

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN
EL CONTACTO GAS-ACEITE Y PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE LA CAPA
DE GAS EN CAMPO GUANDO**

**RONALD MAURICIO ROA BELTRÁN
MIGUEL ANGEL REYES PERDOMO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN
EL CONTACTO GAS ACEITE Y PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE LA CAPA
DE GAS EN EL CAMPO GUANDO**

**RONALD MAURICIO ROA BELTRÁN
MIGUEL ANGEL REYES PERDOMO**

Director:

Juan Manuel Montoya Moreno
Ingeniero de Petróleos. Petrobras Colombia Limited

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Noviembre de 2009

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso que es el único que permite lograr nuestros objetivos, a mi madre Luz Dary que con su grandísimo esfuerzo y sacrificio ha demostrado que todo lo que uno se propone se puede lograr y que nunca me abandono en los momentos más difíciles, a mi madrina Yolanda que siempre confió en mí y me apoyo, a mis hermanos.

A Juan Camilo

Ronald

A Dios por Darme la vida y esta oportunidad de cumplir una de mis más grandes metas,
A mi madre Sandra Perdomo y mi padre Luís Eduardo Reyes Polanco, por enseñarme sus valores y las ganas de echar para delante sin importar los percances que se nos presenten en la vida, a mi madrina Marina Triana y mi hermano Luis Reyes por brindarme su apoyo y fortaleza en los momentos difíciles , a toda mi familia y amigos que creyeron en mi, nunca dudaron de mis virtudes y que de una u otra forma han contribuido en el proceso de mi formación tanto académica como personal, Infinitas gracias.

Miguel Reyes

AGRADECIMIENTOS

Los Autores expresan sus agradecimientos a:

Juan Manuel Montoya Moreno, M. Sc. En Ciencias e Ingeniería de Petróleos, ingeniero del área de yacimientos de PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, y director del proyecto, por toda su colaboración y paciencia.

Haydeé Morales, Ingeniera de Petróleos, profesora del programa de petróleos de la Universidad Surcolombiana y codirectora del proyecto.

Ricardo Parra Pinzón, Ingeniero Químico y de Petróleos, profesor del programa de petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto.

Ervin Aranda Aranda, ingeniero de petróleos, profesor del programa de petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron en la realización de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	19
1.1 LOCALIZACION.....	19
1.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.....	20
1.3 HISTORIA	24
1.4 GENERALIDADES DE POZOS EN GUANDO	28
1.4.1 POZOS PRODUCTORES.....	28
1.4.2 POZOS INYECTORES	28
2. INYECCIÓN DE AGUA EN EL CONTACTO GAS-OIL Y PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS	30
2.1 RESEÑA HISTÓRICA	30
2.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DEL PROCESO.....	33
2.3 DIFERENTES ESCENARIOS EN LA SIMULACION	35
2.3.1 <i>Escenario de Agotamiento.</i>	35
2.3.2 <i>Escenario Convencional.</i>	35
2.3.3 <i>Escenario Contención De La Capa De Gas.</i>	36
2.3.4 <i>Escenario Producción Simultánea.</i>	36
2.4 EFECTOS DE LA HETEROGENEIDAD	36
3. FUNDAMENTO TEORICO	40
3.1 INYECCION DE AGUA.....	40
3.1.1 <i>Generalidades.</i>	41
3.1.2 <i>Factores importantes en la inyección de agua para el mantenimiento de la presión.</i>	42
3.1.3 <i>Determinación del aceite remanente después de la inyección de agua.</i> 43	
3.1.4 <i>Tipos de inyección.</i>	44
3.1.4.1 <i>Inyección Periférica.</i>	45

3.1.4.2 Inyección Dispersa.....	46
3.2 EMPUJE POR LA CAPA DE GAS	47
3.2.1 Factores que fomentan este tipo de empuje.....	48
3.3 LA HISTÉRESIS.....	49
3.4 EFECTO DE LA MOJABILIDAD	50
3.4.1 La Importancia Práctica de la Mojabilidad.....	53
3.5 ENTRAMPAMIENTO	55
3.5.1 Modelos De Entrampamiento.....	56
3.5.1.1 Modelo de LAND.....	56
3.5.1.2 Modelo de Entrampamiento CARLSON.....	57
3.5.1.3 Modelo de Entrampamiento de JERAULD.....	58
3.6 MODELOS EMPÍRICOS DE HISTÉRESIS.....	59
3.6.1 Modelo de histéresis de CARLSON.....	59
3.6.2 Modelo de histéresis de KILLOUGH.....	59
3.7 LA HISTÉRESIS EN LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR “DRENAJE E IMBIBICIÓN”	60
3.7.1 Drenaje e Imbibición.....	61
3.7.1.1 El Drenaje.....	61
3.7.1.2 La Imbibición.....	62
4. METODOLOGIA DE LA SIMULACION	65
4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.....	66
5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	70
5.1 ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.....	70
5.1.1 Análisis de la Ganancia de EUR a Nivel de Campo.....	70
5.1.2 Análisis del Factor WOPR de Cada Pozo.....	73
5.2 ESCENARIO DE INYECCIÓN EN EL CONTACTO GAS-ACEITE Y PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS.....	92
FUENTE: AUTORES.....	93
6. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO.....	101
6.1 COSTOS RELACIONADOS EN EL PROYECTO	101

6.1.1	<i>Costo Inicial</i>	101
6.1.2	<i>Costo de la Inyección de Agua</i>	101
6.1.3	<i>Costos del Levantamiento del Crudo</i>	102
6.2	VALORES NECESARIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS .	102
6.2.1	<i>Precio del petróleo</i>	102
6.2.2	<i>Compra de Gas</i>	102
6.3	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	103
6.3.1	FLUJO DE CAJA.....	104
6.3.1.1	<i>Escenario de Contención de la Capa de Gas</i>	104
6.3.1.2	<i>Escenario de Producción Simultánea</i>	107
6.4	INDICADORES ECONÓMICOS.....	112
	CONCLUSIONES	114
	RECOMENDACIONES	117
	REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	118
	ANEXO 1	121
	ANEXO 2	130

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. PRINCIPALES ASPECTOS.	20
TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.	24
TABLA 3. RECOBRO INCREMENTAL DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA EN LA CAPA DE GAS.	32
TABLA 4. CASOS ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	67
TABLA 5. CASOS CON PRODUCCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	69
TABLA 6. EUR CASOS.	70
TABLA 7. EUR CASO 7.	71
TABLA 8. EUR CASO 9.	72
TABLA 9. EUR CASOS A DIFERENTES CAUDALES DE INYECCIÓN.	72
TABLA 10. GANANCIA DE EUR EN EL ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA.	93
TABLA 11. GANANCIA DE EUR PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.	103
TABLA 12. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	106
TABLA 13. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE LA CAPA DE GAS TENIENDO EN CUENTA EL CASO 10A.	109
TABLA 14. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE LA CAPA DE GAS TENIENDO EN CUENTA EL CASO 14.	111
TABLA 15. INDICADORES ECONÓMICOS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS.	112

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE CAMPO GUANDO.....	19
FIGURA 2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GRUPO GUADALUPE.	21
FIGURA 3. CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL.	22
FIGURA 4. ZONIFICACIÓN DEL YACIMIENTO.	23
FIGURA 5. ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO.	26
FIGURA 6. PRODUCCIÓN PILOTO DE INYECCIÓN.	27
FIGURA 7. ESTADO MECÁNICO TIPO POZO INYECTOR.....	29
FIGURA 8. SIMULACIÓN DE LA ESTRUCTURA.	35
FIGURA 9. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE PERMEABILIDADES PARA EL MODELO DE CAPA ARENA / SHALE Y MODELO VARIABLE ARENA / SHALE.	37
FIGURA 10. ESQUEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA FORMACIÓN.	40
FIGURA 11. REPRESENTACIÓN DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	41
FIGURA 12. INYECCIÓN PERIFÉRICA.....	45
FIGURA 13. INYECCIÓN DISPERSA.	46
FIGURA 14. EMPUJE POR CAPA DE GAS.	48
FIGURA 15. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR LA CAPA DE GAS.	49
FIGURA 16. TIPOS DE MOJABILIDAD.....	51
FIGURA 17. ANGULO DE CONTACTO A DIFERENTES MOJABILIDADES.....	52
FIGURA 18. PRESIÓN CAPILAR “ZONA DE TRANSICIÓN”.	54
FIGURA 19. EXTRAPOLACIÓN GEOMÉTRICA DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA Y DE LA SATURACIÓN DE ENTRAMPAMIENTO.	58
FIGURA 20. CURVA DE DRENAJE	62
FIGURA 21. DRENAJE E IMBIBICIÓN EN UNA ESTRUCTURA CAPILAR IDEALIZADA.	63
FIGURA 22. EL PROCESO DE IMBIBICIÓN.....	64
FIGURA 23. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 1.	74
FIGURA 24. WOPR POZOS CASO 1.....	75
FIGURA 25. WOPR POZOS CASO 1A.	76
FIGURA 26. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 2.	77
FIGURA 27. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 2.	78

FIGURA 28. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 3.	79
FIGURA 29. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 3.	79
FIGURA 30. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 4.	80
FIGURA 31. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 4.	81
FIGURA 32. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 5.	82
FIGURA 33. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 5.	83
FIGURA 34. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 6.	84
FIGURA 35. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 6.	85
FIGURA 36. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 7.	86
FIGURA 37. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 7.	87
FIGURA 38. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 8.	88
FIGURA 39. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 8.	89
FIGURA 40. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 9.	90
FIGURA 41. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 9.	91
FIGURA 42. EUR DE LOS DIFERENTES CASOS EN EL ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA.....	93
FIGURA 43. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 10A.....	94
FIGURA 44. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 11.	95
FIGURA 45. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 13.	96
FIGURA 46. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 13.	97
FIGURA 47. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 14.	98
FIGURA 48. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 14.	99
FIGURA 49. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 15.	100
FIGURA 50. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	105
FIGURA 51. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS TENIENDO EN CUENTA EL CASO 10A.	107
FIGURA 52. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS, TENIENDO EN CUENTA CASO 14.....	108
FIGURA 53. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 1.....	121
FIGURA 54. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 2.	122
FIGURA 55. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 3.....	123
FIGURA 56. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 4.....	124

FIGURA 57. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 5.....	125
FIGURA 58. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 6.....	126
FIGURA 59. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 7.....	127
FIGURA 60. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 8.....	128
FIGURA 61. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 9.....	129

RESUMEN

En el presente trabajo se muestra la aplicación de un proceso de inyección de agua en el contacto gas-aceite y producción simultánea de la capa de gas; este proceso no ha sido ampliamente documentado, sin embargo se ha implementado en algunos campos tales como: Kaybob en Canadá, Adena en Estados Unidos, Algyo en Hungría y el campo Bradi en el golfo de Suez de Egipto.

El proceso consiste en inyectar agua en el contacto gas-aceite para formar una barrera de agua entre la capa de gas y la columna de aceite, presurizando la capa de gas y evitando el desplazamiento de esta hacia la zona de petróleo a su vez que evite el aumento de la relación gas-aceite (Del inglés Gas-Oil Relations o GOR). Para la evaluación técnica, a nivel de modelamiento para el Campo Guando, operado por Petrobrás Colombia Limited, se trabajó con el modelo de simulación numérica en el software ECLIPSE 100 de Schlumberger mediante el cual se definió el caudal óptimo de inyección de agua, para ser aplicado a los diferentes escenarios de producción.

Se realizaron análisis de sensibilidad para la determinación de las tasas óptimas de inyección, con el fin de evitar canalización de agua y sobre-presurizar el yacimiento. Se generaron pronósticos de producción de aceite y gas derivados del modelo de simulación implementando la técnica mencionada para el yacimiento denominado Areniscas Inferiores.

Los resultados indican que el escenario de contención de la capa de gas presentó un aumento significativo en el recobro de aceite con aumentos de hasta los 370,000 barriles de aceite, al final del tiempo estipulado por la empresa, como es el caso 7 que fué el de mayor ganancia de aceite, pero que sin una buena recuperación de gas con aumento máximo de 25,342 MFSC. Por el contrario en el escenario de producción simultánea de la capa de gas la

recuperación aceite fué un poco más baja, de unos 330,000 barriles de aceite pero con una buena ganancia de gas de hasta los 204,000 MFSC, confirmando que la inyección de agua al nivel del contacto gas-aceite es una técnica favorable para campo Guando.

Este trabajo ha sido posible gracias a la Universidad Surcolombiana y la colaboración de Petrobrás Colombia Limited, quien ha facilitado toda la información necesaria para su desarrollo.

Palabras claves: inyección de agua en el contacto gas-aceite, histéresis, capa de gas, mojabilidad, atrapamiento, campo Guando, drenaje e imbibición.

ABSTRACT

This paper demonstrates the application of a water injection process in the gas-oil contact and simultaneous production of gas cap, this process has not been widely documented, however it has been implemented in some fields such as Kaybob in Canada, U.S. Adena, Algyő in Hungary and the Brady field in the Gulf of Suez in Egypt.

The process involves injecting water into the gas-oil contact to form a water barrier between the gas cap and oil column, pressurizing the gas cap and preventing the displacement of this oil into the area turn to avoid increased gas-oil ratio (GOR). For the technical assessment, modeling at the Field Guando, operated by Petrobras Colombia Limited, worked with the numerical simulation model in software by Schlumberger ECLIPSE 100, which defined the optimum flow of water injection to be applied to different production scenarios.

Sensitivity analysis was carried out to determine optimal injection rates in order to avoid channeling of water and over-pressurize the reservoir. Forecasts were generated oil and gas production resulting from the simulation model implementing the technique mentioned in the site known as Lower Sandstone.

The results indicate that the scenario of containment gas cap presented a significant increase in oil recovery with increases of up to 370.000 barrels of oil at the end of time stipulated by the company, such as 7 which was to higher oil gains, but without good gas recovery with maximum increase of 25.342 MFSC. By contrast in the scenario of simultaneous production of gas cap oil recovery was slightly lower, about 330.000 barrels of oil but with a good gas gain up to 204.000 MFSC, confirming that the injection of water level gas-oil contact is a favorable technique for Guando field.

This work was possible thanks to the cooperation of Petrobras Colombia Limited, who has provided all information necessary for their development.

Keywords: water injection in the gas-oil contact, hysteresis, gas cap, wettability, entrapment, Guando field, drainage and imbibition.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es el método de recobro secundario más usado actualmente en el mundo, el cual se implementa en yacimientos que tienen una vida productiva avanzada o incluso en aquellos que apenas están iniciando su producción, caso de Campo Guando que por ser un yacimiento con una presión anormal de 100 PSI a una profundidad de 1810 pies sobre el nivel del mar, se implementó la inyección de agua desde el inicio de su vida productiva. Tradicionalmente la inyección de agua implementada en el campo ha sido de tipo in-fill (patrón de siete puntos invertido).

Como parte de los estudios orientados a optimizar el factor de recobro del campo, se evaluará la opción de implementar la técnica inyección de agua al nivel del contacto gas-petróleo (del inglés Gas-Oil Contact ó GOC) la cual es una técnica que puede ser aplicada en yacimientos con bajo ángulo de buzamiento, con capa inicial de gas y un alto GOR. Esta inyección genera una barrera entre la zona de gas y la columna de aceite que evita que el gas se desplace hacia la zona de petróleo evitando así que el gas sea producido por los pozos productores, además presuriza la capa de gas en la parte alta del yacimiento.

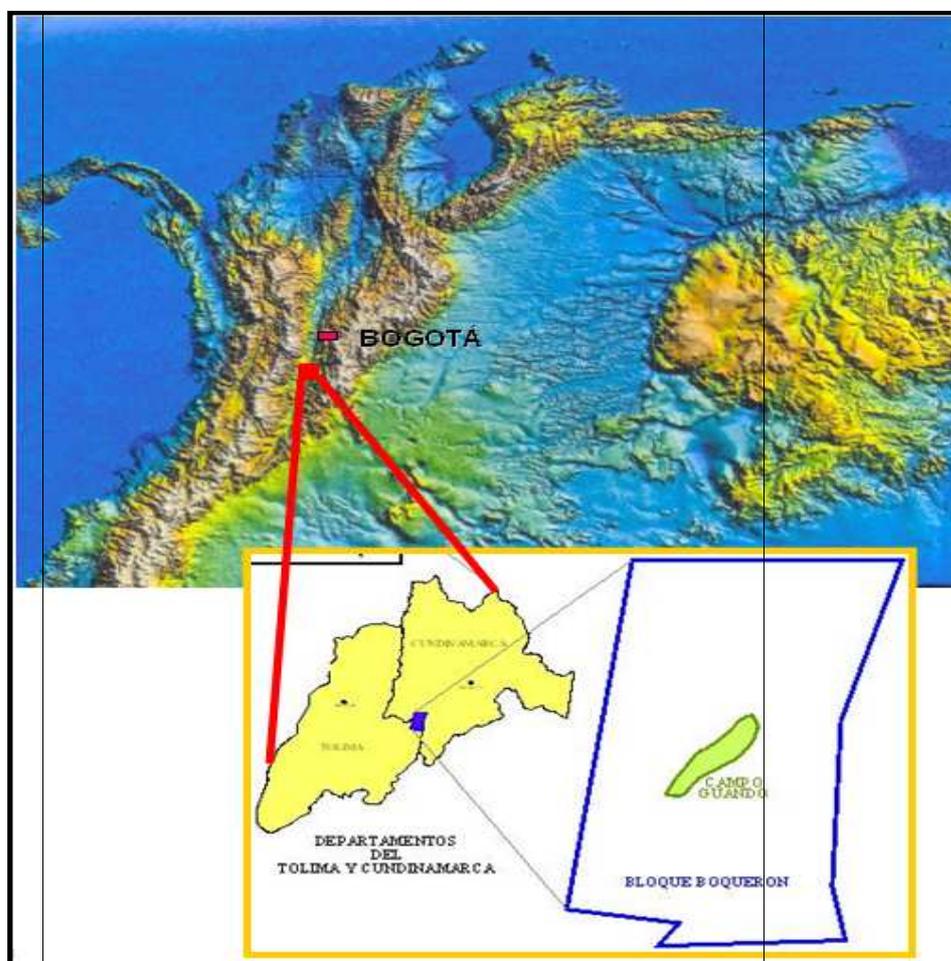
Campo Guando es un yacimiento que presenta algunas de las características anteriores, por lo cual se hace interesante para la compañía operadora, Petrobrás Colombia Limited, evaluar la inyección de agua en el contacto Gas Aceite con producción simultánea de la capa de gas en Areniscas Inferiores. La evaluación comprende el análisis bajo las cuales se realizaría la inyección en el GOC, impacto en el recobro de aceite. El estudio incluiría su respectivo análisis económico.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1 LOCALIZACION

Campo Guando está localizado en la cuenca del valle superior del Magdalena en el departamento del Tolima municipio de Melgar a 100 kilómetros de Bogotá, geográficamente se encuentra en la cordillera central a una altura de 1000 metros sobre el nivel del mar **(Figura 1)**.¹

Figura 1. Localización geográfica de campo Guando



Fuente: Petrobrás Colombia Limited

¹ VALBUENA, O. H., Gómez, D. M. “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”, organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, del 18 al 21 de octubre de 2005.

1.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

Los yacimientos independientes que compone el campo Guando pertenecen al Cretáceo tardío, correspondiendo al grupo Guadalupe, y se denominan Areniscas Inferiores (ARIN) y Areniscas Superiores (ARSU). El espesor combinado promedio de los dos yacimientos es de 1300 pies, estando cerca del 90% del aceite original en las areniscas Inferiores, lo cual lo hace el yacimiento principal del campo.² La Tabla 1 resume los principales aspectos del campo.

Tabla 1. Principales aspectos.

POZOS PERFORADOS	152 POZOS DE LOS CUALES HAY 110 POZOS PRODUCTORES ACTIVOS
FORMACION PRODUCTORA	GUADALUPE
GRAVEDAD API	27 Y 31 API GRADOS API
MECANISMO PRINCIPAL DE PRODUCCION	ACUIFERO COMPLEMENTADO POR EFECTOS GRAVITACIONALES DE LA COLUMNA DE ACEITE Y EL GAS EN SOLUCION
PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO	64.5 MBO @ AGOSTO DEL 2009
PRODUCCION PROMEDIO	26000 BOPD
FACOR DE RECOBRO	30%

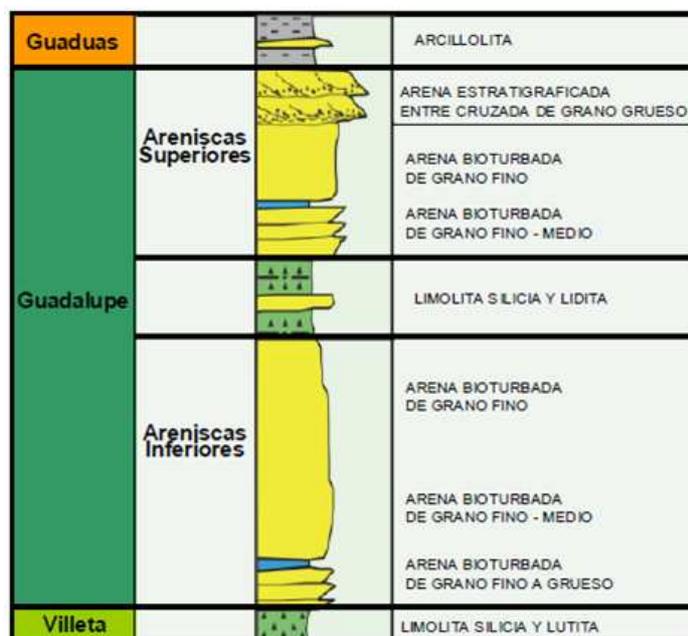
Modificada por los Autores

Fuente: Artículo de Acipet, "Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado", 2005.

El yacimiento está conformado por areniscas de tamaño fino a grueso con un alto grado de bioturbación, correspondiendo a un ambiente de depositación marino somero a transicional. (Figura 2).

² Ibid. p.1.

Figura 2. Columna estratigráfica grupo Guadalupe.

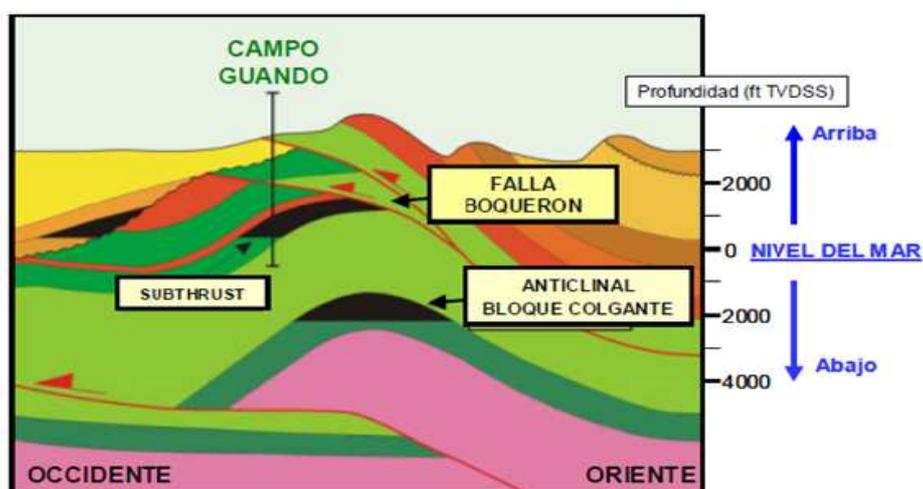


Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”, 2005.

Desde el punto de vista estructural, la estructura es de tipo “*subthrust*”, siendo truncada por la falla de Boquerón. El yacimiento se encuentra localizado a una profundidad medida promedio de 3500 pies, estando toda la sección del yacimiento localizada sobre el nivel de mar (Figura 3). Una de las principales características del yacimiento es la existencia de una presión original extremadamente baja, la cual a la profundidad del contacto gas-aceite sólo está alrededor de 100 psi (@ +1810 pies arriba del nivel del mar) y estando el máximo cerca de los 500 psi a la profundidad del contacto aceite-agua, siendo la presión promedio original de tan sólo 300 psi.³

³ Ibid. p.2.

Figura 3. Configuración estructural.



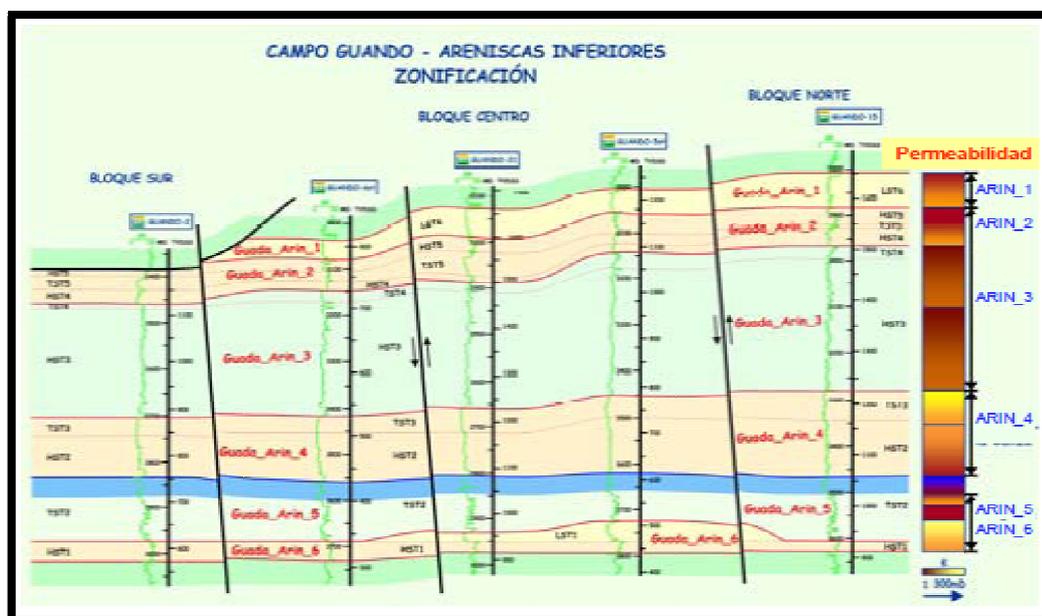
Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

La información de corazones y la de imágenes microresistivas indican la presencia de fracturas naturales, en especial en áreas del yacimiento con intenso nivel de fallamiento, sin embargo la gran mayoría de la capacidad de acumulación y la productividad están basadas en la matriz del yacimiento, lo cual ha sido confirmado por las pruebas DST, por el comportamiento de producción e inyección de los pozos del campo y a través de la ejecución de un estudio detallado de identificación y caracterización de fracturas naturales.

La porosidad de las areniscas Inferiores se encuentra en un rango entre 15 y 20%, con la mayoría de la permeabilidad localizada por debajo de 100 md, pero con existencia de valores de hasta 1000 md. El yacimiento de las areniscas Inferiores ha sido dividido en seis unidades principales con un alto grado de correlación a través del yacimiento, siendo las unidades principales ARIN_3 y ARIN_4, las cuales contienen cerca del 70% del aceite original del yacimiento.

La unidad ARIN_3 tiene permeabilidades por debajo de 50 md, mientras que las permeabilidades de ARIN_4 se encuentran entre 50 y 200 md (Figura 4).⁴

Figura 4. Zonificación del yacimiento.



Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”, 2005.

De acuerdo con las propiedades del fluido y del yacimiento, el campo es caracterizado como un yacimiento de aceite negro con capa inicial de gas. El mecanismo principal de producción del yacimiento es el acuífero, complementado en mucha menor proporción por los efectos gravitacionales de la columna de aceite y el gas en solución.

La gravedad API del aceite se encuentra entre 25 y 32, con cambios asociados con variaciones composicionales del fluido con la profundidad del yacimiento. Por su parte, la viscosidad se encuentra entre 7 y 12 cp. La información de laboratorio indica que el yacimiento es humectado por agua, lo cual también se

⁴ Ibid. p.2.

encuentra soportado por la forma de las curvas de permeabilidad relativa y los puntos terminales de las mismas que son de 0.6 y 0.07 al aceite y al agua de manera respectiva. A partir de las propiedades previamente descritas se tiene que la relación de movilidad del yacimiento se encuentra entre 1 y 2, otras características se pueden observar en la Tabla 2.⁵

Tabla 2. Características del yacimiento.

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO	
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	IP 0.1 – 2 bpd/psi
FORMACION	Guadalupe
TIPO DE TRAMPA	estructural
ESTRUCTURA	Anticlinal del tipo <i>subthrust Trap</i> , se encuentra debajo de una falla de cabalgamiento
TEMPERATURA INICIAL DE YACIMIENTO	100 °F
VISCOSIDAD DEL ACEITE	6,45 cp @ 102 °F y 200 psig
PRESIÓN DE BURBUJA	106 psi @ +1810 pies TVDSS
PRESIÓN INICIAL	106 psi @ + 1810 pies

Modificada por los Autores

Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

1.3 HISTORIA

El campo Guando fué descubierto a comienzos del año 2000, con consecuencias negativas en productividad y reservas (factor de recobro primario 11%). En campo Guando se implementó desde su etapa inicial de desarrollo un sistema de inyección de agua combinado con apropiadas técnicas de completamientos y adecuados sistemas de levantamiento, se

⁵ Ibid. p.2.

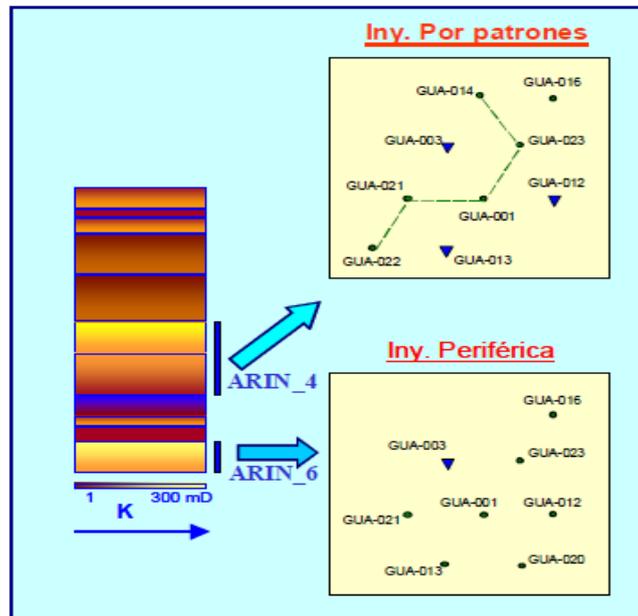
constituyó en la estrategia de desarrollo a seguir en este campo, a fin de garantizar del mismo un éxito tanto técnico como económico.⁶

Con el fin de minimizar riesgos, todo el desarrollo del campo y la implementación de la inyección de agua, clave para su éxito se enfocó por etapas así:

- a. Caracterización roca y fluidos: Se evaluaron las propiedades de roca, fluidos y las interacciones roca – fluido y fluido – fluido bajo inyección de agua. El yacimiento es humectado por agua, con una relación de movilidad de 1–2, siendo el efecto de la inyección sobre las propiedades petrofísicas bajo.
- b. Selección patrón de Inyección: A partir de información teórica complementada con información de yacimiento y el modelo de simulación, se recomendó implementar inyección periférica y por patrones (Combinado), siendo el más adecuado el de siete puntos invertido.
- c. Implementación piloto: Se seleccionó un sector del campo representativo y se convirtieron tres pozos productores a inyectores selectivos, configurando un patrón parcial de siete puntos invertido (Figura 5).

⁶ Ibid. p.1.

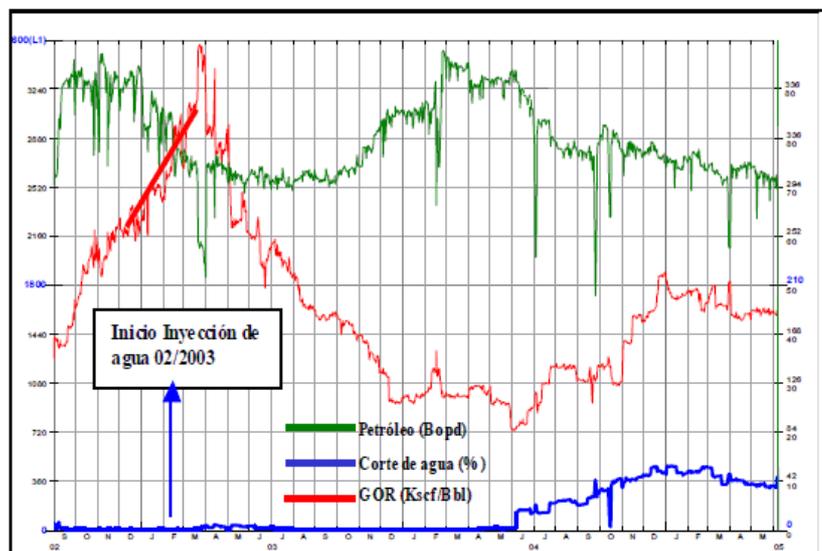
Figura 5. Esquema de implementación del piloto.



Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”, 2005.

- d. Seguimiento: El monitoreo del piloto se basó en la información dinámica de los pozos productores e inyectores, la cual alimentó el modelo de simulación numérica. De manera adicional, se inyectaron trazadores químicos y se adelantó la perforación de algunos pozos nuevos en el área de interés.
- e. Resultados: Los resultados del piloto fueron muy buenos, en un tiempo de 2 meses se presentó cambio positivo en la tendencia de declinación de los pozos afectados y la disminución de la relación gas/aceite (GOR) de 400 a 100 pc/bbl, con una ganancia en producción al cabo de 10 meses del orden de 1500 BOPD (100%) (Figura 6).

Figura 6. Producción piloto de inyección.



Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

Con los resultados anteriores se procedió con la inyección periférica en todo el campo y se está finalizando el desarrollo con la implementación de la inyección por patrones a una menor distancia (reducción de espaciamento). Los resultados actuales indican un factor de recobro final estimado del orden de 30%, que comparado con el cálculo inicial del 11% demuestra como la inyección de agua en el campo Guando es una estrategia de recobro mejorado ejemplo de una gerencia eficaz del yacimiento garantizando el éxito técnico y económico de su desarrollo.⁷

⁷ GOMEZ, D.M.”Estrategia De Inyección De Agua Capo Guando”, ECOPETROL 2005.

1.4 GENERALIDADES DE POZOS EN GUANDO

1.4.1 POZOS PRODUCTORES

La mayoría de los pozos productores han sido perforados con un equipo hidráulico, con perforaciones desde islas multipozos y con pozos tipo J, con sección vertical dentro del yacimiento. La experiencia, práctica y optimizaciones, conllevaron a completar los pozos mediante fracturamiento hidráulico de todas las unidades⁸.

Debido a que el yacimiento no presenta flujo natural, se hace necesaria la implementación de un sistema de levantamiento artificial, el cual gracias a un pequeño período de experimentación, se optó inicialmente por la implementación de bombas de cavidades progresivas, (Del inglés *Progressing Cavity Pump* o PCP), en todo el yacimiento; las cuales traen como ventaja en términos de producción su capacidad de asentamiento por debajo de los intervalos perforados, que permite tener el nivel de fluidos lo más cercano posibles a estos. Actualmente se han implementado bombas electrosumergibles (Del inglés *Electric Sumergible Pump* o ESP), como un sistema de levantamiento artificial adicional el cual representa el 6% del campo.

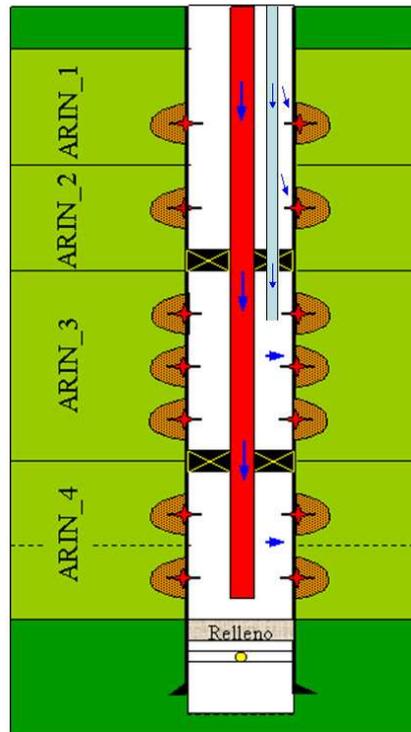
1.4.2 POZOS INYECTORES

La inyección en Guando se hace de forma selectiva por *tubing* y anular, inicialmente utilizando válvulas controladoras para inyectar el caudal necesario a cada intervalo, pero esto ha venido cambiando, gracias a experiencias se han encontrado problemas al revisar las válvulas, esto es que con el paso del tiempo ellas se caen, provocando así un mal manejo en el caudal de inyección; por ello se ha implementado una nueva modalidad de inyección de doble sarta, una corta para intervalos someros y una larga para los más profundos, esta inyección se hace aislando las zonas con empaques. En la Figura 7 se observa

⁸ VALBUENA, Op. cit. p.6

como mediante la sarta principal se inyecta en ARIN_4, por otro lado en la sarta adicional, que es mucho más corta, inyectamos en ARIN_1 y ARIN2 por el anular, además de inyectar en ARIN_3 por el *tubing*.

Figura 7. Estado mecánico tipo pozo inyector.



Modificada por los Autores

Fuente: Petrobrás Colombia Limited

Al ser implementado este estado mecánico podrían existir algunos problemas tales como: por el anular, los volúmenes inyectados en ARIN_1 & ARIN_2 son gobernados por la naturaleza, dependiendo de la magnitud de la permeabilidad lo cual podría causar una inyección de agua heterogénea o en casos críticos solo por una unidad y por *tubing* podría existir la posibilidad de que si el empaque esta desasentado la distribución de inyección asumida para la unidad no es correcta porque el agua se estaría fugando hacia otras zonas.

2. INYECCIÓN DE AGUA EN EL CONTACTO GAS-OIL Y PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS

Dado que la inyección de agua en la capa de gas y producción simultánea de la misma no es un proceso muy común, una búsqueda bibliográfica se realizó para entenderla mejor. Esto ha proporcionado una valiosa información de casos dónde y cómo se han aplicado procesos similares en yacimientos de petróleo con capa de gas. Además, esta información dió lugar a una mejor optimización del modelo en el yacimiento.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

Cuatro casos fueron encontrados en los que se ha inyectado agua en el contacto gas-aceite con el único propósito de prevenir la migración de la capa de gas en la estructura. Mediante la prevención de esta migración, el aumento de las recuperaciones de petróleo se realizó. En estos cuatro casos, la capa de gas no se produjo durante el agotamiento de la columna de petróleo. Al principio, Rusia fue una de las principales Fuentes de información sobre este proceso, conocido allí como "barrera de flujo de agua".⁹ Desde mediados de los años 1950s, Rusia ha utilizado este proceso a menudo en combinación con inyección de agua al borde de la capa de gas e interacción de la franja de petróleo y crear las condiciones para el desplazamiento de petróleo por el agua.¹⁰

Una aplicación con éxito de esta producción a la metodología fue el campo Adena en la cuenca de Denver en 1.965.¹¹ Al inyectar agua en el contacto gas-aceite, el operador fue capaz de mantener la producción de la relación gas-

⁹ Belikov, I.M., Kuzmin, A.N., Martos, V.N., Ryzhik, V.M., Zheltov, Y.U.: "Barrier Waterflooding of Gas-oil Condensate Formations in Eastern Suslovsk Field," *Neft Khoz*, Russian, (November 1970) 11, 53-57.

¹⁰ Ander, J.C., Willians, B.J., and Hanafy, H.H., "Gas Cap Water Injection Enhances Waterflood Process To Improve Oil Recovery In Badri Kareem Field", Preprint Paper Spe 37756, This Paper Was Prepared For Presentation At The 1997 Middle East Oil Show Held In Bharain, 15-18 March 1997.

¹¹ BLEAKLEY, W.B.: "A look at Adena Today," *Oil & Gas Journal* ~1966 April! **18**, 83.

aceite a un valor cercano a la solución de relación gas-aceite por un largo tiempo. En última instancia de recuperación de petróleo se estimó un 47% del aceite original in-situ. La metodología de la inyección de agua en el contacto gas-aceite también se ha aplicado en siete de los yacimientos de petróleo del campo Algyo en Hungary.¹² Estos siete yacimientos de petróleo son delgados, con grandes zonas de capa de gas. Los operadores de este campo fueron capaces de aumentar la recuperación de petróleo en más de un 10% del petróleo original in-situ al utilizar esta metodología.

En el campo petrolero canadiense Kaybob del Sur, la inyección de agua en el contacto gas-aceite fué estudiada por Deboni y Field.¹³ Utilizaron simulación numérica para determinar que el flujo de agua puede ser aplicado con éxito junto a una capa de gas, si un apropiado " muro" de agua se establece entre la capa de gas y la columna de petróleo. Se concluyó que un 10% adicional del petróleo original in-situ se puede recuperar.

Ader y Al.¹⁴ Describen la historia del campo Badri situado en el Golfo de Suez, costa afuera de Egipto. El yacimiento Kareem tiene una relación de volumen poroso, Capa de gas/columna de petróleo de 1.09. Durante los dos primeros años de producción de la columna de aceite, el GOR aumentó de 600 a 10,000 fcs/STB. Para mejorar la recuperación de hidrocarburos mediante la prevención de la migración de la capa de gas bajo la estructura, el agua se inyecta en el contacto gas-aceite usando cuatro pozos verticales a partir de mayo de 1995. Aunque el campo ha producido diez años antes de la instalación de este programa de inyección de agua, se estima un 9,4 millones de STB o 3.6% del aceite original in-situ para ser recuperados.

¹² WEROVSKY, V., TROMBOCZKY, S., MIKLOS, T., and KRISTOF, M.: "Case History of Algyo Field, Hungary," paper SPE 20995 presented at SPE Europec 90, The Hague, The Netherlands, 22–24 October.

¹³ DEBONI, W. and FIELD, M.B, Op. Cit., p. 1.

¹⁴ ADER, J.C., WILLIAMS, B.J., and HANAFY, H.H.: "Gas Cap Water Injection Enhances Waterflood Process To Improve Oil Recovery in Badri Kareem Field," paper SPE 37756 presented at the 1997 SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 15–18 March.

De los estudios antes mencionados, se observa que esta metodología de producción funciona mejor en:

- a) Los yacimientos donde la capa de gas no está sobre toda la columna de petróleo. En estos yacimientos, la superficie del contacto gas-aceite es mínima, para permitir la inyección del agua a ratas lo suficientemente altas como para separar la capa de gas y la columna de petróleo. La Tabla 3 resume como en el pozo, el proceso de inyección de agua en la capa de gas ha sido proyectado para realizarse en los yacimientos del mundo. Como puede verse en esta Tabla, el tamaño de la capa de gas tiene una relación inversa con el incremento de recuperación de petróleo del proceso de inyección de agua en la capa de gas. A pesar de que en Badri Kareem la capa de gas es mayor en volumen poroso que la columna de petróleo, un incremento de 3,6% OOIP se prevé a partir del modelo.

