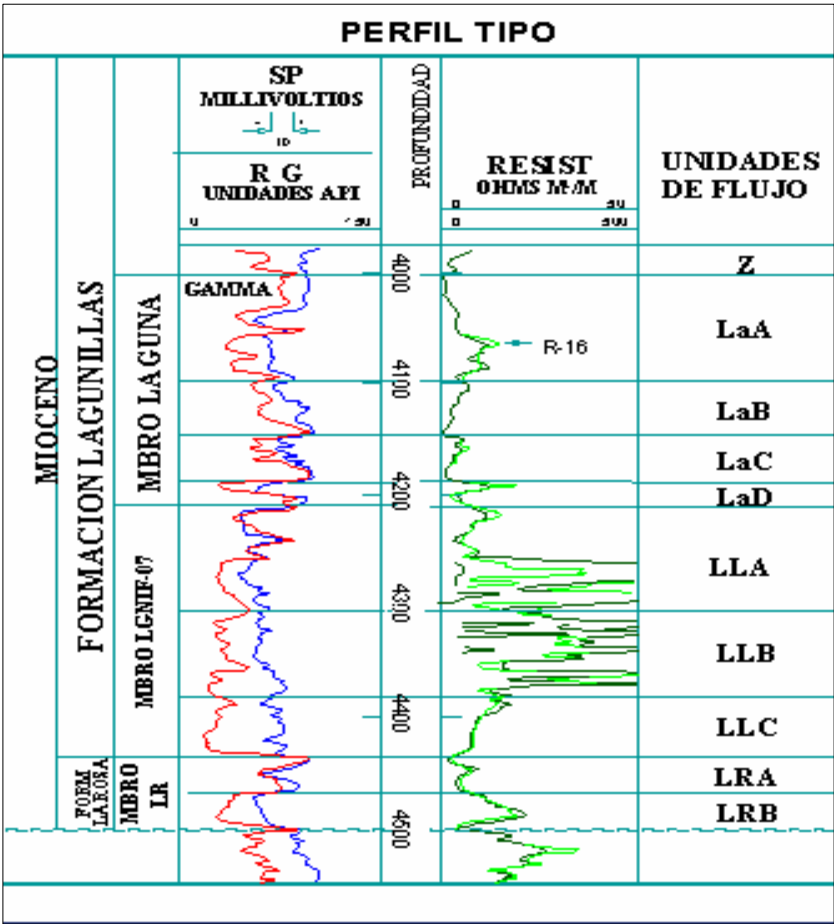


Figura 19. Registro Tipo del Yacimiento LGINF-07^[11]

3) Datos de las Propiedades Físicas, Petrofísicas del yacimiento y Propiedades de los Fluidos contenidos en el mismo

Propiedades Físicas

Área Productiva	35.595 Acres
Temperatura del yacimiento	-
Datum (p.b.n.m.)	-
Espesor Neto de Arena	73 ft
Volumen Neto de Arena Petrolífera	2.371.543 acre-ft
Petróleo Original en Sitio	4.287.750 MB
Gas Original en Sitio	1.457.835 MMPC
Factor de Recuperación Primario	39%
Factor de Recuperación Secundario	5,5%
Presión Original	1.785 lpca
Presión de Mantenimiento	250 lpc
Presión de Abandono	-
Última Presión del Yacimiento	1.000 lpca (Dic-2006)

Propiedades Petrofísicas

Porosidad	30 %
Permeabilidad	1.500 mD
Saturación de Petróleo Inicial	84%
Saturación de Agua Inicial	-
Saturación de Gas Inicial	-

Propiedades de los fluidos

Gravedad del Petróleo	18 °API
Viscosidad	-
Presión de Burbujeo P_b	1.154 lpca
Gas en Solución Inicial R_{si}	-
Factor Volumétrico del Petróleo B_o	-
Factor Volumétrico del Gas B_g	-
Factor de Merma	0,925 BN/BY

4) *Presentar Mapas Isópaco-Estructural, Isobáricos y Frentes de Agua.***INFORMACIÓN INCOMPLETA****5) *Indicar los Cambios ocurridos en el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el tiempo, respecto a sus objetivos originales presentados en la Memoria Descriptiva, destacando el año de presentación del Informe***

En Febrero de 1984 se inició el Proyecto de Inyección de Aguas Efluentes por Flanco en la zona Sur del yacimiento LGINF-07 a través de diez (10) pozos inyectores y estimándose en 200.000 BAPD el total de agua a ser inyectada en el yacimiento. El objetivo original era evaluar la inyección de agua como Mecanismo de Mantenimiento de Presión, así como también eliminar el drenaje de las aguas efluentes hacia el Lago de Maracaibo; respectivamente. En la Memoria

Descriptiva, se establecieron los criterios iniciales para lograr el seguimiento del proyecto: una localización para definir el contacto agua- petróleo, líneas de pozos adyacentes a los inyectores, a los cuales periódicamente se les tomarían perfiles de flujo, producción, presión y la consideración de una inyección de frente en las zonas LL-A y LL-B luego de los resultados del primer año de inyección. El pronóstico de producción y ciertos lineamientos del proyecto cambiaron. Este pronóstico consideraba la perforación de 22 pozos en 1985 y 25 pozos en 1986, así como el inicio del proyecto para el 3er. Trimestre de 1983, programa que no se pudo realizar por cambios en los lineamientos. A finales del año 2000, se sometieron a consideración un nuevo estimado de reservas ante el Ministerio de Energía y Minas para el yacimiento, las cuales fueron producto del estudio integrado que actualmente se está realizando. Los cambios en reservas sometidos fueron de 3.828 MMBP a 4.287 MMBP, lo cual implica un incremento de 459 MMBNP.

En el año 2006 se modificó el objetivo de inyección, en función del comportamiento de inyección y producción de fluidos esperados para el yacimiento. Dicho objetivo se estimó en 141 MBAPD como promedio para el año y la tasa de inyección real fue de 132 MBAPD.

6) Datos Oficiales de Reservas Probadas de Petróleo y Gas hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

RESERVAS DE PETRÓLEO

Petróleo Original en Sitio POES (MB)	4.287.750
Primarias (MB)	1.685.086
Secundarias (MB)	235.826
Total (MB)	1.920.912

RESERVAS DE GAS

Gas Original en sitio GOES (MMPC)	1.457.835
Reservas de Gas. (MMPC)	1.239.160

PRODUCCION ACUMULADA HASTA Dic-2006

Petróleo (MB)	1.626.820
Gas (MMPC)	969.599

RESERVAS REMANTES HASTA Dic-2006

Petróleo (MB)	293.756
Gas (MMPC)	269.561

7) Histórico de Presión Promedio al Datum del Yacimiento desde el inicio de la explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

FECHA (AÑOS)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (MMBLS)	PRESIÓN (LPCA)
1926	0	1785
-	200	1620
-	400	1470
1936	610	1313
1942	800	1123
1949	900	1007
1958	1100	925
1967	1165	845
1979	1325	790
1980	1337	753
1983	1373	757
1984	1387	782
1985	1394	794
1986	1404	829
1987	-	-
1988	1424	771
1989	1434	792
1990	1444	810
1991	1454	847
1992	1463	859
1993	1474	876
1994	1483	905
1995	1494	905
1996	1512	911
1997	1525	940
1998	1539	941
1999	1550	943
2000	1563	944
2001	1577	876
2002	1588	1027
2003	1598	981
2004	1611	968
2005	1618	965
2006	1627	1000

8) *Análisis del Comportamiento de la Presión Promedio del yacimiento.*

Desde la implantación del Proyecto de Inyección de Agua en el yacimiento LGINF-07, ha sido posible represurizar aquellas parcelas ubicadas en las vencidades de la línea de inyectores. Considerando el carácter determinante de la sedimentación en la distribución de fluidos en el yacimiento, es posible identificar tres zonas con distintos niveles de presión: la primera ubicada en la zona Norte del yacimiento, en la cual los espesores prospectivos de rocas reservorios (areniscas) sólo se limitan al Miembro Laguna, con bajo desarrollo para el Miembro Lagunillas Inferior; son lenticulares, de espesores promedio de 25 pies, de gran extensión y con alto porcentaje de cuerpos arcillosos intercalados y por lo tanto presenta presiones de arenas no drenadas (y ha aportado el 14 % de la producción acumulada) con un rango entre 600 – 1.150 lpca. Una segunda zona, que es la zona central del yacimiento, con un rango de presión de 400 - 1000 lpca. Es de hacer notar que esta es la zona con mayor contribución o explotación con 79% de la producción acumulada. La tercera zona es la cercana a los pozos inyectores, en la que se observa un rango de presión entre 1.100 – 1.500 lpca y ha contribuido apenas con el 7% de la producción acumulada. En la **Figura 20** se muestra la variación de la presión en función de la producción acumulada. La presión original del yacimiento, igual a la de saturación, era de 1785 lpca y declinó a una tasa de abatimiento de 0,67 lpca/MMBN. En 1984, cuando alcanzó la presión de 750 lpca, después de acumular 1.400 MMBN de petróleo, se inicio la inyección de agua. Es claramente apreciable la declinación de presión a medida que el yacimiento era explotado para fechas anteriores a 1983. A partir de 1984 (año de implantación del proyecto), el efecto de la inyección se hace presente, al evidenciarse una estabilización de la presión y un posterior incremento paulatino de la misma. Luego del análisis y evaluación de la información recopilada

en el año 2006, tomando en cuenta histórico de presiones del yacimiento, se estimó una presión ponderada volumetricamente en el orden de las 1.000 lpca.

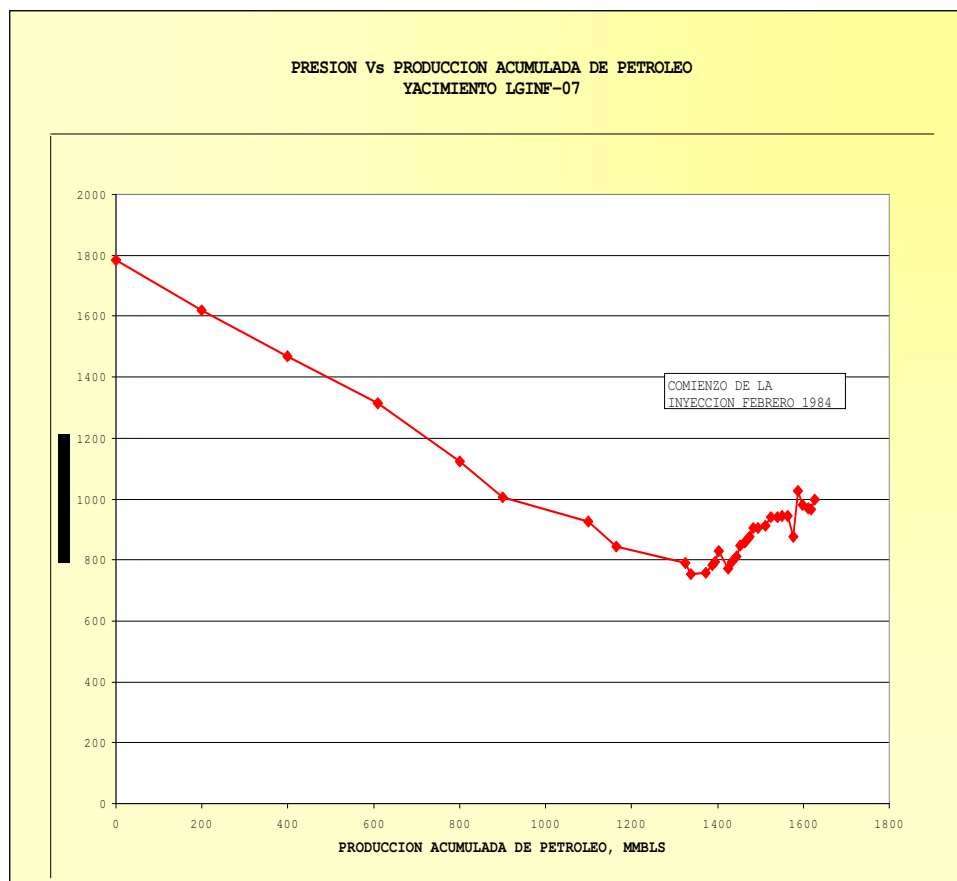


Figura 20. Presión versus Producción Acumulada del LGINF-07^[11]

9) Datos Anuales del Histórico de Inyección de Agua desde el comienzo del Proyecto hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado

Año	Días	Pozos Inyectores		Inyección Diaria Promedio		Inyección (Bls)	
		Activos	Inactivos	BAPDC	BAPDI	Mensual	Acumulado
84	44	0	6	54975	2972	1683038	18513420
85	184	0	9	56617	10174	1722933	39188620
86	255	0	9	77758	9317	2366825	67590520
87	252	0	9	86403	10492	2627733	99123320
88	257	0	10	88142	10541	2688083	131380320
89	237	0	10	79837	10280	2429392	160533020
90	214	0	11	74085	10763	2250650	187540820
91	241	0	11	84221	10638	2563425	218301920
92	251	0	12	88618	10815	2704250	250752920
93	309	0	14	89143	8847	2711558	283291620
94	335	0	14	96922	8814	2949800	318689220
95	340	2	13	96421	8630	2932867	353883620
96	366	12	4	107200	8933	3271792	393145120
97	365	12	4	123287	10275	3749367	438137520
98	355	12	5	114294	9831	3475873	479848000
99	352	12	6	126559	10963	3849087	526037041
00	486	18	6	124747	8135	3803787	571682479
01	454	16	8	157727	10779	4802023	629306760
02	563	19	4	161031	8720	4889706	687983228
03	572	19	4	149219	7913	4549222	742573896
04	533	19	5	116481	6614	3551420	785190940
05	518	18	5	95105	5594	2895087	819931987
06	527	18	6	131533	7615	4000205	867934444

Meses	Días Activos	Pozos Inyectores		Inyección Diaria Promedio		Inyección (Bls)	
		Activos	Inactivos	BAPDC	BAPDI	Mensual	Acumulado
Ene-06	527	18	5	137175	8069	4252425	824184412
Feb-06	476	18	5	137175	8069	3840900	828025312
Mar-06	558	18	6	150586	8366	4668176	832693488
Abr-06	540	18	6	127345	7075	3820356	836513844
May-06	558	18	6	134893	7494	4181670	840695514
Jun-06	540	18	6	137476	7638	4124287	844819801
Jul-06	558	18	6	119596	6644	3707470	848527271
Ago-06	549,4	17	7	131117	7398	4064622	852591893
Sep-06	510	17	7	120819	7107	3624574	856216467
Oct-06	527	17	7	127357	7492	3948069	860164536
Nov-06	450	17	7	130726	8715	3921774	864086310
Dic-06	525,9	17	7	124133	7317	3848134	867934444

10) Descripción de la Actividad Operacional de Inyección

El Proyecto de Inyección de Agua Efluentes por Flanco en la zona Sur del yacimiento LGINF-07, iniciado en Febrero de 1984, representa en términos de reservas, 236 MMBP adicionales, o lo que es lo mismo, un factor de recobro secundario de 5.5% del POES. Dicho objetivo demandaba la inyección de agua a través de 17 pozos ubicados en la zona Sur del yacimiento. La inyección se ha concentrado principalmente en los lentes LL-B y LL-C del Miembro Lagunillas Inferior. La **Figura 21** muestra el comportamiento de inyección de agua en el yacimiento desde el comienzo del proyecto.

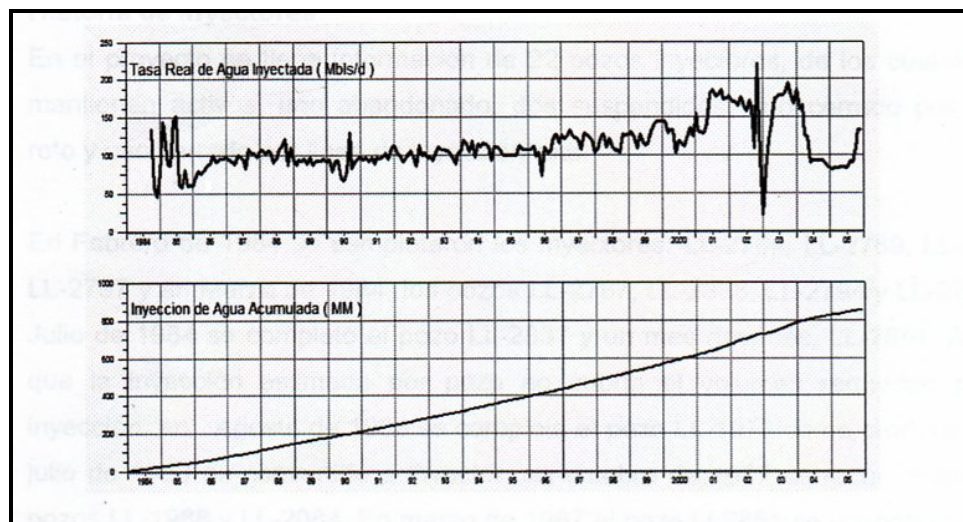


Figura 21. Comportamiento de Inyección de agua del yacimiento LGINF-07^[11]

El Proyecto de Inyección de Agua tuvo como objetivos aumentar el recobro de petróleo y evitar botar al Lago de Maracaibo las aguas efluentes de las operaciones de producción como resultado de la clarificación del agua en el proceso de separación. El área influenciada por la inyección de agua comprendería el grupo de parcelas desde A-243 hasta A-297 en el cuerpo principal del yacimiento. Inicialmente se seleccionaron 10 localizaciones de inyectoras en las parcelas A-293, A-294, A-295, y A-297. La inyección sería realizada por debajo del contacto agua-petróleo en las zonas LL-B y LL-C. Las unidades de inyección consistirían de tres plantas capaces de manejar el volumen de inyección requerido y el agua sería enviada desde el Patio de Tanques de Lagunillas, previamente tratada, y luego bombeada desde las plantas a los inyectoras.

En el año 2006 se modificó el objetivo de inyección, en función del comportamiento de producción de los fluidos esperados para el yacimiento. Dicho objetivo se estimó en 141 MBAPD como promedio para el año. La tasa de inyección real fue de 132 MBAPD, lo que

implica una variación de 9 MBAPD con respecto al objetivo. Dicha variación se debe a la falta en la disponibilidad o fallas de los equipos a nivel del Patio de Tanques Lagunillas Norte así como el cierre de un pozo inyector por presentar línea de flujo rota.

El Múltiple de Inyección de Agua asociado a este proyecto es el MIA-07.

Historia de los Pozos Inyectores

En el proyecto se tiene información de 22 pozos inyectores, de los cuales 17 se mantienen activos, uno abandonado, dos suspendidos, uno cerrado por revestidor roto y uno cerrado por línea de inyección rota.

En febrero de 1984 se completaron los inyectores: LL-2784, LL-2789, LL-2793 y LL-2797 y en Marzo de 1984, los pozos LL-2787, LL-2838, LL-2794, y LL-2795. En julio de 1984 se completó el pozo LL-2837 y un mes después, LL-2851. A la par que la inyección estimada por pozo no cubría el volumen requerido para la inyección, en agosto de 1986 se completa el pozo LL-1973, como productor y en julio de 1990 es convertido a inyector, en octubre de 1987 se recompletaron los pozos LL-1988, LL-2084. En marzo de 1987 el pozo LL-2851 se encontró arenado y recompletado en el yacimiento LGNA-05 como productor. El pozo LL-2793, quedó cerrado en octubre de 1988, debido a que quedo pez durante trabajo de reparación. En octubre de 1989 y 1990 se convirtieron a inyectores los pozos LL-2668, LL-2833 respectivamente y en febrero de 1990 el pozo LL-2789 fue cerrado por que quedo pez, durante trabajo de reparación.

Para mejorar la eficiencia de barrido en el yacimiento y cumpliendo con el proyecto “Disposición de Agua Efluentes del Patio de Tanques Lagunillas” en 1999, se realizaron seis (6) conversiones de pozos productores a inyectores (LL-2692, LL-3316, LL-2656, LL-2476, LL-2662, LL-2686) y la perforación de un pozo de inyector (LL-3570) todos completados en los lentes LLA y LLB. En febrero de 2004, el pozo LL-2662 fue cerrado por tener el tubo conductor roto luego, en agosto de 2006, el pozo LL-2668 se dejó cerrado porque se encontró la línea de inyección rota.

Actualmente la inyección no se encuentra restringida sólo al Miembro Lagunillas Inferior. Existen pozos donde se inyecta agua en LR (LL-2668, LL-2784, LL-2787 y LL-2795) y en LAG-C (LL-1988). La inyección no es uniforme y esta condición no permite conocer con exactitud el destino del agua inyectada.

CAPÍTULO IV

11) Datos Anuales del Histórico de Producción desde el comienzo de la Explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado.

Año	Días	Pozos Productores		Producción Diaria Promedio				Producción Anual Promedio			Producción Acumulada		
	Activos	Activos	Inactivos	BPPD	BPPDP	RGP	% A y S	Petróleo	Gas	Agua	Petróleo	Gas	Agua
84	8155	263	407	37299	139	726	18,9	1137536	809286	262482	1391846357	730870856	120501348
85	3844	133	543	18772	155	1307	16,5	571016	583258	118405	1398698548	737869952	121922210
86	5588	199	488	27871	151	836	16,9	8483778	685961	175307	1408879079	1408879079	124025893
87	6623	226	465	31090	143	803	22,3	946392	754574	275210	1420235779	1420235779	127328418
88	5460	186	506	24109	134	1274	25,2	735840	940165	254828	1429065852	766438344	130386354
89	7236	238	464	27787	117	1324	30,5	846159	1109222	382991	1439219755	779749002	134982243
90	6416	204	499	27540	131	1301	32,6	837380	1082698	414501	1449268310	792741382	139956257
91	6504	211	494	28820	135	1337	34,1	876900	1166120	453701	1459791107	806734825	145400665
92	6294	207	499	28047	136	1316	30,8	855394	1127714	383866	1470055840	820267398	150007061
93	6527	216	491	28262	132	1114	34,8	859425	955784	459971	1480368942	831736809	155526707
94	6405	210	497	25738	122	1099	42,2	782854	858729	573775	1489763186	842041553	162412002
95	7000	233	666	28948	126	952	41,5	880581	837506	631599	1500330153	852091626	169991183
96	7647	252	721	32042	128	964	44,1	977566	939775	776398	1512060946	863368931	179307963
97	8753	288	702	37629	131	838	48,3	1144833	958896	1071771	1525791039	874871801	192169209
98	8357	275	727	36958	135	1035	47,8	1123378	1165836	1064874	1539271570	888861836	204947693
99	6870	225	780	30734	137	625	48,9	933000	580518	939223	1550467571	895828048	216218359
00	8129	268	735	35961	135	716	53,7	1096981	781131	1277019	1563631346	905201614	231542590
01	8449	278	740	38543	139	614	51,3	1172172	721954	1236306	1577697410	913865065	246378261
02	6984	229	794	29799	131	1023	45,2	904865	859206	790177	1588555787	924175542	255860386
03	7168	237	786	28051	119	1368	42,1	853296	1172818	620464	1598795333	938249361	263305955
04	7186	236	788	27522	117	1340	46,9	839379	1115962	748066	1608867886	951640901	272282748
05	6914	232	792	24652	109	1679	51,2	749389	1253124	785900	1617860552	966678396	281713550
06	6931	229	796	24547	108	326	52,3	746602	243415	817730	1626819779	969599380	291526310

CAPÍTULO IV

Meses	Días Activos	Pozos Productores		Producción Diaria Promedio				Producción Mensual Promedio			Producción Acumulada		
		Activos	Inactivos	BPPD	BPPDP	RGP	% A y S	Petróleo	Gas	Agua	Petróleo	Gas	Agua
Ene-06	7279,18	234	791	25265	108	340	49,9	783205	266617	778942	1618643757	966945013	282492492
Feb-06	6423,13	231	794	24946	109	319	49,2	698500	222604	675263	1619342257	967167617	283167755
Mar-06	7125,52	231	794	24276	106	334	50,4	752542	251664	764621	1620094799	967419281	283932376
Abr-06	6918,11	230	795	24652	107	296	51,3	739564	218782	778926	1620834363	967638063	284711302
May-06	7094,44	225	800	24380	107	321	52,2	755792	242361	824268	1621590155	967880424	285535570
Jun-06	6783,78	227	798	24673	109	342	52,2	740200	253457	808864	1622330355	968133881	286344434
Jul-06	6853,08	223	802	24751	112	339	52,1	767267	260045	832909	1623097622	968393926	287177343
Ago-06	6915,26	225	801	23997	108	309	52,9	743915	229631	836169	1623841537	968623557	288013512
Sep-06	6680,50	232	794	24221	109	313	54,4	726617	227714	865864	1624568154	968851271	288879376
Oct-06	7064,56	225	801	24830	109	326	54	769721	251289	903224	1625337875	969102560	289782600
Nov-06	6778,23	229	797	23825	105	340	53,7	714762	243213	829963	1626052637	969345773	290612563
Dic-06	7250,16	239	787	24747	106	331	54,4	767142	253607	913747	1626819779	969599380	291526310

12) Estudio del comportamiento de la producción del yacimiento

El yacimiento Lagunillas Inferior 07, es una acumulación de hidrocarburos con una gravedad estimada de 18° API, el cual comenzó a producción con el pozo AGO-01 en el año 1926. Se trata de un yacimiento originalmente subsaturado. A lo largo de su vida productiva se han identificado varios mecanismos de producción que han actuado casi simultáneamente. La compresibilidad de la roca y de los fluidos con seguridad representan uno de los primeros mecanismos de producción primaria. Luego, el empuje por gas en solución y, finalmente, el empuje de agua de fondo se ha caracterizado por una invasión preferencial de las zonas inferiores moviéndose verticalmente en dirección de los pozos productores, pero este último se ha convertido en un avance marginal del agua debido a la gran viscosidad del crudo y a la buena permeabilidad de la roca.

