

**FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA
DEL CAMPO LISAMA**

CARLOS EDUARDO NARANJO SUÁREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA
DEL CAMPO LISAMA**

CARLOS EDUARDO NARANJO SUÁREZ

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Avalado por el comité evaluador en el marco del convenio de cooperación tecnológica número 002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo.

M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Director

M. Sc. JOSÉ FRANCISCO ZAPATA ARANGO
Co-Director

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2010

EL AUTOR EXPRESA SUS MÁS SINCEROS AGRADECIMIENTOS A:

Dios,

Mis papitos, hermanitos, querida esposa mía, a mis príncipes y princesa, por su paciencia, apoyo y comprensión,

Hilda y hermanitos por sus sabios consejos,

Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo – ICP y Universidad Industrial de Santander - UIS por esta oportunidad de crecimiento personal,

M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro y M. Sc. José Francisco zapata Arango por compartir su sabiduría,

Mis profesores por sus enseñanzas,

Todas las personas que contribuyeron con su grano de arena para que este sueño sea hoy realidad.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. CONCEPTOS BÁSICOS EN INYECCIÓN DE AGUA.....	4
1.1. Parámetros que afectan la inyección de agua	5
1.1.1. Parámetros de yacimiento.....	6
Saturación de aceite y porosidad.....	6
Saturación de gas.....	7
Espesor de la formación.....	7
Profundidad.....	8
Grado de estratificación.....	8
1.1.2. Parámetros operacionales.....	8
Tasa y presión de inyección de agua.....	9
Calidad del agua.....	9
<i>Análisis iónico y mineral:</i>	10
<i>Pruebas de compatibilidad:</i>	10
<i>Pruebas de sensibilidad de la formación:</i>	10
Configuración y espaciamiento de pozos.....	10
2. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN, ACUÍFEROS DE LA FORMACIÓN REAL Y RÍO SOGAMOSO.....	12
2.1. Cuenca Río Sogamoso	12
2.2. Acuíferos de la Formación Real.....	13
2.3. Agua de producción Campo Lisama	14
2.4. Muestreo de fluidos.....	15
2.4.1. Caracterización fisicoquímica	15
2.4.2. Calidad del agua.....	17

2.4.3. Compatibilidad experimental fluido-fluido.	18
2.4.4. Compatibilidad simulada	18
2.4.5. Compatibilidad crudo-agua.....	19
2.5. Selección de muestras de corazón por tipo de roca	21
2.5.1. Análisis mineralógico por DRX	23
2.5.2. Análisis distribución de minerales y geometría poral por SEM	25
2.5.3. Compatibilidad roca-fluido.....	27
3. RESPUESTA DEL PILOTO AL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.....	28
3.1. Malla de simulación	28
3.2. Propiedades de yacimiento – rocas y fluidos.....	30
3.2.1. Propiedades petrofísicas.....	31
3.2.2. Propiedades de los fluidos.....	31
3.2.3. Propiedades roca-fluido.....	33
3.2.4. Fluidos iniciales en el yacimiento.....	35
3.3. Desarrollo primario del campo y ajuste histórico	35
3.4. Selección del área para implementación de un piloto.....	40
3.4.1. Piloto de inyección de agua	41
Efecto de la tasa de inyección de agua en el recobro de aceite	43
3.4.2. Reactivación de pozos.....	43
3.4.3. Perforación de pozos infill	44
3.5. Resultados.....	45
Sensibilidad del piloto a la tasa de inyección:	46
3.5.1. Tasa de producción de aceite.	46
3.5.2. Tasa de producción de gas.....	49
3.5.3. Relación gas aceite.....	49
3.5.4. Producción de líquido y corte de agua.	51
3.5.5. Tiempo de llenado.....	52
3.5.6. Ruptura de agua.	53
3.5.7. Comportamiento de la presión en el sector model.	54

3.5.8. Análisis de ingeniería inyector IL-1.....	55
3.5.9. Análisis de ingeniería inyector IL-2.....	55
3.5.10. Análisis de ingeniería inyector IL-3.....	57
3.5.11. Análisis de ingeniería inyector IL-4.....	57
3.5.12. Análisis de ingeniería inyector IL-5.....	58
3.5.13. Análisis de ingeniería inyector IL-6.....	58
3.5.14. Resumen	60
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
5. BIBLIOGRAFÍA.....	62

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Variables que afectan la recuperación por inyección de agua.....	11
Tabla 2. Análisis Fisicoquímico aguas Formación Real, Río Sogamoso y Campo Lisama - Muestreo realizado en 2008-01-31.....	17
Tabla 3. Clasificación calidad agua, según referencia NACE	18
Tabla 4. Clasificación de la tendencia a precipitación según I.S	19
Tabla 5. Compatibilidad crudos y aguas de inyección	20
Tabla 6. Concentración roca total POZO LISA0146, unidades en % peso.....	24
Tabla 7. Concentración fracción menor 2 micras POZO LISA0146	25
Tabla 8. Propiedades de rocas y fluidos.....	30
Tabla 9. Comparación de resultados en producción acumulada	49

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Historia de producción Campo Lisama.....	15
Figura 2. Registro LISA0146, predomina Roca Tipo 3.....	22
Figura 3. Permeabilidad vs porosidad Pozo LISA0146 Formación Mugrosa	23
Figura 4. Minerales dispersos en los poros.....	26
Figura 5. Compatibilidad roca-fluido LISA0146 6151' – Roca Tipo III.....	27
Figura 6. Enmallado de simulación al tope de Mugrosa	29
Figura 7. Permeabilidades y porosidades cargadas al modelo numérico.....	31
Figura 8. Propiedades PVT aceite.....	32
Figura 9. Propiedades PVT gas.....	33
Figura 10. Permeabilidad relativa aceite – agua.....	34
Figura 11. Permeabilidad relativa aceite – gas	35
Figura 12. Ajuste producción diaria de aceite	37
Figura 13. Ajuste producción diaria líquido	37
Figura 14. Ajuste producción diaria de agua.....	38
Figura 15. Ajuste producción diaria de gas	39
Figura 16. Zona detallada del piloto	41
Figura 17. Histograma producción máxima de líquido	43
Figura 18. Pozos reactivados	44
Figura 19. Ubicación pozos infill.....	45
Figura 20. Sensibilidad del patrón a la tasa de inyección.....	46
Figura 21. Recobro adicional de aceite	47
Figura 22. Histograma aceite acumulado por pozo	48
Figura 23. Tasa de producción de gas en el piloto.....	50
Figura 24. Perfiles de GOR en el piloto	50
Figura 25. Tasa de producción de líquido en el <i>sector model</i>	51
Figura 26. Corte de agua en el sector model.....	52
Figura 27. Tiempo de llenado	53
Figura 28. <i>Zoom In</i> de la fecha de ruptura del agua	54
Figura 29. Comportamiento de presión en el <i>sector model</i>	55
Figura 30. Producción de aceite en pozos afectados por IL-1	56
Figura 31. Producción de aceite en pozos afectados por IL-2	56
Figura 32. Producción de aceite en pozos afectados por IL-3	57
Figura 33. Producción de aceite en pozos afectados por IL-4	58
Figura 34. Producción de aceite en pozos afectados por IL-5.....	59
Figura 35. Producción de aceite en pozos afectados por IL-6	59
Figura 36. Evaluación técnica del piloto	60

RESUMEN

TITULO

FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA¹

AUTOR

Carlos Eduardo Naranjo Suárez²

PALABRAS CLAVES

Inyección de agua, Campo Lisama, Formación Mugrosa

DESCRIPCIÓN

El campo Lisama se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena y aunque fue descubierto en 1967, su factor de recobro actual no supera el 14 % y su producción está en declinación. Por tal razón, se requiere la pronta implementación de un proceso de recobro secundario para contrarrestar la disminución de la tasa de aceite y estabilizar la presión de yacimiento; por ello en este trabajo de maestría se evaluó la respuesta experimental y numérica de un *sector model*, a la implementación de un piloto de inyección de agua.

Durante las etapas de selección del área y diseño del piloto se enfrentaron varios desafíos técnicos tales como alta heterogeneidad del yacimiento, poca o ninguna continuidad lateral de los paquetes de arena, complejidad en la geometría, dimensiones y orientación de los canales, irregularidad en los patrones de inyección, alta incertidumbre en los valores de las propiedades de yacimiento, carencia de un modelo adecuado de presiones, entre otros, todo lo cual hace que el proyecto sea más riesgoso cada vez.

Por tal razón se hizo necesaria la integración, mediante técnicas estadísticas, de la información proveniente de geología de superficie y de pozos estratigráficos y de desarrollo, de perfiles eléctricos, de datos de producción, de descripción de corazones y resultados de laboratorio para el diseño de un piloto de inyección. Allí se perforaron seis (6) pozos en coordenadas tales que se pudieran conformar seis (6) patrones de cinco puntos y se inyectó agua desde 01 de julio de 2013 y por un período de 11.5 años; la respuesta del *sector model* a la implementación del proceso fue positiva debido a que se observó incremento considerable en la tasa de producción de aceite, un acumulado importante de aceite incremental y una reducción significativa de la depleción del yacimiento.

¹ Trabajo de maestría

² Facultad de ciencias fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Samuel F. Muñoz Navarro. Codirector: José Francisco zapata Arango.

SUMMARY

TITLE

FEASIBILITY OF WATER INJECTION INTO MUGROSA SANDS LISAMA FIELD³

AUTHOR

Carlos Eduardo Naranjo Suárez⁴

KEYWORDS

Water injection, Lisama Field, Mugrosa Formation

DESCRIPTION

Lisama field is located in the basin of the middle valley of the Magdalena and though it was discovered in 1967, its current recovery factor does not exceed 14% and production is declining. For this reason, it requires prompt implementation of a secondary recovery process to offset declining oil rate and stabilize the reservoir pressure, which is why this master's work was evaluated experimental and numerical response of a sector model, to the implementation of a pilot of water injection.

During the stages of the selection of the area and design of the pilot it was faced several technical challenges such as high heterogeneity of the deposit, little or no lateral continuity of sand packages, complexity in geometry, size and orientation of the canals, irregular patterns of injection, high uncertainty in the property values of the reservoir, lack of an adequate model of pressure, among others, all of which makes the project more risky each time.

For this reason it was necessary the integration, by statistical techniques, of information from surface geology and stratigraphy and development wells, electrical logs, production data, description of cores and laboratory evaluations for the design of an injection pilot. It was drilled six (6) wells in coordinates such that they could establish six (6) patterns of five points and water injection started on 01 of July 2013, and lasted for a period of 11.5 years; the sector model's response to the implementation of the process was positive because there was considerable increase in the rate of oil production and a significant cumulative incremental oil and a significant reduction of reservoir depletion.

³ Work degree.

⁴ Faculty of physical chemical sciences. School of petroleum engineering. Directress: Samuel F. Muñoz Navarro. Codirectress: José Francisco Zapata Arango.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua se considera el método de recobro mejorado más eficiente, ya que permite recuperar un buen porcentaje del hidrocarburo residual que ha quedado sin extraer, como consecuencia del agotamiento natural de la energía del yacimiento. Por lo anterior, en este trabajo se evaluó la factibilidad técnica de la aplicación de dicho proceso para incrementar el factor de recobro en las arenas Mugrosa, las más prolíficas del Campo Lisama.

La inyección de agua es un proceso que se ve muy influenciado no sólo por las características roca-fluido propias del yacimiento tales como saturación de aceite y gas, porosidad, espesor de la formación, profundidad y grado de estratificación de la zona candidata a inyección; también existen parámetros operacionales que afectan el desempeño del proceso tales como tasa y presión de inyección, calidad del agua y configuración y espaciamiento de pozos; de allí que se resalte en el capítulo dos la importancia de analizar la influencia ejercida por estos factores en la respuesta del yacimiento.

Debido a que se carece del agua ideal para inyección en los yacimientos de petróleo, los ingenieros responsables del proceso se deben esforzar en obtener un agua con calidad aceptable. Es por eso que la fuente, así como el tratamiento de la misma, se deberían diseñar de tal manera que se obtenga un fluido que se acerque al modelo ideal siempre y cuando el presupuesto asignado para tal fin lo permita; el factor económico es crítico debido a que mayor calidad es sinónimo de mayor costo lo cual se traduce en una reducción en los márgenes de rentabilidad del proyecto.

Por tal motivo, en el capítulo tres, se presenta la evaluación experimental de la calidad de las aguas de inyección. Allí se mencionan los parámetros que se deben medir durante una caracterización fisicoquímica así como las especificaciones

técnicas que debe cumplir para que sea considerada aceptable; estos fluidos candidatos para inyección también deben reunir el requisito de ser compatibles con las aguas, los hidrocarburos y los minerales presentes en el yacimiento.

El aporte de este trabajo consistió en la selección de la roca más representativa de la Formación mugrosa para la evaluación del desempeño experimental, debido a que se cuenta con cuatro tipos de ellas; incluirlas todas demandaría tiempos largos de uso de las celdas de desplazamiento y sobre todo la utilización de gran cantidad de *plugs* tomados de corazones con incalculable valor geológico. Aquí se identificó que la roca tipo tres predomina en el 75 % del yacimiento, de manera que sobre ellas se enfocaron los ensayos de laboratorio y los resultados se hicieron extensivos a todo el yacimiento.

Los simuladores son herramientas que permiten describir el yacimiento y reproducir varios de los procesos que allí ocurren en una forma muy cercana a la realidad. Aunque la construcción de un modelo numérico requiere una gran cantidad de información sobre, por ejemplo, la geología, la estructura y estratigrafía del yacimiento, las propiedades tanto de rocas como de fluidos, las interacciones roca-fluido y fluido-fluido, etc.; la caracterización adecuada del yacimiento, al igual que el modelamiento, son procesos que ayudan a evitar grandes inversiones de capital en la implementación de proyectos reales en campo, los cuales podrían no funcionar.

Es así que en el capítulo cuatro se hace una descripción general del yacimiento de interés, se menciona como se construyó el modelo dinámico y como se integró con el estático en una herramienta numérica comercial. Después, se inicializó este modelo de simulación y se realizó el ajuste histórico de la producción de líquido y de la presión estática a lo largo de 40 años de producción también, se hizo el ajuste de aceite en el 100 % de los pozos, gracias a un adecuado modelamiento de las propiedades petrofísicas, de las curvas de permeabilidad relativa y de las propiedades PVT de los fluidos.

El objetivo general es evaluar la factibilidad de la inyección de agua en las arenas Mugrosa del Campo Lisama y para el cumplimiento del mismo, se analizó la calidad y el potencial de las fuentes de agua disponibles en el campo así como su interacción con los fluidos y minerales de la formación y se realizó un análisis de la respuesta del yacimiento a la implementación de un piloto en un sector *model* del campo.

1. CONCEPTOS BÁSICOS EN INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es un proceso que se ve muy influenciado por parámetros de yacimiento tales como saturación de aceite y gas, porosidad, espesor de la formación, profundidad y grado de estratificación. Pero, también existen parámetros operacionales que afectan el desempeño del proceso tales como tasa y presión de inyección, calidad del agua y configuración y espaciamiento de pozos; de allí que en este capítulo se resalta la importancia de analizar la influencia ejercida por cada uno de estos factores sobre la respuesta del yacimiento.

Debido a que el campo Lisama se localiza en la Cuenca de Valle Medio, la cual fue un área de depositación de sedimentos continentales y de agua salobre durante el período terciario, los ambientes de transporte de la materia orgánica se caracterizan por estar formados por canales fluviales de aspecto meandriforme de baja y mediana sinuosidad. Lo anterior hace que esta clase de yacimientos estén conformados por cientos de cuerpos de arena cada una con su respectiva acumulación de hidrocarburos⁵.

Dentro de un sistema deposicional, las areniscas de canal siempre se depositan en una posición intermedia en la columna estratigráfica y tanto el tamaño de grano como la selección son moderados y de esta forma se convierten en los principales yacimientos con las más altas permeabilidades. La secuencia más interna de los tamaños de grano de los cuerpos de canal se caracteriza por un ritmo de depositación normal, lo cual conduce a una marcada heterogeneidad entre estratos, un menor factor de eficiencia de barrido vertical y un rápido incremento en el corte de agua una vez se implementan proyectos de recobro secundario⁶.

⁵ Manuel Montt Amell, Daniel Gutiérrez Arciniegas y Carlos A. Pineda Moreno. Justificación de perforación y prognosis para 6 pozos de desarrollo en el área norte del Campo Lisama. Ecopetrol S.A, Gerencia técnica de producción, Departamento de yacimientos y producción, Bogotá, Colombia, enero de 2005. 84 p.

⁶ Qiu Yinan, Chen Ziqi and Xu Shice. Waterflooding of channel sandstones reservoirs. International meeting on petroleum engineering. Paper presented by Chinese party, SPE 10559, 1982. 28 p.

Los cuerpos arenosos de canal siempre exhiben permeabilidades direccionales preferenciales, el agua que se inyecta se digita en forma de lenguas hacia los canales de mayor edad y fluye preferencialmente en la dirección aguas abajo. Esta es la razón por la cual, cuando se estudian cuerpos de arena tomados de diferentes canales, se observa que ellos difieren no sólo en heterogeneidad entre estratos sino también en el comportamiento en producción de hidrocarburos ya sea primaria o como respuesta a la implementación de un proceso de recobro secundario⁷.

Algunas de las principales razones por las cuales el agua inyectada no desplaza una mayor cantidad de crudo son: alta heterogeneidad del yacimiento como consecuencia de los ambientes de depositación formados por canales fluviales, efecto de la segregación gravitacional y desfavorable relación de movilidades. Además, si a todo lo anterior se le suma el hecho de que el agua tiene que recorrer grandes distancias durante su inyección en yacimientos con alta complejidad geológica, los anteriores fenómenos se harán más notorios, con lo cual se disminuye de una forma considerable la eficiencia del proceso de recobro.

1.1. Parámetros que afectan la inyección de agua

La inyección de agua es un proceso que se ve influenciado tanto por parámetros operacionales tales como tasa y presión de inyección y configuración y espaciamiento de pozos, así como por parámetros de yacimiento tales como propiedades de roca y fluidos de la zona sometida a dicho proceso, de allí la importancia de analizar la influencia ejercida por estos factores en la respuesta del yacimiento al proceso de inyección.

⁷ IBID.