Tabla 3. Recobro incremental de petróleo por inyección de agua en la capa de gas.

YACIMIENTO	PAIS	%OOIP INCREMENTO DEL RECOBRO	RELACION CAPA DE GAS PV/ACEITE PV
EASTEM SUSTOVSK	RUSSIA	16.5	0.18
KAYBOB	CANADA	10.3	0.35
ADENA	USA	N.A	0.43
ALGYO	HUNGARY	8.2	0.62
BADRI KAREEM	EGYPT	3.6	1.09

Modificada por los Autores

Fuente: Ander, J.C., Willians, B.J., and Hanafy, H.H., "Gas Cap Water Injection Enhances Waterflood Process To Improve Oil Recovery In Badri Kareem Field" Recovery in Badri Kareem Field"

- b) No trabajan en estructuras anticlinales donde la capa de gas esta sobre la columna de petróleo. En esta estructura la superficie del contacto de gas-aceite es grande y lograr el aislamiento de la capa de gas es difícil.

En los yacimientos con una pequeña capa de gas, a menudo la capa no es muy importante y por tanto gran parte del gas es atrapado con la inyección. Sin embargo, con el aumento de tamaño de la capa, menos gas del yacimiento se perdió debido a este proceso. Para el Badri Kareem, ninguna reducción de la recuperación de OOIP (del inglés Original Oil In Place) se prevé.¹⁵

En este trabajo la metodología de producción difiere a los casos que se encuentran en la historia, ya que a medida que inyectamos agua en el contacto gas-aceite se produce simultáneamente de la capa de gas y columna de aceite.¹⁶

2.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DEL PROCESO

La forma convencional para producir un yacimiento de aceite que tiene capa de gas es producir de la columna de petróleo y reducir al mínimo la producción de la capa de gas. Durante el agotamiento de la Presión de yacimiento, la capa de gas se expandirá para aumentar la presión o energía de soporte. Después que la columna de petróleo se agota, la capa de gas es "dirigida hacia abajo o *blow down*". En el desarrollo de una estrategia de producción de un yacimiento de petróleo que presente: capa de gas inicial, un bajo ángulo de buzamiento y un mercado de gas asequible, un estudio de factibilidad técnica y económica de la inyección de agua en el contacto gas-aceite y producción simultanea de la capa de gas y columna de aceite son evaluados.

¹⁵ Ibid. p.3.

¹⁶BILLITER, T.C., DANDONA, A.K., Op. Cit., p.419.

En este proceso el agua se inyecta en el contacto gas-aceite a ratas lo suficientemente altas como para superar los efectos de la gravedad y por lo tanto, el agua desplaza el gas en sentido contrario al buzamiento. Además de proporcionar apoyo a la presión, el agua crea un muro que separa la capa de gas y la columna de petróleo.

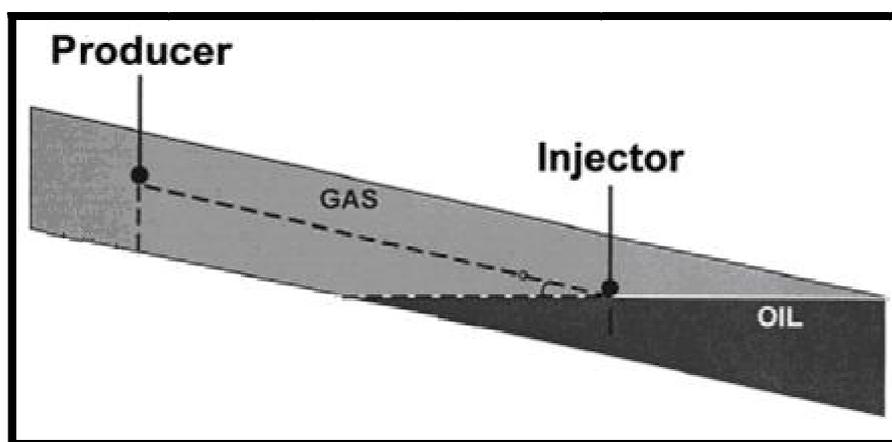
Dado que el plan de desarrollo requiere el uso de bombas eléctricas sumergibles ESP en los pozos productores de petróleo, esto es esencial para mantener los volúmenes de producción de gas de estos pozos de petróleo en niveles bajos por lo que las ESP funcionarán sin problemas. Como tal, es fundamental para el control de la migración descendente de la capa de gas. Para mantener la presión del yacimiento, el agua se inyecta, no sólo en el contacto gas-aceite sino también periféricamente cerca al bajo buzamiento de la columna de petróleo para soportar la retirada de volúmenes de aceite.¹⁷

Una simple representación de la simulación de la estructura se muestra en la Figura 8. Esta Figura muestra la ubicación del contacto gas-aceite, junto con la ubicación del inyector de agua en el contacto gas-aceite y el productor por la capa de gas. Teniendo en cuenta la diferencia de densidad entre el agua y el gas, el agua inyectada debe superar un componente de la gravedad, además de la energía necesaria para el agua desplazar el gas.¹⁸

¹⁷ BILLITER, T.C., DANDONA, A.K., "Simultaneous Production of Gas Cap and Oil Column with Water Injection at the Gas/Oil Contact". SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 2, No. 5, October 1999.

¹⁸ Ibid. p.412.

Figura 8. Simulación de la estructura.



Modificado por los Autores

Fuente: T.C. Billiter and A.K. Dandona., “Simultaneous Production of Gas Cap and Oil Column with Water Injection at the Gas/Oil Contact”.

2.3 DIFERENTES ESCENARIOS EN LA SIMULACION

Generalmente para la descripción del modelo de simulación se necesitan varios escenarios para comparar entre ellos y obtener el mejor escenario y así aplicarlo en el yacimiento; los siguientes son algunos escenarios de producción:

2.3.1 Escenario de Agotamiento.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de aceite y el agua no se inyecta. La capa de gas no se produce, pero se amplía para proporcionar apoyo a la presión de la columna de aceite.

2.3.2 Escenario Convencional.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de petróleo, mientras que el agua se inyecta en los tres inyectores de agua

periféricos, Pero no en el contacto gas-aceite. La capa de gas se expande para proporcionar apoyo a la presión de la columna de aceite.

2.3.3 Escenario Contención De La Capa De Gas.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de petróleo, mientras que el agua se inyecta en los cuatro inyectores de agua, incluso en el contacto gas-aceite. La capa de gas no se produce, pero se mantiene la expansión hacia abajo por una pared de agua creada por la inyección de agua en el contacto gas-aceite.

2.3.4 Escenario Producción Simultánea.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de petróleo, mientras que el agua se inyecta en los cuatro inyectores de agua, incluso en el contacto gas-oíl. La capa de gas se produce a través del productor de la capa de gas (GP1) simultáneamente como la columna de petróleo se agota. El inyector de agua en el contacto gas-oíl (WIGC) proporciona la presión de apoyo tanto para la capa de gas y la columna de aceite.¹⁹

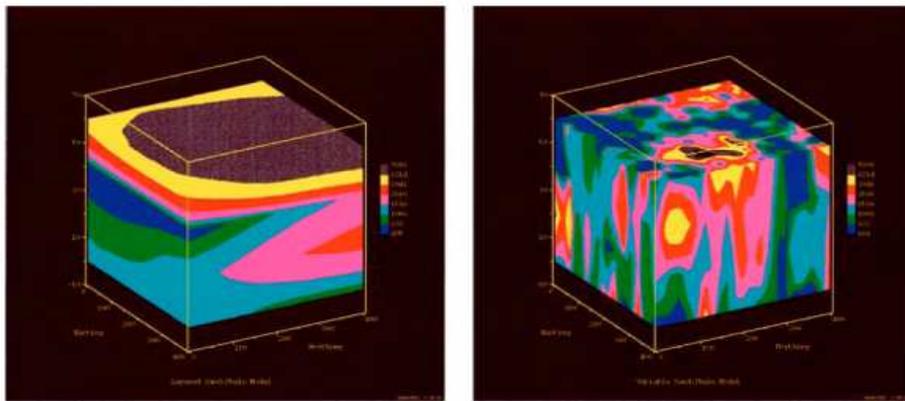
2.4 EFECTOS DE LA HETEROGENEIDAD

El efecto de la variación en la permeabilidad de recuperación de petróleo y gas obtenidos mediante la metodología de producción simultánea fué investigado. Un modelo de simulación homogéneo prueba de manera concluyente que los resultados de gas en la capa de gas se pueden producir al mismo tiempo sin afectar a la recuperación de hidrocarburos. Dado que todos los yacimientos son heterogéneos, se determinó en un estudio cómo afecta la variación de la permeabilidad a los procesos de producción simultánea de la capa de gas y columna de petróleo. Primero que todo se utilizó un método llamado función de

¹⁹ Ibid. p.414.

densidad de probabilidad de permeabilidad, en el cual se utilizaron dos modelos con permeabilidades variables, además se utilizaron dos modelos diferentes geoestadísticos uno con capa de arena/shale y uno variable arena/shale, construidos usando la antes descrita función de densidad de probabilidad de permeabilidad (Figura 9).²⁰

Figura 9. Distribución espacial de permeabilidades para el modelo de capa arena / shale y modelo variable arena / shale.



Fuente: T.C. Billiter and A.K. Dandona., “Simultaneous Production of Gas Cap and Oil Column with Water Injection at the Gas/Oil Contact”.

En la Figura 9, el variograma del modelo de la capa arena / shale (izquierda) las permeabilidades van hacer algo continuo en el plano de áreas y varían significativamente en el plano vertical. En el variograma del modelo variable de arena / shale (derecha) las permeabilidades varían significativamente tanto en el plano de áreas como en los planos verticales.

Este estudio realizado indica que la heterogeneidad puede dar lugar a eficiencias muy diferentes en el desplazamiento de agua-aceite, tanto favorables y desfavorables en comparación con la corrida homogénea. Una mayor recuperación de petróleo se obtiene cuando el ordenamiento de la permeabilidad es tal que la alta permeabilidad de las capas está en la parte

²⁰ Ibid. p.417.

superior de la estructura y la baja permeabilidad de las capas está en la parte inferior de la estructura, y así lograr que las fuerzas viscosas contrarresten el aumento de las fuerzas gravitacionales en la eficiencia del desplazamiento.²¹

Una menor recuperación de petróleo se obtiene cuando la estratificación se invierte el orden y la baja permeabilidad de las capas están en la parte superior de la estructura y la alta permeabilidad de las capas está en la parte inferior de la estructura, de modo que las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales trabajan juntas para disminuir la eficiencia del desplazamiento.

La recuperación de la capa de gas para la simulaciones del modelo de las capas de arena / shale varía en un estrecho rango, estos resultados indican que la heterogeneidad no afecta significativamente a la recuperación de la capa de gas cuando la metodología de producción de la producción simultanea de la capa de gas y columna de petróleo se utiliza.

Esto es intuitivamente esperado si el desplazamiento de la capa de gas es muy similar a un pistón y un coeficiente de viscosidad del gas de 35. En general, los efectos de la heterogeneidad en la recuperación de gas se reducen al mínimo debido a que el gas puede escapar del avance del frente de agua. La recuperación de aceite para el modelo variable arena / shale varía en un amplio rango, lo cual indica que la heterogeneidad puede dar lugar a eficiencias diferentes en el desplazamiento de agua-aceite. El modelo de variable arena / shale tiene más variación de permeabilidad en la dirección areal, lo que provoca bajos recobros en general, que el modelo de capas de arena /shale.

La recuperación de la capa de gas para el modelo variable arena / shale varía dentro de un estrecho rango, una vez más, estos valores están muy cerca al valor de recuperación de la capa de gas para un caso homogéneo. Por lo tanto, las mismas observaciones hechas para el modelo capa de arena /shale son

²¹ Ibid. p.418.

aplicables a el modelo variable de arena / shale. Ya que la recuperación de la capa de gas es relativamente constante tanto para el modelo capa de arena / shale y modelo variable arena / shale. Este tipo de producción simultanea por la capa de gas y columna de petróleo es muy atractiva. Por otra parte, cuando la heterogeneidad del yacimiento es tal que la recuperación de petróleo de un yacimiento es alta, esta metodología de producción seguirá siendo atractivo, porque a principios la producción de gas aumentará VPN (valor presente neto).²²

²² Ibid. p.418.

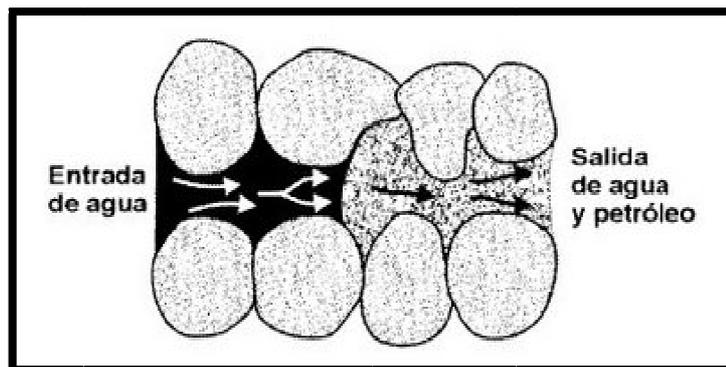
3. FUNDAMENTO TEORICO

3.1 INYECCION DE AGUA

La inyección de agua es un método de recobro convencional adicional, tiene origen en el año 1865, curiosamente se produjo de forma accidental cuando el flujo de, agua de acuíferos poco profundos relacionados a yacimientos y acumulaciones de aguas superficiales, a través de las formaciones petrolíferas penetraba hasta el intervalo productor en los pozos que ya se habían perforado y aumentaba la producción de pozos vecinos.

Cabe destacar que hoy en día más de la mitad de la producción mundial de petróleo se logra gracias a la inyección de agua, siendo éste el principal método de recuperación secundaria. En la formación básicamente lo que ocurre es lo siguiente, como se puede observar en la Figura 10.²³

Figura 10. Esquema de inyección de agua en la formación.



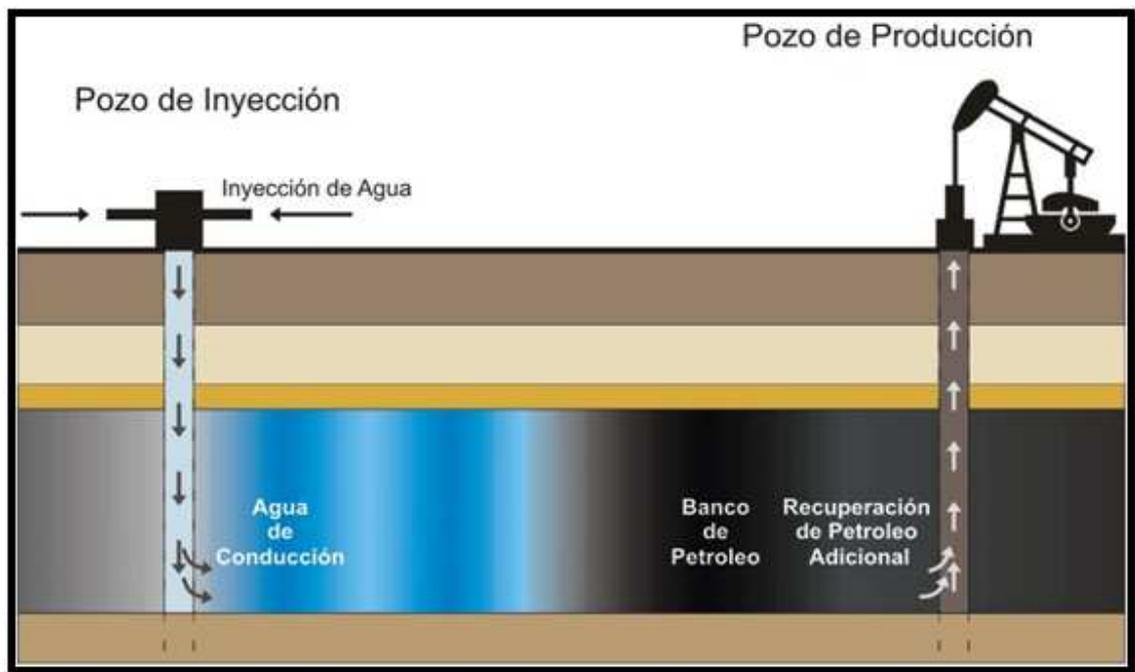
Fuente: PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”.

²³ PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”. Tomado de: <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/04/metodos-de-recobro-adicional-inyeccion.html>, 04/08/09.

3.1.1 Generalidades.

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos productores por el empuje del agua, ver **Figura 11**, el cual genera un aumento de la presión del yacimiento favoreciendo la producción de fluidos, lo cual evita que la producción disminuya rápidamente.

Figura 11. Representación de un sistema de inyección de agua.



Modificada por los Autores

Fuente: www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion

Los diferentes aspectos de la inyección de agua forman parte de un concepto global, definido como la gestión del agua, que tienen efectos diferentes en cada una de las etapas que implica el tratamiento del agua y la producción de petróleo. Los principales objetivos de la gestión del agua pueden resumirse a continuación:

- Mejorar los procesos para el manejo del agua, reduciendo los costos en cada etapa de inyección/producción.
- Reducir los impactos ambientales debido al uso de Fuentes naturales, como ríos, lagos y mar.
- Incrementar la producción de crudo, revitalizando los campos maduros.”²⁴

3.1.2 Factores importantes en la inyección de agua para el mantenimiento de la presión.

A la hora de determinar un apropiado método de inyección para el mantenimiento de la presión es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- Geometría del yacimiento
- Litología
- Profundidad del yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad
- Continuidad de las propiedades de las rocas presentes en el yacimiento
- Magnitud y distribución de la saturación de los fluidos
- Propiedades de los fluidos y relación de las permeabilidades relativas
- Tiempo optimo de inyección, entre otros.

La geometría y continuidad del yacimiento son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el yacimiento tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. Para yacimientos pequeños o medianos, la eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que está en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor

²⁴ MONTOYA MORENO, Juan Manuel. “Modelamiento de la inyección de agua por encima de la presión de fractura de yacimientos a través de pozo horizontal. Febrero del 2007 ”

es esencial para el éxito de la inyección, y yacimientos muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.²⁵

La profundidad del yacimiento es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

Generalmente, la influencia de todos estos factores en el recobro final, tasa de rendimiento, y en última instancia el rendimiento económico deben ser considerados para evaluar colectivamente la viabilidad económica de la realización de un proyecto de operación de inyección, en un yacimiento en particular.

Otros factores característicos que también tendrían una gran influencia son el precio del crudo, condiciones de comercialización, gastos de operación, y la disponibilidad y costo del agua.²⁶

3.1.3 Determinación del aceite remanente después de la inyección de agua.

Una manera de evaluar la eficiencia de la inyección de agua es hacer un análisis de la cantidad de crudo antes y después de la inyección, lo que se hace es restarle a la cantidad de crudo antes de la inyección de agua, la cantidad de crudo después de la inyección, lo cual indica la cantidad desplazada por el empuje del agua **Ecuación 1.**

El cual es multiplicado por el factor volumétrico del crudo y reportado en condiciones de superficie o estándar.

²⁵ París, M., "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos", Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela, 2001.

²⁶ Ibid. p.1.

En otras palabras, se define la eficiencia al desplazamiento de petróleo por agua por:

$$E_D = \frac{\text{volumen de petróleo desplazado}}{\text{volumen de petróleo contactado por agua}} \quad \dots(1)$$

$$E_D = 1 - \frac{S_o^m}{S_{o,IN}} = \frac{1 - S_{wc} - S_o^m}{1 - S_{wc}}$$

E_D = Eficiencia de desplazamiento.

S_o^m = Saturación de petróleo promedio en el medio poroso.

$S_{o,IN}$ = Saturación de petróleo promedio inicial = $1 - S_{wc}$

S_{wc} = Saturación de agua connata.

En la realidad aun barriendo el yacimiento por un largo periodo de tiempo, siempre queda una saturación de petróleo atrapada, por eso, la eficiencia está limitada por la saturación remanente de petróleo. La eficiencia al desplazamiento está influenciada por las condiciones iniciales, el agente desplazante (agua), el volumen de agua inyectado; y las propiedades de la roca, de los fluidos y de la interacción roca-fluido. Durante el barrido de un yacimiento, la eficiencia al desplazamiento coincidiría con la eficiencia en la recuperación, (ER), si hipotéticamente el fluido agua contactara todo el petróleo del yacimiento.

3.1.4 Tipos de inyección.

El agua proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros de la roca saturada con petróleo y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir

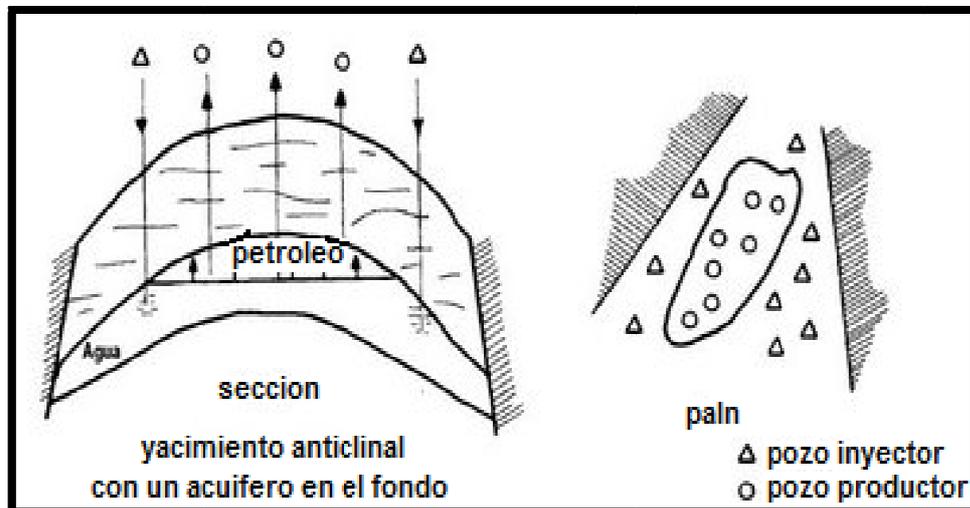
hacia el pozo productor. De esta forma se logra la producción a través de la inyección de agua.²⁷

Profundizando más en el tema, se puede resaltar que la inyección de agua puede llevarse a cabo de dos formas de acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y los productores:

3.1.4.1 Inyección Periférica.

Este método consiste en la inyección de agua en el área externa de la zona de petróleo a través de pozos inyectoros cuya profundidad debe ser la adecuada para que el agua sea añadida al acuífero relacionado al yacimiento y de esta forma aumentar su influencia en la producción como se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 12. Inyección periférica.



Modificada por los Autores

Fuente: PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”.

²⁷ PARIS, Op. Cit., p. 9.

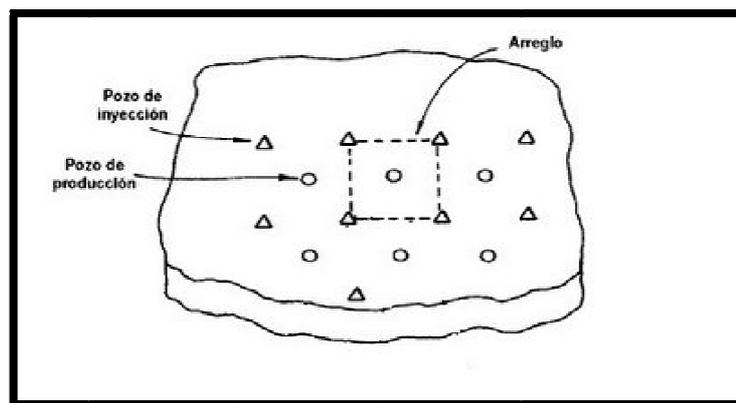
Este tipo de inyección se realiza cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento, por esta razón presenta varias desventajas como la incapacidad de realizar un seguimiento detallado del flujo de la invasión, el lento proceso invasión-desplazamiento y en el peor de los casos el método puede fallar por no existir una conexión adecuada entre la periferia y la zona de petróleo.²⁸

Por otro lado presenta varias ventajas como la mínima cantidad de pozos usados puesto que viejos pozos pueden ser usados como inyectores reduciendo así la inversión económica, además de la excelente relación de producción petróleo-agua que se logra si existe una conexión adecuada entre la periferia y la zona de petróleo.²⁹

3.1.4.2 Inyección Dispersa.

Este método consiste en la inyección de agua dentro de la zona de petróleo, generando así el desplazamiento de los fluidos presentes en el área hacia los pozos productores que están posicionados en arreglo geométrico con respecto a los inyectores como se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 13. Inyección dispersa.



Fuente: PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”.

²⁸ Ibid. p.1.

²⁹ Ibid. p.1.

El arreglo de pozos tanto productores como inyectoros dependerá de los límites del yacimiento así como de propiedades tales como permeabilidad y porosidad que presente el mismo.

Este método presenta una serie de ventajas bastante interesantes como la rápida respuesta a la estimación del yacimiento, volumen considerable de petróleo recuperado en poco tiempo y el fácil control y seguimiento del flujo de invasión en la formación.

Pero como todo método también tiene sus desventajas, la principal es la considerable inversión económica que requiere debido a la cantidad de pozos usados, además de mayor requerimiento de recursos humanos puesto que se debe tener un mayor control y seguimiento en todo el proceso.³⁰

3.2 EMPUJE POR LA CAPA DE GAS

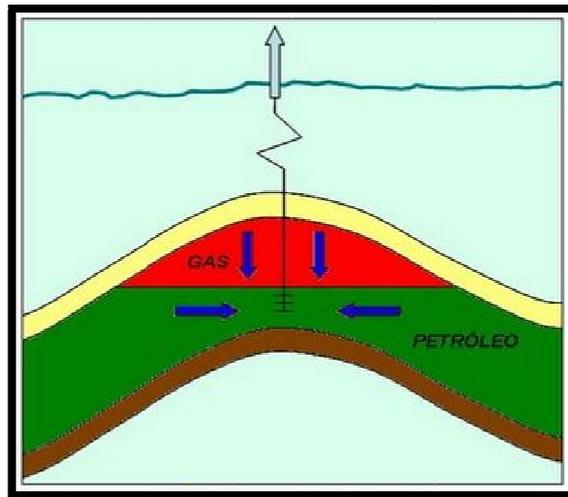
Este mecanismo de empuje sucede en yacimientos de petróleo con poco o nulo empuje de agua, es decir, por lo general poseen un acuífero muy limitado. En este mecanismo la presión inicial se considera igual a la presión de burbuja, es decir, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad.

A medida que pasa el tiempo, se va extrayendo crudo del yacimiento, esto ocasiona que la presión disminuya poco a poco y el volumen de la capa de gas se va expandiendo permitiendo el aporte de energía necesario para que ocurra el desplazamiento inmiscible de petróleo. Esta expansión trae como consecuencia que el nivel del contacto gas-petróleo baja cada vez más (Figura 14). Este descenso del contacto gas-petróleo hace que los pozos ubicados en la parte estructural más alta del yacimiento sean los primeros en producir gas

³⁰ Ibid. p.2.

de la capa. Esto se suele notar con el incremento de la relación gas-petróleo (Figura 15).³¹

Figura 14. Empuje por capa de gas.



Fuente: BARREIRO, Johanna., “Mecanismos De Producción: Empuje Por Capa De Gas”.

La eficiencia de recuperación del petróleo original está entre el 20 y 30%.

3.2.1 Factores que fomentan este tipo de empuje.

Por lo general, este tipo de empuje ocurre cuando existe:

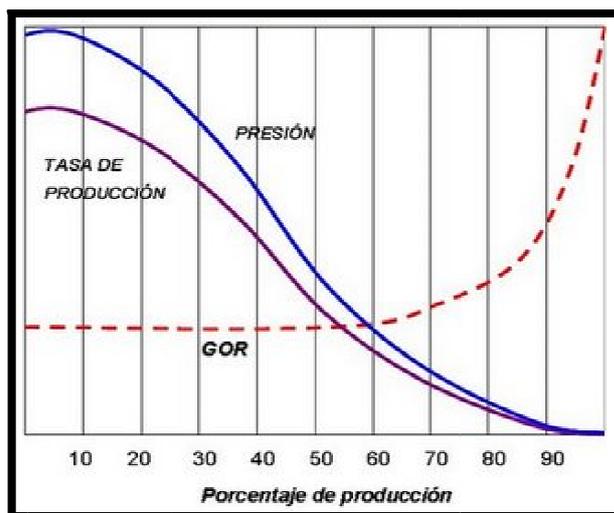
1. Baja viscosidad del petróleo.
2. Alta gravedad API del petróleo.
3. Alta permeabilidad vertical de la formación
4. Alto relieve estructural.
5. Caída moderada en la producción y presión del yacimiento.
6. Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

³¹ BARREIRO, Johanna., “Mecanismos De Producción: Empuje Por Capa De Gas”, Tomado de: http://yacimientos-de-gas.blogspot.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-empuje-por_23.html, 04/08/09.

7. No hay producción de agua o es relativamente baja, es decir que el acuífero no es activo.
8. Relación gas-petróleo aumenta rápidamente en pozos altos estructuralmente.
9. Relación gas-petróleo constante durante la primera mitad de la producción, luego aumenta.
10. Factor de recobro total moderado, por lo general 30%.

La predicción de la recuperación puede ser obtenida por técnicas de simulación numérica o por cálculos de balance de materia.³²

Figura 15. Historia de producción de un yacimiento con empuje por la capa de gas.



Fuente: BARREIRO, Johanna., “Mecanismos De Producción: Empuje Por Capa De Gas”.

3.3 LA HISTÉRESIS

³² Ibid. p.1.

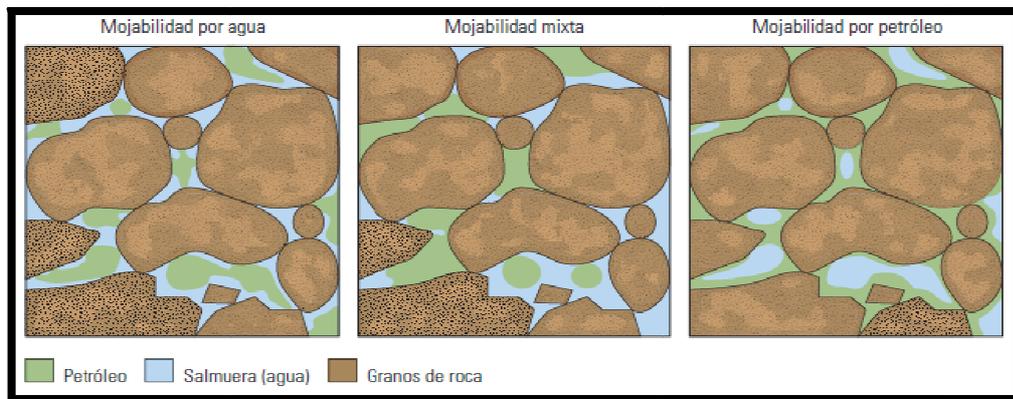
El fenómeno de histéresis en una definición general que se conoce como la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado. Pero para el caso de producción en un yacimiento, decimos que este fenómeno en un flujo multifásico se manifiesta a través de la dependencia de permeabilidad relativa y la presión capilar de la fase mojante o no mojante, sobre la cantidad de fluido entrampado y las saturaciones, que son únicas para un proceso de drenaje o de imbibición. Para entender el fenómeno de histéresis debemos reconocer otros fenómenos a los cuales está relacionado, como el efecto de la mojabilidad, entrampamiento, drenaje e imbibición.³³

3.4 EFECTO DE LA MOJABILIDAD

Comprender el efecto de la mojabilidad en un yacimiento es primordial, sobre todo cuando se piensa hacer inyección de agua para mejorar la recuperación de petróleo, ya que el hecho de que una roca sea mojada por agua o por crudo incide en la factibilidad del proceso. Suponer que una formación es mojada por agua, cuando en realidad no lo es puede ocasionar cambios irreversibles en el yacimiento. Encontramos que la roca puede ser mojada por agua, por aceite o tener una mojabilidad mixta (Figura 16).

³³ ROJAS. Mauricio, ESCOBAR. Yoneiver., "Influencia de la fase gaseosa en los parámetros que intervienen en un proceso WAG", Neiva 2009, Proyecto de grado. Universidad Surcolombiana.

Figura 16. Tipos de mojabilidad.



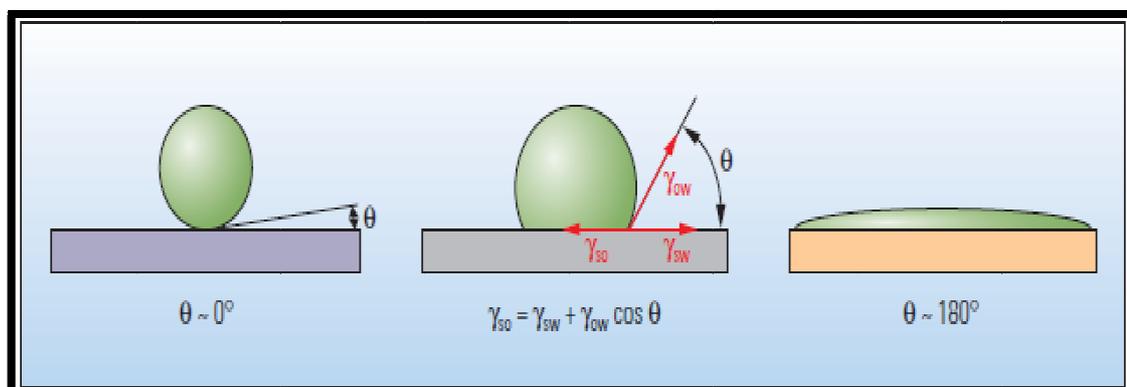
Fuente: Abdallha. Wael, Buckley. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

En un caso de mojabilidad por agua: El petróleo permanece en el centro de los poros. La condición inversa tiene lugar si todas las superficies son mojables por petróleo. En el caso correspondiente a la mojabilidad mixta, el petróleo ha desplazado al agua de algunas de las superficies, pero aún permanece en los centros de los poros mojables por agua. Las tres condiciones mostradas poseen saturaciones similares de agua y petróleo.

El término mojabilidad describe la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Si bien el término "preferencia" puede parecer extraño a la hora de describir un objeto inanimado, describe adecuadamente el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales. Una gota de un fluido preferentemente mojante desplazará a otro fluido; en el extremo, se dispersará por toda la superficie. Contrariamente, si un fluido no mojante se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojante, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido. Si la condición no es fuertemente mojable por agua ni fuertemente mojable por petróleo, el equilibrio de las fuerzas del sistema petróleo-agua-sólido dará como resultado un ángulo de contacto, θ , entre los fluidos en la superficie sólida (Figura 17).³⁴

³⁴ ABDALLHA. Wael, BUCKLEY. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

Figura 17. Angulo de contacto a diferentes mojabilidades.



Fuente: Abdalha. Wael, Buckley. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

En la Figura 17. Podemos observar como el ángulo de contacto de una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojada por agua en el primer caso (izquierda), forma un ángulo de contacto \square que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojada por petróleo (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Una superficie con una mojabilidad intermedia (centro) también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie (γ_{SO}), entre el agua y la superficie (γ_{SW}) y entre el petróleo y el agua (γ_{OW}).

En muchas aplicaciones de campos petroleros, la mojabilidad se trata como si fuera un elemento binario; la roca es mojada por agua o mojada por petróleo. Esta simplificación extrema enmascara la complejidad de la física de la mojabilidad en la roca del yacimiento. En un material poroso homogéneo, saturado con petróleo y agua, la expresión "fuertemente mojada por agua" describe un valor extremo de un medio continuo en el que la superficie prefiere intensamente el contacto con el agua. Una superficie fuertemente mojada por petróleo exhibe preferencia al contacto con el petróleo. A lo largo del medio

continuo rigen diversos grados de mojabilidad, y si el sólido no posee una preferencia marcada por un fluido respecto del otro, su condición se denomina mojabilidad intermedia o mojabilidad neutral.³⁵

3.4.1 La Importancia Práctica de la Mojabilidad.

El precio favorable que posee actualmente el petróleo ha facilitado los estudios y prospectos de EOR, además ha mejorado los aspectos económicos de los métodos de inyección de agua y de algunos métodos de recuperación mejorada de petróleo.

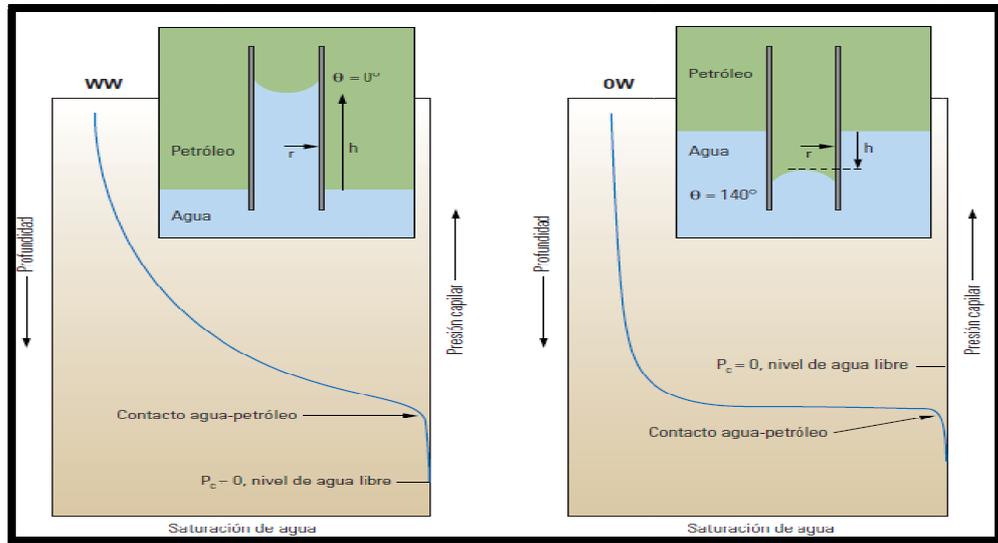
Dado que en el yacimiento fluyen múltiples fases, es importante comprender la mojabilidad. No obstante, incluso durante la recuperación primaria, la mojabilidad incide en la productividad y en la recuperación del petróleo. La mojabilidad original de una formación, y la mojabilidad alterada durante y después de la migración de hidrocarburos, inciden en el perfil de saturación de agua inicial, S_{wi} , y en las características de producción de la formación.³⁶

La mayoría de los yacimientos son mojables por agua antes de la migración de petróleo y exhiben una zona de transición larga, a través de la cual la saturación cambia gradualmente pasando de un predominio de petróleo con agua irreducible en el tope de la zona de transición a la presencia de agua en la base. Esta distribución es determinada por la diferencia de presión, basada en la flotabilidad entre la fase petróleo y la fase agua, y se conoce como presión capilar " P_c " (Figura 18). El petróleo que migra hacia un yacimiento mojado por petróleo exhibirá un perfil de saturación diferente: saturación de petróleo esencialmente máxima en dirección hacia la base del yacimiento. Esta diferencia refleja la facilidad de invasión de un fluido mojante.

³⁵ Ibid. p.48.

³⁶ Ibid. p.50.

Figura 18. Presión capilar “zona de transición”.



Fuente: Abdallha. Wael, Buckley. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

Donde:

- | | |
|--|--------------------------------------|
| = presión capilar | h = altura de la elevación capilar |
| = presión en la fase no mojante | = tensión interfacial |
| = presión en la fase mojante | θ = ángulo de contacto |
| = diferencia de densidad entre las fases | r = radio de capilaridad interno |
| g = aceleración de la gravedad | |

Las capas de las formaciones también pueden exhibir estados de mojabilidad diferentes debido a las variaciones litológicas. Una zona compacta puede seguir siendo mojable por agua si el volumen de petróleo que migra hacia su interior es escaso o nulo, mientras que las formaciones adyacentes adquieren un estado más mojable por petróleo. Existen otras variaciones de la mojabilidad, que no son tan fáciles de explicar. Se considera que varios

yacimientos carbonatados de Medio Oriente poseen variaciones de la mojabilidad por capa, pero la causa aún no se conoce.³⁷

3.5 ENTRAMPAMIENTO

Los modelos de entrampamiento fueron realizados para predecir el aceite o el gas atrapado debido al fenómeno de la fase mojante o no mojante. Uno de los primeros modelos analíticos de entrampamiento, es el modelo de Doble Poro propuesto por MOORE y SLOBOD. Este modelo asume el desarrollo de flujo Poiseuille y la presencia de una interface capilar que no afecta el flujo, este modelo sobreestima severamente la cantidad entrampada de fluido. Esto es válido solamente para velocidades intersticiales y para condiciones típicas de yacimiento, las fuerzas capilares no pueden ser ignoradas a estas velocidades tan bajas.³⁸

El modelo de CHATZIS MORROW y la validación realizada por MELROSE Y BRANDNER basándose en el modelo teórico SNAP-OF; consta de un experimento realizado para el aceite en un medio mojado por agua. Ellos descubrieron que esa saturación de entrampamiento era justamente independiente del tamaño de poro y su forma, pero altamente dependiente de la relación poro/garganta (tamaño de poro a tamaño de la garganta). Con altas relaciones tiende a entrapar más la fase no mojante. Aclararon también que la mojabilidad influye sobre la saturación residual de aceite, pero los datos no les permitieron identificar una tendencia definida.³⁹

³⁷ Ibid. p.50.

³⁸ ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 20.

³⁹ ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 20.

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN
EL CONTACTO GAS-ACEITE Y PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE LA CAPA
DE GAS EN CAMPO GUANDO**

**RONALD MAURICIO ROA BELTRÁN
MIGUEL ANGEL REYES PERDOMO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN
EL CONTACTO GAS ACEITE Y PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE LA CAPA
DE GAS EN EL CAMPO GUANDO**

**RONALD MAURICIO ROA BELTRÁN
MIGUEL ANGEL REYES PERDOMO**

Director:

Juan Manuel Montoya Moreno
Ingeniero de Petróleos. Petrobras Colombia Limited

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso que es el único que permite lograr nuestros objetivos, a mi madre Luz Dary que con su grandísimo esfuerzo y sacrificio ha demostrado que todo lo que uno se propone se puede lograr y que nunca me abandono en los momentos más difíciles, a mi madrina Yolanda que siempre confió en mí y me apoyo, a mis hermanos.