Para el período comprendido entre los años 1927-1954 se perforaron 155 pozos. A partir de 1937 se cerraron pozos debido a problemas mecánicos reportados y al aumento del % de Agua y Sedimentos, lo que trajo como consecuencia el descenso de la tasa de producción en este período, 1939-1955. La producción de los pozos inicialmente fue por flujo natural. Sin embargo, se tienen registradas instalaciones de equipos de levantamiento artificial por gas en varios pozos en este período. Posteriormente se han instalado también equipos de bombeo mecánico.

Entre 1959 y 1972, la producción estuvo condicionada a cierres por falta de mercado. La tasa promedio anual fue de 5 MBPD en 1972 con un corte de agua de 10,5 %. Hasta 1975 no hubo actividades de perforación. El aumento de la tasa de producción producto de la perforación adicional en el yacimiento se observa entre los años 1977-1982. Ello se manifiesta en el incremento de la tasa de petróleo a 38 MBNPD constante durante este período (**Figura 22**). El número de pozos activos aumentó de 130 en 1976 a 305 en 1982. Sin embargo entre 1981 y 1982 los cierres por falta de mercado continuaron afectando la producción del yacimiento. La Relación Gas Petróleo (RGP) se mantuvo y el corte de agua estuvo cerca de 18 %. En enero de 1984, previo al inicio de la inyección, la producción promedio estaba en 39 MBPD, una Relación Gas Petróleo de 324 PCN/BNP y el corte de agua en 16,7 %. En 1984 se empieza el proyecto de inyección de agua con el propósito de mantener la presión en el yacimiento. Dos años después del inicio de inyección de agua (1986) la tasa de producción se encontraba en 12,6 MBPD, la Relación Gas Petróleo en 600 PCN/BNP y el corte de agua se mantenía en 18 %. A partir de esta fecha se observa la declinación de la tasa de petróleo hasta 1990 donde alcanza el momento del llene. Luego, se mantiene debido a una campaña de reactivación de pozos y nuevos cambios de completaciones. En la actualidad se está produciendo una tasa de petróleo de 24,5 MBNPD.

Con respecto al corte de agua, este aumentó progresivamente desde el inicio de la inyección debido a que las parcelas cercanas a los pozos inyectoros se vieron influenciadas rápidamente; hasta alcanzar desde 1999 a la actualidad, un rango entre el 40 y 53 %, para el yacimiento en su totalidad.

En la Relación Gas Petróleo después de implantado el proyecto de inyección se observa un aumento debido al desplazamiento del gas libre por efecto de la inyección hasta 1991, luego desciende de 1.500 a 700 PCN/BNP, debido al aumento de la presión por la inyección de agua hasta principios del 2003. Finalmente, tiende a incrementarse significativamente en valores de 1.000 y 3.000 PCN/BNP, los cuales no son confiables debido a que existen problemas de medición de gas en los separadores; esto se detecta en el comportamiento de todas las parcelas. Para la fecha de cierre del análisis de este Trabajo Especial de Grado en Diciembre del 2006, el petróleo producido acumulado es de 1626,8 MMBls y el agua producida es de 291,5 MMBls, se disponía de 239 pozos activos; con un promedio por año de 230 pozos activos y una tasa de producción de 24,5 MBPD con 52% de Agua y Sedimentos (todos promedio por año).

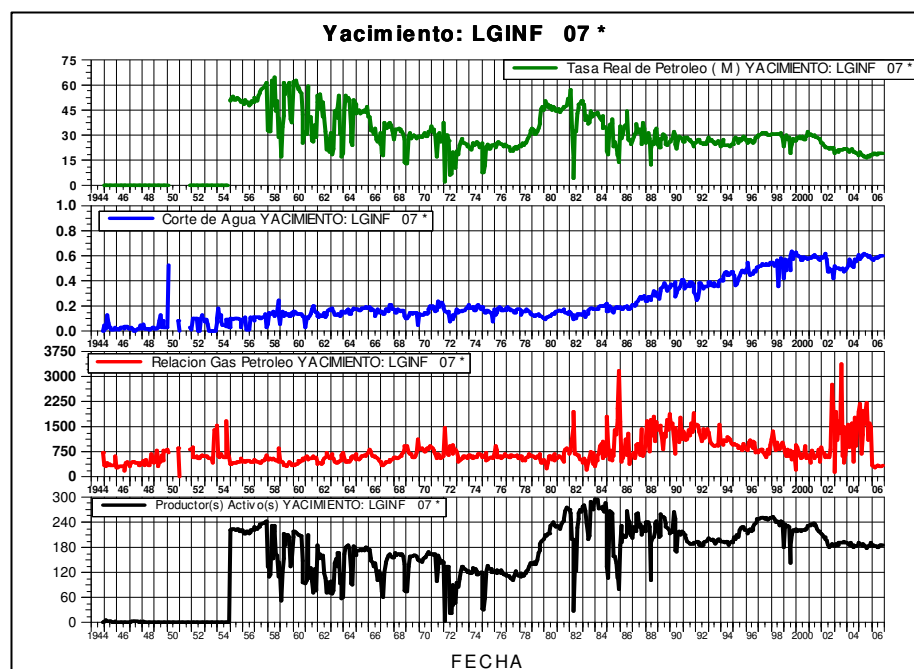


Figura 22. Comportamiento de Producción para el área influenciada por el Proyecto de Inyección de Agua^[11]

13) Datos Tabulados Anuales de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR) de los Fluidos

Año	EVR Mensual %	Presión
84	63,1	782
85	87,6	794
86	97,5	829
87	83,8	-
88	84,1	771
89	58,9	792
90	58,2	810
91	60,2	847
92	64,9	859
93	81,5	876
94	85,5	905
95	86,0	905
96	73,0	911
97	76,1	940
98	62,4	941
99	113,5	943
00	83,9	944
01	115,2	876
02	133,6	1027
03	116,3	981
04	91,9	968
05	64,2	965
06	193,9	1000

14) Análisis del Comportamiento de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo

El comportamiento histórico del factor de reemplazo de fluidos se muestra en la última tabla (punto 13). En la **Figura 23** se observa que el reemplazo mensual acumulado promedio para el periodo (2006) fue de 81,9 %, en comparación al valor de 80,8% hasta el año 2005.

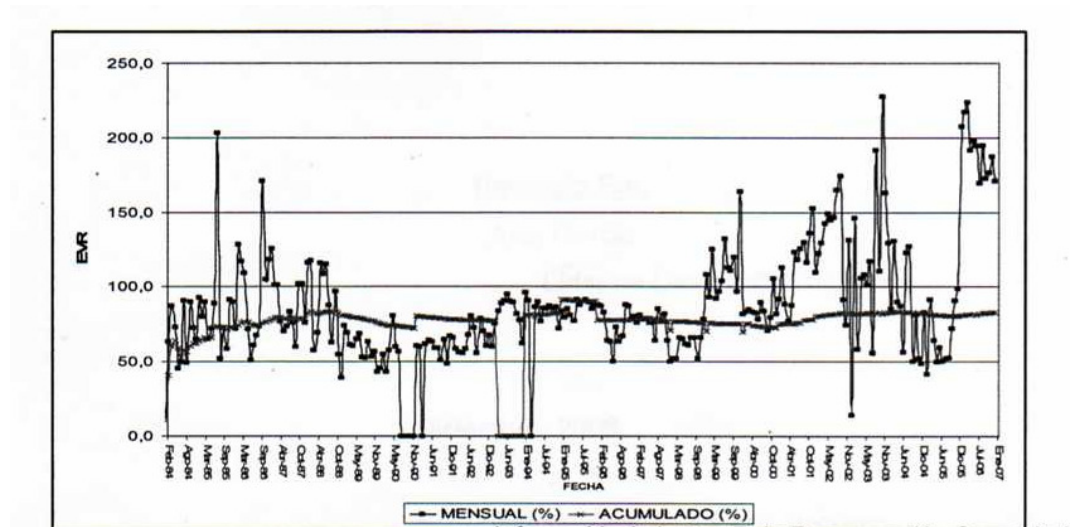


Figura 23. Gráfico del Factor Volumétrico de Reemplazo^[11]

15) Comportamiento de la Inyección de Agua en el yacimiento. Posición Actual y Avances de los Frentes de Agua.

INFORMACIÓN NO DISPONIBLE.

16) Tratamiento del Agua de Inyección

INFORMACIÓN NO DISPONIBLE.

17) Anexar Gráficos de Monitoreo y Control de Inyección de Agua.

INFORMACIÓN NO DISPONIBLE.

18) Presentación del Programa de Toma de Pruebas y Registros o Perfiles de Producción de Pozos realizados durante toda la ejecución del proyecto.

INFORMACIÓN NO DISPONIBLE.

19) Comparación entre el Comportamiento de Producción Real y el Pronóstico desde el inicio de la Inyección.

La tasa de producción del yacimiento ha estado afectada por el mercado a lo largo de la vida del proyecto de inyección. Es por ello que se observan aumentos o disminuciones de los volúmenes producidos. En la actualidad (año 2006), se observa una disminución en la producción del yacimiento (+/- 200 BPPD promedio año) con respecto al año anterior. Sin embargo, la producción del yacimiento estuvo por encima del pronóstico histórico, como se muestra en la **Figura 24**:

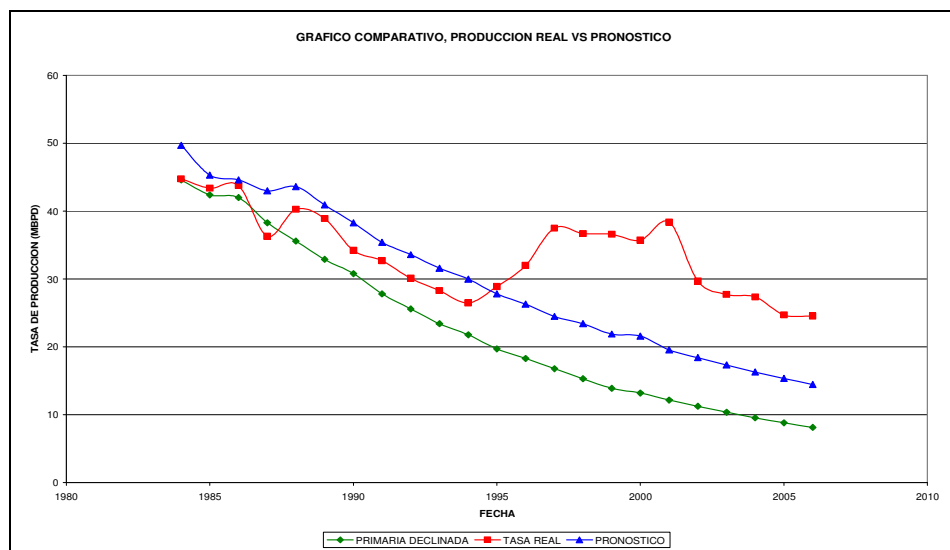


Figura 24. Comparación entre el comportamiento de Producción Real versus Pronóstico Real^[11]

20) Pronóstico del Comportamiento de Producción-Inyección para el año siguiente a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

INFORMACIÓN NO DISPONIBLE.

21) Reporte de las actividades realizadas durante el año que corresponda a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

INFORMACIÓN NO DISPONIBLE.

22) Plan de Actividades para mejorar el Avance del Proyecto, para el año siguiente al Reporte de Progreso Anual de la Inyección de Agua.

Con la finalidad de realizar un seguimiento sistemático de la inyección de agua, se plantea acometer las soluciones de automatización de procesos propuestas para el nivel de supervisión básica del Múltiple de Inyección de Agua LL-7 de la Unidad de Explotación Lagunillas Lago.

Como estrategia para manejar el incremento de producción de agua y con la finalidad de mejorar la eficiencia volumétrica de reemplazo se contempla realizar la conversión de un pozo productor a inyector para el año 2007 e incluir dentro de la actividad de la Unidad de Explotación Lagunillas Lago, la conversión de tres (3) pozos productores a inyectores

23) Indicadores económicos

INFORMACIÓN NO DISPONIBLE.

24) Conclusiones

Hasta la presente fecha se han completado un total de 1.053 pozos productores y el yacimiento ha producido hasta Diciembre de 2006, 1.626,8 MMB de petróleo lo que representa un 37,9 % del POES y un 84,7 % de las reservas totales recuperables.

4.2 ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO SISTEMÁTICO PROPUESTO AL YACIMIENTO LGINF-07

A continuación se presenta el análisis de los resultados de la aplicación de la metodología propuesta al Informe de Progreso Anual 2006 del yacimiento LGINF-07, para cada punto:

1) Ubicación Geográfica del yacimiento implicado en el Proyecto

Con respecto a la información encontrada, sólo faltó agregar la Jurisdicción (Oficina Técnica) encargada de llevar el seguimiento del proyecto en representación del Ministerio para el Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

2) Descripción Geológica detallada del yacimiento

En general se presentó la información requerida. Sin embargo, se encontró que para el caso de la Estratigrafía, no se detallan las características de cada una de las unidades de flujo, así como su porcentaje de aporte a la producción de petróleo, ya que con esta información se identificaría la zona del yacimiento con mayor producción y por consiguiente las acciones técnicas a considerar estarían basadas en este dato.

En el Modelo Estructural, es importante establecer el contacto Agua-Petróleo original y actual, ya que con ello se logra monitorear el movimiento del contacto Agua-Petróleo, para así tomar las decisiones necesarias a futuro, cuando ese contacto haya llegado a alguno de los pozos productores cercanos.

3) *Datos de las Propiedades Físicas, Petrofísicas del yacimiento y Propiedades de los Fluidos contenidos en el mismo*

Propiedades Físicas

Se encontró que la información estaba incompleta en los ítems de Temperatura, Plano de Referencia (Datum) y la Presión de Abandono. Estas medidas son necesarias debido a que la Temperatura influye sobre la viscosidad del petróleo, el Datum es la profundidad de referencia de las medidas de la presión, y la Presión de Abandono es el valor de la presión a la cual, técnicamente, se abandona o detiene la producción de petróleo, y sin este dato no se puede establecer un control del agotamiento del yacimiento dentro del rango económicamente rentable.

En esta sección, se puntualiza que la Presión de Mantenimiento es 250 lpc, lo cual no corresponde con el ideal de mantener la presión igual o mayor a la presión de burbujeo, a fin de minimizar la pérdida del gas en solución.

Propiedades Petrofísicas

La información de la Saturación de Agua Inicial y de la Saturación de Gas Ideal no fue encontrada en el Informe de Progreso Anual 2006 del Yacimiento LGINF-07. Estos datos son necesarios ya que con ella se establecen los porcentajes de fluidos existentes inicialmente en el yacimiento y a la vez es la referencia de comparación con las saturaciones actuales de los fluidos. El reporte de estos datos debería hacerse indistintamente del comportamiento del de las saturaciones del yacimiento.

Propiedades de los Fluidos

La Viscosidad, el Gas en Solución Inicial, el Factor Volumétrico del Petróleo y del Gas, son mediciones que no fueron reportadas.

La Viscosidad permite determinar si ese petróleo contenido en el yacimiento, cumplió con los rangos de aplicabilidad del proyecto de inyección de agua, además de indicar la aplicación de algún método de recuperación terciaria, para aumentar el factor de recobro en un futuro.

Con respecto al gas en solución inicial, este valor sería la base de comparación con la relación gas-petróleo del año reportado, a fin de establecer el porcentaje de pérdida del gas en solución del yacimiento, y así decidir las acciones a tomar, en caso tal que la pérdida del gas sea significativa.

4) *Presentar Mapas Isópaco-Estructural, Isobáricos y Frentes de Agua*

El Informe de Progreso Anual sólo reporta el Mapa Estructural del LGINF-07. Sin embargo, este mapa no cumple con las normas de presentación vigentes establecido por el Ministerio para el Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

Es importante la presentación de este mapa en conjunto con el mapa isópaco a fin de establecer y delimitar el área de las arenas productoras y corresponderlas con los frentes de agua, a fin de realizar un análisis comparativo y de comportamiento con los mapas del frente de agua e isobáricos. Sin estos mapas no se puede determinar el movimiento de los respectivos contactos agua-petróleo y gas-petróleo,

no se logra inferir si el agua inyectada esta barriendo la zona petrolífera de manera eficiente y no se pueden identificar las zonas del yacimiento que, efectivamente, están siendo represurizadas por el efecto de la inyección. Por lo tanto, al no determinarse la posición de los frentes de agua, no se definen las zonas de desvío del agua inyectada y no se logran corregir a tiempo los posibles problemas que se generan.

- 5) *Indicar los Cambios ocurridos en el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el tiempo, respecto a sus objetivos originales presentados en la Memoria Descriptiva*

INFORMACIÓN COMPLETA

- 6) *Datos Oficiales de Reservas Probadas de Petróleo y Gas a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual*

INFORMACIÓN COMPLETA

- 7) *Histórico de Presión Promedio al Datum del Yacimiento desde el inicio de la explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual*

INFORMACIÓN COMPLETA

8) *Análisis del Comportamiento de la Presión Promedio del yacimiento*

INFORMACIÓN COMPLETA

9) *Datos Anuales del Histórico de Inyección de Agua desde el comienzo del Proyecto hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado*

INFORMACIÓN COMPLETA

10) *Descripción de la Actividad Operacional de Inyección*

Los gráficos y análisis de Hall, son la base fundamental del monitoreo de los proyectos de inyección por agua. Estos permiten detectar cambios en las prácticas operacionales, porque es posible deducir si los pozos inyectoros presentan un comportamiento normal, si muestran daño, o si el agua se está dirigiendo fuera de la zona de interés. Indican las condiciones de inyektividad de los pozos. Si la distribución del agua inyectada es anómala pueden tomarse medidas correctivas, tales como ajustes en la inyección y producción, cierre intermitente de pozos y conversión de pozos de producción a inyección. Por eso, es fundamental que los informes de progreso anuales presenten esta información en su reporte al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

11) Datos Anuales del Histórico de Producción desde el comienzo de la Explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado

INFORMACIÓN COMPLETA

12) Estudio del comportamiento de la producción del yacimiento

Se verificó y confirmó que el análisis realizado no recoge la información necesaria, ya que no se realizó el estudio en función de los gráficos de Chan, siendo estos los gráficos que permiten evaluar las condiciones de los pozos productores con respecto a su producción de agua, en conjunto con todos los gráficos de control de esta índole, usados en el monitoreo y control de proyectos.

13) Datos Tabulados Anuales de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR) de los Fluidos

INFORMACIÓN COMPLETA

14) Análisis del Comportamiento de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo

Este análisis permite explicar el comportamiento de la inyección en relación al aumento o disminución de la presión del yacimiento, indicando la efectividad del proyecto en el mantenimiento de la presión

del yacimiento. En el Informe de Progreso Anual 2006, este análisis presentado es incompleto.

15) Comportamiento de la Inyección de Agua en el yacimiento. Posición Actual y Avance de los Frentes de Agua

La ausencia de los mapas de frente de agua en el Informe de Progreso Anual 2006, no permite ubicar la posición de los frentes de invasión de agua, por lo que no se logra determinar las áreas invadidas y aquellas no barridas por el agua inyectada, y por consiguiente, no es posible realizar una descripción del comportamiento de la inyección de agua. Las invasiones de agua controlada dentro de la zona de interés deberían lograr el máximo recobro y ganancias, ya que se busca drenar el mayor volumen de petróleo posible en los yacimientos invadidos, lo que representa una vida mínima del proyecto, minimizando los costos de operación.

16) Tratamiento del Agua de Inyección

Dentro del Informe de Progreso no se identifica, el tipo de tratamiento realizado al agua de inyección, lo cual aumenta la probabilidad de que no se esté realizando un control efectivo sobre la calidad del agua del proyecto de recuperación secundaria. El tratamiento al agua de inyección permite mantener una inyectividad constante dentro del yacimiento, evitando problemas de taponamiento en el yacimiento.

17) Anexar Gráficos de Monitoreo y Control del Proyecto de Inyección de Agua

En el monitoreo y control de todo proyecto de recuperación suplementaria es necesaria la presentación de gráficos, que muestren de manera práctica la evolución del proyecto, tanto a nivel de la producción de los fluidos del yacimiento como del área operacional de los pozos. El Informe de Progreso Anual 2006 no presenta los anexos sugeridos en la Metodología Sistemática Propuesta en este Trabajo Especial de Grado.

18) Presentación del Programa de Toma de Pruebas y Registros o Perfiles de Producción de Pozos realizados durante la ejecución del proyecto en el año de presentación del Informe Anual de Progreso.

Un programa de pruebas de presiones y/o registros de pozos bien planificados y ejecutados proveen de información muy valiosa, referente al yacimiento y a los pozos, que no se puede obtener por otros medios. Estas pruebas y registros son las herramientas más utilizadas para detectar las causas de los problemas comunes en el campo (taponamiento, inyección fuera de la zona objetivo, otros) y por consiguiente, proponer la solución a cada uno de ellos; es decir, permiten optimizar el comportamiento de los proyectos de inyección de agua, para lograr maximizar la presión diferencial, reducir el daño al mínimo, y asegurar la distribución apropiada del agua en la formación, para lograr el objetivo planteado de la recuperación secundaria. Es por ello que se sugiere presentar esta información en todo Informe de Progreso de los Proyectos de Recuperación Suplementaria. Para nuestro análisis, esta información no fue recibida.

19) Comparación entre el Comportamiento de Producción Real y el Pronóstico desde el inicio de la Inyección.

Esta información fue presentada de manera incompleta. La comparación de la producción del petróleo y la tasa de inyección de agua reales con sus respectivos pronósticos, permite detectar el cumplimiento de los objetivos operacionales planteados inicialmente para el proyecto, en esas actividades.

20) Pronóstico del Comportamiento de Producción-Inyección para el año siguiente a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

Al realizar un pronóstico, para el año siguiente al de presentación del Informe de Progreso Anual, la operadora esta comprometida a cumplir con estos objetivos, y de alguna manera se lograría mejorar la organización de las actividades que tienen que acometer, ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, para lograr los objetivos planteados dentro del proyecto. En el Informe de Progreso Anual 2006 esta información no fue incluida.

21) Reporte de las actividades realizadas en los pozos durante el año que corresponda a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

Esta información no fue presentada en el Informe de Progreso recibido. Sin embargo, se puede señalar que con este reporte se lograrían minimizar las inconsistencias que existen acerca de la condición

operacional de los pozos, entre los Informes de Progreso y los Sumarios de Pozos del mismo año, respectivamente.

