



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS TÉCNICO DEL
CAMPO BAGRE

(Estructura geológica A)

DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN

POZA RICA-ALTAMIRA

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

CHRISTOPHER IVÁN DUARTE SÁNCHEZ

Director:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



Agradecimientos

A mis padres Juan[†] y Lupita, quisiera agradecerles de una manera especial por transmitirme el deseo de superación, perseverancia, sentido de lucha y la sensibilidad que se debe de llevar a cada momento. El que me hayan apoyado y brindado su confianza de una manera incondicional y por poner su máximo esfuerzo para que esté dando ahora este paso, de la misma manera les expreso lo mucho que los quiero... gracias Ma' y papa donde quiera que estés.

A mis hermanos: Alejandra que sin saberlo me mostraste que no existen imposibles en esta vida y que siempre hay que mirar hacia adelante; Juan que dentro de tus múltiples enseñanzas me has mostrado que se requiere de la paciencia necesaria para seguir avanzando de manera segura; Alberto me has enseñado que se puede trabajar en equipo por objetivos en común y que la lucha se mantiene en todo momento independientemente de lo que ocurra siempre manteniendo una visión clara; Fernando gracias por mostrarme ese apoyo y empatía en momentos difíciles. Alejandro por mostrarme la camaradería, brindarme el apoyo de manera incondicional y tu lealtad.

A Fernanda por ser parte de este proceso, acompañado de sueños y momentos lindos; que indiscutiblemente pasarán a ser parte de nuestra historia.

A mis tíos y en especial a Lety por estar siempre acompañándonos y procurar nuestro bienestar, de corazón muchas Gracias!

A Karlita, bien dicen que los verdaderos amigos se cuentan con los dedos de la mano, gracias por tus consejos y enseñanzas.

Al equipo de trabajo de Ike Asistencia (pensaron que los olvidaría) Sr. Jose Luis Mota, Monica Martinez (Mony), Violeta Mantecon (Viole), Luis Humberto Cantú, Ricardo (Richie), Selva, Alejandra y Gustavo (Los Cuquis), Ale Jasso En verdad gracias por compartir esos buenos momentos durante mi estancia en la empresa.

A David Trujillo Escalona por depositar en mí su confianza, transferir su experiencia y conocimientos de la industria; así como conducir el presente trabajo de una manera excepcional.

A Pedro Javier López por impulsarme desde el primer día que llegue al Activo de Producción y generar un círculo virtuoso entre los ahora amigos del APPRA: David Trujillo, Mechita, David Gonzalez Marco Tellez, Roberto, Nayeli Irais, Lizbeth Uriostegui y secretarias.

A mis amigos de generación, Uriel Avila Luna, Miguel Lopez, Indira Rojas, Cuauhtémoc Rojas, Natalia, Javier Lopez, Antonio Murillo y su compañera Julieta, Danyset García por brindarme hospitalidad en Poza Rica.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por dotarme de la técnica para desarrollarme de manera profesional e infundir el sentido de pertenencia en la sociedad y mi país.

A Petróleos Mexicanos por darme la oportunidad de iniciarme profesionalmente en la industria y en particular al Activo de Producción Poza Rica-Altamira

Indudablemente el estar en esta condición no es solo parte de mi esfuerzo, sino es el esfuerzo condensado de cada una de las personas que me he encontrado en mi camino. Indiscutiblemente este logro es un logro de TODOS; de aquellos que depositaron en su confianza y esperanza sin ni siquiera conocerme; es de aquellos que creyeron en mí. Este paso no es mío es de ustedes. DE CORAZON MUCHAS GRACIAS!

CONTENIDO

	Página
Lista de figuras	
Lista de tablas	
Resumen	
Introducción	1
I. Antecedentes	3
II. Metodología de Análisis	6
II.1 Recopilación y revisión de las bases de datos, validación de la información	7
II.2. Características petrofísicas del campo Bagre	8
II.3. Clasificación del yacimiento de acuerdo a su diagrama de fases	9
II.4 Análisis y validación del PVT	10
II.5 Estado actual de los pozos	16
II.6. Historia de producción por pozo	17
II.6.1 Bagre-17	18
II.6.2 Bagre-19	20
II.6.3 Bagre-21	21
II.6.4 Bagre-23	22
II.6.5 Bagre-25	23
II.6.6 Bagre-7	24
II.6.7 Bagre-9A	25
II.7 Comportamiento de producción del campo	26
II.7.1 Producciones acumuladas	29

	Página	
II.8	Revisión de los registros de presión de fondo	33
II.9	Contacto agua-aceite	34
II.10.	Declinación de los pozos productores	35
II.11.	Cálculo del volumen original de Bagre A	37
II.12.	Mecanismo de empuje y factor de recuperación	40
	II.12.1 Mecanismo de empuje por agua	42
II.13	Estudio de casos	
	II.13.1 Factores de recuperación en yacimientos carbonatados fracturados	44
	II.13.2 Eficiencia de recuperación en yacimientos carbonatados de aceite ligero	46
	II.13.3 Yacimiento análogo	46
II.13.	Reservas	48
III.	Desarrollos futuros	50
	Conclusiones y recomendaciones	51
	Referencias	52
	Apéndices	
	A. Tabla de clasificación de los yacimientos a partir de su diagrama de fases de los campos descubiertos en México	55
	B. Validación del análisis presión, volumen y temperatura (PVT)	57
	C. Diagramática de Bagre A	62
	D. Tabla de eventos de los pozos	64

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Campos de la Faja de Oro	1
Figura 2. Columna Estratigráfica tipo en la FOM	3
Figura 3. Modelo Sedimentario tipo en FOM	4
Figura 4. Ubicación geográfica	4
Figura 5. Mapa estructural del campo Bagre	5
Figura 6. Diagrama de fases (Craft and Hawkins, 1959)	9
Figura 7. Función “Y”, en el comportamiento de la Pb, Bagre-21	12
Figura 8. Función “Y”, en el comportamiento de la Pb, Bagre-23	13
Figura 9. Historia de producción de aceite por pozo de Bagre A	18
Figura 10. Histórico de producción de Bagre-17	19
Figura 11. Histórico de producción de Bagre-19	20
Figura 12. Histórico de producción de Bagre-21	21
Figura 13. Histórico de producción de Bagre-23	22
Figura 14. Histórico de producción de Bagre-25	23
Figura 15. Histórico de producción de Bagre-7	24
Figura 16. Histórico de producción de Bagre-9A	25
Figura 17. Histórico de producción del Campo Bagre A	27
Figura 18. Histórico del comportamiento de agua del Campo Bagre A	28
Figura 19. Producción acumulada de Bagre A	29
Figura 20. Mapa de burbujas de producción acumulada de aceite	30

Figura 21. Porcentajes de producción acumulada de aceite, gas y agua por pozo Campo Bagre, en la estructura A	31
Figura 22. Presión de la estructura Bagre A	34
Figura 23. Declinación del pozo Bagre-17	35
Figura 24. Declinación del pozo Bagre-9A	36
Figura 25. Características naturales de mecanismos de producción en yacimientos de aceite.	42
Figura 26. Comparativa de sustento de presión entre empuje hidráulico y por gas en solución	43
Figura 27. Factores de recuperación últimos con respecto al tipo de yacimiento	48
Figura 28. Esquema de los conductores de la plataforma Bagre A	50

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Características petrofísicas del campo Bagre	8
Tabla 2. Valores obtenidos del cálculo de la función “Y”, Bagre-21	11
Tabla 3. Valores obtenidos del cálculo de Rs, Bagre-21	12
Tabla 4. Valores obtenidos del cálculo de la función “Y”, Bagre-23	14
Tabla 5. Valores obtenidos del cálculo de Rs, Bagre-23	15
Tabla 7 Estado actual de pozos	16
Tabla 8. Acumuladas de los pozos de Bagre A	30
Tabla 9. Gastos máximos alcanzados y tiempo de irrupción de los pozos de Bagre A	32
Tabla 10. Registros de presión de fondo tomados en Bagre A	33
Tabla 11 Declinaciones mensuales de los pozos Bagre17 y Bagre 9A	37
Tabla 12. Factor de Recuperación según mecanismo de empuje.	41
Tabla 13. Propiedades petrofísicas del yacimiento Casablanca	47
Tabla 14. Cálculo de la volumetría de Bagre A	48

RESUMEN

El presente reporte técnico contiene análisis, observaciones, conclusiones y recomendaciones, para soportar estudios detallados sobre el campo Bagre A, así mismo, pretende ofrecer un panorama general del comportamiento del propio yacimiento.

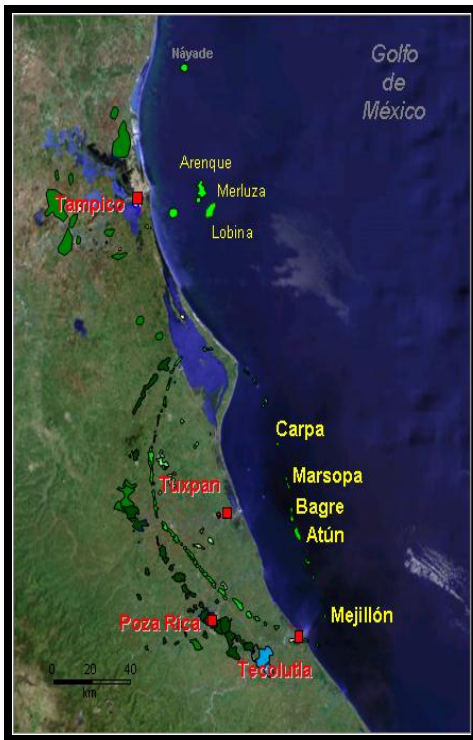
El campo Bagre se encuentra localizado en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas del norte de Veracruz, entre Tuxpan y la laguna de Tamiahua. Inició su producción en 1973, el cual alrededor de 1 año se alcanzó la producción máxima del campo, de casi 10,000 BPD, y posteriormente comenzó a declinar fuertemente, de tal manera que, en los últimos 30 años la producción del campo ha sido prácticamente marginal y sostenida por sólo dos pozos: Bagre-11 y Bagre-9A.

Las causas principales por las que la producción del campo declinó fuertemente es debido a los altos ritmos de explotación iniciales, una alta permeabilidad asociada a un sistema de doble porosidad (vúgulos y fracturas), una matriz es micrítica que puede ser completamente recristalizada y un potente acuífero asociado; lo que ocasiona que los pozos se invadieran muy rápidamente de agua salada. Otra causa del porque la producción del campo declinó fué debido al cierre de pozos, quedándose únicamente a inicios de la década de los 80's los dos pozos antes mencionados; con ello la relación gas aceite se incrementó considerablemente, así como el corte de agua, llegando a producir a inicios de la década de los 90's 300 BPD de aceite, 3.9 MMPCD de gas y 2,250 BPD de agua.

Para el campo Bagre se ha estimado de manera oficial, un volumen original de aceite de 327.2 MMBSL, con una producción acumulada de 40.7 MMBSL y una reserva remanente 2P de aceite de 6.1 MMBSL, mientras que para el gas se estimó un volumen de 724.8 MMMPC con una producción acumulada de gas de 197.6 MMMPC y una reserva remanente 2P de 27.1 MMMPC, todo al 1° de enero de

2012. De acuerdo a los datos oficiales, estimados por métodos volumétricos, se tiene un factor de recuperación del 33.9 % respecto al volumen original.

INTRODUCCIÓN



El área de la Faja de Oro fue una zona de los campos petroleros más importantes encontrados en México a principios del siglo pasado. La perforación del pozo denominado Pozo-2 en mayo de 1908, en la Hacienda San Diego de la Mar por una compañía de capital inglés de Sir Weetman Pearson; con una producción de 2,500 barriles de petróleo al día¹; se descubrió la faja de campos petrolíferos que se le llegó a conocer más tarde con el nombre de “La Faja de Oro”. Ésta se divide en la parte de Faja de Oro Terrestre (FOT) y la Faja de Oro Marina (FOM), como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Campos de la Faja de Oro

El proyecto FOM actualmente está siendo desarrollado por el Activo de Producción Poza Rica- Altamira. La mayor parte de los yacimientos del proyecto son campos que no habían tenido desarrollo sino hasta mayo de 1973 con el pozo Bagre-7; a la fecha se han perforado alrededor de 165 pozos, la mayoría de estos productores de aceite ligero entre 34 y 41 °API, productores en la formación el Abra del Cretácico.

Los Pozos Bagre-101, Atún 101, Mejillón 1 perforados en el 2004, con producciones de hasta 2,000 BPD, además del desarrollo del campo Carpa en el año 2006, han hecho que se despierte nuevamente el interés sobre el área; ya que por mucho tiempo se había mantenido sin desarrollo debido a la falta de infraestructura:

1. Francisco Mariel Lezama. *Historia de la Exploración Petrolera en México*. <http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>. Consultada en 3 enero-2012 @ 12:00 h

plataformas, ductos y otros equipos que impedían recuperar una su producción importante de hidrocarburos.

Para realizar la reactivación y conocer la potencialidad productiva de la Faja de Oro Marina es necesario analizar toda la información disponible para hacer las propuestas de desarrollo y optimización de los campos según se requiera.

I. ANTECEDENTES

Geológicamente la Plataforma de Tuxpan se encuentra en la parte sur-central de la Provincia Mesozoica “Tampico Misantla”, que tiene una cubierta terrígena cenozoica generada a partir del intenso aporte de sedimentos provenientes de la erosión de la cordillera orogénica denominada “Sierra Madre Oriental” (SMO). La Plataforma de Tuxpan es un arrecife en forma de “atolón” de edad Cretácico, depositada sobre un alto de basamento ígneo intrusivo; es de geometría ovalada, en su eje mayor tiene más de 150 km y casi 60 km en su eje menor; geográficamente tiene dos componentes, La Faja de Oro Terrestre (FOT) y La Faja de Oro Marina (FOM), ubicada en aguas territoriales del Golfo de México.

El “Play” de las facies del complejo Arrecifal de la formación el Abra de edad Cretácico, aporta importante producción de aceite y gas. Otros “Plays” también producen, por ejemplo, el pozo Atún-502 (FOM) evidencia que el Cretácico Inferior (formación Tamaulipas) posee un potencial yacimiento en carbonatos de tipo grainstone. También se deben considerar las areniscas basales (dolomitizadas) de la formación Santiago del Jurásico Superior (Oxfordiano). La columna estratigráfica tipo se muestra en la figura 2

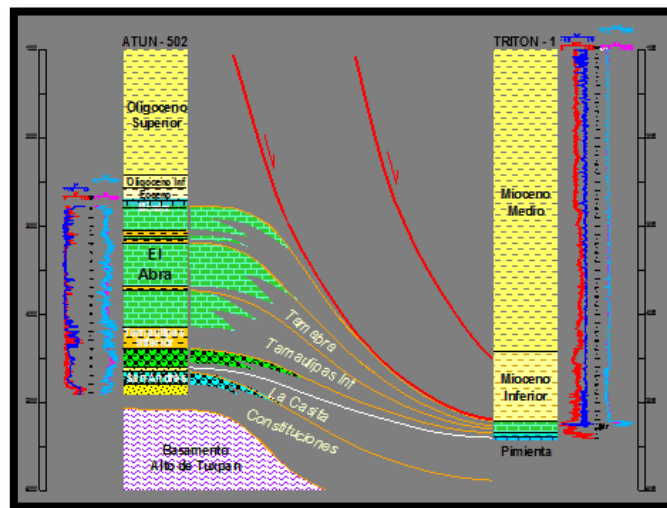
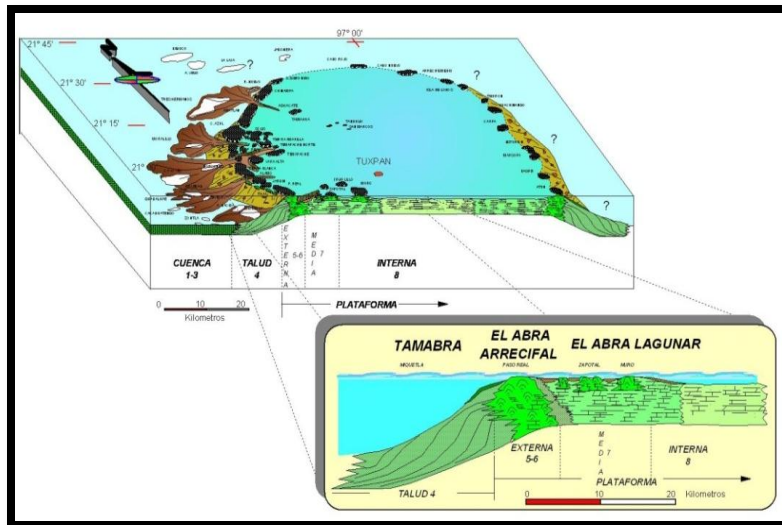


Figura 2. Columna Estratigráfica tipo en la Faja de Oro Marina.



En la figura 3 se muestra un esquema del modelo sedimentario del área, destacando el corte esquemático donde se muestra la formación el Abra arrecifal (Atolón) y sus facies lagunares; ubicado en la porción marina de la Faja de Oro.

Figura 3. Modelo Sedimentario tipo en la Faja de Oro Marina.