A Juan Camilo

Ronald

A Dios por Darme la vida y esta oportunidad de cumplir una de mis más grandes metas,
A mi madre Sandra Perdomo y mi padre Luís Eduardo Reyes Polanco, por enseñarme sus valores y las ganas de echar para delante sin importar los percances que se nos presenten en la vida, a mi madrina Marina Triana y mi hermano Luis Reyes por brindarme su apoyo y fortaleza en los momentos difíciles , a toda mi familia y amigos que creyeron en mi, nunca dudaron de mis virtudes y que de una u otra forma han contribuido en el proceso de mi formación tanto académica como personal, Infinitas gracias.

Miguel Reyes

AGRADECIMIENTOS

Los Autores expresan sus agradecimientos a:

Juan Manuel Montoya Moreno, M. Sc. En Ciencias e Ingeniería de Petróleos, ingeniero del área de yacimientos de PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, y director del proyecto, por toda su colaboración y paciencia.

Haydeé Morales, Ingeniera de Petróleos, profesora del programa de petróleos de la Universidad Surcolombiana y codirectora del proyecto.

Ricardo Parra Pinzón, Ingeniero Químico y de Petróleos, profesor del programa de petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto.

Ervin Aranda Aranda, ingeniero de petróleos, profesor del programa de petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron en la realización de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	19
1.1 LOCALIZACION.....	19
1.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.....	20
1.3 HISTORIA	24
1.4 GENERALIDADES DE POZOS EN GUANDO	28
1.4.1 POZOS PRODUCTORES.....	28
1.4.2 POZOS INYECTORES.....	28
2. INYECCIÓN DE AGUA EN EL CONTACTO GAS-OIL Y PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS	30
2.1 RESEÑA HISTÓRICA	30
2.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DEL PROCESO.....	33
2.3 DIFERENTES ESCENARIOS EN LA SIMULACION	35
2.3.1 Escenario de Agotamiento.....	35
2.3.2 Escenario Convencional.....	35
2.3.3 Escenario Contención De La Capa De Gas.....	36
2.3.4 Escenario Producción Simultánea.....	36
2.4 EFECTOS DE LA HETEROGENEIDAD	36
3. FUNDAMENTO TEORICO	40
3.1 INYECCION DE AGUA.....	40
3.1.1 Generalidades.....	41
3.1.2 Factores importantes en la inyección de agua para el mantenimiento de la presión.....	42
3.1.3 Determinación del aceite remanente después de la inyección de agua. 43	
3.1.4 Tipos de inyección.....	44
3.1.4.1 Inyección Periférica.....	45

3.1.4.2 Inyección Dispersa	46
3.2 EMPUJE POR LA CAPA DE GAS	47
3.2.1 <i>Factores que fomentan este tipo de empuje.</i>	48
3.3 LA HISTÉRESIS.....	49
3.4 EFECTO DE LA MOJABILIDAD	50
3.4.1 <i>La Importancia Práctica de la Mojabilidad</i>	53
3.5 ENTRAMPAMIENTO	55
3.5.1 <i>Modelos De Entrampamiento</i>	56
3.5.1.1 Modelo de LAND.....	56
3.5.1.2 Modelo de Entrampamiento CARLSON.....	57
3.5.1.3 Modelo de Entrampamiento de JERAULD.....	58
3.6 MODELOS EMPÍRICOS DE HISTÉRESIS.....	59
3.6.1 <i>Modelo de histéresis de CARLSON</i>	59
3.6.2 <i>Modelo de histéresis de KILLOUGH</i>	59
3.7 LA HISTÉRESIS EN LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR “DRENAJE E IMBIBICIÓN”	60
3.7.1 <i>Drenaje e Imbibición</i>	61
3.7.1.1 El Drenaje.....	61
3.7.1.2 La Imbibición.....	62
4. METODOLOGIA DE LA SIMULACION	65
4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.....	66
5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	70
5.1 ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS	70
5.1.1 <i>Análisis de la Ganancia de EUR a Nivel de Campo</i>	70
5.1.2 <i>Análisis del Factor WOPR de Cada Pozo</i>	73
5.2 ESCENARIO DE INYECCIÓN EN EL CONTACTO GAS-ACEITE Y PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS.....	92
FUENTE: AUTORES.....	93
6. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO.....	101
6.1 COSTOS RELACIONADOS EN EL PROYECTO	101

6.1.1	<i>Costo Inicial</i>	101
6.1.2	<i>Costo de la Inyección de Agua</i>	101
6.1.3	<i>Costos del Levantamiento del Crudo</i>	102
6.2	VALORES NECESARIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS	102
6.2.1	<i>Precio del petróleo</i>	102
6.2.2	<i>Compra de Gas</i>	102
6.3	ANÁLISIS ECONÓMICO	103
6.3.1	FLUJO DE CAJA	104
6.3.1.1	<i>Escenario de Contención de la Capa de Gas</i>	104
6.3.1.2	<i>Escenario de Producción Simultánea</i>	107
6.4	INDICADORES ECONÓMICOS	112
	CONCLUSIONES	114
	RECOMENDACIONES	117
	REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	118
	ANEXO 1	121
	ANEXO 2	130

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. PRINCIPALES ASPECTOS.	20
TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.	24
TABLA 3. RECObRO INCREMENTAL DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA EN LA CAPA DE GAS.	32
TABLA 4. CASOS ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	67
TABLA 5. CASOS CON PRODUCCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	69
TABLA 6. EUR CASOS.	70
TABLA 7. EUR CASO 7.	71
TABLA 8. EUR CASO 9.	72
TABLA 9. EUR CASOS A DIFERENTES CAUDALES DE INYECCIÓN.	72
TABLA 10. GANANCIA DE EUR EN EL ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA.	93
TABLA 11. GANANCIA DE EUR PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.	103
TABLA 12. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	106
TABLA 13. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS TENIENDO EN CUENTA EL CASO 10A.	109
TABLA 14. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS TENIENDO EN CUENTA EL CASO 14.	111
TABLA 15. INDICADORES ECONÓMICOS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS.	112

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE CAMPO GUANDO.....	19
FIGURA 2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GRUPO GUADALUPE.	21
FIGURA 3. CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL.	22
FIGURA 4. ZONIFICACIÓN DEL YACIMIENTO.	23
FIGURA 5. ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO.	26
FIGURA 6. PRODUCCIÓN PILOTO DE INYECCIÓN.	27
FIGURA 7. ESTADO MECÁNICO TIPO POZO INYECTOR.....	29
FIGURA 8. SIMULACIÓN DE LA ESTRUCTURA.	35
FIGURA 9. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE PERMEABILIDADES PARA EL MODELO DE CAPA ARENA / SHALE Y MODELO VARIABLE ARENA /SHALE.	37
FIGURA 10. ESQUEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA FORMACIÓN.	40
FIGURA 11. REPRESENTACIÓN DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.	41
FIGURA 12. INYECCIÓN PERIFÉRICA.....	45
FIGURA 13. INYECCIÓN DISPERSA.	46
FIGURA 14. EMPUJE POR CAPA DE GAS.	48
FIGURA 15. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR LA CAPA DE GAS.	49
FIGURA 16. TIPOS DE MOJABILIDAD.	51
FIGURA 17. ÁNGULO DE CONTACTO A DIFERENTES MOJABILIDADES.....	52
FIGURA 18. PRESIÓN CAPILAR “ZONA DE TRANSICIÓN”.	54
FIGURA 19. EXTRAPOLACIÓN GEOMÉTRICA DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA Y DE LA SATURACIÓN DE ENTRAMPAMIENTO.	58
FIGURA 20. CURVA DE DRENAJE	62
FIGURA 21. DRENAJE E IMBIBICIÓN EN UNA ESTRUCTURA CAPILAR IDEALIZADA.	63
FIGURA 22. EL PROCESO DE IMBIBICIÓN.....	64
FIGURA 23. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 1.	74
FIGURA 24. WOPR POZOS CASO 1.....	75
FIGURA 25. WOPR POZOS CASO 1A.	76
FIGURA 26. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 2.	77
FIGURA 27. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 2.	78

FIGURA 28. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 3.	79
FIGURA 29. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 3.	79
FIGURA 30. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 4.	80
FIGURA 31. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 4.	81
FIGURA 32. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 5.	82
FIGURA 33. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 5.	83
FIGURA 34. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 6.	84
FIGURA 35. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 6.	85
FIGURA 36. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 7.	86
FIGURA 37. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 7.	87
FIGURA 38. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 8.	88
FIGURA 39. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 8.	89
FIGURA 40. DISTRIBUCIÓN DE POZOS CASO 9.	90
FIGURA 41. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 9.	91
FIGURA 42. EUR DE LOS DIFERENTES CASOS EN EL ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA.....	93
FIGURA 43. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 10A.....	94
FIGURA 44. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 11.	95
FIGURA 45. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 13.	96
FIGURA 46. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 13.	97
FIGURA 47. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 14.	98
FIGURA 48. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 14.	99
FIGURA 49. TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL CASO 15.	100
FIGURA 50. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.	105
FIGURA 51. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS TENIENDO EN CUENTA EL CASO 10A.	107
FIGURA 52. FLUJO DE CAJA ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS, TENIENDO EN CUENTA CASO 14.....	108
FIGURA 53. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 1.....	121
FIGURA 54. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 2.	122
FIGURA 55. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 3.....	123
FIGURA 56. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 4.....	124

FIGURA 57. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 5.....	125
FIGURA 58. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 6.....	126
FIGURA 59. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 7.....	127
FIGURA 60. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 8.....	128
FIGURA 61. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 9.....	129

RESUMEN

En el presente trabajo se muestra la aplicación de un proceso de inyección de agua en el contacto gas-aceite y producción simultánea de la capa de gas; este proceso no ha sido ampliamente documentado, sin embargo se ha implementado en algunos campos tales como: Kaybob en Canadá, Adena en Estados Unidos, Algyo en Hungría y el campo Bradi en el golfo de Suez de Egipto.

El proceso consiste en inyectar agua en el contacto gas-aceite para formar una barrera de agua entre la capa de gas y la columna de aceite, presurizando la capa de gas y evitando el desplazamiento de esta hacia la zona de petróleo a su vez que evite el aumento de la relación gas-aceite (Del inglés Gas-Oil Relations o GOR). Para la evaluación técnica, a nivel de modelamiento para el Campo Guando, operado por Petrobrás Colombia Limited, se trabajó con el modelo de simulación numérica en el software ECLIPSE 100 de Schlumberger mediante el cual se definió el caudal óptimo de inyección de agua, para ser aplicado a los diferentes escenarios de producción.

Se realizaron análisis de sensibilidad para la determinación de las tasas óptimas de inyección, con el fin de evitar canalización de agua y sobre-presurizar el yacimiento. Se generaron pronósticos de producción de aceite y gas derivados del modelo de simulación implementando la técnica mencionada para el yacimiento denominado Areniscas Inferiores.

Los resultados indican que el escenario de contención de la capa de gas presentó un aumento significativo en el recobro de aceite con aumentos de hasta los 370,000 barriles de aceite, al final del tiempo estipulado por la empresa, como es el caso 7 que fué el de mayor ganancia de aceite, pero que sin una buena recuperación de gas con aumento máximo de 25,342 MFSC. Por el contrario en el escenario de producción simultánea de la capa de gas la

recuperación aceite fué un poco más baja, de unos 330,000 barriles de aceite pero con una buena ganancia de gas de hasta los 204,000 MFSC, confirmando que la inyección de agua al nivel del contacto gas-aceite es una técnica favorable para campo Guando.

Este trabajo ha sido posible gracias a la Universidad Surcolombiana y la colaboración de Petrobrás Colombia Limited, quien ha facilitado toda la información necesaria para su desarrollo.

Palabras claves: inyección de agua en el contacto gas-aceite, histéresis, capa de gas, mojabilidad, entrampamiento, campo Guando, drenaje e imbibición.

ABSTRACT

This paper demonstrates the application of a water injection process in the gas-oil contact and simultaneous production of gas cap, this process has not been widely documented, however it has been implemented in some fields such as Kaybob in Canada, U.S. Adena, Algy in Hungary and the Brady field in the Gulf of Suez in Egypt.

The process involves injecting water into the gas-oil contact to form a water barrier between the gas cap and oil column, pressurizing the gas cap and preventing the displacement of this oil into the area turn to avoid increased gas-oil ratio (GOR). For the technical assessment, modeling at the Field Guando, operated by Petrobras Colombia Limited, worked with the numerical simulation model in software by Schlumberger ECLIPSE 100, which defined the optimum flow of water injection to be applied to different production scenarios.

Sensitivity analysis was carried out to determine optimal injection rates in order to avoid channeling of water and over-pressurize the reservoir. Forecasts were generated oil and gas production resulting from the simulation model implementing the technique mentioned in the site known as Lower Sandstone.

The results indicate that the scenario of containment gas cap presented a significant increase in oil recovery with increases of up to 370.000 barrels of oil at the end of time stipulated by the company, such as 7 which was to higher oil gains, but without good gas recovery with maximum increase of 25.342 MFSC. By contrast in the scenario of simultaneous production of gas cap oil recovery was slightly lower, about 330.000 barrels of oil but with a good gas gain up to 204.000 MFSC, confirming that the injection of water level gas-oil contact is a favorable technique for Guando field.

This work was possible thanks to the cooperation of Petrobras Colombia Limited, who has provided all information necessary for their development.

Keywords: water injection in the gas-oil contact, hysteresis, gas cap, wettability, entrapment, Guando field, drainage and imbibition.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es el método de recobro secundario más usado actualmente en el mundo, el cual se implementa en yacimientos que tienen una vida productiva avanzada o incluso en aquellos que apenas están iniciando su producción, caso de Campo Guando que por ser un yacimiento con una presión anormal de 100 PSI a una profundidad de 1810 pies sobre el nivel del mar, se implementó la inyección de agua desde el inicio de su vida productiva. Tradicionalmente la inyección de agua implementada en el campo ha sido de tipo in-fill (patrón de siete puntos invertido).

Como parte de los estudios orientados a optimizar el factor de recobro del campo, se evaluará la opción de implementar la técnica inyección de agua al nivel del contacto gas-petróleo (del inglés Gas-Oil Contact ó GOC) la cual es una técnica que puede ser aplicada en yacimientos con bajo ángulo de buzamiento, con capa inicial de gas y un alto GOR. Esta inyección genera una barrera entre la zona de gas y la columna de aceite que evita que el gas se desplace hacia la zona de petróleo evitando así que el gas sea producido por los pozos productores, además presuriza la capa de gas en la parte alta del yacimiento.

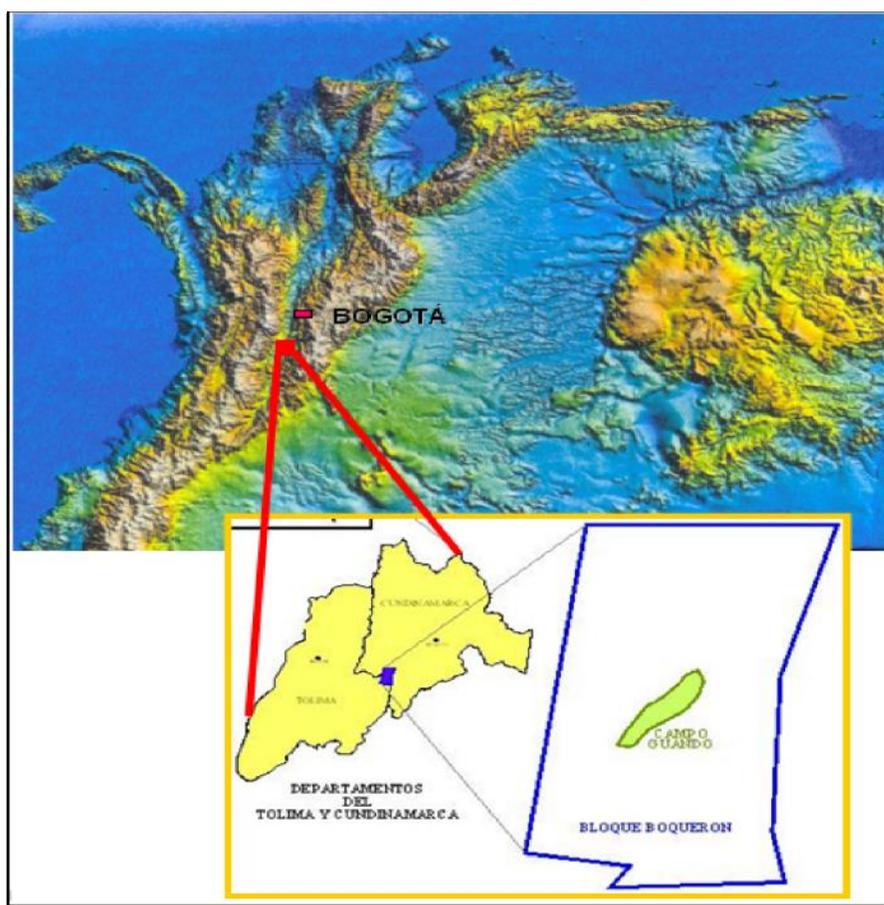
Campo Guando es un yacimiento que presenta algunas de las características anteriores, por lo cual se hace interesante para la compañía operadora, Petrobrás Colombia Limited, evaluar la inyección de agua en el contacto Gas Aceite con producción simultánea de la capa de gas en Areniscas Inferiores. La evaluación comprende el análisis bajo las cuales se realizaría la inyección en el GOC, impacto en el recobro de aceite. El estudio incluiría su respectivo análisis económico.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1 LOCALIZACION

Campo Guando está localizado en la cuenca del valle superior del Magdalena en el departamento del Tolima municipio de Melgar a 100 kilómetros de Bogotá, geográficamente se encuentra en la cordillera central a una altura de 1000 metros sobre el nivel del mar **(Figura 1).**¹

Figura 1. Localización geográfica de campo Guando



Fuente: Petrobrás Colombia Limited

¹ VALBUENA, O. H., Gómez, D. M. “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”, organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, del 18 al 21 de octubre de 2005.

1.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

Los yacimientos independientes que compone el campo Guando pertenecen al Cretáceo tardío, correspondiendo al grupo Guadalupe, y se denominan Areniscas Inferiores (ARIN) y Areniscas Superiores (ARSU). El espesor combinado promedio de los dos yacimientos es de 1300 pies, estando cerca del 90% del aceite original en las areniscas Inferiores, lo cual lo hace el yacimiento principal del campo.² La Tabla 1 resume los principales aspectos del campo.

Tabla 1. Principales aspectos.

POZOS PERFORADOS	152 POZOS DE LOS CUALES HAY 110 POZOS PRODUCTORES ACTIVOS
FORMACION PRODUCTORA	GUADALUPE
GRAVEDAD API	27 Y 31 API GRADOS API
MECANISMO PRINCIPAL DE PRODUCCION	ACUIFERO COMPLEMENTADO POR EFECTOS GRAVITACIONALES DE LA COLUMNA DE ACEITE Y EL GAS EN SOLUCION
PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO	64.5 MBO @ AGOSTO DEL 2009
PRODUCCION PROMEDIO	26000 BOPD
FACOR DE RECOBRO	30%

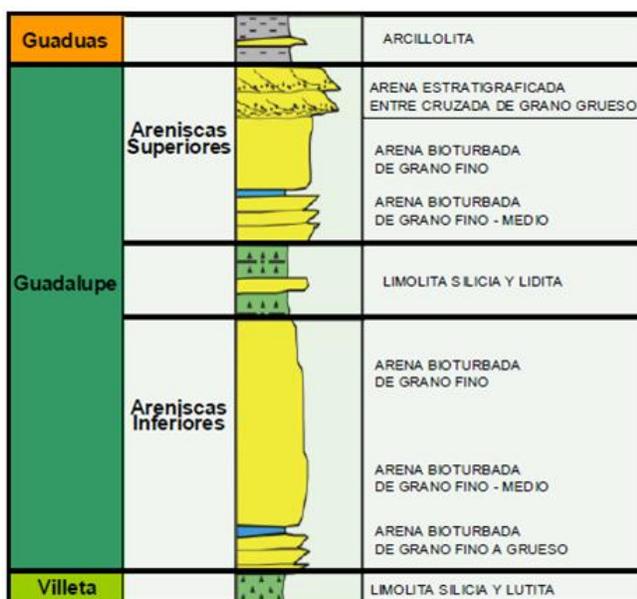
Modificada por los Autores

Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

El yacimiento está conformado por areniscas de tamaño fino a grueso con un alto grado de bioturbación, correspondiendo a un ambiente de depositación marino somero a transicional. (Figura 2).

² Ibid. p.1.

Figura 2. Columna estratigráfica grupo Guadalupe.

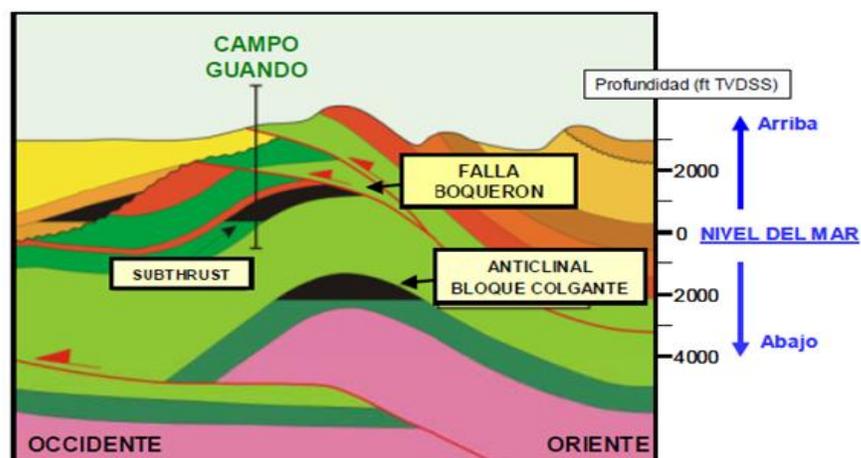


Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”, 2005.

Desde el punto de vista estructural, la estructura es de tipo “*subthrust*”, siendo truncada por la falla de Boquerón. El yacimiento se encuentra localizado a una profundidad medida promedio de 3500 pies, estando toda la sección del yacimiento localizada sobre el nivel de mar (Figura 3). Una de las principales características del yacimiento es la existencia de una presión original extremadamente baja, la cual a la profundidad del contacto gas-aceite sólo está alrededor de 100 psi (@ +1810 pies arriba del nivel del mar) y estando el máximo cerca de los 500 psi a la profundidad del contacto aceite-agua, siendo la presión promedio original de tan sólo 300 psi.³

³ Ibid. p.2.

Figura 3. Configuración estructural.



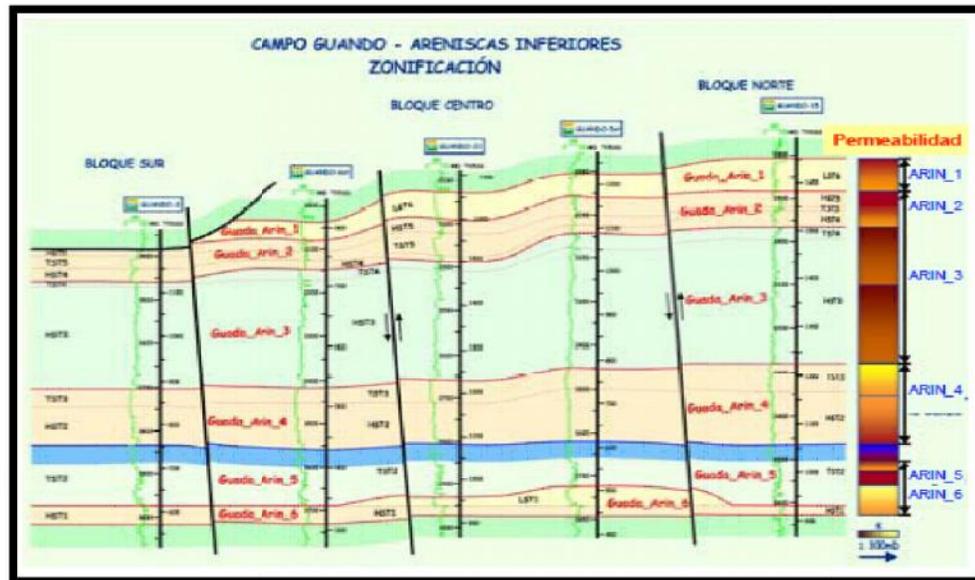
Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

La información de corazones y la de imágenes microresistivas indican la presencia de fracturas naturales, en especial en áreas del yacimiento con intenso nivel de fallamiento, sin embargo la gran mayoría de la capacidad de acumulación y la productividad están basadas en la matriz del yacimiento, lo cual ha sido confirmado por las pruebas DST, por el comportamiento de producción e inyección de los pozos del campo y a través de la ejecución de un estudio detallado de identificación y caracterización de fracturas naturales.

La porosidad de las areniscas Inferiores se encuentra en un rango entre 15 y 20%, con la mayoría de la permeabilidad localizada por debajo de 100 md, pero con existencia de valores de hasta 1000 md. El yacimiento de las areniscas Inferiores ha sido dividido en seis unidades principales con un alto grado de correlación a través del yacimiento, siendo las unidades principales ARIN_3 y ARIN_4, las cuales contienen cerca del 70% del aceite original del yacimiento.

La unidad ARIN_3 tiene permeabilidades por debajo de 50 md, mientras que las permeabilidades de ARIN_4 se encuentran entre 50 y 200 md (Figura 4).⁴

Figura 4. Zonificación del yacimiento.



Fuente: Artículo de Acipet, "Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado", 2005.

De acuerdo con las propiedades del fluido y del yacimiento, el campo es caracterizado como un yacimiento de aceite negro con capa inicial de gas. El mecanismo principal de producción del yacimiento es el acuífero, complementado en mucha menor proporción por los efectos gravitacionales de la columna de aceite y el gas en solución.

La gravedad API del aceite se encuentra entre 25 y 32, con cambios asociados con variaciones composicionales del fluido con la profundidad del yacimiento. Por su parte, la viscosidad se encuentra entre 7 y 12 cp. La información de laboratorio indica que el yacimiento es humectado por agua, lo cual también se

⁴ Ibid. p.2.

encuentra soportado por la forma de las curvas de permeabilidad relativa y los puntos terminales de las mismas que son de 0.6 y 0.07 al aceite y al agua de manera respectiva. A partir de las propiedades previamente descritas se tiene que la relación de movilidad del yacimiento se encuentra entre 1 y 2, otras características se pueden observar en la Tabla 2.⁵

Tabla 2. Características del yacimiento.

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO	
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	IP 0.1 – 2 bpd/psi
FORMACION	Guadalupe
TIPO DE TRAMPA	estructural
ESTRUCTURA	Anticlinal del tipo <i>subthrust Trap</i> , se encuentra debajo de una falla de cabalgamiento
TEMPERATURA INICIAL DE YACIMIENTO	100 ° F
VISCOSIDAD DEL ACEITE	6,45 cp @ 102 °F y 200 psig
PRESIÓN DE BURBUJA	106 psi @ +1810 pies TVDSS
PRESIÓN INICIAL	106 psi @ + 1810 pies

Modificada por los Autores

Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

1.3 HISTORIA

El campo Guando fué descubierto a comienzos del año 2000, con consecuencias negativas en productividad y reservas (factor de recobro primario 11%). En campo Guando se implementó desde su etapa inicial de desarrollo un sistema de inyección de agua combinado con apropiadas técnicas de completamientos y adecuados sistemas de levantamiento, se

⁵ Ibid. p.2.

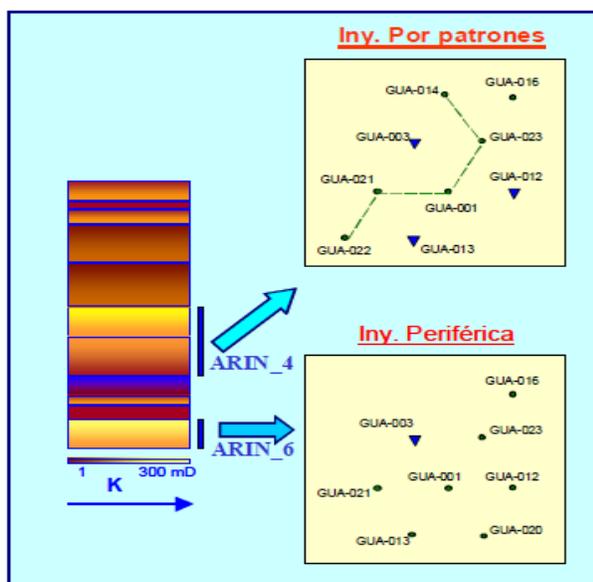
constituyó en la estrategia de desarrollo a seguir en este campo, a fin de garantizar del mismo un éxito tanto técnico como económico.⁶

Con el fin de minimizar riesgos, todo el desarrollo del campo y la implementación de la inyección de agua, clave para su éxito se enfocó por etapas así:

- a. Caracterización roca y fluidos: Se evaluaron las propiedades de roca, fluidos y las interacciones roca – fluido y fluido – fluido bajo inyección de agua. El yacimiento es humectado por agua, con una relación de movilidad de 1–2, siendo el efecto de la inyección sobre las propiedades petrofísicas bajo.
- b. Selección patrón de Inyección: A partir de información teórica complementada con información de yacimiento y el modelo de simulación, se recomendó implementar inyección periférica y por patrones (Combinado), siendo el más adecuado el de siete puntos invertido.
- c. Implementación piloto: Se seleccionó un sector del campo representativo y se convirtieron tres pozos productores a inyectores selectivos, configurando un patrón parcial de siete puntos invertido (Figura 5).

⁶ Ibid. p.1.

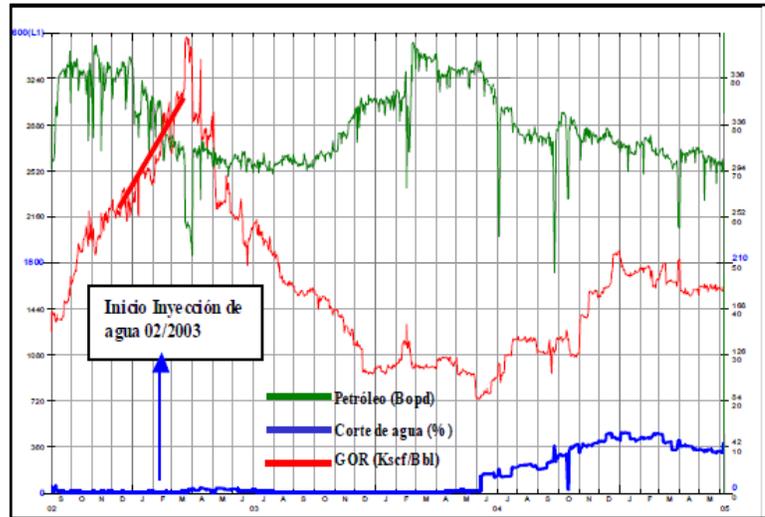
Figura 5. Esquema de implementación del piloto.



Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

- d. Seguimiento: El monitoreo del piloto se basó en la información dinámica de los pozos productores e inyectores, la cual alimentó el modelo de simulación numérica. De manera adicional, se inyectaron trazadores químicos y se adelantó la perforación de algunos pozos nuevos en el área de interés.
- e. Resultados: Los resultados del piloto fueron muy buenos, en un tiempo de 2 meses se presentó cambio positivo en la tendencia de declinación de los pozos afectados y la disminución de la relación gas/aceite (GOR) de 400 a 100 pc/bbl, con una ganancia en producción al cabo de 10 meses del orden de 1500 BOPD (100%) (Figura 6).

Figura 6. Producción piloto de inyección.



Fuente: Artículo de Acipet, “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”,2005.

Con los resultados anteriores se procedió con la inyección periférica en todo el campo y se está finalizando el desarrollo con la implementación de la inyección por patrones a una menor distancia (reducción de espaciamento). Los resultados actuales indican un factor de recobro final estimado del orden de 30%, que comparado con el cálculo inicial del 11% demuestra como la inyección de agua en el campo Guando es una estrategia de recobro mejorado ejemplo de una gerencia eficaz del yacimiento garantizando el éxito técnico y económico de su desarrollo.⁷

⁷ GOMEZ, D.M. "Estrategia De Inyección De Agua Capo Guando", ECOPETROL 2005.

1.4 GENERALIDADES DE POZOS EN GUANDO

1.4.1 POZOS PRODUCTORES

La mayoría de los pozos productores han sido perforados con un equipo hidráulico, con perforaciones desde islas multipozos y con pozos tipo J, con sección vertical dentro del yacimiento. La experiencia, práctica y optimizaciones, conllevaron a completar los pozos mediante fracturamiento hidráulico de todas las unidades⁸.

Debido a que el yacimiento no presenta flujo natural, se hace necesaria la implementación de un sistema de levantamiento artificial, el cual gracias a un pequeño período de experimentación, se optó inicialmente por la implementación de bombas de cavidades progresivas, (Del inglés *Progressing Cavity Pump* o PCP), en todo el yacimiento; las cuales traen como ventaja en términos de producción su capacidad de asentamiento por debajo de los intervalos perforados, que permite tener el nivel de fluidos lo más cercano posibles a estos. Actualmente se han implementado bombas electrosumergibles (Del inglés *Electric Sumergible Pump* o ESP), como un sistema de levantamiento artificial adicional el cual representa el 6% del campo.

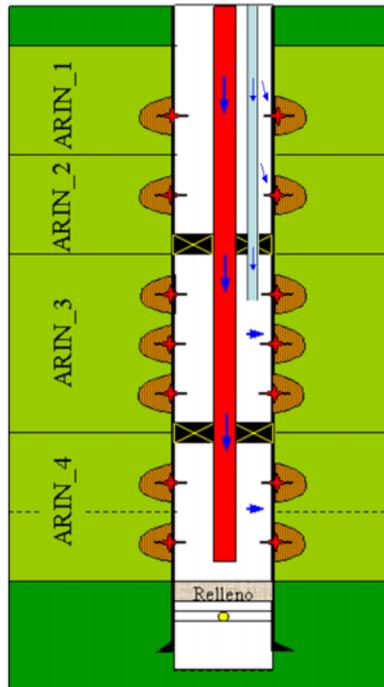
1.4.2 POZOS INYECTORES

La inyección en Guando se hace de forma selectiva por *tubing* y anular, inicialmente utilizando válvulas controladoras para inyectar el caudal necesario a cada intervalo, pero esto ha venido cambiando, gracias a experiencias se han encontrado problemas al revisar las válvulas, esto es que con el paso del tiempo ellas se caen, provocando así un mal manejo en el caudal de inyección; por ello se ha implementado una nueva modalidad de inyección de doble sarta, una corta para intervalos someros y una larga para los más profundos, esta inyección se hace aislando las zonas con empaques. En la Figura 7 se observa

⁸ VALBUENA, Op. cit. p.6

como mediante la sarta principal se inyecta en ARIN_4, por otro lado en la sarta adicional, que es mucho más corta, inyectamos en ARIN_1 y ARIN_2 por el anular, además de inyectar en ARIN_3 por el *tubing*.

Figura 7. Estado mecánico tipo pozo inyector.



Modificada por los Autores

Fuente: Petrobrás Colombia Limited

Al ser implementado este estado mecánico podrían existir algunos problemas tales como: por el anular, los volúmenes inyectados en ARIN_1 & ARIN_2 son gobernados por la naturaleza, dependiendo de la magnitud de la permeabilidad lo cual podría causar una inyección de agua heterogénea o en casos críticos solo por una unidad y por *tubing* podría existir la posibilidad de que si el empaque esta desasentado la distribución de inyección asumida para la unidad no es correcta porque el agua se estaría fugando hacia otras zonas.

2. INYECCIÓN DE AGUA EN EL CONTACTO GAS-OIL Y PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS

Dado que la inyección de agua en la capa de gas y producción simultánea de la misma no es un proceso muy común, una búsqueda bibliográfica se realizó para entenderla mejor. Esto ha proporcionado una valiosa información de casos dónde y cómo se han aplicado procesos similares en yacimientos de petróleo con capa de gas. Además, esta información dió lugar a una mejor optimización del modelo en el yacimiento.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

Cuatro casos fueron encontrados en los que se ha inyectado agua en el contacto gas-aceite con el único propósito de prevenir la migración de la capa de gas en la estructura. Mediante la prevención de esta migración, el aumento de las recuperaciones de petróleo se realizó. En estos cuatro casos, la capa de gas no se produjo durante el agotamiento de la columna de petróleo. Al principio, Rusia fue una de las principales Fuentes de información sobre este proceso, conocido allí como "barrera de flujo de agua".⁹ Desde mediados de los años 1950s, Rusia ha utilizado este proceso a menudo en combinación con inyección de agua al borde de la capa de gas e interacción de la franja de petróleo y crear las condiciones para el desplazamiento de petróleo por el agua.¹⁰

Una aplicación con éxito de esta producción a la metodología fue el campo Adena en la cuenca de Denver en 1.965.¹¹ Al inyectar agua en el contacto gas-aceite, el operador fue capaz de mantener la producción de la relación gas-

⁹ Belikov, I.M., Kuzmin, A.N., Martos, V.N., Ryzhik, V.M., Zheltov, Y.U.: "Barrier Waterflooding of Gas-oil Condensate Formations in Eastern Suslovsk Field," *Neft Khoz*, Russian, (November 1970) 11, 53-57.

¹⁰ Ander, J.C., Willians, B.J., and Hanafy, H.H., "Gas Cap Water Injection Enhances Waterflood Process To Improve Oil Recovery In Badri Kareem Field", Preprint Paper Spe 37756, This Paper Was Prepared For Presentation At The 1997 Middle East Oil Show Held In Bharain, 15-18 March 1997.

¹¹ BLEAKLEY, W.B.: "A look at Adena Today," *Oil & Gas Journal* ~1966 April! **18**, 83.

aceite a un valor cercano a la solución de relación gas-aceite por un largo tiempo. En última instancia de recuperación de petróleo se estimó un 47% del aceite original in-situ. La metodología de la inyección de agua en el contacto gas-aceite también se ha aplicado en siete de los yacimientos de petróleo del campo Algyo en Hungary.¹² Estos siete yacimientos de petróleo son delgados, con grandes zonas de capa de gas. Los operadores de este campo fueron capaces de aumentar la recuperación de petróleo en más de un 10% del petróleo original in-situ al utilizar esta metodología.

En el campo petrolero canadiense Kaybob del Sur, la inyección de agua en el contacto gas-aceite fué estudiada por Deboni y Field.¹³ Utilizaron simulación numérica para determinar que el flujo de agua puede ser aplicado con éxito junto a una capa de gas, si un apropiado " muro" de agua se establece entre la capa de gas y la columna de petróleo. Se concluyó que un 10% adicional del petróleo original in-situ se puede recuperar.

Ader y Al.¹⁴ Describen la historia del campo Badri situado en el Golfo de Suez, costa afuera de Egipto. El yacimiento Kareem tiene una relación de volumen poroso, Capa de gas/columna de petróleo de 1.09. Durante los dos primeros años de producción de la columna de aceite, el GOR aumentó de 600 a 10,000 fcs/STB. Para mejorar la recuperación de hidrocarburos mediante la prevención de la migración de la capa de gas bajo la estructura, el agua se inyecta en el contacto gas-aceite usando cuatro pozos verticales a partir de mayo de 1995. Aunque el campo ha producido diez años antes de la instalación de este programa de inyección de agua, se estima un 9,4 millones de STB o 3.6% del aceite original in-situ para ser recuperados.

¹² WEROVSKY, V., TROMBOCZKY, S., MIKLOS, T., and KRISTOF, M.: "Case History of Algyo Field, Hungary," paper SPE 20995 presented at SPE Europec 90, The Hague, The Netherlands, 22–24 October.

¹³ DEBONI, W. and FIELD, M.B, Op. Cit., p. 1.

¹⁴ ADER, J.C., WILLIAMS, B.J., and HANAFY, H.H.: "Gas Cap Water Injection Enhances Waterflood Process To Improve Oil Recovery in Badri Kareem Field," paper SPE 37756 presented at the 1997 SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 15–18 March.

De los estudios antes mencionados, se observa que esta metodología de producción funciona mejor en:

- a) Los yacimientos donde la capa de gas no está sobre toda la columna de petróleo. En estos yacimientos, la superficie del contacto gas-aceite es mínima, para permitir la inyección del agua a ratas lo suficientemente altas como para separar la capa de gas y la columna de petróleo. La Tabla 3 resume como en el pozo, el proceso de inyección de agua en la capa de gas ha sido proyectado para realizarse en los yacimientos del mundo. Como puede verse en esta Tabla, el tamaño de la capa de gas tiene una relación inversa con el incremento de recuperación de petróleo del proceso de inyección de agua en la capa de gas. A pesar de que en Badri Kareem la capa de gas es mayor en volumen poroso que la columna de petróleo, un incremento de 3,6% OOIP se prevé a partir del modelo.

Tabla 3. Recobro incremental de petróleo por inyección de agua en la capa de gas.

YACIMIENTO	PAIS	%OOIP INCREMENTO DEL RECOBRO	RELACION CAPA DE GAS PV/ACEITE PV
EASTEM SUSTOVSK	RUSSIA	16.5	0.18
KAYBOB	CANADA	10.3	0.35
ADENA	USA	N.A	0.43
ALGYO	HUNGARY	8.2	0.62
BADRI KAREEM	EGYPT	3.6	1.09

Modificada por los Autores

Fuente: Ander, J.C., Willians, B.J., and Hanafy, H.H., “Gas Cap Water Injection Enhances Waterflood Process To Improve Oil Recovery In Badri Kareem Field”
Recovery in Badri Kareem Field”

- b) No trabajan en estructuras anticlinales donde la capa de gas esta sobre la columna de petróleo. En esta estructura la superficie del contacto de gas-aceite es grande y lograr el aislamiento de la capa de gas es difícil.

En los yacimientos con una pequeña capa de gas, a menudo la capa no es muy importante y por tanto gran parte del gas es atrapado con la inyección. Sin embargo, con el aumento de tamaño de la capa, menos gas del yacimiento se perdió debido a este proceso. Para el Badri Kareem, ninguna reducción de la recuperación de OOIP (del inglés Original Oil In Place) se prevé.¹⁵

En este trabajo la metodología de producción difiere a los casos que se encuentran en la historia, ya que a medida que inyectamos agua en el contacto gas-aceite se produce simultáneamente de la capa de gas y columna de aceite.¹⁶

2.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DEL PROCESO

La forma convencional para producir un yacimiento de aceite que tiene capa de gas es producir de la columna de petróleo y reducir al mínimo la producción de la capa de gas. Durante el agotamiento de la Presión de yacimiento, la capa de gas se expandirá para aumentar la presión o energía de soporte. Después que la columna de petróleo se agota, la capa de gas es “dirigida hacia abajo o *blow down*”. En el desarrollo de una estrategia de producción de un yacimiento de petróleo que presente: capa de gas inicial, un bajo ángulo de buzamiento y un mercado de gas asequible, un estudio de factibilidad técnica y económica de la inyección de agua en el contacto gas-aceite y producción simultanea de la capa de gas y columna de aceite son evaluados.