22) *Plan de Actividades para el año siguiente del Informe de Progreso Anual del Proyecto*

INFORMACIÓN COMPLETA

23) *Indicadores económicos*

Para que un proyecto de inyección sea económicamente viable debe generar indicadores de rentabilidad que satisfagan las metas de la empresa y deben presentarse en su Informe de Progreso Anual. Por esa razón, la gerencia de los proyectos de inyección de agua requiere la evaluación económica. Por ello se deben incorporar todos los factores que originan gastos e inversiones y se requiere evaluar las diferentes opciones disponibles, efectuar los cálculos y análisis de riesgos, así como seleccionar la estrategia de explotación óptima, usando los criterios de valor presente neto, tasa interna de retorno, entre otros.

Estos indicadores no fueron presentados en el Informe de Progreso Anual 2006.

24) *Conclusiones*

INFORMACIÓN COMPLETA

Como última etapa de este Trabajo Especial de Grado, se preparó un Informe Anual de Progreso Ajustado utilizando como Proyecto Tipo el mismo Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua escogido (LGINF-07), con la finalidad de mostrar un modelo a seguir por las Empresas Operadoras en la elaboración de los Informes Anuales de Progreso, el cual se incluye como Anexo A de este Trabajo Especial de Grado.

CONCLUSIONES

La ingeniería de yacimientos aplicada a los proyectos de inyección de agua no termina con un estudio integrado de yacimiento y geología, complementado con una evaluación económica, y aprobado por el nivel gerencial de la empresa operadora, sino que luego viene el seguimiento del proyecto como una actividad continua. Es por eso que el éxito de un proyecto de inyección de agua es el resultado del monitoreo constante de todas las actividades involucradas en el campo día a día y que se refleja en los Informes de Progreso que la operadora presenta ante el Ministerio para el Poder Popular para la Energía y Petróleo.

La Metodología Propuesta en este Trabajo Especial de Grado para el monitoreo y control de Proyectos de Recuperación Secundaria por Agua al ser aplicada, aunque a un solo Informe de Progreso Anual, confirmó que existe desorganización y fallas importantes en la información presentada por las Empresas Operadoras.

Dado que la ley exige un control racional de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos, la Metodología Propuesta es un mecanismo que debería ser usado para optimizar el control y monitoreo que debe ejercer el Ministerio para el Poder Popular para la Energía y Petróleo, respecto a los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, para tratar de mejorar el seguimiento permanente del progreso del proyecto año a año, y poder realizar comparaciones con las predicciones del comportamiento de producción que se anticipará.

Al aplicar la Metodología Propuesta a todos los proyectos de recuperación por inyección de agua, la Dirección de Exploración y Conservación de Petróleo del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo lograría organizar y sistematizar la información de una manera más eficiente, logrando cumplir con las funciones establecidas en la Ley.

Al preparar el Informe de Progreso Ajustado usando la Metodología Propuesta, y aún con ausencia de información, se logró demostrar que el nuevo Informe de Progreso posee dentro de su estructura, la información mínima requerida para evaluar anualmente el progreso del proyecto

RECOMENDACIONES

En base al Trabajo realizado, se ofrecen las siguientes recomendaciones:

- Realizar una auditoria de la información manejada por las Empresas Operadoras a fin de verificar con qué datos y documentos se cuentan para la realización del monitoreo en los yacimientos sometidos a Proyectos de Recuperación Secundaria, basándose en el Artículo 13 numeral 7 del Reglamento Interno del Ministerio para el Poder Popular para la Energía y Petróleo.
- Utilizar la Metodología Propuesta para el monitoreo de los Proyectos de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua por parte del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, para así unificar los parámetros utilizados por las Jurisdicciones Regionales, en los reportes de los Informes de Progreso.
- Comprobar la información suministrada en los Informes de Progreso recibidos anualmente, con los otros documentos oficiales del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Libros de Reservas, Sumarios de Pozos, entre otros).
- Hacer cumplir que las Memorias Descriptivas de los Proyectos de Recuperación Suplementaria contengan todos los requerimientos básicos que se deben presentar al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo según el Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos en su Artículo 17.

- Solicitarles a las operadoras entregar, junto con el Informe de Progreso, la validación de los datos de presión, y producción de hidrocarburos incluidos en el informe, logrando mayor certidumbre en el reporte de los mismos para evitar inconsistencias en la información presentada al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo .
- Verificar que los mapas que se han entregado junto con el Informe de Progreso, cumplan con la normativa del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.
- Se deberán usar adecuadamente los prefijos o abreviaturas (MM, MMM) al mostrar las cifras de producción de petróleo y gas en todos los documentos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, y unificar criterios respecto al separador de miles en las cifras mostradas, el cual se sugiere que sea un punto (.), y para separar la parte decimal con una coma (,).
- Si el número de gráficos de monitoreo del proyecto son muy extensos, se recomienda enviarlos en archivo digitalizado como Anexo al Informe de Progreso.
- Se recomienda utilizar y aplicar la Metodología Sistemática Propuesta a una muestra de mayor número de proyectos de inyección de agua, para verificar el alcance y aplicabilidad que tendría dicha metodología al usarla masivamente y no solamente en un yacimiento tipo, como se ha hecho en este Trabajo Especial de Grado.

RECOMENDACIONES

- Vigilar que se cumpla el monitoreo y control de la calidad del agua a inyectar en el yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Ministerio de Planificación y Desarrollo. (2006). *Organigrama Estructural del Ministerio de Energía y Petróleo*. Venezuela. Caracas.
2. Ministerio de Energía y Petróleo. (2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*. Venezuela. Caracas: MENPET.
3. París de F., M. (2001) *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. (2da edición). Venezuela. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
4. Azcona, J. P. *Producción y Almacenamiento de Petróleo y Gas*. [En línea]. Consultado: [29, marzo, 2007] Disponible: <http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>
5. Farias, L. (2005) *Guía sobre Ingeniería de Yacimientos III*. Venezuela. Caracas: UCV.
6. Barberii, E. y Essinfeld, M. (2005). *Yacimientos de Hidrocarburos III*. Venezuela. Caracas: Caligraphy C.A.
7. Ershaghi, I. (1984) *A Prediction Technique for Immiscible Processes Using Field Performance Data*. Journal of Petroleum Technology. 664 – 670.
8. Ferrer G., J. Ch. (1997, Junio) *El seguimiento a Proyectos de Inyección de Agua (Parte I)*. Petroleum, 107, 33-37.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

9. Chan, K.S. (1995, October). *Water Control Diagnostic Plot*. SPE. U.S.A. Dallas.
10. Acevedo, T., y Parra, F. (2004) *Técnicas de Control y Seguimiento en Proyectos de Recuperación Secundaria*. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
11. Petróleos de Venezuela, S.A. (2006) *Informe de Progreso del Yacimiento LGINF-07*. Venezuela. Lagunillas.
12. Lagoven S.A. (1982) *Memoria Descriptiva del Proyecto de Inyección de Agua Efluentes del Patio de Tanques de Lagunillas, Yacimiento LAG. INF. – 07, Campo Costanero Bolívar*. Venezuela.
13. Gerencia de Estudios Integrados Lagunillas Lago (2006). *Presentación de Avances del LGINF-07*. Venezuela. Lagunillas
14. Ershaghi, I. (1984) *A Prediction Technique for Immiscible Processes Using Field Performance Data*. Journal of Petroleum Technology. 664 – 670.

BIBLIOGRAFÍA

- Acevedo, T., y Parra, F. (2004) *Técnicas de Control y Seguimiento en Proyectos de Recuperación Secundaria*. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Azcona, J. P. *Producción y Almacenamiento de Petróleo y Gas*. [En línea]. Consultado: [29, marzo, 2007] Disponible: <http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>
- Barberii, E. y Essensfeld, M. (2005) *Yacimientos de Hidrocarburos III*. Venezuela. Caracas: Caligraphy C.A.
- Carrillo B.,L. *Ingeniería de Reservorios*. [En línea]. Consultado: [10, febrero, 2007] Disponible: <http://quipu.uni.edu.pe/OtrosWWW/webproof/acade/fipp/lucioc/Reservorios10.html>
- Chan, K.S. (1995, October). *Water Control Diagnostic Plot*. SPE. U.S.A. Dallas
- Cobeñas H., R. y Stanley L., H. *Mejoramiento de la Producción de Petróleo Mediante el Uso de Aplicaciones Biotecnológicas*. [En línea]. Consultado: [31, marzo, 2007] Disponible: http://www.inlab.com.ar/Bacterias_Petrotecnia.pdf
- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (2000) *Gaceta Oficial de la Republica de Venezuela*, 5.453, Extraordinario, Marzo 24, 2000.

- Craig, F. F. (1982) *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Estados Unidos. Dallas: Mollet the Printer.
- Decreto No 1.316. Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos. (1969) *Gaceta Oficial de la Republica de Venezuela*, 28.851, Febrero 13, 1969.
- Decreto No 5.246. Organización y funcionamiento de la Administración Pública Central. (2007) *Gaceta Oficial de la Republica Bolivariana de Venezuela*, 38.654, Enero 18, 2005.
- Ershaghi, I. (1984) *A Prediction Technique for Immiscible Processes Using Field Performance Data*. Journal of Petroleum Technology. 664 – 670.
- Farias, L. (2005) *Guía sobre Ingeniería de Yacimientos III*. Venezuela. Caracas: UCV.
- Ferrer G., J. Ch. (1997, Junio) *El seguimiento a Proyectos de Inyección de Agua (Parte I)*. Petroleum, 107, 33-37.
- García, H. R (2007) *Metodología y planificación de proyectos*. [En línea]. Consultado: [30, abril, 2007] Disponible: <http://www.frbb.utn.edu.ar/utec/4/n09.html>
- Gerencia de Estudios Integrados Lagunillas Lago (2006). *Presentación de Avances del LGINF-07*. Venezuela. Lagunillas

- Hernández S., R., Fernández C., C. y Baptista L., P. (2003) *Metodología de la Investigación*. (3era Edición). México. D.F.: Editorial Mc Graw Hill.
- Lagoven S.A. (1982) *Memoria Descriptiva del Proyecto de Inyección de Agua Efluentes del Patio de Tanques de Lagunillas, Yacimiento LAG. INF. – 07, Campo Costanero Bolívar*. Venezuela.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006) *Gaceta Oficial de la Republica Bolivariana de Venezuela*, 38.493, Agosto 4, 2006.
- Ministerio de Energía y Petróleo. (2007) *Clasificación, Definiciones y Lineamientos de los Recursos y Reservas Petroleras para el 2007*. Venezuela. Caracas: MENPET.
- Ministerio de Planificación y Desarrollo. (2006) *Organigrama Estructural del Ministerio de Energía y Petróleo*. Venezuela. Caracas.
- Molina, Claudia. *Decisiones de Inversión*. [En línea]. Consultado: [30, junio, 2007].
Disponible: http://www.southlink.com.ar/vap/decisiones_de_inversion.htm
- Normas de la American Psychological Association (APA). [En línea]. Consultado: [01, marzo, 2007] Disponible: http://www.formacionenlinea.edu.ve/formacion_educadores/formacion-educadores/curso-apa/guion4.html#unidad2

- París de F., M. (2001) *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. (2da edición). Venezuela. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Petróleos de Venezuela, S.A. (2006) *Informe de Progreso del Yacimiento LGINF-07*. Venezuela. Lagunillas.
- Resolución, Ministerio de Energía y Minas. (1998) *Gaceta Oficial de la Republica de Venezuela*, 36.412, Marzo 12, 1998.
- Soto M., M. A. (2006) *Evaluación del Comportamiento Histórico de Producción de los Proyectos de Recuperación Suplementaria aplicados en los Yacimientos de la Jurisdicción Maturín*. Trabajo de Grado no publicado, Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela.
- Talash, A.W. (1988, December) *An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring*. Journal of Petroleum Technology. 1539-1542.

NOMENCLATURA

API	American Petroleum Institute				
		lpc	libras	por	pie
					cuadrado
BN	barriles a condiciones normales (60 °F, 14,7 lpc)	mD	milidarcies		
BP	barriles de petróleo				
		MM	millones		
BPD	barriles por día				
		Nro.	número		
BY	barriles en condiciones de yacimiento				
		pbnm	pies bajo el nivel del mar		
cp	centipoise				
		POES	petróleo original en situ		
C.Y.	Condiciones de Yacimiento				
		PVT	presión - volumen - temperatura		
f_w	flujo fraccional de agua				
		Qi	tasa de inyección de agua, BAPD		
Fr	factor de recobro				
		Ql	tasa de líquido y petróleo, BPD		

NOMENCLATURA

Q_o	tasa de producción de petróleo, BPD	t	tiempo, días
Q_w	tasa de producción de agua, BAPD	$^{\circ}F$	grados Fahrenheit.
RAP	relación agua-petróleo	$^{\circ}API$	grados API
RGP	relación gas-petróleo		
S_g	saturación de gas, fracción		
S_o	saturación de petróleo, fracción		
S_{oi}	saturación de petróleo inicial, fracción		
S_w	saturación de agua, fracción		
S_{wi}	saturación de agua inicial, fracción		

GLOSARIO

Acidificación: Técnica conocida como estimulación o tratamiento ácido y consiste en inyectar a la formación un ácido para mejorar la permeabilidad en la zona petrolífera.

Achicamiento: También conocida como suabeo y se fundamenta en la acción de pistoneo con cable para agitar o extraer el exceso de fluidos en el pozo.

Agua Connata: Cuando se depositan sedimentos bajo los mares, parte del agua del mar es retenida en los intersticios. Al depositarse encima sedimentos impermeables, parte de esta agua puede quedar aprisionada y retenida en el sedimento, hasta que sea descubierta en forma accidental o intencionada. El agua atrapada en los sedimentos en el momento de su depósito se llama *agua connata o intersticial*

Anisotropía: Característica de algunas sustancias de variar alguna de sus propiedades según la dirección en que se midan.

Bioturbación: Conjunto de pequeñas perturbaciones en un sedimento, debidas a desplazamientos de organismos vivos. La presencia de tales manifestaciones es indicio de oxigenación del medio de sedimentación.

Buzamiento: Ángulo entre una superficie y un plano horizontal. Su valor es el de la inclinación de la línea de máxima pendiente de esta superficie.

Canalización: Irrupción de fluidos a través de zonas de alta permeabilidad en una formación, en forma de canales.

Conificación de Agua: Superficie en forma de cono que toma el contacto agua-petróleo alrededor de un pozo productor de hidrocarburos, debido al movimiento vertical hacia

arriba del contacto, causado por una alta tasa de producción o al empuje hidrostático de fondo y a una alta permeabilidad vertical (K_v) de la formación cerca del pozo.

Eficiencia de Barrido: Término empleado para describir las zonas invadidas por el fluido desplazante en operaciones de recuperación secundaria. En otras palabras, se define como la fracción de la formación que esta en contacto con el fluido inyectado.

Efluentes: Desechos líquidos o gaseosos, tratados o no, generados por diversas actividades humanas que fluyen hacia sistemas colectores o directamente a los cuerpos receptores. Comúnmente se habla de efluentes refiriéndose a los desechos líquidos pero este término es más utilizado para llamar a las aguas servidas que son descargadas por casas o fábricas, generalmente en los cursos de aguas.

Estadística: es el estudio de los métodos y procedimientos para recoger, clasificar, resumir y analizar datos y para hacer inferencias científicas partiendo de tales datos.

Factor de Recobro: El factor de recobro (FR) es la relación que existe entre el volumen de Reservas originalmente recuperables y el volumen original en sitio, POES, COES o GOES. Generalmente se expresa como un porcentaje.

Factor de Reemplazo: También llamada Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR). Es la relación entre los fluidos inyectados y los fluidos producidos. Lógicamente si esta relación es superior a 100% el yacimiento se represuriza (aumenta la presión del yacimiento) mientras que una relación menor a 100% indica que no se ha inyectado lo suficiente y, por ende, la presión del yacimiento disminuirá.

Fallamiento: Es una discontinuidad que se forma en las rocas por fracturamiento, cuando concentraciones de fuerzas tectónicas exceden la resistencia de las rocas. La zona de ruptura tiene una superficie más o menos bien definida denominada plano de

falla y su formación va acompañada de un deslizamiento tangencial (paralelo) de las rocas a este plano. Los estratos que antes coincidían se separan o desplazan uno respecto al otro. En resumen, es un deslizamiento relativo entre bloques rocosos adyacentes.

Flujo en Estado Estable: Condición de flujo en un sistema, donde la presión, velocidad y densidad de las fases son constantes con el tiempo, en cada sección transversal a la dirección de flujo

Fracturamiento: Técnica de estimulación de pozos que se basa en crear un canal altamente conductivo, que se extiende desde el pozo hasta una cierta profundidad horizontal en la formación, para mejorar la permeabilidad en las zonas aledañas al pozo, para así aumentar su productividad

Gas Original en Sitio (GOES): Es el volumen total estimado, a condiciones normales, de gas contenido originalmente en yacimiento.

Gas Pobre: Hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (generalmente más del 90 %), por lo que no contiene casi ningún líquido recuperable.

Hidrocarburos: Son sustancias químicas formadas exclusivamente de Hidrógeno y Carbono. Mezclas de Hidrocarburos existen en la naturaleza en las fases gaseosa, líquida o sólida.

Índice de Inyectividad: Es la relación entre la tasa de inyección (STB/día) y el exceso de presión sobre la presión del yacimiento. $[I = q / (P_{wf} - P_y)]$

Informe de Progreso: Informe que se entrega anualmente al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo por parte de la Empresa Operadora y que contiene

información acerca de los Proyectos de Recuperación Secundaria que muestran el avance del proyecto en ejecución.

Inyectividad: Capacidad que tiene un pozo de inyectar fluidos a la formación.

Libro de Reserva: Registro oficial que contiene los datos básicos de todos los yacimientos de hidrocarburos explotados en el país, además de la estadística total de las reservas probadas sometidas y aprobadas, según los datos suministrados por las Empresas Operadoras de los yacimientos. Este registro es realizado por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo anualmente.

Llene: Estado en el cual el agua inyectada en el yacimiento desplaza y ocupa el espacio del gas libre contenido en el mismo.

Memoria Descriptiva: Documento que describe y define proyectos y programas técnicos aplicados a un área específica en cualquier nivel del negocio petrolero y que, según su objetivo, permite alcanzar una mayor rentabilidad y optimización en la capacidad de producción de petróleo. Este documento engloba un plan de desarrollo donde, generalmente, se reflejan cálculos reales y proyecciones según el alcance del proyecto, y es presentado por las Empresas Operadoras ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo para su aprobación.

Petróleo Original en Sitio (POES): Es el volumen total estimado de petróleo contenido originalmente en un yacimiento a condiciones normales de presión y temperatura (14,7 lpc y 60 °F).

Productividad: Capacidad que tiene el pozo de producir hidrocarburos.

Prueba de Interferencia: Son pruebas que tienen como finalidad evidenciar la comunicación entre pozos de un mismo yacimiento, y con esto comprobar la existencia

o no de la continuidad de los estratos permeables, además de la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas.

Pruebas de Pozos: Técnica de la medición de las características de las formaciones y fluidos, dentro del Pozo, controlados desde la superficie, con fines de tomar decisiones en operaciones de completación y reacondicionamiento. Da como resultado directo los Perfiles o Registros del Pozo.

Prueba Fall Off: Pruebas que permiten determinar las condiciones del yacimiento en las adyacencias de un pozo inyector.

Reacondicionamiento: Trabajos efectuados en el pozo con el fin de mejorar su productividad o inyectividad, según sea el caso, mediante la modificación de las características de sus zonas productivas

Recuperación Suplementaria: Bajo este concepto se incluyen las cantidades de hidrocarburos que pueden ser recuperadas por encima de los volúmenes que se recuperaran por agotamiento natural del yacimiento.

Registro de pozos: Es una descripción progresiva de los estratos y fluidos encontrados en la perforación de un pozo, zona de invasión, etcétera. Comprende también todos los perfiles gráficos, eléctricos y de cualquiera otra clase que se tomen y la descripción de los núcleos.

Reservas Remanentes: Es, para el momento de en que se efectúa la estimación, el volumen recuperable que aún no ha sido extraído del yacimiento y resulta de restar el volumen extraído (producción acumulada) del volumen recuperable total.

Rumbo: Orientación de los estratos o accidentes geológicos cuando están afectados de cierta pendiente.

Sumario de pozos: Resumido archivo donde se refleja por yacimiento, el número de pozos que están dentro de la formación, y además contiene información referente a la producción como por ejemplo: potencial por pozo, RGP promedio, RGP de formación, RGL total, producción fiscalizada por día por pozo, entre otros.

Tasa Interna De Retorno: Tasa de rendimiento sobre una inversión de activos. Representa la tasa del interés obtenido sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal forma que el saldo, al final del horizonte económico es cero.

Tiempo de Llene: Tiempo necesario para inyectar en un yacimiento el volumen de llene correspondiente.

Trazadores: Son compuestos que ayudan a definir el movimiento de los fluidos inyectados y la heterogeneidad del yacimiento entre los pozos inyectoros y productores. La utilización de trazadores permite la implementación de estrategias de control cuando se tienen los siguientes problemas: producción de fluidos no deseados, reubicación de volúmenes de inyección y mejoramiento del perfil de inyección.

Valor Presente Neto: suma de los flujos netos de caja actualizados, incluyendo la inversión inicial. El proyecto de inversión, según este criterio, se acepta cuando el valor presente neto es positivo, dado que agrega capital a la empresa.

Volumen de Llene: Término usado en proyectos de inyección de agua en recuperación secundaria, definido como el volumen de agua necesario para llenar el espacio ocupado por el gas libre en el yacimiento.

Yacimiento: Unidad geológico-hidráulica formada por rocas porosas y permeables que acumulan y contienen hidrocarburos.

Anexo A

INFORME DE PROGRESO ANUAL DEL YACIMIENTO LGINF-07**(AJUSTADO EN ESTE TRABAJO ESPECIAL DE GRADO)*****1) Ubicación Geográfica del yacimiento implicado en el Proyecto***

El yacimiento LGINF-07 pertenece al Campo Lagunillas de la Unidad de Explotación Lagunillas Lago en el Distrito Tía Juana del llamado Campo Costanero Bolívar, perteneciente a la Jurisdicción de Maracaibo. Se encuentra ubicado al Oeste de Venezuela, específicamente, al Noreste de la Cuenca del Lago de Maracaibo en el Estado Zulia (**Figura 25**), frente a la población de Lagunillas y al Norte de Bachaquero. La empresa operadora es Petróleos de Venezuela S.A. (P.D.V.S.A.).

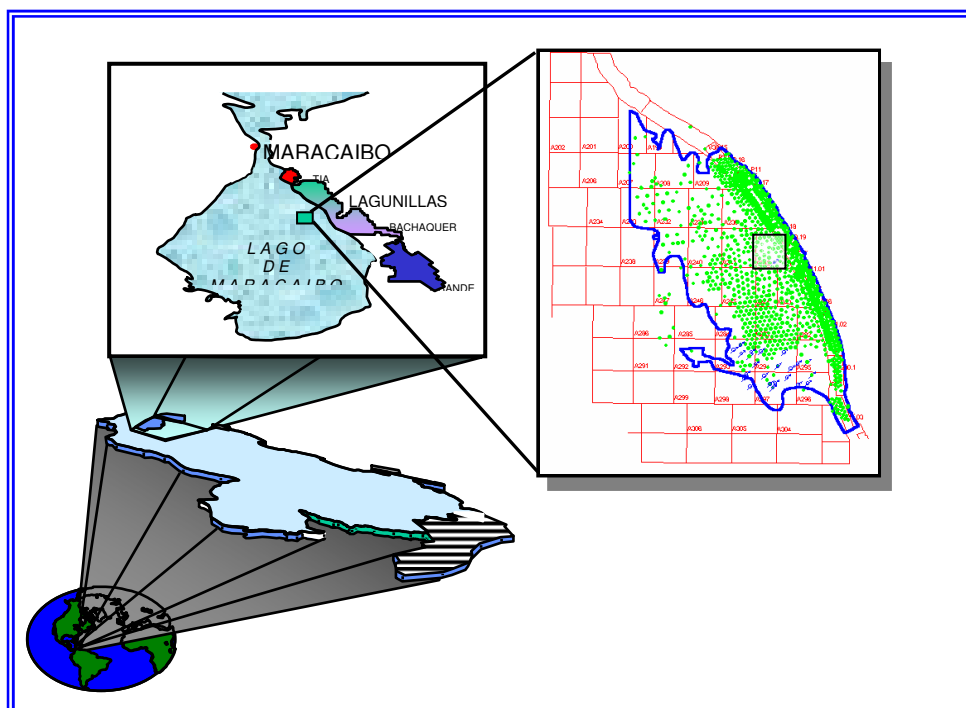


Figura 25. Descripción Geográfica del Yacimiento LGINF-07^[11]

2) *Descripción Geológica detallada del yacimiento*

MODELO ESTRUCTURAL

La estructura en donde se encuentra el yacimiento LGINF-07 es un monoclinal con buzamiento de 3 a 3,5° hacia el Suroeste. El yacimiento se prolonga hacia el Noroeste al nivel del Miembro Laguna. Está limitado al Suroeste por una falla normal, también con buzamiento hacia el Norte, con rumbo Noroeste-Sureste y al Sur por un contacto agua-petróleo que originalmente se encontraba a aproximadamente 5.000 pies de profundidad. Varias fallas extensionales al Suroeste y al Este (centro) con desplazamiento de 30 a 150 pies cortan el yacimiento, pero tienen relativamente poca importancia en cuanto al entrapamiento de los hidrocarburos en esta acumulación.

MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO

El yacimiento se encuentra conformado por sedimentos poco consolidados, bien escogidos y de grano fino, de Edad Mioceno, con un espesor promedio de 73 pies y con una buena comunicación vertical. Este yacimiento se caracteriza por mostrar una secuencia alternante de areniscas y lutitas de origen fluvio-deltáico, pertenecientes principalmente a depósitos de canales, los cuales se distribuyen estratigráficamente de base a tope por: Formación La Rosa, la cual yace sobre la Discordancia del Eoceno, seguida de los Miembros Lagunillas Inferior y Laguna de la Formación Lagunillas, como se observa en el Registro Tipo mostrado en la **Figura 26**.

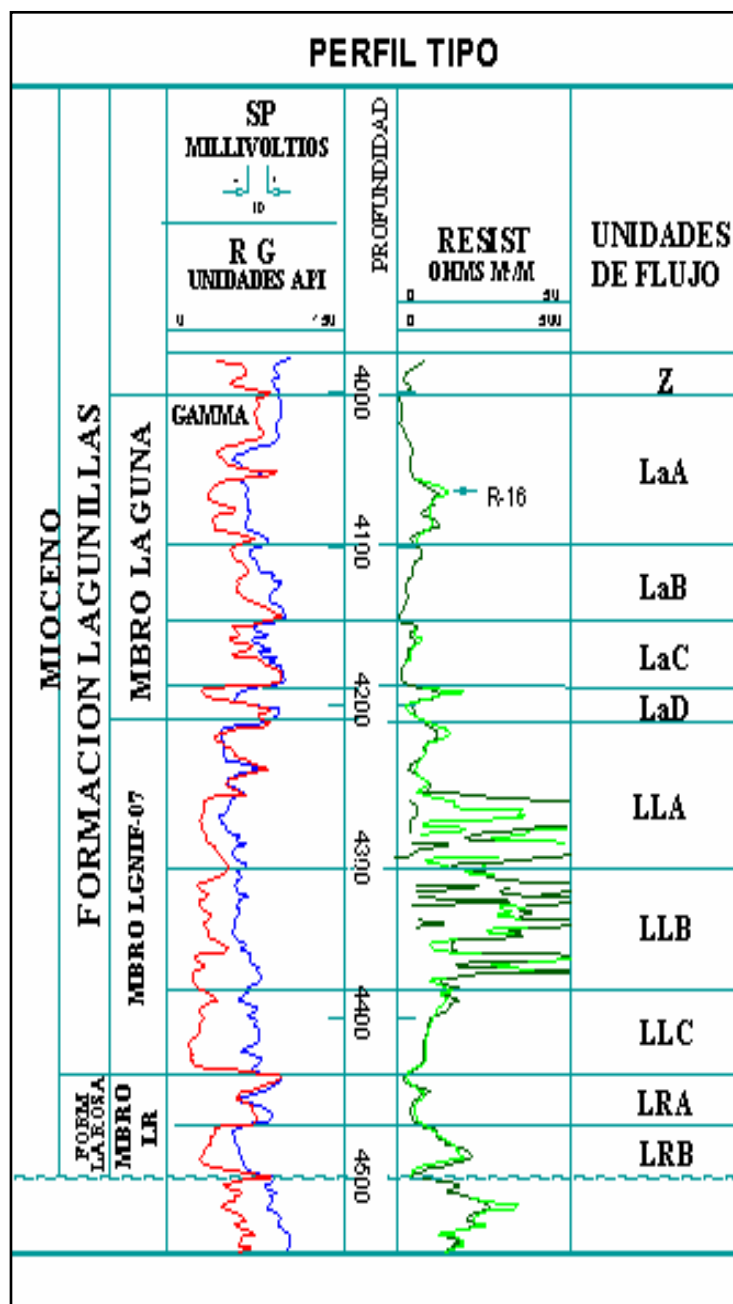


Figura 26. Registro Tipo del Yacimiento LGINF-07^[11]

El Miembro Lagunillas Inferior incluye la mejor arena productora de petróleo y el 90 % de todo el petróleo inicial en sitio del Lagunillas Inferior se encuentra en las unidades de flujo LLA y LLB. El Miembro La Rosa es principalmente marino, es más heterogéneo, y contiene menos arenas productoras de petróleo.

En general, el Miembro Laguna representa una progradación más débil que la del Lagunillas Inferior, puesto que en él se encuentran menos arenas y más delgadas, y la sedimentación fluvial no parece haberse extendido tan lejos hacia el Oeste y el Suroeste, como si ocurre en el Miembro Lagunillas Inferior.

3) *Datos de las Propiedades Físicas, Petrofísicas del yacimiento y Propiedades de los Fluidos contenidos en el mismo*

Propiedades físicas

Área Productiva	35.595 Acres
Temperatura del yacimiento	150 °F
Profundidad del plano de Referencia (Datum)	3.700 p.b.n.m
Espesor Neto de Arena	73 ft
Volumen Neto de Arena Petrolífera	2.371.543 acre-ft
Petróleo Original en Sitio	4.287 MMB
Gas Original en Sitio	1.457 MMMPC
Factor de Recuperación Primario	39%
Factor de Recuperación Secundario	5,5%
Presión Original del yacimiento	1.785 lpca
Presión de Mantenimiento	250 lpc
Presión de Abandono	400 lpc
Última Presión del Yacimiento	1.000 lpca (Dic-2006)

Propiedades Petrofísicas

Porosidad	30 %
Permeabilidad	1.500 mD
Saturación de Petróleo Inicial	84%
Saturación de Agua Connata	16 %
Saturación de Gas Inicial	-

Propiedades de los fluidos

Gravedad del Petróleo	18 °API
Viscosidad del Petróleo @ condiciones del yacimiento	21 cp
Viscosidad del Petróleo @ P_b	37 cp
Presión de Burbujeo P_b	1.154 lpca
Gas en Solución Inicial R_{si}	340 PCN/BN
Factor Volumétrico del Petróleo B_o	-
Factor Volumétrico del Gas B_g	-
Factor de Merma	0,925 BN/BY

4) *Presentar Mapas Isópaco-Estructural, Isobáricos y Frentes de Agua*

El mapa isópaco-estructural al tope de la unidad LL-A (**Figura 27**), se presenta a continuación:

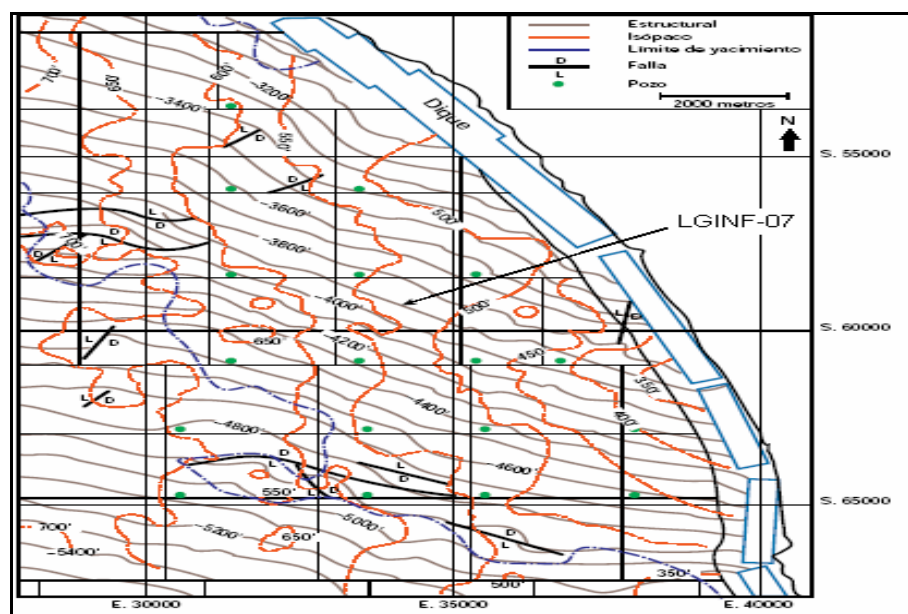


Figura 27. Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento LGINF-07. (Tope LL-A)^[11]

5) Indicar los Cambios ocurridos en el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el tiempo, respecto a sus objetivos originales presentados en la Memoria Descriptiva

En febrero de 1984 se inició el Proyecto de Inyección de Aguas Efluentes a través de 10 pozos inyectores ubicados en el flanco Sur del yacimiento LGINF-07. El objetivo original era evaluar la inyección de agua como mecanismo de mantenimiento de presión, así como también eliminar el drenaje de las aguas efluentes hacia el Lago de Maracaibo. Ya para mediados del año 1999, se terminaron 7 pozos inyectores adicionales, con el fin de adelantar la línea de inyección de agua y con ello mejorar la eficiencia volumétrica de barrido. Actualmente están activos 17 pozos inyectores.

En el año 2006 se modificó el objetivo de inyección, en función del comportamiento de producción de fluidos esperados para el yacimiento. Dicho objetivo se estimó en 141 MBAPD como promedio para el año y la tasa de inyección real fue de 132 MBAPD.

6) Datos Oficiales de Reservas Probadas de Petróleo y Gas hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual 2006

RESERVAS DE PETRÓLEO

Petróleo Original en Sitio POES (<i>MMB</i>)	4.287
Primarias (<i>MMB</i>)	1.685
Secundarias (<i>MMB</i>)	235
Total (<i>MMB</i>)	1.920

RESERVAS DE GAS

Gas Original en sitio GOES (<i>MMMPC</i>)	1.457
Reservas de Gas. (<i>MMMPC</i>)	1.239

PRODUCCION ACUMULADA HASTA Dic-2006

Petróleo (<i>MMB</i>)	1.626
Gas(<i>MMMPC</i>)	969

RESERVAS REMANTES HASTA Dic-2006

Petróleo (<i>MMB</i>)	293
Gas (<i>MMMPC</i>)	269

7) *Histórico de Presión Promedio al Datum del Yacimiento desde el inicio de la explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual 2006*

FECHA (AÑOS)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (MMBLS)	PRESIÓN (LPCA)
1926	0	1785
-	200	1620
-	400	1470
1936	610	1313
1942	800	1123
1949	900	1007
1958	1100	925
1967	1165	845
1979	1325	790
1980	1337	753
1983	1373	757
1984	1387	782
1985	1394	794
1986	1404	829
1987	-	-
1988	1424	771
1989	1434	792
1990	1444	810
1991	1454	847
1992	1463	859
1993	1474	876
1994	1483	905
1995	1494	905
1996	1512	911
1997	1525	940
1998	1539	941
1999	1550	943
2000	1563	944
2001	1577	876
2002	1588	1027
2003	1598	981
2004	1611	968
2005	1618	965
2006	1627	1000

8) *Análisis del Comportamiento de la Presión Promedio del yacimiento.*

Considerando el carácter determinante que tienen la sedimentación y la permeabilidad en la distribución de fluidos en el yacimiento, es posible identificar tres zonas con distintos niveles de presión: la primera ubicada en la zona norte del yacimiento con un rango entre 800-1.000 lpca a la cual le corresponde el 14 % de la producción acumulada. Una segunda zona, que es la zona central del yacimiento, con un rango de presión de 450-800 lpca; y es de hacer notar que esta es la zona de mayor contribución o explotación de petróleo con 79% de la producción acumulada; y la tercera zona donde se encuentran los pozos inyectores, en la que se observa un rango de presión entre 800-1.300 lpca y le corresponde sólo el 7% de la producción acumulada.

En la **Figura 28** se presenta el mapa con los rangos de presión del yacimiento LGINF-07 antes indicados.

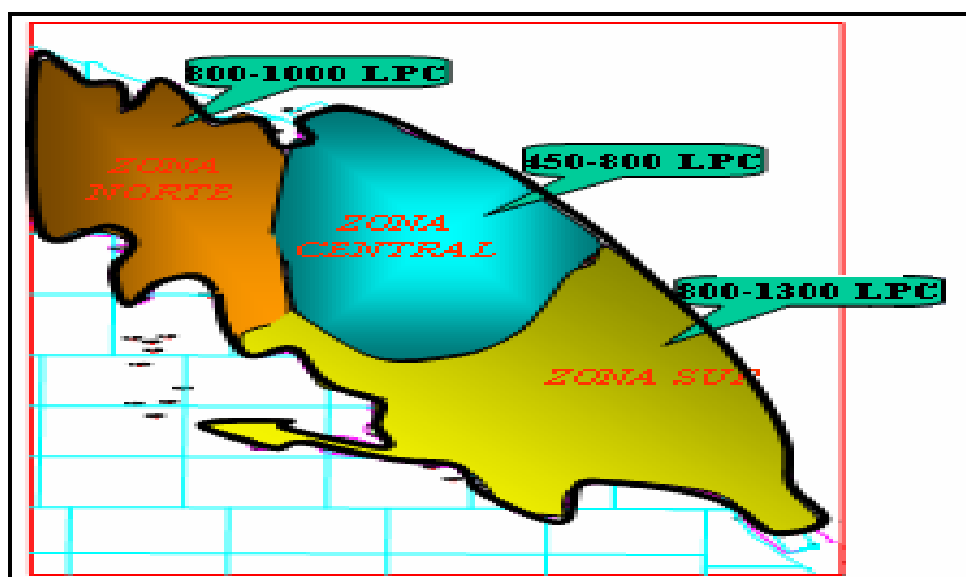


Figura 28. Mapa de ubicación de los rangos de presión del yacimiento LGINF-07^[13]

Del mismo modo, en la **Figura 29** se observa la variación de la presión en función de la producción acumulada. La presión original del yacimiento para el año del inicio de la explotación del yacimiento (1926), era de 1785 lpca y para 1942 había alcanzado la presión de burbujeo. En 1984, cuando se llegó a la presión de 782 lpca, después de acumular una producción de 1387 MMB de petróleo, se inició la inyección de agua. Se observa la apreciable declinación de presión a medida que el yacimiento era explotado para fechas anteriores a 1984. A partir de ese mismo año, el efecto de la inyección se hace presente, al evidenciarse una estabilización de la presión hasta el año de 1993 para un posterior incremento paulatino de la misma. Sin embargo, desde la implementación del proyecto (1984), no se ha logrado llegar a una presión mayor o igual a la presión de burbujeo inicial.

Para el año 2006 se estimó una presión volumétrica total promedio del yacimiento de 1000 lpca. Esto no ha sido un problema para el cumplimiento de la tasa de producción esperada del proyecto, ya que la tasa de producción ha estado por encima del pronóstico estimado. El hecho que la presión actual del yacimiento se encuentre por debajo de la presión de burbuja (1.000 lpc) trae como consecuencia que la viscosidad del hidrocarburo represente, en un futuro próximo, una dificultad a afrontar debido a la pérdida definitiva del gas en solución en la formación, llevando a una producción acumulada de petróleo por debajo del máximo esperado originalmente.

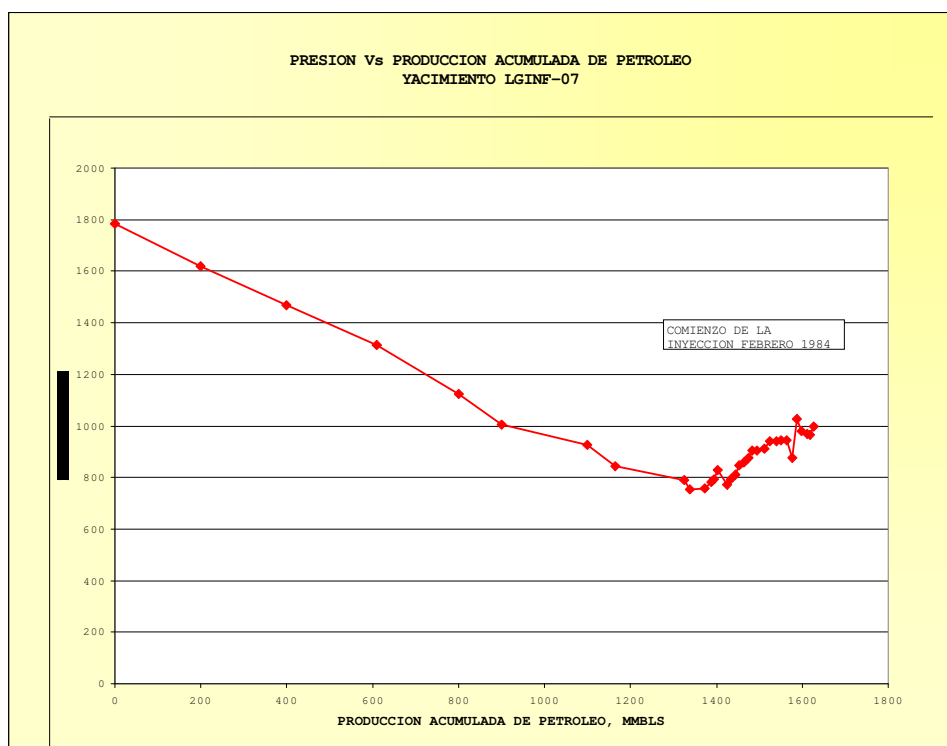


Figura 29. Presión versus Producción Acumulada del LGINF-07^[11]

9) Datos Anuales del Histórico de Inyección de Agua desde el comienzo del Proyecto hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado (2006)

Año	Días	Pozos Inyectores		Inyección Diaria Promedio		Inyección (Bls)	
		Activos	Inactivos	BAPDC	BAPDI	Mensual	Acumulado
84	44	0	6	54975	2972	1683038	18513420
85	184	0	9	56617	10174	1722933	39188620
86	255	0	9	77758	9317	2366825	67590520
87	252	0	9	86403	10492	2627733	99123320
88	257	0	10	88142	10541	2688083	131380320
89	237	0	10	79837	10280	2429392	160533020
90	214	0	11	74085	10763	2250650	187540820
91	241	0	11	84221	10638	2563425	218301920
92	251	0	12	88618	10815	2704250	250752920
93	309	0	14	89143	8847	2711558	283291620
94	335	0	14	96922	8814	2949800	318689220
95	340	2	13	96421	8630	2932867	353883620
96	366	12	4	107200	8933	3271792	393145120
97	365	12	4	123287	10275	3749367	438137520
98	355	12	5	114294	9831	3475873	479848000
99	352	12	6	126559	10963	3849087	526037041
00	486	18	6	124747	8135	3803787	571682479
01	454	16	8	157727	10779	4802023	629306760
02	563	19	4	161031	8720	4889706	687983228
03	572	19	4	149219	7913	4549222	742573896
04	533	19	5	116481	6614	3551420	785190940
05	518	18	5	95105	5594	2895087	819931987
06	527	18	7	131533	7615	4000205	867934444

Meses	Días Activos	Pozos Inyectores		Inyección Diaria Promedio		Inyección (Bls)	
		Activos	Inactivos	BAPDC	BAPDI	Mensual	Acumulado
Ene-06	527	18	5	137175	8069	4252425	824184412
Feb-06	476	18	5	137175	8069	3840900	828025312
Mar-06	558	18	6	150586	8366	4668176	832693488
Abr-06	540	18	6	127345	7075	3820356	836513844
May-06	558	18	6	134893	7494	4181670	840695514
Jun-06	540	18	6	137476	7638	4124287	844819801
Jul-06	558	18	6	119596	6644	3707470	848527271
Ago-06	549,4	17	7	131117	7398	4064622	852591893
Sep-06	510	17	7	120819	7107	3624574	856216467
Oct-06	527	17	7	127357	7492	3948069	860164536
Nov-06	450	17	7	130726	8715	3921774	864086310
Dic-06	525,9	17	7	124133	7317	3848134	867934444

10) Descripción de la Actividad Operacional de Inyección

El proyecto de inyección, iniciado en Febrero de 1984, representa en términos de reservas 236 MMBP adicionales o lo que es lo mismo, un factor de recobro secundario de 5.5% del POES; con una tasa de inyección promedio programada de 150 MBAPD. El Múltiple de Inyección de Agua asociado al yacimiento LGINF-07 es el MIA-07.

En el yacimiento (LGINF - 07) las zonas de mayor permeabilidad (1.300 mD), se encuentran mayoritariamente en el Flanco Sur del yacimiento. Aprovechando la presencia de esta alta permeabilidad en el Flanco Sur, y la existencia del contacto agua-petróleo en la misma zona junto a los estudios geológicos y proyectos pilotos ejecutados, allí fue iniciada una inyección por flanco con los primeros 10 pozos inyectores de agua para la ejecución del Proyecto de Recuperación Secundaria, incluyendo

los pozos inyectoros programados. Actualmente existen 22 pozos inyectoros, de los cuales 17 se mantienen activos.

Historia de los Pozos Inyectores

En febrero de 1984 se completaron los inyectoros: LL-2784, LL-2789, LL-2793 y LL-2797 y en Marzo de 1984, los pozos LL-2787, LL-2838, LL-2794, y LL-2795. En julio de 1984 se completó el pozo LL-2837 y un mes después el LL-2851. A la par que la inyección estimada por pozo no cubría el volumen requerido para la inyección, en agosto de 1986 se completa el pozo LL-1973 como productor y en julio de 1990 es convertido a inyector. En octubre de 1987 se recompletaron los pozos LL-1988, LL-2084. En marzo de 1987, el pozo LL-2851 se encontró arenado y recompletado en el yacimiento LGNA-05 como productor. El pozo LL-2793, quedó cerrado en octubre de 1988, debido a que quedo pez durante un trabajo de reparación. En octubre de 1989 y 1990 se convirtieron a inyectoros los pozos LL-2668, LL-2833 respectivamente y en febrero de 1990 el pozo LL-2789 fue cerrado por que quedo pez, durante trabajo de reparación.

Para mejorar la eficiencia de barrido en el yacimiento y cumpliendo con el proyecto “Disposición de agua Efluentes Patio de Tanques Lagunillas” en 1999, se realizaron seis (6) conversiones de pozos productores a inyectoros (LL-2692, LL-3316, LL-2656, LL-2476, LL-2662, LL-2686) y se cumplió la perforación de un pozo de inyector (LL-3570) todos completados en los lentes LLA y LLB. En febrero de 2004 el pozo LL-2662 fue cerrado por tener el tubo conductor roto. En agosto de 2006 el pozo LL-2668 se dejó cerrado porque se encontró la línea de inyección rota.

COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN

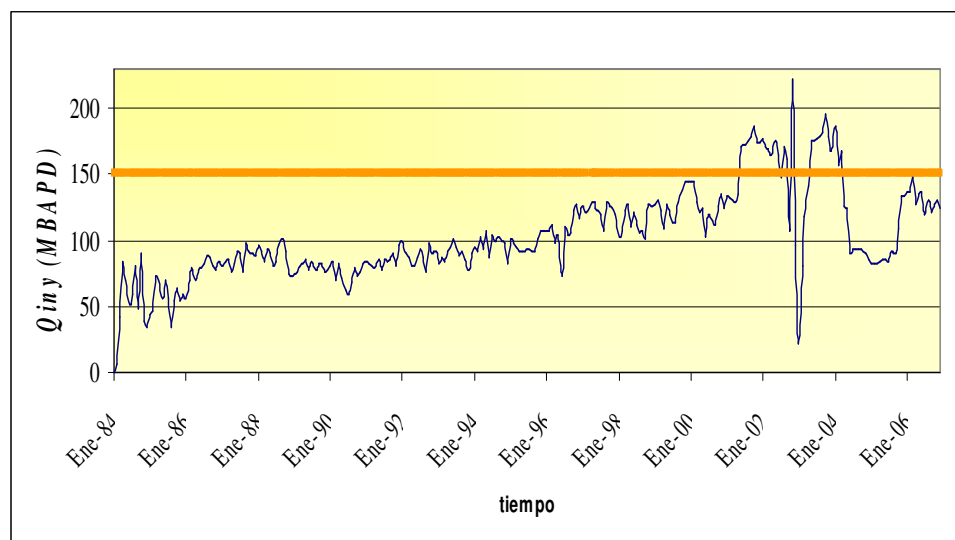


Figura 30. Gráfico de la Tasa de Inyección de Agua versus tiempo

En la **Figura 30** se presenta la gráfica Tasa de Inyección de Agua vs. tiempo. Desde el inicio de la inyección en 1984 hasta principios del 2000, se observa que la tasa de inyección aumentó, progresivamente, hasta llegar a 140 MBAPD, para luego descender, a mediados del 2000 hasta 100 MBAPD. Para el primer semestre del 2001 es cuando se logra alcanzar el valor de la tasa de inyección programada de 150 MBAPD manteniéndose en ese rango hasta 2004. En el año 2006 se modificó el objetivo de inyección, en función del comportamiento de producción de fluidos esperados para el yacimiento. Dicho objetivo se estimó en 141 MBAPD como promedio para el año. La tasa de inyección real fue de 132 MBAPD, lo que implica una variación de 9 MBAPD con respecto al objetivo. Dicha variación se debió a la falta de disponibilidad o fallas de los equipos a nivel del patio de tanque Lagunillas Norte, así como al cierre de un pozo inyector por presentar su línea de flujo rota.

GRÁFICOS DE HALL

Para Diciembre del 2006, en el yacimiento LGINF-07 existen 21 pozos inyectoros, de los cuales 17 están activos y 4 inactivos. Para este estudio actualizado se analizaron los 21 Gráficos de Hall, contenidos en el Apéndice B, donde se reflejan las condiciones de los pozos: taponados, comunicados o estimulados, y estables, como se muestra de manera resumida en los porcentajes de la **Figura 31**:

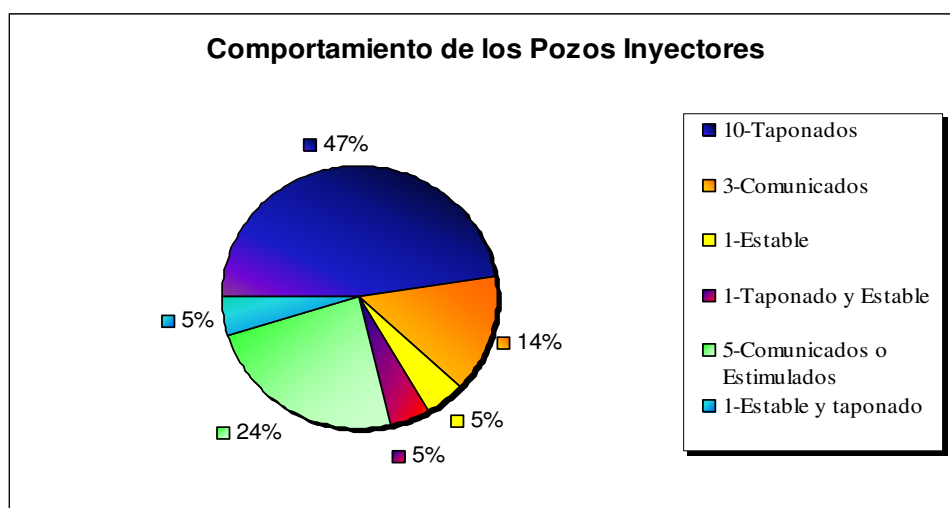


Figura 31 Distribución Porcentual del Diagnostico de Hall en pozos inyectoros

- **Pozos Inyectores Taponados**

El 47% de los pozos inyectoros presentaron condiciones de taponamiento debido a posibles problemas con el tratamiento del agua de inyección, aseveración que no se puede confirmar, debido a que no se obtuvo acceso a los estudios físico-químicos del agua. En la **Figura 32** se muestra un gráfico de Hall del pozo inyector

LL-2795 del yacimiento LGINF-07, con problemas de taponamiento.

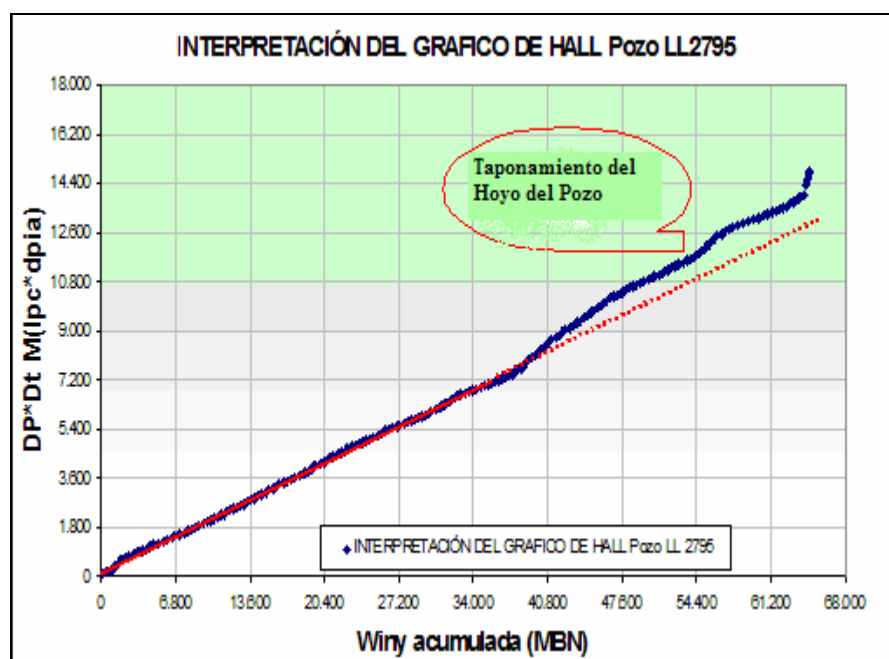


Figura 32. Grafico de Hall. Pozo LL-2795. Taponamiento^[13]

- **Pozos Inyectores Comunicados o Estimulados**

De los pozos analizados, 24% presentaron un daño negativo aumentando la permeabilidad en la zona cercana al pozo.

En la **Figura 33** se observa el comportamiento típico de estimulación del pozo inyector LL-1973 del yacimiento LGINF-07.

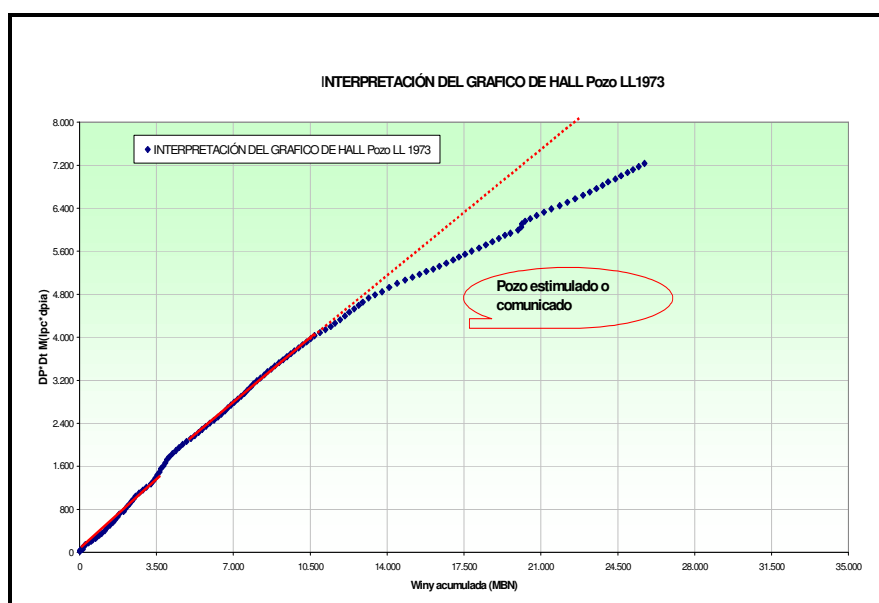


Figura 33. Grafico de Hall. Pozo LL-1973. Comunicado^[13]

- **Pozos Inyectores Taponados y Estables**

El 10 % de los pozos inyectores presentaron estos problemas; donde el 5% corresponde a un pozo taponado luego de haber estado estable por un lapso de tiempo determinado y el otro 5% presentó primero estabilidad y luego taponamiento durante el proceso de inyección.

En la **Figura 34** se muestra el gráfico de Hall del pozo inyector LL-2794 con ese comportamiento.

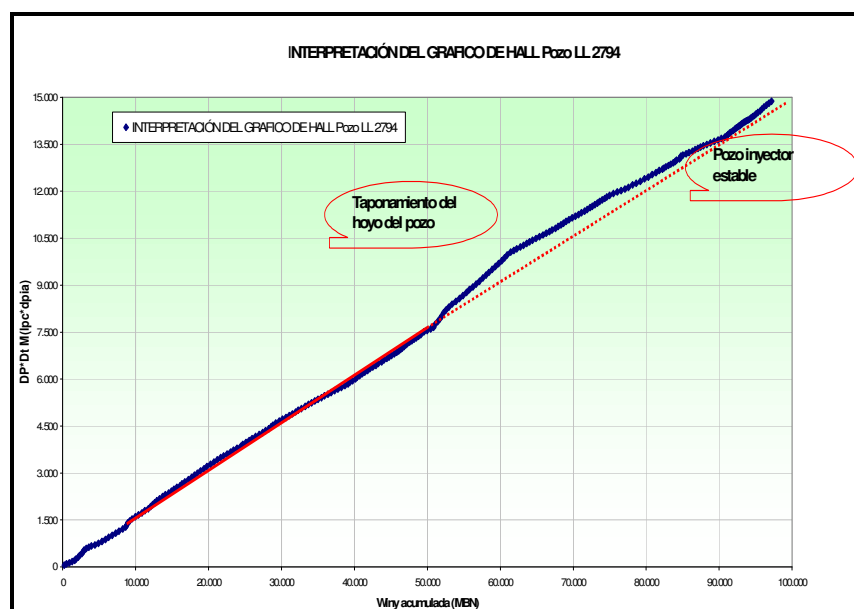


Figura 34. Grafico de Hall. Pozo LL-2794. Estable y taponado^[13]

ANEXO A

11) Datos Anuales del Histórico de Producción desde el comienzo de la Explotación del yacimiento hasta la fecha de presentación del Informe de Progreso y Datos Mensuales del año reportado 2006

Año	Días	Pozos Productores		Producción Diaria Promedio				Producción Anual Promedio			Producción Acumulada		
	Activos	Activos	Inactivos	BPPD	BPPDP	RGP	% A y S	Petróleo	Gas	Agua	Petróleo	Gas	Agua
84	8155	263	407	37299	139	726	18,9	1137536	809286	262482	1391846357	730870856	120501348
85	3844	133	543	18772	155	1307	16,5	571016	583258	118405	1398698548	737869952	121922210
86	5588	199	488	27871	151	836	16,9	8483778	685961	175307	1408879079	1408879079	124025893
87	6623	226	465	31090	143	803	22,3	946392	754574	275210	1420235779	1420235779	127328418
88	5460	186	506	24109	134	1274	25,2	735840	940165	254828	1429065852	766438344	130386354
89	7236	238	464	27787	117	1324	30,5	846159	1109222	382991	1439219755	779749002	134982243
90	6416	204	499	27540	131	1301	32,6	837380	1082698	414501	1449268310	792741382	139956257
91	6504	211	494	28820	135	1337	34,1	876900	1166120	453701	1459791107	806734825	145400665
92	6294	207	499	28047	136	1316	30,8	855394	1127714	383866	1470055840	820267398	150007061
93	6527	216	491	28262	132	1114	34,8	859425	955784	459971	1480368942	831736809	155526707
94	6405	210	497	25738	122	1099	42,2	782854	858729	573775	1489763186	842041553	162412002
95	7000	233	666	28948	126	952	41,5	880581	837506	631599	1500330153	852091626	169991183
96	7647	252	721	32042	128	964	44,1	977566	939775	776398	1512060946	863368931	179307963
97	8753	288	702	37629	131	838	48,3	1144833	958896	1071771	1525791039	874871801	192169209
98	8357	275	727	36958	135	1035	47,8	1123378	1165836	1064874	1539271570	888861836	204947693
99	6870	225	780	30734	137	625	48,9	933000	580518	939223	1550467571	895828048	216218359
00	8129	268	735	35961	135	716	53,7	1096981	781131	1277019	1563631346	905201614	231542590
01	8449	278	740	38543	139	614	51,3	1172172	721954	1236306	1577697410	913865065	246378261
02	6984	229	794	29799	131	1023	45,2	904865	859206	790177	1588555787	924175542	255860386
03	7168	237	786	28051	119	1368	42,1	853296	1172818	620464	1598795333	938249361	263305955
04	7186	236	788	27522	117	1340	46,9	839379	1115962	748066	1608867886	951640901	272282748
05	6914	232	792	24652	109	1679	51,2	749389	1253124	785900	1617860552	966678396	281713550
06	6931	229	796	24547	108	326	52,3	746602	243415	817730	1626819779	969599380	291526310

ANEXO A

Meses	Días Activos	Pozos Productores		Producción Diaria Promedio				Producción Mensual Promedio			Producción Acumulada		
		Activos	Inactivos	BPPD	BPPDP	RGP	% A y S	Petróleo	Gas	Agua	Petróleo	Gas	Agua
Ene-06	7279,18	234	791	25265	108	340	49,9	783205	266617	778942	1618643757	966945013	282492492
Feb-06	6423,13	231	794	24946	109	319	49,2	698500	222604	675263	1619342257	967167617	283167755
Mar-06	7125,52	231	794	24276	106	334	50,4	752542	251664	764621	1620094799	967419281	283932376
Abr-06	6918,11	230	795	24652	107	296	51,3	739564	218782	778926	1620834363	967638063	284711302
May-06	7094,44	225	800	24380	107	321	52,2	755792	242361	824268	1621590155	967880424	285535570
Jun-06	6783,78	227	798	24673	109	342	52,2	740200	253457	808864	1622330355	968133881	286344434
Jul-06	6853,08	223	802	24751	112	339	52,1	767267	260045	832909	1623097622	968393926	287177343
Ago-06	6915,26	225	801	23997	108	309	52,9	743915	229631	836169	1623841537	968623557	288013512
Sep-06	6680,50	232	794	24221	109	313	54,4	726617	227714	865864	1624568154	968851271	288879376
Oct-06	7064,56	225	801	24830	109	326	54	769721	251289	903224	1625337875	969102560	289782600
Nov-06	6778,23	229	797	23825	105	340	53,7	714762	243213	829963	1626052637	969345773	290612563
Dic-06	7250,16	239	787	24747	106	331	54,4	767142	253607	913747	1626819779	969599380	291526310

12) Estudio del comportamiento de la producción del yacimiento

En el yacimiento LGINF-07, originalmente subsaturado, se han identificado varios mecanismos de producción que han actuado casi simultáneamente. La compresibilidad de la roca y de los fluidos con seguridad representan uno de los primeros mecanismos de producción primaria, luego, el empuje por gas en solución y, finalmente, el empuje de agua de fondo se ha caracterizado por una invasión preferencial de las zonas inferiores, moviéndose verticalmente en dirección de los pozos productores, pero este último se ha convertido en un avance marginal del agua debido a la gran viscosidad del crudo y a la buena permeabilidad de la roca.

La producción de los pozos inicialmente fue por flujo natural. Sin embargo, se tienen registradas instalaciones de equipos de levantamiento artificial por gas en varios pozos y equipos de bombeo mecánico.

CURVAS DE PRODUCCIÓN

En 1984 se inicia el proyecto de inyección de agua con el propósito de mantener la presión en el yacimiento. Para ese año la producción mensual de petróleo era de 1.2 MMBNP. En la **Figura 35** se muestra la producción mensual de petróleo con respecto al tiempo. En 1986 la producción mensual se encontraba en 4.1 MBP, observándose que la disminución en la producción se debió a un aumento en la Relación Gas-Petróleo (**Figura 38**), y cierre de varios pozos productores (**Figura 36**) que fueron significativos hasta finales de 1986. A partir de esa fecha

se observa que la producción mensual se mantuvo en el orden de los 800 MBP hasta el año de 1994, coincidiendo con el intervalo de tiempo en el que la presión se mantiene estabilizada, haciendo pensar que para ese mismo año se produjo el llene; tiempo en el cual, el comportamiento de la producción de petróleo fue enteramente primaria, como se evidencia en la **Figura 37**. A partir del llene y debido a una campaña de reactivación de pozos productores y cambios de las completaciones en los mismos, el número de pozos productores activos aumentó, lo que resulta en el aumento de la producción hasta 2002.

Sin embargo, desde 2002 y hasta la actualidad se ha reflejado un descenso en la producción de 1,07 MMBP a 7,6 MBP mensuales, producto de la disminución en número de pozos productores activos.

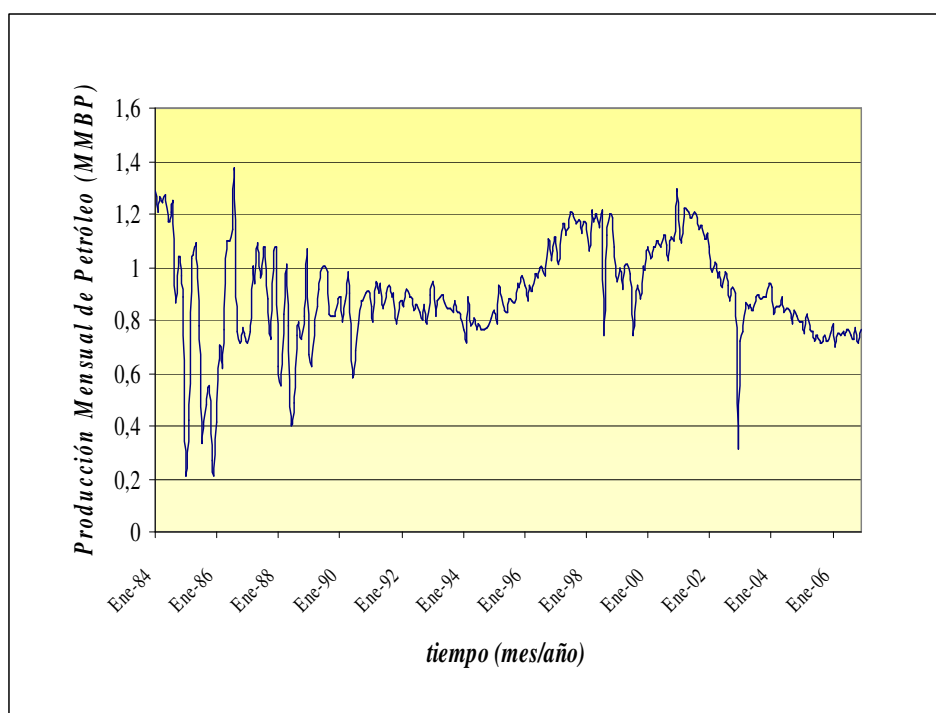


Figura 35. Gráfico Producción Mensual de Petróleo versus tiempo

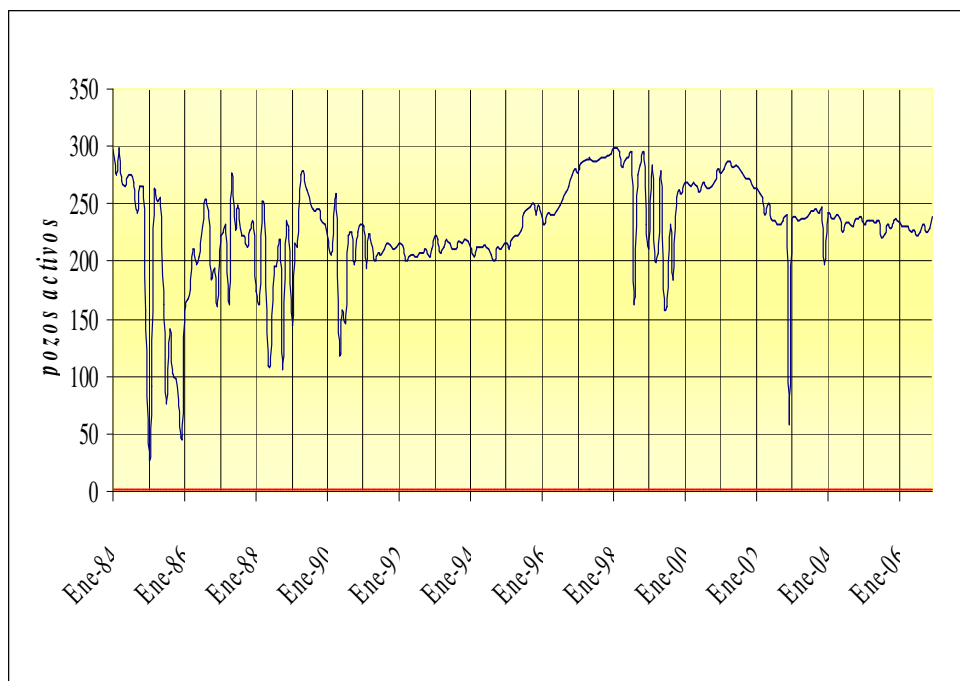


Figura 36. Gráfico número de pozos productores activos versus tiempo

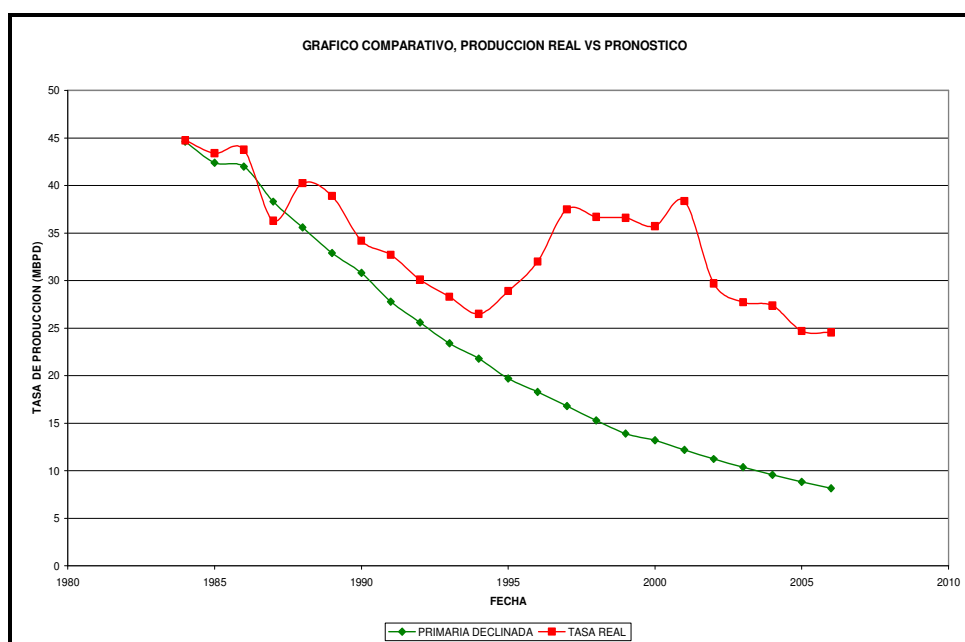


Figura 37. Gráfico comparativo Producción real de Petróleo versus Producción Primaria^[11]

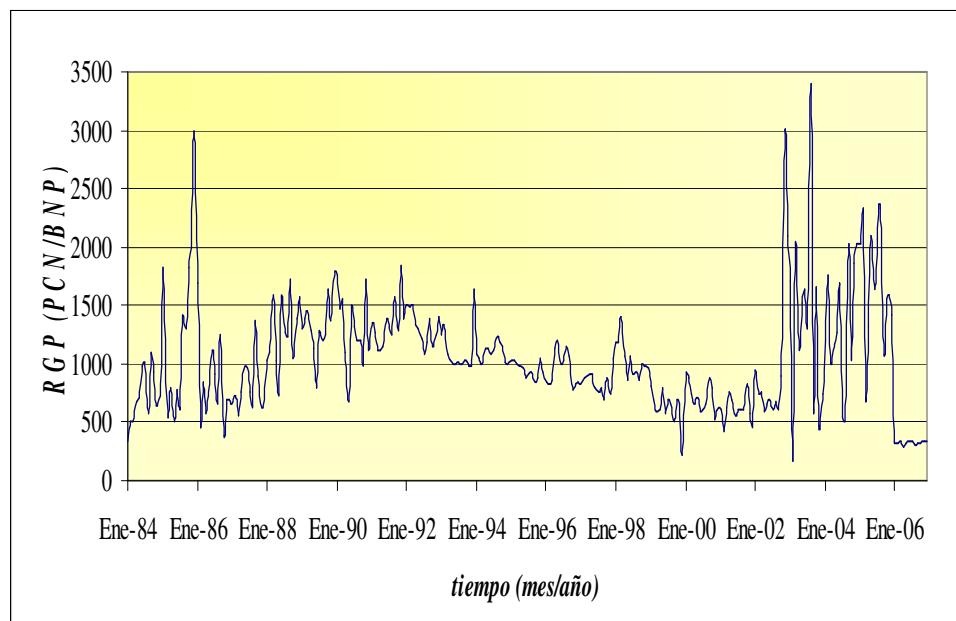
RELACIÓN GAS-PETRÓLEO

Figura 38. Gráfico Relación Gas-Petróleo versus tiempo

En la **Figura 38** se observa que desde el inicio de la inyección de agua, la RGP comenzó a aumentar llegando hasta 3.000 PCN/BNP para luego comenzar a descender en 1986 hasta 700 PCN/BNP. Desde 1986 a 1992, el comportamiento de la RGP ha tendido al incremento, pero en el segundo trimestre de 1992 comenzó nuevamente a disminuir desde 1.800 PCN/BNP hasta 750 PCN/BNP en el año 2002, indicando este comportamiento que existía saturación de gas libre dentro del yacimiento y que en este lapso de tiempo ocurrió el llene. A finales de 2002 y hasta el año 2006 se obtienen valores muy altos de RGP (1000 y 3000 PCN/BNP), los cuales son datos no confiables porque se registraron problemas en la medición del gas en los separadores.