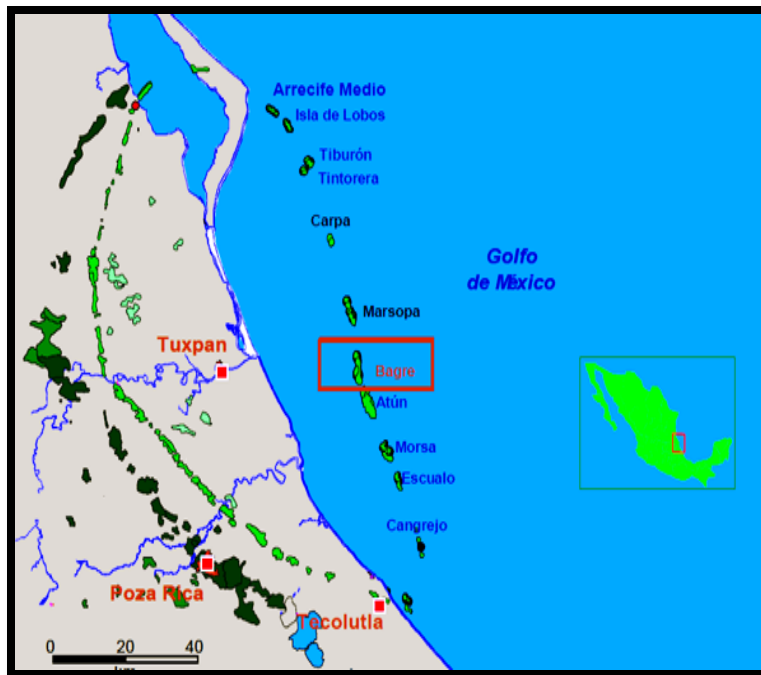


Figura 4. Ubicación geográfica

En particular, el Campo Bagre fue descubierto mediante el pozo exploratorio Bagre-1 y Foca-1A en el año de 1966. Se encuentra localizado en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas del norte de Veracruz, entre Tuxpan y la laguna de Tamiahua; al sur se encuentra el Campo Atún y al norte se encuentra el Campo Marsopa. Se

encuentra a una distancia aproximada de 25 km al este de la ciudad de Tuxpan. Véase figura 4

El campo está integrado por tres altos estructurales, que han resultado productores; denominados Bagre A, Bagre B y Bagre C, que constituyen yacimientos independientes, tal como se muestra en el siguiente mapa estructural (véase fig. 5)

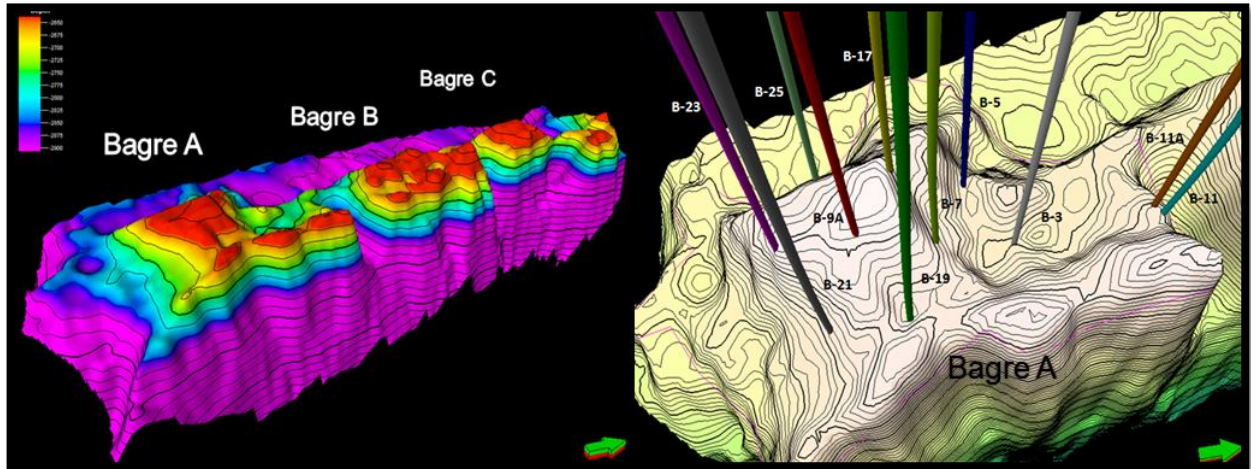


Figura 5. Mapa Estructural del campo Bagre

La estructura A del campo Bagre ha generado mayor información mediante la cual se puede realizar un estudio más completo del yacimiento, así como crear un soporte técnico para seguir generando y proponiendo nuevas localizaciones para la perforación de nuevos pozos; sin menospreciar el interés por seguir desarrollando las demás áreas.

Se muestra la cima de la formación productora y la localización de los pozos, lo que se puede identificar que existen zonas con alto estructural, que no han sido drenadas y pueden representar oportunidades futuras o zonas prospectivas para su desarrollo.

Sin embargo se deberá hacer un análisis más profundo ya que posiblemente estas zonas son de poco volumen de hidrocarburos que impedirá en un momento dado realizar la inversión de la perforación de nuevos pozos.

II. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

La planeación es fundamental para la administración de un yacimiento, debido a que implica desarrollar una estrategia de explotación para alcanzar los objetivos

Una estrategia de desarrollo y agotamiento es el aspecto más importante, ya que de ésta depende el cómo se explotará el yacimiento, por lo que se deben de determinar el número de pozos, qué espaciamiento tendrán, que esquemas de recuperación se implementarán y que instalaciones superficiales se requieren, como son: ductos, cabezales de distribución, bombas, separadores, tanques de almacenamiento, etc., para el manejo de la producción.

Sin embargo, para el análisis de la información debe existir un orden, el cual puede ser logrado mediante un flujo de trabajo, en el cual se muestren las actividades que se plantean desarrollar para el estudio de la información y propiamente el estudio del campo.

Para la realización de este trabajo se propuso el esquema de trabajo con el cual se pretende el estudio de la estructura geológica A del campo Bagre. Estas actividades se desarrollarán a lo largo de este documento:

- Recopilación y revisión de las bases de datos, validación de la información
- Características petrofísicas del campo Bagre
- Clasificación del yacimiento de acuerdo a su diagrama de fases
- Análisis y validación del PVT
- Estado actual de los pozos
- Comportamiento de producción del campo
- Historia de producción por pozo
- Revisión de los registros de presión de fondo
- Contacto agua-aceite
- Declinación de los pozos productores
- Cálculo del volumen original de Bagre A

- Mecanismo de empuje y factor de recuperación
- Reservas

II.1. RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE LAS BASES DE DATOS, VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La primera actividad propuesta se refiere a la recopilación, revisión y validación de la información disponible proveniente de las diferentes bases de datos existentes, para el campo Bagre. Se revisaron diferentes bases como @ditep, una base de datos electrónica con archivos técnicos del campo, y adicionalmente se contó con archivos en formatos Excel, PowerPoint, Word, así como expedientes de pozos, los cuales fueron proporcionados por el personal de la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo.

La revisión de las fuentes antes mencionadas se llevó a cabo mediante lectura a los expedientes de los pozos, realizando graficas del histórico de producción de cada uno de ellos y analizando las causas de cierre de los mismos. De igual manera se realizó una diagramática² con la cual se determinó el contacto agua-aceite inicial y el avance del mismo considerando la invasión del agua a los pozos productores.

También se contó con los dos únicos análisis PVT's de laboratorio obtenidos en la etapa inicial de la explotación del campo, de los cuales se llevó a cabo la validación de dichas mediciones, en base a una metodología (Ver apéndice B). Se determinó el PVT del pozo Bagre-21 como representativo del campo para ser utilizado en los cálculos del volumen original del Campo.

2. Diagramática: Esquema que plasma la cima de la formación productora, profundidades de los pozos así como datos de la terminación de dichos pozos, sus producciones actuales y datos de cierre de los mismos

II.2. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE BAGRE A

Tabla 1. Características petrofísicas del Campo Bagre

PROPIEDAD	YACIMIENTO CRETÁCICO EL ABRA
Área (km ²):	2.751
Espesor Neto (m)	51.1
Yacimiento	Aceite y gas disuelto
Swi (%)	15
Permeabilidad (mD)	90
T _{yac} (°C)	82
Presión original del yacimiento (kg/cm ²)	286.4
Presión de saturación (kg/cm ²)	85.1
RG _{Ai} (m ³ /m ³)	56.31
R _{si} (m ³ /m ³)	80.6
Viscosidad de aceite Pb, T _{yac} (cp)	1.4648
Viscosidad de aceite c.a.(cp):	4.0196
°API	34.4
Boi (m ³ @ c.y./m ³ @ c.s.)	1.2502
Bob (m ³ @ c.y./m ³ @ c.s.)	1.2927
Salinidad de agua de formación (ppm)	50,000-55,000
Porosidad (%)	13
Contacto Agua - Aceite Original (mvmbr)	2,750
Nivel de referencia (mvmbr)	2,670

II.3. CLASIFICACIÓN DEL YACIMIENTO A PARTIR DEL DIAGRAMA DE FASES

Identificar el tipo de yacimiento desde el inicio de su descubrimiento, es de gran importancia, ya que a partir de los hidrocarburos contenidos en él, se realizan los planes de desarrollo del campo, se diseñan las terminaciones de los pozos, se establecen los ritmos de producción adecuados, se implementan las instalaciones de producción apropiados para su manejo en superficie, entre otras más. Para poder determinar adecuadamente el comportamiento de la mezcla de hidrocarburos presentes en el yacimiento, es necesario estudiar las propiedades termodinámicas de presión y temperatura con base en un diagrama de fases (véase figura 6). Se genera un estudio presión-volumen-temperatura (PVT), con la finalidad de saber qué tipo de hidrocarburos se están extrayendo y no sólo eso, sino plantear una estrategia adecuada de explotación, así como tener una buena administración de la propia energía del yacimiento, por lo que idealmente se plantea un muestreo de los fluidos contenidos en cualquier campo en la primera etapa de desarrollo

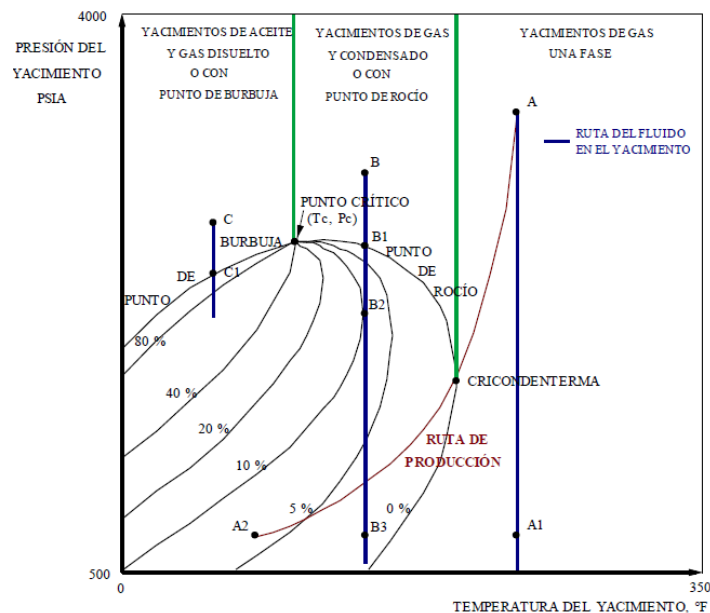


Figura 6. Diagrama de fases (Craft and Hawkins, 1959)

En el Apéndice A se muestran las principales características, de los yacimientos a partir de su diagrama de fases y estadística de análisis PVT de los campos descubiertos a la fecha.

Conforme a los datos arrojados de análisis PVT realizados a este campo (Bagre-21 y Bagre-23) en comparación con la tabla antes mencionada, se puede decir que Bagre A es un yacimiento de aceite y gas disuelto que tiene una relación gas-aceite del rango de 200 y 1,000 m^3/m^3 , con densidad entre 0.75 g/cm^3 y 0.85 g/cm^3

II.4. ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DEL PVT

El campo Bagre A cuenta con dos análisis PVT, el primero de ellos fue tomado en el año 1974, en el pozo Bagre-21 y el segundo en el año 1975, en el pozo Bagre-23. Con la finalidad de verificar la veracidad de los datos obtenidos en el laboratorio, se llevó a cabo la validación de los PVT.

El 27 de Junio de 1974 fue tomado el PVT del pozo Bagre-21 a la profundidad de 2,716.5 mbmr dentro de la formación el Abra; del análisis que se realizó se definió un yacimiento bajo saturado ($P_y > P_b$), con una presión estática de 286.4 kg/cm^2 mayor que la presión de burbuja de 85.1 $\text{kg}/\text{cm}^2 @ 82 \text{ }^\circ\text{C} @ \text{cy}$. El procedimiento para validar los PVT se muestra en el apéndice B

- La linealidad de la Función “Y”: Se graficó la “Función Y” vs diferentes presiones obtenidas de los Volúmenes Relativos (V_r), al trazar la línea de tendencia de la P hasta la P_b , como se observa en la tabla 2. El comportamiento de los datos es lineal. De igual manera como se muestra en la figura 7, donde se hace un ajuste lineal y la desviación estándar representada por R^2 se aproxima a uno, por lo que se concluye que la prueba es válida.

Tabla 2. Valores obtenidos del cálculo de la función "Y", Bagre-21

Etapa	Presión (kg/cm ²)	Volumen relativo	"Y"
1	85.1	1.0000	
2	84.0	1.0052	2.5183
3	82.3	1.0143	2.3792
4	80.9	1.0218	2.3815
5	79.5	1.0298	2.3638
6	78.1	1.0381	2.3525
7	72.1	1.0775	2.3265
9	59.7	1.188	2.2631
10	55.5	1.2384	2.2371
11	52.0	1.2875	2.2140
12	48.5	1.3433	2.1982
13	45.7	1.397	2.1716
14	42.9	1.4576	2.1497
15	40.1	1.5252	2.1367
16	37.6	1.5926	2.1318
17	34.8	1.6876	2.1021
18	33.1	1.7504	2.0935
19	31.6	1.8086	2.0938
20	29.9	1.8883	2.0783
21	28.1	1.9824	2.0648
22	26.7	2.0609	2.0617
23	26.0	2.1058	2.0556

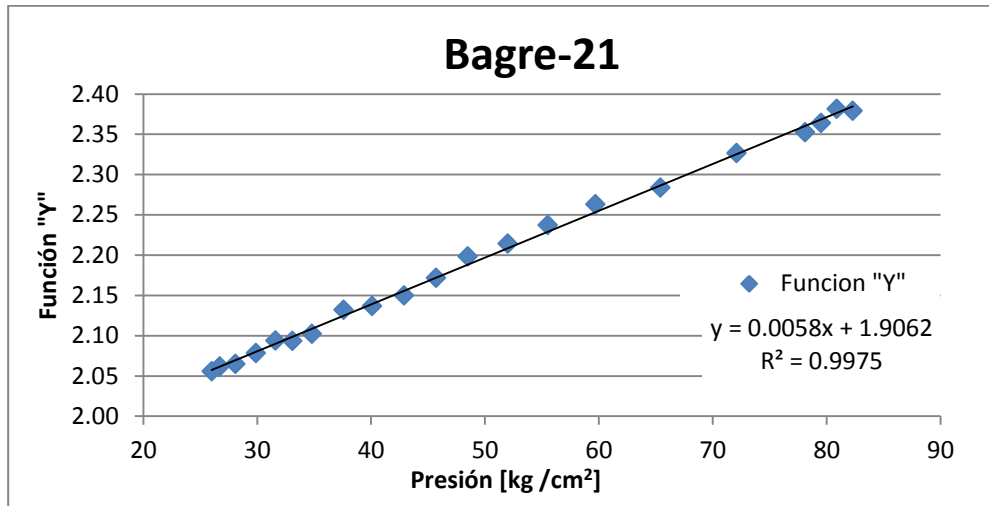


Figura 7. Función "Y" en el comportamiento de la Pb.

- Balance de materia. Se llevó a cabo la comparación de la relación de solubilidad (R_s) obtenida del PVT con la R_s calculada (véase tabla 3), donde se involucran los datos de la prueba de liberación diferencial

Tabla 3. Valores obtenidos del cálculo de R_s , Bagre-21

Etapa	DATOS DE PVT		CALCULADOS		
	Presión (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	R_s [m ³ /m ³]	R_s [m ³ /m ³]	Error [%]
1	0	82		0	
2	18.3	82	33.6	33.3	0.70
3	41.5	82	51.2	50.8	0.87
4	62.6	82	65.7	64.9	1.22
5	85.1	82	80.6	79.5	1.42

Los valores que se muestran en la tabla 3 indican que la prueba es consistente, ya que el valor del error es menor al 5%, por lo que los datos de la separación diferencial son válidos.

En el pozo Bagre-23 se tomó muestra el 27 de febrero del año 1975, a la profundidad de 284.1 mBMR, dentro de la formación el Abra; se determinó un yacimiento bajo saturado, ($P_y > P_b$) con presión estática es de 293 kg/cm^2 ($4,167.4 \text{ lb/pg}^2$) mayor que la presión de burbuja de 83 kg/cm^2 ($1,180.5 \text{ lb/pg}^2$) a $103 \text{ }^\circ\text{C}$ @ cy.

En la figura 8 se observa el comportamiento de la función “Y”, la cual sigue un comportamiento en línea recta; sin embargo, si se observa el término de la desviación estándar (R^2) se ve que la P_b obtenida del análisis del laboratorio fue medida incorrectamente o bien que el equipo no se estabilizó. Sin embargo, si en un momento dado se descartan esos dos puntos que se encuentran marcados en la tabla 4, la medición de la presión de saturación podría darse como buena.

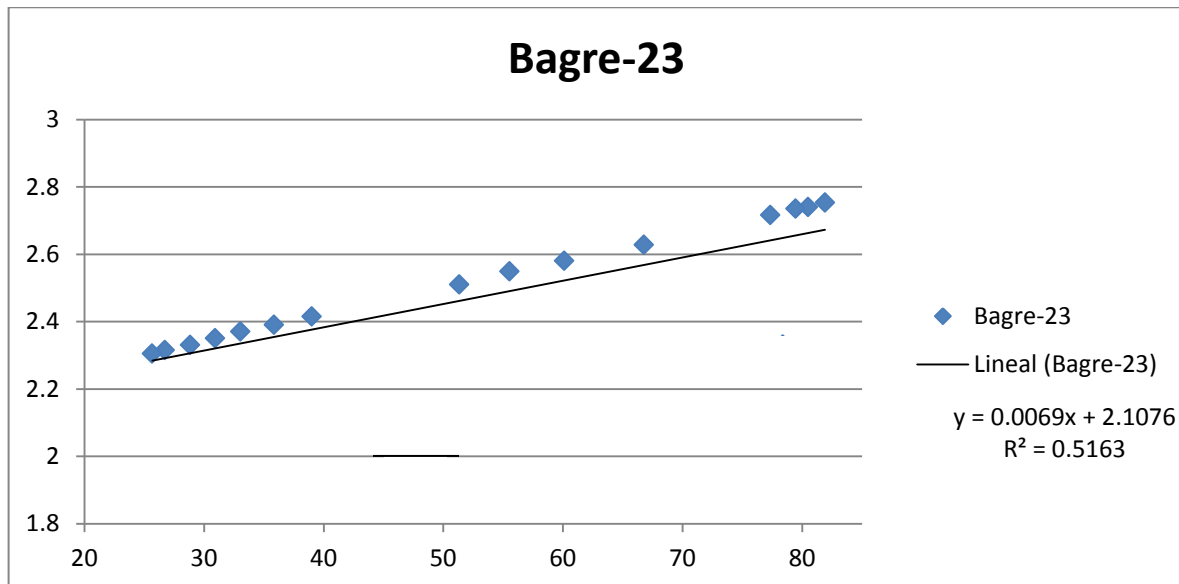


Figura 8. Función “Y”, en el comportamiento la P_b ☹

Tabla 4. Valores obtenidos del cálculo de la función "Y", Bagre-23

Etapa	Presión (kg/cm ²)	Volumen relativo	"Y"
1	82.97	1	
2	81.91	1.004	2.8
3	80.5	1.011	2.7
4	79.45	1.016	2.7
5	78.4	1.025	2.3
6	77.34	1.026	2.7
7	66.8	1.09	2.6
8	60.1	1.14	2.5
9	55.5	1.19	2.5
10	51.3	1.2	2.5
12	46.9	1.38	2.0
13	39.0	1.46	2.4
14	35.8	1.55	2.3
15	33.0	1.63	2.3
17	30.9	1.71	2.3
18	28.8	1.80	2.3
19	26.7	1.90	2.3
20	25.6	1.97	2.3

Por otro lado, también se llevó a cabo la comparación de la Rs obtenida del análisis del PVT (véase tabla 5) con la calculada a partir de ecuaciones, donde se involucran los datos de la prueba de liberación diferencial.