1.1.1. Parámetros de yacimiento. Los parámetros de yacimiento comprenden las características propias de la formación que determinan la cantidad de fluido presente en la zona, al igual que los mecanismos que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso. Aunque el ingeniero o geólogo no puede modificar las propiedades del yacimiento, éstas se deben estudiar con detalle para establecer su influencia sobre el comportamiento de la inyección de agua, de tal manera que se pueda establecer la factibilidad técnica y la viabilidad económica de la aplicación de dicho proceso en el campo en estudio.

Dentro de los principales parámetros de yacimiento que se tienen en cuenta están: saturación de aceite al inicio del proceso, porosidad de la roca, espesor neto de la formación, presencia de arcillas y características de las mismas, profundidad media de los yacimientos, presión en la formación de interés al inicio del proceso y continuidad de los cuerpos arenosos. A continuación se mencionará el efecto que tienen algunos de estos parámetros, sobre el comportamiento de la respuesta de un yacimiento sometido a un proceso de inyección de agua.

Saturación de aceite y porosidad. La saturación de aceite y la porosidad de la roca son parámetros de gran importancia en el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria, puesto que a partir de ellos se define la cantidad de crudo remanente en el yacimiento. Para que un proyecto de inyección de agua sea económicamente atractivo, debe existir la suficiente cantidad de hidrocarburo recuperable para justificar la inversión, dicho volumen de aceite se expresa a partir de la relación definida por el producto de la porosidad y la saturación de aceite (ϕS_o), la cual según la **National Petroleum Council (NPC)** debe ser mayor a 0,1 para que el proyecto sea económicamente viable⁸.

⁸ Ganesh C. Thakur and Abdus Satter. Integrated waterflood asset management. Pennwell publishing company, 1421 South Sheridan/P.O. Box 1260, Tulsa, Oklahoma 74101, United States of America, 1988. 402 p. ISBN 0-87814-606-7.

Saturación de gas. El efecto de una saturación inicial de gas sobre el desempeño del proceso en el desplazamiento de aceite, depende del volumen de gas atrapado en el frente de invasión; debido a que éste se disuelve posteriormente en el aceite a medida que se incrementa la presión como consecuencia de la inyección de agua. Este gas atrapado, reduce el volumen de agua inyectada necesaria para lograr cualquier recobro, lo cual resulta en una menor relación agua-petróleo producidos y en una menor saturación residual de aceite en yacimiento.

Cuando se tiene una saturación inicial de gas, el espacio poroso es ocupado por el gas atrapado pero, en la ausencia de dicho gas, parte del aceite móvil pasaría a ocupar dicho volumen con lo cual se incrementaría su saturación residual. Se han reportado muchos fracasos de proyectos de inyección de agua en yacimientos que contienen una saturación de gas móvil; estas fallas se caracterizan por un incremento repentino en la producción inicial de gas, un pobre o no existente incremento en la producción de aceite y una ruptura de agua casi inmediata.

Espesor de la formación. El efecto del espesor de la formación que será sometida al proceso de inyección, se relaciona con la disminución de las pérdidas de fluido hacia las formaciones adyacentes a medida que se incrementa el valor de este parámetro. El hecho de que exista una menor tasa de pérdidas de agua hacia las formaciones adyacentes; se ve reflejado en una disminución de la relación agua-aceite y por tanto en la eficiencia del proceso, el comportamiento antes descrito puede no ser válido para el caso en que el espesor de la formación sea muy alto, ya que la eficiencia de barrido vertical puede disminuir como consecuencia de la segregación gravitacional del agua inyectada en el yacimiento⁹.

⁹ IBID.

Profundidad. El efecto de la profundidad a la cual se encuentra una formación que será inundada con agua se ve reflejado en las pérdidas de agua en el pozo y en las pérdidas en la presión de inyección, puesto que a medida que la profundidad de una formación es mayor implica que el agua tiene que recorrer una mayor distancia desde la cabeza del pozo hacia la cara de formación, es decir, existe una mayor área sobre la cual se podría presentar mayor pérdida de fluido hacia zonas de poco interés¹⁰. También es cierto que en estos casos se contaría con una mayor columna hidrostática, lo cual beneficiaría el desempeño del proceso porque se dispondría de mayores presiones de inyección en la unidad de interés.

Grado de estratificación. Un yacimiento estratificado es aquel que presenta variaciones en la permeabilidad vertical, las zonas o estratos de diferente permeabilidad, por lo general exhiben poca continuidad lateral en el yacimiento, de tal manera que los procesos de desplazamiento son difíciles de realizar. Cuando existe estratificación vertical el fluido inyectado barre más rápido las zonas más permeables dejando un volumen considerable de aceite en las zonas de menor permeabilidad, así se ocasiona un incremento en la relación agua inyectada-aceite producido y se obtiene un bajo factor de recobro¹¹.

1.1.2. Parámetros operacionales. Una vez se haya determinado que un yacimiento se constituye en un buen candidato para la aplicación de la inyección de agua, como proceso de recuperación secundaria, se deben establecer los parámetros operacionales más adecuados para alcanzar la mayor eficiencia del proceso. Si se tiene en cuenta que parámetros tales como tasa y presión de inyección y calidad del agua se pueden ajustar, es necesario establecer en forma

¹⁰ James T. Smith and William M. Cobb. Waterflooding. United States of America, 1999.

¹¹ Stephen C. Rose, Jhon F. Buckwalter and Robert J. Woodhall. The design engineering aspects of waterflooding. Monograph volume 11 SPE. Henry L. Doherty series, Richardson Texas, 1989. Printed in The United States of America, ISBN 1-55563-016-2.

clara el efecto que éstos tienen sobre la posible respuesta del yacimiento a dicho proceso.

Tasa y presión de inyección de agua. La tasa a la cual se inyecta el agua al yacimiento está sujeta a dos factores principales los cuales son: capacidad instalada en superficie y capacidad de la formación de recibir el fluido inyectado. Cuando se selecciona la tasa de inyección, se debe tener en cuenta que altos caudales contribuyen a que el yacimiento responda en un menor tiempo. Sin embargo, a medida que dichas tasas aumentan también aumenta la probabilidad de superar las velocidades críticas de flujo, lo cual se traduce en migración de finos, daño en permeabilidad y posterior pérdida de inyectividad además, debe tenerse en cuenta que a altas tasas puede presentarse una mayor canalización del agua en el medio poroso, lo cual conllevaría a la obtención de menores eficiencias de recobro¹².

Calidad del agua. Cuando se tiene un agua de mejor calidad, mayor es la probabilidad de éxito del proceso¹³ debido a que un fluido fuera de especificaciones puede hacer que el proyecto fracase. Pero, como el agua ideal no existe, la gerencia del proyecto debe asegurarse de contar con un agua en de calidad aceptable pero sin afectar la economía del proyecto, ya que calidad se traduce en mayores costos en tratamiento.

Por otro lado, cabe anotar que el grado de calidad también es función de las características del yacimiento ya que existen ocasiones en las cuales, la transmisibilidad de las formaciones candidatas a inyección es tan alta que incluso hasta un agua de baja calidad se podría inyectar de forma exitosa. Pero, como dicha calidad debe mantenerse durante toda la vida del proceso, es por ello que

¹² Forrest F. Craig Jr. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Fourth printing, January 1993. Henry L. Doherty memorial fund of AIME. Society of petroleum engineers of AIME, New York 1993 Dallas, United States of America, 124 p. ISBN 0-89520-202-6.

¹³ IBID

se debe buscar una fuente que se pueda tratar a bajos costos y la misma se debe someter a pruebas previas tales como:

Análisis iónico y mineral: Se deben medir las concentraciones de materiales que puedan afectar el avance del proceso por posibles reacciones en la formación o por la generación de corrosión; por lo tanto, se deben estimar los costos del tratamiento para adecuar dicha agua.

Pruebas de compatibilidad: Un factor de garantía del buen desempeño del proceso de inyección de agua, es comprobar la compatibilidad del agua que se va a inyectar con los fluidos de la formación; cuando no son compatibles, se pueden presentar reacciones entre estos fluidos, lo cual podría causar un posible daño a la formación; pero también, se debe asegurar la compatibilidad entre las fuentes de agua en el caso de ser varias.

Pruebas de sensibilidad de la formación: El agua inyectada puede generar daños en la región cercana al pozo cuando los minerales de la formación son sensibles, debido a que se presentan reacciones químicas entre las rocas y los fluidos; estas evaluaciones experimentales se encargan de determinar la magnitud de dichas interacciones.

Cuando se tienen varias fuentes de agua, es necesario seleccionar la mejor de acuerdo con un estudio comparativo a nivel técnico y económico, que incluya pruebas de laboratorio y de inyectividad, pero, “*la mejor agua*” es, por lo general aquella menos costosa que pueda inyectarse a tasas satisfactorias y que no cause problemas mecánicos o químicos en el yacimiento.

Configuración y espaciamento de pozos. Este parámetro tiene una incidencia directa sobre la duración del proyecto, ya que a medida que el espaciamento entre pozos se reduce, el barrido del agua en el yacimiento puede ser más

uniforme, también se consigue que disminuyan las pérdidas de fluido y el tiempo requerido para alcanzar la máxima recuperación de aceite también será menor¹⁴. Pero se debe recordar que todo esto debe ir de la mano con un buen modelo económico y financiero porque un menor espaciamiento se traduce en mayores inversiones en la perforación de pozos adicionales.

La **Tabla 1** hace referencia a cada una de estas variables, allí se puede observar la relación entre variables primarias y secundarias, por ejemplo, la distribución de permeabilidad se ve afectada por las variaciones areales y verticales de la misma, por su rango de variación y por los valores encontrados en los estratos adyacentes.

Tabla 1. Variables que afectan la recuperación por inyección de agua

Variables primarias	Variables secundarias
Distribución de permeabilidad	Variación areal y vertical Rango de variación en permeabilidad Permeabilidad estratos adyacentes
Tasa de inyección	Presión de inyección Producto espesor-permeabilidad Patrón de conductancia (razón de movilidad) Condición pozos inyectoros
Barrido areal	Configuración del patrón Razón de movilidad Distribución de permeabilidad areal Fracturas naturales y artificiales Flujo cruzado
Mecanismo de desplazamiento	Saturación de fluidos Razón de movilidad Tasa avance frente inundación
Propiedades rocas y fluidos (razón movilidad)	Permeabilidad relativa al aceite Permeabilidad relativa al agua Viscosidad del aceite Viscosidad del agua

¹⁴ Willhite G. Paul. Waterflooding. Second printing, Society of petroleum engineers, Richardson, Texas, 1986. Printed in The United States of America, 326 p. ISBN 1-55563-005-7.

2. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN, ACUÍFEROS DE LA FORMACIÓN REAL Y RÍO SOGAMOSO

Este capítulo inicia con una breve descripción de las fuentes consideradas como potenciales abastecedoras de los requerimientos de agua del piloto de inyección. Después se describe de forma detallada la caracterización físico química de cada una de ellas, su calidad con base en parámetros internacionales, su compatibilidad con las salmueras e hidrocarburos presentes en yacimiento y su interacción química con los minerales de la formación mediante ensayos en laboratorio.

Durante el desarrollo de este trabajo se evaluaron tres fuentes, agua proveniente del Río Sogamoso, agua de los acuíferos de la Formación Real y agua de producción del Campo Lisama. Se seleccionó este río debido a que es la fuente superficial más abundante y cercana ya que durante su recorrido bordea el límite norte del campo; también se tuvieron en cuenta aguas subterráneas provenientes de acuíferos ubicados en la misma área y como una opción más se consideró también la factibilidad de la reinyección de las aguas de producción.

2.1. Cuenca Río Sogamoso

El Río Sogamoso pertenece a la Cuenca Mayor del Río Magdalena, se forma a partir de la confluencia de los ríos Chicamocha y Suárez, tiene un caudal promedio anual de $540 \text{ m}^3/\text{s}$ lo cual equivale a un poco más 200 millones BWPD¹⁵. Esta corriente posee una alta carga contaminante (INDERENA, 1992)¹⁶ debido a la descarga de todas las aguas negras de los municipios ubicados en su área de influencia, también se ve contaminado por escombros, basuras, desechos, material biológico y la gran cantidad de sedimentos originados en las zonas

¹⁵ BWPD: Barrels of Water per day por sus siglas en inglés

¹⁶ INDERENA Antigua Instituto Nacional DE REcursos NATurales por sus siglas en castellano

deforestadas a lo largo de sus riveras, esta última fuente de contaminación se torna aún más crítica en temporada de lluvias ya que se incrementa el volumen de material fino que transporta el río.

2.2. Acuíferos de la Formación Real

El área de estudio corresponde a una cuenca abierta basculada donde la zona de recarga se encuentra al occidente y las principales zonas de descarga se encuentran al norte con el Río Sogamoso y al oriente con el Río Magdalena, dichas descargas se realizan a través de las Quebradas la Lisama, las Margaritas y la Cristalina. Esta área se caracteriza por presentar intercalaciones de areniscas arcillosas con arcillolitas y limolitas, las cuales le proveen el carácter de sistema acuífero multicapa donde algunos de ellos son de tipo confinado, otros semiconfinados y otros de tipo libre limitados principalmente en la dirección vertical por capas impermeables de tipo arcilloso.

El acuífero de mayor potencial en el área de estudio corresponde a las capas denominadas F¹⁷, cuyo tope yace por lo general a profundidades promedias de 300 pies. Pero, el mismo yace más somero hacia el oriente del área de estudio y se podría explorar esta zona para abastecer de agua a la infraestructura petrolera en el sector central del campo mientras que, el acuífero superficial se puede explorar para abastecer el sector norte debido a que cubre la totalidad de dicha área.

Con base en información tomada a partir de un estudio de hidrogeología realizado en el área, se procedió a construir un modelo de simulación numérica¹⁸, en estado estacionario, mediante la perforación de dos (2) pozos de bombeo ubicados uno al

¹⁷ Evaluación hidrogeológica Área de la Lisama, SIAM S.A., informe interno Ecopetrol S.A. Bogotá, Diciembre de 2008

¹⁸ Evaluación hidrogeológica Campo Lisama, Informe final. SIAM S.A., Bogotá, Colombia, diciembre de 2008.

norte del área y otro en el centro. Las características de dichos pozos fueron: filtros en la capa 4 con un espesor entre 300 y 540 pies, tasa de bombeo de 8 l/s equivalente a 4,345 STB/D, tiempo de bombeo de 20 años

Los máximos abatimientos obtenidos fueron del orden de los 60 pies y no se observaron celdas secas al final del tiempo simulado que pudieran indicar una afectación del acuífero. Tampoco se observaron abatimientos en las capas superiores que pudieran afectar los aljibes del área y el radio de influencia máximo fue del orden de los tres (3) km en dirección E-W, alcanzando abatimientos del orden de los 24 pies a dicha distancia.

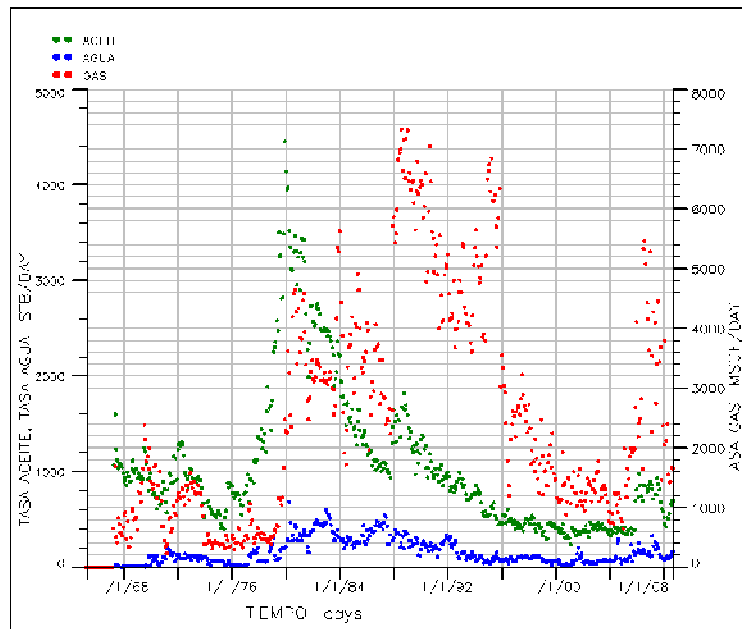
2.3. Agua de producción Campo Lisama

Alrededor del 75 % de la producción de agua proviene de 23 pozos, con un acumulado total de 7.5 millones de STBW¹⁹; la tasa de producción no supera en promedio los 500 STBW/D para todo el campo, lo cual quiere decir que no se cuenta con los volúmenes suficientes de agua producida para proponer la reinyección de las mismas como proceso de desplazamiento de aceite, razón por la cual sólo se evaluaron como candidatas las aguas del Río Sogamoso y los acuíferos de la Formación Real.

En la **Figura 1** se pueden observar los perfiles de producción de aceite en color verde, gas en color rojo y agua en color azul durante un poco más de 40 años de explotación primaria del campo. Allí se nota que el agua de producción brilla por su ausencia y hoy en día se tienen volúmenes, en el sector model, que apenas alcanzan la pequeña cifra de los 200 barriles por día, cantidad que no sería suficiente para justificar la alta inversión que demandaría la implementación de una infraestructura de inyección.

¹⁹ STBW Stock Tank Barrels of Water por sus siglas en inglés

Figura 1. Historia de producción Campo Lisama



Fuente: Tomado de OFM Campo Lisama

2.4. Muestreo de fluidos

Se tomaron muestras de agua de los acuíferos de Real Pozo LISA005A y Río Sogamoso tanto en temporada seca, como en temporada de lluvias y muestras de fluidos producidos de Mugrosa en los Pozos con más alto corte de agua, LISA0040, LISA0052, LISA0056 y LISA0120, en todas estas muestras se tuvo la precaución de verificar que las mismas estuvieran libres de aditivos que pudieran interferir en los resultados de la caracterización fisicoquímica.

2.4.1. Caracterización fisicoquímica La Tabla 2 contiene los resultados de los análisis fisicoquímicos de todas las fuentes de evaluadas. Allí se puede ver que con respecto a las aguas de formación se determinó una salinidad equivalente a

NaCl entre 6,656 (LISA0040) y 9,329 mg/l (LISA0052); estas aguas presentan un carácter incrustante, es decir tienden a formar precipitados de carbonato de calcio y sulfato de bario.