CORTE DE AGUA

En las **Figuras 39 y 40**, se muestra el comportamiento histórico del corte de agua, respecto al tiempo y a la producción acumulada de petróleo.

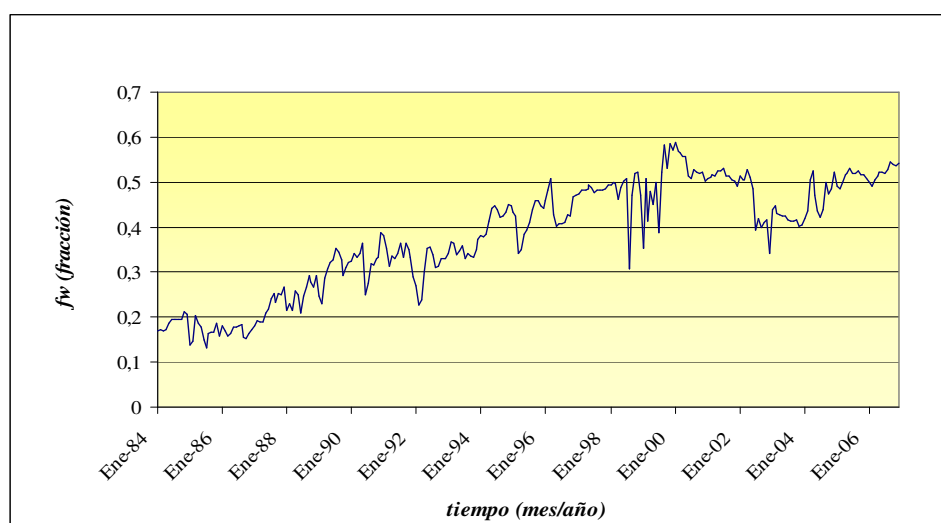


Figura 39. Gráfica Corte de Agua versus tiempo

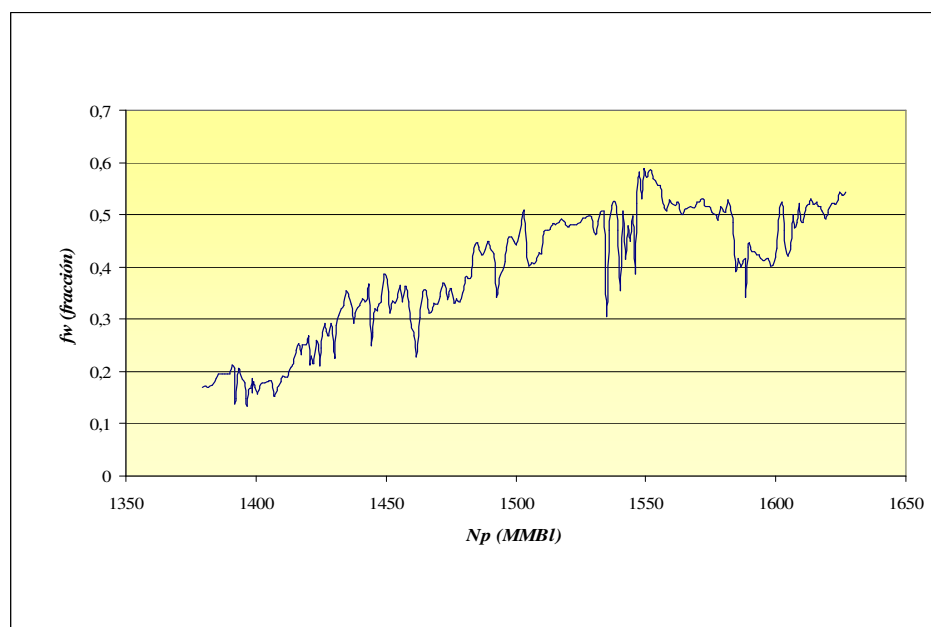


Figura 40. Gráfica Corte de Agua versus Producción Acumulada de Petróleo

En esas figuras se observa que el corte de agua al inicio del proyecto se encontraba en 17,3 %, aumentando progresivamente y manteniéndose por debajo de 50 % hasta alcanzar una producción acumulada de 1.550 MMBI a finales de 1999. Para el año 2006 se encontraba en el orden del 52 % de corte de agua. Las condiciones que se plantearon para el límite económico del proyecto de recuperación secundaria, indican que el máximo valor del corte de agua que se debe esperar en el yacimiento es de 90 % el cual aún no se ha alcanzado y lo que hace indicar que todavía se debe seguir inyectando agua para alcanzar el factor de recobro adicional programado de 8,8 % con grandes volúmenes de agua de inyección acumulada, siempre y cuando los indicadores económicos no obliguen a un cambio radical de estrategia.

GRÁFICOS DE CHAN

Se analizaron un total de 47 pozos de los 239 pozos productores activos para Diciembre del 2006. Como resultado del análisis se identificaron principalmente problemas de conificación y canalización en los pozos productores, problemas distribuidos porcentualmente como se resumen en la **Figura 41:**

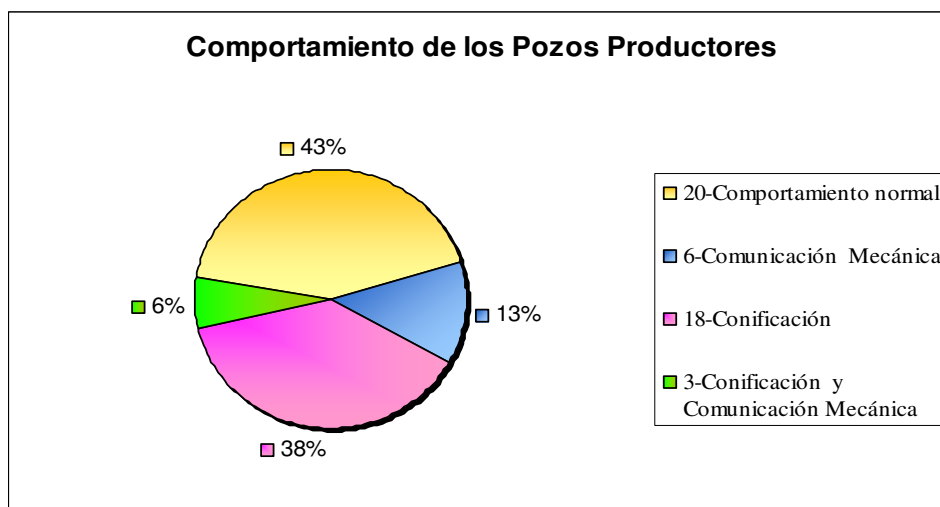


Figura 41. Distribución Porcentual del Diagnostico de Chan en pozos productores

- Pozos con Producción Normal de Agua**

Según los resultados del análisis realizado, 43% de los pozos han presentado un avance normal del frente de agua (20 pozos). En la **Figura 42** se puede apreciar una tendencia paralela entre las curvas de RAP-RAP' del pozo LL-2778, situación que constituye el resultado con mayor frecuencia de recurrencia entre los elementos evaluados.

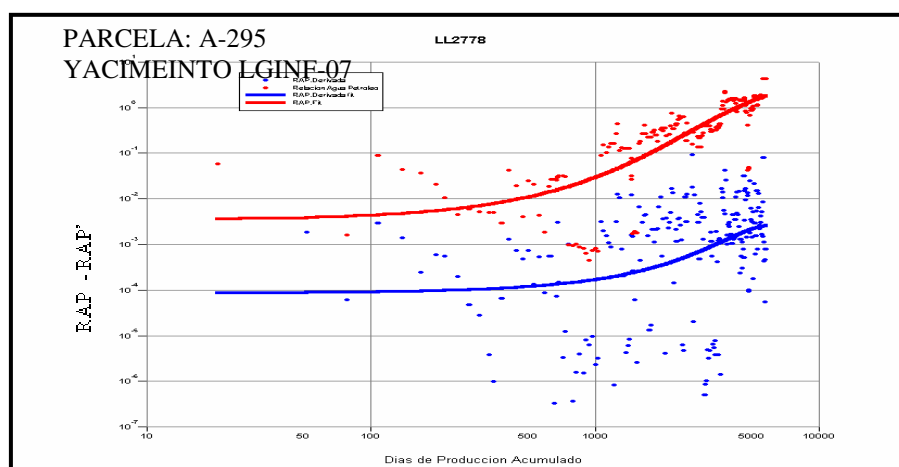


Figura 42. Producción normal de agua, Pozo LL-2778^[13]

- **Pozos con Producción de Agua por Efecto de Conificación**

El 38% de los pozos analizados presentan un comportamiento entre las curvas de diagnóstico RAP-RAP' opuesto entre sí, es decir, la RAP con pendiente positiva y la RAP' con pendiente negativa. Este comportamiento puede observarse en el Gráfico de Chan del pozo LL-796, mostrado en la **Figura 43**:

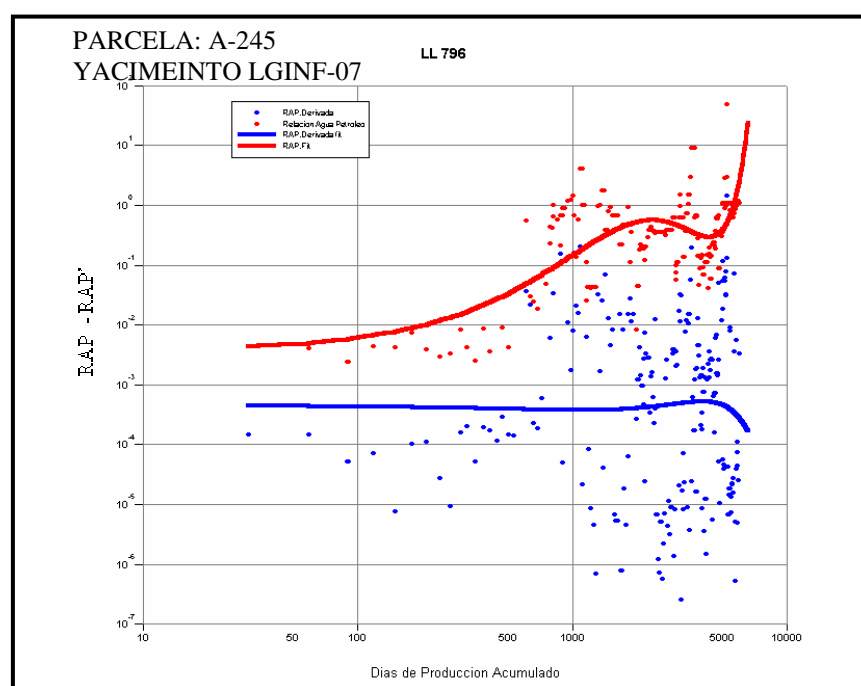


Figura 43. Conificación de agua, Pozo LL-796^{13]}

La presencia de agua en los pozos identificados en el diagnóstico como conificación, puede obedecer al esquema de completación de los mismos, las perforaciones pudieran estar cerca del contacto agua petróleo, por lo cual están expuestas en gran proporción al efecto del agua proveniente del acuífero, situado estructura abajo del yacimiento del área de estudio, lo cual ha generado altos niveles en el agua producida en estos pozos.

- **Pozos con Producción de Agua por Efecto de Comunicación Mecánica**

De los pozos analizados, el 13% se ajusta al comportamiento teórico general de las curvas de RAP-RAP', y muestran una tendencia ascendente y orientada a la convergencia, cuyo efecto es atribuido a fallas de carácter mecánico relacionado con complicaciones que han podido generarse como consecuencia de problemas de mala adherencia entre el cemento y las formaciones aisladas, por lo que se pueden asociar estas deficiencias a las operaciones de cementación primaria. Sin embargo, no se puede establecer la certidumbre de este comportamiento, debido a que los registros de cementación de estos pozos no fueron suministrados por la operadora para confirmar este comportamiento. El efecto de comunicación mecánica de uno de los pozos estudiados (pozo LL-2259) se puede observar, a continuación, en la **Figura 44**.

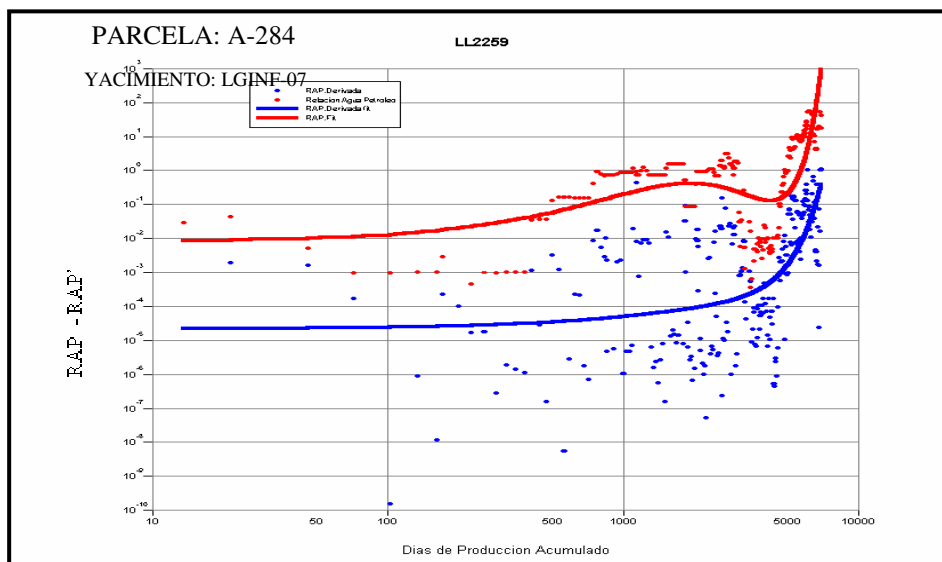


Figura 44. Comunicación Mecánica, Pozo LL-2259^[13]

- **Pozos con Producción de Agua por Efecto de Conificación y Comunicación Mecánica**

El 6% del total de los pozos productores analizados presentaron problemas de conificación y canalización, en el mismo periodo de tiempo. En la **Figura 45** se puede observar este comportamiento en el pozo LL-2330.

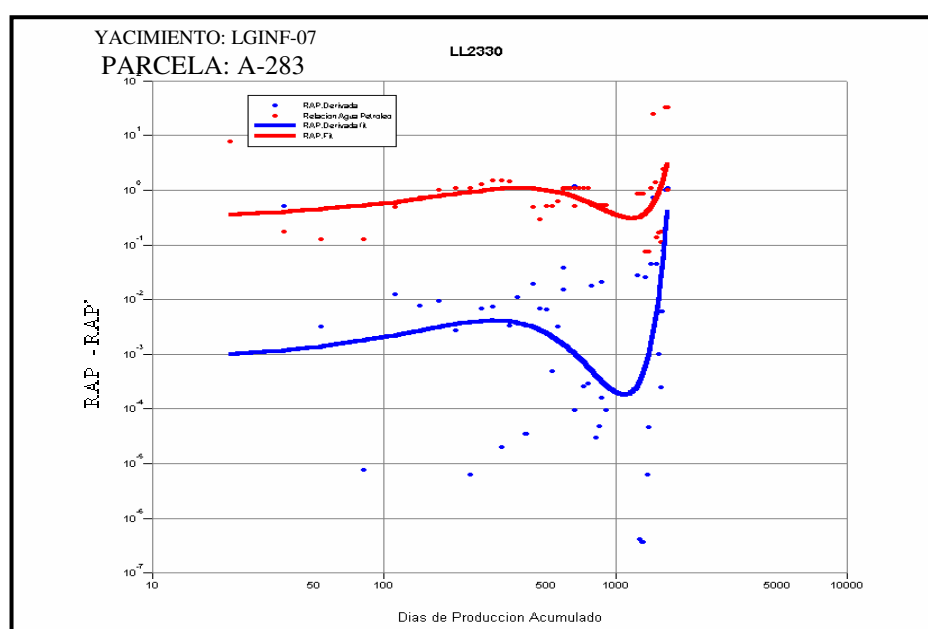


Figura 45. Comunicación Mecánica y Conificación, Pozo LL-2330^[13]

GRÁFICO DE LÍQUIDO Y PETRÓLEO ACUMULADO VS. INYECCIÓN DE AGUA ACUMULADA

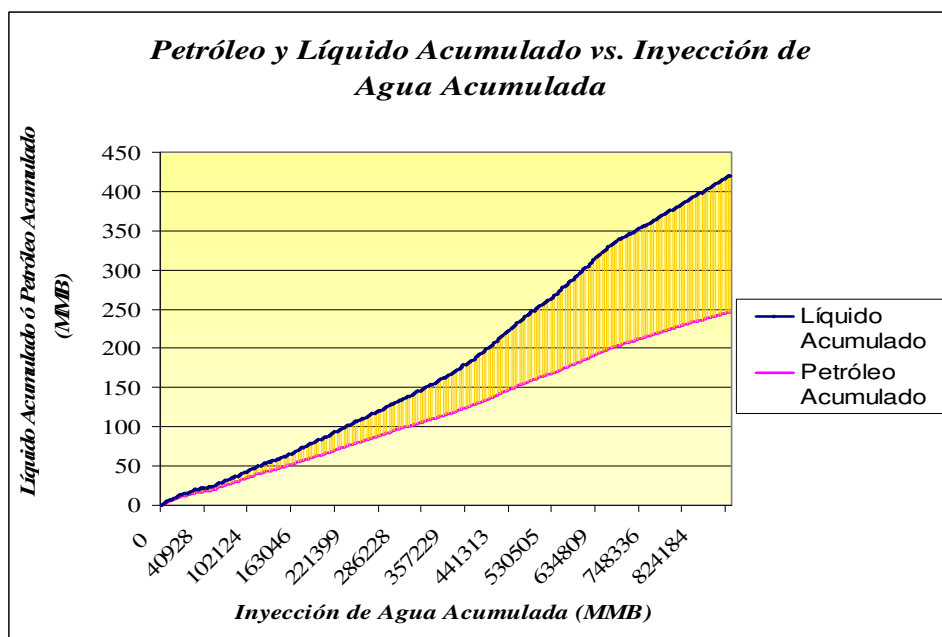


Figura 46. Grafico petróleo y líquido acumulado versus inyección de agua acumulada

La **Figura 46** muestra el comportamiento del volumen de petróleo y líquido acumulado producido vs. inyección de agua acumulada. Se observa que la desviación entre las dos curvas se presenta a un volumen de agua bajo, lo que indicaría que hubo una irrupción temprana de agua. Se evidencia además, que la diferencia entre las dos curvas se expresa como el volumen de agua producida acumulada. A pesar de esta irrupción temprana se verifica que el Proyecto de Recuperación Secundaria se ha desarrollado de manera satisfactoria dentro de los objetivos planteados, ya que el factor incremental de recobro por inyección de agua se encuentra en 5,5%, aproximándose al factor de recobro adicional “objetivo” de (8%).

13) Histórico Anual de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR) de los Fluidos

Año	EVR Mensual %	Presión
84	63,1	782
85	87,6	794
86	97,5	829
87	83,8	-
88	84,1	771
89	58,9	792
90	58,2	810
91	60,2	847
92	64,9	859
93	81,5	876
94	85,5	905
95	86,0	905
96	73,0	911
97	76,1	940
98	62,4	941
99	113,5	943
00	83,9	944
01	115,2	876
02	133,6	1027
03	116,3	981
04	91,9	968
05	64,2	965
06	193,9	1000

14) Análisis del Comportamiento de la Eficiencia Volumétrica de Reemplazo

EFICIENCIA VOLUMÉTRICA DE REEMPLAZO

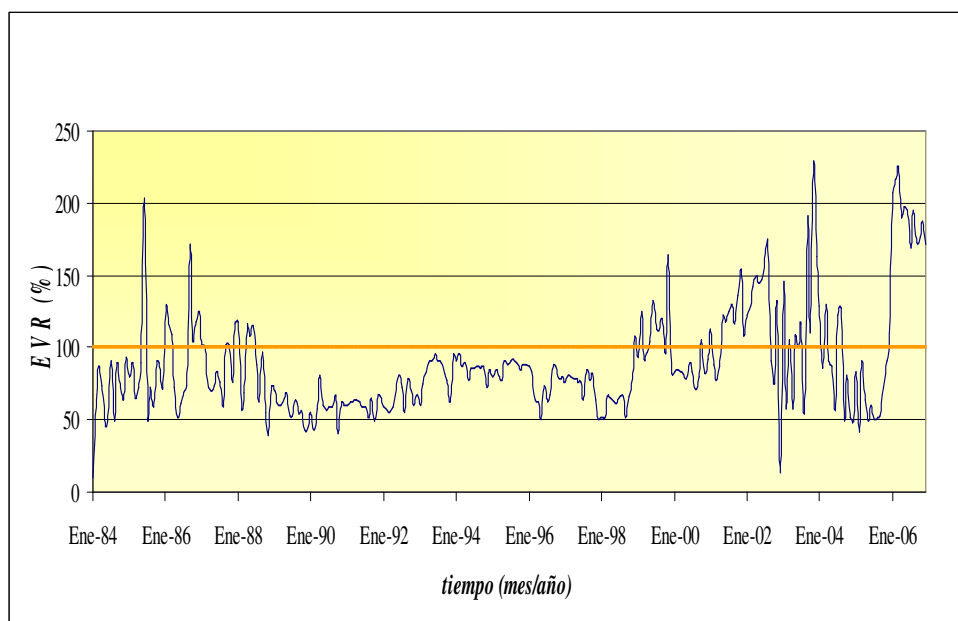


Figura 47. Gráfico Eficiencia Volumétrica de Reemplazo versus tiempo.

En la **Figura 47** se presenta la gráfica Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR) vs. tiempo. Allí se puede observar que desde el comienzo de la inyección de agua la EVR se mantuvo cerca de 100% hasta finales de 1999, lo que coincide con uno de los objetivos iniciales del proyecto de mantener la presión del yacimiento o represarizarlo; lo cual se confirma en la gráfica de presión vs. la producción acumulada. El efecto de la inyección es notable, al confirmarse la estabilización de la presión y un posterior incremento progresivo de la misma. Para el año 2006 la presión promedio volumétrica total del yacimiento se encontraba en el orden de 1000 lpca y la eficiencia volumétrica de reemplazo (EVR) promedio para el año 2006 fue de aproximadamente 193,80 %.