Tabla 5. Valores obtenidos del cálculo de Rs, Bagre-23

Etapa	DATOS DE PVT			CALCULOS	
	Presión (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	Rs [m ³ /m ³]	Rs [m ³ /m ³]	Error [%]
1	0	103	0	0	
2	19.34	103	30.3	41.3	36.4
3	34.45	103	40	51.7	29.3
4	52.73	103	50.8	63.2	24.4
5	70.31	103	61.7	73.6	19.2
6	82.97	103	68.5	80.9	18.2

Los resultados que se obtuvieron de la diferencia de Rs se muestran en la *tabla 5* no cumplen con la condición de un error menor o igual al 5%, esto nos indica que los valores que se obtuvieron en laboratorio tuvieron una mala medición.

Para el caso de los datos del PVT del pozo Bagre-23, los resultados obtenidos nos indican que no son factibles de utilizar ya que alteran el comportamiento de los parámetros, por lo que la información del fluido del análisis PVT del pozo Bagre-21 se considera como representativo del yacimiento. Sin dejar de considerar que el muestreo se llevó a cabo 285 m por arriba de la profundidad media de los disparos, por lo que la muestra pudo haber sufrido cambios en la composición.

II.5. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

La plataforma cuenta con 12 pozos perforados, de los cuales el pozo Bagre-19, Bagre-11A resultaron improductivos y actualmente únicamente el pozo Bagre-9A fluye con una producción promedio mensual de 3.15 MBPD. En la tabla 7 se muestra el estado actual de pozos de acuerdo al *SNIP* (Sistema Nacional de Información de Producción); base de información oficial de Petróleos Mexicanos.

Tabla 7. Estado de pozos de la plataforma Bagre A, Campo Bagre. *SNIP*

POZO	ESTATUS
BAGRE-1	Taponado, por agotarse
BAGRE-3	Taponado, por agotarse
BAGRE-5	Taponado, por agotarse
BAGRE-7	Taponado, por agotarse
BAGRE-9A	Fluyente
BAGRE-11	Taponado, por accidente mecánico
BAGRE-11A	Taponado, por agotarse
BAGRE-17	Temporalmente sin posibilidades de explotación baja presión fondo
BAGRE-19	Taponado, seco improductivo
BAGRE-21	Taponado, por agotarse
BAGRE-23	Taponado, por agotarse
BAGRE-25	Taponado, por agotarse

El pozo Bagre-11, se taponó por accidente mecánico, ocasionándose un pez (Niple de producción 2³/₈", Multi-V 2⁷/₈", 43 tramos de TP 2⁷/₈" con una longitud de 417.18 m; boca de pez a 2,746.5 m), de acuerdo a su expediente de perforación; por lo que se decidió perforar el pozo Bagre-11A; sin embargo, resultó improductivo.

Los pozos perforados tienen un tirante de agua promedio de 47.5 m y terminados en agujero descubierto y TP sencilla con empacador; ya que la formación es lo suficiente resistente para prevenir los derrumbes o colapsos. La literatura marca que para este tipo de terminación existe la desventaja de no producir selectivamente o aislar intervalos indeseables; sin embargo, esta condición no es aplicable en el yacimiento el Abra, ya que la perforación de los pozos no se efectúa más allá de 10 m con la finalidad de evitar problemas en las operaciones como pérdida del fluido de control; es decir, se explota en la cima de dicha formación objetivo.

Por otro lado, se observa que los pozos una vez terminados tienen buenas producciones, de alrededor 1,000 PBD, que es un comportamiento de un yacimiento fracturado por su alta permeabilidad.

II.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN POR POZO

A continuación se da una breve descripción de la historia de producción por pozo con la finalidad de estudiar de manera particular cada uno de ellos identificando periodos de incrementos, decrementos de producción; aperturas y cierres de los mismos; generando una revisión previa al análisis del comportamiento de producción del campo que se abordará en el siguiente capítulo de este trabajo.

De la misma manera servirá para generar una visión del propio comportamiento del yacimiento

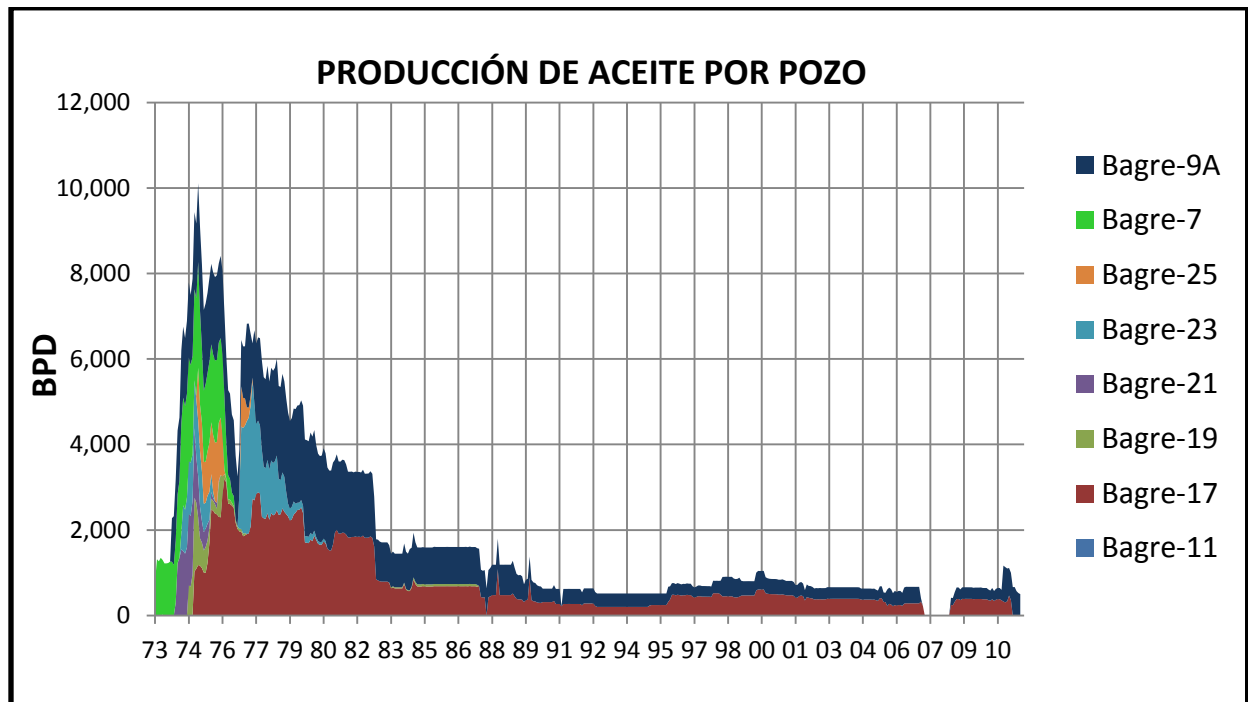


Figura 9. Historia de producción de aceite por pozo de Bagre A

En la figura 9 se muestra que existe un periodo de incorporación de pozos que dura hasta enero de 1977, año en el cual disminuye drásticamente la producción por la reparación de la plataforma de producción.

II.6.1. BAGRE-17

El pozo Bagre-17 inicia con una producción promedio mensual de 1,030 BPD en febrero de 1975 con 0 % de agua, teniendo su producción máxima de aceite de 3,208 BPD para junio de 1976 (véase fig.10).

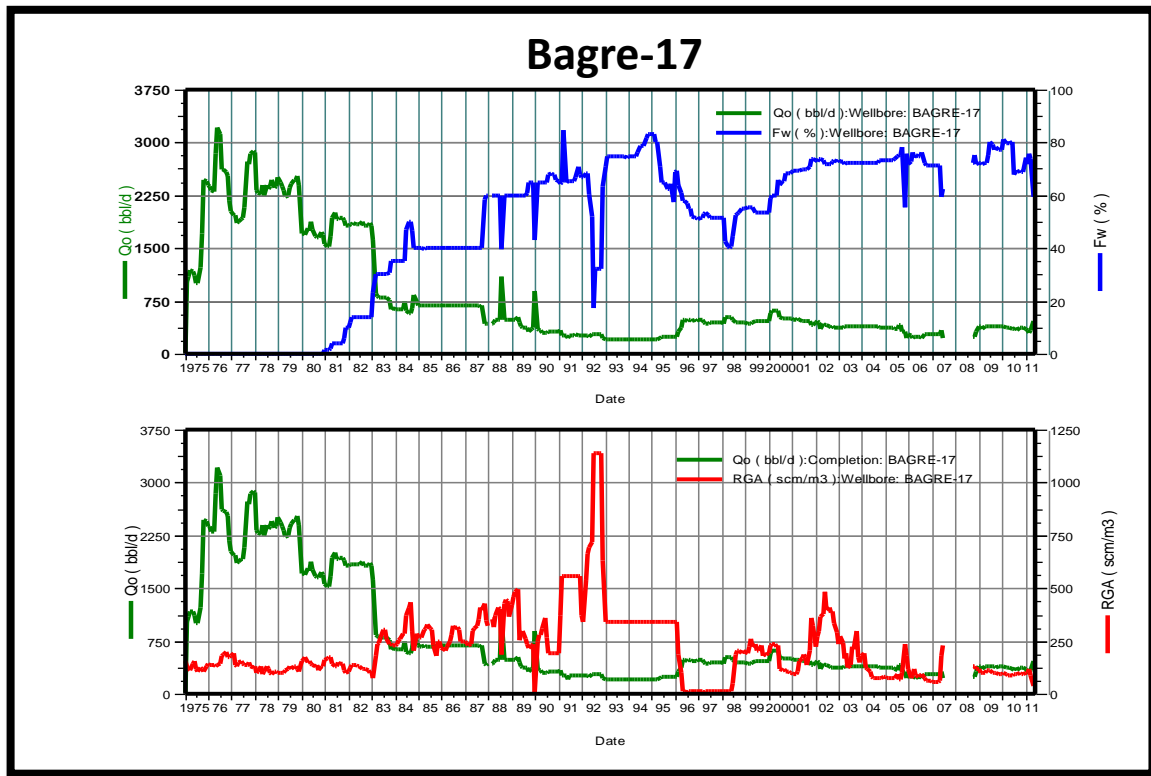


Figura 10. Histórico de producción de Bagre-17

La irrupción de agua se da a los 5 años de explotación (enero-85) con flujo de agua marginal de 1.3 %; teniendo un periodo de mayo del 1985 a octubre de 1987 con una producción de agua del 40 %, con 460 BPD de agua por 679 BPD de petróleo. Teniendo un máximo de producción bruta de 1,780 BPD con un corte de agua del 85 % para Abril de 1991.

II.6.2. BAGRE-19

El pozo Bagre-19 se terminó en octubre de 1974 resultando productor de aceite con un gasto de 754 BPD y una RGA de 50 [m³/m³]. Se realizó una estimulación ácida a los intervalos probados con 8 m³ de ácido en noviembre de 1974; por lo que se pudo incrementar la producción a 1,725 BPD (ver figura 11); teniendo así un gasto máximo de aceite en febrero de 1975 sin producción de agua. Sin embargo los altos gastos sólo se mantienen por 3 meses, ya que para mayo de 1975 se redujeron a 634 BPD en promedio.

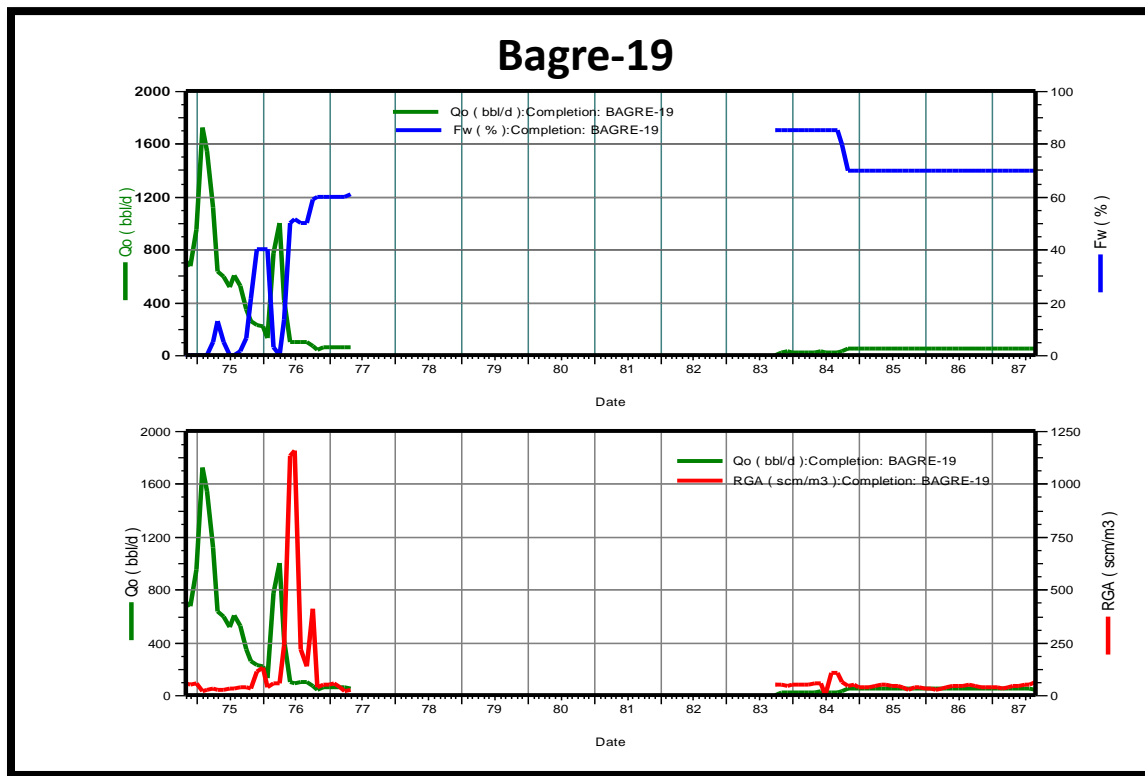


Figura 11. Histórico de producción de Bagre-19

El pozo se taponó el 11 de agosto de 1990 por encontrarse invadido al 100 % de agua salada, sin tener más posibilidades de explotación en las formaciones superiores.

II.6.3. BAGRE-21

El pozo Bagre-21, se terminó en abril de 1974 aportando una producción promedio de 304 BPD con una RGA de 56 [m³/m³] produciendo por Tp de 10 mm. Teniendo su producción máxima para enero de 1975 con una producción 1,710 BPD y 0 % de agua (Véase fig. 12)

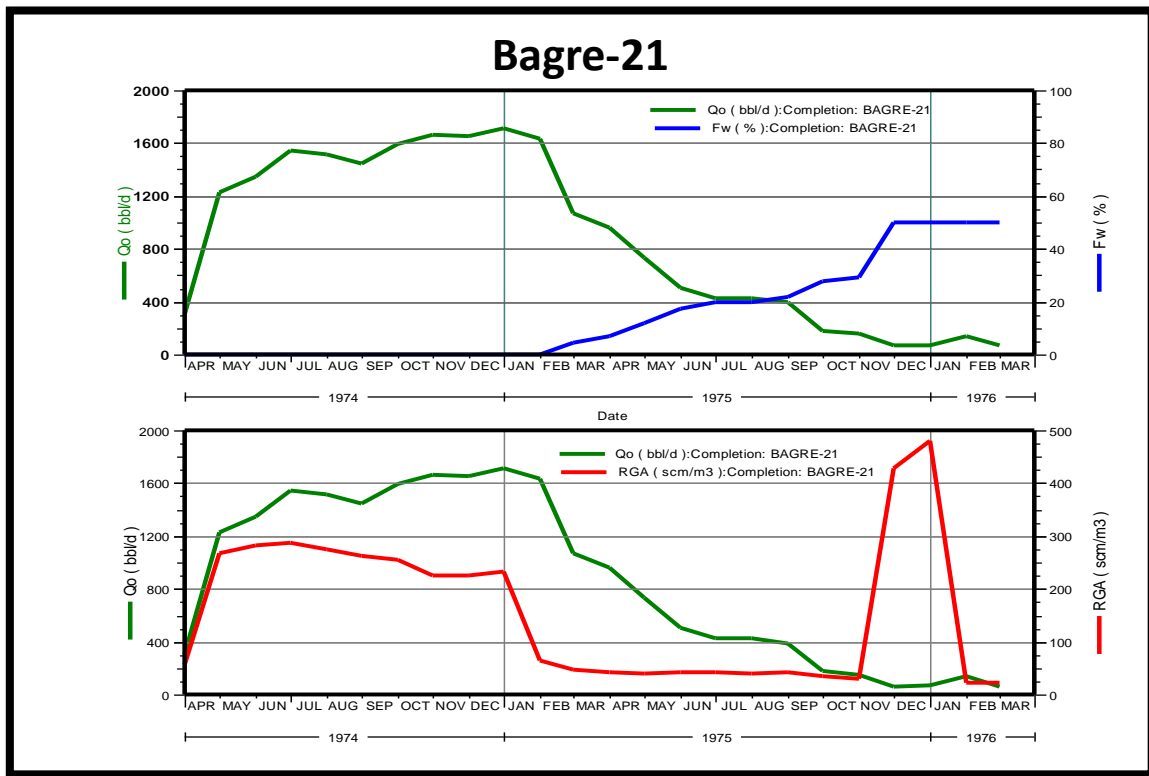


Figura 12. Histórico de producción de Bagre-21

El pozo fluyó prácticamente por 2 años para terminar taponado definitivamente por encontrarse invadido por 100 % de agua salada y por no presentar pruebas de producción en intervalos superiores en marzo de 1976.