En lo que tiene que ver con el agua del Río Sogamoso se halló que es una agua superficial típica, rica en oxígeno disuelto (7,000 mg/l) y material sedimentable (sólidos suspendidos), en este caso específico se tomaron dos muestras para comparar su contenido en relación con la época del año lluvias y sequía y es así que el valor en enero (sequía) estuvo del orden de 200 mg/l y en tiempo de lluvias (abril) alrededor de los 300 mg/l, lo cual equivale a un cincuenta por ciento más de carga contaminante.

El agua de los acuíferos de Real captada en Pozo LISA005A, es dulce (salinidad 360 mg/l como NaCl), del tipo bicarbonato-sódica (450 mg/l HCO_3^- y 147.7 mg/l NaCl), presenta tendencia incrustante por la presencia de calcio y CO_2 pero, adicional a ello el contenido de este gas haría que se presentaran reacciones de corrosión en facilidades; acerca del contenido de hierro, no se detectó su presencia en ninguna de las fuentes analizadas, a excepción LISA005A en el cual se midieron concentraciones no significativas (0.1 ppm).

Tabla 2. Análisis Físicoquímico aguas Formación Real, Río Sogamoso y Campo Lisama - Muestreo realizado en 2008-01-31

Agua Muestreo en 2008/01/31	Na ⁺ mg/l	K ⁺ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	Ba ⁺⁺ mg/l	Sr ⁺⁺ mg/l	Fe ⁺⁺ mg/l	STD mg/l	salinidad mg NaCl/l	SiO ₂ mg/l	turbidez NTU
Real	147.7	6.6	32.0	2.7	0.2	0.2	0.1	699	358	34.2	4.03
Río Sogamoso	12.7	2.5	26.1	3.5	<0.2	<0.2	0.0	169	118	10.5	30
LISA0052	3,364	15.5	377.7	12.7	<0.2	6.2	0.0	9,439	9,329	36.9	NR
LISA0040	2,332	11.0	270.8	5.0	1.6	4.5	0.0	6,890	6,656	43.9	NR
LISA0120	2,273	11.6	442.1	2.0	<0.2	5.2	0.0	6,999	6,730	46.3	NR

Agua Muestreo en 2008/01/31	pH/°C	resist. Ωm 25 °C	H ₂ S mg/l	O ₂ dis. mg/l	CO ₂ mg/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	CO ₃ ⁼ mg/l	SO ₄ ⁼ mg/l	Cl ⁻ mg/l	I.S. 60 °C
Real	7.6/19	16.5	ND	80	15	450	0.0	15.5	9.5	1.1
Río Sogamoso	7.3/22	52.6	ND	7,000	<10	69	0.0	25.9	18.9	-0.2
LISA0052	7.8/20	0.8	5	ND	<10	160	0.0	141.3	5,325	1.7
LISA0040	7.6/20	1.1	ND	ND	<10	336	0.0	38.1	3,847	1.7
LISA0120	7.6/24	1.1	ND	ND	<10	305	0.0	221.1	3,693	1.8

ND: no detectado; **NR:** no reportado

Fuente: Pachón Contreras, Zarith. Factibilidad de inyección de agua Campo Lisama informe final, Piedecuesta, julio de 2008, informe interno Ecopetrol S.A.

2.4.2. Calidad del agua La calidad del agua se determinó *in situ* mediante la medición de la cantidad de sólidos suspendidos y la pendiente de la curva de caudal contra volumen, la cual se realizó según el procedimiento contenido en la norma estándar NACE TMO 173-92. En la **Tabla 3** se presenta la clasificación según dicha norma y allí se observa que el agua de calidad aceptable debe tener una pendiente < 1 y un contenido de sólidos suspendidos < 4.99 mg/l, el agua de la Formación Real se clasificó como aceptable ya que los equipos de medición no detectaron la presencia de sólidos suspendidos.

No se puede afirmar lo mismo con respecto al Río Sogamoso, por su naturaleza de agua superficial transporta una alta concentración de sólidos suspendidos a lo largo de todo el año. Antes de seleccionar esta fuente se debería realizar un

análisis económico del costo de captación, transporte, tratamiento químico y filtración, ya que los mismos podrían llegar a ser relativamente altos con lo cual se afectarían de manera notable los indicadores de rentabilidad del proyecto.

Tabla 3. Clasificación calidad agua, según referencia NACE

Parámetro	Clasificación					
	1	2	3	5	10	20
m: pendiente de la curva caudal contra volumen, filtración 0.45 micras	0-0.09 excelente	0.10-0.29 muy buena	0.30-0.49 buena	0.50-0.99 aceptable	1.00-1.79 pobre	>1.80 excesiva
SS: sólidos suspendidos [mg/l]	0-0.49 despreciables	0.50-0.99 muy bajo	1.00-2.49 bajo	2.50-4.99 moderado	5.00-9.99 alto	>10.00 excesivos

Fuente: Ostroff, A.G. Introduction to Oilfield Water Technology, NACE, Houston, 1979.

2.4.3. Compatibilidad experimental fluido-fluido. Durante los ensayos de compatibilidad realizados entre las aguas de producción con las aguas del Río Sogamoso y con las aguas de los acuíferos de Real, se evidenciaron partículas de scale de carbonato las cuales son propias de la naturaleza incrustante tanto de las aguas de formación como del agua de captación de LISA005A y no son producto de incompatibilidades entre dichas aguas. Como era de esperarse, no se evidenció incompatibilidad entre las aguas de producción con el agua del Río Sogamoso debido a su naturaleza de agua dulce y, a medida que se incrementó el porcentaje de la misma en la mezcla, se observó una disminución en esta tendencia incrustante.

2.4.4. Compatibilidad simulada. Este es un método complementario de la compatibilidad experimental, el cual consiste en pronosticar mediante un software especializado los productos químicos que en un momento dado pueden precipitar; al mezclar las aguas candidatas a inyección con aquellas presentes en la

formación a las condiciones de temperatura y presión de yacimiento, en este caso 150 ° F y 2,000 psi. La tendencia de un compuesto a precipitar o permanecer en solución se determina por el Índice de Saturación (I.S), en general valores positivos de I.S. indican tendencia a la precipitación y negativos indican tendencia a la disolución, la Tabla 4 presenta los rangos internacionales aceptados para cada producto y la clasificación desde baja hasta crítica.

Tabla 4. Clasificación de la tendencia a precipitación según I.S²⁰

Producto	Tendencia a precipitación según valor I.S.		
	Baja	Moderada	Crítica
CaCO ₃	0 - 0.75	0.75 - 1.25	>1.25
CaMg(CO ₃)*	0 - 1.50	1.50 - 3.00	>3.00
FeCO ₃	0 - 1.25	1.25 - 1.75	>1.75
BaSO ₄	0 - 1.25	1.25 - 1.75	>1.75

*Solo sí la temperatura es superior a 212 °F.

Fuente: PHA - AWWA - WPCF, Standard Methods for the examination of water and wastewater, 1995

El agua del Río Sogamoso, por su carácter dulce, no presenta tendencia a la formación de ninguno de los productos mencionados en la tabla anterior por el contrario, sus mezclas con el agua de formación hacen que esta última disminuya su tendencia a formar incrustaciones tipo carbonato o sulfato. Aquí cabe recordar que esta última agua y también aquella proveniente de los acuíferos Real son de carácter incrustante (formación de escamas) sin embargo, su tendencia a la precipitación es baja y no se forma carbonato de hierro ni sulfato de bario.

2.4.5. Compatibilidad crudo-agua Se realizaron análisis de compatibilidad de los crudos muestreados con el agua de los acuíferos y también con agua de río, con

²⁰ I.S. Índice de Saturación por sus siglas en español

relaciones en volumen de mezcla agua/crudo 20/80 y 50/50 y a temperatura yacimiento de 150 ° F. Aquí se resalta que todas las mezclas se emulsificaron después de haberse sometido a agitación mecánica a 8,000 rpm durante un lapso de 30 segundos, la Tabla 5 contiene un resumen de los ensayos; con el agua de Real se observó una ligera tendencia a formar emulsiones normales estables mientras que con el agua de río casi todas las mezclas presentaron rompimiento del 100 % después de una hora de observación.

Las aguas candidatas para inyección se mezclaron con los crudos muestreados en cada uno de los pozos LISA0040, LISA0052, LISA0056 y LISA0120. La muestra proveniente de Real formó emulsiones muy estables con el fluido de 3 de los 4 pozos, sólo rompió en un 100 % con la muestra de LISA0052; mientras que las emulsiones con agua del Río Sogamoso rompieron en un 100 % excepto aquella preparada con LISA0120 en la composición 20/80, lo cual lanza una alerta sobre la posible necesidad de usar rompedores con el agua de los acuíferos.

Tabla 5. Compatibilidad crudos y aguas de inyección

Agua	Crudo	Proporción agua/crudo	Rompimiento emulsión
Acuíferos Real	LISA0040	20/80	70
		50/50	80
	LISA0052	20/80	100
		50/50	100
	LISA0056	20/80	85
		50/50	75
	LISA0120	20/80	No rompió
		50/50	100
Río Sogamoso	LISA0040	20/80	100
		50/50	100
	LISA0052	20/80	100
		50/50	100
	LISA0056	20/80	100
		50/50	100
	LISA0120	20/80	50
		50/50	100

Fuente: Pachón Contreras, Zarith. Factibilidad de inyección de agua Campo Lisama informe final, Piedecuesta, julio de 2008, informe interno Ecopetrol S.A.

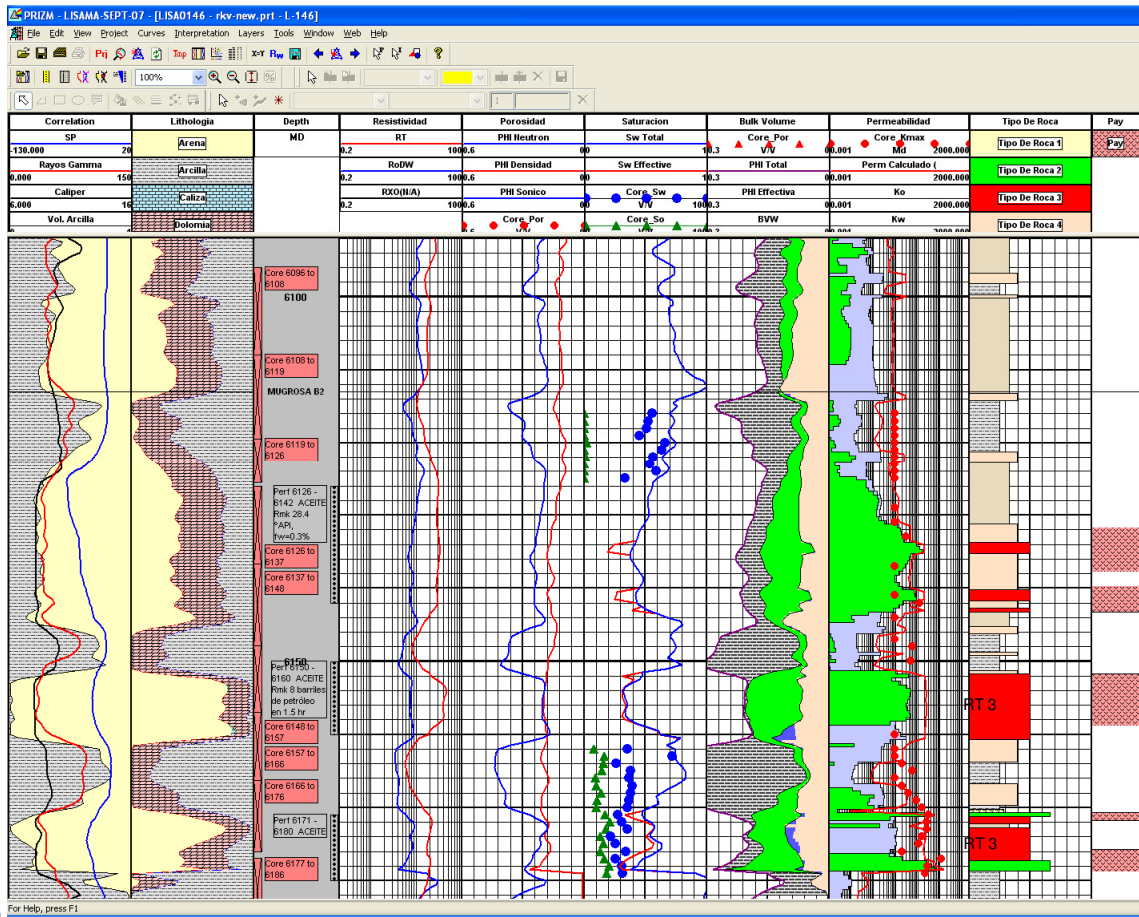
2.5. Selección de muestras de corazón por tipo de roca

De acuerdo con la petrofísica, se han definido siete (7) tipos de roca, las cuales se caracterizan por una geometría poral específica ya que cada tipo tiene sus propias características de porosidad, permeabilidad y flujo de fluidos es así, que los tipos de roca se distinguen de acuerdo con varios parámetros tales como litología, geometría poral, porosidad, permeabilidad, textura y clase y grado de cementación.

Durante el desarrollo de este trabajo, se tomó el tipo de roca como criterio de selección de las muestras de corazones. En la **Figura 2** se puede observar un registro tipo de Mugrosa, Pozo LISA0146 intervalo 6,096 – 6,181 pies, ubicado en el área de influencia del piloto de inyección. Allí se muestran las rocas yacimiento tipo 1 color amarillo, tipo 2 color verde y tipo 3 color rojo mientras que, la roca sello tipo 4 se presenta con color piel, de forma clara se observa la predominancia del color rojo o roca tipo 3.

Se seleccionaron un total de doce (12) muestras de corazón de LISA0146 por ser éste el único pozo que cuenta con núcleos apropiados para la realización de ensayos en laboratorio es decir, tienen diámetros iguales o superiores a 1.5 pulgadas y la relación longitud a diámetro es superior o igual a 1.5. Todas las muestras pertenecen a roca tipo 3 ya que más del 75 % de Mugrosa está conformada por dicho tipo de roca.

Figura 2. Registro LISA0146, predomina Roca Tipo 3



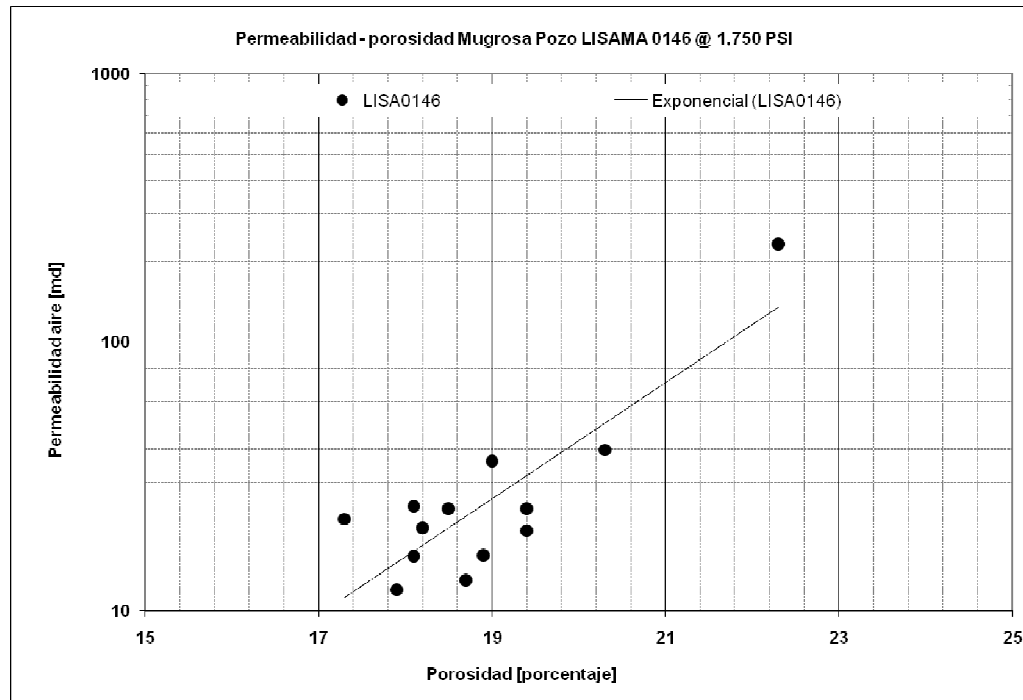
RT: Roca Tipo

Fuente: Pérez Vega Héctor H., Modelamiento petrofísico campos maduros – Área Lisama, Informe interno Ecopetrol S.A.- ICP, Septiembre de 2007

Como se puede observar en la **Figura 3** los *plugs* de LISA0146 siguen la tendencia esperada en un gráfico de logaritmo de permeabilidad vs porosidad. Allí se identifica que la permeabilidad de la mayoría de estas muestras está en el orden de 10-40 md y la porosidad efectiva en un rango de 17 – 22 % con un valor promedio del 19 %; sólo una de las muestras cae fuera de la nube de puntos

debido quizás a anomalías tales como fracturas, canales preferenciales de flujo, etc.

Figura 3. Permeabilidad vs porosidad Pozo LISA0146 Formación Mugrosa



2.5.1. Análisis mineralógico por DRX²¹ En LISA0146 los minerales arcillosos se encuentran alrededor del 7 al 27 % en peso, los carbonatos tipo calcita (CaCO_3) y siderita (FeCO_3) se encuentran en muy baja proporción e incluso a nivel de trazas, pero se revelan a lo largo del rango estudiado; como minerales accesorios se observaron feldespatos principalmente potásicos, anatasa y la posible presencia de cloruro de sodio (halita), en contenidos que no exceden el 5 % en peso total de la muestra, ver Tabla 6; Allí también se nota que el contenido de cuarzo supera el 70 % en todas las 12 muestras analizadas.