¹⁵ Ibid. p.3.

¹⁶BILLITER, T.C., DANDONA, A.K., Op. Cit., p.419.

En este proceso el agua se inyecta en el contacto gas-aceite a tasas lo suficientemente altas como para superar los efectos de la gravedad y por lo tanto, el agua desplaza el gas en sentido contrario al buzamiento. Además de proporcionar apoyo a la presión, el agua crea un muro que separa la capa de gas y la columna de petróleo.

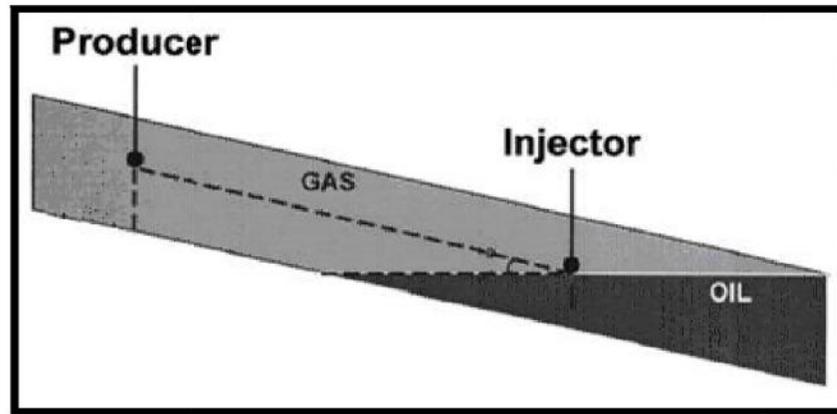
Dado que el plan de desarrollo requiere el uso de bombas eléctricas sumergibles ESP en los pozos productores de petróleo, esto es esencial para mantener los volúmenes de producción de gas de estos pozos de petróleo en niveles bajos por lo que las ESP funcionarán sin problemas. Como tal, es fundamental para el control de la migración descendente de la capa de gas. Para mantener la presión del yacimiento, el agua se inyecta, no sólo en el contacto gas-aceite sino también periféricamente cerca al bajo buzamiento de la columna de petróleo para soportar la retirada de volúmenes de aceite.¹⁷

Una simple representación de la simulación de la estructura se muestra en la Figura 8. Esta Figura muestra la ubicación del contacto gas-aceite, junto con la ubicación del inyector de agua en el contacto gas-aceite y el productor por la capa de gas. Teniendo en cuenta la diferencia de densidad entre el agua y el gas, el agua inyectada debe superar un componente de la gravedad, además de la energía necesaria para el agua desplazar el gas.¹⁸

¹⁷ BILLITER, T.C., DANDONA, A.K., "Simultaneous Production of Gas Cap and Oil Column with Water Injection at the Gas/Oil Contact". SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 2, No. 5, October 1999.

¹⁸ Ibid. p.412.

Figura 8. Simulación de la estructura.



Modificado por los Autores

Fuente: T.C. Billiter and A.K. Dandona., "Simultaneous Production of Gas Cap and Oil Column with Water Injection at the Gas/Oil Contact".

2.3 DIFERENTES ESCENARIOS EN LA SIMULACION

Generalmente para la descripción del modelo de simulación se necesitan varios escenarios para comparar entre ellos y obtener el mejor escenario y así aplicarlo en el yacimiento; los siguientes son algunos escenarios de producción:

2.3.1 Escenario de Agotamiento.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de aceite y el agua no se inyecta. La capa de gas no se produce, pero se amplía para proporcionar apoyo a la presión de la columna de aceite.

2.3.2 Escenario Convencional.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de petróleo, mientras que el agua se inyecta en los tres inyectores de agua

periféricos, Pero no en el contacto gas-aceite. La capa de gas se expande para proporcionar apoyo a la presión de la columna de aceite.

2.3.3 Escenario Contención De La Capa De Gas.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de petróleo, mientras que el agua se inyecta en los cuatro inyectores de agua, incluso en el contacto gas-aceite. La capa de gas no se produce, pero se mantiene la expansión hacia abajo por una pared de agua creada por la inyección de agua en el contacto gas-aceite.

2.3.4 Escenario Producción Simultánea.

La columna de petróleo se produce a través de los cuatro productores de petróleo, mientras que el agua se inyecta en los cuatro inyectores de agua, incluso en el contacto gas-oíl. La capa de gas se produce a través del productor de la capa de gas (GP1) simultáneamente como la columna de petróleo se agota. El inyector de agua en el contacto gas-oíl (WIGC) proporciona la presión de apoyo tanto para la capa de gas y la columna de aceite.¹⁹

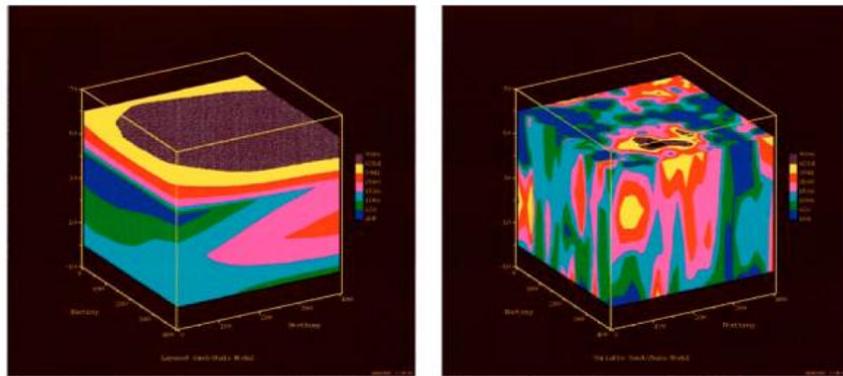
2.4 EFECTOS DE LA HETEROGENEIDAD

El efecto de la variación en la permeabilidad de recuperación de petróleo y gas obtenidos mediante la metodología de producción simultánea fué investigado. Un modelo de simulación homogéneo prueba de manera concluyente que los resultados de gas en la capa de gas se pueden producir al mismo tiempo sin afectar a la recuperación de hidrocarburos. Dado que todos los yacimientos son heterogéneos, se determinó en un estudio cómo afecta la variación de la permeabilidad a los procesos de producción simultánea de la capa de gas y columna de petróleo. Primero que todo se utilizó un método llamado función de

¹⁹ Ibid. p.414.

densidad de probabilidad de permeabilidad, en el cual se utilizaron dos modelos con permeabilidades variables, además se utilizaron dos modelos diferentes geoestadísticos uno con capa de arena/shale y uno variable arena/shale, construidos usando la antes descrita función de densidad de probabilidad de permeabilidad (Figura 9).²⁰

Figura 9. Distribución espacial de permeabilidades para el modelo de capa arena / shale y modelo variable arena / shale.



Fuente: T.C. Billiter and A.K. Dandona., “Simultaneous Production of Gas Cap and Oil Column with Water Injection at the Gas/Oil Contact”.

En la Figura 9, el variograma del modelo de la capa arena / shale (izquierda) las permeabilidades van hacer algo continuo en el plano de áreas y varían significativamente en el plano vertical. En el variograma del modelo variable de arena / shale (derecha) las permeabilidades varían significativamente tanto en el plano de áreas como en los planos verticales.

Este estudio realizado indica que la heterogeneidad puede dar lugar a eficiencias muy diferentes en el desplazamiento de agua-aceite, tanto favorables y desfavorables en comparación con la corrida homogénea. Una mayor recuperación de petróleo se obtiene cuando el ordenamiento de la permeabilidad es tal que la alta permeabilidad de las capas está en la parte

²⁰ Ibid. p.417.

superior de la estructura y la baja permeabilidad de las capas está en la parte inferior de la estructura, y así lograr que las fuerzas viscosas contrarresten el aumento de las fuerzas gravitacionales en la eficiencia del desplazamiento.²¹

Una menor recuperación de petróleo se obtiene cuando la estratificación se invierte el orden y la baja permeabilidad de las capas están en la parte superior de la estructura y la alta permeabilidad de las capas está en la parte inferior de la estructura, de modo que las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales trabajan juntas para disminuir la eficiencia del desplazamiento.

La recuperación de la capa de gas para la simulaciones del modelo de las capas de arena / shale varía en un estrecho rango, estos resultados indican que la heterogeneidad no afecta significativamente a la recuperación de la capa de gas cuando la metodología de producción de la producción simultanea de la capa de gas y columna de petróleo se utiliza.

Esto es intuitivamente esperado si el desplazamiento de la capa de gas es muy similar a un pistón y un coeficiente de viscosidad del gas de 35. En general, los efectos de la heterogeneidad en la recuperación de gas se reducen al mínimo debido a que el gas puede escapar del avance del frente de agua. La recuperación de aceite para el modelo variable arena / shale varía en un amplio rango, lo cual indica que la heterogeneidad puede dar lugar a eficiencias diferentes en el desplazamiento de agua-aceite. El modelo de variable arena / shale tiene más variación de permeabilidad en la dirección areal, lo que provoca bajos recobros en general, que el modelo de capas de arena /shale.

La recuperación de la capa de gas para el modelo variable arena / shale varía dentro de un estrecho rango, una vez más, estos valores están muy cerca al valor de recuperación de la capa de gas para un caso homogéneo. Por lo tanto, las mismas observaciones hechas para el modelo capa de arena /shale son

²¹ Ibid. p.418.

aplicables a el modelo variable de arena / shale. Ya que la recuperación de la capa de gas es relativamente constante tanto para el modelo capa de arena / shale y modelo variable arena / shale. Este tipo de producción simultanea por la capa de gas y columna de petróleo es muy atractiva. Por otra parte, cuando la heterogeneidad del yacimiento es tal que la recuperación de petróleo de un yacimiento es alta, esta metodología de producción seguirá siendo atractivo, porque a principios la producción de gas aumentará VPN (valor presente neto).²²

²² Ibid. p.418.

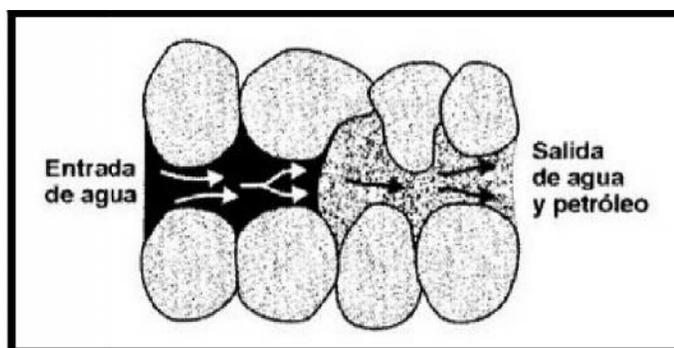
3. FUNDAMENTO TEORICO

3.1 INYECCION DE AGUA

La inyección de agua es un método de recobro convencional adicional, tiene origen en el año 1865, curiosamente se produjo de forma accidental cuando el flujo de, agua de acuíferos poco profundos relacionados a yacimientos y acumulaciones de aguas superficiales, a través de las formaciones petrolíferas penetraba hasta el intervalo productor en los pozos que ya se habían perforado y aumentaba la producción de pozos vecinos.

Cabe destacar que hoy en día más de la mitad de la producción mundial de petróleo se logra gracias a la inyección de agua, siendo éste el principal método de recuperación secundaria. En la formación básicamente lo que ocurre es lo siguiente, como se puede observar en la Figura 10.²³

Figura 10. Esquema de inyección de agua en la formación.



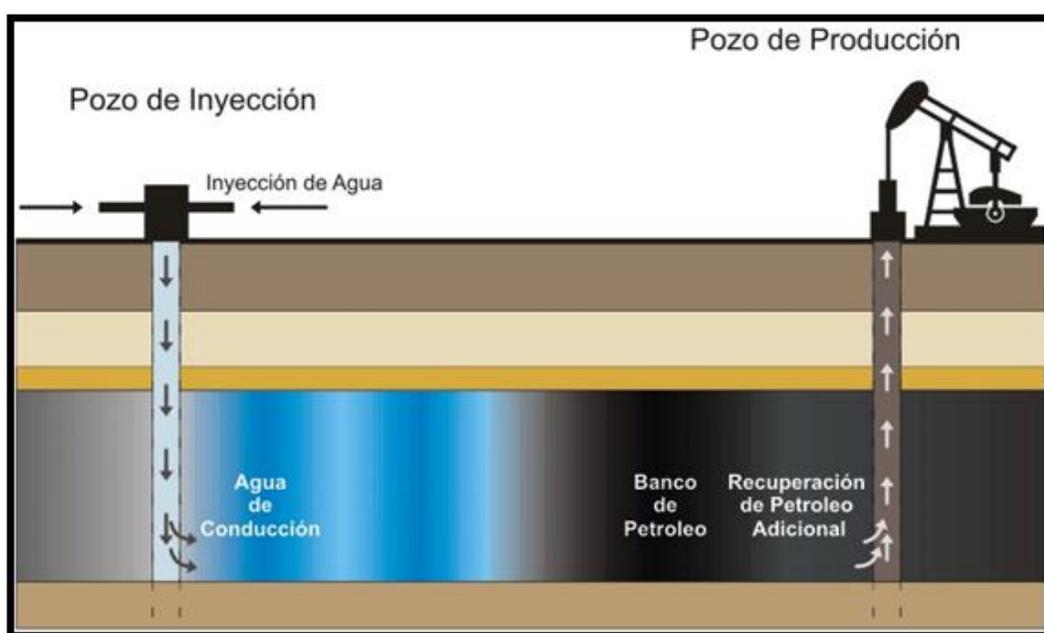
Fuente: PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”.

²³ PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”. Tomado de: <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/04/metodos-de-recobro-adicional-inyeccion.html>, 04/08/09.

3.1.1 Generalidades.

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos productores por el empuje del agua, ver **Figura 11**, el cual genera un aumento de la presión del yacimiento favoreciendo la producción de fluidos, lo cual evita que la producción disminuya rápidamente.

Figura 11. Representación de un sistema de inyección de agua.



Modificada por los Autores

Fuente: www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion

Los diferentes aspectos de la inyección de agua forman parte de un concepto global, definido como la gestión del agua, que tienen efectos diferentes en cada una de las etapas que implica el tratamiento del agua y la producción de petróleo. Los principales objetivos de la gestión del agua pueden resumirse a continuación:

- Mejorar los procesos para el manejo del agua, reduciendo los costos en cada etapa de inyección/producción.
- Reducir los impactos ambientales debido al uso de Fuentes naturales, como ríos, lagos y mar.
- Incrementar la producción de crudo, revitalizando los campos maduros.”²⁴

3.1.2 Factores importantes en la inyección de agua para el mantenimiento de la presión.

A la hora de determinar un apropiado método de inyección para el mantenimiento de la presión es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- Geometría del yacimiento
- Litología
- Profundidad del yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad
- Continuidad de las propiedades de las rocas presentes en el yacimiento
- Magnitud y distribución de la saturación de los fluidos
- Propiedades de los fluidos y relación de las permeabilidades relativas
- Tiempo optimo de inyección, entre otros.

La geometría y continuidad del yacimiento son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el yacimiento tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. Para yacimientos pequeños o medianos, la eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que está en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor

²⁴ MONTOYA MORENO, Juan Manuel. “Modelamiento de la inyección de agua por encima de la presión de fractura de yacimientos a través de pozo horizontal. Febrero del 2007 ”

es esencial para el éxito de la inyección, y yacimientos muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.²⁵

La profundidad del yacimiento es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

Generalmente, la influencia de todos estos factores en el recobro final, tasa de rendimiento, y en última instancia el rendimiento económico deben ser considerados para evaluar colectivamente la viabilidad económica de la realización de un proyecto de operación de inyección, en un yacimiento en particular.

Otros factores característicos que también tendrían una gran influencia son el precio del crudo, condiciones de comercialización, gastos de operación, y la disponibilidad y costo del agua.²⁶

3.1.3 Determinación del aceite remanente después de la inyección de agua.

Una manera de evaluar la eficiencia de la inyección de agua es hacer un análisis de la cantidad de crudo antes y después de la inyección, lo que se hace es restarle a la cantidad de crudo antes de la inyección de agua, la cantidad de crudo después de la inyección, lo cual indica la cantidad desplazada por el empuje del agua **Ecuación 1.**

El cual es multiplicado por el factor volumétrico del crudo y reportado en condiciones de superficie o estándar.

²⁵ París, M., "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos", Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela, 2001.

²⁶ Ibid. p.1.

En otras palabras, se define la eficiencia al desplazamiento de petróleo por agua por:

$$E_D = \frac{\text{volumen de petróleo desplazado}}{\text{volumen de petróleo contactado por agua}} \quad \dots(1)$$

$$E_D = 1 - \frac{S_o^m}{S_{o,IN}} = \frac{1 - S_{wc} - S_o^m}{1 - S_{wc}}$$

E_D = Eficiencia de desplazamiento.

S_o^m = Saturación de petróleo promedio en el medio poroso.

$S_{o,IN}$ = Saturación de petróleo promedio inicial = $1 - S_{wc}$

S_{wc} = Saturación de agua connata.

En la realidad aun barriendo el yacimiento por un largo periodo de tiempo, siempre queda una saturación de petróleo atrapada, por eso, la eficiencia está limitada por la saturación remanente de petróleo. La eficiencia al desplazamiento está influenciada por las condiciones iniciales, el agente desplazante (agua), el volumen de agua inyectado; y las propiedades de la roca, de los fluidos y de la interacción roca-fluido. Durante el barrido de un yacimiento, la eficiencia al desplazamiento coincidiría con la eficiencia en la recuperación, (ER), si hipotéticamente el fluido agua contactara todo el petróleo del yacimiento.

3.1.4 Tipos de inyección.

El agua proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros de la roca saturada con petróleo y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir

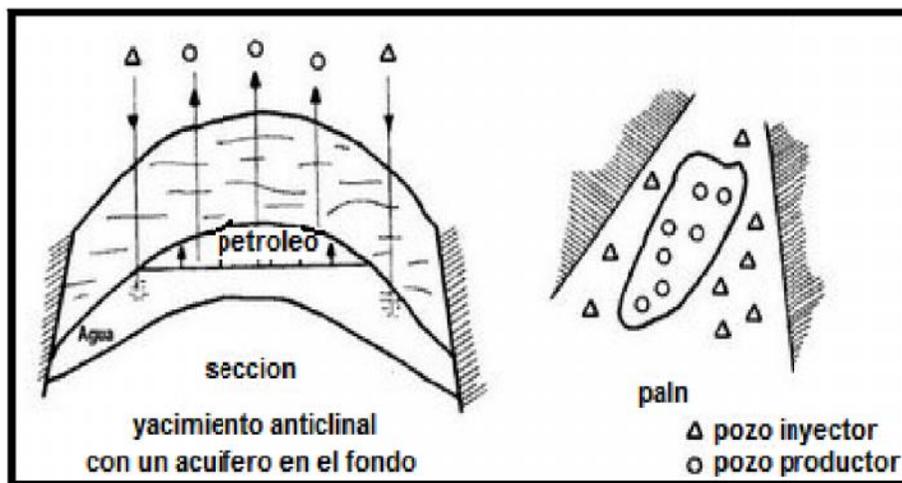
hacia el pozo productor. De esta forma se logra la producción a través de la inyección de agua.²⁷

Profundizando más en el tema, se puede resaltar que la inyección de agua puede llevarse a cabo de dos formas de acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y los productores:

3.1.4.1 Inyección Periférica.

Este método consiste en la inyección de agua en el área externa de la zona de petróleo a través de pozos inyectoros cuya profundidad debe ser la adecuada para que el agua sea añadida al acuífero relacionado al yacimiento y de esta forma aumentar su influencia en la producción como se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 12. Inyección periférica.



Modificada por los Autores

Fuente: PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”.

²⁷ PARIS, Op. Cit., p. 9.

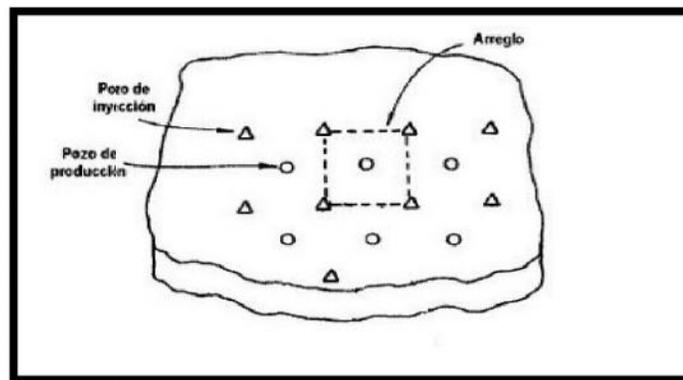
Este tipo de inyección se realiza cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento, por esta razón presenta varias desventajas como la incapacidad de realizar un seguimiento detallado del flujo de la invasión, el lento proceso invasión-desplazamiento y en el peor de los casos el método puede fallar por no existir una conexión adecuada entre la periferia y la zona de petróleo.²⁸

Por otro lado presenta varias ventajas como la mínima cantidad de pozos usados puesto que viejos pozos pueden ser usados como inyectoras reduciendo así la inversión económica, además de la excelente relación de producción petróleo-agua que se logra si existe una conexión adecuada entre la periferia y la zona de petróleo.²⁹

3.1.4.2 Inyección Dispersa.

Este método consiste en la inyección de agua dentro de la zona de petróleo, generando así el desplazamiento de los fluidos presentes en el área hacia los pozos productores que están posicionados en arreglo geométrico con respecto a los inyectoras como se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 13. Inyección dispersa.



Fuente: PARIS, Magdalena., “Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua)”.

²⁸ Ibid. p.1.

²⁹ Ibid. p.1.

El arreglo de pozos tanto productores como inyectoras dependerá de los límites del yacimiento así como de propiedades tales como permeabilidad y porosidad que presente el mismo.

Este método presenta una serie de ventajas bastante interesantes como la rápida respuesta a la estimación del yacimiento, volumen considerable de petróleo recuperado en poco tiempo y el fácil control y seguimiento del flujo de invasión en la formación.

Pero como todo método también tiene sus desventajas, la principal es la considerable inversión económica que requiere debido a la cantidad de pozos usados, además de mayor requerimiento de recursos humanos puesto que se debe tener un mayor control y seguimiento en todo el proceso.³⁰

3.2 EMPUJE POR LA CAPA DE GAS

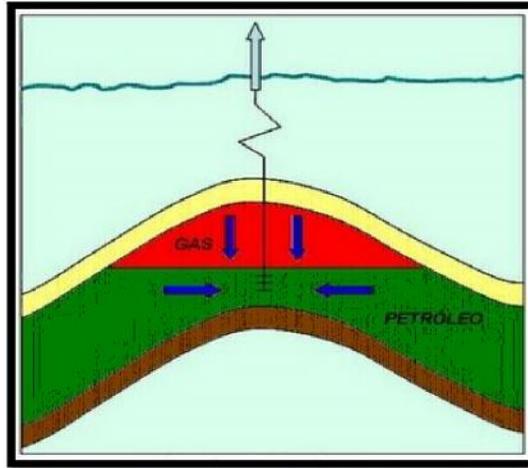
Este mecanismo de empuje sucede en yacimientos de petróleo con poco o nulo empuje de agua, es decir, por lo general poseen un acuífero muy limitado. En este mecanismo la presión inicial se considera igual a la presión de burbuja, es decir, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad.

A medida que pasa el tiempo, se va extrayendo crudo del yacimiento, esto ocasiona que la presión disminuya poco a poco y el volumen de la capa de gas se va expandiendo permitiendo el aporte de energía necesario para que ocurra el desplazamiento inmiscible de petróleo. Esta expansión trae como consecuencia que el nivel del contacto gas-petróleo baja cada vez más (Figura 14). Este descenso del contacto gas-petróleo hace que los pozos ubicados en la parte estructural más alta del yacimiento sean los primeros en producir gas

³⁰ Ibid. p.2.

de la capa. Esto se suele notar con el incremento de la relación gas-petróleo (Figura 15).³¹

Figura 14. Empuje por capa de gas.



Fuente: BARREIRO, Johanna., “Mecanismos De Producción: Empuje Por Capa De Gas”.

La eficiencia de recuperación del petróleo original está entre el 20 y 30%.

3.2.1 Factores que fomentan este tipo de empuje.

Por lo general, este tipo de empuje ocurre cuando existe:

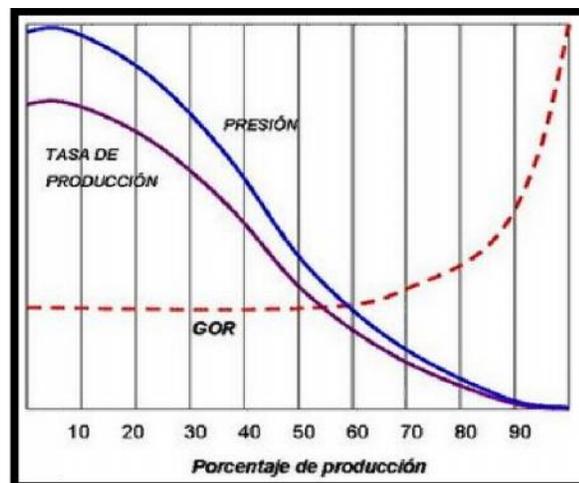
1. Baja viscosidad del petróleo.
2. Alta gravedad API del petróleo.
3. Alta permeabilidad vertical de la formación
4. Alto relieve estructural.
5. Caída moderada en la producción y presión del yacimiento.
6. Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

³¹ BARREIRO, Johanna., “Mecanismos De Producción: Empuje Por Capa De Gas”, Tomado de: http://yacimientos-de-gas.blogspot.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-empuje-por_23.html, 04/08/09.

7. No hay producción de agua o es relativamente baja, es decir que el acuífero no es activo.
8. Relación gas-petróleo aumenta rápidamente en pozos altos estructuralmente.
9. Relación gas-petróleo constante durante la primera mitad de la producción, luego aumenta.
10. Factor de recobro total moderado, por lo general 30%.

La predicción de la recuperación puede ser obtenida por técnicas de simulación numérica o por cálculos de balance de materia.³²

Figura 15. Historia de producción de un yacimiento con empuje por la capa de gas.



Fuente: BARREIRO, Johanna., “Mecanismos De Producción: Empuje Por Capa De Gas”.

3.3 LA HISTÉRESIS

³² Ibid. p.1.

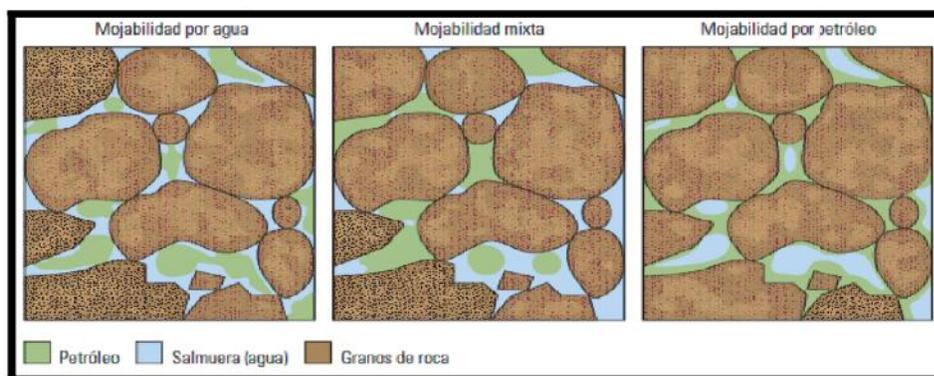
El fenómeno de histéresis en una definición general que se conoce como la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado. Pero para el caso de producción en un yacimiento, decimos que este fenómeno en un flujo multifásico se manifiesta a través de la dependencia de permeabilidad relativa y la presión capilar de la fase mojante o no mojante, sobre la cantidad de fluido atrapado y las saturaciones, que son únicas para un proceso de drenaje o de imbibición. Para entender el fenómeno de histéresis debemos reconocer otros fenómenos a los cuales está relacionado, como el efecto de la mojabilidad, atrapamiento, drenaje e imbibición.³³

3.4 EFECTO DE LA MOJABILIDAD

Comprender el efecto de la mojabilidad en un yacimiento es primordial, sobre todo cuando se piensa hacer inyección de agua para mejorar la recuperación de petróleo, ya que el hecho de que una roca sea mojada por agua o por crudo incide en la factibilidad del proceso. Suponer que una formación es mojada por agua, cuando en realidad no lo es puede ocasionar cambios irreversibles en el yacimiento. Encontramos que la roca puede ser mojada por agua, por aceite o tener una mojabilidad mixta (Figura 16).

³³ ROJAS. Mauricio, ESCOBAR. Yoneiver., "Influencia de la fase gaseosa en los parámetros que intervienen en un proceso WAG", Neiva 2009, Proyecto de grado. Universidad Surcolombiana.

Figura 16. Tipos de mojabilidad.



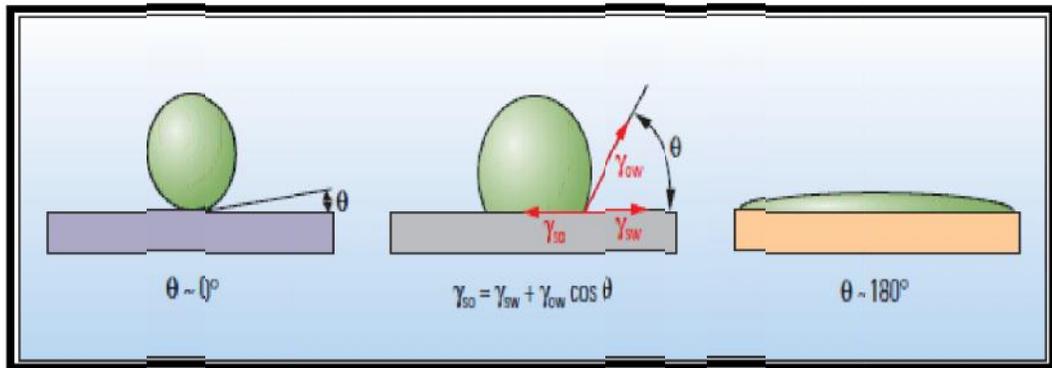
Fuente: Abdallha. Wael, Buckley. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

En un caso de mojabilidad por agua: El petróleo permanece en el centro de los poros. La condición inversa tiene lugar si todas las superficies son mojables por petróleo. En el caso correspondiente a la mojabilidad mixta, el petróleo ha desplazado al agua de algunas de las superficies, pero aún permanece en los centros de los poros mojables por agua. Las tres condiciones mostradas poseen saturaciones similares de agua y petróleo.

El término mojabilidad describe la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Si bien el término "preferencia" puede parecer extraño a la hora de describir un objeto inanimado, describe adecuadamente el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales. Una gota de un fluido preferentemente mojante desplazará a otro fluido; en el extremo, se dispersará por toda la superficie. Contrariamente, si un fluido no mojante se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojante, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido. Si la condición no es fuertemente mojable por agua ni fuertemente mojable por petróleo, el equilibrio de las fuerzas del sistema petróleo-agua-sólido dará como resultado un ángulo de contacto, θ , entre los fluidos en la superficie sólida (Figura 17).³⁴

³⁴ ABDALLHA. Wael, BUCKLEY. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

Figura 17. Angulo de contacto a diferentes mojabilidades.



Fuente: Abdalha. Wael, Buckley. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

En la Figura 17. Podemos observar como el ángulo de contacto de una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojada por agua en el primer caso (izquierda), forma un ángulo de contacto que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojada por petróleo (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Una superficie con una mojabilidad intermedia (centro) también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y entre el petróleo y el agua (γ_{ow}).

En muchas aplicaciones de campos petroleros, la mojabilidad se trata como si fuera un elemento binario; la roca es mojada por agua o mojada por petróleo. Esta simplificación extrema enmascara la complejidad de la física de la mojabilidad en la roca del yacimiento. En un material poroso homogéneo, saturado con petróleo y agua, la expresión "fuertemente mojada por agua" describe un valor extremo de un medio continuo en el que la superficie prefiere intensamente el contacto con el agua. Una superficie fuertemente mojada por petróleo exhibe preferencia al contacto con el petróleo. A lo largo del medio

continuo rigen diversos grados de mojabilidad, y si el sólido no posee una preferencia marcada por un fluido respecto del otro, su condición se denomina mojabilidad intermedia o mojabilidad neutral.³⁵

3.4.1 La Importancia Práctica de la Mojabilidad.

El precio favorable que posee actualmente el petróleo ha facilitado los estudios y prospectos de EOR, además ha mejorado los aspectos económicos de los métodos de inyección de agua y de algunos métodos de recuperación mejorada de petróleo.

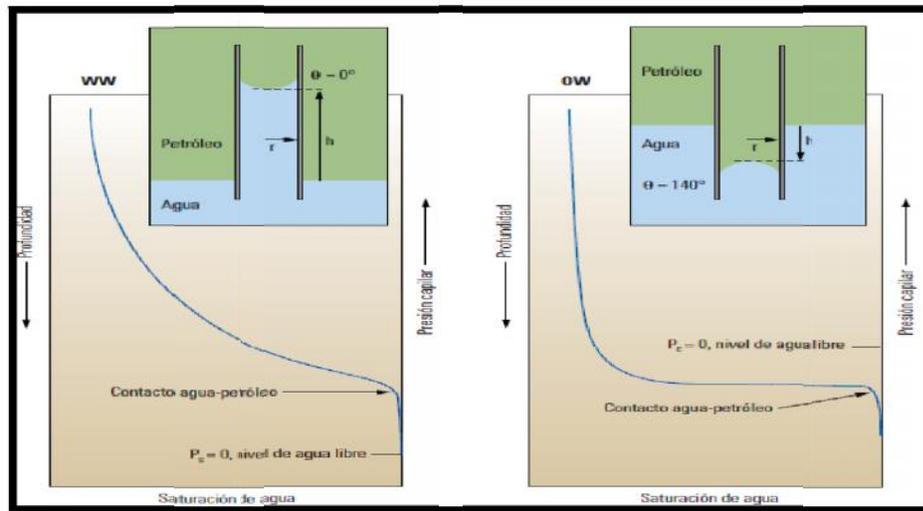
Dado que en el yacimiento fluyen múltiples fases, es importante comprender la mojabilidad. No obstante, incluso durante la recuperación primaria, la mojabilidad incide en la productividad y en la recuperación del petróleo. La mojabilidad original de una formación, y la mojabilidad alterada durante y después de la migración de hidrocarburos, inciden en el perfil de saturación de agua inicial, S_{wi} , y en las características de producción de la formación.³⁶

La mayoría de los yacimientos son mojables por agua antes de la migración de petróleo y exhiben una zona de transición larga, a través de la cual la saturación cambia gradualmente pasando de un predominio de petróleo con agua irreducible en el tope de la zona de transición a la presencia de agua en la base. Esta distribución es determinada por la diferencia de presión, basada en la flotabilidad entre la fase petróleo y la fase agua, y se conoce como presión capilar " P_c " (Figura 18). El petróleo que migra hacia un yacimiento mojado por petróleo exhibirá un perfil de saturación diferente: saturación de petróleo esencialmente máxima en dirección hacia la base del yacimiento. Esta diferencia refleja la facilidad de invasión de un fluido mojante.

³⁵ Ibid. p.48.

³⁶ Ibid. p.50.

Figura 18. Presión capilar “zona de transición”.



Fuente: Abdallha. Wael, Buckley. Jill S., " Los fundamentos de la mojabilidad", otoño 2007.

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad P_c = \Delta \rho g h \quad P_c = \frac{2\gamma \cos\theta}{r}$$

Donde:

P_c = presión capilar

h = altura de la elevación capilar

P_{nw} = presión en la fase no mojante

γ = tensión interfacial

P_w = presión en la fase mojante

θ = ángulo de contacto

$\Delta \rho$ = diferencia de densidad entre las fases

r = radio de capilaridad interno

g = aceleración de la gravedad

Las capas de las formaciones también pueden exhibir estados de mojabilidad diferentes debido a las variaciones litológicas. Una zona compacta puede seguir siendo mojable por agua si el volumen de petróleo que migra hacia su interior es escaso o nulo, mientras que las formaciones adyacentes adquieren un estado más mojable por petróleo. Existen otras variaciones de la mojabilidad, que no son tan fáciles de explicar. Se considera que varios

yacimientos carbonatados de Medio Oriente poseen variaciones de la mojabilidad por capa, pero la causa aún no se conoce.³⁷

3.5 ENTRAMPAMIENTO

Los modelos de entrapamiento fueron realizados para predecir el aceite o el gas atrapado debido al fenómeno de la fase mojante o no mojante. Uno de los primeros modelos analíticos de entrapamiento, es el modelo de Doble Poro propuesto por MOORE y SLOBOD. Este modelo asume el desarrollo de flujo Poiseuille y la presencia de una interface capilar que no afecta el flujo, este modelo sobreestima severamente la cantidad entrapada de fluido. Esto es válido solamente para velocidades intersticiales y para condiciones típicas de yacimiento, las fuerzas capilares no pueden ser ignoradas a estas velocidades tan bajas.³⁸

El modelo de CHATZIS MORROW y la validación realizada por MELROSE Y BRANDNER basándose en el modelo teórico SNAP-OFF; consta de un experimento realizado para el aceite en un medio mojado por agua. Ellos descubrieron que esa saturación de entrapamiento era justamente independiente del tamaño de poro y su forma, pero altamente dependiente de la relación poro/garganta (tamaño de poro a tamaño de la garganta). Con altas relaciones tiende a entrapar más la fase no mojante. Aclararon también que la mojabilidad influye sobre la saturación residual de aceite, pero los datos no les permitieron identificar una tendencia definida.³⁹

³⁷ Ibid. p.50.

³⁸ ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 20.

³⁹ ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 20.

3.5.1 Modelos De Entrampamiento.

3.5.1.1 Modelo de LAND.

Este es el modelo de atrapamiento empírico más usado, fué desarrollado para una saturación atrapada de gas como una función de la saturación inicial basado en lo publicado de los datos experimentales para corazonas de areniscas mojadas por agua.

La mayoría de los modelos de permeabilidades relativas incorporan la histéresis y son basados en el modelo de prospección de atrapamiento de LAND. En este modelo, la saturación de atrapamiento de la fase no mojante es calculada como:⁴⁰

$$S_{gt}(S_{gi}) = \frac{S_{gi}}{(1+CS_{gi})} \quad \dots(2)$$

Donde:

S_{gi} : Es la saturación inicial de gas, o la saturación al flujo inverso.

C : Es el parámetro de LAND. El coeficiente de LAND es computado para limitar las curvas de drenaje e imbibición con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1}{S_{gmax}} - \frac{1}{S_{gmax}'} \quad \dots(4)$$

Donde:

S_{gmax} : Es la máxima saturación de gas

S_{gmax}' : Es la máxima saturación de gas atrapado, asociados con los límites de la curva de imbibición.

⁴⁰ ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 23.

3.5.1.2 Modelo de Entrampamiento CARLSON.

Este modelo requiere los límites de las curvas de drenaje e imbibición. La saturación de gas atrapado es determinada al cambiar los límites de la curva de imbibición al interceptar en el intermedio de la saturación de gas inicial del flujo en reversa. La idea detrás de la interpretación de CARLSON era usar el modelo de la imbibición al analizar las curvas de permeabilidad relativa que están paralelas entre sí. Esta extrapolación geométrica produce la siguiente gráfica (Figura 19). La saturación de atrapado de la fase mojante es calculada así:⁴¹

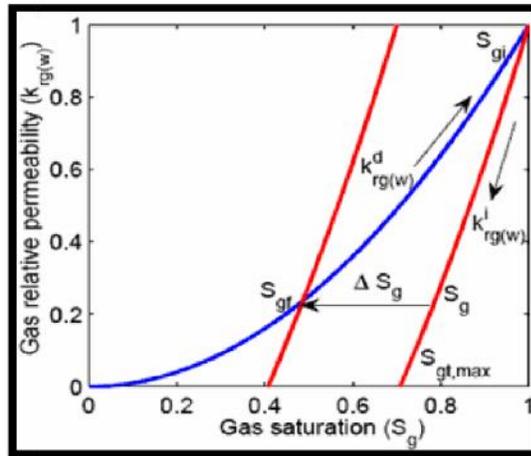
$$\tilde{S}_{g, \text{trapped}} = S_{g, \text{trapped}} - S_{g, \text{trapped}} \dots(5)$$

Donde:

$\tilde{S}_{g, \text{trapped}}$: Es el cambio de la imbibición extrapolada, respectiva a la curva de imbibición escaneada como muestra la Figura.

⁴¹ ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 25.

Figura 19. Extrapolación geométrica de la permeabilidad relativa y de la saturación de entrapamiento.



Fuente: ROJAS. Mauricio, ESCOBAR. Yoneiver, Influencia de la fase gaseosa en los parámetros que intervienen en un proceso WAG, Neiva 2009, Proyecto de grado. Universidad Surcolombiana.

Este modelo es adecuado si las extrapolaciones intermedias de la curvas son casi paralelas y hay una pequeña curvatura en la curva de imbibición. El modelo es problemático cuando el sistema es mojado por aceite. La curvatura larga del límite de la imbibición en la curva de permeabilidad relativa, cerca de las bajas saturaciones no permite una buena predicción de las curvas de permeabilidad relativa intermedia ya que cualquier movimiento haría un “*endpoint*” de saturación de gas atrapado negativa o un valor no físico.

3.5.1.3 Modelo de Entrampamiento de JERAULD.

El modelo de entrapamiento de JERAULD es una extensión del modelo de entrapamiento de LAND eso es considerado para el “*plateau*” (“altiplano”) observado en las curvas de saturación inicial y residual (IR) para una roca de mojabilidad mixta. La saturación de la fase no mojante está dada por:⁴²

⁴² ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 26.

$$- = \frac{S_{gt}}{1 - (r \cdot)^{1 + \frac{bS_{gr}}{1 - \epsilon_{gr}}}} \quad \dots(6)$$

Donde:

b: es el parámetro de conexión de JERAULD. Si b=0 pasa a ser el modelo de LAND.

3.6 MODELOS EMPÍRICOS DE HISTÉRESIS

Se han desarrollado varios modelos de histéresis para caracterizar las permeabilidades relativas y saturaciones de entrampamiento. Datos experimentales sugieren fuértemente que la fase no mojante experimenta una histéresis mucho más pronunciada de la fase mojante. Por consiguiente para un sistema mojado por agua, la fase gaseosa muestra un gran efecto de histéresis y el aceite expone una fuérte histéresis en un sistema agua-aceite.