II.6.4. BAGRE-23

La terminación del pozo Bagre-23 fue en Julio de 1974 aportando una producción promedio mensual de 381 BPD, 0 % de agua y una RGA de 57 [m³/m³] por TP de 2 7/8" y estrangulador de 8 [mm]

El pozo se mantuvo cerrado por alto porcentaje de agua (100 %) de enero de 1976 a enero de 1977 (véase figura. 13), el cual se reparó obturando el intervalo y disparando un intervalo superior en la misma formación productora : el Abra; con una producción de 815 BPD y una RGA de 117 [m³/m³] a través de un estrangulador de 12 mm, explotando hasta su invasión obturando en marzo de 1983. Se realizó el taponamiento del pozo en agosto de 1991 por no tener posibilidades de explotación.

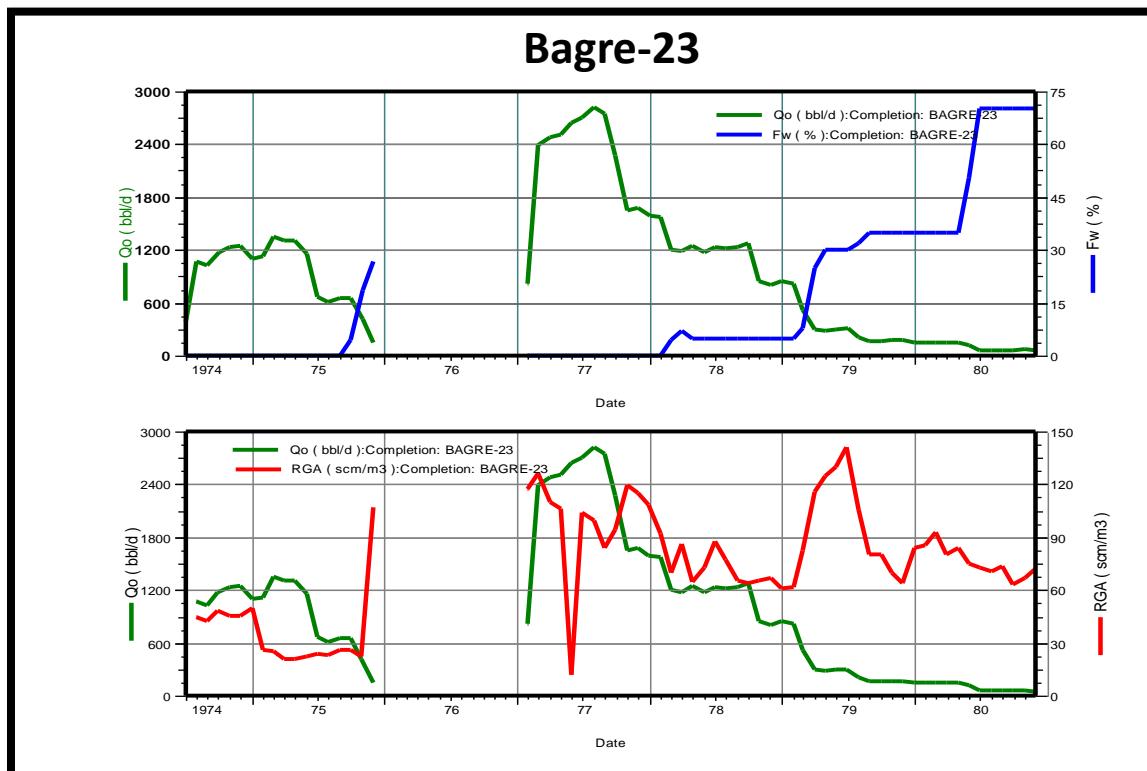


Figura 13. Histórico de producción de Bagre-23

II.6.5. BAGRE-25

El pozo Bagre-25 se terminó en mayo de 1976, aportando una producción promedio mensual de 60 BPD, 0 % agua y una RGA de 175 [m³/m³] por TP de 2 7/8" con un estrangulador de 8 [mm]. De acuerdo al expediente de producción del pozo, se perforó y penetró 52 [m] de la caliza el Abra, que de acuerdo al análisis de registros geofísicos tiene baja saturación de agua, por lo que de acuerdo al gráfico produce prácticamente aceite libre de agua; sin embargo, para mayo de 1976 produce 100 % de agua, por lo que se procedió al cierre del mismo (Véase figura 14).

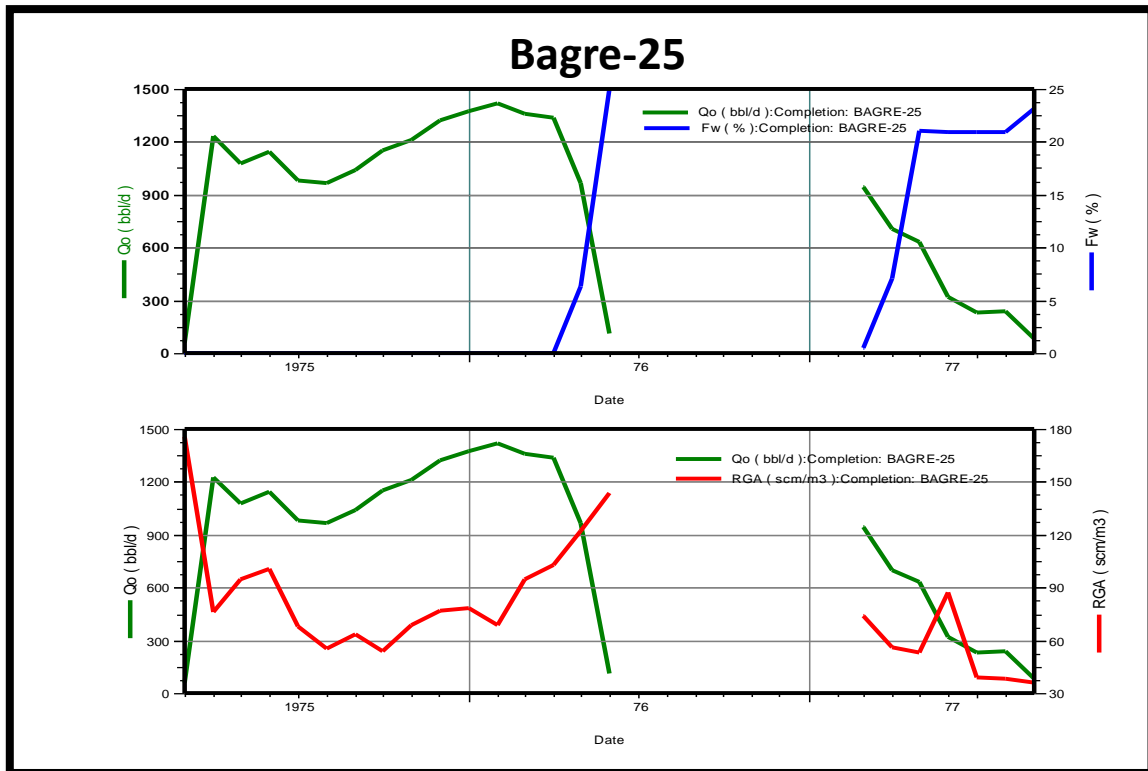


Figura 14. Histórico de producción de Bagre-25

En enero de 1976 se intervino el pozo, obturando el intervalo productor ya invadido y subiendo en la misma formación productora, para continuar explotándola, se cambió de intervalo productor mediante una reparación mayor (RMA) y en marzo de 1977 produjo 941 BPD y una RGA de 74[m³/ m³]; obturando este segundo intervalo

en agosto de 1977 por producir 100 % de agua. El pozo fue taponado definitivamente el 26 de julio de 1977

II.6.6. BAGRE-7

El pozo Bagre-7 se terminó en mayo de 1973 fluyendo 794 BPD, 0 % agua y una RGA de 117 [m³/m³] produciendo por Tp de 2 7/8" y un estrangulador de 8 [mm].

La vida productiva de este pozo fue declinando paulatinamente hasta noviembre de 1976, aumentando el porcentaje de agua a 100 % en la fecha indicada, por lo que se obturó el intervalo productor, y finalmente se taponó definitivamente en agosto de 1990 (Véase figura 15).

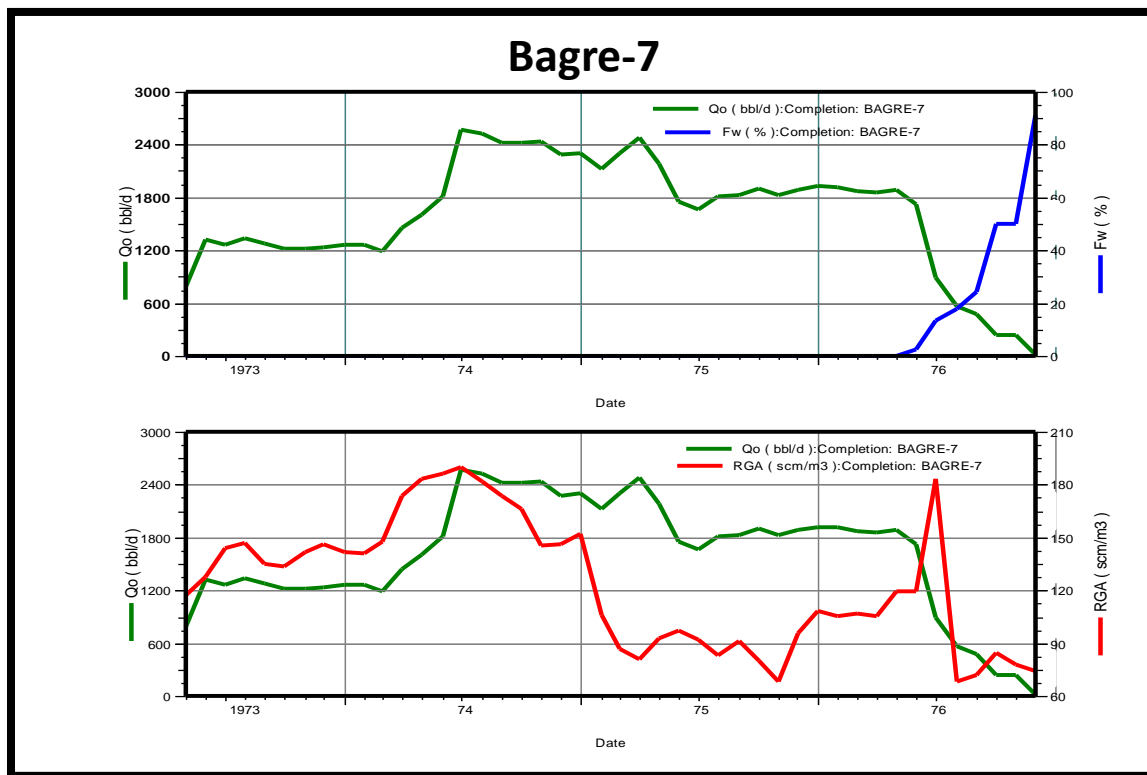


Figura 15. Histórico de producción de Bagre-7

II.6.7. BAGRE-9A

De acuerdo al expediente de producción se decidió programar la primera reparación mayor en septiembre de 1977, a pesar de que fluía con 1,264 BPD, 0 % agua, considerando que todo el espesor de la formación productora tiene las mismas propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad (Véase figura 16).

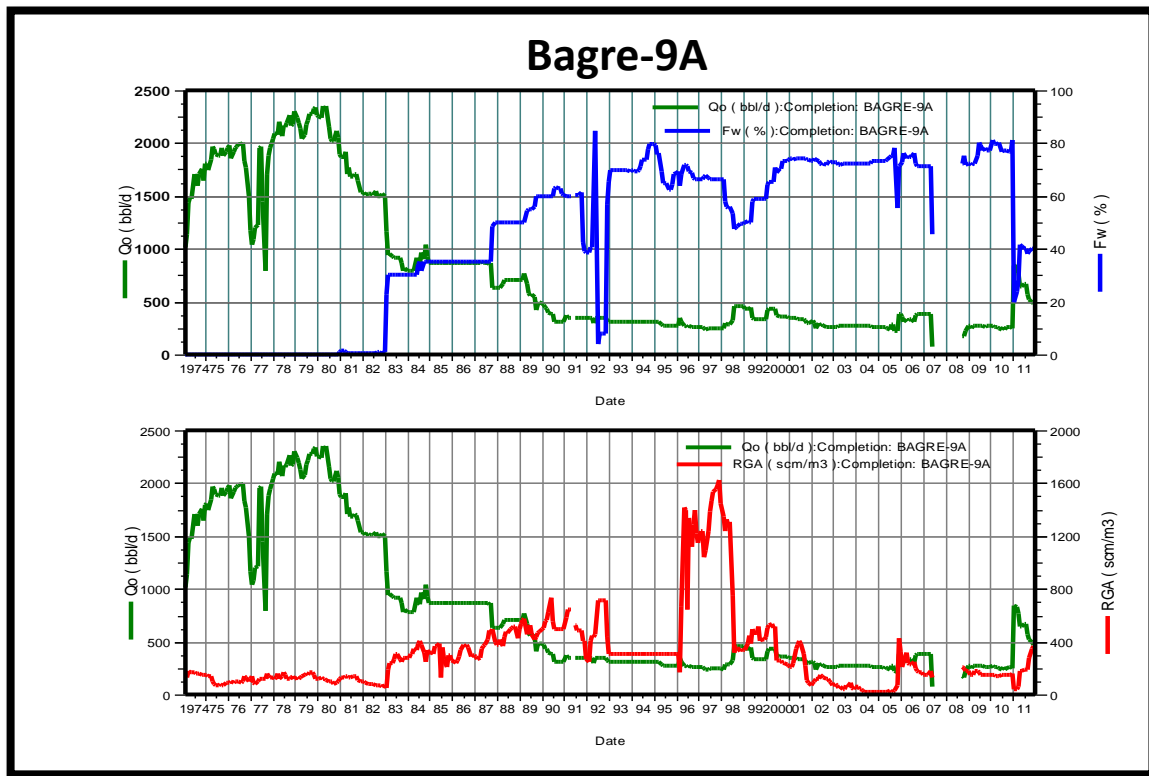


Figura 16. Histórico de producción de Bagre-9A

En el año de 1977 se visualiza un decremento en la producción de aproximadamente el 50% debido a dicho trabajo de reparación; incrementándose a 1,703 BPD para octubre de ese mismo año con 0.2% de agua y RGA de 130 [m³/m³]. En marzo de 1983 irrumpe el agua considerablemente con un 30% de la producción bruta, hasta llegar en Junio de 1992 con una producción de 1,943 BPD de agua, que representa un corte de agua de 84% de la producción bruta.

II.7. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El campo Bagre inició su producción en 1966 con el pozo Bagre-1, con una profundidad total de 2,713.7 m. Produciendo en el Abra con un gasto de aceite de 950 BPD, 0.7 MMPCD de gas y una RGA de $130 \text{ m}^3/\text{m}^3$, sin producción de agua.

Logró su máximo desarrollo en 1975 con 8 pozos operando. A partir de 1976 comienza un período de desincorporación de pozos, hasta ubicarse con 2 pozos activos a inicios de la década de los 80's; y actualmente operando sólo uno de ellos.

Teniendo una relación gas-aceite promedio de $300 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y el flujo de agua fraccional es de 78% en los últimos años.

El control del agua es uno de los problemas fundamentales en este tipo de yacimientos, ya que son muy proclives a la conificación, por la alta permeabilidad vertical.

La producción de la estructura Bagre A, inicia con el pozo Bagre-7A en mayo de 1973 con una producción de aceite de 794 barriles, 0.522 MPCD de gas, sin producción de agua. Se han perforado en dicha estructura 8 pozos, de los cuales sólo el pozo Bagre-9A permanece activo a septiembre de 2012; con una producción de 484 BPD, 0.99 MPCD y 221 BPD de agua, que representa un corte de agua del 31%

En la Figura 17 se muestra la historia de producción de la estructura Bagre A, en la cual se puede ver que la irrupción de agua se deja notar de manera considerable en febrero de 1983 con un volumen del 23 % de la producción bruta manteniéndose hasta llegar a un nivel máximo de 2,840 BPD para febrero de 2010 (provenientes de sólo 2 pozos activos el Bagre-17 y 19A) representando el 81 % de la producción bruta diaria en ese momento.

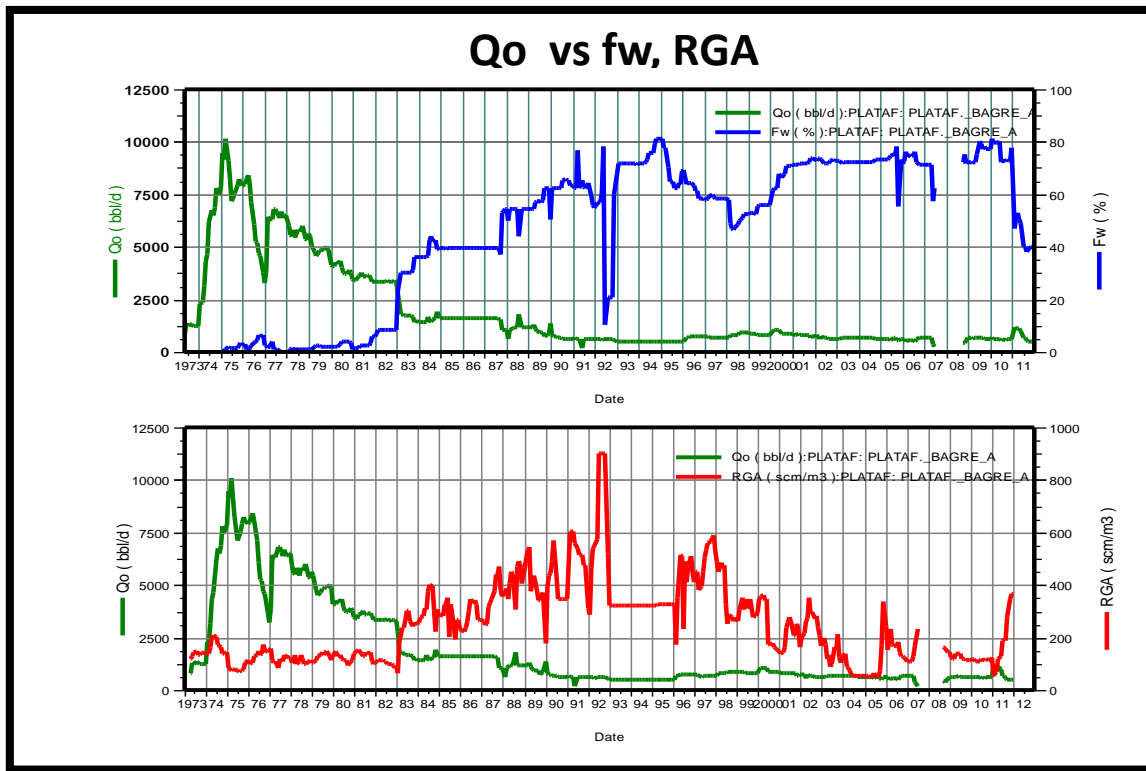


Figura 17. Histórico de producción del Campo Bagre A

En el periodo de agosto de 2007 a octubre de 2008, la batería de separación “*Punta de Piedra*” tenía un solo tanque vertical (TV) de 20 Mbbls; llegaban a él 12.5 Mbbls de producción bruta es decir existía una capacidad de almacenamiento de 21 horas aproximadamente; por lo que se dispuso la construcción de un tanque deshidratador (TDH) de 20 Mbbls; este comportamiento es apreciable en el histórico de producción ya que se decidió cerrar los pozos, para el 2008 estaba en condiciones de operar mayores volúmenes de líquidos por lo que se dispuso operar nuevamente los pozos (Véase figura 18).