²¹ DRX Difracción de Rayos X

Tabla 6. Concentración roca total POZO LISA0146, unidades en % peso

No.	profundidad [pies]	arcilla	cuarzo	feldespatos	carbonatos	halita	anastasa	otros
1	6150.0	18	74	1	1	3	-	3
2	6151.0	27	64	2	1	3	Tr	3
3	6152.0	19	74	1	1	2	Tr	3
4	6153.0	22	70	3	1	1	Tr	3
5	6154.0	21	71	2	1	2	Tr	3
6	6171.4	12	81	2	Tr	2	-	3
7	6194.4	17	73	3	2	3	Tr	2
8	6206.0	8	88	1	Tr	1	-	2
9	6267.0	11	81	3	1	2	-	2
10	6273.0	6	82	3	6	1	-	2
11	6275.0	7	86	3	1	1	-	2
12	6285.0	21	70	3	1	3	tr	2

Tr: cuando su presencia es menor al 0.5 %

Fuente: Cobaleda Cobaleda Gloria E. y Carreño Parra Angélica M. Análisis mineralógico Pozos LISA0125 y LISA0146. Informe ICP-UST-ID0153-08-065 Submission 100073924. Piedecuesta, Santander, mayo de 2008.

En la fracción menor de 2 micras se encuentra caolinita (mineral mayoritario con 50–83 %) y minerales micáceos tipo illita que predominan en todo el rango estudiado y se encuentran en contenidos que fluctúan entre el 10-19 % en peso. Entre los aspectos notorios a nivel de esta fracción, se observaron sectores donde se revelaron con claridad Interestratificados tipo illita/esmectita, igualmente se observaron casos puntuales de cloritas y esmectitas en contenidos que no superan el 10 %, ver **Tabla 7**.

En esta tabla se puede apreciar que los minerales de cuarzo con tamaños menores de 2.0 micras también están presentes y en cantidades que varían entre 3-15 %. Esto sumado a la presencia de los minerales antes mencionados se podría convertir en un problema potencial de migración de finos y posterior daño en la permeabilidad de la formación una vez se inicie el proceso de desplazamiento de crudo por la inyección de Agua.

Tabla 7. Concentración fracción menor 2 micras POZO LISA0146

No.	profundidad [pies]	esmectitas	cloritas	interestratificados	illitas	caolinita	cuarzo
1	6150.0	2	-	7	15	62	12
2	6151.0	-	-	-	13	76	3
3	6152.0	-	-	-	10	83	6
4	6153.0	-	-	-	19	78	3
5	6154.0	-	-	3	16	80	4
6	6171.4	-	-	14	12	75	10
7	6194.4	-	-	3	14	67	5
8	6206.0	Tr	-	-	11	71	15
9	6267.0	-	7	-	15	62	15
10	6273.0	-	5	17	16	67	12
11	6275.0	-	10	6	17	50	6
12	6285.0	-	-	-	12	79	3

Tr: cuando su presencia es menor al 0.5 %

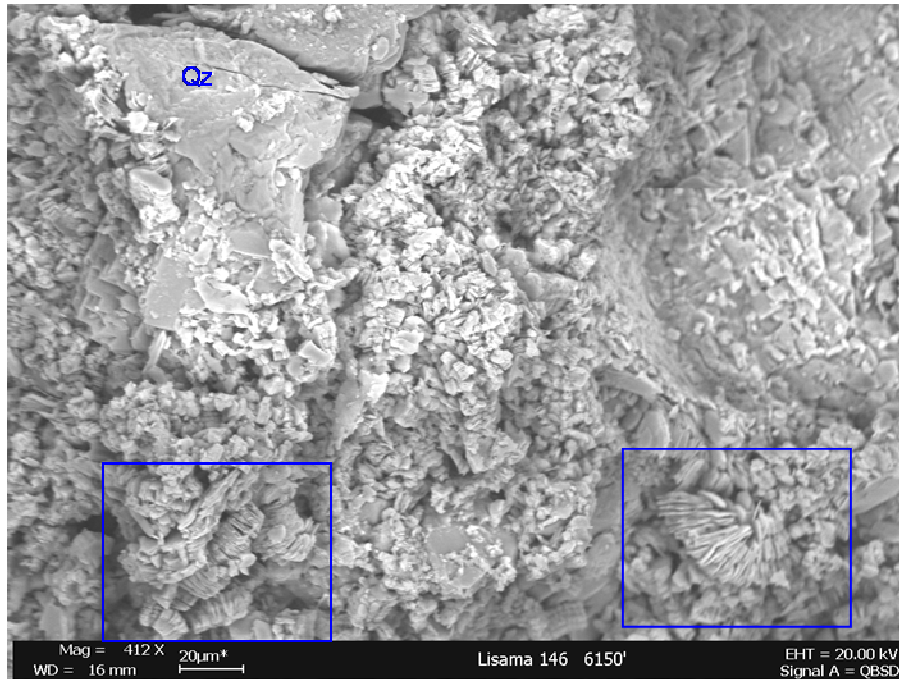
Fuente: Cobaleda Cobaleda Gloria Esperanza y Carreño Parra María Angélica. Análisis mineralógico Pozos LISA0125 y LISA0146. Informe ICP-UST-ID0153-08-065 Submission 100073924. Piedecuesta, Santander, mayo de 2008.

2.5.2. Análisis distribución de minerales y geometría poral por SEM²² Todas las rocas son tipo arenisca con matriz arcillosa alterada, friable y microporosa, escasos poros despejados algunas veces bien comunicados y arcilla en forma de granos estructurales. Presenta minerales tipo caolinita en diversas formas de cristalización y minerales alterados dispersos algunas veces con composición típica de feldespatos potásicos como relleno de poro, algunas veces también se encontraron minerales de titanio y hierro y puntualmente carbonatos que pueden ser de calcio con sustitución parcial de calcio por hierro o magnesio y posible presencia de minerales tipo illita, ver Figura 4.

²² SEM Scanning electronic microscope

Figura 4. Minerales dispersos en los poros

Recuadros: caolinita en diversas formas de cristalización



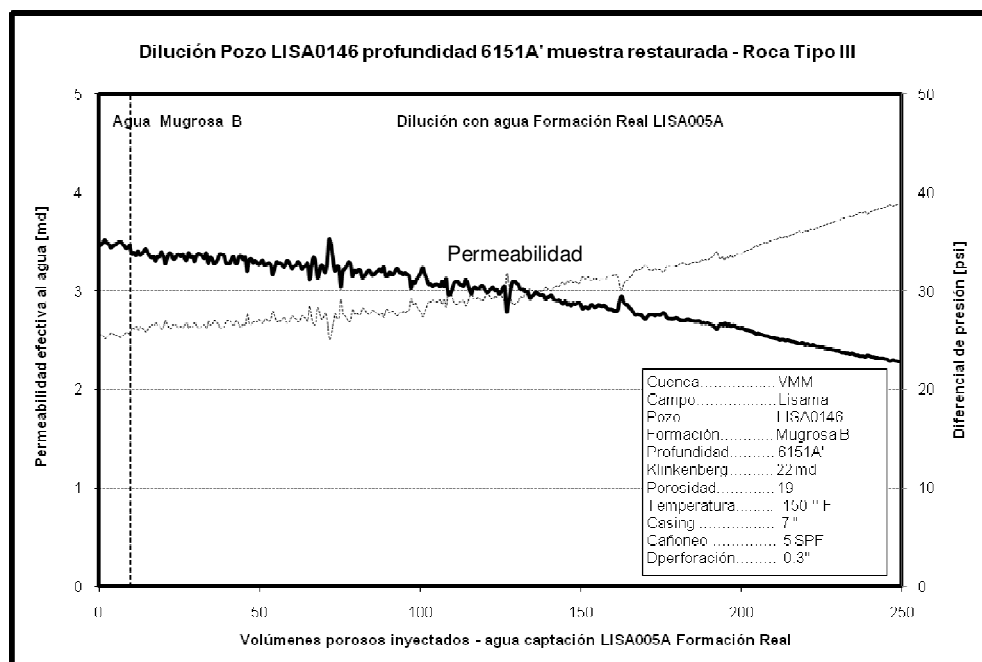
Fuente: Cobaleda Cobaleda Gloria E. y Carreño Parra Angélica M. Análisis mineralógico Pozos LISA0125 y LISA0146. Informe ICP-UST-ID0153-08-065 Submission 100073924. Piedecuesta, Santander, mayo de 2008.

En los recuadros de esta microfotografía se pueden apreciar las diversas formas de cristalización de la caolinita y su ubicación como material relleno de poro. En el cuadrante superior izquierdo se observa un grano de cuarzo rodeado en su totalidad por minerales arcillosos los cuales se encuentran dispersos por todo el medio poroso, con lo cual se confirmaría el posible daño que se podría causar a la formación por la migración de este material particulado

2.5.3. Compatibilidad roca-fluido Se realizaron análisis de sensibilidad al agua de los acuíferos de la Formación Real captada en Pozo LISA005A, sobre un *plug* restaurado roca tipo III, Formación Mugrosa. Los resultados mostraron sensibilidad moderada ya que la permeabilidad efectiva al agua no se redujo de forma drástica por el contrario, dicha reducción se producía de forma paulatina a medida que se inyectaba esta agua dulce, como se puede apreciar en la línea continua de la **Figura 5**.

La permeabilidad efectiva al agua de formación estuvo alrededor de los 3.5 md pero, empezó a declinar de forma gradual cuando se hizo el cambio al agua de captación de los acuíferos de Real y es así que después de desplazar 250 volúmenes porosos se tenía una reducción en permeabilidad en el banco de agua es decir, atrás del banco de aceite, de apenas un 30 %; sin embargo, este escenario es pesimista debido a que en la práctica ningún proyecto inyecta más de 3-6 volúmenes porosos de agua en el yacimiento.

Figura 5. Compatibilidad roca-fluido LISA0146 6151' – Roca Tipo III



3. RESPUESTA DEL PILOTO AL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

El Campo Lisama está conformado por dos yacimientos Colorado y Mugrosa, en este caso se modeló el segundo de ellos debido a que contiene más del 80 % del hidrocarburo original en el sitio, de esta manera se convierte en la zona de mayor interés para la implementación de proyectos de desarrollo adicional. Además, contiene el fluido de mejor calidad por su alto contenido de parafinas, alrededor de 20 % en peso, mayor API con 32 grados y menor viscosidad con alrededor de 1.6 cp a condiciones de temperatura de yacimiento y presión de burbuja.

En primer lugar, se generó un modelo de simulación del sector norte-centro del campo, a partir de un *full field model* construido por el grupo de campos maduros del Instituto Colombiano del Petróleo. Después, se cargó toda la información correspondiente al desarrollo del campo, la cual se inició en 1967 y aún hoy en día produce por recuperación primaria; luego de la inicialización del modelo se procedió a realizar el ajuste histórico tanto de tasa de líquido como de tasa de aceite y luego se evaluó la respuesta del piloto propuesto a la implementación de un proceso de inyección de agua.

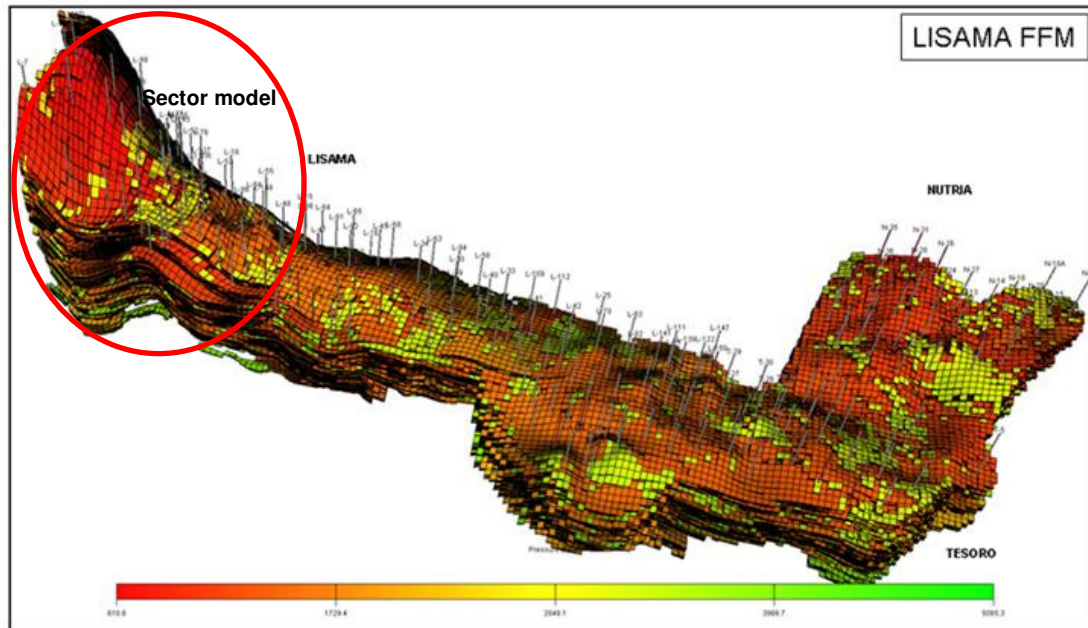
3.1. Malla de simulación

El enmallado inicial del modelo completo consta de 84x176x239 celdas en la dirección i, j y k correspondientes a Mugrosa pero, 3,533,376 celdas, para la realización de esta evaluación se tomaron las primeras 43 celdas en la dirección j de un total de 176 y se conservaron las 84 celdas en la dirección i y las 239 en la dirección k para un total de 863,268 celdas.

La construcción del *sector* se realizó mediante la inactivación de celdas en la dirección j, para ello se asignaron valores cero a las porosidades de las celdas

j=44 hasta j=176, para un total de 66,270 celdas activas. La **Figura 6** muestra la vista superior del enmallado, al tope de la formación Mugrosa; allí se puede observar el área propuesta para la evaluación de un piloto de inyección.

Figura 6. Enmallado de simulación al tope de Mugrosa



La alta cantidad de celdas en la dirección k, un total de 239, se debe al bajo espesor que tienen los cuerpos de arena formados por los depósitos de canal. Durante mediciones realizadas sobre afloramientos de la Formación Mugrosa se observaron canales cuyos espesores no superaban los 12 pies; esta es la razón por la cual el ΔZ promedio para la construcción de la malla estuvo alrededor de los 9 pies, de esta forma se evitaba la pérdida de información durante el escalamiento.

3.2. Propiedades de yacimiento – rocas y fluidos

El principal mecanismo de producción para estos yacimientos es el empuje por expansión del gas en solución; no se tiene identificada la presencia de acuíferos o capa de gas; la **Tabla 8** contiene las propiedades de rocas y fluidos y las condiciones iniciales de yacimiento.

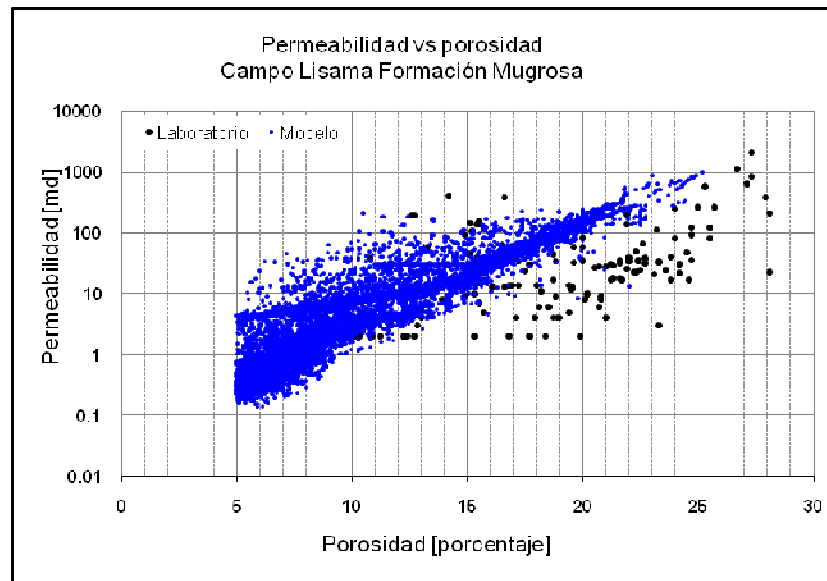
Aquí se pueden observar aspectos tan importantes como por ejemplo que la presión de yacimiento, 2,700 psi estaba por encima del punto de burbuja, 2,489 psi al momento de su descubrimiento. La viscosidad del aceite a presión de saturación está alrededor de los 1.7 cp, con lo cual se podría tener una razón de movilidades cercana a 1.0, el número ideal; acerca de las propiedades petrofísicas promedio se observan valores para porosidad y permeabilidad de 14 % y 50 md de forma respectiva.

Tabla 8. Propiedades de rocas y fluidos

Parámetro	Valor	Unidades
Presión Inicial	2,700	psia @ 5,200 pies
Presión actual de yacimiento 5200 pies, psia	700 - 1,200	psia @ 5,200 pies
Temperatura	140 - 160	°F
Presión de Burbuja	2,489	psia
GOR inicial	500	scf/stb
Viscosidad del aceite	1.7	cp @ Pb - Ty
Viscosidad del agua	0.43	cp
Compresibilidad de roca	1.3E-05	1/psi
Saturación crítica de agua	37.0	%
Saturación de aceite residual	25.0	%
Relación de movilidad agua/aceite	≤ 1	adimensional
Permeabilidad Promedio	50	md
Porosidad Promedio	14	%
Aceite Original en <i>sector model</i>	118	MSTB

3.2.1. Propiedades petrofísicas La información de las propiedades petrofísicas de la roca tipo 3 se obtuvo a partir del amarre roca-registro realizado por el grupo de petrofísica de ICP; para la construcción de este modelo se hizo un corte en porosidad del 5 % tal como se puede observar en la Figura 7, la cual es un *crossplot* de permeabilidad versus porosidad elaborado con datos obtenidos sobre corazones de Mugrosa; allí se puede notar que los valores numéricos caen en los mismos rangos de aquellos medidos en laboratorio de manera que se genera confianza sobre la representatividad de la petrofísica cargada al simulador.