Los modelos de histéresis de permeabilidades relativas más usados en simuladores de yacimiento, son los de CARLSON, KILLOUGH y LARSEN AND SKAUGE.

3.6.1 *Modelo de histéresis de CARLSON.*

En este modelo se examinan las curvas horizontalmente hasta la intersección de la saturación con el flujo en reversa. Algo en común con el método de KILLOUGH, es que se asume que la curva de imbibición analizada corresponde a cualquier proceso de drenaje subsecuente.

3.6.2 *Modelo de histéresis de KILLOUGH.*

KILLOUGH usa el modelo de entrampamiento de LAND para derivar un modelo de histéresis de permeabilidades relativas; un esquema de interpolación para

definir las curvas de extrapolación intermedia, las curvas de imbibición de permeabilidad relativa intermedias entre las curvas del límite de drenaje $k^d(S_g)$ y de imbibición $k^i(S_g)$. Esto permitió el uso de curvas empíricas y analíticas si los datos experimentales no eran viables.

En el método de KILLOUGH, ha lo largo de una revisión de las curvas de permeabilidad relativa de la fase no mojante, son calculadas así:⁴³

$$k^d(S_g) = \frac{k^d(S_g)}{k^d(S_g)} \quad \dots(7)$$

Donde:

S_{gi} : Saturación de gas inicial.

S_{gm} : Saturación máxima de gas para el límite de la curva de la imbibición.

k^d y k^i : Permeabilidades relativas sobre los límites de las curvas de drenaje e imbibición.

S_g : Saturación de gas computada y normalizada con la siguiente ecuación:

$$S_g = S_{gi} + \frac{(S_g - S_{gi})}{S_{gm} - S_{gi}} \quad \dots(8)$$

3.7 LA HISTÉRESIS EN LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR “DRENAJE E IMBIBICIÓN”

Los fenómenos capilares poseen historia, y esto se traduce en que la relación entre Presión Capilar y Saturación no es biunívoca. De hecho, como veremos,

⁴³ ROJAS, ESCOBAR, Op. Cit., p. 27.

existen innumerables curvas de Presión Capilar para describir el comportamiento de un mismo medio poroso frente a un determinado juego de fluidos.

Sin embargo, pese a la diversidad de curvas posibles, algunas de ellas son las que se identifican como "Las curvas de Presión Capilar" de un medio poroso. Esto es posible gracias a que en la naturaleza existen mecanismos y condiciones habituales que permiten diferenciar estas curvas de todo el conjunto restante.

3.7.1 Drenaje e Imbibición.

3.7.1.1 El Drenaje.

Es el proceso por el cual la fase no-mojante desplaza, en el medio poroso, a la fase mojante. Es un proceso forzado (no espontáneo) pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar. En este proceso siempre existe una presión inicial asociada a las fuerzas capilares originadas en los capilares de mayor diámetro.⁴⁴

Conforme a la historia regular de llenado de las trampas de hidrocarburos, éstas se encuentran originalmente saturadas al 100 % con agua. Durante el llenado, el hidrocarburo desaloja una parte del agua conforme a una curva de drenaje como la indicada en la Figura 20, a medida que aumenta la diferencia de presión entre el agua y el hidrocarburo comienza a recorrerse la curva de drenaje que parte de $S_w = 100\%$.⁴⁵

⁴⁴ CROTTI, M.A., "La histéresis en las curvas de presión capilar. Drenaje e imbibición". Argentina, Última modificación. 13 de agosto de 2003.

⁴⁵ Ibid. p.3.

Figura 20. Curva de drenaje

Fuente: CROTTI, M.A., "La histéresis en las curvas de presión capilar. Drenaje e imbibición". Argentina, Última modificación. 13 de agosto de 2003.

En este esquema se asume que el agua es la fase mojante y que el hidrocarburo (gas o petróleo) es la fase no-mojante.

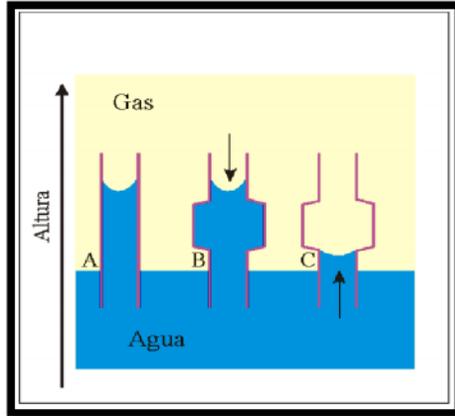
3.7.1.2 La Imbibición.

En un sistema mojado por agua, imbibición es el proceso donde la saturación de la fase mojante (agua) está incrementando, este proceso no requiere aplicación de fuerzas externas al sistema roca-fluidos, por lo que no existen presiones de origen.

En la Figura 21 se muestra un ejemplo sencillo donde los procesos de imbibición y drenaje, originan diferentes saturaciones de equilibrio. Este ejemplo permite apreciar la razón por la que existe el denominado fenómeno de

histéresis (diferentes recorridos de ida y de vuelta) en las curvas de presión capilar.⁴⁶

Figura 21. Drenaje e Imbibición en una estructura capilar idealizada.



Fuente: CROTTI, M.A., "La histéresis en las curvas de presión capilar. Drenaje e imbibición". Argentina, Última modificación. 13 de agosto de 2003.

En la Figura 21, el capilar cilíndrico "A" permite establecer, en base al ascenso capilar, que el agua es la fase mojanete en este sistema.

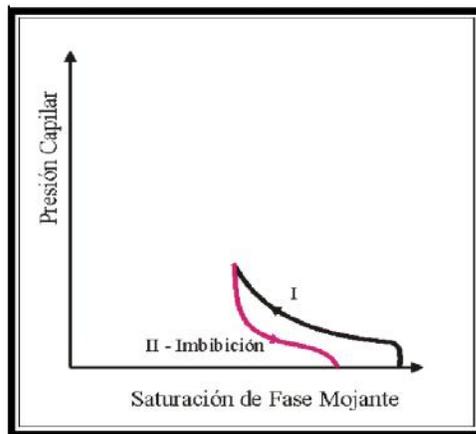
Los capilares "B" y "C" son idénticos. Ambos poseen un abultamiento en su parte central, pero en su parte inferior y en su parte superior poseen idéntico diámetro que el capilar "A".>

- De acuerdo con las flechas incluidas en el esquema, el capilar "B" ha sufrido un proceso de drenaje, quedando con el abultamiento totalmente lleno de agua.
- El Capilar "C" fué sometido a un proceso de imbibición. En este caso el abultamiento central. impidió alcanzar el nivel de agua obtenido en los capilares "A" y "B".

⁴⁶ Ibid. p.2.

Si por alguna razón, el drenaje se interrumpe y comienza un desplazamiento con agua (por pérdida del sello de la trampa o por inyección de agua durante la explotación de un yacimiento), la presión capilar del sistema evoluciona conforme a la curva de imbibición esquematizada en la Figura 22.⁴⁷

Figura 22. El Proceso de imbibición.



Fuente: CROTTI, M.A., "La histéresis en las curvas de presión capilar. Drenaje e imbibición". Argentina, Última modificación. 13 de agosto de 2003.

Tal como se observa en la Figura 22, el desplazamiento del hidrocarburo no es completo durante la imbibición, pues parte del mismo queda retenido en la estructura poral bajo la forma de Saturación residual de petróleo (S_{or}).

⁴⁷ Ibid. p.4.

4. METODOLOGIA DE LA SIMULACION

Para el desarrollo del presente estudio se trabajó con el modelo de simulación vigente de campo Guando, utilizando el software ECLIPSE 100 de Schlumberger, el cual tiene un ajuste histórico a Marzo del 2008. Debido a que el yacimiento es lo bastante grande y con un gran número de pozos se optó por trabajar con el ajuste vigente ya que ajustarlo conllevaría a un tiempo extremadamente largo, lo cual superaría las expectativas del tiempo a cumplir con la entrega del proyecto.

El modelo de simulación representa el campo Guando en toda su extensión, sin embargo el análisis aquí presentado de inyección de agua en el GOC y producción de la capa de gas de forma simultáneamente se efectuó en el bloque central del modelo, el cual está dividido en dos bloques: centro sur (CS) y centro norte (CN), en donde se determinaron todos los pozos que se encuentran en la capa de gas y las zonas en las que están cañoneados de manera que facilitara la obtención de datos.

Dado que el modelo solo cuenta con el ajuste histórico hasta Marzo de 2008, se actualizaron todos los eventos hasta Marzo de 2009: datos de producción, inyección, pozos perforados, zonas cañoneadas, intervalos cementados o aislados, pozos colapsados, conversión de pozos productores a inyectores y cierre de pozos. También se incluyeron algunos pozos que venían colapsados y fueron recuperados o están en proceso de recuperación y que debían ser incluidos en el caso de predicción igualmente, algunos pozos que se convertirán a inyectores, para así correr un caso llamado "CASO BASE" donde aparecen todos los cambios mencionados. Para los casos de predicción simplemente se toma este caso BASE y se modifica dependiendo de los que se vaya a simular y será usado para todas las comparaciones. A partir de este caso se definió el plan concebido por la compañía hasta 2016.

Los diferentes escenarios fueron creados a partir del caso base, realizando las modificaciones necesarias. Cada uno de los escenarios toma el ajuste histórico realizado hasta Marzo 2008 y la actualización realizada a Marzo 2009 mediante un archivo *restart*.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Después de definir el caso base, se realizaron las simulaciones necesarias para seleccionar el mejor escenario en la implementación de la inyección de agua al nivel del contacto gas-aceite y producción simultánea de la capa de gas. Los escenarios a evaluar eran los siguientes:

- Escenario de agotamiento.
- Escenario convencional.
- Contención de la capa de gas.
- Escenario de producción simultánea.

Debido a que el campo ya tiene un plan de desarrollo, se optó por analizar solamente los escenarios de contención de la capa de gas y producción simultánea, los cuales han mostrado en estudios anteriores que presentan el porcentaje de recobro más alto posible dentro de esta investigación.

En el escenario de contención de la capa de gas los casos definidos van desde el **Caso 1** al **Caso 9**, en la Tabla 4 se describen cada uno de los escenarios realizados.

Tabla 4. Casos escenario de contención de la capa de gas.

SIN PRODUCCION DE LA CAPA DE GAS				
CASOS	DESCRIPCION DEL CASO	ARIN PRODUCTOR	ARIN INYECTOR	TASA DE inyección (BWPD)
MATCH_PRED	CASO BASE, solo con predicción hasta el 2015			
CASO 1	Inyección Pozo 1		4, 6	1500 1000
CASO 1_1	Conversion de Pozo 1 a inyector	ARIN-4 era productor	4,	1500
		ARIN-6 era productor	6	1000
			se cañoneó en 3 al nivel del contacto	400
CASO 1_2	Caso 1_1 diferente tasa de inyección en ARIN-3		3	800
CASO 1_3	Caso 1_2 diferente tasa de inyección en ARIN-3		3	1500
CASO 1A	CONVERSION Pozo 1 A DUAL	4		
		6		
CASO 1A_1	CASO 1A diferente tasa de inyección en ARIN-3		3	800
CASO 1A_2	CASO 1A_1 diferente tasa de inyección en ARIN-3		3	1500
CASO 2	Pozo 2 inyección por ARIN-1		1	400
			3	1000
			4	1500
CASO 2_1	CASO 2 Pozo 2 diferente inyección en ARIN-1		1	800
CASO 2_2	CASO 2_1 Pozo 2 diferente inyección en ARIN-1		1	1500
CASO 3	Conversión de Pozo 3 a dual Pozo 3A, se dejó de producir por ARIN-1 para inyectara por esta capa		1	400
		2		
		3		
		4		
		6		
CASO 3_1	CASO 3 diferente inyección en ARIN-1		1	800
CASO 3_2	CASO 3 diferente inyección en ARIN-1		1	1500
CASO 4	Conversion Pozo 4 a dual Pozo 4B,		3	400
		4		
		5		
		6		
CASO 4_1	CASO 4 diferente inyección en ARIN-3		3	800
CASO 4_2	CASO 4 diferente inyección en ARIN-3		3	1500
CASO 5	Pozo 5 inyección por ARIN-3		3	400
			6	1500
CASO 5_1	CASO 5 diferente inyección en ARIN-3		3	800
CASO 5_2	CASO 5 diferente inyección en ARIN-3		3	1500
CASO 6	Pozo 6 inyección por ARIN-3	3		
		4		
		6		
		3		400
CASO 6_1	CASO 6 diferente inyección en ARIN-3		3	800
CASO 6_2	CASO 6 diferente inyección en ARIN-3		3	1500
CASO 7	Pozo 7 inyección por ARIN-3	4		
CASO 7_1	CASO 7 diferente inyección e ARIN-3		3	400
CASO 7_2	CASO 7 diferente inyección e ARIN-3		3	800
			3	1500
CASO 8	Pozo 8 inyección por ARIN-1		1	400
			3	
			4	
			6	
CASO 8_1	CASO 8 diferente inyección en ARIN-1		1	800
CASO 8_2	CASO 8 diferente inyección en ARIN-1		1	1500
CASO 9	Pozo 9 inyección por ANRIN-1		1	400
			3	
		4		
CASO 9_1	CASO 9 diferente inyección en ARIN-1		1	800
CASO 9_2	CASO 9 diferente inyección en ARIN-1		1	1500

Fuente: Autores.

Dentro de las corridas realizadas, se hizo un análisis de sensibilidad para determinar las tasas óptimas de inyección, así se evitaron posibles canalizaciones de agua, sobre-presurización del yacimiento y en base a esto generar el mejor recobro posible tanto de aceite como de gas.

Para definir esta tasa, se calculó en Excel el último recobro estimado del campo (EUR del inglés Estimated Ultimate Recovery) que es el último recobro de petróleo que se espera de un pozo, independiente de la fecha de terminación, en pocas palabras es lo que se espera recuperar de un pozo hasta el límite económico que se crea conveniente. También se tuvo en cuenta el corte de agua producido al igual que el comportamiento del GOR en cada pozo.

En el escenario de producción simultánea de la capa de gas los casos trabajados van desde el **Caso 10** al **Caso 15**, en este escenario se puede ver que los casos son menos, esto se debe a que aquí ya se había determinado la tasa óptima de inyección, los pozos con mayor producción de petróleo, los pozos a los que la inyección al nivel del contacto había afectado más, ya sea de manera positiva o negativa. En la Tabla 5 podemos ver la descripción de estos casos.

Tabla 5. Casos con producción de la capa de gas.

CON PRODUCCION DE LA CAPA DE GAS				
CASOS	DESCRIPCION DEL CASO	ARIN PRODUCTOR DE LA CAPA DE GAS	ARIN INYECTOR	TASA DE INYECCION (BWPD)
CASO 10	Conversion de GUA-065 a inyector		4	1500
			6	1000
	GUA-146	1		
	GUA-142	1		
	GUA-063	2		
CASO 10_1	GUA-144	1		
	Conversion de GUA-065 a inyector y en la capa		4	1500
			6	1000
			3	1500
	GUA-146	1		
CASO 10A	GUA-142	1		
	GUA-063	2		
	GUA-144	1		
	Conversion de GUA-065 a dual	4		1500
		6		1000
CASO 11			3	1500
	GUA-146	1		
	GUA-142	1		
	GUA-063	2		
	GUA-144	1		
CASO 12	GUA-1A inyección POR ARIN-1		1	
	GUA-084B inyección POR ARIN-3		3	
	GUA-086	1		
	GUA-083	1		
	GUA-084	1		
	Conversion de GUA-033 a dual GUA-033A, inyección por ARIN-1	antes productor	1	1500
	GUA-131	1		
GUA-114	1			
CASO 13	GUA-109	1		
	GUA-033	1		
	GUA-133	1		
	GUA-135	1		
	GUA-154	1		
	inyección GUA-013B		3	1500
			6	1500
inyección GUA-123A		1	1500	
CASO 14		3		
		3		
		4		
		5		
	GUA-066	2		
CASO 15	GUA-138	1		
	GUA-086	1		
	GUA-063 inyección por ARIN-3		3	
		1		
CASO 15	GUA-142	1		
	GUA-144	1		
	GUA-059 inyección por ARIN-3		3	
		2		
CASO 15	GUA-127	1		
	GUA-139	1		
	GUA-141	2		

Fuente: Autores.

5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

5.1 ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS

Al analizar la influencia de la inyección a diferentes caudales en los diferentes escenarios realizados sin producción de la capa de gas, el principal factor de comparación fué el EUR a nivel del campo y la tasa de producción de aceite a nivel de pozo en cada escenario. Para observar detalladamente el aumento obtenido tanto para todo el campo como para los pozos, los valores de EUR y la tasa de producción de aceite se compararon paralelamente con los valores del caso base (MATCH); entonces la ganancia obtenida es la diferencia entre los datos derivados del MATCH y las simulaciones a diferentes caudales de inyección.

5.1.1 Análisis de la Ganancia de EUR a Nivel de Campo.

Los escenarios que presentaron aumento del EUR se presentan en la Tabla. 6, ordenados del caso más exitoso al menos exitoso, tomando como exitosos, todos aquellos escenarios que presentaron incrementales en EUR mayores a 100,000 BOP respecto al caso base. Cabe resaltar que estos datos fueron los obtenidos a un caudal de inyección de 1500 bwpd y que la producción de agua no aumentó, solamente en los casos 3 y 1 se vió un pequeño aumento (ver Anexo 1).

Tabla 6. EUR Casos.

CASO	GANANCIA DE EUR (BBLs)
7	376,830
6	182,799
8	157,993
1A	150,930
5	126,528
1	124,205
2	100,595
4	60,156
3	47,549
9	-10,765

Fuente: Autores.

En general los escenarios obtuvieron su mejor respuesta con el caudal mayor que fué de 1500 bbls, pero el caso en el cual se vió la mejor producción es el 7, el cual mostró mayor EUR en los tres caudales analizados por consiguiente se dice que es el mejor caso establecido en esta simulación (Tabla. 7), se puede ver el aumento en el EUR para las diferentes tasas de inyección de 400, 800 y 1500 BWPD para el caso 7, 7_1 y 7_2 respectivamente. Se observa, como en este caso se presentan incrementales de aceite interesantes aun inyectando agua a tasas de 400 BWPD logrando una ganancia de 73,563 BBLS de aceite, superando a los casos 4 y 3 en su mejor respuesta obtenida con el caudal de inyección de 1500 BWPD. Se presume que se tienen mejores condiciones de formación o no daño, además de la posición en la estructura y su baja relación del volumen poroso de la capa de gas sobre el volumen poroso de la columna de aceite, que ser función del caudal de inyección, sin embargo el caudal de la inyección de agua es el parámetro más importante que se tuvo en cuenta.

Tabla 7. EUR caso 7.

CASO	GANANCIA DE EUR (BBLs)
7	73,563
7_1	163,613
7_2	376,830

Fuente: Autores.

Por el contrario, analizando el caso 9 (Tabla 8), en el cual se tiene una ganancia negativa, se observa que en este caso presenta pérdidas de recobro para cada uno de los caudales de inyección analizados; este valor negativo indica que al inyectar agua al nivel de contacto para el pozo 9 la producción no aumenta sino que disminuye por debajo del valor del caso base. Esta disminución pudo haber sido causa de una conificación del agua en pozos cercanos o también, que los pozos de incidencia estaban en un estrato mayor que por el que se estaba inyectando y por consiguiente el caudal no fué lo suficientemente grande para vencer las fuerzas gravitacionales; otra posible

causa de este efecto negativo en la recuperación de petróleo se debe a la baja permeabilidad de las capas que están en la parte superior de la estructura y a la alta permeabilidad de las capas que está en la parte inferior de la estructura, por lo tanto las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales disminuyen la eficiencia del desplazamiento.

Tabla 8. EUR caso 9.

CASO	GANANCIA DE EUR (BLS)
9	-7,244
9_1	-3,058
9_2	-10,765

Fuente: Autores.

El objetivo principal de las corridas iniciales era determinar el caudal óptimo de inyección. Observando el comportamiento de los casos de simulación, se deduce que el caudal óptimo de inyección es de 1500 BWPD, siendo este el que presentó una mejor respuesta en la recuperación de aceite, tal como se observa en la Tabla. 9.

Tabla 9. EUR casos a diferentes caudales de inyección.

ESCENARIO	GANANCIA DE EUR (BLS)	CAUDAL DE INYECCIÓN
1_1	63,463	400
1_2	65,367	800
1_3	124,205	1,500
2	31,699	400
2_1	84,675	800
2_2	163,613	1,500
3	1,295	400
3_1	21,374	800
3_2	47,549	1,500
4	39,987	400

4_1	60,156	800
4_2	60,156	1,500
5	112,765	400
5_1	81,692	800
5_2	126,528	1,500
6	55,241	400
6_1	109,188	800
6_2	182,799	1,500
7	73,563	400
7_1	163,613	800
7_2	376,830	1,500
8	32,598	400
8_1	60,810	800
8_2	157,993	1,500
9	-7,244	400
9_1	-3,058	800
9_2	-10,765	1,500

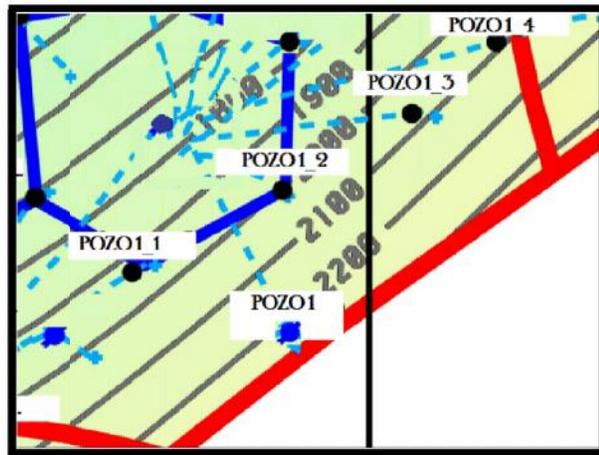
Fuente: Autores.

5.1.2 Análisis del Factor WOPR de Cada Pozo.

En el caso 1 el pozo 1 se convierte a inyector el 1 de marzo de 2009, inyectando en las unidades ARIN_4 & ARIN_6. Al ver la producción de los principalmente afectados por la inyección, el pozo 1_2 muestra un aumento significativo de producción; en el caso 1_1 además de la inyección en ARIN_4 & ARIN_6 se inyectó al nivel del GOC en ARIN_3 con un caudal de 400 BWPD y se encontró una respuesta similar al escenario 1, por lo que se concluye que el caudal no es lo suficientemente elevado para notar un gran cambio en la producción de los pozos vecinos. En el caso 1_3, se utiliza el caudal óptimo de inyección de 1500 BWPD y se observó una mejor respuesta con la inyección de agua al nivel del GOC, debido a que al inyectar un caudal mayor se está logrando formar una pared de agua entre la capa de gas y la columna de aceite generando las condiciones deseadas.

En la Figura 23, se observa cómo están organizados los pozos, y de acuerdo con esto se espera una mejor respuesta del pozo 1_2, ya que este se encuentra estructuralmente más bajo respecto al pozo inyector.

Figura 23. Distribución de pozos caso 1.



Modificada por los Autores

Fuente: Petrobrás Colombia Limited.

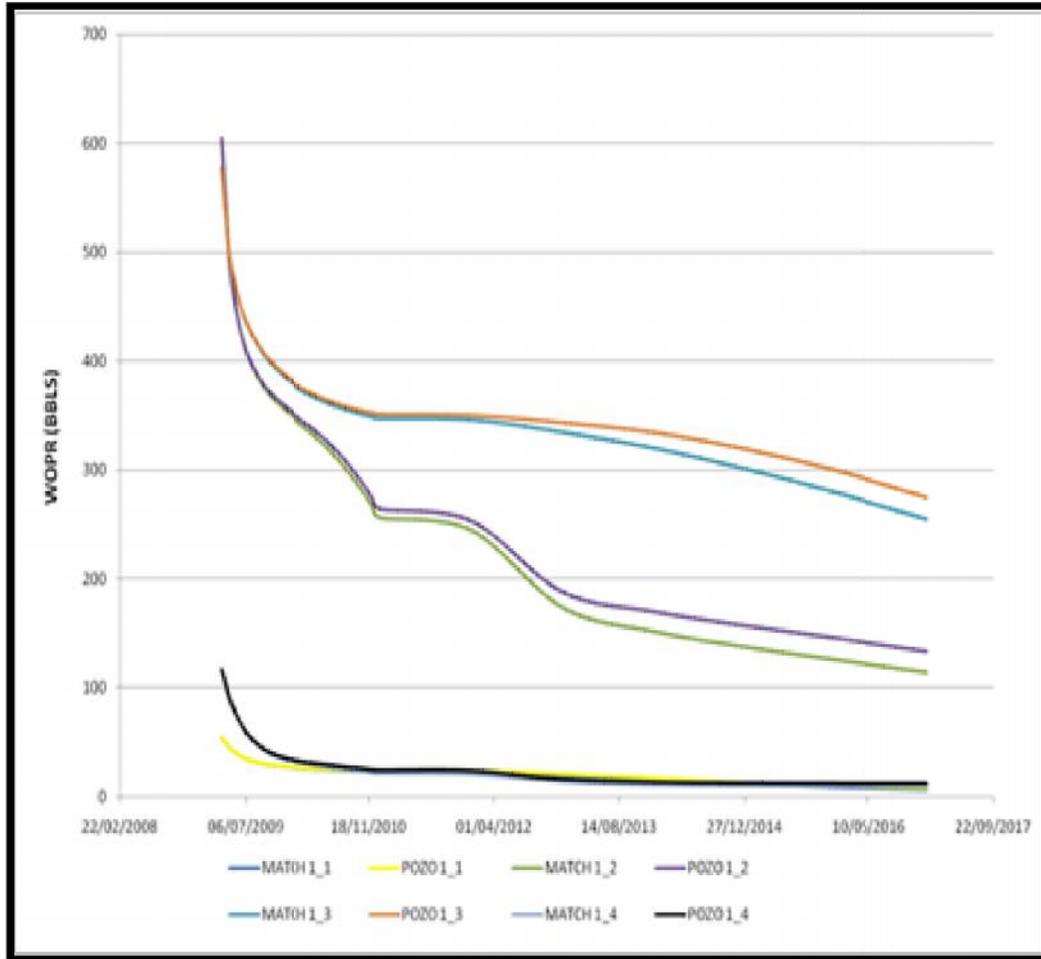
En la Figura 24, la mejor respuesta se encuentra en el pozo 1_2, ya que la curva de producción en la simulación está por encima del match, diferente a los pozos 1_1 y 1_4, en los cuales la producción en la simulación y en el match no tienen mayor diferencia, por otro lado el pozo 1_3 presenta una ganancia en el inicio de la simulación pero luego exhibe una fuerte caída en la producción de la simulación cayendo por debajo del match; lo que lleva a analizar el corte de agua, el cual presenta un aumento significativo en el mismo lapso de tiempo, donde hay una disminución en la producción, lo cual indica que dicha disminución debió ser causada por una posible canalización del agua inyectada.

Figura 24. WOPR Pozos Caso 1.

Fuente: Autores.

En la Figura 25, analizando el caso 1A se observa como la mejor respuesta es presentada por el pozo 1_3, por ello la mejor decisión que se puede tomar es convertirlo el pozo 1 a dual inyectando solo a nivel del GOC, ya que se obtuvo una mejor respuesta en la producción de aceite en los pozos vecinos y no se tuvo problemas de canalización, además en este caso se obtiene un mayor EUR.

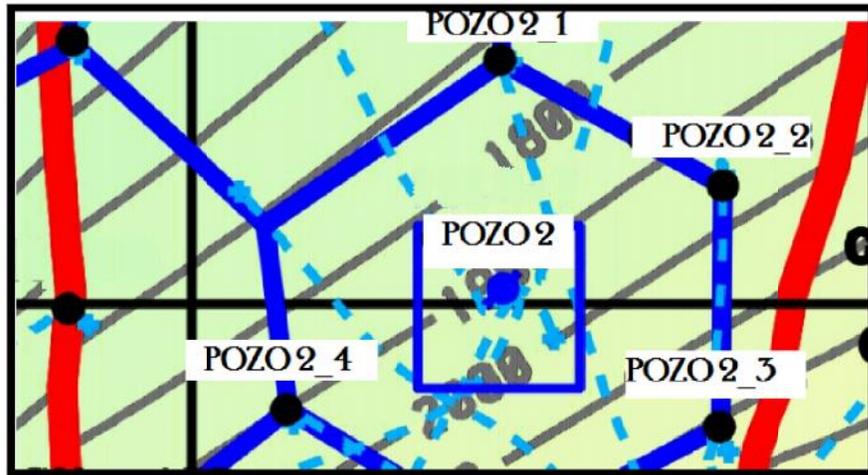
Figura 25. WOPR pozos caso 1A.



Fuente: Autores

En la Figura 26 se muestra la distribución de los pozos en el caso 2, en el cual la inyección al nivel del contacto no muestra respuesta alguna en los pozos salvo en el pozo 2_1, en el cual se puede indicar como los efectos gravitacionales marcan una diferencia entre los pozos que están más bajos estructuralmente.

Figura 26. Distribución de pozos caso 2.

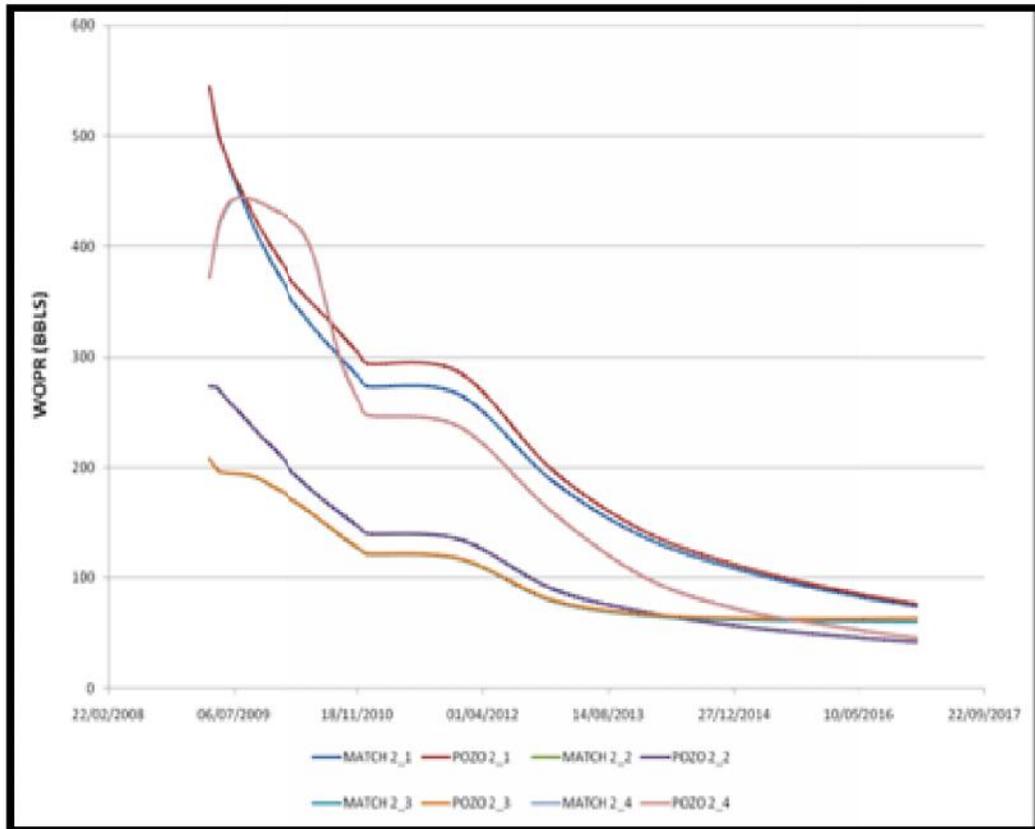


Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

En la Figura 27, se presenta la producción del caso 2 en donde se hace una comparación de la producción de cada uno de los pozos afectados por la inyección del pozo 2, no hay mucha diferencia respecto al match, resaltando el poco aumento que estos pozos reflejan con la inyección; sin embargo el pozo 2_1 a pesar de que en la parte final de la simulación se unen las dos curvas, en fechas anteriores presenta un aumento en su producción que se resalta.

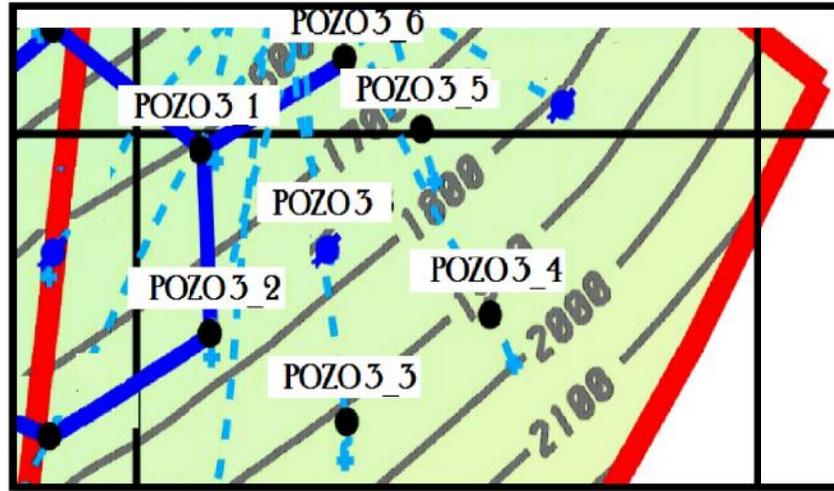
Figura 27. Tasa de producción de aceite para el caso 2.



Fuente: Autores.

En las Figuras 28 y 29, al ver la distribución de los pozos y los resultados del caso 3 hay una disminución de producción en el pozo 3 debido a que se dejó de producir por ARIN-1 para inyectar por esta capa, lo cual se ve reflejado en el modelo de simulación, además la curva de los pozos 3_2 y 3_3 no supera la del match, por otro lado la respuesta de esta inyección solo presenta un pequeño aumento en la producción, que se ve reflejado en los pozos 3_1, 3_6 y 3_4 que representa una ganancia de unos 17 mil barriles hasta el final del contrato Boquerón, por lo que es un escenario que no presentaría buenas opciones para su implementación.

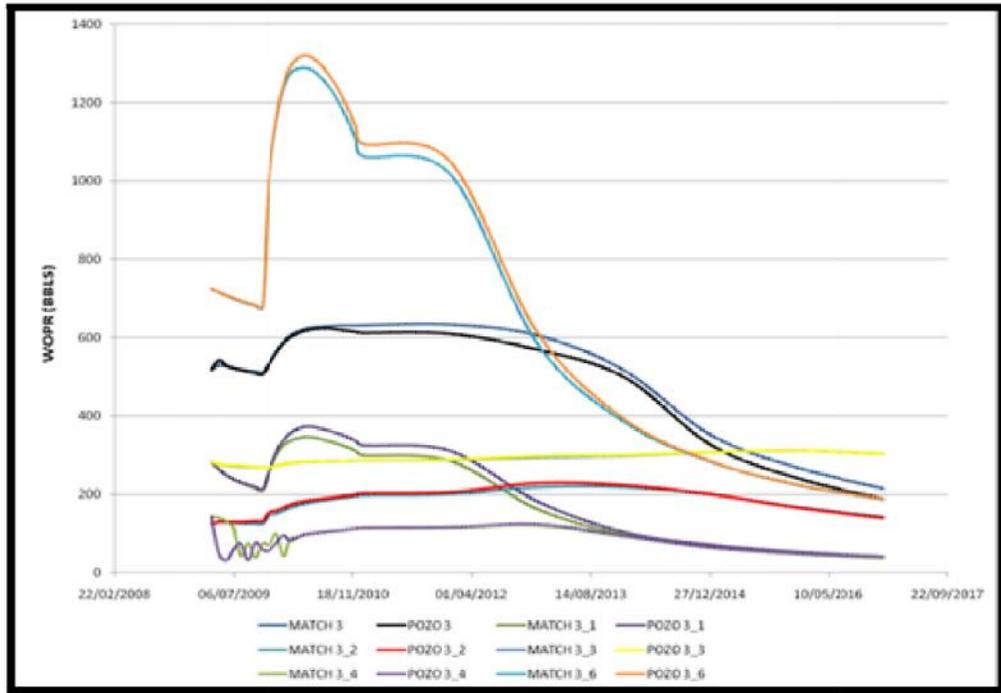
Figura 28. Distribución de pozos caso 3.



Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited

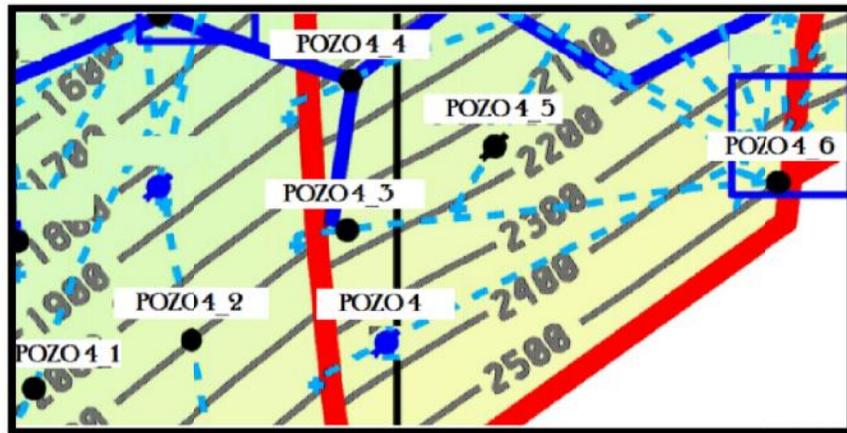
Figura 29. Tasa de producción de aceite para el caso 3.



Fuente: Autores.

En la Figura 30, está la distribución de los pozos en el caso 4, el pozo 4 está junto a una falla que lo separa de los pozos 4_5 y 4_6 sin embargo se decidió observar su comportamiento para tener la certeza de si existe alguna conexión entre estos pozos, el pozo 4 tiene más incidencia sobre los pozos 4_4 y 4_3 que están desviados hacia el área de inyección, lado izquierdo de la falla.

Figura 30. Distribución de pozos caso 4.

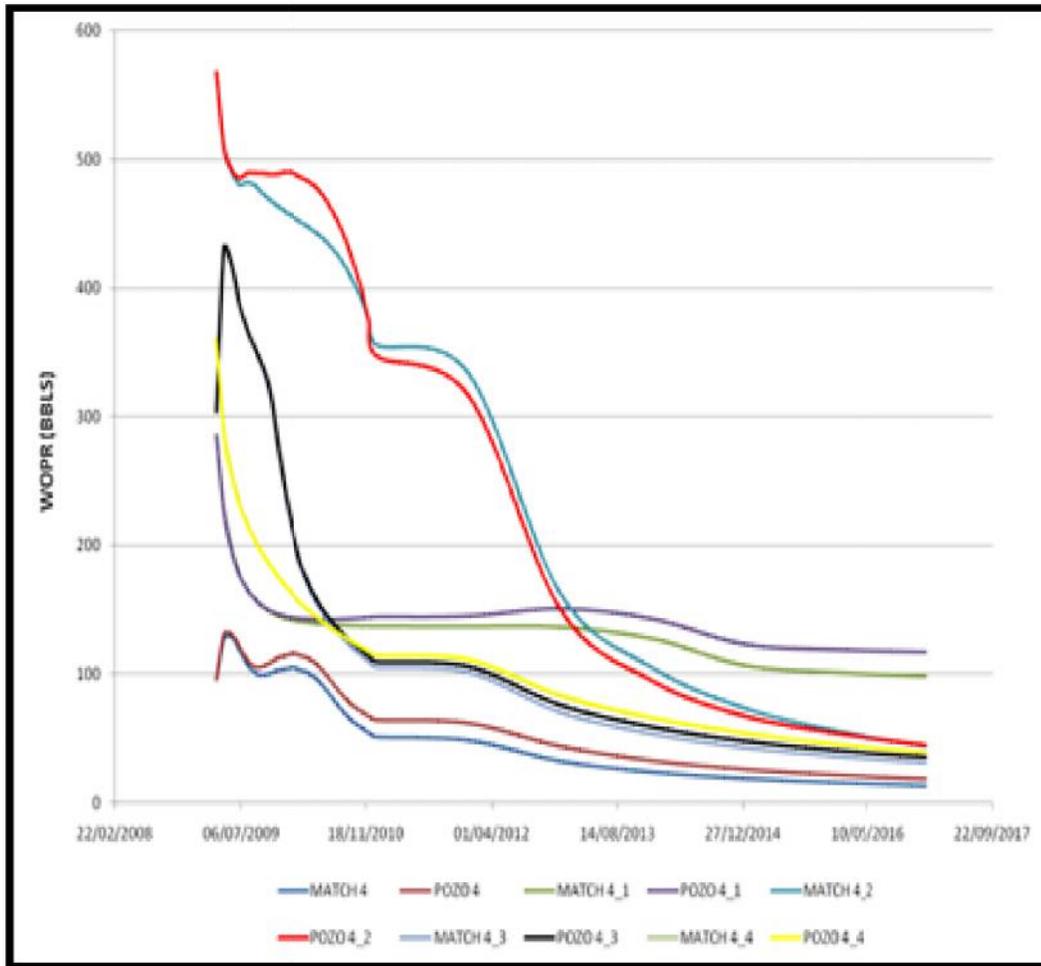


Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

En la Figura 31, la mayor ganancia de producción se encuentra en el pozo 4_1 seguido del pozo 4, pero la ganancia de estos pozos es afectada por el comportamiento que tiene el pozo 4_2 que a comienzos de la simulación presenta ganancias en su producción de aceite pero a partir del 2010 tiene un bajón en su producción haciendo que la curva de producción simulada caiga por debajo del match, una vez más, observando el corte de agua de este pozo concluimos que este bajón fué ocasionado por una posible canalización de agua en la inyección. Los pozos 4_3 y 4_4 no presentan una ganancia significativa en comparación con el match.