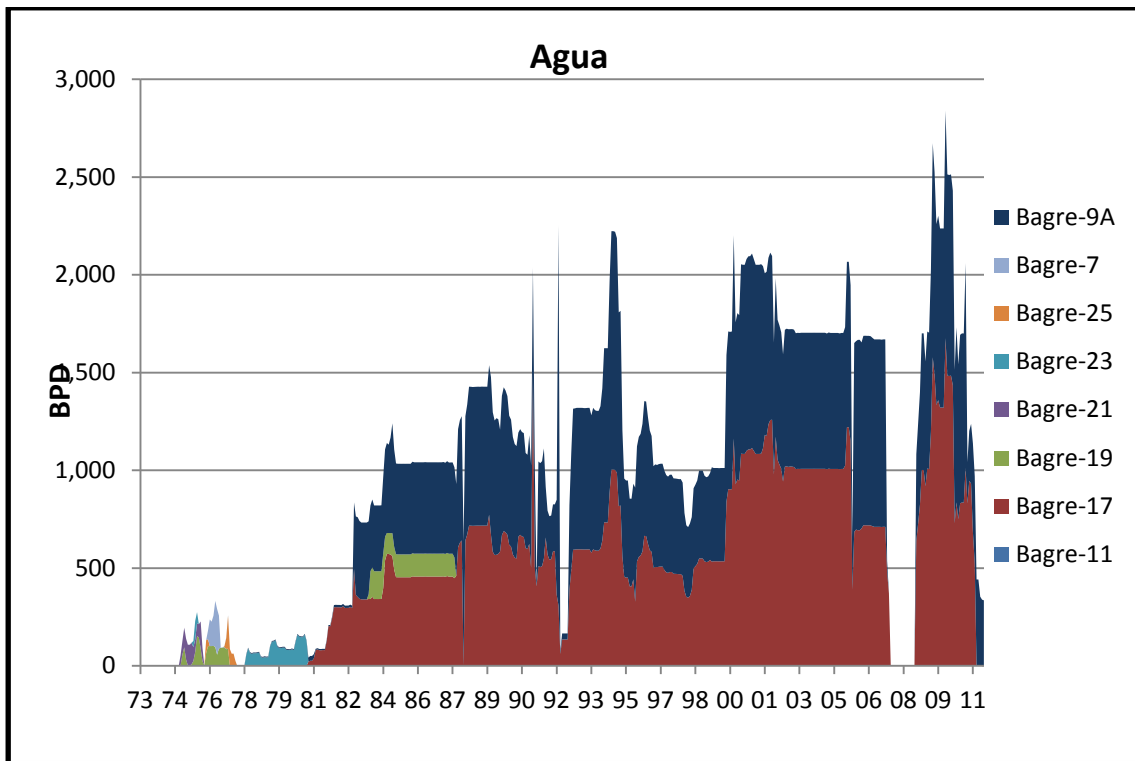


Figura 18. Histórico del comportamiento de agua del Campo Bagre A

En la figura 19 se muestra que la estructura geológica A del campo Bagre la cual alcanzó una producción máxima de 10 Mbls por día para abril de 1975 y para octubre de 1979 a casi 6 años de haber iniciado la explotación del yacimiento, alcanzó la mitad de la producción acumulada total, debido principalmente a un agresivo programa de perforación

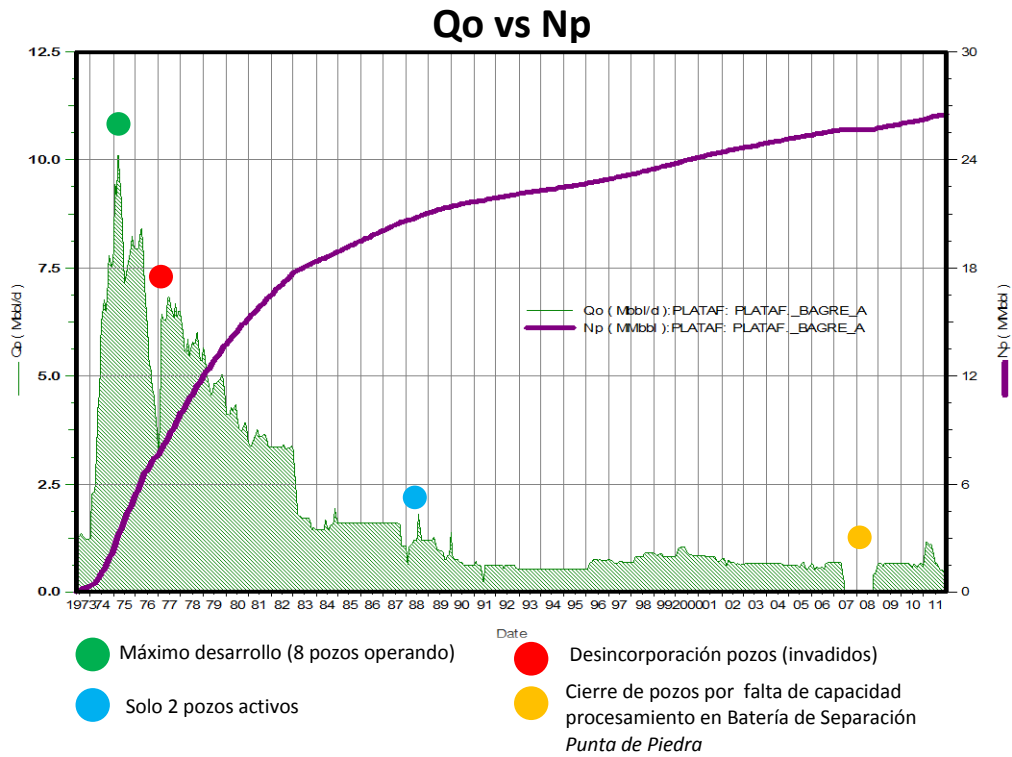


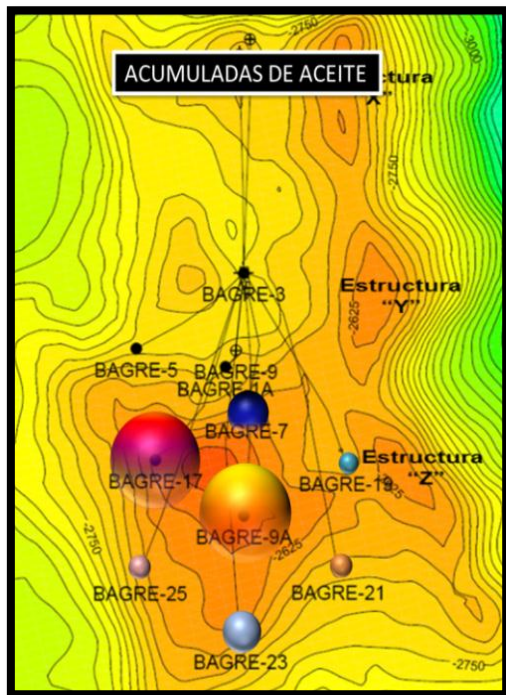
Figura 19. Producción acumulada de Bagre A

II.7.1. PRODUCCIONES ACUMULADAS

Se puede observar en la tabla 8 que el pozo con mayor acumulada de aceite (Np) es el Bagre-9A con 40%, el cual desde septiembre de 2012 es productor, le sigue el pozo Bagre-17 con un 38%, que recientemente ha sido cerrado por alto porcentaje de agua (Junio del 2011).

Tabla 8. Acumuladas de los pozos de Bagre A @ septiembre del 2012

Pozo	Np [MBLS]	Np [%]	Gp [MMPC]	Gp [%]	Wp [MBLS]	Acumulado [%]
BAGRE- 11	1	0.00	0.76	0.00	0	0.00
BAGRE- 19	481	1.81	171.78	0.64	231	1.64
BAGRE- 21	634	2.38	670.61	2.51	34	0.24
BAGRE- 23	1,871	7.02	778.91	2.92	101	0.72
BAGRE-9A	10,652	39.99	13,381	50.10	6,523.00	46.36
BAGRE-17	10,245	38.46	9,900	37.07	7,129.00	50.67
BAGRE-25	606	2.27	265.57	0.99	17	0.12
BAGRE- 7	2,149	8.07	1,538.48	5.76	34	0.24
TOTAL	26,639	100	26,707.78	100	14,069	100



Es de esperarse que los pozos que presentan mayor producción acumulada son precisamente los que han permanecido mayor tiempo produciendo. De manera gráfica puede visualizarse en el mapa de burbujas de las producciones acumuladas de aceite de los pozos (Véase figura 20).

Figura 20. Mapa de burbujas de producción acumulada de aceite

Respecto a la producción acumulada de agua (Wp) parece que existe una razón directa a la producción de aceite; teniendo mayores acumuladas de agua los pozos antes mencionados; que en conjunto acumularon un 97%. En lo que respecta a la producción de gas se tienen las mayores acumuladas de gas (Gp) el pozo Bagre-9A y Bagre-17 con 50% y 37% respectivamente. En la figura 21 se muestran la producción acumulada de aceite, gas y agua.

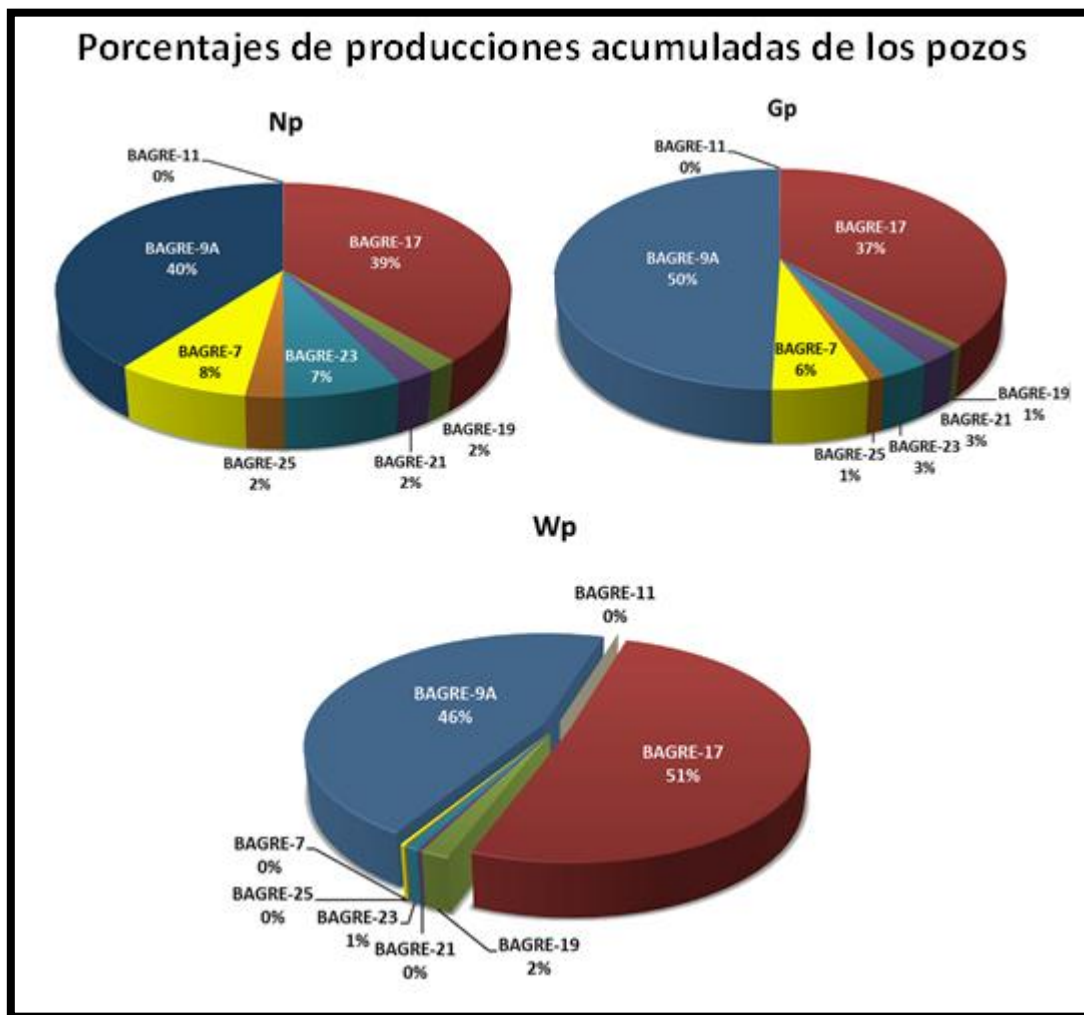


Figura 21. Porcentajes de producción acumulada de aceite, gas y agua por pozo, Campo Bagre, en la estructura A

En la tabla 9 se muestra los gastos máximos alcanzados de aceite y los tiempos de irrupción del agua, considerando que a partir de ese momento aumentó la producción de la misma sin existir un decremento posterior en el comportamiento de producción de los pozos.

De igual manera, se puede examinar en dicha tabla los gastos máximos de los pozos, que en un promedio aritmético están en el orden de los 2,000 BPD. Los altos ritmos de explotación han provocado que el tiempo de producción de la mayoría de ellos se reduzca, teniendo cierres a menos de 3 años después de haberlos puesto a producir.

Tabla 9. Gastos máximos alcanzados y tiempo de irrupción de los pozos de Bagre A

Pozo	Qo máx. alcanzado [BPD]	Fecha del Gasto máx.	Tiempo de prod. a la irrupción [mes]	Fecha de la irrupción	Tiempo de producción [días/años]
BAGRE- 19	1,725	Feb-75	16	jun-76	2,355 / 6.4
BAGRE- 21	1,710	Ene-75	10	dic-75	708 / 1.9
BAGRE- 23	2,826	Oct-77	34	jun-80	1955 / 5.3
BAGRE-9A	2,348	Jun-80	123	nov-87	13262 /36.3
BAGRE-17	3,208	Jun-76	42	jul-84	990 / 2.7
BAGRE-25	1,420	Feb-76	--	--	611 / 1.6
BAGRE- 7	2,567	Jul-74	9	oct-76	1613 / 4.4

II.8. REVISIÓN DE LOS REGISTROS DE PRESIÓN DE FONDO

Revisando las fuentes de información, no se cuenta con registros de presión de fondo cerrado (RPFC) actuales; lo único con que se cuenta son registros de presión de fondo fluyendo (RPFF) tomados al inicio de la producción de cada pozo.

Sólo existen dos RPFC tomados a los pozo Bagre-11 y Bagre-11A en septiembre de 1973 y Junio de 1975 respectivamente, (Véase la tabla 10).

Tabla 10. Registros de presión de fondo tomados en Bagre A

Pozo	Fecha	Estado	Intervalo MD		Intervalo MVBNM		PROFUNDIDAD		PRESIÓN (Kg/cm ²)	GRADIENTE (Kg/cm ² /m)	DATUM		PRESIÓN AL DATUM (Kg/cm ²)
			Cima	Base	Cima	Base	MD	MVBNM			DH	DP	
											2650		
9 "A"	06-feb-74	FLUYENDO	2,995.0	3,000.0	2,633.1	2,637.8	2,604.0	2,276.11	280.1	0.0775	14.53	1.13	309
9 "A"	04-oct-77	FLUYENDO	2,995.0	3,000.0	2,590.6	2,637.8	2,436.0	2,124.91	244.6	0.06943	35.81	2.49	281
9 "A"	29-sep-77	FLUYENDO	2,939.0	2,945.0	2,580.0	2,586.0	2,436.0	2,124.91	229.4	0.06755	67.00	4.53	265
9 "A"	30-sep-77	FLUYENDO	2,939.0	2,945.0	2,580.0	2,586.0	2,436.0	2,124.91	213.4	0.0669	67.00	4.48	249
8 "A"	01-mar-75	FLUYENDO	2,738.0	2,745.0	2,611.7	2,618.7	2,623.0	2,497.49	267.6	0.0678	34.77	2.36	278
8 "A"	01-mar-75	FLUYENDO	2,738.0	2,745.0	2,611.7	2,618.7	2,623.0	2,497.49	267.6	0.0678	34.77	2.36	278
8 "A"	02-mar-75	FLUYENDO	2,738.0	2,745.0	2,611.7	2,618.7	2,623.0	2,497.49	269.7	0.0678	34.77	2.36	280
8 "A"	04-mar-75	FLUYENDO	2,738.0	2,745.0	2,611.7	2,618.7	2,623.0	2,497.49	270.8	0.065	34.77	2.26	281
11A	09-jun-75	Cerrado	3,002.0	3,022.0	2,697.7	2,715.9	2,649.0	2,379.17	262.6	0.0979	- 56.80	- 5.56	289
11	06-sep-73	Cerrado	3,172.0	3,179.0	2,820.5	2,827.5	3,150.0	2,798.63	297.7	0.11	- 174.02	- 19.14	281
19	06-dic-74	FLUYENDO	2,979.0	2,986.0	2,682.0	2,689.0	2,677.0	2,408.39	282.1	0.078	- 35.50	- 2.77	301
19	06-dic-74	FLUYENDO	2,979.0	2,986.0	2,682.0	2,689.0	2,677.0	2,408.39	282.7	0.056	- 35.50	- 1.99	296
19	06-dic-74	FLUYENDO	2,979.0	2,986.0	2,682.0	2,689.0	2,677.0	2,408.39	285.4	0.0945	- 35.50	- 3.35	308
19	05-nov-74	FLUYENDO	2,979.0	2,986.0	2,682.0	2,689.0	2,677.0	2,408.39	284.8	0.0967	- 35.50	- 3.43	308
21 A	01-may-74	FLUYENDO	3,265.0	3,304.0	2,700.0	2,733.0	2,706.0	2,224.03	286	0.0774	- 66.50	- 5.15	319
21 A	04-may-74	FLUYENDO	3,265.0	3,304.0	2,700.0	2,733.0	2,694.0	2,214.77	286.2	0.0775	- 66.50	- 5.15	320
21 A	02-may-74	FLUYENDO	3,265.0	3,304.0	2,700.0	2,733.0	2,694.0	2,214.77	284.6	0.0767	- 66.50	- 5.10	318
21	29-abr-74	FLUYENDO	3,265.0	3,304.0	2,700.0	2,733.0	3,250.0	2,666.98	285.7	0.0796	- 66.50	- 5.29	284
21	08-abr-75	FLUYENDO	3,265.0	3,304.0	2,700.0	2,733.0	2,435.0	2,014.84	256.6	0.0793	- 66.50	- 5.27	307

Cabe mencionar que en el año 1976 a pesar de tener una producción acumulativa del orden de 8,176 MbIs (1.3 millones de metros cúbicos) de aceite la presión declinó solamente 3.2 kg/cm².