Figura 7. Permeabilidades y porosidades cargadas al modelo numérico

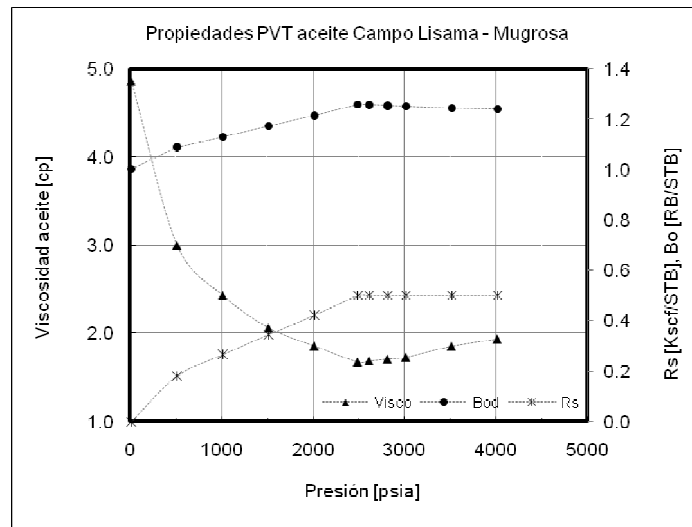


3.2.2. Propiedades de los fluidos Las propiedades PVT de aceite y gas que se usaron para la construcción del modelo de simulación provienen de ensayos de laboratorio realizados sobre muestras de fluidos tomadas a condiciones iniciales de yacimiento. En la **Figura 8** se pueden observar los perfiles de viscosidad, factor volumétrico de formación, B_o y contenido de gas en solución, R_s del aceite

mientras que, la **Figura 9** presenta las curvas de viscosidad y factor volumétrico de formación del gas, B_g .

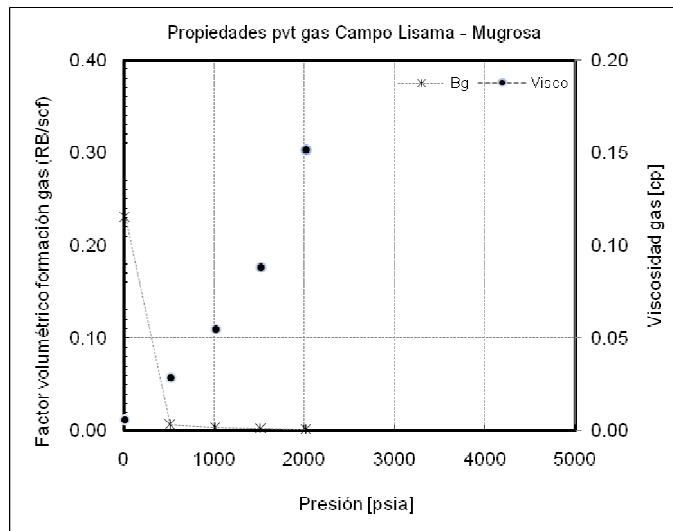
Uno de los datos importantes para destacar en las anteriores figuras es el hecho de que la presión de burbuja es de 2,489 psia a una temperatura promedio en yacimiento de 150 ° F. Es así que a esta condición, la viscosidad del crudo es menor que 1.7 cp, el B_o del aceite es ligeramente mayor que 1.2 RB/STB y el contenido de gas en solución es de 500 scf/STB;

Figura 8. Propiedades PVT aceite



En el caso específico de las propiedades del gas se observan curvas típicas para viscosidad y factor volumétrico de formación para este tipo de fluido.

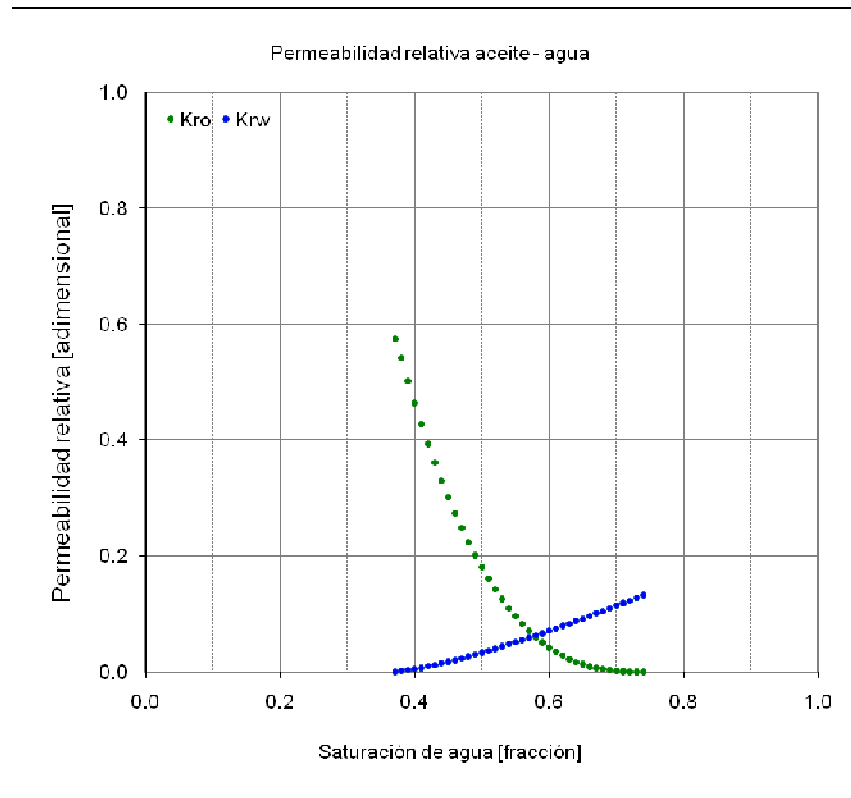
Figura 9. Propiedades PVT gas



3.2.3. Propiedades roca-fluido Como se mencionó antes en este mismo capítulo, no se tiene identificada la presencia de acuíferos o capa de gas lo cual significa que podrían existir múltiples contactos aceite – agua o aceite – gas. Este yacimiento fluvial está formado por numerosas arenas de canal y cada uno de estos cuerpos tiene sus propios contactos; esta es la razón por la cual la inicialización del modelo se hizo por enumeración y no por equilibrio es decir, se cargó el modelo de saturación de agua celda por celda.

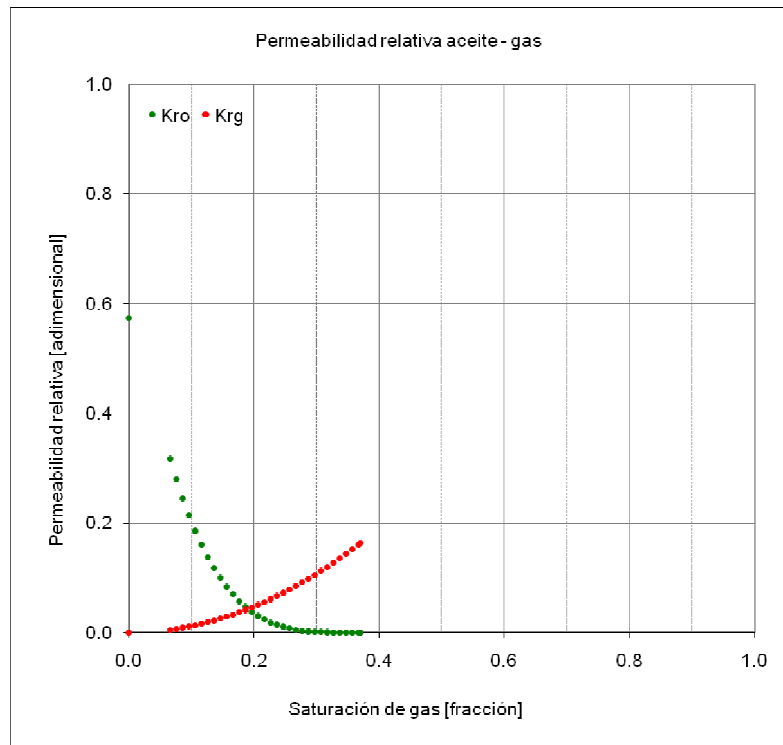
En este modelo no se definieron curvas de presiones capilares, sólo curvas de permeabilidades relativas. En las **Figuras 10** y **11** se presentan los perfiles para los sistemas aceite – agua y aceite – gas; allí se puede observar que se tiene una roca con mojabilidad preferencial al agua debido a que la saturación crítica de agua es mayor del 25 %, la saturación donde las permeabilidades relativas son iguales es mayor que el 50 % y la permeabilidad al agua es relativamente alta medida a condición de aceite residual; esto es bueno porque se ve favorecido el recobro de aceite.

Figura 10. Permeabilidad relativa aceite – agua



En la curva de permeabilidad relativa aceite gas se puede observar que la máxima saturación de gas sólo puede alcanzar un valor del 38 % ya que lo demás estará ocupado por los líquidos que no tienen movilidad en yacimiento, los cuales son la saturación crítica de agua y la saturación residual de aceite.

Figura 11. Permeabilidad relativa aceite – gas



3.2.4. Fluidos iniciales en el yacimiento Los volúmenes de fluidos iniciales en el *sector model* se obtuvieron de la simulación numérica inicial, inicialización, y son la base para todos los análisis aquí realizados. Para aceite se obtuvieron 115,988,060 STB, para gas tanto en solución como libre 57,557,860 Kscf y para agua 88,017,400 STB.

3.3. Desarrollo primario del campo y ajuste histórico

Durante la etapa de recuperación primaria, la cual comprende desde la declaración de comercialidad del campo en marzo de 1967 hasta agosto 01 de 2008, se han perforado un total de 45 pozos en el sector norte-centro. En este

trabajo se incluyeron el total de los pozos sin importar su condición de productores activos, inactivos o abandonados; hasta la fecha no se cuenta con pozos inyectoros de agua y las producciones acumuladas son de 16,130,668 barriles de aceite para un recobro de 13.9 %, 38,844,592 kscf de gas y 2,404,946 barriles de agua .

Para el ajuste se utilizó la tasa de producción de aceite como mecanismo de control, debido a que se sabe que este yacimiento produce bajas cantidades de agua; después se pasó al ajuste por tasa de producción de líquido, mediante este control se garantiza una relación directa entre el vaciamiento del medio poroso causado por la producción de fluidos y la presión estática promedio de yacimiento.

Las **Figuras 12 y 13** muestran las producciones calculadas y reales de aceite y líquido, en ambos casos se logra un buen ajuste durante toda la historia de producción. Al final de ambos perfiles, últimos ocho años comprendidos entre 2000 y 2008 se puede observar que el ajuste es casi punto a punto, esta área de la curva es sumamente importante ya que de su buen ajuste depende la calidad de los resultados que se obtengan durante las etapas de pronóstico.

Figura 12. Ajuste producción diaria de aceite

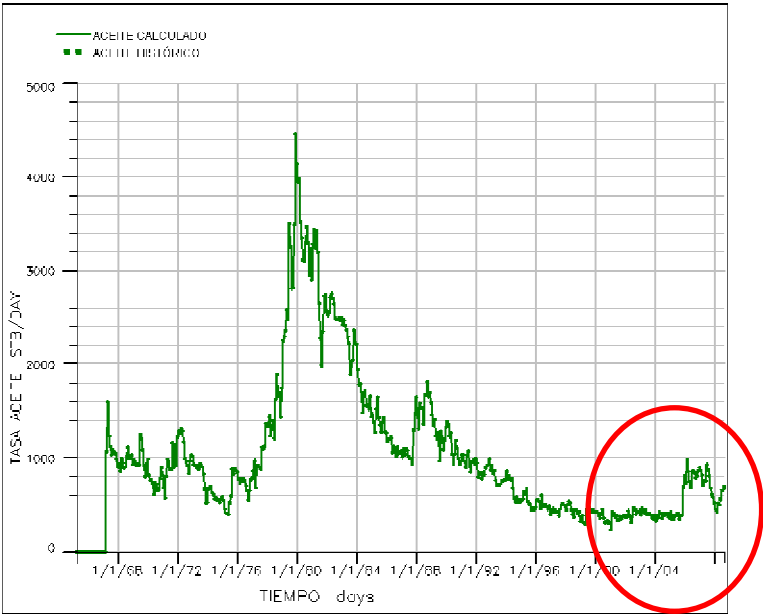


Figura 13. Ajuste producción diaria líquido



En esta figura anterior se puede observar que el pico máximo de producción de aceite alcanzó un poco más de 4,000 STBO/D hacia principio de los años 80, luego la declinación fue rápida. Hacia los años 88 se obtuvo un leve incremento en la producción gracias a una segunda campaña de perforación de pozos de desarrollo y el mismo comportamiento se observa hacia los años 2,005 cuando se implementó una tercera campaña de perforación y la producción se duplicó de 400 a 800 STBO/D.

La **Figura 14** muestra la producción calculada y real de agua y, debido a la complejidad estratigráfica de estos yacimientos, se definieron 40 niveles de agua, distribuidos a lo largo de la dirección vertical. Aunque el ajuste no fue bueno como en los casos anteriores, por lo menos se lograron determinar los niveles de agua más probables de acuerdo con toda la información de pruebas iniciales y comportamiento histórico, lo cual serviría para definir cuales capas podrían someterse a inyección y cuales deberían excluirse por contener acuíferos.

Figura 14. Ajuste producción diaria de agua

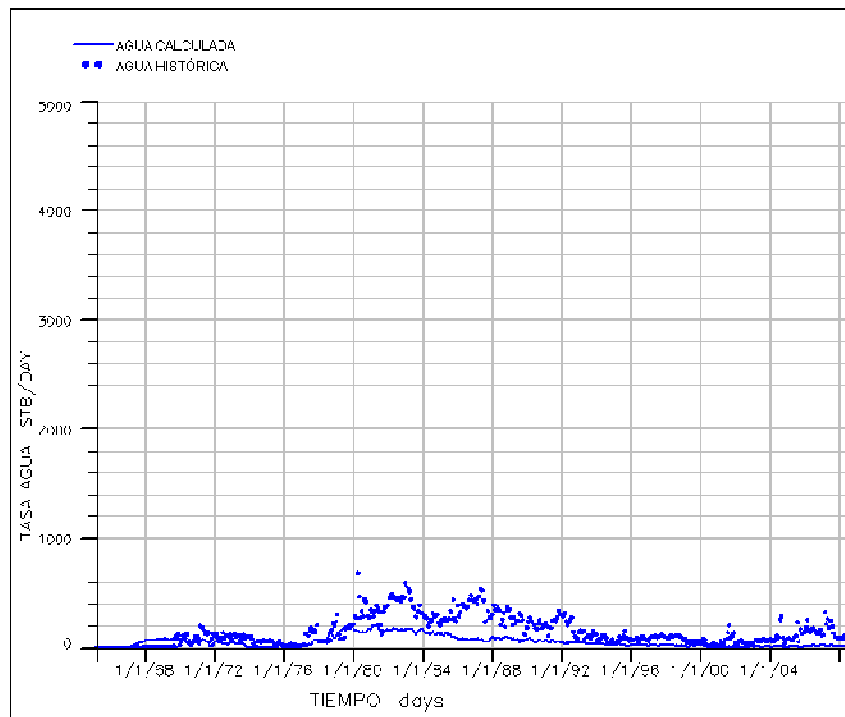
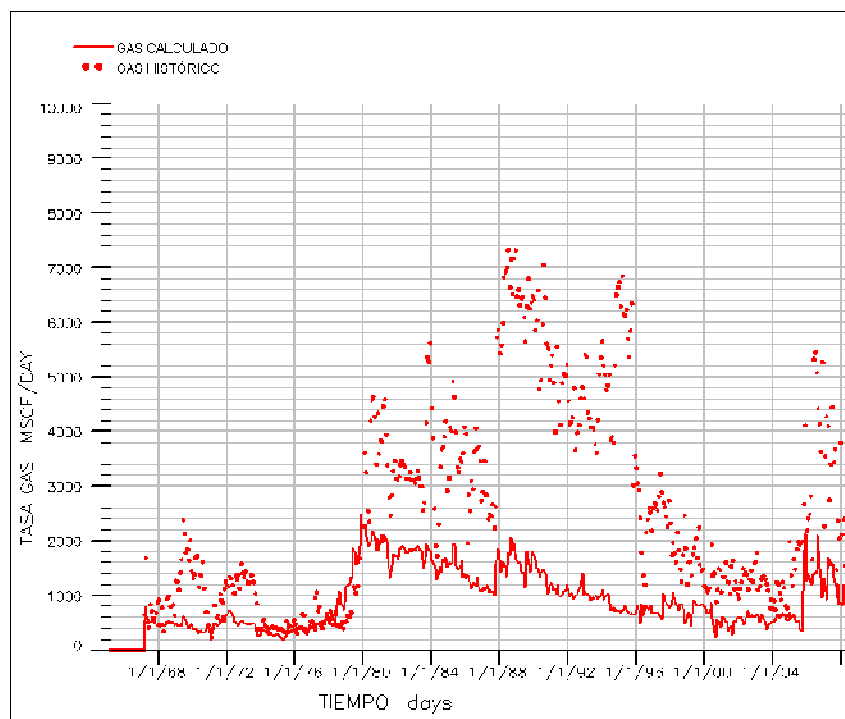


Figura 15. Ajuste producción diaria de gas



La **Figura 15** muestra que el ajuste en la producción de gas no fue bueno, esto obedece a la localización de varios pozos en una estructura independiente denominada corredor gasífero, la cual presenta un comportamiento diferente al resto del área. Esta región se debe ser modelar de manera independiente debido a que algunos pozos sólo producen gas, los cuales presentan intervalos abiertos a profundidades mayores que muchos niveles productores de aceite en pozos de la otra estructura del área, lo cual corrobora que no existe conexión hidráulica entre las dos.

Dada la alta complejidad estratigráfica de estos yacimientos lo cual dio como resultado un modelo de 239 capas, la información histórica de presiones de yacimiento muestra gran variación para un mismo pozo ya que depende del nivel de agotamiento del intervalo medido; hoy en día se registran valores que varían desde 1,600 hasta 600 psi. Para la presión se habría tenido que ajustar intervalo por intervalo, lo cual resultaría poco práctico, razón por la cual se decidió llevar las presiones dinámicas de flujo (BHP), hasta el valor más bajo posible acorde con los datos de campo.