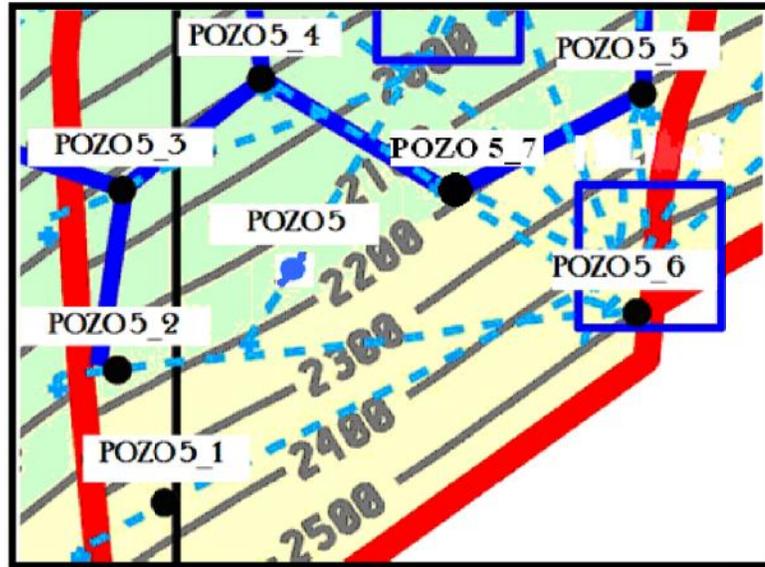
Figura 31. Tasa de producción de aceite para el caso 4.



Fuente: Autores.

En la Figura 32, está la distribución de los pozos del caso 5, en este se espera que la mejor respuesta estará en el pozo 5_4 y en el 5_3 los cuales se encuentran estratigráficamente más bajos que los demás pozos en relación al pozo inyector.

Figura 32. Distribución de pozos caso 5.

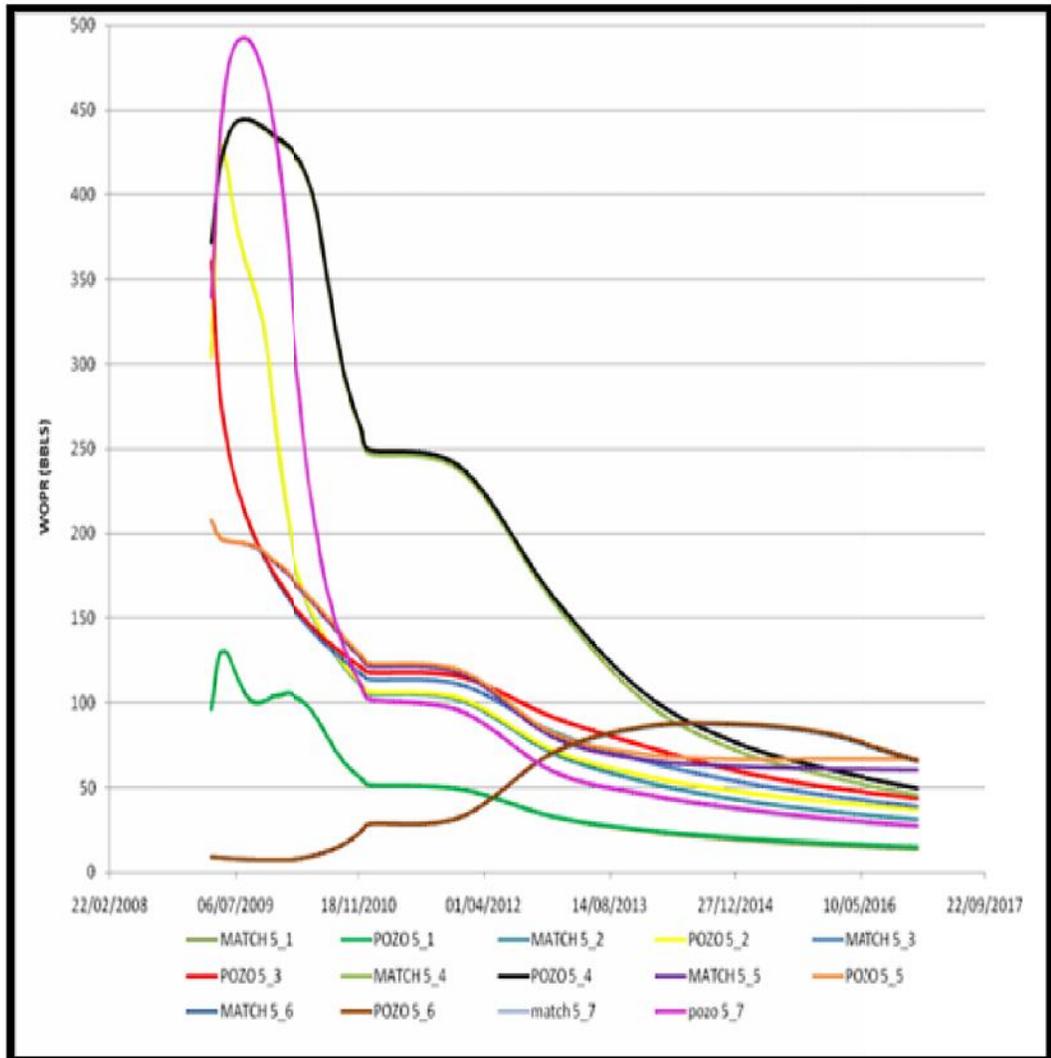


Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

En la Figura 33, los pozos de mejor comportamiento de acuerdo a su aumento de producción son el 5_3 y 5_4; para el pozo 5_4 a pesar de que la curva de producción simulada no se aleja mucho de la curva del match, debido a su gran producción de aceite la ganancia es significativa. Otros pozos con ganancia en su producción fueron el 5_5, 5_3 y 5_2, los únicos que no mostraron aumento alguno fueron los pozos 5_1 y 5_6 y determinó que su comportamiento puede haber sido por su distancia con respecto al pozo inyector y también que se encuentran estructuralmente más altos que el inyector por lo que el caudal pudo no haber sido lo suficientemente grande para llegar a ellos y vencer las fuerzas gravitacionales.

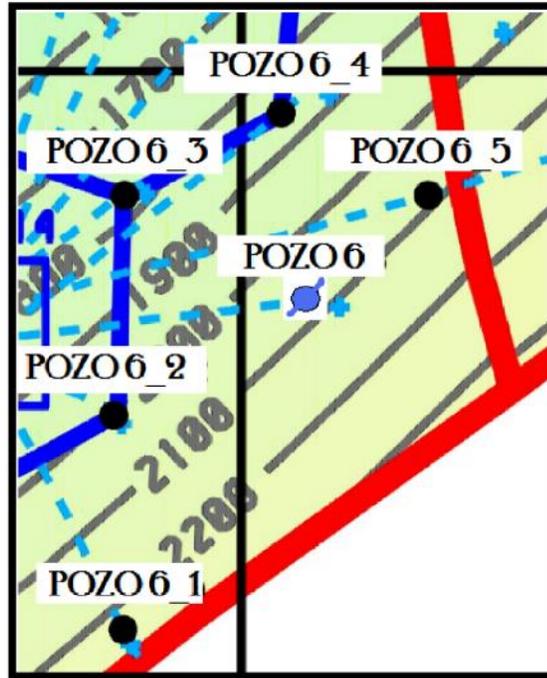
Figura 33. Tasa de producción de aceite para el caso 5.



Fuente: Autores.

En la Figura 34, se observa la distribución de los pozos del caso 6, como el pozo 6 está en una perfecta posición para obtener buenos resultados debido a que se encuentra en un estrato mayor de la estructura con respecto a sus pozos de influencia y además por que se encuentra cerca de una falla y por ende se facilita formar el muro de agua que separe la capa de gas y la columna de aceite logrando una mejor presurización del yacimiento.

Figura 34. Distribución de pozos caso 6.

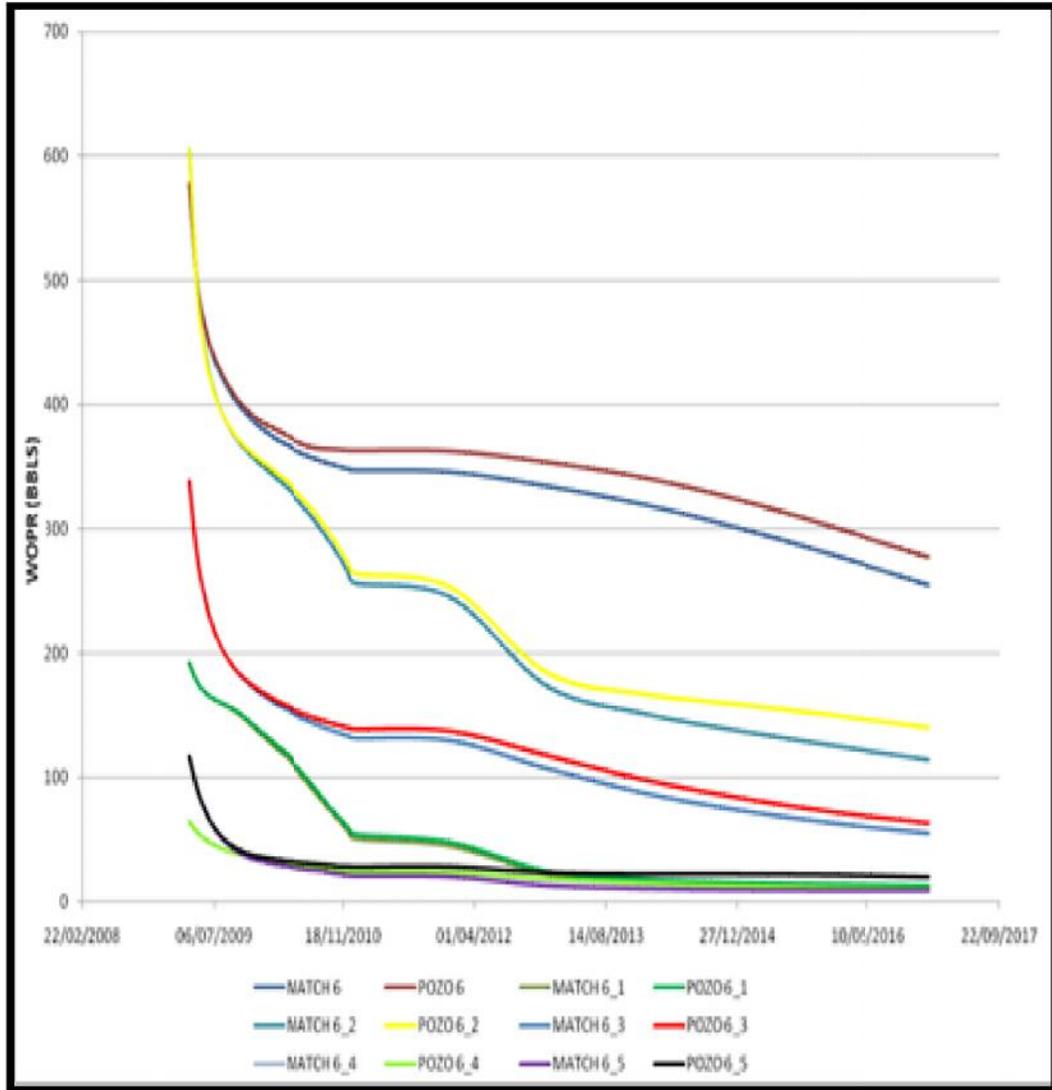


Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

En la Figura 35 se observó cómo se obtuvieron buenos resultados en cuanto al aumento de la producción en la mayoría de los pozos afectados por la inyección, menos en los pozos 6_1 y 6_4 que fueron los más pobres en este aumento de producción. La mayor producción se obtuvo en el pozo directamente afectado, el pozo 6, seguido del pozo 6_2; en general se obtuvo la ganancia esperada de acuerdo con la muy buena ubicación del pozo.

Figura 35. Tasa de producción de aceite para el caso 6.

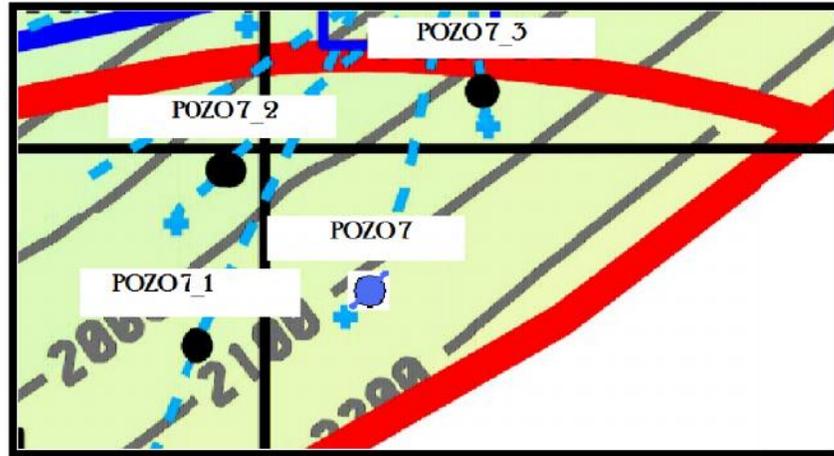


Fuente: Autores.

El caso 7 se espera que sea el mejor debido a la ubicación estratégica del pozo inyector (Figura 36), pues, este se encuentra ubicado en medio de dos fallas generando así las mejores expectativas en cuanto a la formación de una pared de agua entre la zona de aceite y la capa de gas, dado a que la inyección de agua, de 1500 bwpd, es lo suficientemente alta como para lograr una buena

separación de las dos zonas mencionadas y vencer las fuerzas gravitacionales, también a que estructuralmente está por encima de los pozos afectados.

Figura 36. Distribución de pozos caso 7.



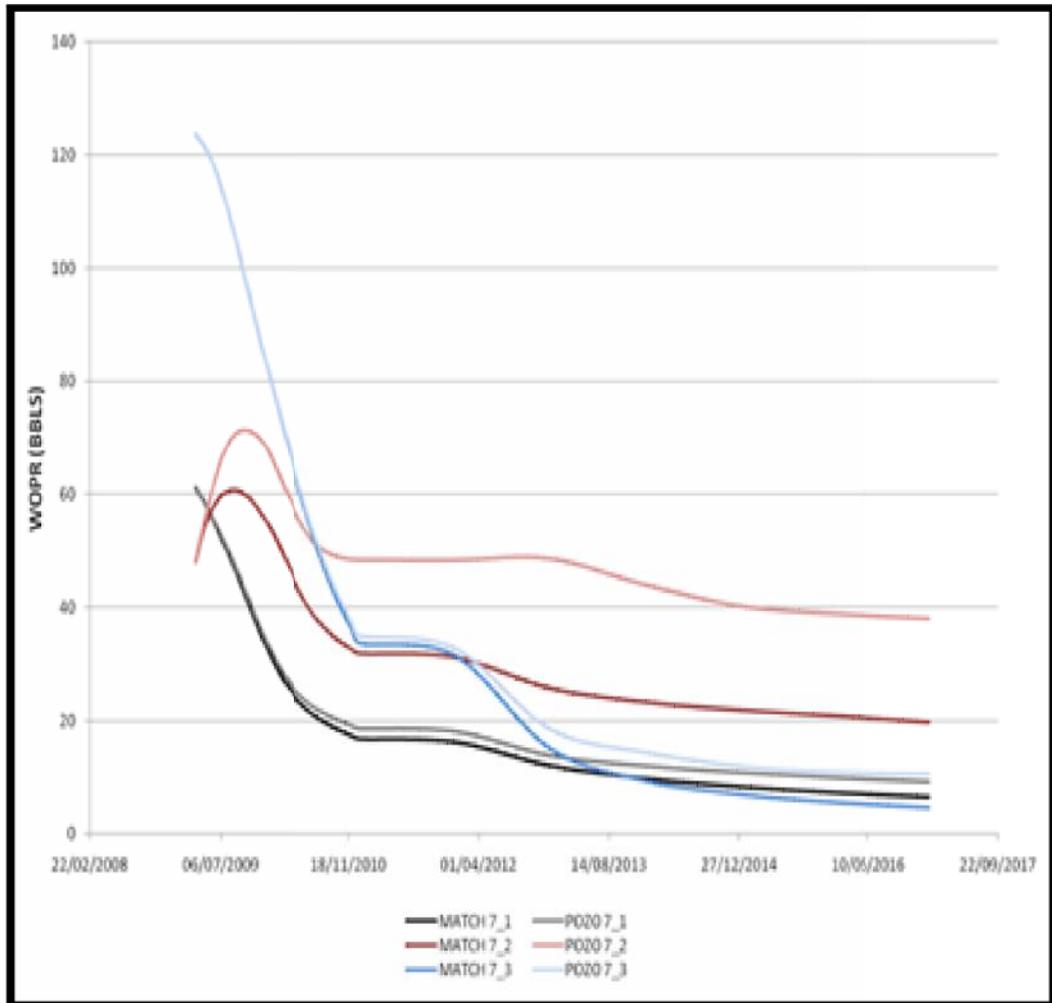
Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente y al prestar atención a la Figura 37 se puede decir que este pozo es el mejor de todos los descritos anteriormente y de los que faltan dado a que es el que mejor ubicado se encuentra en comparación al espacio en el que se hallan los demás pozos de estudio, esta afirmación se hace en base a la producción presentada en la Figura 37, dado a que las curvas de producción tienen muy buenas ganancias. En la curva del pozo 7_2 se diferencia en buena parte de la del match de manera que el aumento en la producción es magnífico, este aumento es casi el doble de lo que venía produciendo sin aplicar la técnica descrita.

De los pozos el que mayor aumento obtuvo fue el pozo 7_2 en comparación a los pozos 7_1 y 7_3, sin embargo no por el hecho de que la de estos pozos es menor dejan de ser importantes sus producciones en el desarrollo del caso 7.

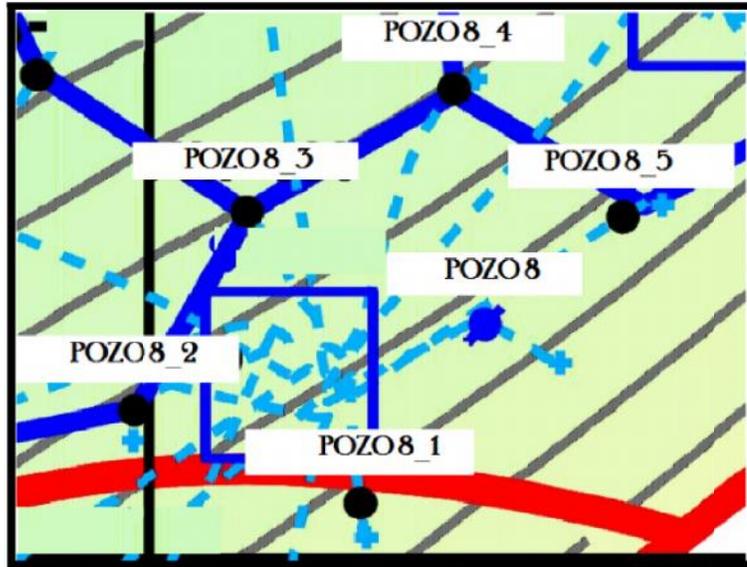
Figura 37. Tasa de producción de aceite para el caso 7.



Fuente: Autores.

En la Figura 38 está la distribución de los pozos del caso 8 y se determina que también se encuentra muy bien ubicado y es por esto es que es uno de los casos con mayor EUR en este estudio; está ubicado cerca de dos fallas y un nivel mayor en la estructura con referencia a los pozos afectados por la inyección.

Figura 38. Distribución de pozos caso 8.

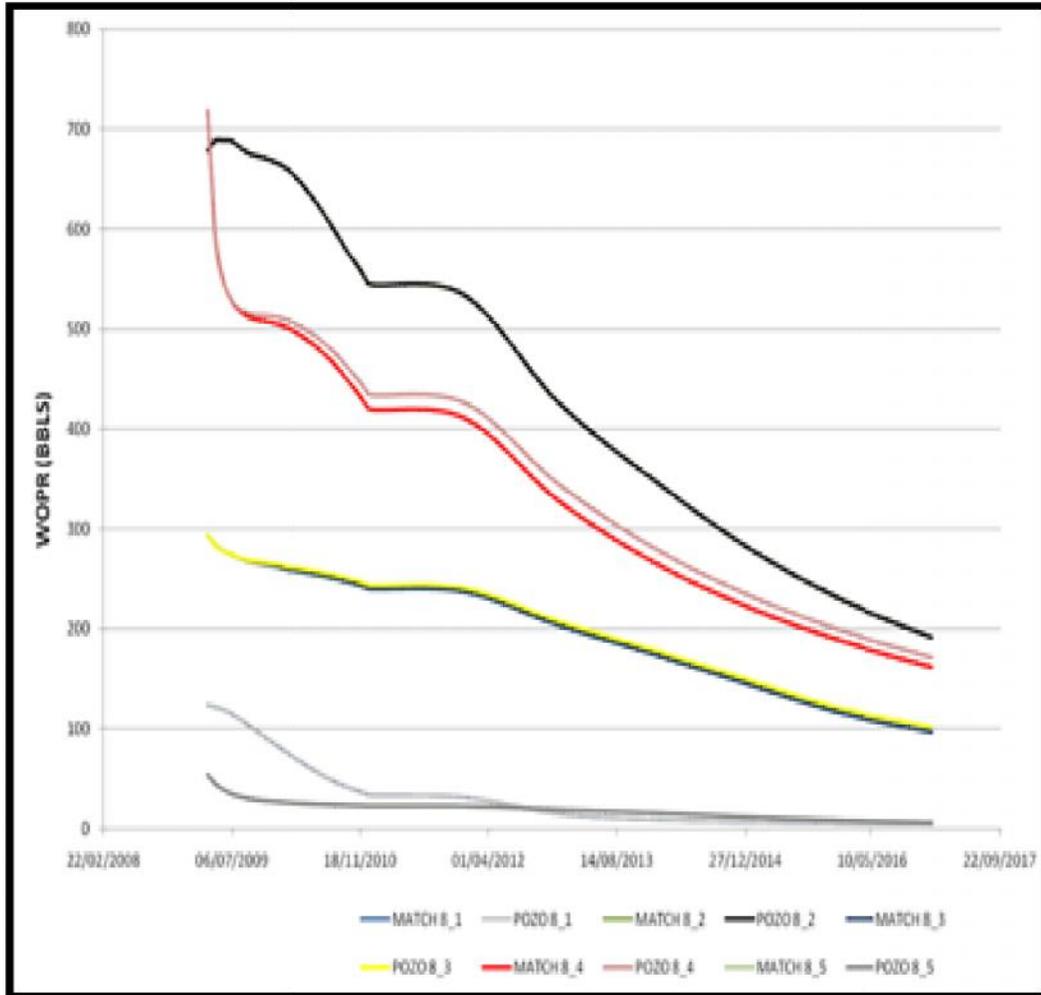


Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

El la Figura 39 a pesar de que la curva de producción de la simulación solo supera por un poco en algunos pozos a la curva del match, la ganancia es notable debido a la alta producción de sus pozos, este es el caso de los pozos 8_4 y 8_3, en los cuales se ve reflejada la ganancia de EUR que proporciona este caso, ya que los pozos 8_1, 8_2 y 8_5 no presentan gran diferencia en su producción con respecto al match.

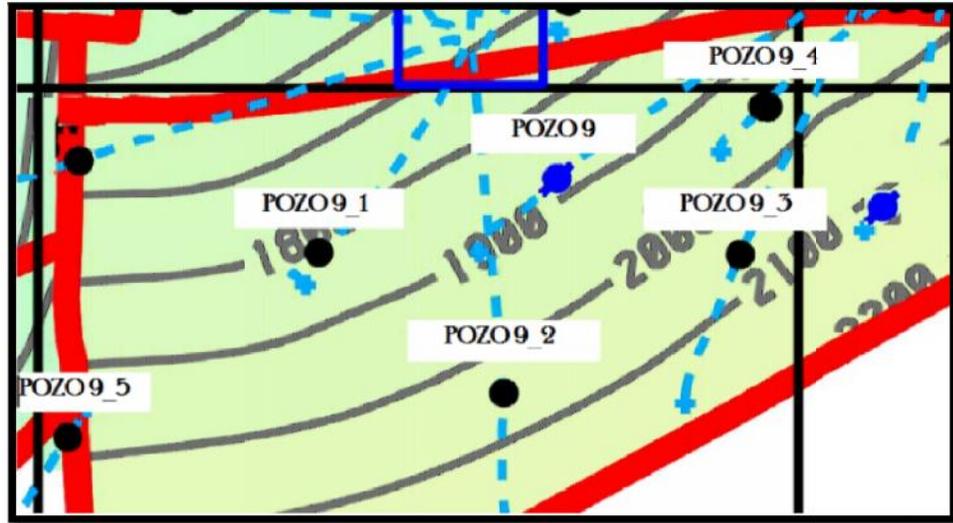
Figura 39. Tasa de producción de aceite para el caso 8.



Fuente: Autores.

Una situación contraria se ve al analizar el caso 9 en el cual la inyección no tiene un efecto significativo, por el contrario el efecto de la inyección en este caso fué negativo; esto era de esperarse observando la distribución de los pozos en este caso (Figura 40) la cual no se presta para presentar una buena aplicación al modelo de inyección a nivel de GOC debido a que el pozo inyector se encuentra en un nivel menor de la estructura con respecto a sus pozos productores de influencia.

Figura 40. Distribución de pozos caso 9.

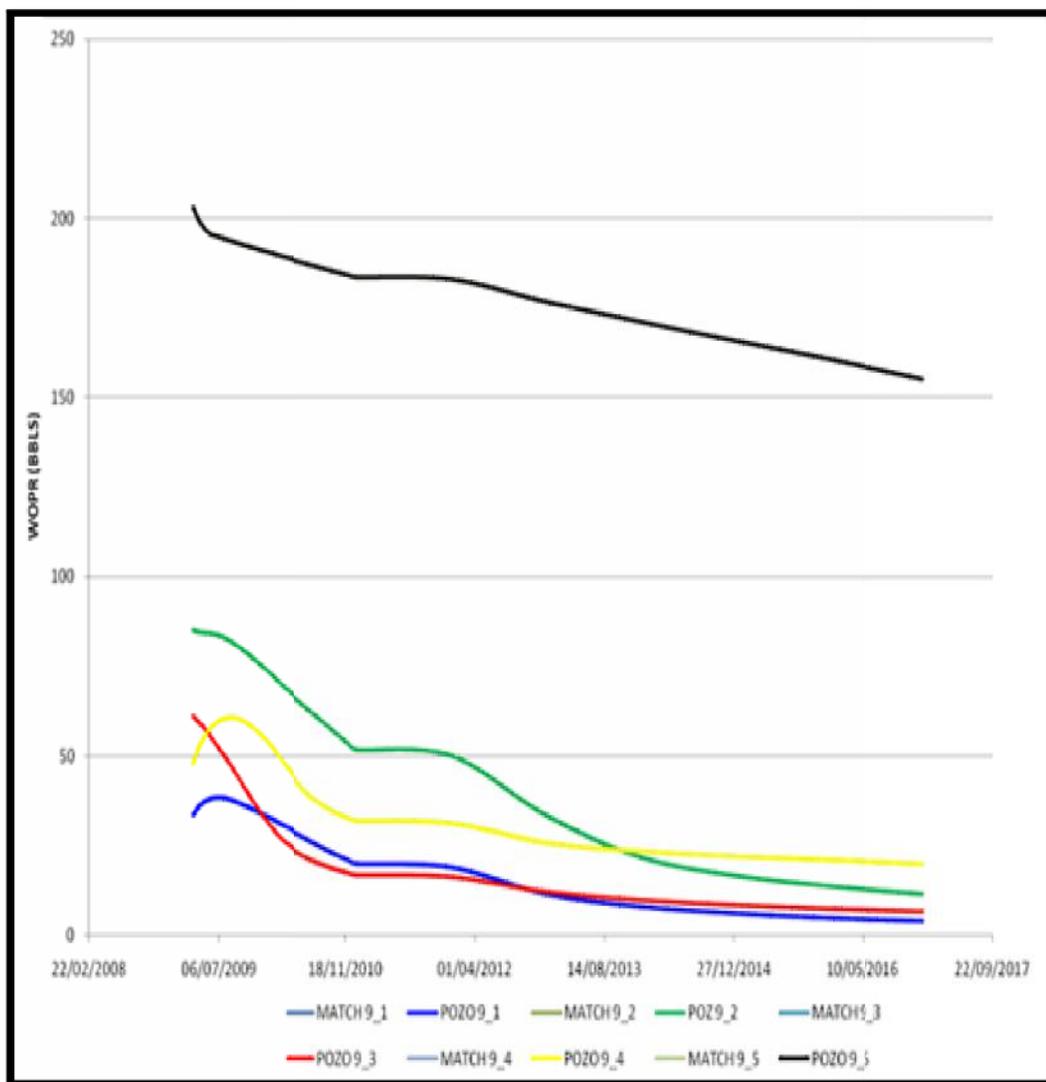


Modificada por los Autores

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

En la Figura 41 se observa como a nivel de producción de pozos no existe influencia, las curvas de producción de la simulación y las curvar del match de cada pozo no se distinguen unas de otras. Pero al analizar la producción a nivel de campo hay una pérdida en el EUR, es por esto que este caso es el de menor interés en este estudio, sin embargo es analizado para tener una visión más amplia del comportamiento del yacimiento al aplicar esta técnica.

Figura 41. Tasa de producción de aceite para el caso 9.



Fuente: Autores.

5.2 ESCENARIO DE INYECCIÓN EN EL CONTACTO GAS-ACEITE Y PRODUCCIÓN SIMULTANEA DE LA CAPA DE GAS

En este escenario analizamos el EUR, el cual es un valor de aceite o gas acumulado, cuyas unidades están en barriles de aceite o pies cúbicos de gas acumulados respectivamente. Lo que se hizo fué analizar tasas acumuladas por año. Se partió de los casos que fueron tomados en cuenta debido a su mayor aporte tanto en EUR de petróleo como en gas; en la Tabla 10 se define cual de los casos 10,10_1 ó 10_A es el que mejor ganancia de EUR presenta, el caso 10_A tiene la mayor recuperación tanto de aceite como de gas, debido a esto los casos 10 y 10_1 aparecen en rojo en la Tabla 10, y los demás casos a analizar fueron los casos 11, 13 y 15.

Al analizar los casos 10A y 14 se descubrió que algunos de los pozos de incidencia eran los mismos, por eso se llevaron a cabo dos análisis, uno para el caso 10_A sin tener en cuenta el caso 14 y otro para el caso 14 sin tener en cuenta el 10_A y así tomar la mejor decisión.

En el caso 10A se produce mucho mas gas que el caso 14, sin embargo en el caso 14 se produce mucho más crudo por ello es necesario analizarlo desde el punto de vista económico a ver si la producción de petróleo supera a la de gas o viceversa.

El pozo 12 no se tendrá en cuenta dentro del análisis dado a que la ganancia de aceite no es significativa y porque la producción de gas presentó pérdidas, gracias a esto es que se resaltó este pozo en rojo en la Tabla 10 .

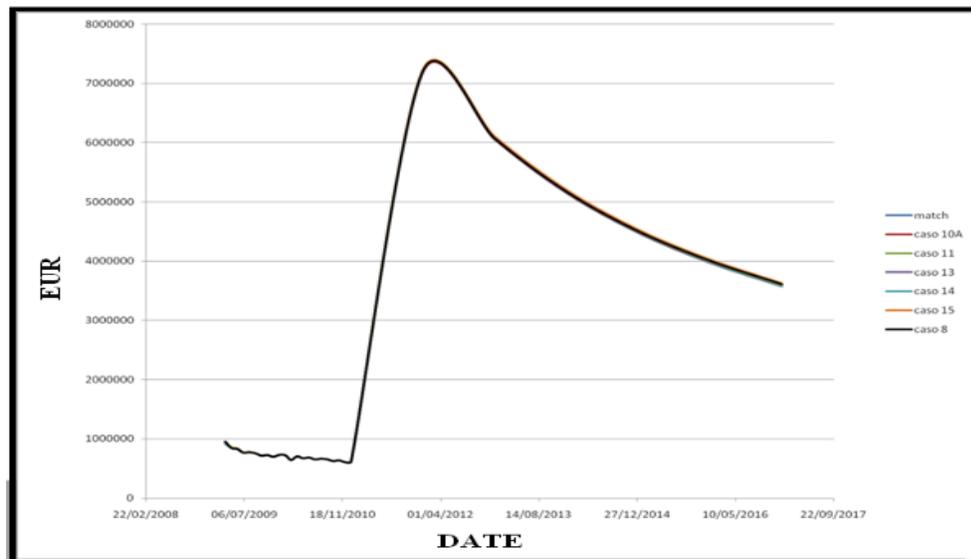
Tabla 10. Ganancia de EUR en el escenario de producción simultánea.

PRODUCCION SIMULTANEA		
CASO	EUR OIL	EUR GAS
CASO 10	-107,505.79	172,004.15
CASO 10_1	7,146.81	186,315.98
CASO 10A	29,486.71	204,557.52
CASO 11	196,930.02	36,579.94
CASO 12	27,611.66	-18,498.74
CASO 13	181,316.35	11,110.73
CASO 14	142,510.98	16,016.74
CASO 15	333,288.05	33,105.64

Fuente: Autores.

En la Figura 42, se observa el comportamiento del EUR del crudo con respecto al caso base o (MATCH), notando como no hay diferencia alguna, pero esto se debe a que se están trabajando valores altos de EUR; por lo tanto se decide hacer un análisis de comparación entre el caso base y la simulación del escenario de producción simultánea de la capa de gas tomando el factor WOPR para cada pozo.

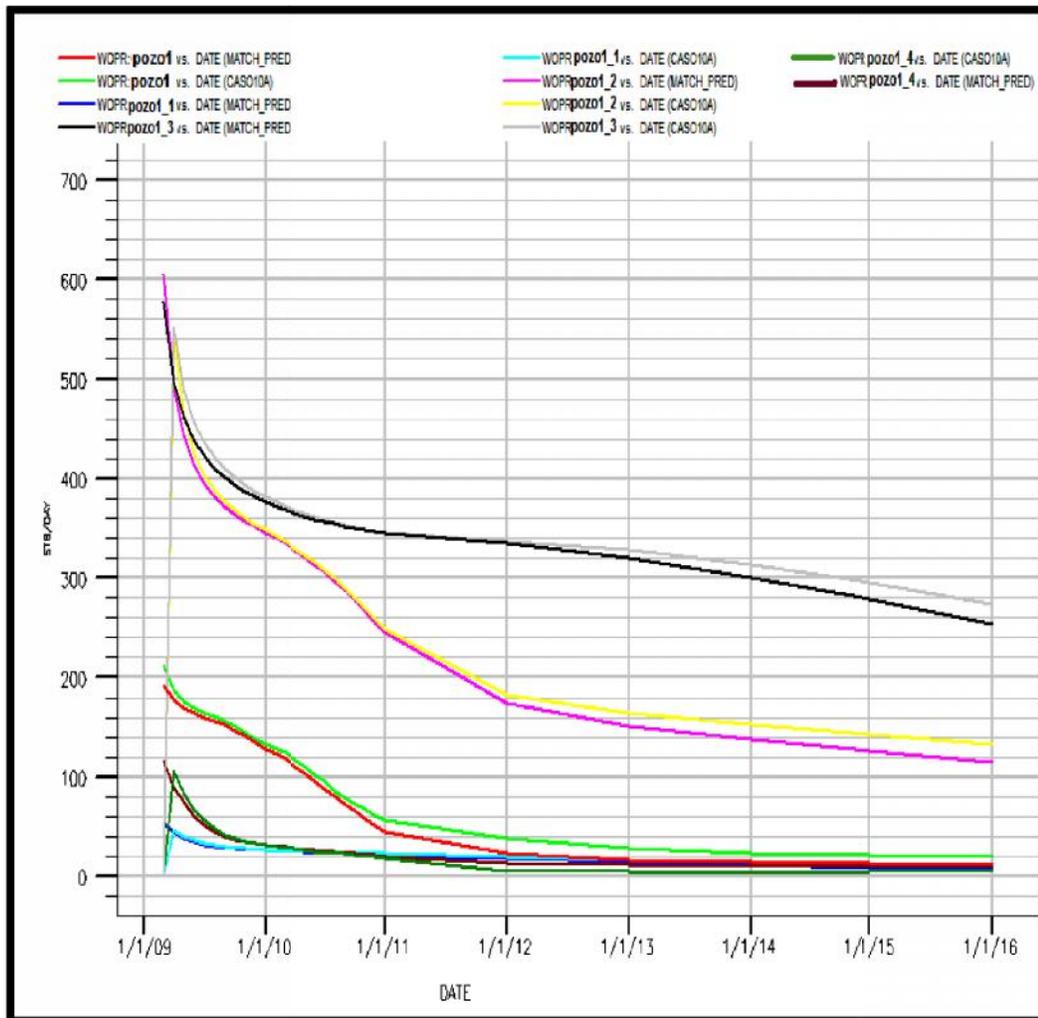
Figura 42. EUR de los diferentes casos en el escenario de producción simultánea.



Fuente: Autores.

En la Figura 43, se ve como en el caso 10A el pozo que mejor ganancia obtuvo en su producción fué el 1_3 seguido del 1_2 y este a su vez del pozo 1. Los pozos 1_1 y 1_4 no presentaron ganancia significativa debido a que las curvas del caso base y la simulación no se distinguen entre ellas, sin embargo a pesar de no presentar ganancia significativa no presentaron pérdidas que afectaran las ganancias de los demás pozos.

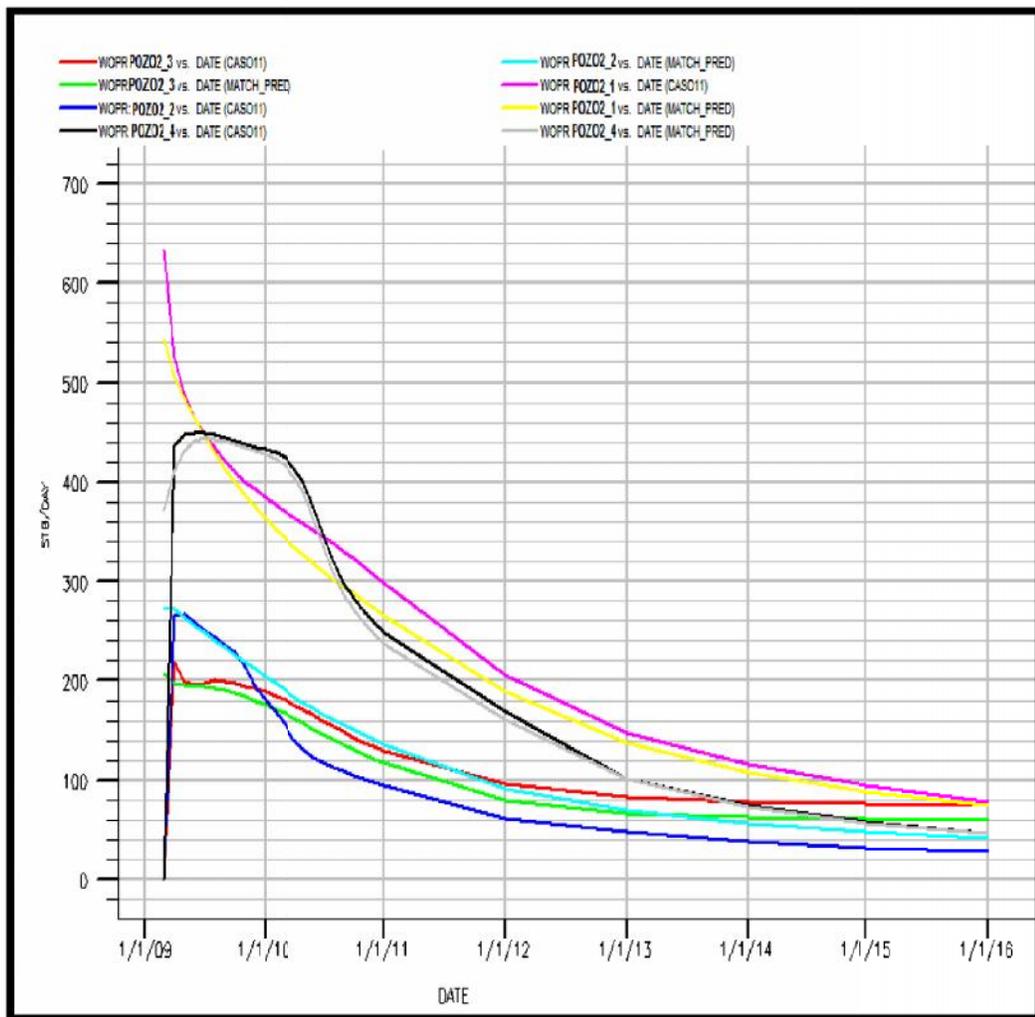
Figura 43. Tasa de producción de aceite para el caso 10a.



Fuente: Autores.

En la Figura 44, se muestran los pozos del caso 11 y su comportamiento en este escenario de simulación, en el pozo 2_1 la curva de la simulación está por encima del caso base dejando entre ellas un intervalo de ganancia para el proyecto, este pozo es el de mayor ganancia en su producción, sin embargo son de resaltar los pozos 2_2, 2_3 y 2_4 los cuales aportan mayor importancia a la aplicabilidad del proyecto con sus respectivas ganancias de producción ya que ninguno de ellos tienen pérdidas.

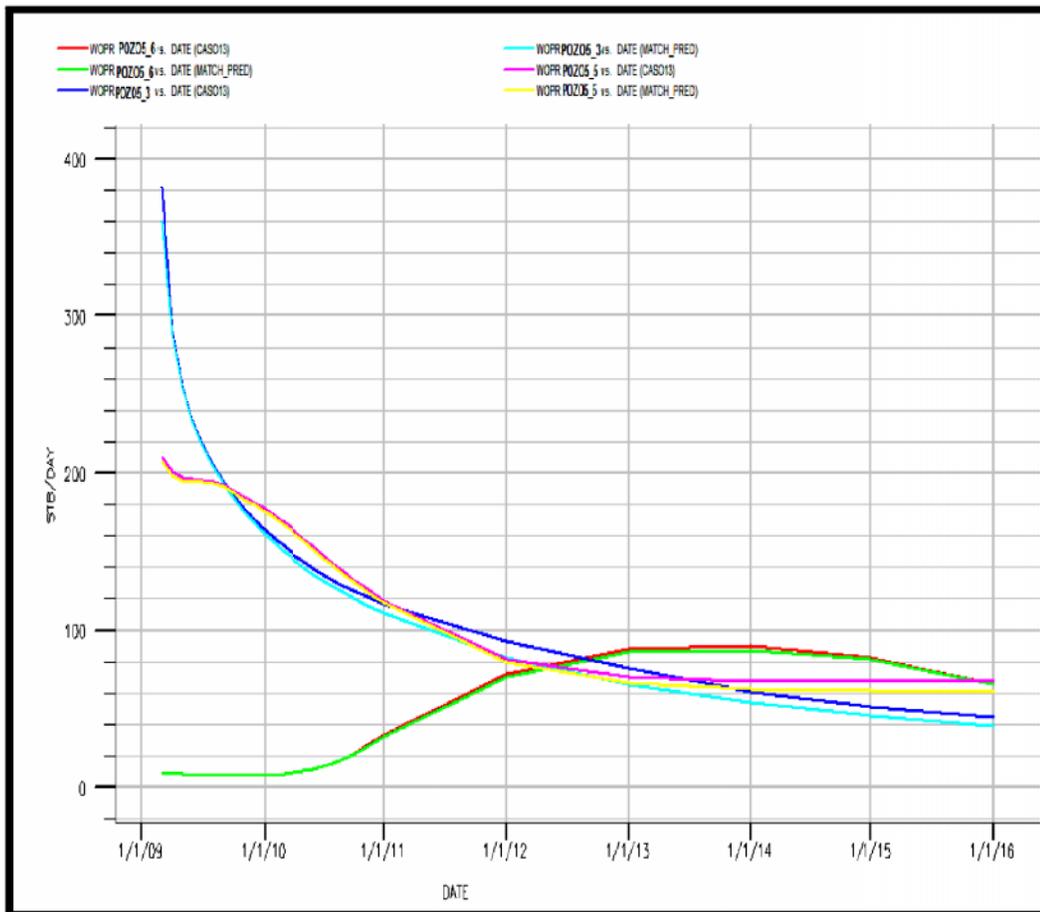
Figura 44. Tasa de producción de aceite para el caso 11.