Se generó una base de datos de todos los registros tomados en Bagre A, normalizando las presiones a un nivel de referencia "Datum" de 2,650 mvbnm; una vez graficando éstas normalizadas, se obtuvo la gráfica de presiones fluyendo

contra el tiempo (véase figura 22) la cual muestra una tendencia constante en el comportamiento, con respecto al tiempo, por lo que se estimó la presión estática en 310 [kg/cm²]. Destacaremos que en el yacimiento ha caído en promedio 2 a 3 [kg/cm²] en casi 39 años de explotación

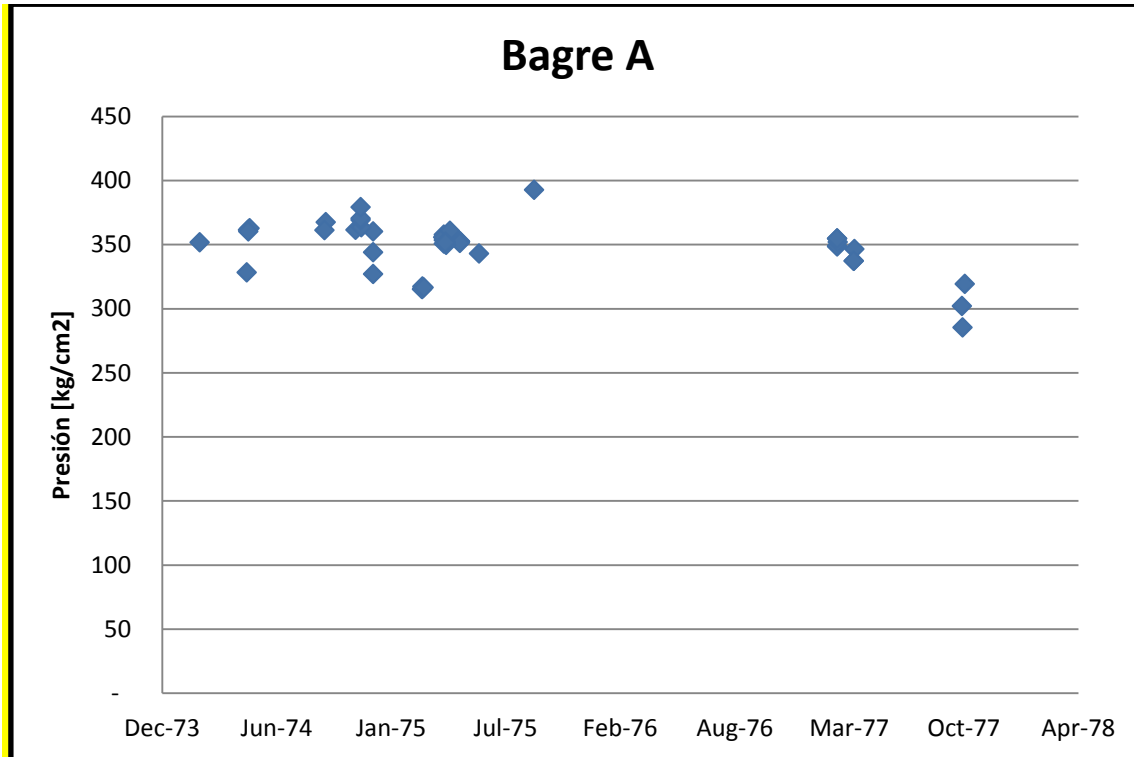


Figura 22. Presiones fluyentes de la estructura Bagre A

II.9. CONTACTO AGUA-ACEITE

Como puede observarse en la sección diagramática (Anexo C), la tabla de eventos (Anexo D), y analizando la localización de los pozos invadidos de agua se observa que no existe un flujo preferencial del agua por algún flanco, sino que el empuje hidráulico es prácticamente horizontal.

El contacto agua-aceite se estableció a la profundidad de 2,750 mvbnm, sin embargo en la actualidad puede decirse que se ha desplazado, ubicándose aproximadamente a una profundidad de 2,620 mvbnm

Se observa que en los pozos Bagre-3 y Bagre-5 que están terminados por abajo del contacto agua-aceite propuesto: 2,762 mvbnm y 2,739 mvbnm respectivamente, salieron invadidos de agua y el pozo Bagre-25 y Bagre-23 se invadieron en el intervalo superior, lo que se explica por una mala operación de los pozos (diámetro de estrangulador mayor al de diseño) que haya provocado la irrupción del agua debido probablemente a una alta permeabilidad vertical de las fracturas dejando grandes cantidades de aceite en la matriz.

II.10. DECLINACIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES

Se han tomado para fines de este análisis los pozos Bagre-9A y Bagre-17, ya que han sido los que han producido más tiempo y de una forma más estable.

El análisis de declinación es un método empírico y sencillo, que en la literatura se señala que no se puede extender a más de 4 años. Como se puede ver en las gráficas de las figuras 23 y 24 no se puede afinar una tendencia de disminución de la producción, por tal motivo no existe un comportamiento típico de declinación.

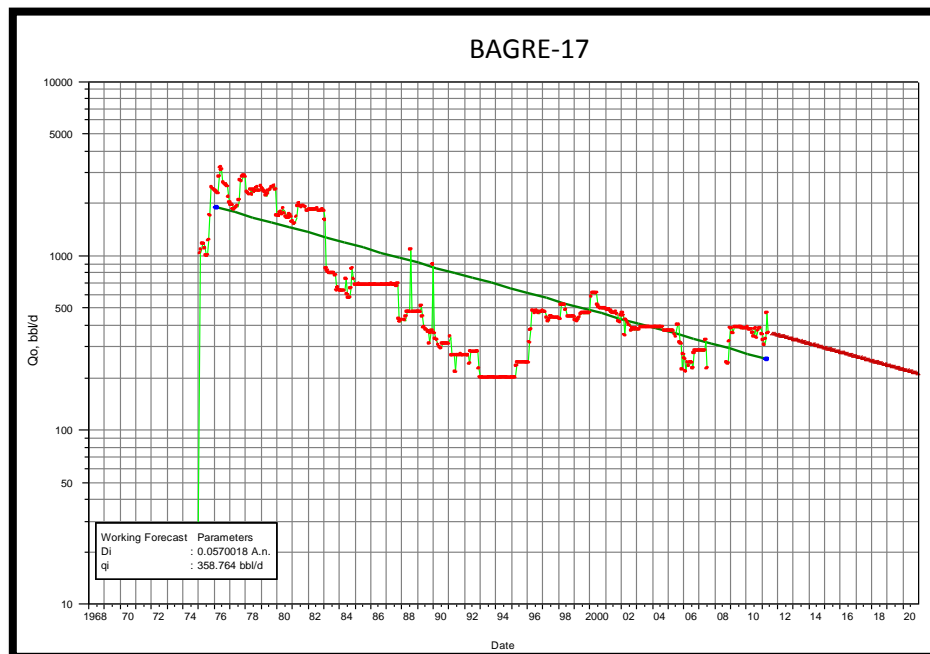


Figura 23. Declinación del pozo Bagre-17

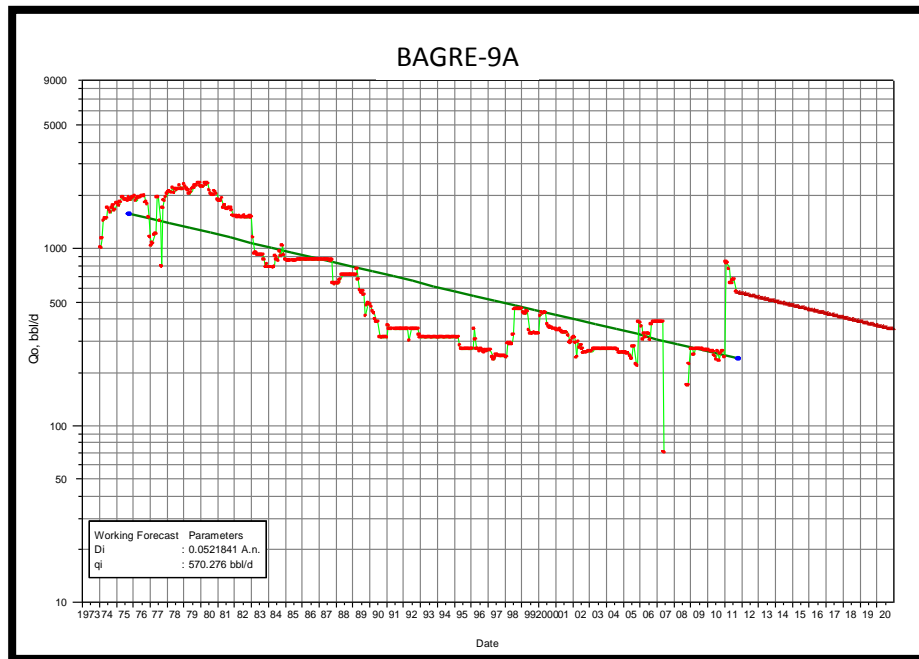


Figura 24. Declinación del pozo Bagre-9A

Existen dos tipos de declinación. La *declinación nominal* se define como la pendiente de la curva que representa la historia de producción, es decir un gráfico de gastos versus tiempo, que puede tomar un comportamiento exponencial la declinación exponencial, hiperbólica o armónica

La *declinación efectiva* d , la cual se ajusta con las prácticas de producción registradas actualmente. El periodo puede ser un mes o un año, para la declinación mensual o anual respectivamente.

$$d = \frac{q_{inicial} - q_{final}}{q_{inicial}}$$

En la tabla 11 muestra las declinaciones efectivas calculadas de los pozos de su último año productor en junio del 2011 y enero de 2012, respectivamente.

Tabla 11. Declinaciones mensuales de los pozos Bagre17 y Bagre 9A

mes pozo	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPD)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Bagre-17	346	381	340	370	382	381	356	328	307	332	469	359	
Bagre-9A	245	840	825	768	642	642	665	666	570	526	501	478	
	DECLINACION MENSUAL												Prom. ANUAL
Bagre-17	-10.1	10.8	-8.82	-3.24	0.26	6.56	7.87	6.4	-8	-41.27	23.45	-1.48	
Bagre-9A	-243	1.79	6.91	16.4	0	-3.58	-0.15	14.4	7.7	4.753	4.59	-17.27	

Considerando producciones:

Bagre-17 del 1° Jun del 2010 al 1° Jun del 2011

Bagre-9A del 1° Ene del 2011 al 1° Ene del 2012

Como puede apreciarse los cálculos arrojan valores negativos, por lo que deben de interpretarse como incrementos en producción; no existe un comportamiento regular en la producción de hidrocarburos, por lo que no puede atribuirle algún comportamiento de declinación.

II.11. CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE BAGRE A

El volumen puede ser estimado por procedimientos deterministas o probabilistas, los primeros incluyen, principalmente a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica.

El método volumétrico es uno de los más utilizados; está fundamentado en las propiedades petrofísicas de la roca, la saturación de fluidos, entre otros factores, que se obtienen por medición directa a través de pozos perforados (interpretación de registros geofísicos, análisis de núcleos y muestras de canal). Un apoyo más son las pruebas PVT que se realizan con la finalidad de conocer las características del yacimiento y poder elegir el método más adecuado de producción así como identificar parámetros importantes para la cuantificación y cálculo del volumen de hidrocarburos como: el factor de volumen del aceite, el gas disuelto y la RGA. Este

método de cálculo volumétrico se emplea principalmente en las etapas iniciales de explotación o cuando no se cuenta con un modelo de balance de materia o de simulación. Las siguientes expresiones se utilizan para calcular el volumen original de aceite y gas

$$N = \frac{6.29 * A * h_{prom} * \theta_{prom} * (1 - Swi_{prom})}{B_{oi}}$$

$$G = N * Rsi / 1,000$$

Donde:

N: Volumen Original de aceite en sitio @cs, en MMbls

G: Volumen Original de gas en sitio @cs, en MMMpc

A: Área del yacimiento, en km²

h_{prom}: Espesor promedio, en metros

θ_{prom} : Porosidad promedio, en fracción adimensional

Swi_{prom}: Saturación de agua inicial promedio, en fracción adimensional

Boi: Factor volumétrico de aceite inicial, en bls@cy/bls@cs

Rsi: Relación de solubilidad, en pc@cs /bls@cs

Para el caso del campo Bagre A se realizó el cálculo del volumen original de aceite y gas tomando en cuenta las siguientes propiedades:

A: 2.751 km²

h_{prom}: 51.1 m

θ_{prom} : 0.13

Swi_{prom}: 0.15

Boi: 1.2502 bls@cy/bls@cs

Rsi. 452.43 pc@cs /bls@cs

$$N = \frac{6.29 * 2.751 * 51.1 * 0.13 * (1 - 0.15)}{1.2502} = 78.15 \text{ MMBls}$$

$$G = \frac{(78.15 * 452.43)}{1,000} = 35.36 \text{ MMMPC}$$

El volumen original calculado para Bagre A es de 78,150 Mbls que al ser afectado por el factor de recuperación del 33.9 % nos da una reserva a recuperar de 26,492 Mbls, en contraste con el valor acumulado nos arroja un balance negativo de 147 Mbls ; es decir a la fecha se ha extraído más volumen, que el volumen que existe de reserva.

En lo que respecta al gas se ha estimado un volumen original de 35,365 MMMPC teniendo una reserva de 11,998 MMMPC y de acuerdo a un balance se han extraído 26,707 MMMPC, lo que supera el valor calculado de reserva por unos 14,707 MMMPC, lo que demuestra que el método volumétrico no se puede aplicar de una manera confiable en este tipo de yacimiento, que recordemos cuenta con un acuífero muy activo. Este tema se aborda más adelante en el tema II.13 que se refiere a reservas.

II.12. MECANISMO DE EMPUJE Y FACTOR DE RECUPERACIÓN

El factor de recuperación es función del tiempo que tiene en explotación un yacimiento, la manera de calcularlo es:

$$FR_{\text{ a la fecha de cálculo }} [\%] = \frac{\textit{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\textit{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente millones de barriles de aceite (MMBls). En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas (mmpc) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente, ambos a condiciones de superficie.

En la industria petrolera, es de uso común calcular el factor de recuperación final (Fr_F) esperado al término de la vida productiva del yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$Fr_F = \frac{(N_p \text{ o } G_p \text{ final})}{\textit{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

El valor o estimación del factor de recuperación (Fr) de un yacimiento es función del tiempo de producción, de parámetros del yacimiento o campo, de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación.

Los valores de recuperación promedio son generalmente confiables para estimar las reservas que se puedan agregar de un play geológico determinado, pero pueden ser erróneas si se usan para estimar las reservas de un yacimiento individual. Para algunos descubrimientos nuevos, es una práctica común obtener un factor de

recuperación promedio para yacimientos maduros similares en el mismo play geológico.

Desafortunadamente, este método de analogía puede ser arriesgado debido a que los yacimientos análogos pueden asemejarse pobremente al yacimiento en cuestión. Cuando usamos yacimientos análogos para estimar el factor de recuperación, se aconseja que se monitoree el comportamiento inicial para evitar desviaciones del resultado esperado y que se revise de nuevo los estimados de acuerdo a lo observado.

Los factores de recuperación primaria nos ayudan a generar un estimado del volumen de recuperación que podemos esperar según el mecanismo de empuje que actúe en el yacimiento. En la tabla 12 y en la figura 25 se muestran los mecanismos de empuje y rangos de recuperación en porcentaje respectivamente.

Tabla 12. Factor de Recuperación según mecanismo de empuje.

Mecanismo de empuje	Recuperación (%)	
	Rango	Promedio
Expansión	2 – 5	3
Gas en solución	12 – 25	18
Casquete de Gas	20 – 40	30
Acuífero de flanco	20 – 40	30
Acuífero de fondo	35 – 60	45
Segregación gravitacional	50 - 70	60

El mantenimiento de presión de un yacimiento será notablemente mayor cuando tenga como mecanismo de producción el empuje hidráulico, por ende, contribuirá al aumento del factor de recuperación.

Con respecto a los yacimientos de la Faja de Oro Marina (FOM), el mecanismo de empuje que soporta la energía primordial del yacimiento es suficiente para alcanzar valores altos de recuperación primaria, ya que la energía del acuífero de la FOM,

así como el índice de productividad del acuífero indican que la energía del acuífero es prácticamente infinita.