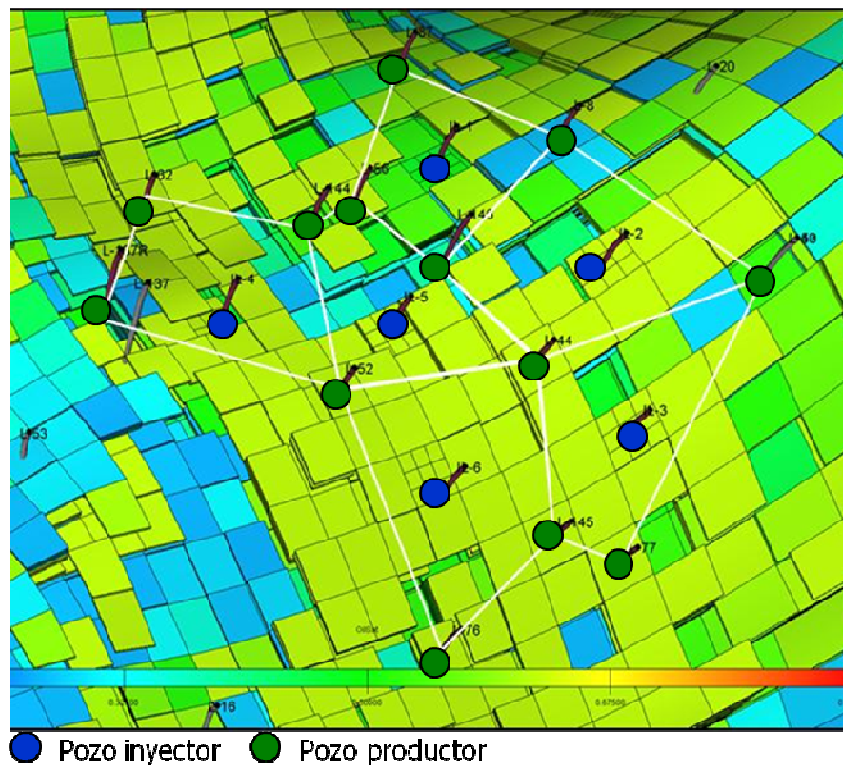
3.4. Selección del área para implementación de un piloto

Durante un análisis general de la geología del campo se encontró que la mejor relación *net to gross* se encuentra hacia los sectores norte – centro del campo comprendidos entre los pozos Lisama 19 y Lisama 10; también se identificó que en esta zona se presentan los espesores más altos y la mejor continuidad lateral de las arenas; allí se estimó una relación arena-arcilla de 0.5 y un espesor promedio de 20 pies por arena, características que hacen de este sector un buen candidato para la implementación de un piloto.

3.4.1. Piloto de inyección de agua Las celdas correspondientes a cada uno de los pozos inyectoros se modelaron con un refinamiento local de $3i \times 3j$ para asegurar la existencia de por lo menos dos celdas intermedias entre pozos inyectoros y productores y así garantizar estabilidad y convergencia numérica.

El piloto propuesto incluiría 6 pozos nuevos como inyectoros (IL-1 a IL-6) y 13 productores existentes de los cuales 8 se encuentran activos al final del ajuste histórico en agosto 01 de 2008, ellos son L-44, L-52, L-56, L-62, L-77, L-137R, L-145 y L-146 y otros 5 pozos productores que deberían reactivarse para completar los modelos de inyección L-8, L-43, L-76, L-87 y L-144. La fecha inicial de inyección para el primer pozo será julio 01 de 2013, siguiendo con entradas mes a mes para cada uno de los 5 pozos inyectoros restantes; la configuración de patrones se puede observar en la **Figura 16**.

Figura 16. Zona detallada del piloto

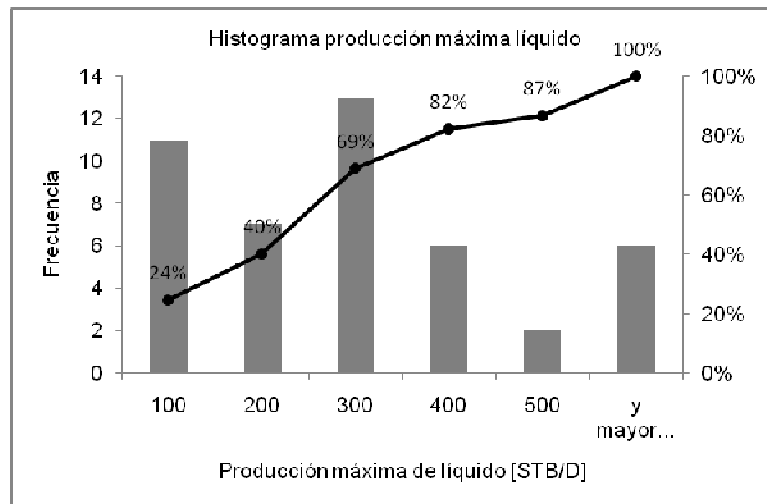


Los 5 pozos reactivados inician producción en junio 01 de 2013, un mes antes de la entrada del primer inyector y el tiempo de pronóstico va hasta enero 01 de 2025, tiempo que podría variar según los requerimientos de análisis. De esta forma se tendrá un piloto conformado por 6 patrones irregulares invertidos de cinco puntos, con un espaciado aproximado promedio de 20 acres por pozo; a la hora de realizar el análisis técnico inyección-producción se deberá tener en cuenta la naturaleza no confinada de estos patrones.

En la **Figura 17** se puede observar un histograma de las tasas máximas de producción de líquido para cada uno de los 45 pozos que comprende el *sector model*. Allí se nota con claridad que el 87 % de los pozos presentaron picos de producción que no superaron los 500 STB/D lo cual quiere decir que por regla del dedo gordo, que a la hora de inyectar agua se esperarían tasas muy similares a las obtenidas durante la etapa de producción.

Las tasas de inyección de agua se calcularon como el promedio aritmético de los picos de producción de líquido de los pozos de primera línea que se verían afectados por cada uno de los inyectores. De esta forma se estimó para el inyector IL-1 una tasa de 244 STBW/D, para IL-2 una tasa de 272, para IL-3 una tasa de 225, para IL-4 una tasa de 237, para IL-5 una tasa de 213 y para IL-6 una tasa de 206; y como perfil vertical se inyectó sólo por el 50 % del total de arenas encontradas en los pozos inyectores con conexión hacia los productores.

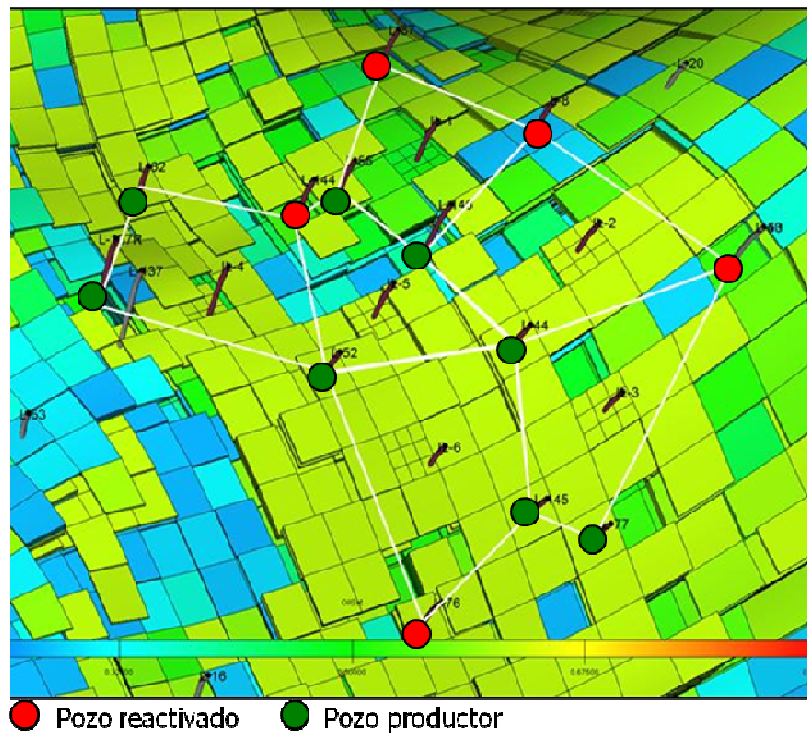
Figura 17. Histograma producción máxima de líquido



Efecto de la tasa de inyección de agua en el recobro de aceite: Se evaluó este efecto mediante la variación en las inyectividades establecidas en el párrafo anterior. Se realizó una corrida en la cual se incrementaron en un 50 % las tasas de inyección y otra en la cual las mismas se redujeron a la mitad.

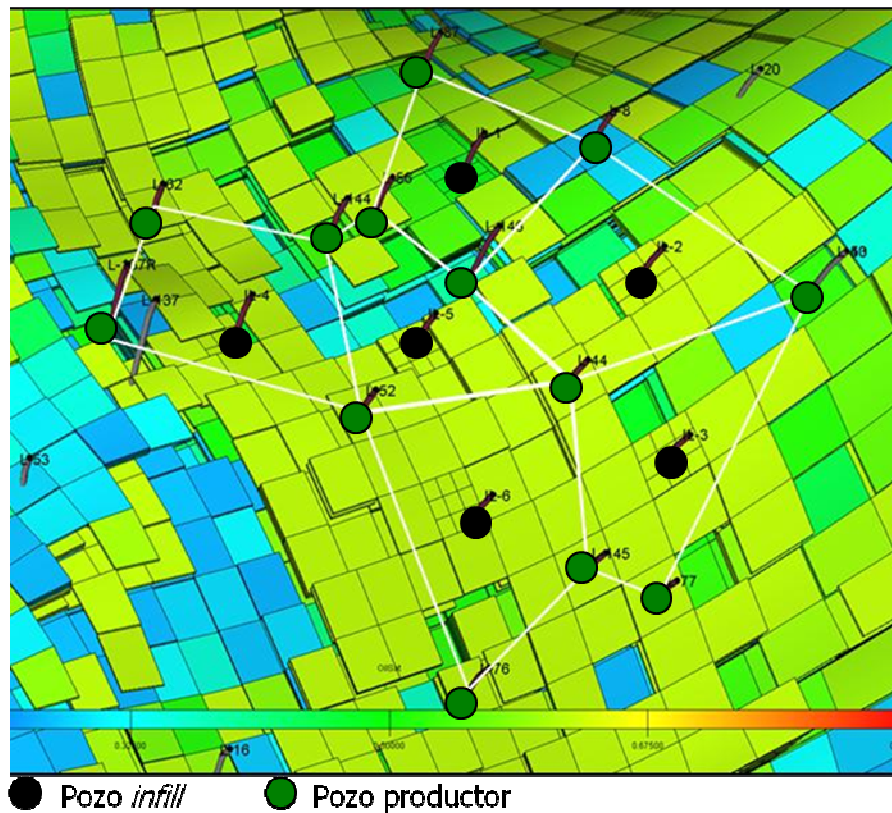
3.4.2. Reactivación de pozos Como referencia para estimar el recobro adicional de aceite por la inyección de agua, se realizó una corrida base en la cual se mantuvieron las condiciones actuales en el área y otra corrida teniendo en cuenta la producción incremental por la reactivación de los cinco pozos en junio 01 de 2013, en la Figura 18 se pueden ver con rojo los pozos reactivados y con verde los productores activos.

Figura 18. Pozos reactivados



3.4.3. Perforación de pozos infill En este caso se tienen los mismos seis (6) pozos nuevos perforados para el piloto de inyección pero en vez de inyectar agua a través de ellos se abren a producción desde julio 01 de 2013 hasta enero 01 de 2025. En todos los tres casos, inyección de agua, reactivación y perforación *infill* se dejan abiertas las mismas arenas con el propósito de poder comparar resultados, en la **Figura 19** se pueden observar con color negro los nuevos pozos *infill* perforados.

Figura 19. Ubicación pozos infill

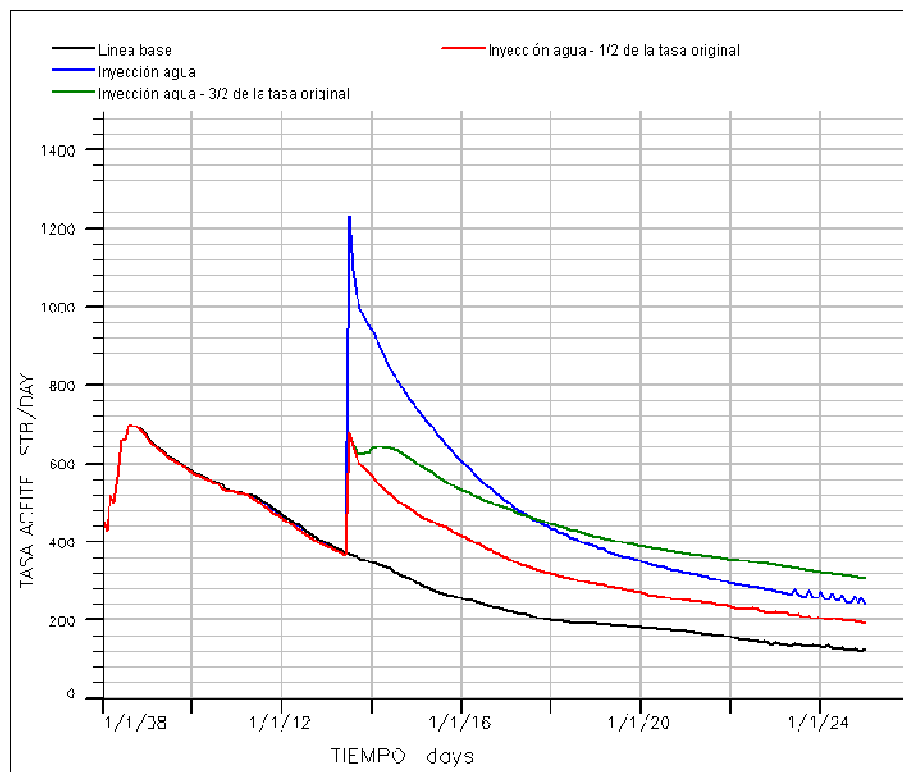


3.5. Resultados

En la **Figura 20** se presentan los perfiles de las tasas de producción de aceite para los tres escenarios de desarrollo, línea negra para la curva base, roja para la reactivación de los cinco pozos que formarían parte del piloto de inyección, verde para la perforación *infill* de los seis pozos nuevos y azul para el piloto con seis inyectores. El pronóstico se realizó desde el 01 de junio de 2013 hasta 01 de enero de 2025, los resultados muestran que, como se esperaba, el mejor desempeño técnico se obtuvo con la inyección de agua.

Sensibilidad del piloto a la tasa de inyección: En la Figura 20 se puede observar que en yacimientos heterogéneos, un incremento en la tasa de inyección no necesariamente conlleva a un aumento en la producción de aceite. La línea azul es el caso base, en el cual se usaron los picos históricos máximos de producción, mientras que la línea roja es la respuesta a una reducción a la mitad de dicha tasa y la línea verde es la respuesta a un exceso del 50 %; la más alta recuperación se obtuvo con el caso base.

Figura 20. Sensibilidad del patrón a la tasa de inyección

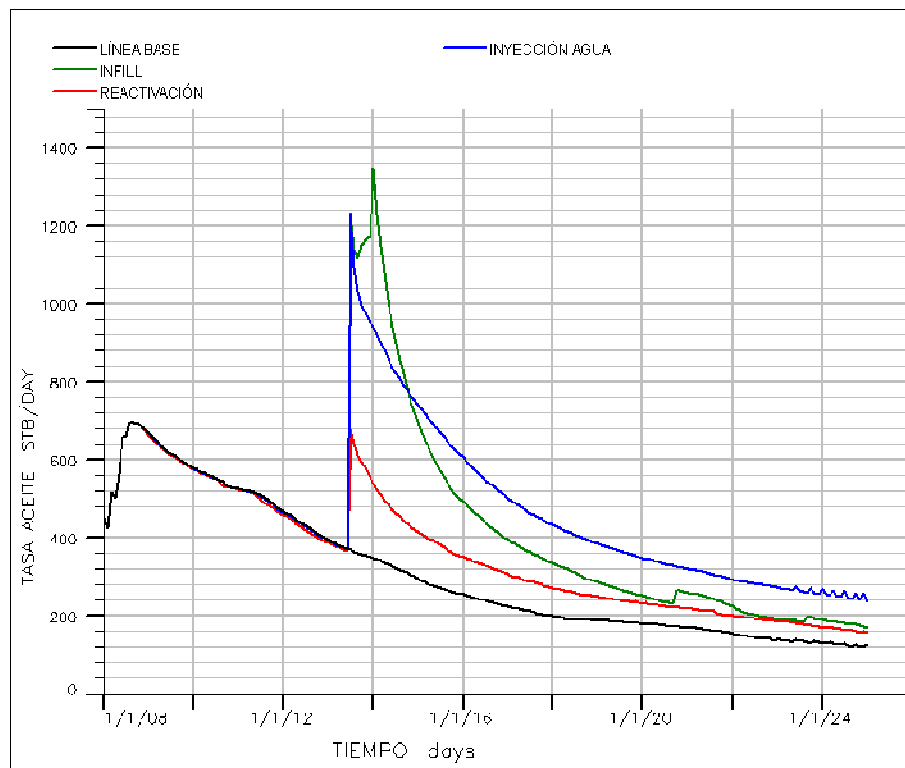


3.5.1. Tasa de producción de aceite. En la **Figura 21** se presenta una ampliación de estos resultados donde se observa que en los primeros meses la mayor producción proviene de los nuevos pozos *infill* pero, la declinación es alta y la producción cae por debajo de las tasas que se obtienen por desplazamiento con

agua; este comportamiento es coherente ya que con la inyección se tiene reemplazo del vaciamiento del yacimiento.

El desempeño más pobre se tendría en el evento en el que solo se reactivaran los cinco pozos y esto es apenas lógico debido a que esas arenas ya están depletadas como consecuencia de su producción anterior.

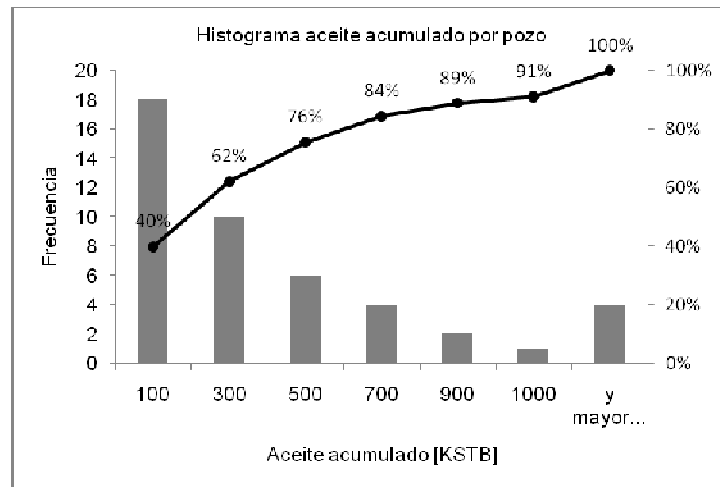
Figura 21. Recobro adicional de aceite



En la **Figura 22** se puede observar un histograma de la producción de aceite acumulada para los 45 pozos perforados en el sector norte – centro del Campo Lisama. Allí se nota que el 76 % de ellos tiene una producción acumulada que no supera el medio millón de barriles por pozo sin embargo, el valor que más se

repite no supera los 100,00 barriles y aquí se tienen 18 pozos lo cual equivale al 40 % de la población.