15) Comportamiento de la Inyección de Agua en el yacimiento. Posición Actual y Avances de los Frentes de Agua

INFORMACIÓN NO SUMINISTRADA

16) Tratamiento del Agua de Inyección

INFORMACIÓN NO SUMINISTRADA

17) Anexar Gráficos de Monitoreo y Control de Inyección de Agua

INFORMACIÓN INDICADA EN CADA ITEM CORRESPONDIENTE

18) Presentación del Programa de Toma de Pruebas y Registros o Perfiles de Producción de Pozos realizados durante toda la ejecución del proyecto

INFORMACIÓN NO SUMINISTRADA

19) Comparación entre el Comportamiento de Producción Real y el Pronóstico desde el inicio de la Inyección

El pronóstico consideraba la perforación de 22 pozos en 1985 y 25 pozos en 1986, así como el inicio del proyecto para el 3er. trimestre de 1983. Ese programa no se pudo cumplir por cambios en los lineamientos del proyecto.

La tasa de producción del yacimiento ha estado afectada por el mercado a lo largo de la vida del proyecto de inyección. Es por ello que se observan aumentos o disminuciones de los volúmenes producidos. En la actualidad (año 2006), se observa una disminución en la producción del yacimiento (+/- 200 BPPD promedio año) con respecto al año anterior. Sin embargo, la producción del yacimiento estuvo por encima del pronóstico histórico, como puede observarse en la **Figura 48**.

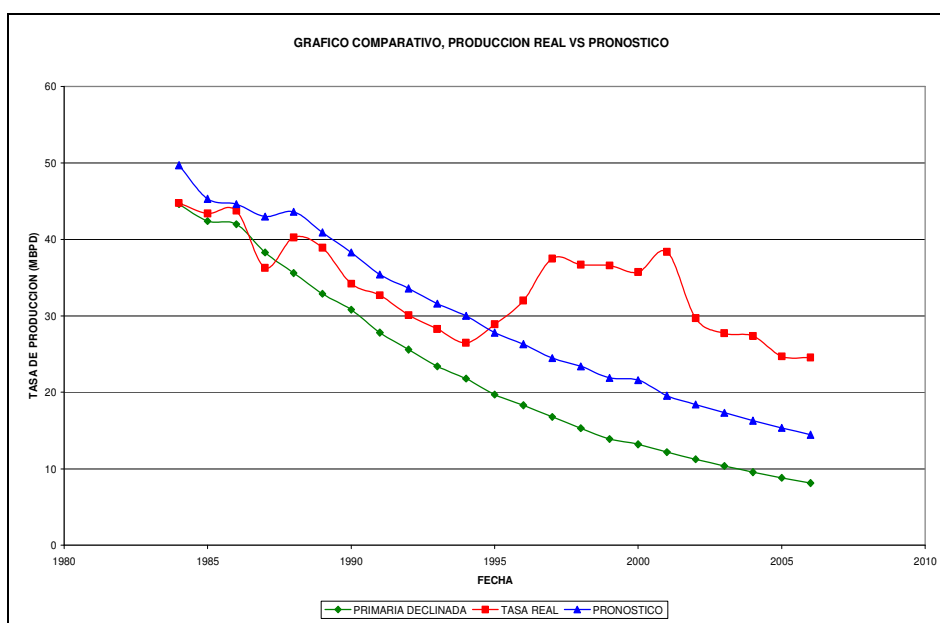


Figura 48. Comparación entre el comportamiento de Producción Real versus Pronostico Real^[11]

20) Pronóstico del Comportamiento de Producción-Inyección para el año siguiente a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

INFORMACIÓN NO SUMINISTRADA

21) Reporte de las actividades realizadas durante el año que corresponda a la fecha de presentación del Informe de Progreso Anual

INFORMACIÓN NO SUMINISTRADA

22) Plan de Actividades para mejorar el Avance del Proyecto, para el año siguiente al Reporte de Progreso Anual de la Inyección de Agua

Con la finalidad de realizar un seguimiento sistemático de la inyección de agua, se plantea acometer las soluciones de automatización de procesos propuestos para el nivel de supervisión básica del Múltiple de Inyección de Agua LL-7 de la Unidad de Explotación Lagunillas Lago.

Como estrategia para manejar el incremento de producción de agua y con la finalidad de mejorar la eficiencia volumétrica de reemplazo se contempla realizar la conversión de un pozo productor a inyector para el año 2007 e incluir dentro de la actividad de la Unidad de Explotación Lagunillas Lago la conversión de tres (3) pozos productores a inyectores.

23) Indicadores económicos

INFORMACIÓN NO SUMINISTRADA

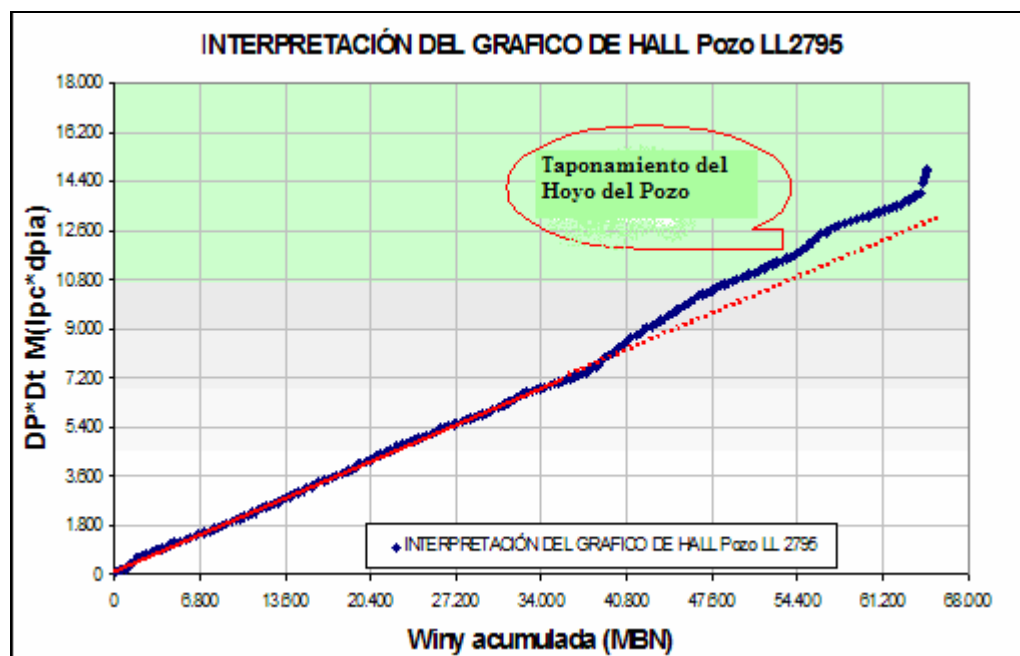
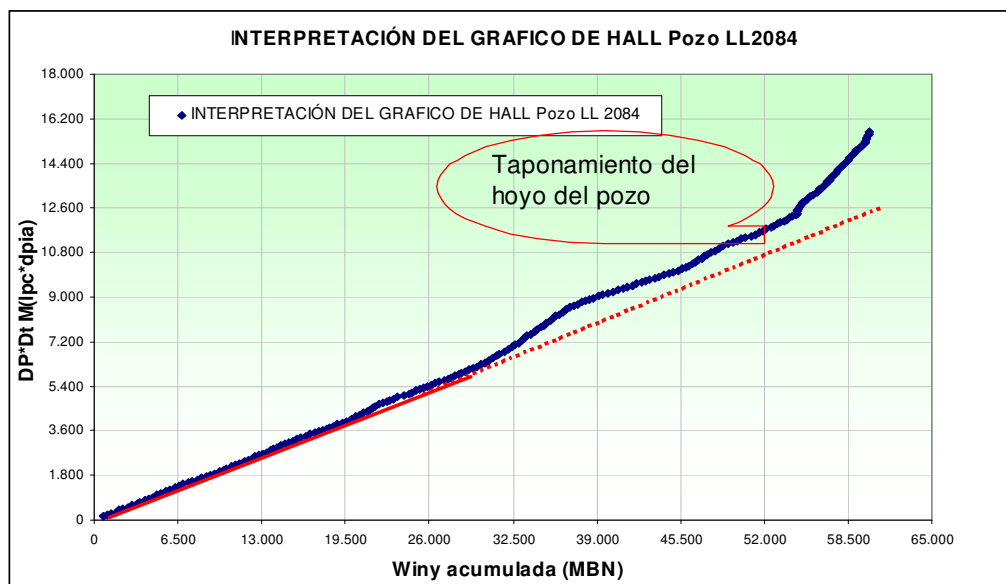
24) Conclusiones

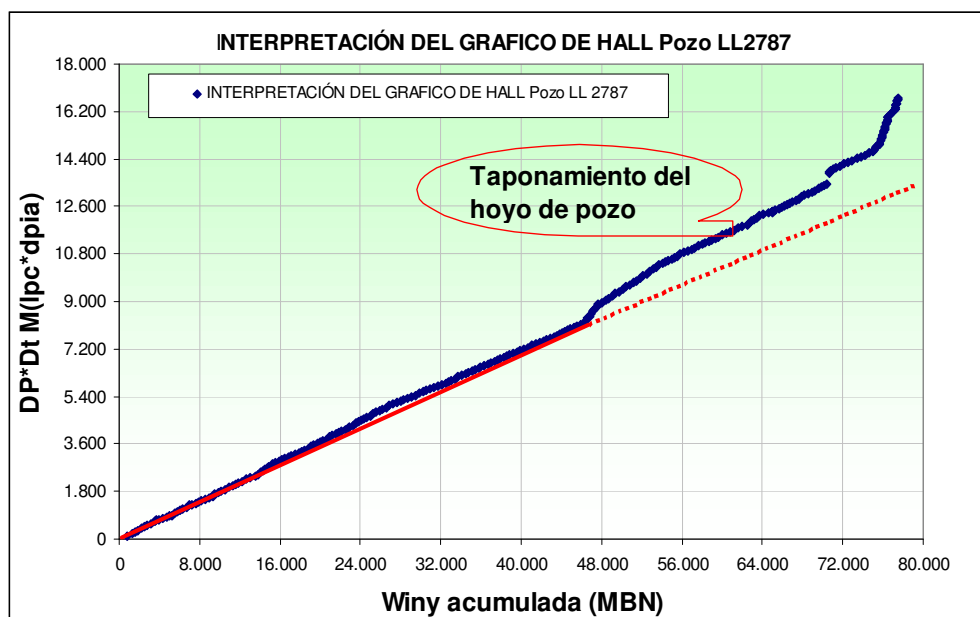
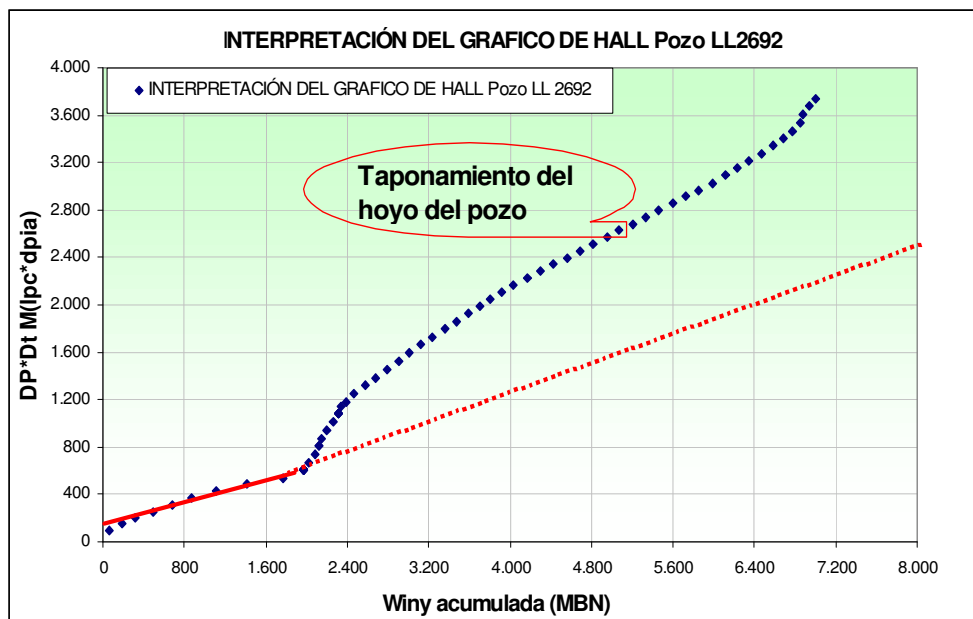
Hasta la presente fecha se han completado en el yacimiento un total de 1.053 pozos productores y ha producido hasta Diciembre de 2006, 1.626,8 MMB de petróleo lo que representa un 37,9 % del POES y un 84,7 % de las reservas totales recuperables, reportadas en los Libros de Reservas.

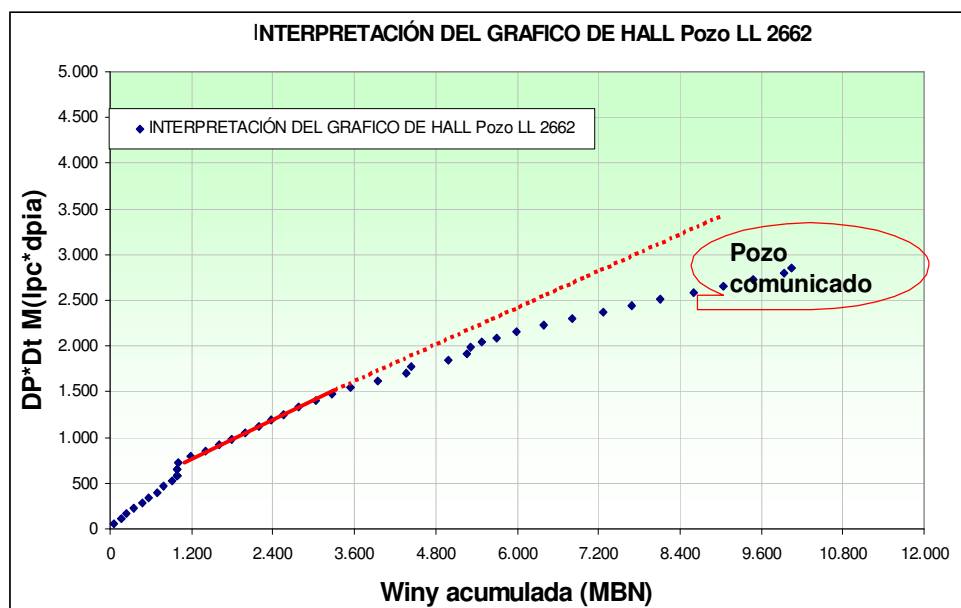
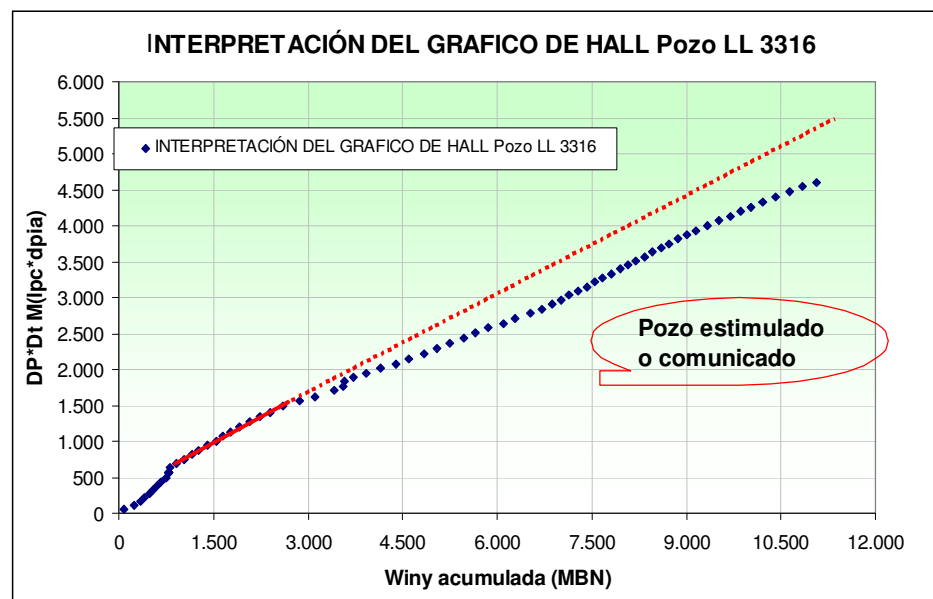
Además se disponía de 239 pozos activos; con un promedio por año de 230 activos y una tasa de producción de 24,5 MBPD con 52 % de Agua y Sedimentos (promedio año)

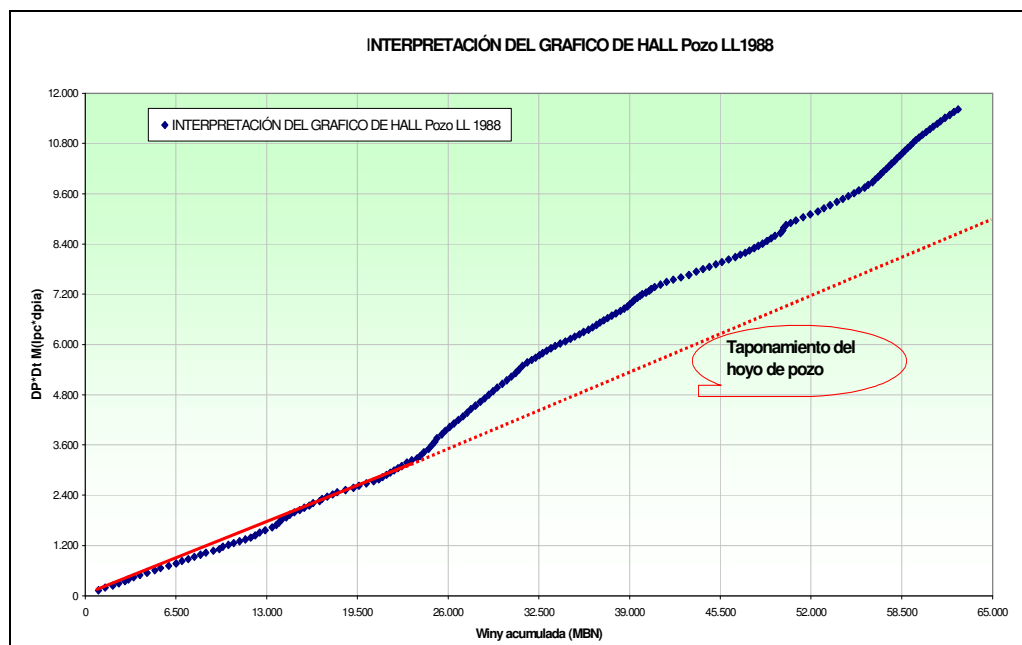
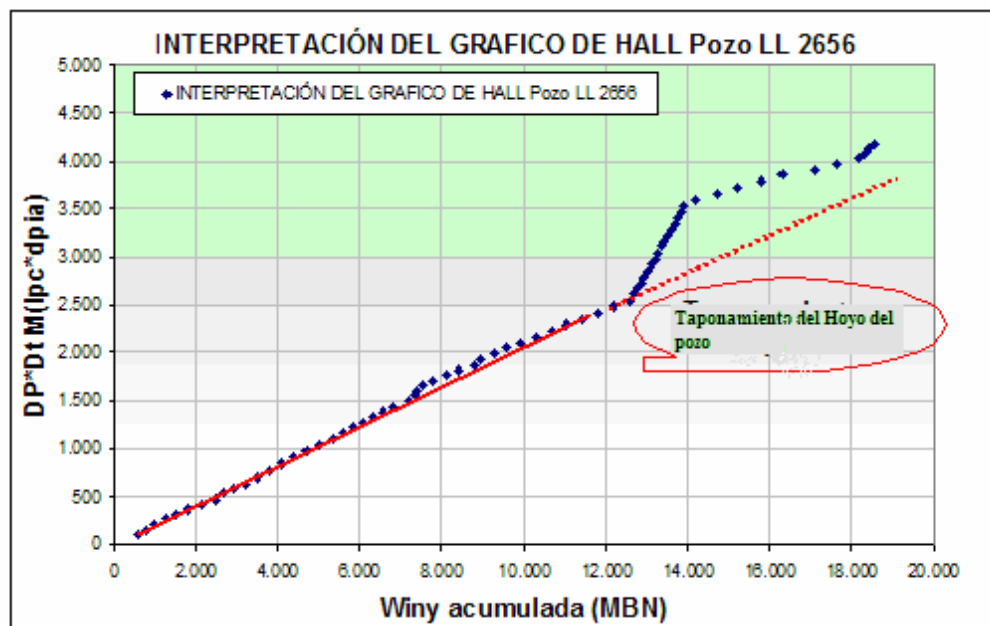
Anexo B

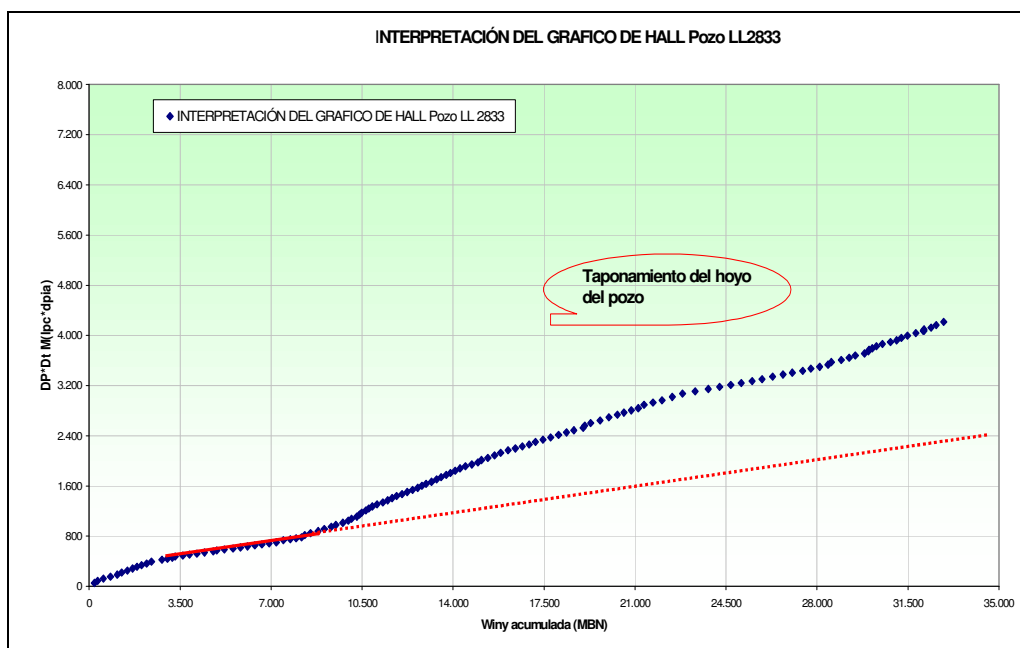
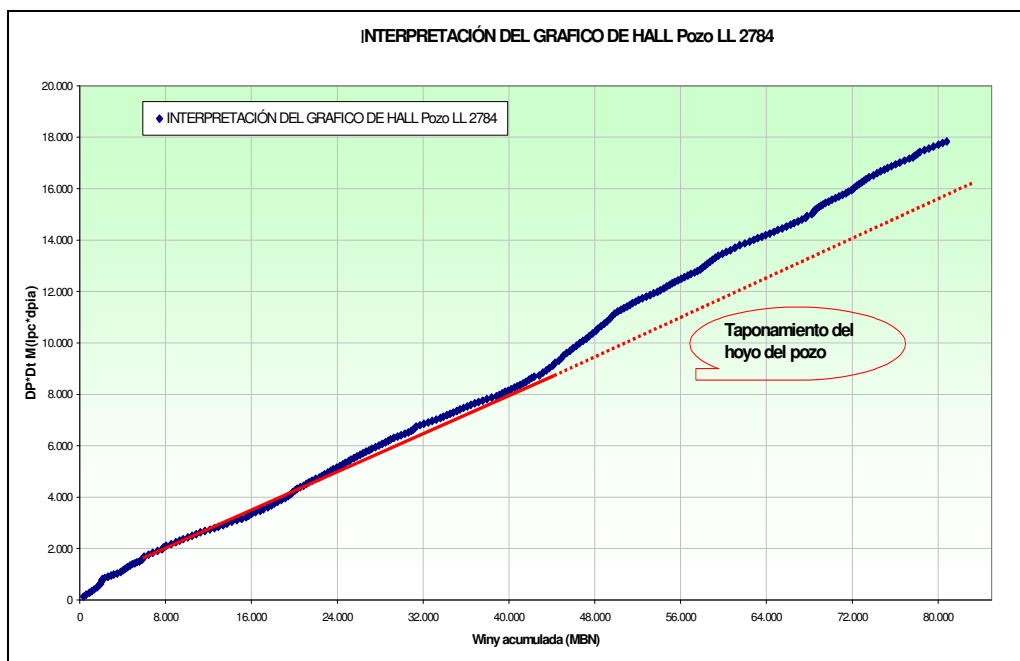
GRÁFICOS DE HALL, PARA LOS 21 POZOS INYECTORES DEL YACIMIENTO LGINF-07