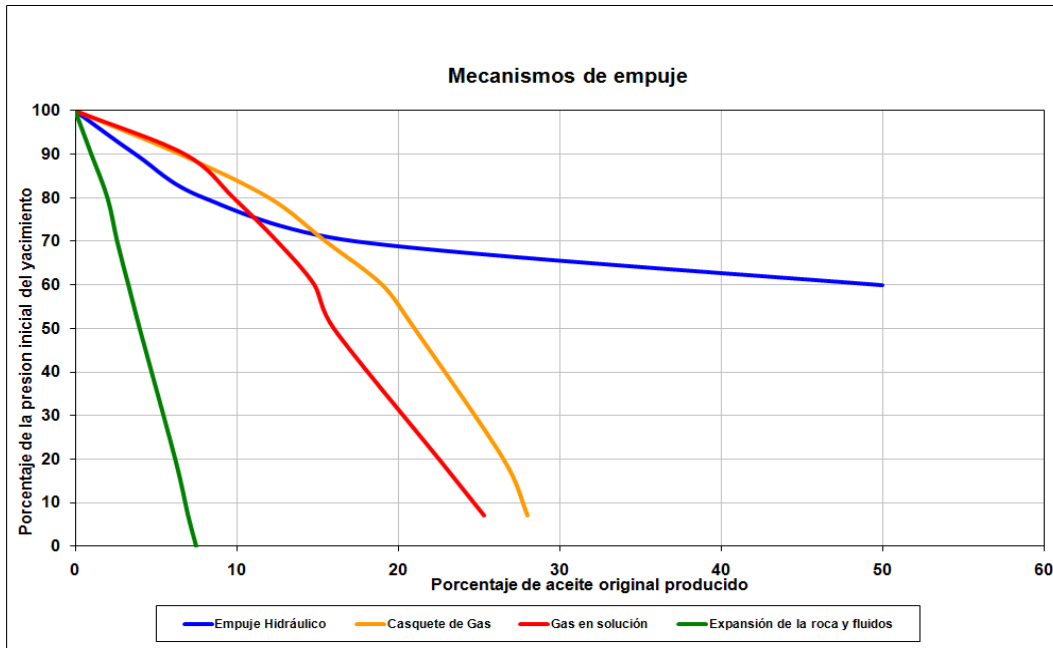


Figura 25. Características naturales de mecanismos de producción en yacimientos de aceite.

II.12.1 MECANISMO DE EMPUJE POR AGUA.

La mayor energía de explotación del yacimiento proviene de la afluencia del acuífero. Se observa en la figura 26 que el sustento de presión de un yacimiento con el presente mecanismo resultará en una mayor producción acumulada de aceite. Los factores más significativos que afectan la recuperación en yacimientos con empuje hidráulico son:

- Gasto de Producción (Principal).
- Mecanismo de producción.
- Saturación residual de gas.
- Propiedades del acuífero.

El gasto de producción es el único de estos factores que nosotros podemos controlar. El resto de estos factores son propiedades físicas del yacimiento, del acuífero y de sus fluidos.

Un yacimiento de aceite es considerado con mecanismo de empuje hidráulico cuando la fuente predominante de expansión viene de una porción del yacimiento remplazada por agua. Debido a que el agua tiene una menor compresibilidad que el aceite, el volumen de agua debe ser significativamente mayor que la porción drenada de aceite del yacimiento.

La presión en el yacimiento de aceite caerá a medida que la producción comience; por lo que el gradiente de presión alcanza el acuífero, el agua empezará a expandirse, desplazando el aceite hacia los pozos productores. Si el acuífero es lo suficientemente grande y por ende tiene suficiente energía de expansión, todo el aceite móvil será producido prácticamente sin caída de presión, el gasto de producción de aceite se mantendrá constante hasta que el acuífero haga contacto con el pozo productor, después de esto el gasto de producción de agua se incrementará a medida que declinará el gasto de producción de aceite.

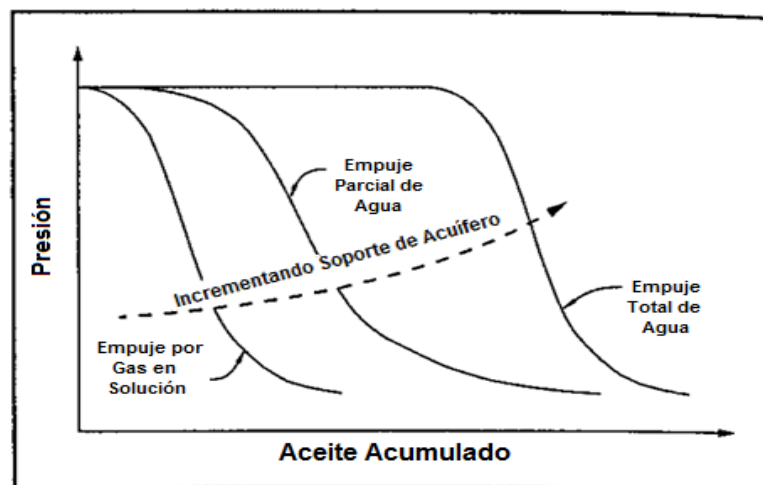


Figura 26. Comparativa de sustentos de presión entre empuje hidráulico y por gas en solución.

En muchas situaciones, en áreas localizadas alrededor de los pozos productores, el agua invade los pozos, este fenómeno se llama irrupción de agua; la consecuencia de esto, es que los volúmenes grandes de aceite quedarán atrapados y por ende estos no serán recuperados.

En yacimientos que están sujetos a producción de agua, los factores de recuperación tienden a ser muy bajos, si no se lleva a cabo una explotación racional. A mayor viscosidad de aceite y/o con mayor permeabilidad vertical, más temprana será la irrupción de agua y por ende menor será la recuperación de aceite.

II.13 ESTUDIO DE CASOS

II.13.1 FACTORES DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS CARBONATADOS FRACTURADOS

Históricamente, muchos de los análisis e investigaciones de ingeniería de yacimientos en la industria petrolera lidiaban con los principios físicos envueltos en la producción de aceite y gas en yacimientos clásticos con porosidad intergranular. La mayor parte de este conocimiento puede también ser aplicado a yacimientos carbonatados convencionales con porosidad inter-partícula o inter-cristalina.

De cualquier forma, para yacimientos carbonatados con sistemas de doble porosidad, mucha de la teoría y muchas de las prácticas hechas para yacimientos clásticos no aplica debido a que el flujo de fluidos a través de carbonatos cavernosos, vugulares y / o fracturados es fundamentalmente diferente del flujo de fluido a través de yacimientos clásticos con sistemas porosos "homogéneos".

De acuerdo a un artículo publicado por la Sociedad de Ingenieros Petroleros: ***"Cuantificación de la incertidumbre en la predicción de eficiencia de recuperación: Lecciones aprendidas a partir de 250 campos maduros carbonatados"*** en el que se ponderan y correlacionan 250 campos maduros en

carbonatos, los cuales fueron divididos en cuatro grupos. Los yacimientos del **tipo I** tienen porosidad y permeabilidad de matriz pequeña, las fracturas proveen de capacidad de almacenamiento y proporcionan los canales para el flujo de fluidos. Los yacimientos de **tipo II** tienen como características primordiales una porosidad y permeabilidad de matriz baja, así mismo, las fracturas proveen de cierta manera, capacidad de almacenamiento y las fracturas constituyen una vez más los canales para el flujo de fluidos. Los yacimientos de **tipo III** son llamados yacimientos “microporosos” los cuales tienen una alta porosidad de matriz y baja permeabilidad de matriz; en estos casos la matriz provee la capacidad de almacenamiento y las fracturas son conductoras del flujo de fluidos. Los yacimientos **tipo IV** llamados “macroporosos” son aquellos que poseen alta porosidad y permeabilidad de matriz. La matriz provee de capacidad de almacenamiento y es a la vez una matriz que conduce el flujo de fluidos, mientras que las fracturas simplemente incrementan la permeabilidad.

La clasificación que le corresponde al Campo Bagre por el tipo de formación, origen y estado, es de yacimientos fracturados de Tipo II, los cuales se distinguen por porosidad y permeabilidad de matriz baja, así mismo, las fracturas proveen de cierta manera, alguna capacidad de almacenamiento y constituyen los principales canales de flujos de fluidos.

Cabe destacar que los yacimientos del tipo II son fácilmente afectados por los gastos de producción excesivos, pero cuando son manejados apropiadamente, se logran factores de recuperación altos, evitando así la necesidad de implementar procesos de recuperación secundaria o mejorada.

II.13.2 EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS CARBONATADOS DE ACEITE LIGERO.

Los yacimientos del tipo II se encuentran frecuentemente en rocas frágiles y quebradizas como dolomita y calizas de baja porosidad por alta compactación.

Debido a que la red de fracturas en estas litologías frágiles tiende a ser extenso, comúnmente conectan a un acuífero de flanco ó de fondo regional. Como resultado de ésto, la mayor parte de los yacimientos de tipo II kársticos/fracturados tienen mecanismo de empuje hidráulico ó combinación de empujes que incluye el empuje por agua como uno de sus componentes principales. En general en estos yacimientos con fuerte empuje hidráulico cuenta con eficiencias altas de recuperación. Los yacimientos con mecanismos de empuje menos efectivos, incluyendo empuje hidráulico débil, tienen factores de recuperación finales menores, aún cuando han sido sujetos a recuperación secundaria o a programas de recuperación mejorada.

Una menor parte de yacimientos de aceite de tipo II kársticos/fracturados con empuje hidráulico fuerte no dieron como resultado recuperaciones óptimas debido al manejo deficiente de producción de agua. Debido a que los yacimientos de tipo II kársticos/fracturados tienden a tener una red de fracturas que están conectados con acuíferos, los altos gastos de producción pueden llevar a la irrupción de agua rápida y con esto, una declinación prematura en la producción de aceite.

II.13.3 YACIMIENTO ANÁLOGO

El yacimiento Casablanca, es un yacimiento de tipo II Carbonatado de aceite kárstico/fracturado en costa fuera España. La tabla 13 muestra las propiedades petrofísicas y propiedades de los hidrocarburos.

Tabla13. Muestra las propiedades petrofísicas del yacimiento Casablanca

Propiedad	
Volumen Original (MMbbls)	305
Gravedad API	33.5
Viscosidad (cp)	7.22
Tipo yacimiento	kársticos/fracturados
Porosidad (%)	4
Permeabilidad (mD)	30
FR (%)	47.5
Mecanismo de recuperación	Empuje hidráulico

Los pozos productores fueron perforados en la parte superior del yacimiento y terminados en agujero descubierto.

En el yacimiento Casablanca, el operador controló cuidadosamente los gastos de producción mediante la reducción de diámetro de estrangulador siempre y cuando el agua alcanzara un corte de agua del 2% de cualquier pozo del yacimiento. No se aplicó ninguna operación de recuperación mejorada. Simplemente mediante el control del gasto de producción y el corte de agua, el campo Casablanca ha alcanzado un factor de recuperación final mayor al 45%. Entonces, la optimización del gasto de producción y el manejo cuidadoso de la producción de agua son probablemente los factores más críticos para maximizar el factor de recuperación en yacimientos de tipo II carbonatados kársticos/fracturados.

En la figura 27 podemos apreciar la distribución de factores de recuperación final para yacimientos carbonatados de aceite medio-ligero sub-divididos en (a) acumulaciones orgánicas, (b) yacimientos carbonatados convencionales y (c) yacimientos carbonatados kársticos / fracturados, los tres tienen distribuciones cercanas a las normales en donde los carbonatos kársticos / fracturados tienen el valor promedio más bajo (32%), acumulaciones orgánicas tienen el mayor (51%) y los yacimientos convencionales carbonatados son el intermedio (37%)

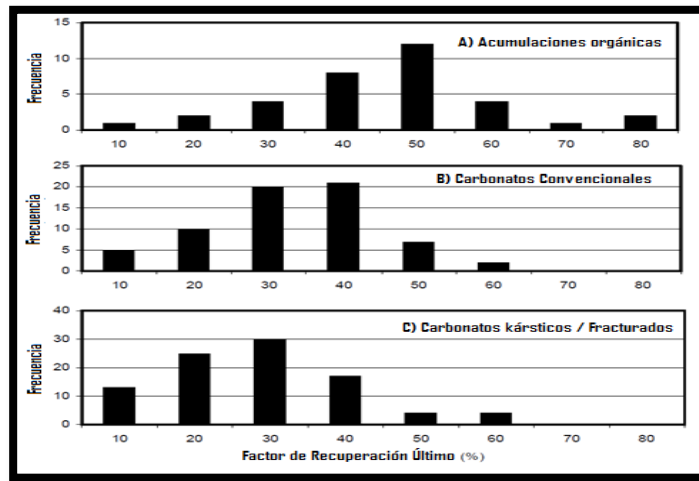


Figura 27. Factores de recuperación final con respecto al tipo de yacimiento.

II.13. RESERVAS

A noviembre de 2012 Bagre-A ha acumulado una producción de 26.640 MMbbls de aceite, 26.707 MMPC de gas. La estructura geológica tiene un volumen original de aceite de 78.150 MMbbls, con una reserva recuperable de 26.492 MMbbls, teniendo un factor de recuperación a la fecha de 33.9 %

Tabla 14. Cálculo de la volumetría de Bagre A

	Original	Mínimo	Media	Máximo
Fr	33.90%	28.60%	36.80%	45.00%
Boi	1.2502			
Área (km ²)	2.75			
h (m)	51.1			
poro	13%			
Swi	15%			
Rsi (pc/bl)	453			
N (m ³)	12,424,887	12,424,887	12,424,887	12,424,887
N (MMBls)	78.150	78.150	78.150	78.150
N*Fr (m ³)	4,212,037	3,553,518	4,572,358	5,591,199
N*Fr (MMBls)	26.493	22.351	28.759	35.168
Np (MMBls)	26.640			
RR Aceite (MMBls)	-0.147	-4.289	2.119	8.528
G (MMMpc)	35.366			
G*Fr (MMMpc)	11.989	10.115	13.015	15.915
Gp (MMMpc)	26.708			
RR Gas (MMMpc)	-14.719	-16.593	-13.693	-10.793

En la tabla 14 se muestra un análisis de sensibilidad de la reserva remanente (RR), la cual se obtuvo restando del volumen original (N) el volumen producido (Np)

Primeramente se afectó el volumen original por el factor de recuperación de cada uno de los escenarios; para el *escenario original* se muestra una reserva remanente de aceite negativa por 147 Mbbls, de igual manera para el *escenario mínimo* con una reserva remanente negativa por 4.289 Mbbls; la interpretación de los números negativos visualizados en color rojo en la tabla demuestran que el cálculo de la reserva no ha sido el más adecuado, ya que no es posible que se extraiga más hidrocarburo del que inicialmente existe en el yacimiento. Lo mismo ocurre con las reservas remanentes del gas. Se puede ver que no existe una certidumbre real de la volumetría de los fluidos contenidos en el yacimiento.

III. DESARROLLOS FUTUROS

La plataforma Bagre “A” es un octápodo que cuenta con doce conductores de los cuales once se encuentran ocupados y uno libre, en los cuales se encuentran 9 pozos taponados, uno cerrado y uno fluyente (Véase figura. 28).

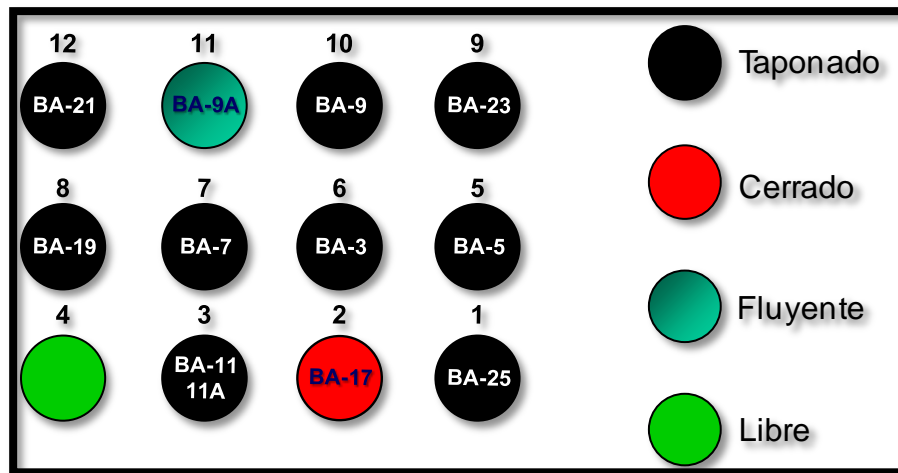


Figura 28. Esquema de los conductores de la plataforma Bagre A

En el campo Bagre “A” no se tienen contempladas reparaciones mayores (RMA’s), debido a que los pozos están disparados en la cima del yacimiento, pero se tienen contempladas como oportunidades dos reentradas aprovechando los conductores de los pozos Bagre-9A y Bagre-17, que tienen como objetivo zonas que no han sido drenadas por los pozos vecinos. Así mismo se visualizan 3 posibles perforaciones en partes nuevas del campo, pero únicamente se encuentra un conductor libre disponible, por lo que queda como una opción construir otra plataforma de menos capacidad (“Sea Pony” o “Sea Horse”) para desarrollar esta zona del yacimiento o bien para utilizar la infraestructura submarina (arboles mojados) que se interconecte con el ducto de la plataforma Bagre “A”.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el yacimiento Bagre A existe una entrada de agua eficiente, ya que la presión no ha declinado drásticamente, tan solo 3 kg/cm^2 para una producción acumulada de 26.451 MMbbls.

No se dispone de análisis de núcleos para caracterizar el sistema matriz-fractura, ni se cuenta con los núcleos para poder realizarlos.

No se dispone de un análisis geoquímico que pudiera dar indicios que el aceite tiene procedencia distinta en las tres estructuras geológicas del Campo.

En yacimientos que están sujetos a producción de agua, los factores de recuperación tienden a ser muy bajos, si no se lleva a cabo una explotación racional. A mayor permeabilidad vertical, más temprana será la irrupción de agua y por ende menor será la recuperación de aceite. Dichas condiciones son las que se presentan en los yacimientos de la Faja de Oro Marina, las cuales hacen necesaria la instalación de controles complejos para el control de la producción de agua.

El pozo Bagre-9A que actualmente está en explotación tiene la característica que está disparado en la parte alta de la estructura geológica; el contacto agua-aceite está muy por debajo de los intervalos, lo que explica que este pozo no se ha invadido de agua.

Se recomienda hacer un levantamiento de presiones de fondo de pozo cerrado, para el monitoreo de la presión en el campo; por lo que sería necesario realizarlo para un mejor estudio.

En las reentradas se recomienda la instalación de sensores permanentes de presión de fondo para monitoreo continuo del comportamiento de presión en el yacimiento.

Se descarta la implementación de recuperación Secundaria o Mejorada debido al empuje hidráulico con el que cuentan los campos, además de que al ser campos marinos no existe la infraestructura necesaria y muy probablemente no sería rentable construirla.