Figura 22. Histograma aceite acumulado por pozo



En la **Tabla 9** se presenta el consolidado de la producción acumulada de petróleo incremental que se obtiene por la implementación de los tres escenarios de desarrollo así como el recobro adicional promedio por pozo. Aquí se muestra que los acumulados promedios caen en los rangos históricos que se tienen para el campo ya que en el escenario de reactivación se tiene una producción adicional de 430,000 barriles con cinco (5) pozos mientras que con los seis (6) pozos perforados se alcanzan los 830,000 barriles y con agua se tienen 1074,000 barriles durante 11.5 años.

Estas cifras permiten la realización de análisis sobre la coherencia y calidad de los resultados como por ejemplo la cantidad de agua inyectada por cada barril de

aceite recuperado, la cual en este caso está alrededor de los 5.4 STBW/STBO; las estadísticas en Colombia muestran valores que van en el rango de 7-15²³.

Tabla 9. Comparación de resultados en producción acumulada

Nombre Caso	Petróleo acumulado [STB]	Producción incremental [STB]	Agua inyectada acumulada [STB]
Base	17,927,164	--	--
Reactivación	18,580,080	430,267	--
Infill	18,760,560	833,396	--
Agua	19,001,894	1,074,730	5,768,291

3.5.2. Tasa de producción de gas. En la **Figura 23** se pueden observar los perfiles de producción de gas en el piloto de inyección, línea negra para el caso base, roja para reactivación, verde para perforación *infill* y azul para inyección de agua. La tasa más baja se tiene con los cinco pozos reactivados y así se esperaba debido a que estos pozos ya estaban depletados; la tasa más alta se debe a la perforación de los nuevos pozos y así permanece durante los 11.5 años de evaluación.

3.5.3. Relación gas aceite. En la **Figura 24** se puede observar el comportamiento de GOR para cada uno de los escenarios evaluados, la línea negra representa la curva base. En todos los casos se observan valores más bajos en esta relación con respecto a la línea base; y como era de esperarse los valores menores se obtuvieron con la inyección de agua debido a la redisolución del gas en el crudo como consecuencia de la reprerurización del yacimiento.

²³ Rodríguez Paredes, Edwin. Evaluación técnica de la implementación de un proceso de inyección de agua en el Campo Lisama. mediante simulación numérica de yacimientos. Universidad industrial de Santander, facultad de ingenierías fisicoquímicas, escuela de ingeniería de petróleos, Bucaramanga, 2009. Trabajo de maestría presentado como requisito para obtener el título de magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

Figura 23. Tasa de producción de gas en el piloto

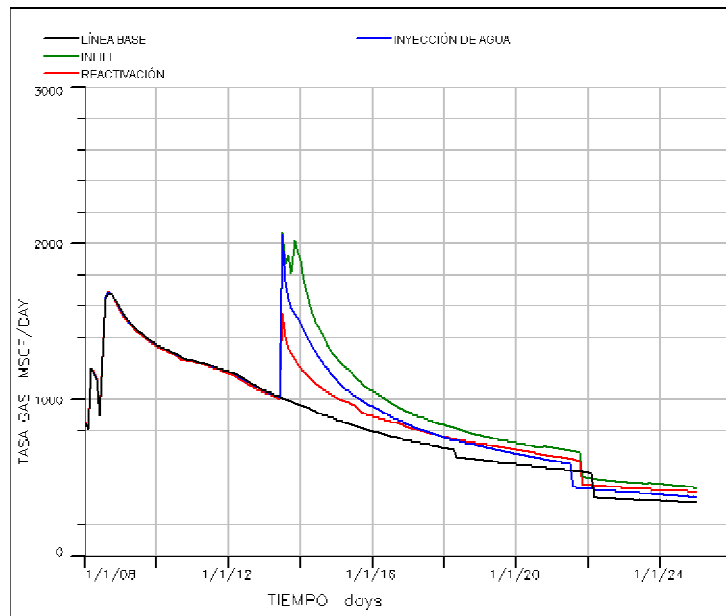
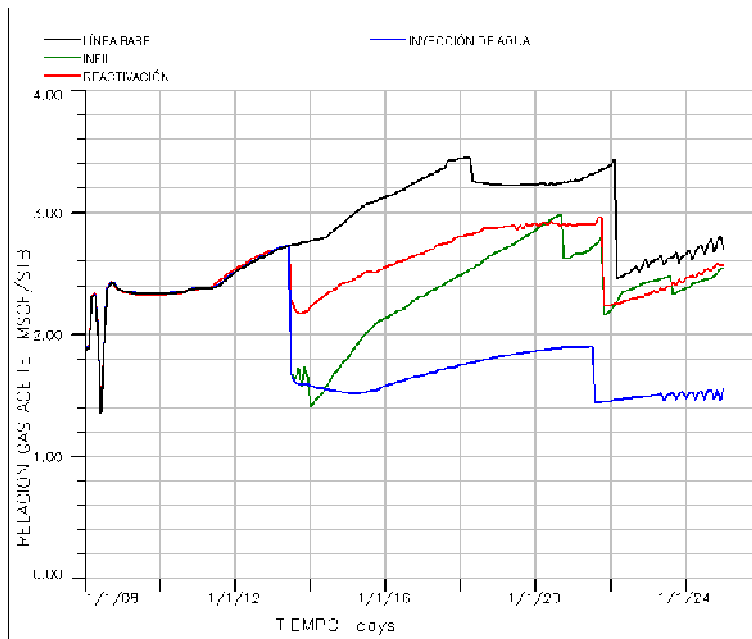


Figura 24. Perfiles de GOR en el piloto



3.5.4. Producción de líquido y corte de agua. La **Figura 25** muestra la historia de producción de líquido a lo largo de los 11.5 años de vida del proyecto. En los primeros meses se observa que la producción más alta proviene de los pozos *infill* pero luego declina de forma acelerada; el piloto pone la mayor cantidad de líquido de todos los escenarios. En la **Figura 26** se puede observar el incremento rápido en el corte de agua en el piloto y es así que hacia el 2025 dicho valor estará cercano al 80 %.

Figura 25. Tasa de producción de líquido en el *sector model*

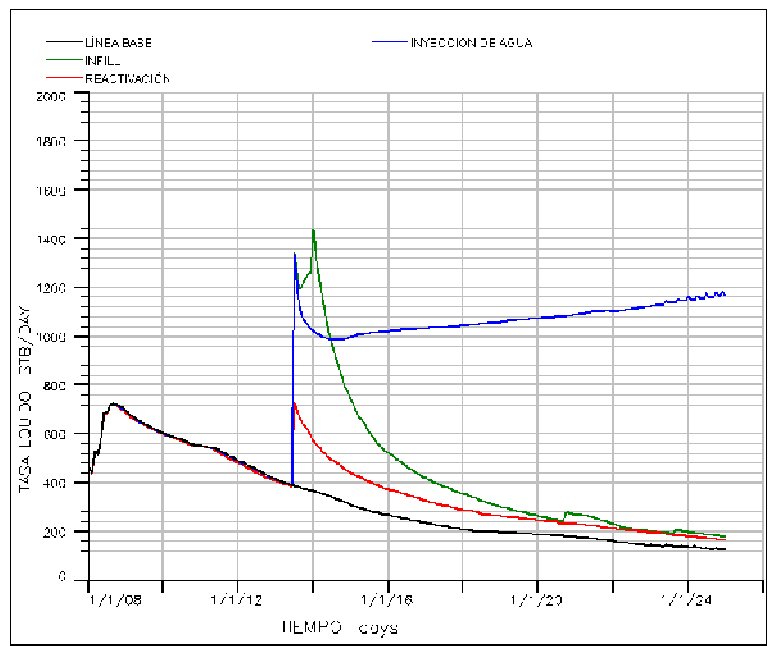
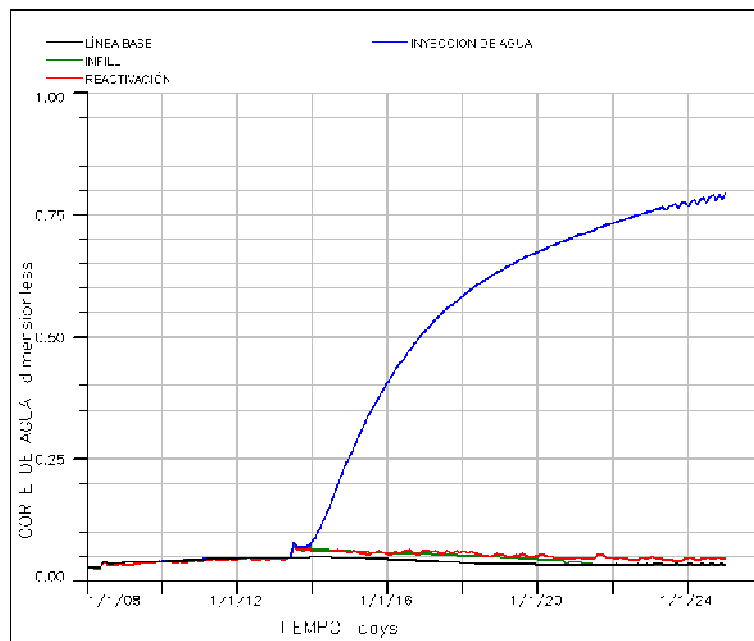
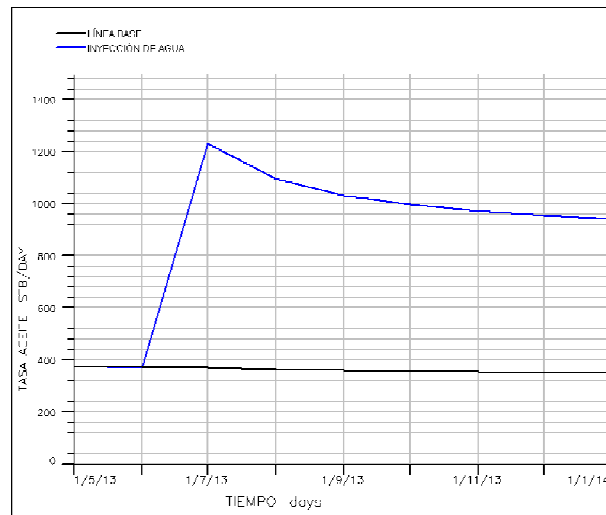


Figura 26. Corte de agua en el sector model



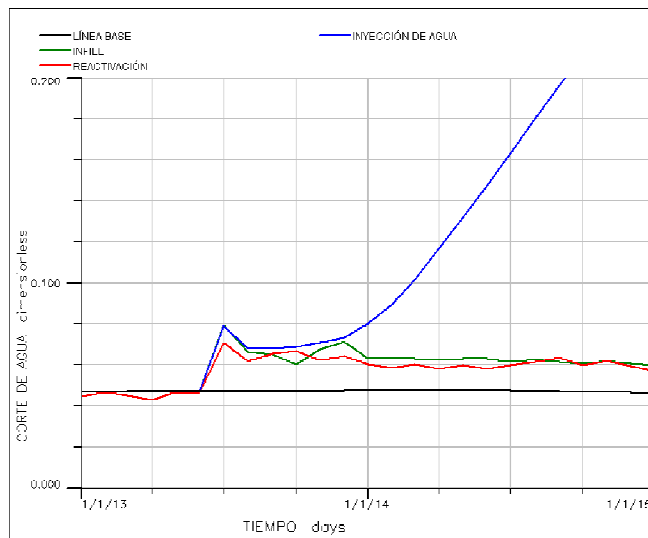
3.5.5. Tiempo de llenado. En la Figura 27 se presenta una ampliación del momento en el cual se considera ocurriría el llenado del espacio ocupado por el gas. En Este caso se observa que la respuesta del yacimiento al proceso de desplazamiento es casi inmediata, lo cual quiere decir que tal vez la saturación de gas es baja en este sector o quizás las capas que no fueron seleccionadas para inyección sean las que contengan las saturaciones más altas.

Figura 27. Tiempo de llenado



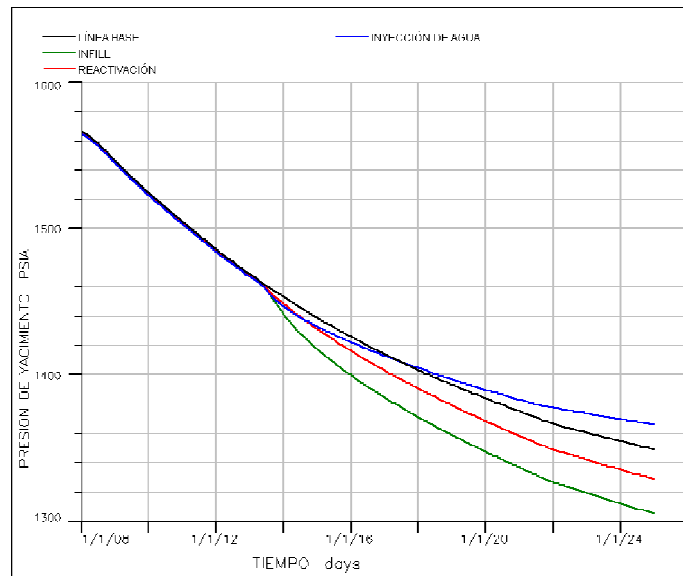
3.5.6. Ruptura de agua. En la **Figura 28** se puede observar un *zoom in* del momento en el cual el frente de agua irrumpe en los primeros pozos productores. Esta fecha se estima que es en 01 de diciembre de 2013, seis (6) meses después de iniciada la inyección, debido a que allí se tiene un cambio fuerte de pendiente en el perfil de corte de agua, señalado con una flecha sobre la figura.

Figura 28. Zoom In de la fecha de ruptura del agua



3.5.7. Comportamiento de la presión en el sector model. En la **Figura 29** se muestra el perfil de presión para cada alternativa, línea negra curva base, roja reactivación, verde *infill* y azul inyección de agua. Como era de esperarse, la mayor depleción la produce la perforación de los pozos nuevos mientras que, la inyección de agua produce una ligera represurización del yacimiento como consecuencia del reemplazo de fluidos producidos; hacia el año 2025, la presión estaría alrededor de 20 psi por encima de la línea base.

Figura 29. Comportamiento de presión en el sector *model*



3.5.8. Análisis de ingeniería inyector IL-1. Este pozo tiene como productores de primera línea a L-87, L-8, L-146 y L-56 y empieza a inyectar a una tasa de 244 STBW/D el 01 de julio de 2013. Sobre la **Figura 30**, producción de aceite en función de tiempo, se muestra que ninguno de los pozos se vería afectado por la inyección de agua.

3.5.9. Análisis de ingeniería inyector IL-2. Este pozo tiene como productores de primera línea a L-8, L-43, L-44 y L-146 y empieza a inyectar a una tasa de 272 STBW/D el 01 de agosto de 2013. Sobre la **Figura 31**, producción de aceite en función de tiempo, se muestra que los pozos L-8 y L-43 no se verían afectados por la inyección de agua en ese patrón, tampoco sería buena la respuesta del L-146, la mejor respuesta se vería en el L-44.