Fuente: Autores.

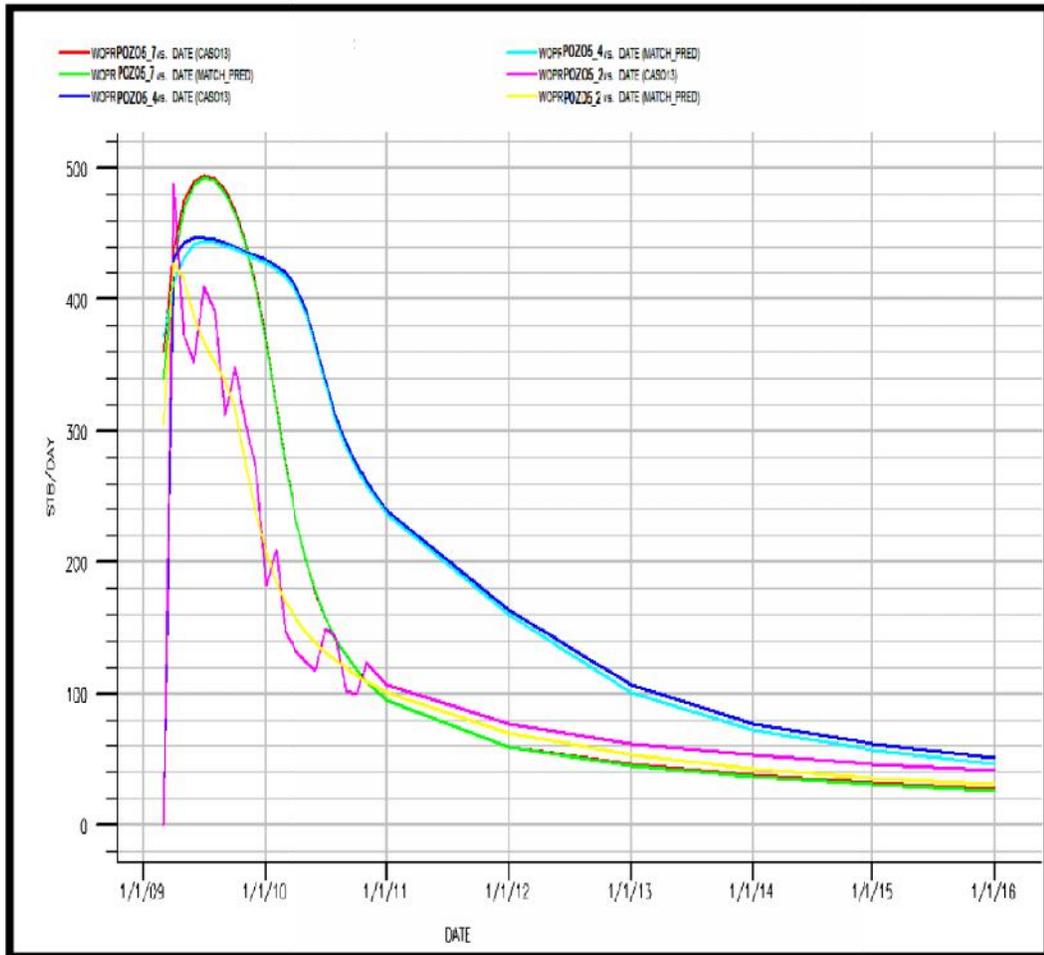
En las Figuras 45 y 46, se define el comportamiento que presentan los pozos en el caso 13, apreciando como todos los pozos tienen ganancias en su producción pero ninguno sobrepasa la curva del match, sin embargo el pozo 5_3 es el que mayor ganancia presenta, el pozo 5_5 exhibe su ganancia al final de la simulación; por otro lado el pozo 5_2 tiene un comportamiento extraño al estar al inicio de la simulación oscilando por encima y por debajo de la curva del match pero al final presenta ganancia. Los pozos 5_7 y 5_4 a pesar de que no se ve un gran aumento la ganancia es buena debido a la alta producción de los pozos.

Figura 45. Tasa de producción de aceite para el caso 13.



Fuente: Autores.

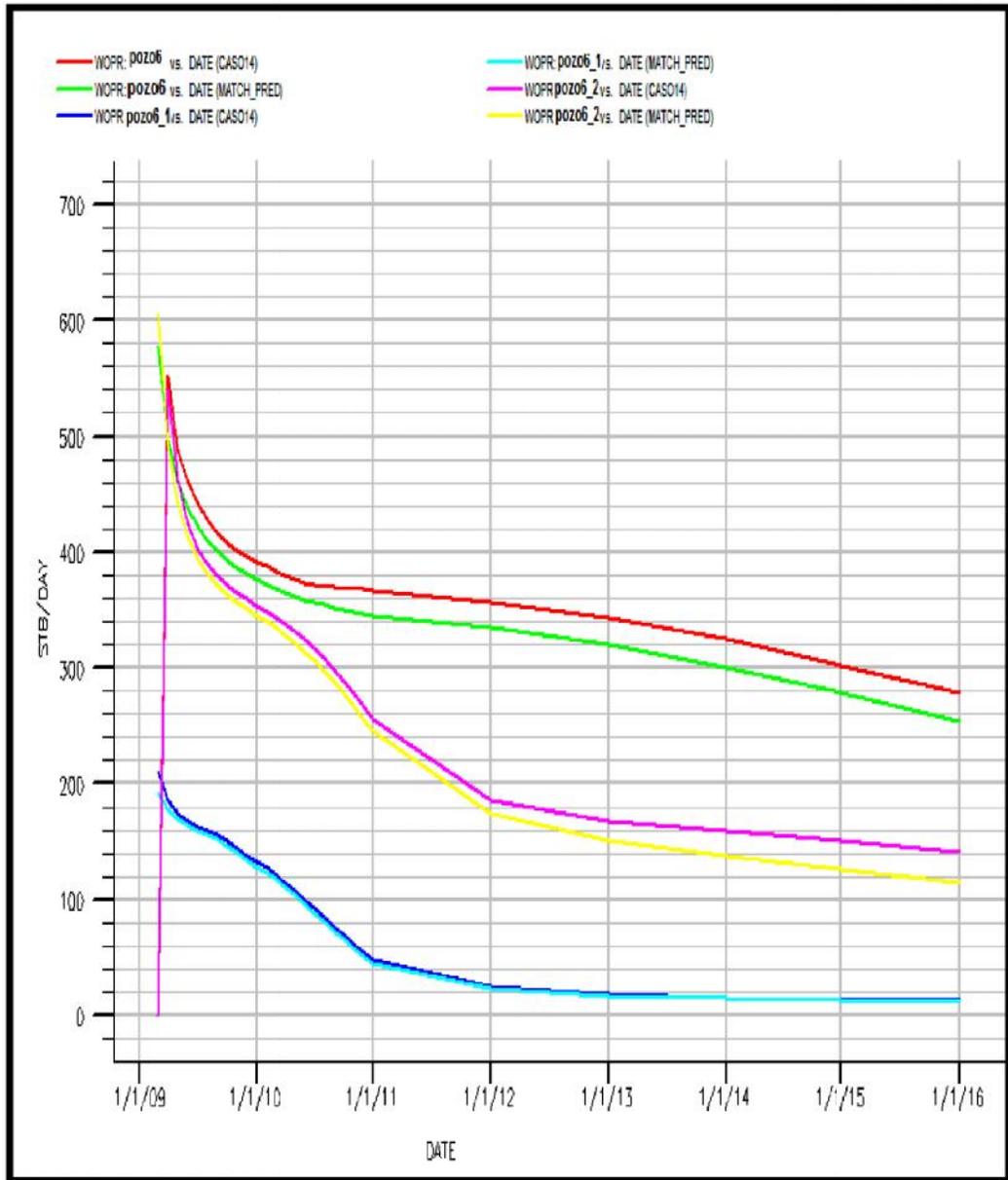
Figura 46. Tasa de producción de aceite para el caso 13.



Fuente: Autores.

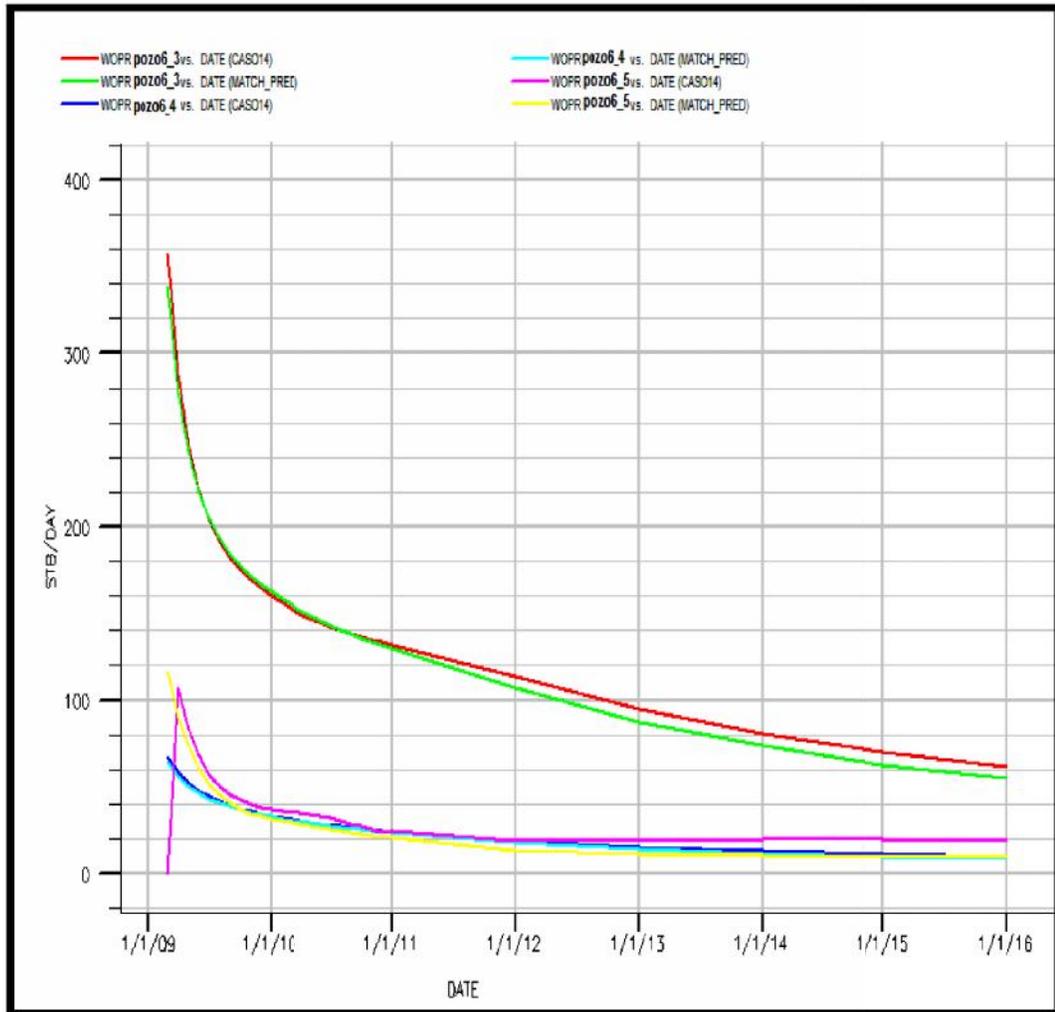
En las Figuras 47 y 48, se describe el caso 14. En este caso el pozo que mayor aporte en la ganancia en la producción obtuvo fue el pozo 6 en el cual la curva de la simulación está por encima de la del match dejando una diferencia entre ellas; el pozo 6_2 también aporta con una ganancia en su producción muy buena seguido del 6_3. En los pozos 6_1, 6_4 y 6_5 no se difieren las curvas de simulación y del match.

Figura 47. Tasa de producción de aceite para el caso 14.



Fuente: Autores.

Figura 48. Tasa de producción de aceite para el caso 14.

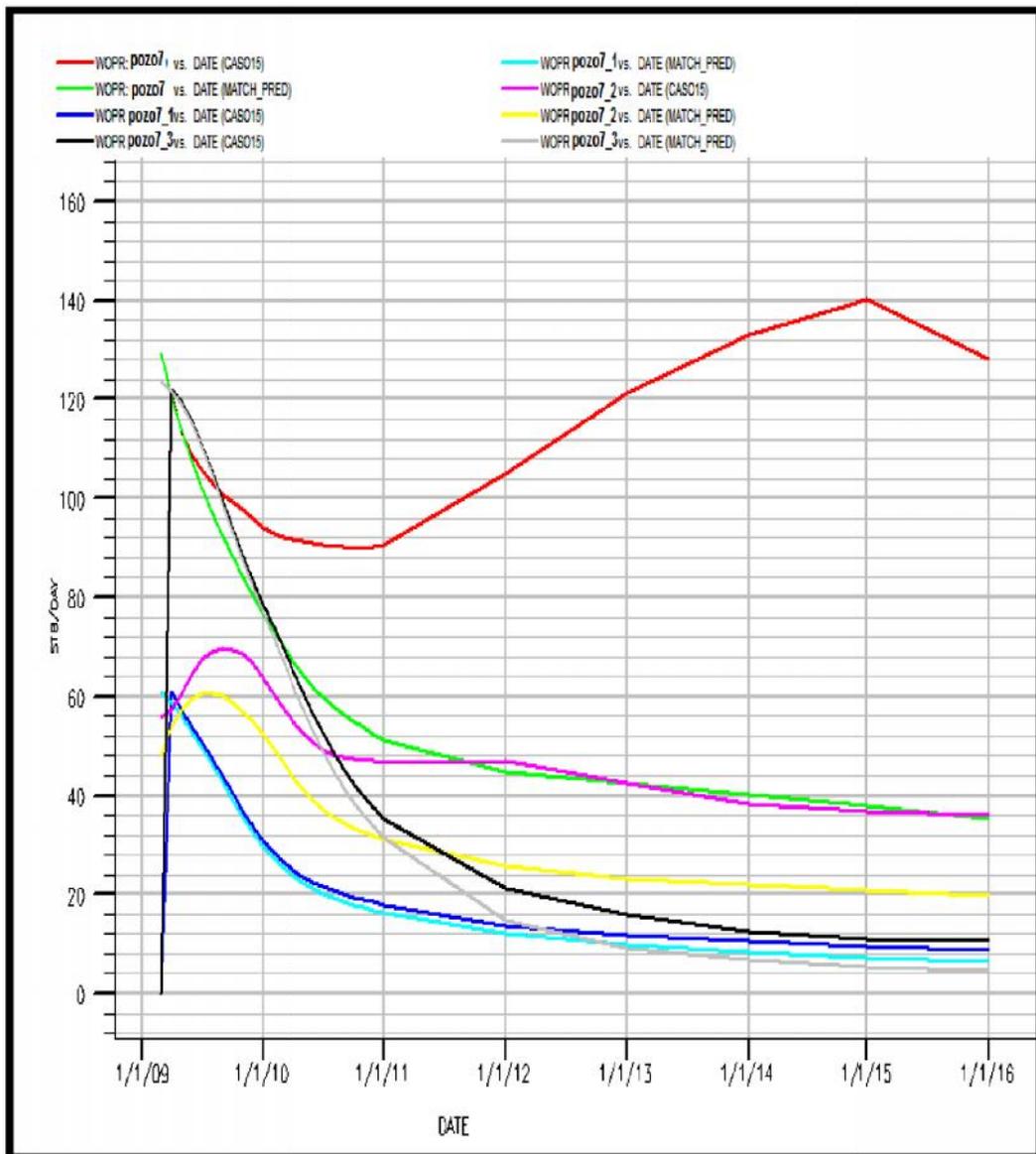


Fuente: Autores.

En la Figura 49, se indican los pozos del caso 15 y, su comportamiento en el escenario de producción simultanea, los pozos de este caso presentan ganancias muy elevadas en especial el pozo 7 en el cual la curva de la simulación es mucho mayor que la del match dejando algunas dudas por su comportamiento exagerado, sin embargo este comportamiento puede haber sido causa del espesor del intervalo productor en ARIN_4 que llega al valor de 120 ft, por otro lado puede que haya una completa formación del muro que separa la columna de aceite y la capa de gas y esto generó una alta

presurización en la columna de aceite y por ello los altos niveles de producción. Los pozos 7_2 y 7_3 a pesar de tener una ganancia muy buena su comportamiento no son tan elevados como el pozo 7, se puede decir que és un comportamiento normal. Por otro lado el pozo 7_1 presenta una leve ganancia en su producción y las curvas no difieren en mucho.

Figura 49. Tasa de producción de aceite para el caso 15.



Fuente: Autores.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

La implementación de la técnica actual representa un volumen de petróleo recuperado del campo por lo que se hace necesario un análisis económico del proyecto. Para la evaluación financiera del proyecto de inyección de agua al nivel del contacto gas – aceite y producción simultánea de la capa de gas en los bloques CN y CS del Campo Guando se tuvieron en cuenta los siguientes puntos:

6.1 COSTOS RELACIONADOS EN EL PROYECTO

6.1.1 *Costo Inicial*

El costo inicial se ha tomado principalmente como los costos generados por la conversión a inyectores (Algunos quedaron duales) de todos los pozos a implementar la inyección en el GOC. El costo para convertir un pozo a inyector tiene un valor de US\$ 380,000 por conversión, y dependiendo del escenario a analizar se tendrá un número de pozos convertidos generando un valor correspondiente a cada uno, en este valor están incluidos todos los costos de operaciones de *Workover* incluyendo cañoneos, aperturas de intervalos para inyectar, empaques, tuberías etc.

6.1.2 *Costo de la Inyección de Agua*

Dado a los resultados obtenidos de las simulaciones, se ha determinado que la tasa optima de inyección para la implementación de este proyecto ha sido de 1500 BWPD para cada pozo convertido, como ya se había mencionado en el ítem anterior, el numero de pozos a ser convertidos de cada uno escenario simulado, el costo por barril inyectado tiene un valor de 15 centavos de dólar.

6.1.3 Costos del Levantamiento del Crudo

Es el precio que cuesta llevar un barril de crudo a superficie, que incluye los siguientes aspectos:

1. Costo de operación: mano de obra, suministro de operación, entre otros.
2. Costo de servicios a pozo: trabajos de *Workover*, varilleo, etc.
3. Servicio de mantenimiento: mantenimiento de las facilidades y de los pozos.
4. Servicios contratados.
5. Otros costos directos e indirectos.

El costo de levantamiento de crudo considerado para la evaluación financiera es 5 US\$/barril, en el cual están incluidos todos los aspectos arriba mencionados.

6.2 VALORES NECESARIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS

6.2.1 Precio del petróleo

El precio tomado para la evaluación del presente trabajo se tomó con los siguientes valores (estos valores son el costo de venta por barril): para el año 2009 se tomó un valor de US\$ 48, en el 2010 y 2011 un valor de US\$ 43 y para los años 2012 a 2016 los valores asumidos se tomaron como un valor constante de US\$ 42, estos precios fueron los que se tuvieron en cuenta a lo largo del proyecto.

6.2.2 Compra de Gas.

Actualmente campo Guando está comprando gas para suplir las necesidades internas a un costo de 7.2 US\$/MMBTU, por lo que se hace necesario hacer un análisis de cuánto gas se está produciendo en los dos escenarios simulados de manera en que se pueda suplir la compra de gas o al menos se haorre cierta

cantidad de gas a comprar lo que se traduce en dinero que la compañía se ahorraría.

6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para la implementación del presente trabajo se analizaron dos escenarios (ver sección 4.1), dentro del cual está el análisis económico que debe estar presente en todo análisis de factibilidad que se haga y determina si la técnica a implementar genera ganancias económicas o por el contrario presenta pérdidas.

En la Tabla 11 observamos la producción de aceite y gas para cada uno de los escenarios antes descritos.

Tabla 11. Ganancia de EUR para los diferentes escenarios de producción.

CONTENCION DE LA CAPA DE GAS			PRODUCCION SIMULTANEA		
CASO	EUR OIL	EUR GAS MFSC	CASO	EUR OIL	EUR GAS
CASO1A	150,930.39	12,679.12	CASO10A	29,486.71	204,557.52
CASO 2	100,595.41	4,370.61	CASO 11	196,930.02	36,579.94
CASO 5	126,528.49	21,447.20	CASO 13	181,316.35	11,110.73
CASO 7	376,830.40	25,342.57	CASO 15	333,288.05	33,105.64
CASO 6	182,798.73	-80,397.32	CASO 14	142,510.98	16,016.74

Fuente: Autores.

Para el análisis de los costos técnicos del proyecto se refirió a costo inicial o costo por conversión a inyector, costo por levantamiento de crudo, costo de la inyección de agua, y un último costo que se tuvo en cuenta fué el costo de compra de gas, pero este ultimo solo se tomó para ver cuánto gas se podría ahorrar la empresa, dado que Petrobrás está comprando gas para abastecimiento del campo. El modelo de simulación de campo Guando generalmente no reproduce muy bien la producción de gas real que hay en el

campo (tanto el disuelto como el que viene de la capa de gas), por lo cual las decisiones que se tomen sobre la producción de la capa de gas va a estar sometido a un porcentaje de error. El proyecto está estimado para un tiempo de 8 años.

6.3.1 FLUJO DE CAJA.

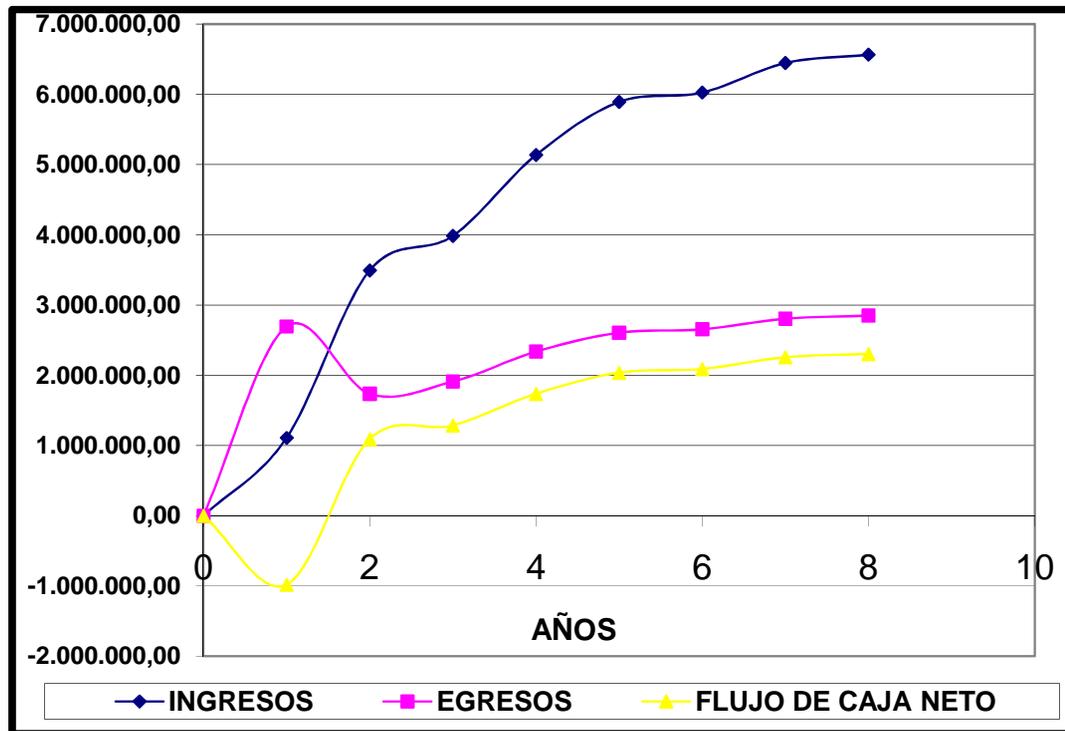
Con base en los costos y gastos descritos anteriormente, y considerando los parámetros de evaluación mencionados, se construyó el flujo de caja del proyecto para determinar la factibilidad económica de aplicar el sistema. En el proyecto fueron realizados 3 flujos de caja, uno para el escenario de contención de la capa de gas y dos para el escenario de producción simultanea, uno teniendo en cuenta el caso 14 sin tener en cuenta el caso 10A y otro teniendo en cuenta el caso 10A sin tener en cuenta el caso 14 ya que ambos casos comparten unos pozos afectados por la inyección, sin embargo varían en la ganancia de EUR tanto de gas como de crudo.

6.3.1.1 Escenario de Contención de la Capa de Gas.

En este escenario se tuvieron en cuenta los casos 7, 8, 1A, 5 y 2, el caso 6 fué excluido del análisis debido a que en él hay una pérdida de producción de gas.

La Figura 50, presenta los ingresos y egresos totales del proyecto para el escenario de contención de la capa de gas. Los ingresos producidos por la implementación del escenario de contención de la capa de gas considerados en el flujo de caja son dos, por una parte se tienen los ingresos por venta del volumen de petróleo recuperado mediante el proceso de inyección de agua, y además, lo que se puede haorrar la compañía gracias a la producción de gas, los cuales dependen del precio al cual se está comprando gas en campo Guando. Los egresos mostrados en la Figura 50, corresponden a los costos de levantamiento, tratamiento y disposición de los fluidos en superficie, costos indirectos.

Figura 50. Flujo de caja escenario de contención de la capa de gas.



Fuente: Autores.

En la Tabla 12, se representa el flujo de caja para este escenario, en el cual se toma en cuenta el ingreso total de crudo, que es calculado como producción acumulada por año de crudo por el precio del crudo promedio en ese año. Por otro lado el ahorro por producción de gas, es solo la producción de gas por el precio de compra de gas, ya que en Guando se está comprando gas por ello este ingreso es un ahorro en compra de gas. También se tienen los costos ya mencionados anteriormente y seguido de ellos se encuentra la compra neta de gas que sería lo que deberían comprar en Guando tomando en cuenta lo que se produce.

Tabla 12. Flujo de caja escenario de contención de la capa de gas.

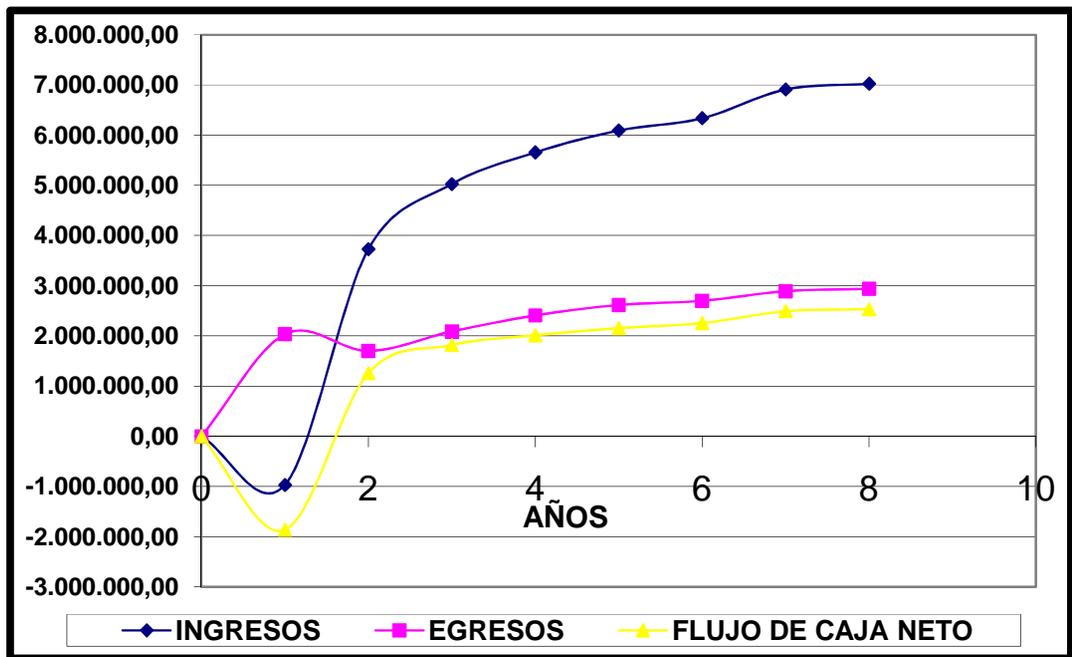
FLUJO DE CAJA	1º año	2º año	3º año	4º año	5º año	6º año	7º año	8º año
Total ingresos CRUDO (US\$)	1.110.260,16	3.498.055,12	3.984.960,50	5.136.707,52	5.891.982,20	6.025.916,40	6.445.958,40	6.564.781,69
A-FURO INGRESOS POR GAS (US\$)	10.031,07	48.977,33	66.454,76	77.354,98	74.845,70	77.173,32	65.165,73	39.641,58
TOTAL INGRESOS (US\$)	1.120.291,23	3.547.032,45	4.051.415,26	5.214.062,50	5.966.777,90	6.103.089,72	6.511.124,13	6.604.423,27
Costos de operación (US\$)	444.410,41	139.722,20	159.398,42	205.468,30	235.677,29	241.036,66	257.838,34	262.591,27
Costo de regalías (US\$)	222.052,03	698.611,02	796.992,10	1.027.341,50	1.178.386,44	1.205.183,28	1.289.191,68	1.312.956,34
Costo de abandono (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos técnicos del proyecto	2428.752,10	888.919,20	956.117,50	1.105.612,80	1.194.170,50	1.210.121,00	1.260.126,00	1.275.621,63
Compra NETA de gas	6.158.928,98	7.309.422,67	7.291.945,24	7.301.205,02	7.283.554,30	7.281.226,68	7.298.234,27	7.338.918,42
Total costos (US\$)	2.695.214,54	1.737.252,43	1.912.508,02	2.338.422,60	2.608.234,23	2.656.340,94	2.807.156,02	2.851.169,24
Flujo de caja (US\$)	-1.584.954,38	1.755.802,69	2.072.452,48	2.798.284,92	3.283.697,97	3.369.575,46	3.688.802,38	3.713.612,46
Total impuestos (US\$)	-602.282,66	667.205,02	787.531,94	1.063.348,27	1.247.805,23	1.280.438,68	1.382.744,91	1.411.172,73
Flujo de caja neto (US\$)	-982.671,71	1.088.597,67	1.284.920,54	1.734.936,65	2.035.892,74	2.089.136,79	2.256.057,48	2.302.439,72
PUNTO DE EQUILIBRIO	256.197,48	84.168,46	89.524,11	101.246,59	109.356,27	110.816,94	115.396,15	116.815,17
PUNTO DE EQUILIBRIO TOTAL	983.521							

Fuente: Autores.

6.3.1.2 Escenario de Producción Simultánea.

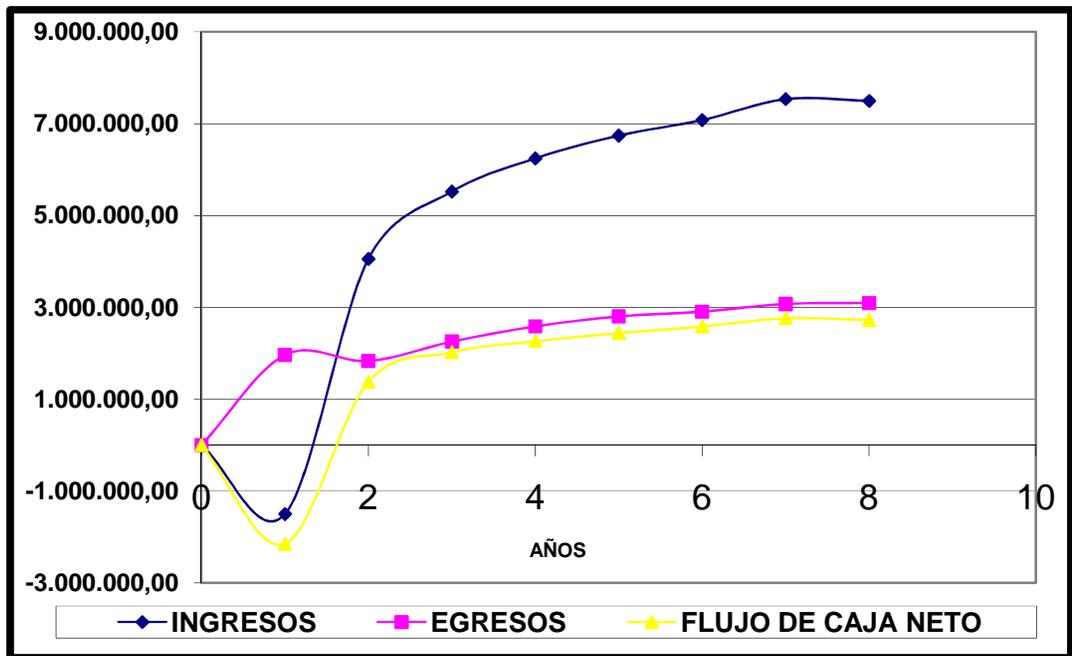
En las Figuras 51 y 52. Se muestran los ingresos y egresos totales del proyecto para los diferentes flujos de caja realizados, observando cómo los ingresos son mayores teniendo en cuenta el caso 14 sin embargo esto no sirve para tomar una decisión final, para tener un mejor conocimiento de cuál de los dos casos es más eficiente en su implementación, debe basarse en los indicadores económicos como el VPN, TIR (ver sección 6.4) y además observar cual de los diferentes casos produce mejor ahorro en la compra del gas; estos parámetros serán desarrollados más adelante.

Figura 51. Flujo de caja escenario de producción simultanea de la capa de gas teniendo en cuenta el caso 10A.



Fuente: Autores.

Figura 52. Flujo de caja escenario de producción simultanea de la capa de gas, teniendo en cuenta caso 14



Fuente: Autores.

En la Tabla 13 se observa el flujo de caja del escenario de producción simultánea teniendo en cuenta el caso10A en el cual hay mayor producción de gas. En este escenario aumenta el ahorro por el aumento de la producción de gas y disminuye el monto de compra del gas neto, sin embargo hay una disminución en los ingresos por venta de crudo que sería muy poca comparada con la ganancia que se obtiene por producción de gas, además cabe resaltar que en la simulación se obtiene un dato negativo en los ingresos debido al primer año, el cual es el único año en el que se presenta un ingreso negativo por venta de crudo.

Tabla 13. Flujo de caja escenario de producción simultanea de la capa de gas teniendo en cuenta el caso 10A.

FLUJO DE CAJA	1er año	2er año	3er año	4er año	5er año	6er año	7er año	8er año
Total ingresos POR CRUDO (US\$)	-1.638.855,84	3.342.746,90	4.729.531,30	5.433.694,56	5.980.410,50	6.210.029,70	6.801.461,10	6.982.464,56
AHORRO INGRESOS POR GAS (US\$)	670.862,19	385.034,84	294.479,75	221.387,90	160.240,46	125.299,62	105.964,07	90.278,79
TOTAL INGRESOS DEL PROYECTO	-967.993,65	3.727.781,74	5.024.011,05	5.655.082,46	6.090.650,96	6.335.329,32	6.908.425,17	7.022.743,35
costos de operación (US\$)	-65.554,23	133.709,88	189.181,25	217.347,78	237.216,42	248.401,19	272.058,44	277.298,58
costo de regalías (US\$)	-327.771,17	668.549,38	945.906,26	1.086.738,91	1.186.082,10	1.242.005,94	1.360.292,22	1.386.492,91
costo de abandono (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos técnicos del proyecto	2.428.752,10	888.919,20	956.117,50	1.105.612,80	1.194.170,50	1.210.121,00	1.260.126,00	1.275.621,63
compañía de gas NEIO	5.498.097,81	6.973.365,16	7.063.920,25	7.157.172,10	7.198.159,54	7.233.100,38	7.251.465,98	7.288.281,21
Total costos (US\$)	2.035.426,70	1.701.178,46	2.091.205,01	2.409.699,49	2.617.469,02	2.700.528,13	2.892.476,66	2.939.413,12
Flujo de caja (US\$)	-3.003.420,35	2.026.603,28	2.932.806,04	3.245.382,96	3.473.181,94	3.634.801,20	4.015.948,50	4.083.330,23
Total impuestos (US\$)	-1.141.299,73	770.109,25	1.114.466,30	1.233.245,53	1.319.809,14	1.381.224,45	1.526.060,45	1.551.666,49
Flujo de caja neto (US\$)	-1.862.120,62	1.256.494,03	1.818.339,74	2.012.137,44	2.153.372,80	2.253.576,74	2.489.888,07	2.531.663,74
PUNTO DE EQUILIBRIO	63.906,66	808.874	1.092.486,63	1.069.546,63	1.100.195,1	1.140.830,63	1.21.585,96	1.23.188,78
PUNTO DE EQUILIBRIO TOTAL	89,741							

Fuente: Autores.

En la Tabla 14, se muestra el flujo de caja del escenario de producción simultánea teniendo en cuenta el caso 14 en el cual hay mayor producción de crudo. Se observa cómo se obtienen mayores ingresos en la venta de crudo sin embargo disminuye el ingreso por gas respecto al caso 10A, esto desfavorece al campo ya que este necesita ese gas que se deja de producir en el caso 6.

Tabla 14. Flujo de caja escenario de producción simultanea de la capa de gas teniendo en cuenta el caso 14.

FLUJO DE CAJA	1 año	2 año	3 año	4 año	5 año	6 año	7 año	8 año
Total ingresos POR CRUDO (US\$)	-1.981.005,92	3.890.198,39	5.413.676,35	6.176.469,60	6.708.551,30	7.073.875,20	7.561.369,20	7.587.480,85
AFORO INGRESOS POR GAS (US\$)	432.258,14	164.251,32	108.272,55	68.287,78	33.885,43	5.937,75	-26.142,03	-89.703,00
TOTAL INGRESOS DEL PROYECTO	-1.498.747,78	4.054.449,71	5.521.948,90	6.244.757,38	6.742.436,73	7.079.812,95	7.535.227,17	7.497.777,85
costos de operación (US\$)	-77.240,24	155.607,94	216.547,05	247.058,78	268.342,45	282.955,01	302.454,77	308.499,23
costo de regalías (US\$)	-386.201,18	778.039,68	1.082.735,27	1.235.293,92	1.341.712,26	1.414.775,04	1.512.273,84	1.517.436,17
costo de abandono (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos técnicos del proyecto	2.428.752,10	888.919,20	986.117,50	1.105.612,80	1.194.170,50	1.210.121,00	1.260.126,00	1.275.621,63
compra de gas NEIO	5.736.701,86	7.194.148,68	7.290.127,45	7.310.272,22	7.324.514,57	7.352.456,25	7.384.542,03	7.468.263,00
Total costos (US\$)	1.965.310,68	1.832.566,81	2.255.399,82	2.587.965,50	2.804.225,21	2.907.851,05	3.074.854,61	3.096.617,03
Flujo de caja (US\$)	-3.464.058,46	2.221.882,90	3.266.549,07	3.656.791,88	3.938.221,52	4.171.967,90	4.460.372,56	4.401.160,82
Total impuestos (US\$)	-1.316.342,21	844.315,50	1.241.288,65	1.389.580,91	1.465.524,18	1.585.347,80	1.694.941,57	1.672.441,11
Flujo de caja neto (US\$)	-2.147.716,24	1.377.567,40	2.025.260,43	2.267.210,96	2.441.697,34	2.586.620,10	2.765.430,99	2.728.719,71
PUNTO DE EQUILIBRIO	59.185,87	94.556,72	136.979,55	124.511,18	125.399,88	132.008,38	137.332,16	136.434,79
PUNTO DE EQUILIBRIO TOTAL	946409							

Fuente: Autores.

6.4 INDICADORES ECONÓMICOS

A partir del flujo de caja del proyecto se determinaron los siguientes indicadores económicos para tener una máxima visión de la factibilidad de implementación del proyecto:

- Valor Presente Neto (VPN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).

En el anexo 2 se encuentra la definición de cada uno de ellos

Los indicadores económicos se calcularon para un período de 8 años, y fueron tomados como un proyecto de inversión, por consiguiente la ganancia del proyecto varía en la diferencia del caso base (match) y la simulación de los respectivos escenarios.

En la Tabla 15, se observan los diferentes valores del VPN y TIR para los respectivos escenarios, además de presentarse para el escenario de producción simultánea el VPN para cada flujo de caja realizado.

Tabla 15. Indicadores económicos para los diferentes escenarios.

ESCENARIO		VPN (US\$)	TIR (%)	COMPRA DE GAS NETA US\$
CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS		5,321,648.05	130	57,258,435.53
PRODUCCION SIMULTANEA	TENIENDO EN CUENTA EL CASO 10A	5,485,425.82	87	55,663,532.39
	TENIENDO EN CUENTA EL CASO 14	6,065,859.97	84	57,021,026.05

Fuente: Autores.

De la Tabla 15, se analiza cuál es el escenario más efectivo examinando los diferentes valores propuestos en ella, el escenario que se obtiene mejor VPN es el de producción simultánea de la capa de gas teniendo en cuenta el caso 14, sin embargo la tasa interna de retorno anual es la menor. Para tomar en cuenta cual es el mejor escenario se tomó como primer factor de aprobación la

compra neta de gas, la cual es de mucha importancia para campo Guando y se nota como en el escenario de producción simultanea teniendo en cuenta el caso 10A es en el que menor compra de gas se debe realizar para el lapso de tiempo establecido en la simulación, además se posesiona en el segundo lugar de la Tabla en forma descendente tanto en el VPN como en la TIR.