REFERENCIAS

- I. Craft B.C. and Hawkins M. ***Applied Petroleum Reservoir Engineering***, Second Edition. Prentice Hall, 1991
- II. Abdus Satter, Ganesh C. Thakur. ***Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach***. Pennwell Books. Tulsa Oklahoma, 1994
- III. Tarek H. Ahmed. ***Reservoir Engineering: Handbook***. Gulf Professional Publishing, 2006. Tercera Edición
- IV. S. Qing Sun, Rod Sloan, C&C Reservoirs. ***Quantification of Uncertainty in Recovery Efficiency Predictions: Lessons Learned from 250 Mature Carbonate Fields*** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 2003, Denver, Colorado. SPE 84459. ISBN: 978-1-55563-152-9
- V. Jack Allan, S. Qing Sun, C&C Reservoirs, Inc. ***Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields*** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 2003, Denver, Colorado. SPE 84590
- VI. Gerencia de Reservas de Hidrocarburos y Proyectos de Explotación, Subdirección de Planeación y Evaluación. Pemex Exploración y Producción ***Lineamientos para la estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos***. Octubre 2010
- VII. Mariel Lezama, F. *Historia de La Exploración Petrolera en México*. <http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>. Consultada en 3 enero-2012 @ 12:00 horas.

- VIII. **Yacimientos Carbonatados “Enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación”**. Derechos de autor © 2008 Schlumberger. www.slb.com/carbonates.
- IX. Secretaría de Energía, Comisión Nacional de Hidrocarburos. **Factores de recuperación de aceite y gas en México** (documento técnico 1). México, Junio de 2010.

APÉNDICE A

TABLA DE CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS A PARTIR DE SU DIAGRAMA DE FASES DE LOS CAMPOS DESCUBIERTOS EN MÉXICO

TIPO CARACTERISTICAS	YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELT		YACIMIENTOS DE GAS		
	BAJO ENCOGIMIENTO (ACEITE NEGRO)	ALTO ENCOGIMIENTO (ACEITE VOLATIL)	GAS Y CONDENSADO	GAS HUMEDO	GAS SECO
DIAGRAMA DE FASES					
TEMPERATURA	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{CRICONDENTERMA}$	$T_y > \text{CRICONDENTERMA}$	$T_y > \text{CRICONDENTERMA}$
PUNTO CRITICO	P.C. A LA DERECHA DE LA CRICONDENBARA	P.C. CERCANO A LA CRICONDENBARA	P.C. AL IZQ. DE LA CRICONDENBARA	P.C. A LA IZQ. DE LA CRICONDENBARA	P.C. A LA IZQ. DE LA CRICONDENBARA
ESTADO EN EL YACIMIENTO	SI $P > P_b @ T_y$ YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_b @ T_y$ YAC. SATURADO (2 FASES)	SI $P > P_b @ T_y$ YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_b @ T_y$ YAC. SATURADO (2 FASES)	SI $P > P_r @ T_y$ YAC. BAJOSATURADO (1 FASE) SI $P < P_r @ T_y$ YAC. SATURADO (2 FASES)	P_y NUNCA ENTRA A LA REGION DE 2 FASES, EN EL YAC. SIEMPRE ESTÁ EN EDO. GASEOSO	P_y NUNCA ENTRA A LA REGION DE 2 FASES, EN EL YAC. SIEMPRE ESTÁ EN EDO. GASEOSO
CURVAS DE CALIDAD	MUY PEGADA A LINEA DE PUNTOS DE ROCIO	MAS SEPARADAS DE LA LINEA DE PUNTOS DE ROCIO	TIENDEN A PEGARSE A LA LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA.	MAS PEGADAS A LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA	CASI PEGADAS A LINEA DE PUNTOS DE BURBUJA
SINGULARIDADES			FENOMENOS RETROGRADOS		
PRODUCCION EN SUPERFICIE	DENTRO REGION 2 FASES	DENTRO REGION 2 FASES	DENTRO REGION 2 FASES	DENTRO REGION 2 FASES	FUERA REGION 2 FASES
COMPOSICION MEZCLA ORIGINAL	$(C_7^+) > 30.5\%$	(C_7^+) DE 11.0 A 30.5%	$(C_7^+) < 11.0\%$	PEQUEÑAS CANTIDADES DE INTERMEDIOS	CASI PUROS COMPONENTES LIGEROS
RGA (m^3/m^3)	< 200	200 - 1000	500 - 15000	10000 - 20000	> 20000
DENSIDAD LIQ. °API	< 35	35 - 45	41 - 57	45 - 57	> 57
COLOR LIQUIDO	OBSCURO	LIGERAMENTE OBSCURO	LIGERAMENTE COLOREADO	CASI TRANSPARENTE	TRANSPARENTE

APÉNDICE B

VALIDACIÓN DEL ANÁLISIS PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA (PVT)

VALIDACIÓN DE LA PRUEBA DE LIBERACIÓN INSTANTÁNEA

La presión de burbujeo es el resultado más importante de la prueba de liberación instantánea y su medición es más precisa en tanto que mayor sea el contraste entre las compresibilidades del fluido bajosaturado y el saturado

En la medida que el crudo es más pesado y tiene menor volumen de gas disuelto, el cambio de compresibilidad que experimenta al pasar de estado bajosaturado a saturado es mucho más sutil y es más difícil entonces de detectar en el laboratorio

Las pruebas de liberación instantánea se validan por medios estadísticos con auxilio de la función “Y”

La ecuación de estas líneas rectas es una función conocida como función Y ampliamente usada para validar pruebas de liberación instantánea. La función Y queda definida mediante la expresión:

$$Y = \frac{P_b - P}{P (V_{rel} - 1)}$$

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}}$$

Donde

V rel: volumen relativo

Vt=volumen total de hidrocarburos

Vsat= Volumen a la presión de saturación

La validación de la prueba de liberación instantánea se realiza graficando la función “Y” versus presión con los valores experimentales y determinando la mejor recta con mínimos cuadrados. Si el gráfico obtenido tiene un comportamiento línea la prueba es válida.

En caso contrario, se considera que el análisis es inconsistente y si la curvatura no es muy severa, se puede corregir la presión de burbujeo para hacerla rectilínea.

Cuando el crudo es rico en componentes inorgánicos, el comportamiento observado muestra una curvatura leve pero bien definida.

La medición de la presión de burbujeo es difícil de medir experimentalmente en aquellos crudos que no experimentan un cambio de compresibilidad importante al pasar de su condición de bajosaturado a la de saturación. Para validar la prueba, se calcula la función “Y” para cada etapa de despresurización.

VALIDACIÓN DE LA PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL

La prueba de liberación diferencial se valida recalculando las relaciones gas-petróleo para cada presión y comparándola con las relaciones gas-petróleo medidas experimentalmente en la prueba diferencial

Los cálculos consisten de un balance de masa realizado entre etapas sucesivas de presurización, repitiendo la misma secuencia de despresurización seguida en el laboratorio

La información necesaria para validar la prueba consiste de las relaciones gas-petróleo, los factores volumétricos del petróleo, la gravedad API del crudo residual y la gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.

El recálculo de la prueba de liberación diferencial se inicia desde la presión más baja de la última etapa de expansión, es decir, desde presión y temperatura atmosféricas y termina a la presión de burbujeo y temperatura del yacimiento.

Tomando como base 1 litro de petróleo residual a condiciones normales (60°F y 14.7 psia) se tiene:

$$m_o = (\gamma_o * \rho_w) \left[\frac{g}{cm^3} \right] * 1000 \text{ cm}^3$$

La gravedad específica del petróleo (γ_o) es calculada a partir de la gravedad API según:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

A condiciones atmosféricas, la masa de gas disuelta en el petróleo es cero, luego se cumple que:

$$m_{g1} = 0 \quad V_{g1} = 0 \quad R_{s1} = 0$$

Al pasar a temperatura del yacimiento y la primera etapa de presurización cierto volumen de gas entra en solución en el petróleo. La masa en gramos de la fase líquida a esta nueva presión es:

$$m_{oi} = (\beta_{odi} * \rho_{odi}) \left[\frac{g}{cm^3} \right] * 1000 \text{ cm}^3$$

La masa de gas a estas condiciones es igual a la diferencia entre la masa de petróleo a la presión correspondiente en la etapa "i" menos la masa de petróleo a la presión correspondiente de la etapa "i-1". La masa de gas en gramos se calcula mediante:

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1}$$

La masa de gas se usa para estimar el volumen de gas y posteriormente la relación gas-petróleo. Conocida la masa de gas, basta dividirla por su densidad para encontrar el volumen que esa masa de gas ocupa:

$$V_g = \frac{m_{gi}}{\rho_{gi}} = \frac{m_{gi}}{\gamma_{gi} * \rho_{aire}}$$

La densidad del aire se puede estimar como el cociente entre el volumen que ocupa una libra-mol de aire a condiciones normales dividido por el peso molecular del aire:

$$\rho_{aire} = \frac{28.96 \left[\frac{lb}{mol} \right]}{379.4 \left[\frac{pie^3}{mol} \right]}$$

El volumen de gas en solución a esas condiciones viene dado por:

$$V_{gi} = \frac{379.4 * m_{gi}}{28.96 * 454.7 * \gamma_{gdi}} = 0.02881 * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}}$$

La relación gas-aceite en PCN/BN (1 barril es aproximadamente equivalente a 159 litros) entonces:

$$R_{si} = R_{sdi-1} + 159 V_{gi}$$

Este procedimiento se repite hasta tanto se cubran todas las etapas de despresurización de la prueba. La diferencia entre los valores calculados y los experimentales no debe exceder nunca de 5 %. En caso que la diferencia exceda el dicho valor la prueba debe ser descartada.

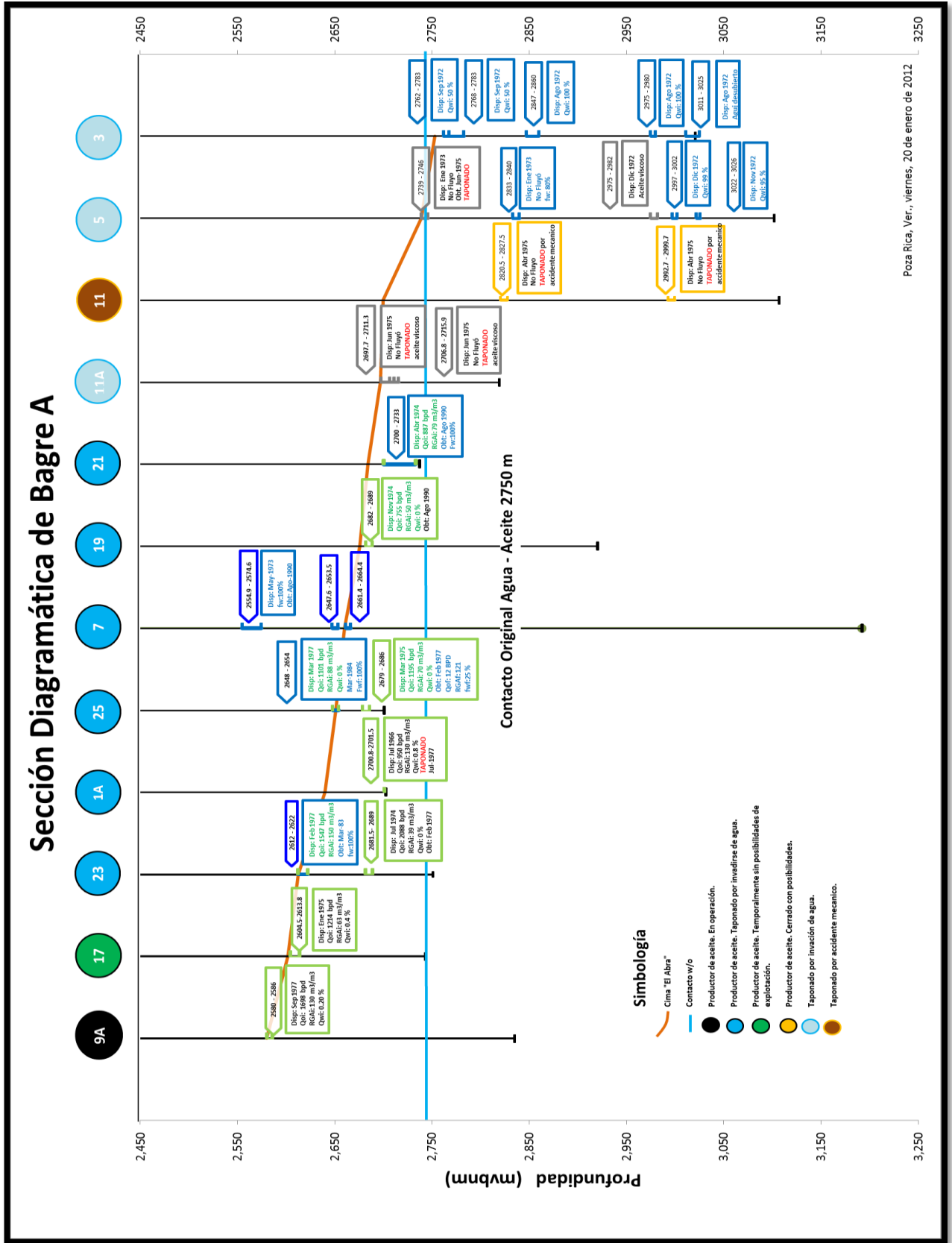
PRUEBA DE DENSIDAD

La densidad del petróleo saturado con gas a P_b de la prueba de liberación diferencial debe ser igual a la densidad calculada de las pruebas de separadores

$$\rho_o = \frac{\rho_o \gamma_w}{B_{of}} + \frac{0.0763277}{B_{of}} \left[(\gamma_g R_s)_{separadores} + (\gamma_g R_s)_{tanques} \right] \left[\frac{lb}{bl} \right]$$

APÉNDICE C.

DIAGRAMÁTICA DE BAGRE A



Poza Rica, Ver., viernes, 20 de enero de 2012

APÉNDICE D.

TABLA DE EVENTOS DE LOS POZOS

BAGRE A

POZO	CIMA	BASE	PT MD	PT (MVB/NM)	FECHA DISPARO	EST (mm)	PROD. INICIAL				PROD. FINAL				FECHA OBTURACION	COMENTARIOS
							ACEITE (M3/DIA)	RGA (M3/M3)	AGUA (%)	SAL (PPM)	ACEITE (m3/D)	RGA (M3/M3)	AGUA (%)	SAL (PPM)		
BAGRE 1A	2,584.7	2,713.7			07-jul-66	8		130	0					20-jul-97	Taponado	
BAGRE 3	3,036.0	3,046.0	3,046.0		16-ago-72										AGUJ. DESC.	
BAGRE 3	3,000.0	3,005.0	3,046.0		17-ago-72			100	54000					21-ago-72	40% ACEITE; DESPUES DE 3 HRS. 100% AGUA.	
BAGRE 3	2,872.0	2,885.0	3,046.0		22-ago-72			100	65000			100		27-ago-72		
BAGRE 3	2,825.0	2,830.0	3,046.0		28-ago-72			95	32000					31-ago-72		
BAGRE 3	2,793.0	2,808.0	3,046.0		01-sep-72			50	43000					29-jul-97	FLUYO A CABEZADAS ACEITE VISCOSO,	
BAGRE 3	2,787.0	2,793.0	3,046.0		02-sep-72			50						11-jun-75	50% ACEITE VISCOSO AMPLIO.	
BAGRE 5	3,160.0	3,165.0	3,240.0		30-nov-72			95	35000					06-dic-72	Invadido	
BAGRE 5	3,135.0	3,140.0	3,240.0		11-dic-72			99	52000					13-dic-72	Invadido, AGUA SALADA Y Aceite	
BAGRE 5	3,113.0	3,120.0	3,240.0		19-dic-72									26-dic-72	ASFALTO	
BAGRE 5	2,968.0	2,975.0	3,240.0		11-ene-73			80							TAPON MEC. @ 2954 NO FLUYO	
BAGRE 5	2,871.0	2,878.0	3,240.0		31-ene-73									22-jun-75	NO FLUYO (Taponado)	
BAGRE 7	2,795.0	2,800.0	3,329.0		12-may-73	10	364	106	0	7000			100	12-ago-90	Invadido (taponado)	
BAGRE 7	2,687.0	2,707.0											100		no los encuentro registrados	
BAGRE 7	2,781.0	2,787.0											100		no los encuentro registrados	
BAGRE 9			1,493.0		10-jul-75										No llegó al objetivo, accidente mecánico TAPONADO	
BAGRE 9A	2,995.0	3,000.0	3,200.0	2,835.0	03-feb-74	6	101	222						01-sep-77	Aisló intervalo con empacador	
BAGRE 9A	2,995.0	3,000.0	3,200.0	2,835.0	03-feb-74	8	214	196						01-sep-77	Aisló intervalo con empacador	
BAGRE 9A	2,995.0	3,000.0	3,200.0	2,835.0	03-feb-74	10	366	167						01-sep-77	Aisló intervalo con empacador	
BAGRE 9A	2,939.0	2,945.0	3,200.0	2,835.0	09-sep-77	10	270	130	0.2						PRODUCIENDO	
BAGRE 11	3,345.0	3,352.0	3,460.0		10-ago-73				50					13-ago-73	NO FLUYO Taponado por accidente mecanico	
BAGRE 11	3,172.0	3,179.0	3,460.0		28-ago-73									23-sep-73	NO FLUYO Taponado por accidente mecanico	
BAGRE 11A	3,012.0	3,022.0	3,139.0	2,819.0	01-jun-75										NO FLUYO	
BAGRE 11A	3,002.0	3,017.0	3,139.0	2,819.0	03-jun-75										NO FLUYO (taponado)	
BAGRE 17	2,897.0	2,909.0	3,051.0	2,743.0	31-ene-75	8	193	63	0.4	57	36	60			TP-8 mm. PRES. 104 Kg/cm²	
BAGRE 19	2,979.0	2,986.0	3,229.0	2,920.0	02-nov-74	8	120	50	0					11-ago-90	TP= 77 Kg/cm², 8 mm	
BAGRE 21	3,265.0	3,304.0	3,307.0	2,737.0	23-abr-74	8	141	79						13-ago-90	Taponado (invadido)	
BAGRE 23	3,391.5	3,402.0	3,480.0	2,751.0	19-jul-74		332	39	0					07-feb-77	TP. 8 PRES. 74 NP=75000	
BAGRE 23	3,391.5	3,402.0	3,480.0	2,751.0	19-jul-74		264	36	0					07-feb-77	TP. 10 PRES 72	
BAGRE 23	3,391.5	3,402.0	3,480.0	2,751.0	19-jul-74		170	38	0					07-feb-77	Obturado	
BAGRE 23	3,305.0	3,315.0	3,480.0	2,751.0	13-feb-77		246	150				100	53000	01-mar-83	Obturado	
BAGRE 25	3,282.0	3,289.0	3,299.0		30-mar-75	8	190	81	0	75	121	25	100	25-feb-77		
BAGRE 25	3,239.0	3,246.0	3,299.0		07-mar-77	204	0	119	0			100	100	20-mar-84	Invadido	