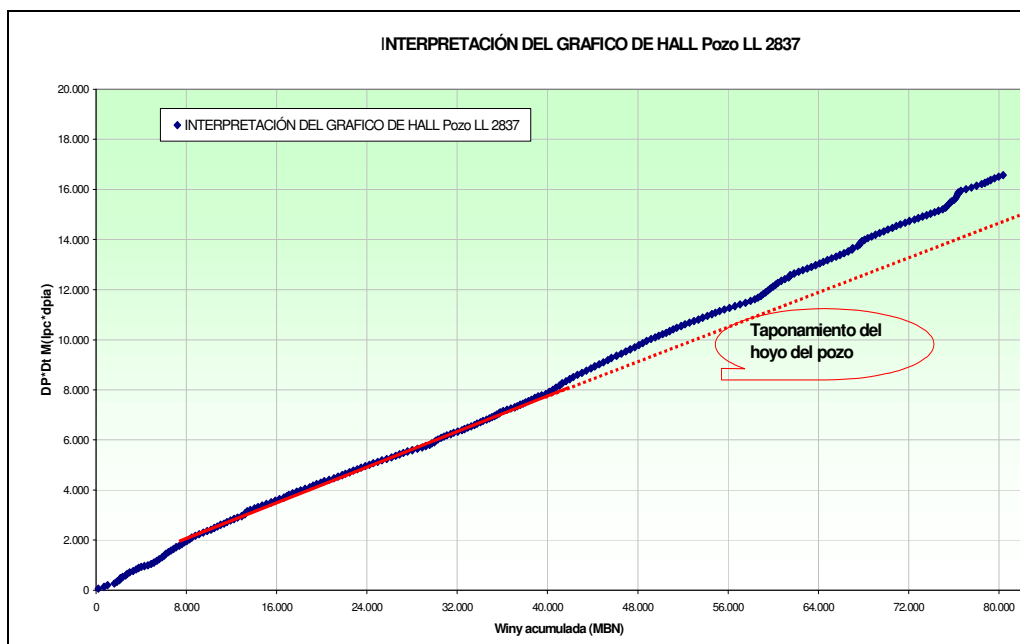
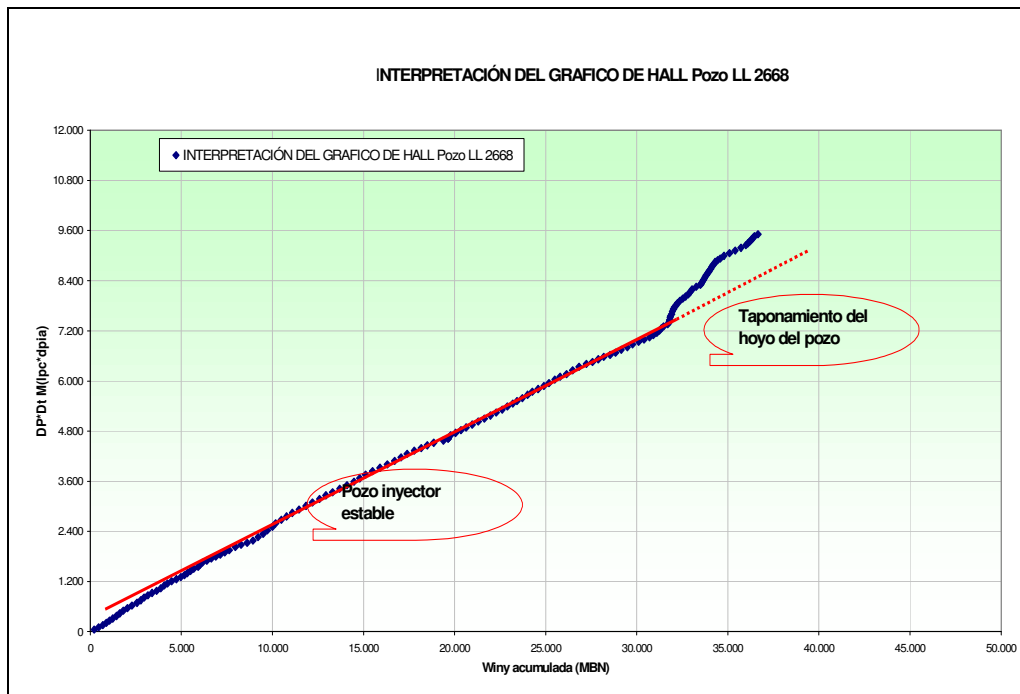


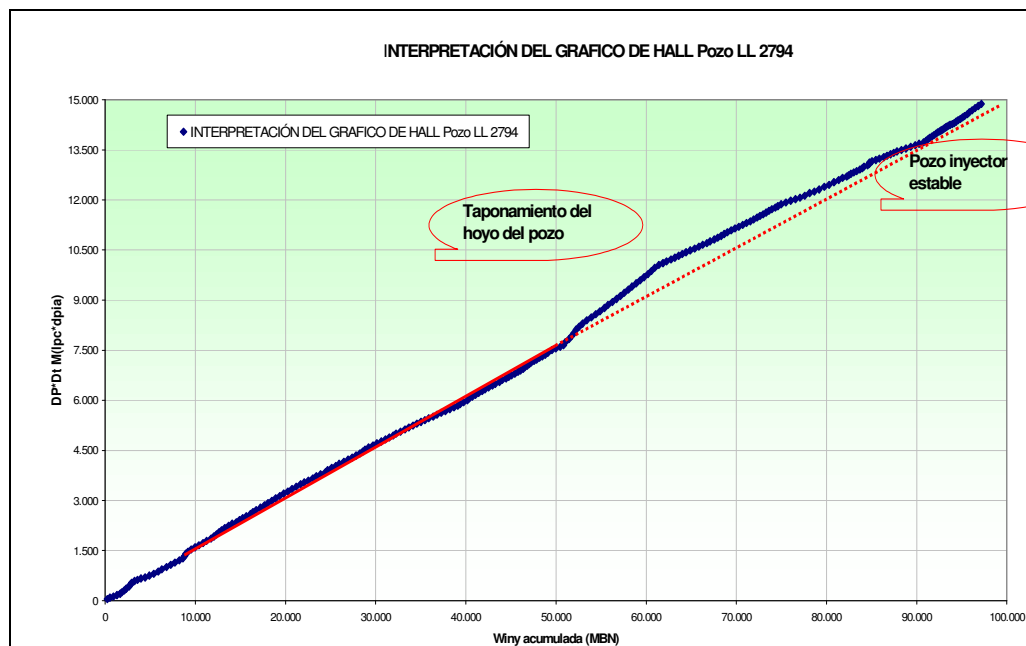
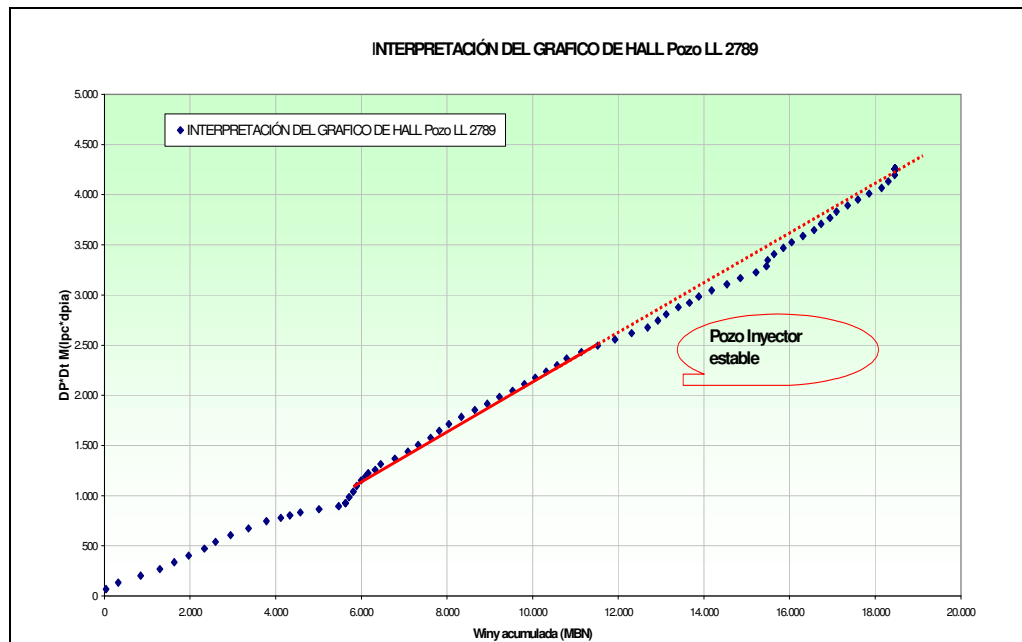


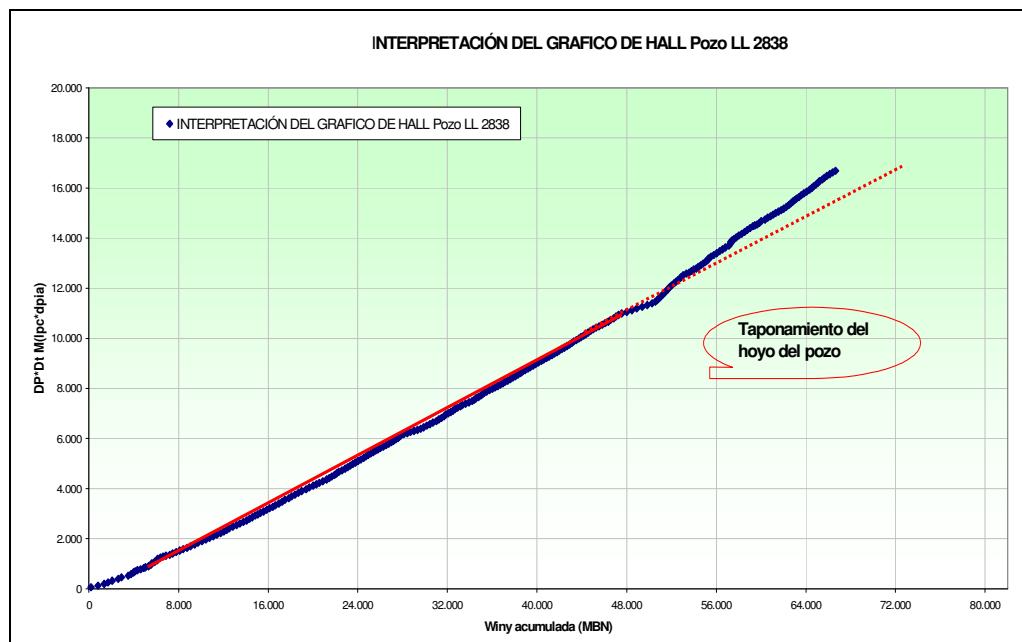
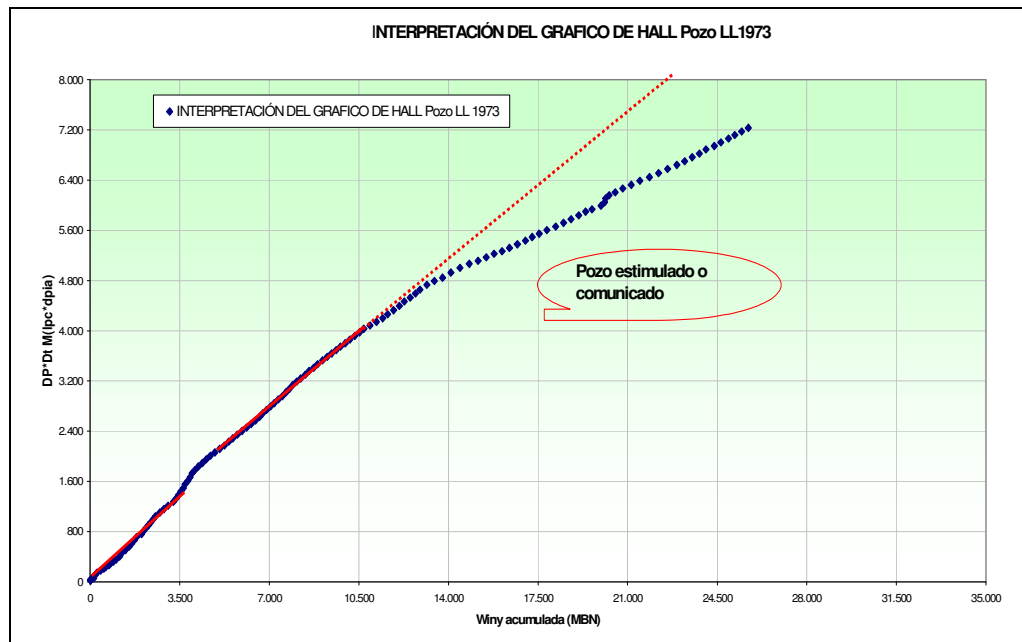


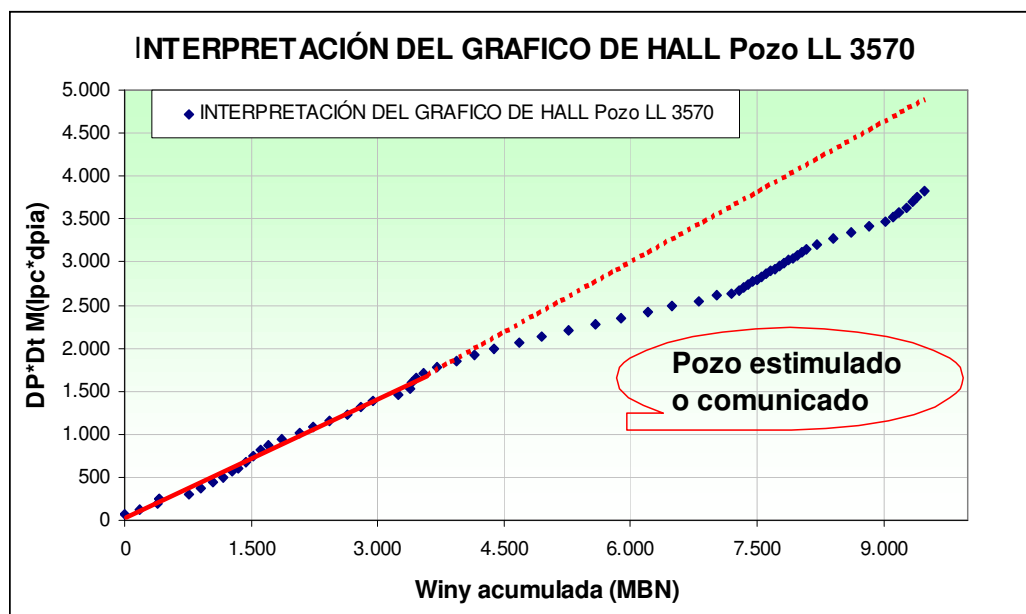
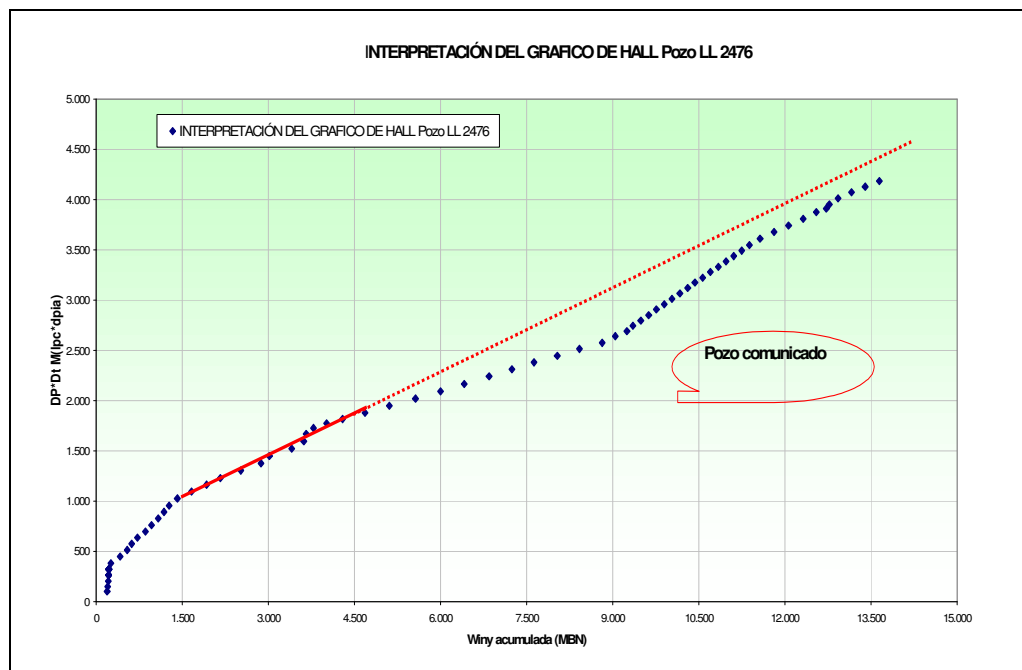


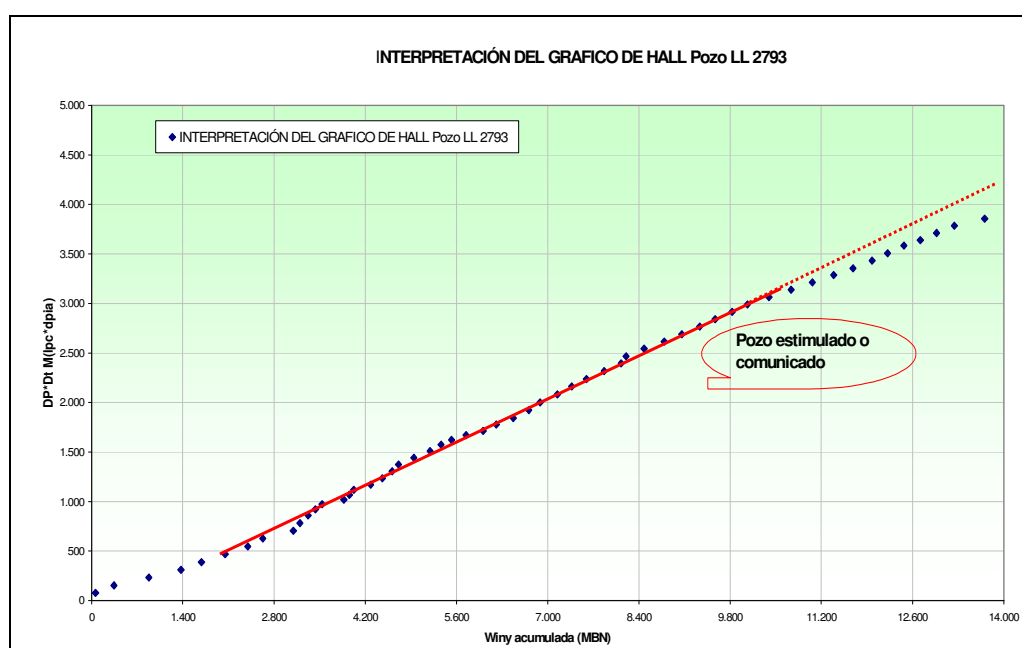
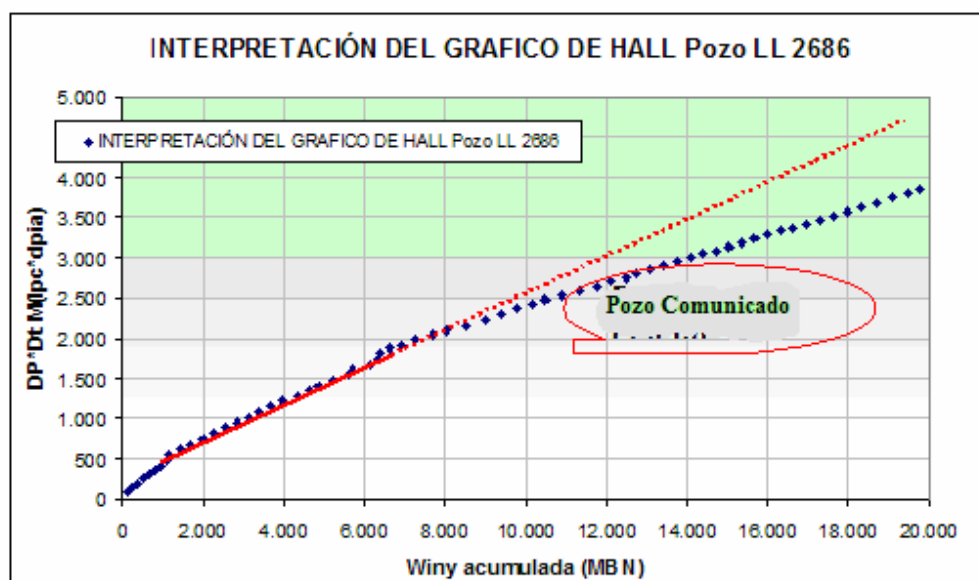


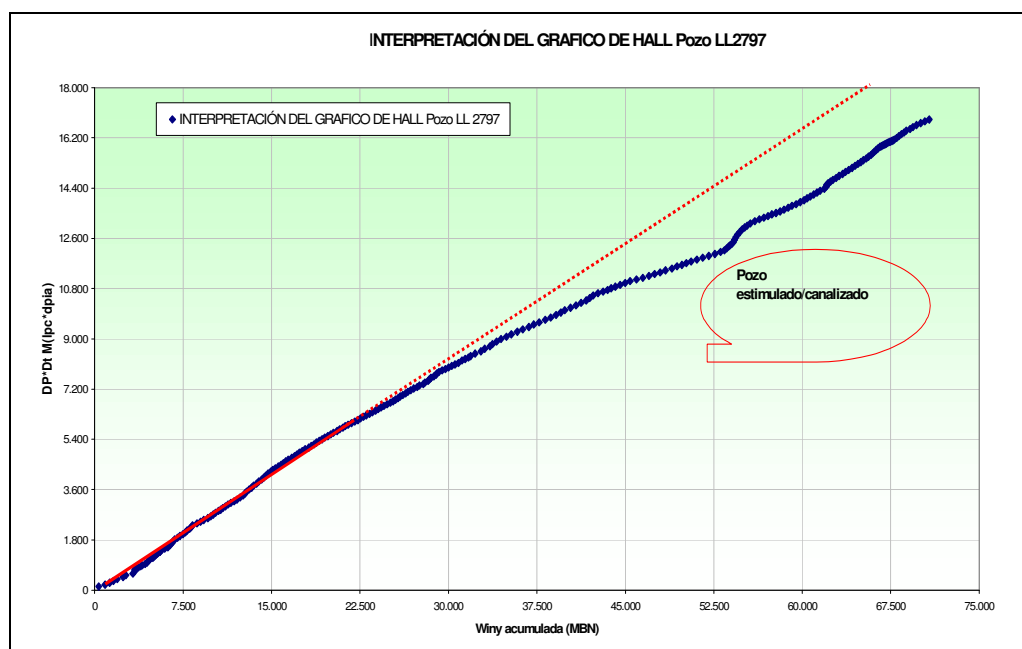












Anexo C

GRÁFICOS DE CHAN DE 47 POZOS PRODUCTORES DEL
YACIMIENTO LGINF-07