Por esto se dice que lo mejor que se debería hacer en campo Guando para obtener una mayor ganancia técnica y económica del proyecto es la implementación de la inyección de agua en el contacto gas-aceite y producción simultanea de la capa de gas para los casos 10A, 11, 13, 15 e implementar la inyección en el contacto gas-aceite para el caso 8, no lográndose la implementación con producción simultanea de la capa de gas ya que en los pozos de este último caso no se encuentran presentes en la capa de gas.

CONCLUSIONES

En este trabajo se evaluó la implementación de la inyección de agua al nivel del contacto gas-aceite con producción simultánea de la capa de gas, técnica de recobro poco utilizada a nivel mundial, pero en los campos utilizados ha generado buen resultado.

- Se realizó una revisión bibliográfica de la técnica de inyección de agua al nivel del contacto gas aceite con producción simultánea de la capa de gas, determinando las mejores condiciones para la implementación de esta técnica.
- La inyección de agua al nivel del contacto gas-aceite tiene una mayor influencia en los pozos que están más bajos estructuralmente con respecto a los pozos inyectoros, como se vio en los análisis.
 - En el escenario de contención de la capa de gas los pozos con mas ganancia en producción de aceite fueron aquellos que estaban estructuralmente más bajos respecto al pozo inyector, pero la producción de gas disminuye puesto que la inyección reduce la solubilidad de gas en el aceite por lo que el recobro de gas está por debajo de la del caso base.
 - En el escenario de producción simultánea de la capa de gas de igual manera hay buen aumento en los pozos que están más bajos estructuralmente respecto al pozo inyector, pero aquí la producción de gas es favorable puesto que el gas producido es directamente de zona de gas que ha sido presurizada previamente por la inyección de agua.
- Los resultados obtenidos de las simulaciones demostraron que se necesitan tasas de inyección alta para producir una barrera de agua entre la zona de aceite y la capa de gas, sin embargo ocurrió algo

interesante en el caso 7, pues, en todas las inyección desde la de 400 a la de 1500 bwpd, la ganancia de aceite fué superior a muchos de los demás caso estudiados aun con su máxima inyección que es con la que obtienen su mejor recuperación, efecto de la posición estratégica del pozo 7. Por lo que esta técnica dependiendo de la zona va a tener una mejor producción.

- La inyección de agua al nivel del GOC con producción simultánea de la capa de gas, es una técnica que puede ser aplicada a yacimientos que presenten un ángulo de buzamiento bajo, capa inicial de gas, que tenga un aumento significativo del GOR, además que la capa de gas no abarque toda la zona de aceite, esto es porque la cantidad de agua que se necesitaría sería demasiada por lo que el proyecto podría no ser viable. Para campo Guando esta técnica aplica dado que el yacimiento ARIN presenta algunas de estas características, sin embargo la capa de gas es muy grande lo que dificulta la implementación de ella, pero como se vio en el ítem anterior en algunas zonas la inyección fué exitosa y la cantidad de agua de inyección podría no ser tan elevada.
- Cuando la capa de gas es demasiado grande, la inyección de agua al nivel de contacto gas-aceite pierde su efecto ya que se necesita demasiada agua para ver una respuesta y un tiempo de inyección muy extendido, en base a las simulaciones realizadas lo mejor que se debe hacer es que se tomen zonas para inyectar.
- Los datos obtenidos en el análisis económico demuestran que la implementación de la inyección de agua al nivel del contacto gas-aceite y producción simultánea de la capa de gas reportaron valores positivos en el valor presente neto (VPN), lo que indica que la ganancia que se obtendrán están por encima de la tasa de interés de oportunidad (15%).

- En términos económicos y en base a los precios de petróleo y gas, se demostró que un proyecto de inyección de agua al nivel del contacto gas-aceite genera aumentos notorios tanto en el recobro de aceite como de gas. Con un aumento promedio año de 47,000 Bopd para el caso 7.

RECOMENDACIONES

Para un mejor aprovechamiento del presente trabajo se recomienda:

- Realizar un ajuste al modelo de simulación de campo Guando, para tener una mejor certeza a la hora de tomar decisiones de las simulaciones realizadas.
- Tener en cuenta el fenómeno de histéresis en el modelo de simulación, tanto para presión capilar como para permeabilidad relativa al agua, ya que no se definió en el modelo de simulación debido a la falta de tiempo, pues los resultados serian muy optimistas si no se tiene en cuenta este parámetro.
- Hacer un estudio más detallado en las zonas en las cuales se puede generar una mejor barrera de agua, esto se lograra buscando pozos cercanos a fallas que permitan una mejor acumulación de agua entre la zona de aceite y la capa de gas. Se recomienda que se haga un refinamiento en el modelo de simulación para la zona de los pozos 7 y sus afectados, los de los pozos 6, de los pozos 5, y 8.
- Debido a que el modelo de simulación de campo Guando no reproduce bien la zona de gas, la información de producción de la capa de gas obtenida del modelo de simulación no se debe tomar como datos reales, si no que esta información solo se tiene para llevar una idea o tener un punto de referencia de la producción de gas para ver como se puede haorrar en la compra del mismo para abastecimiento del campo Guando y también como referencia informativa para la compañía operadora del campo si llegaran a desarrollar un plan de producción de gas del campo Guando.
- Buscar modelos analíticos de inyección de agua en el GOC para intentar comparar los resultados.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

ABDALLHA, Wael. BUCKLEY, JILLS. Los Fundamentos de la mojabilidad. 2007.

Ander, J.C. WILLIAMS, B.J. and HANAFY, H.H. Gas Cap Water Injection Enhances Waterflood Process To Improve Oil Recovery In Badri Kareem Field. Preprint Paper Spe 37756, Middle East Oil Show Held In Bharain, 15-18 March 1997.

BARREIRO, Johanna. Mecanismos De Producción: Empuje Por Capa De Gas. Tomado de: http://yacimientos-de-gas.blogspot.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-empuje-por_23.html, 04/08/09.

BELIKOV, I.M. Kuzmin, A.N. Martos, V.N. Ryzhik, V.M. Zheltov, Y.U. Barrier Waterflooding of Gas-oil Condensate Formations in Eastern Suslovsk Field. Neft Khoz, Russian, November 1970

BILLITER, T.C. DANDONA, A.K. Simultaneous Production of Gas Cap and Oil Column with Water Injection at the Gas/Oil Contact. SPE Reservoir Evaluation And Engineering, Vol. 2, No. 5, October 1999

COBB, W. M. SPE, and Marek, F.J. SPE, William M. Cobb Associates, Inc. Determination of Volumetric Sweep Efficiency In Mature Waterfloods Using production Data. 1997.

CROTTI, M.A. La histéresis en las curvas de presión capilar. Drenaje e imbibición. Argentina, Última modificación. 13 de Agosto de 2003.

DEBONI, W. and Field, M.B. Design of a Waterflood Adjacent to a Gas-Oil Contact. Paper SPE 5085 presented at the SPE Annual Fall Meeting, Houston, TX, 6-9 October.

GOMEZ, D.M. Estrategia De Inyección De Agua Campo Guando. ECOPETROL 2005.

GRIFFITH, J.D. Riley, H.G. Craig Jr, F.F. Wagner, R. J. Study Of Gas–Cap Water Injection In A Peripherals Water Injection. 1959.

KAREEM Field. Paper SPE 37756 presented at the 1997 Middle East Oil Show held in Bharain, 15-18 March 1997.

MONTOYA MORENO, Juan Manuel. Modelamiento de la inyección de agua por encima de la presión de fractura de yacimientos a través de pozo horizontal. Febrero del 2007.

PARIS, Magdalena. Métodos de Recobro Adicional (Inyección de Agua). Tomado de: <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/04/metodos-de-recobro-adicional-inyeccion.html>, 04/08/09.

PARÍS, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela, 2001.

ROJAS. Mauricio, ESCOBAR. Yoneiver. Influencia de la fase gaseosa en los parámetros que intervienen en un proceso WAG. Neiva 2009, Proyecto de grado. Universidad Surcolombiana.

THOMAS, C.E. Carroll F. Mhaoney, George W. Winter. Water-Injection Pressure Maintenance and Waterflood Processes. 1962.

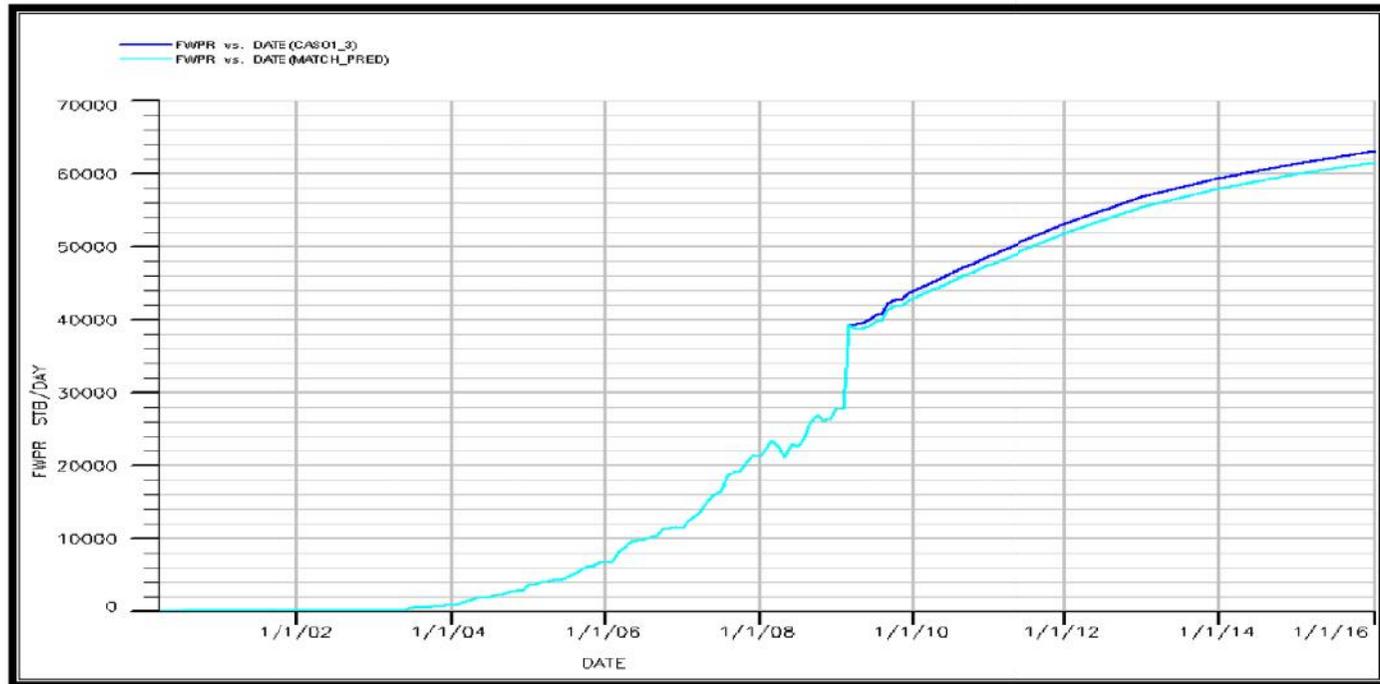
O. H. Valbuena, Petrobras, Acipet, D. M. Gómez, Ecopetrol “Campo Guando: Implementación de la inyección de Agua desde la Fase Inicial de Desarrollo en un Yacimiento Extremadamente Subpresurizado”, Octubre de 2005.

WEROVSKY, V., TROMBOCZKY, S., MIKLOS, T., and KRISTOF, M.: "Case History of Algyo Field, Hungary, " paper SPE 20995 presented at SPE Europec 90, The Hague, The Netherlands, 22–24 October.

ANEXO 1.

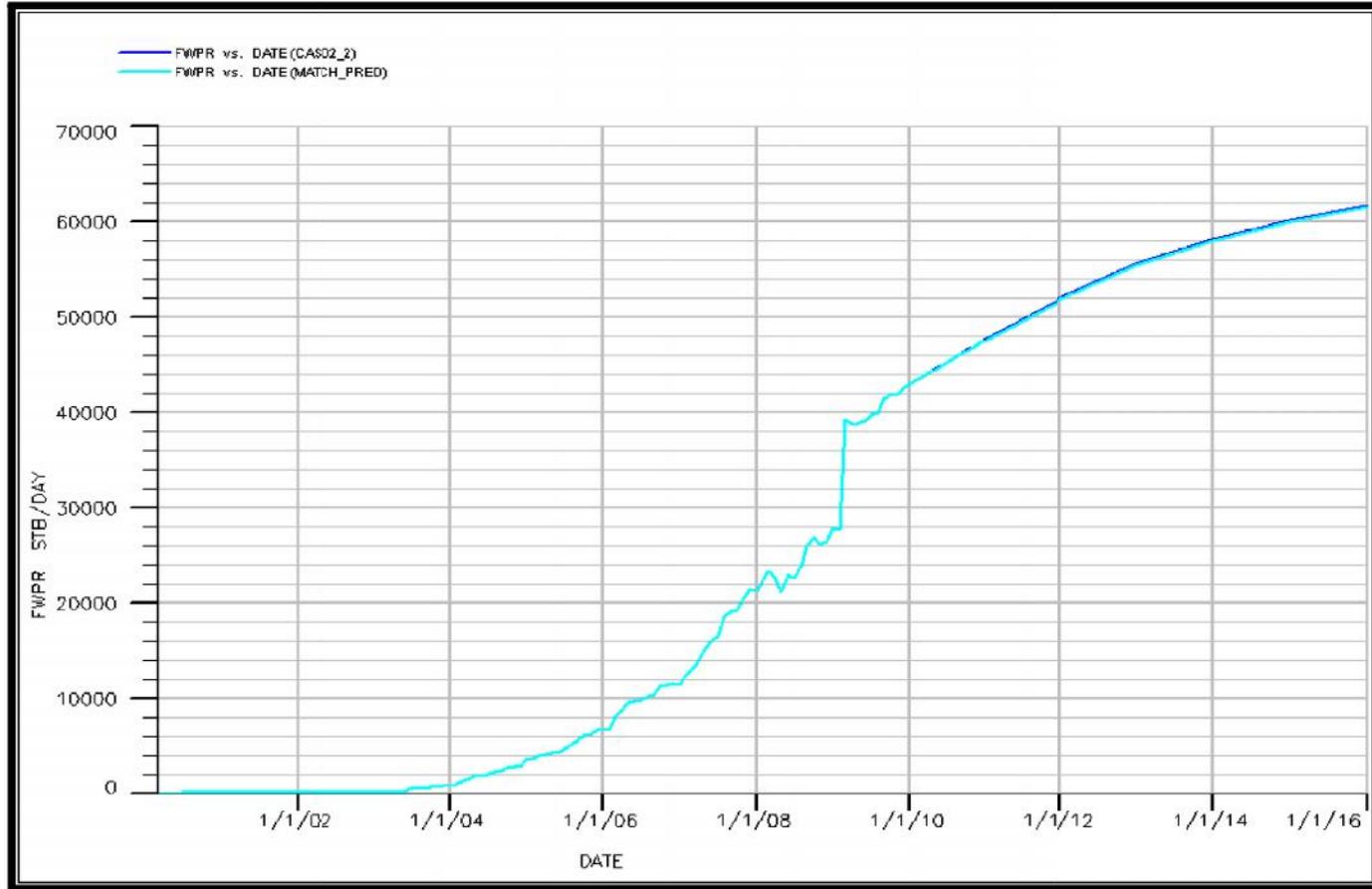
PRODUCCION DE AGUA DE CAMPO PARA LOS DIFERENTES CASOS DEL ESCENARIO DE CONTENCIÓN DE LA CAPA DE GAS.

Figura 53. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 1



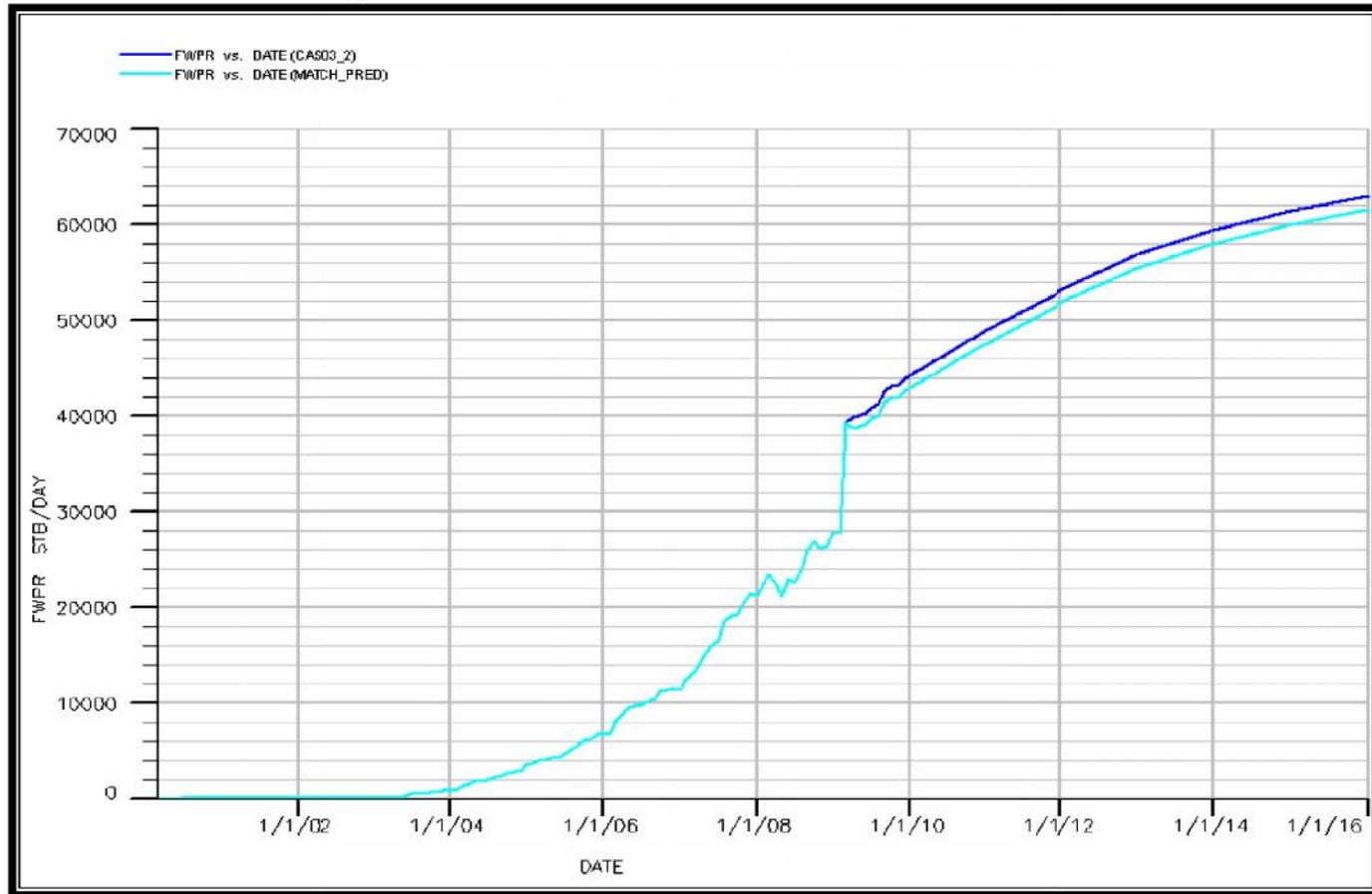
Fuente: Autores.

FIGURA 54. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 2.



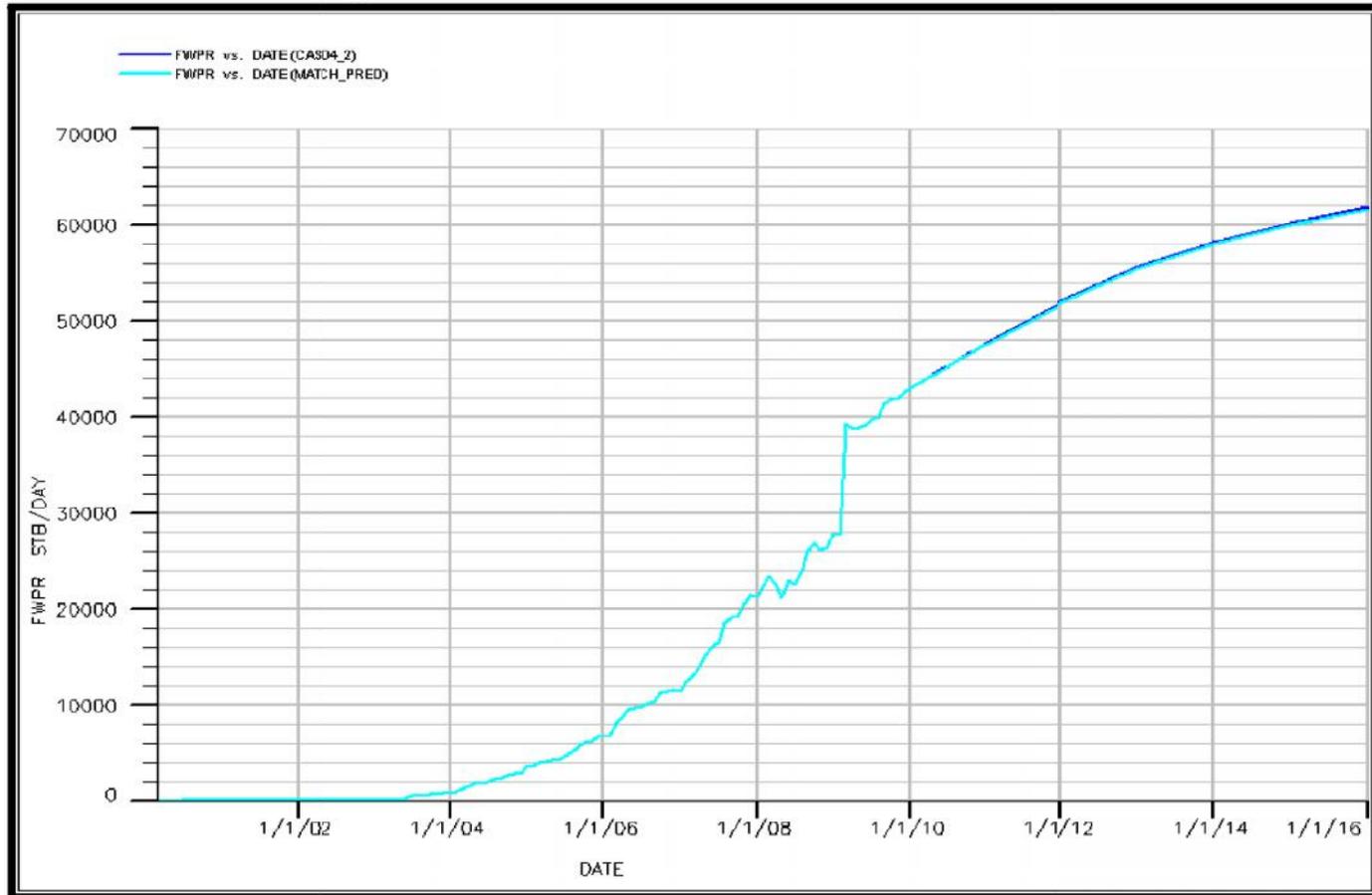
Fuente: Autores.

Figura 55. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 3.



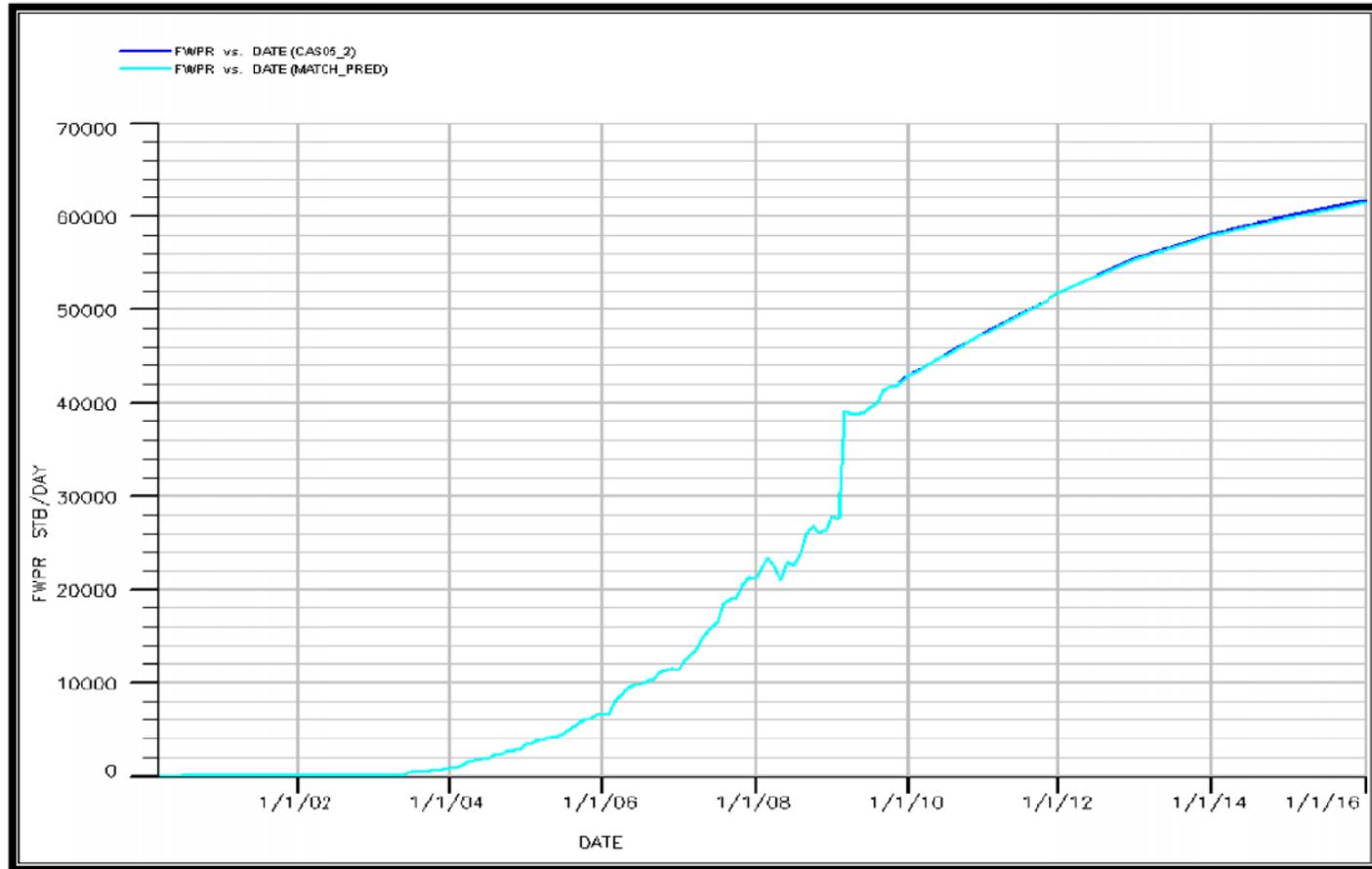
Fuente: Autores.

Figura 56. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 4.



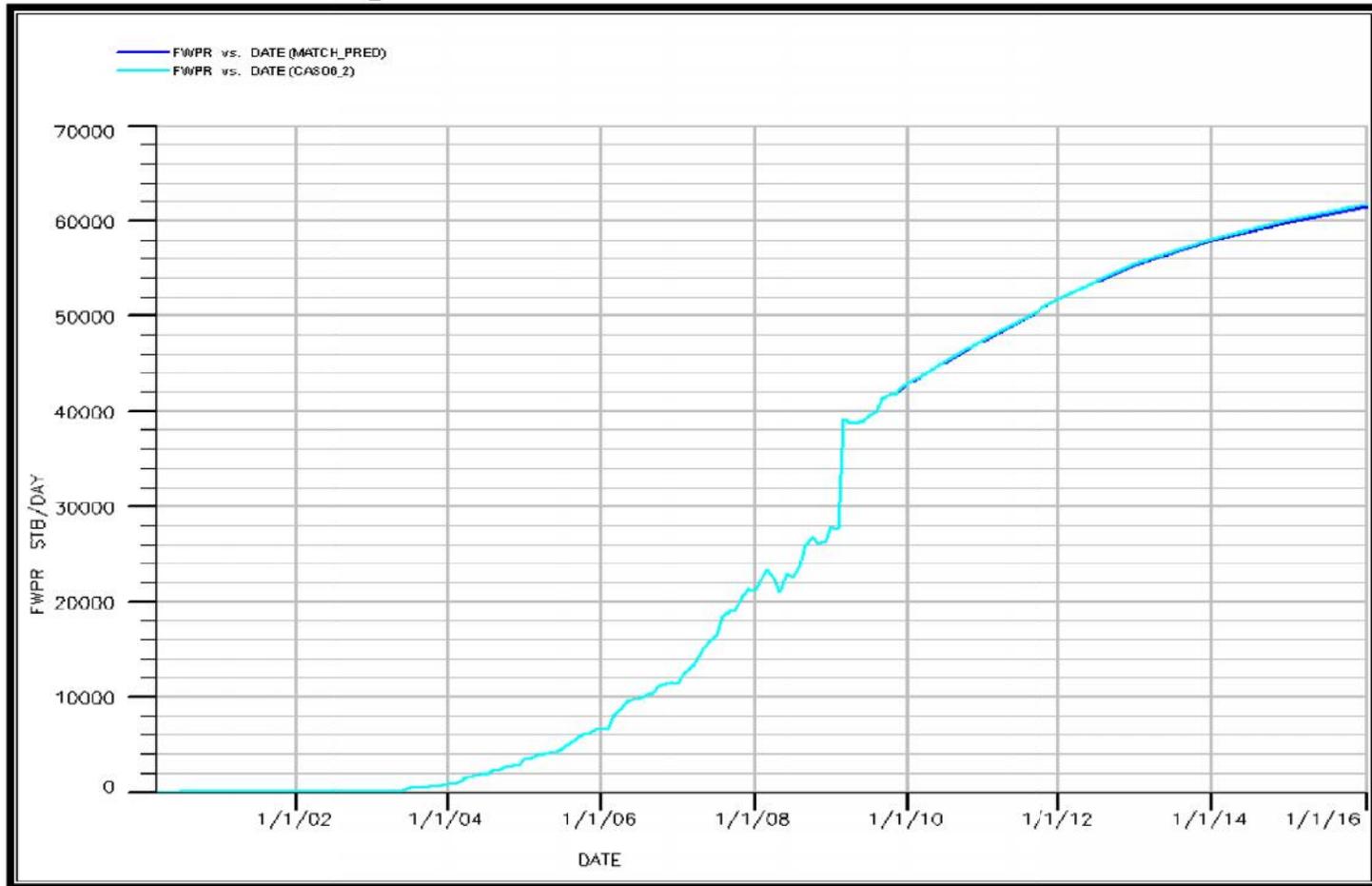
Fuente: Autores.

Figura 57. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 5.



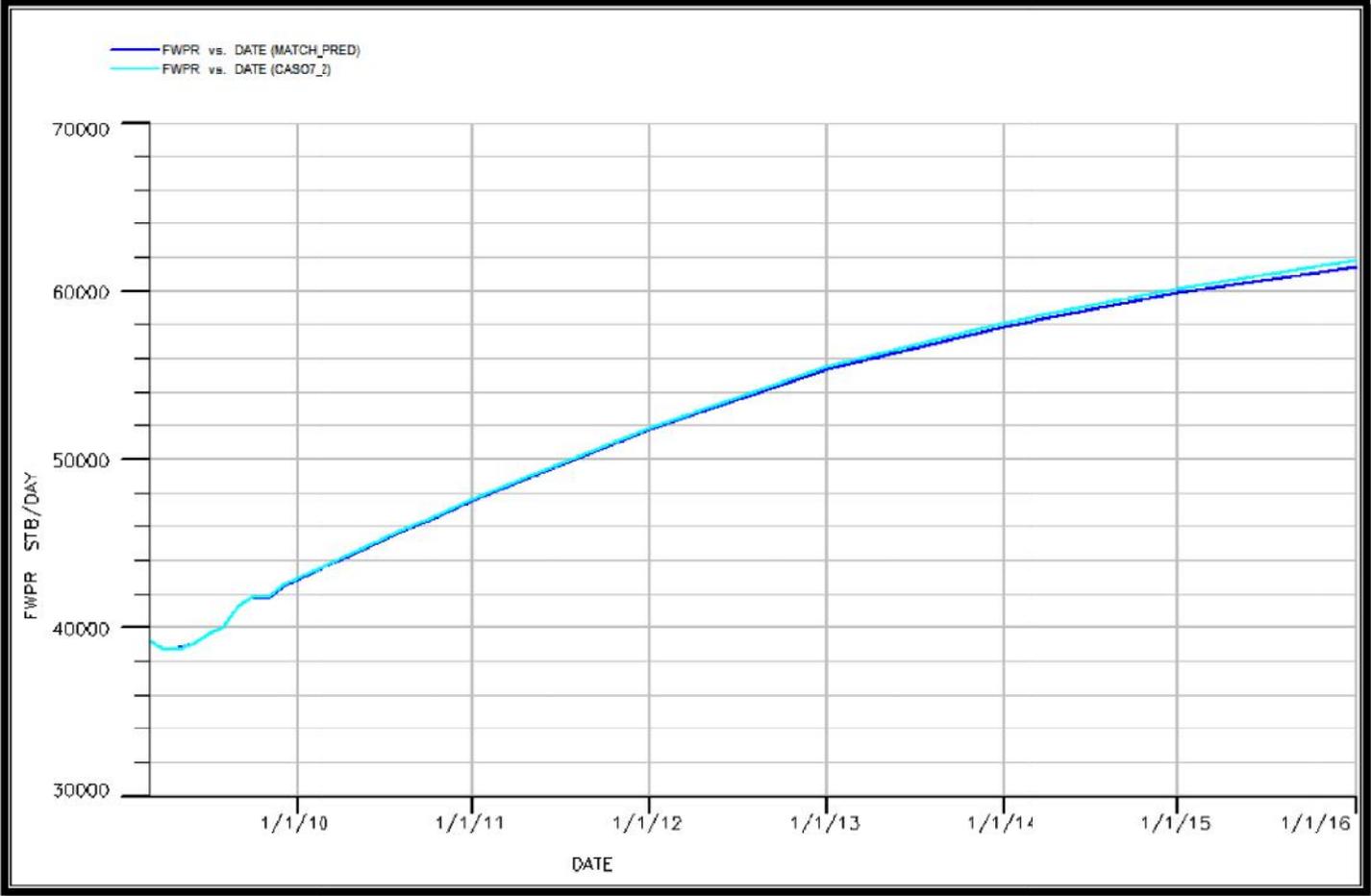
Fuente: Autores.

Figura 58. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 6.



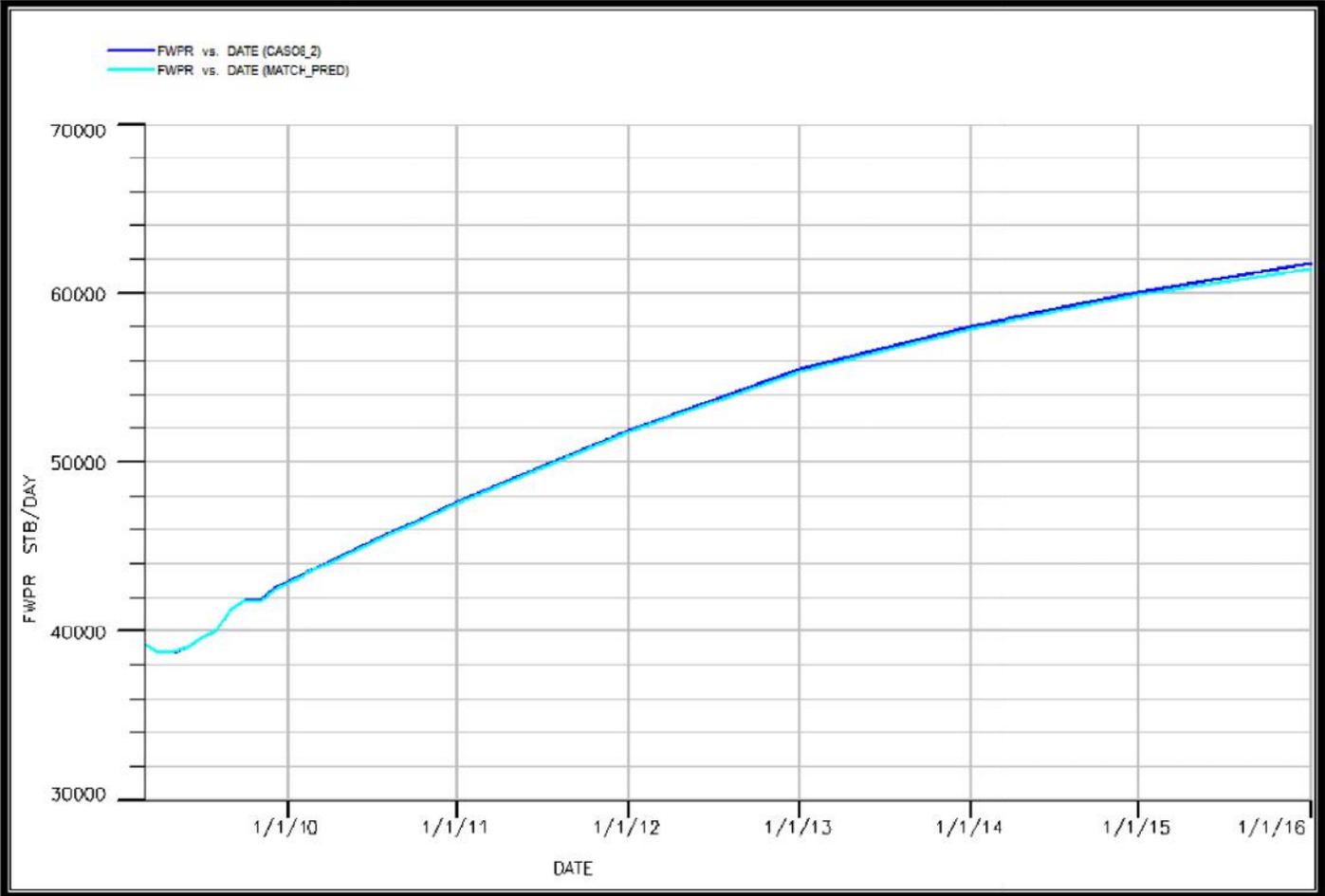
Fuente: Autores.

Figura 59. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 7



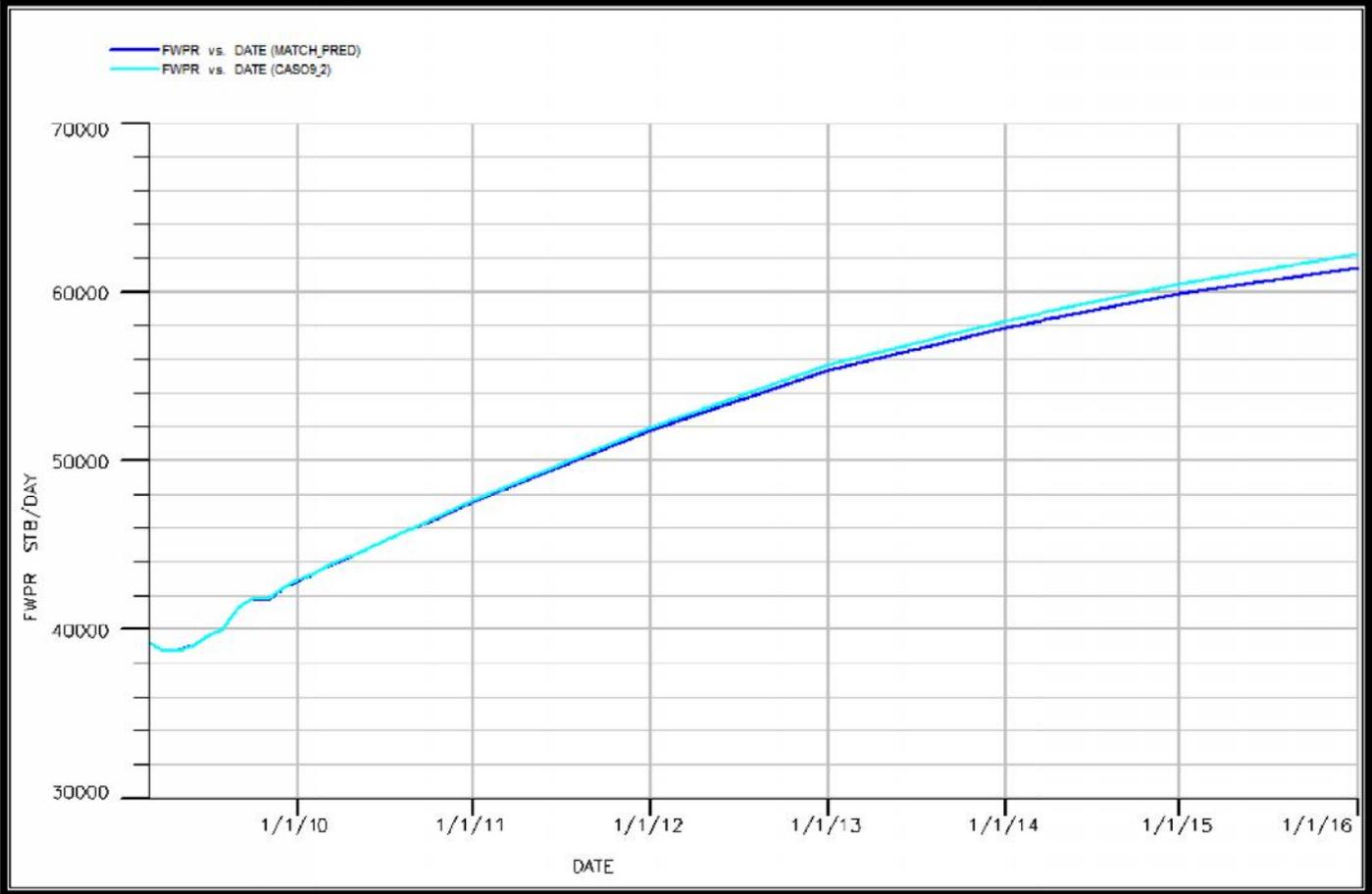
Fuente: Autores.

Figura 60. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 8



Fuente: Autores.

Figura 61. PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL CASO 9



Fuente: Autores.

ANEXO 2

INDICADORES ECONÓMICOS

El valor presente neto: Es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada período de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto.

Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento. El VPN compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento en el tiempo.

Tasa Interna de Retorno (TIR): La Tasa Interna de Retorno representa la rentabilidad del proyecto, y se expresa como la tasa de descuento a la cual el VPN del proyecto se hace igual a cero (0).