Figura 30. Producción de aceite en pozos afectados por IL-1

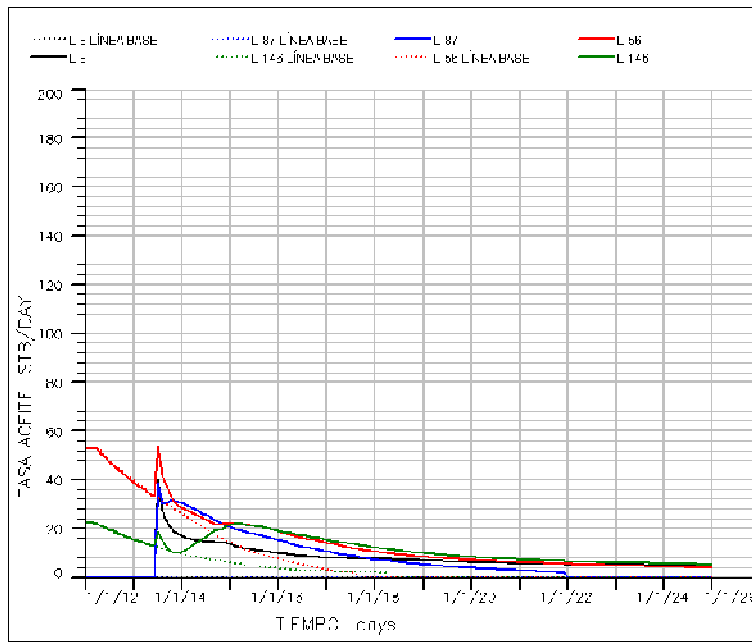
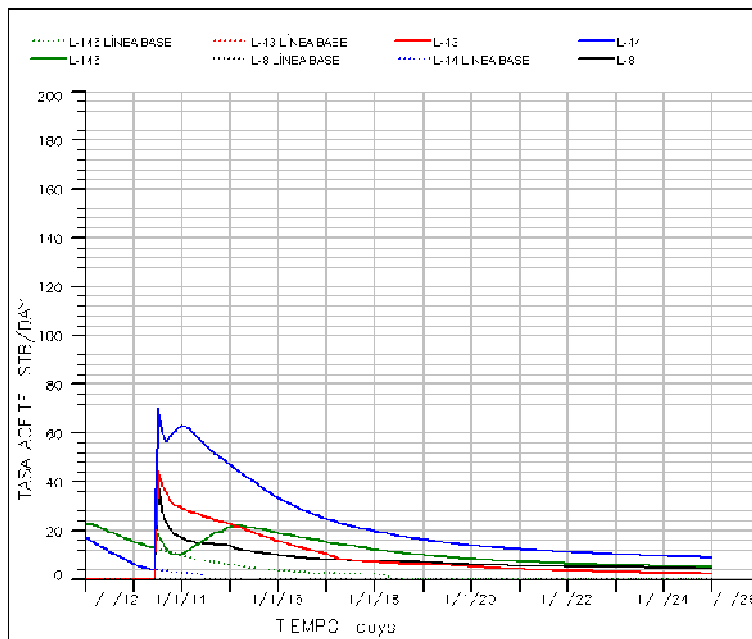
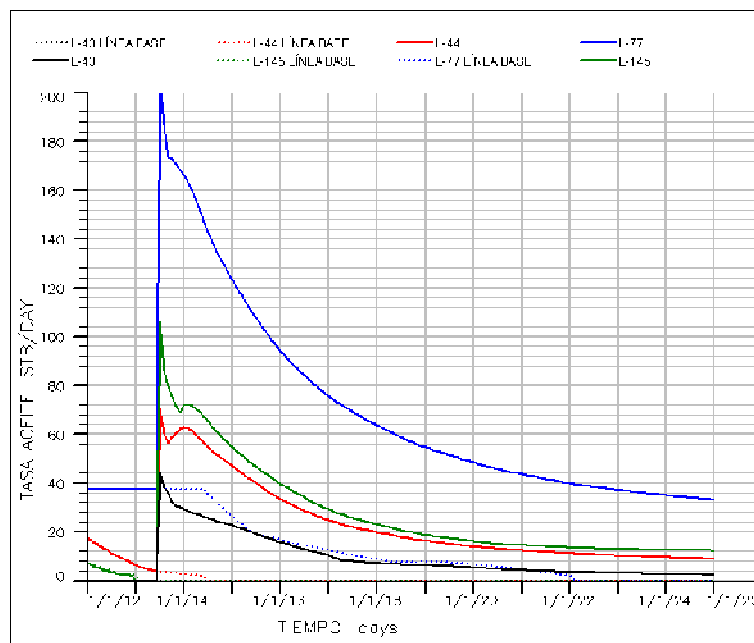


Figura 31. Producción de aceite en pozos afectados por IL-2



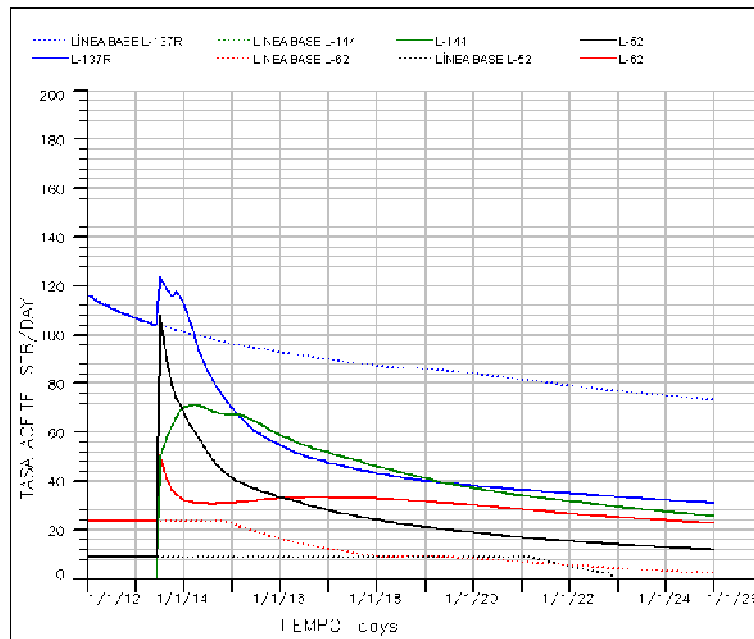
3.5.10. Análisis de ingeniería inyector IL-3. Este pozo tiene como productores de primera línea a L-44, L-43, L-77 y L-145 y empieza a inyectar a una tasa de 225 STBW/D el 01 de septiembre de 2013. Sobre la **Figura 32**, producción de aceite en función de tiempo, se muestra que el pozo L-43 no se vería afectado por la inyección de agua; si sería buena la respuesta de los otros tres pozos L-44, L-77 y L-145, la mejor respuesta se ve en el L-77.

Figura 32. Producción de aceite en pozos afectados por IL-3



3.5.11. Análisis de ingeniería inyector IL-4. Este pozo tiene como productores de primera línea a L-62, L-144, L-52 y L-137R y empieza a inyectar a una tasa de 225 STBW/D el 01 de octubre de 2013. Sobre la **Figura 33**, producción de aceite en función de tiempo, se muestra que los pozos L-52 y L-144 se verían afectados por la inyección de agua; en el L-62 la respuesta sería pobre y sobre L-137R no se puede afirmar nada ya que parecen problemas de convergencia o estabilidad numérica.

Figura 33. Producción de aceite en pozos afectados por IL-4



3.5.12. Análisis de ingeniería inyector IL-5. Este pozo tiene como productores de primera línea a L-56 (negro), L-146 (rojo), L-44 (azul), L-52 (verde) y L-144 (fucsia) y empieza a inyectar a una tasa de 225 STBW/D el 01 de noviembre de 2013. Sobre la **Figura 34**, producción de aceite en función de tiempo, se muestra que los pozos L-56 y L-146 no se verían afectados por la inyección de agua; la respuesta de L-44, L-52 y L-144 sería buena.

3.5.13. Análisis de ingeniería inyector IL-6. Este pozo tiene como productores de primera línea a L-52, L-44, L-145 y L-76 y empieza a inyectar a una tasa de 206 STBW/D el 01 de diciembre de 2013. Sobre la **Figura 35**, producción de aceite en función de tiempo, se muestra que todos los pozos L-52, L-44, L-145 y L-76 se verían afectados por la inyección de agua.

Figura 34. Producción de aceite en pozos afectados por IL-5

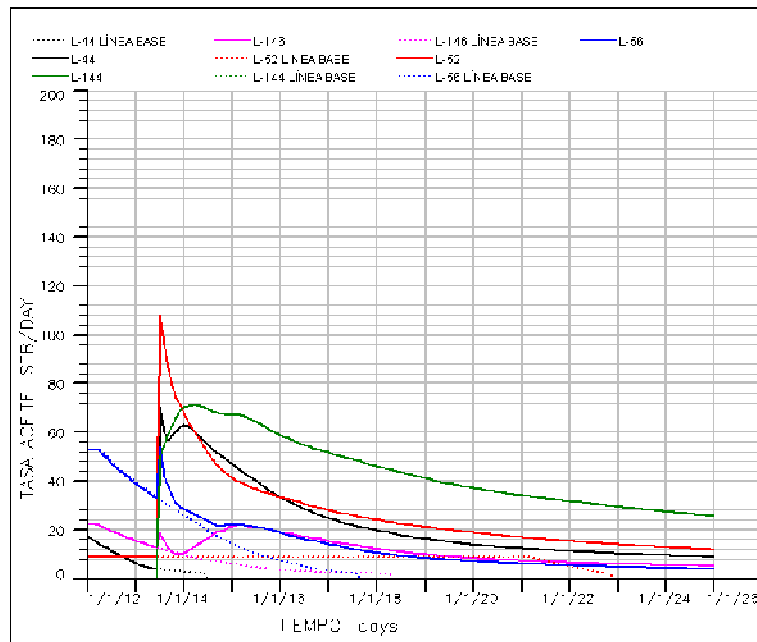
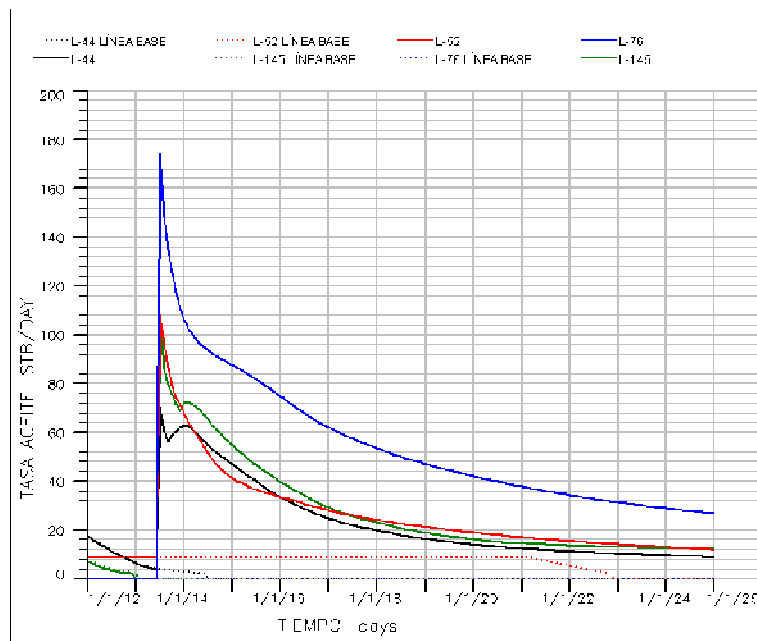


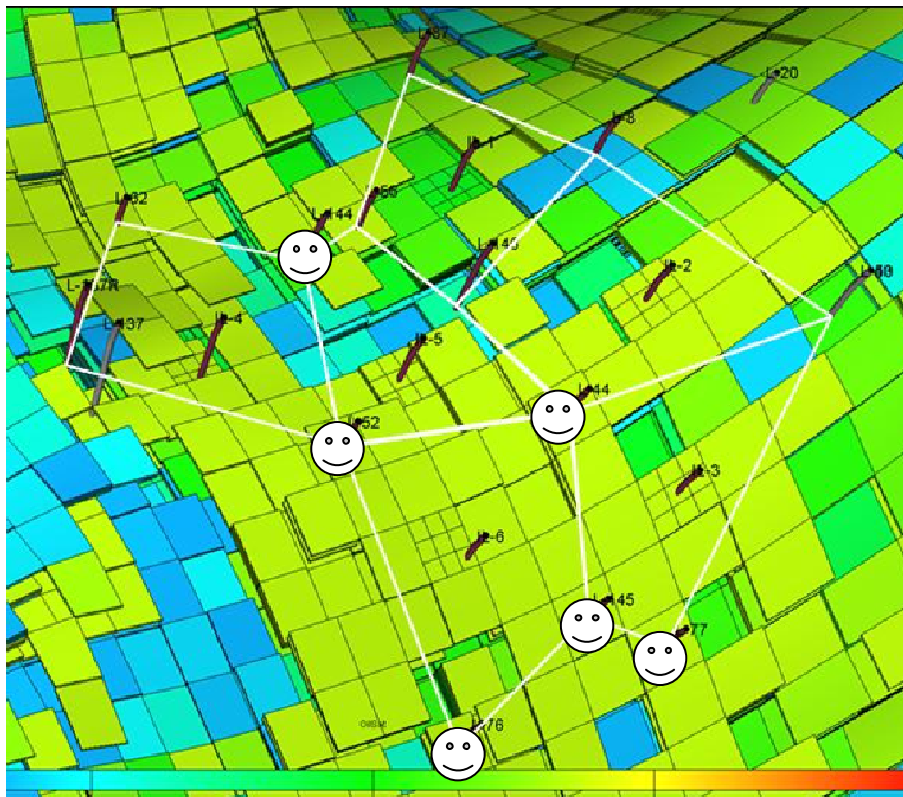
Figura 35. Producción de aceite en pozos afectados por IL-6



3.5.14. Resumen

En la **Figura 36** se puede observar el resumen gráfico sobre la evaluación técnica del piloto basado en datos de producción incremental. Sólo seis (6) de los trece (13) pozos productores responderían al proceso, se representan aquí por una cara feliz y ellos son L-44, L-52, L-76, L-77, L-144 y L-145 los cuales se encuentran ubicados en celdas con saturaciones altas de aceite; los demás ofrecerían una respuesta pobre o no serían influenciados por los inyectores, esto incluye también tres de los cinco pozos reactivados L-8, L-43 y L-87, los cuales tampoco ofrecieron buena respuesta por estar ubicados en zonas ya drenadas.

Figura 36. Evaluación técnica del piloto



😊 Buena respuesta a la inyección de agua

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ La mejor agua para inyección proviene de los acuíferos de la Formación Real, debido a su disponibilidad, cercanía, buena calidad y compatibilidad con fluidos y minerales de la formación.
- ✓ Los volúmenes de agua subterránea que se podrían captar, 4,300 Bls/d según modelamiento numérico cubriría las necesidades del piloto, alrededor de 300 Bls/d por pozo inyector.
- ✓ Sí, es factible la inyección de agua en las Arenas Mugrosa, sector norte-centro del Campo Lisama, debido a que se obtendría un recobro incremental de 1.0 millón de barriles con la implementación, durante 11.5 años, de un piloto compuesto por 3 pozos inyectores: IL-3, IL-5 e IL-6 perforados en las coordenadas definidas en este trabajo; al final del proyecto se requerirían 5.4 barriles agua para recuperar 1.0 barril petróleo y corte agua alcanzaría 78 %.
- ✓ Un incremento en la tasa de inyección de agua no necesariamente conlleva a un aumento en el recobro de petróleo debido a que en yacimientos heterogéneos se pueden presentar los fenómenos de canalización de fluidos.
- ✓ Se recomienda el uso de la nueva información proveniente del análisis de la respuesta del piloto a la inyección una vez implementado, para la actualización del modelo geológico (reducción de incertidumbre) y ajuste estrategia inyección producción (mejora en la eficiencia de barrido).

5. BIBLIOGRAFÍA

1. COBALEDA COBALEDA Gloria E. y CARREÑO PARRA Angélica M. Análisis mineralógico Pozos LISA0125 y LISA0146. Informe ICP-UST-ID0153-08-065 Submission 100073924, Piedecuesta, Santander, mayo de 2008, informe interno Ecopetrol S.A.
2. COBALEDA COBALEDA Gloria E. Distribución de minerales y geometría poral Pozos LISA0125 y LISA0146. Informe ICP-UST-ID0154-07-042 Submission 100073924. Piedecuesta, Santander, julio de 2008, informe interno Ecopetrol S.A.
3. Core Laboratorios, A división of western atlas international. Mobile fines management and concept of critical velocity, 1989.
4. CRAIG Forrest F. Jr. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Fourth printing, January 1993. Henry L. Doherty memorial fund of AIME. Society of petroleum engineers of AIME, New York 1993 Dallas, United States of America, 124 p. ISBN 0-89520-202-6.
5. Evaluación hidrogeológica Área de la Lisama, SIAM S.A., Bogotá, Diciembre de 2008.
6. GÓMEZ RIVERA Martha P. y NARANJO SUÁREZ Carlos E. Sistematización de los modelos matemáticos usados en los métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 1993.
7. HINKLEY, R. E. And DAVIS, L. A. Capillary Pressure Discontinuities And End Effects In Homogeneous Composite Cores: Effect Of Flow Rate And Wettability. Paper SPE 15596, 1986.

8. HUPPLER, J. D. Waterflood Relative Permeabilities In Composite Cores. Journal Of Petroleum Technology – JPT, May 1969.
9. MONTT AMELL Manuel, GUTIÉRREZ ARCINIEGAS Daniel y PINEDA MORENO Carlos A., Justificación de perforación y prognosis para 6 pozos de desarrollo en el área norte del Campo Lisama.Ecopetrol S.A, Gerencia técnica de producción, Departamento de yacimientos y producción, Bogotá, Colombia, enero de 2005, 84 p, informe interno Ecopetrol S.A.
- 10.MONTT AMELL Manuel, GUTIÉRREZ ARCINIEGAS Daniel y PINEDA MORENO Carlos A., Justificación de perforación y prognosis para 7 pozos de desarrollo en el área occidental del Campo Lisama.Ecopetrol S.A, Gerencia técnica de producción, Departamento de yacimientos y producción, Bogotá, Colombia, agosto de 2005. 86 p, informe interno Ecopetrol S.A.
- 11.MORENO GÓMEZ Néstor R. Et Al. Análisis petrológico y de microfracturamiento en muestras de núcleo de los Pozos LISA0125 y LISA0146. Formación Mugrosa. Piedecuesta, Santander, Junio de 2008, informe interno ECopetrol S.A.
- 12.OSTROFF, A.G. Introduction to Oilfield Water Technology, NACE, Houston, 1979.
- 13.PACHÓN CONTRERAS, Zarith. Factibilidad de Inyección de Agua Campo Lisama Informe Final, Piedecuesta, Julio de 2008, informe interno Ecopetrol S.A.
- 14.PÉREZ CARRILLO Edgar R. y CASTILLO MEJÍA Andrés F. Distribución de tamaño de garganta poros y presión capilar por inyección de mercurio en

muestras de los Pozos LISA0125 Y LISA0146. Piedecuesta, Santander, Mayo de 2008, informe interno Ecopetrol S.A.

15. PHA - AWWA - WPCF, Standard Methods for the examination of water and wastewater, 1995
16. RODRÍGUEZ PAREDES, Edwin. Evaluación técnica de la implementación de un proceso de inyección de agua en el Campo Lisama. Mediante simulación numérica de yacimientos. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2009
17. ROJAS, Gonzalo. Scaled Model Studies of Inmiscible Carbon Dioxide Displacement of Heavy Oils, University Alberta, 1985.
18. ROSE Stephen C., BUCKWALTER Jhon F. and WOODHALL Robert J. The design engineering aspects of waterflooding. Monograph volume 11 SPE. Henry L. Doherty series, Richardson Texas, 1989. Printed in The United States of America, ISBN 1-55563-016-2.
19. SCHEUERMAN, R.F. y BERGERSEN, B.M. Injection Water Salinity, Formation Pretreatment, and Well Operations Fluid-Selection Guidelines. SPE 18461 (1990).
20. SMITH James T. And COBB William M. Waterflooding. United States of America, 1999.
21. THAKUR Ganesh C. and SATTER Abdus. Integrated waterflood asset management. Pennwell publishing company, 1421 South Sheridan/P.O. Box 1260, Tulsa, Oklahoma 74101, United States of America, 1988. 402 p. ISBN 0-87814-606-7.

- 22.** TEEUW, Dirk. Prediction of formation compaction from laboratory compressibility data, SPE 2973, september 1971.
- 23.** WILLHITE G. Paul. Waterflooding. Second printing, Society of petroleum engineers, Richardson, Texas, 1986. Printed in The United States of America, 326 p. ISBN 1-55563-005-7.
- 24.** YINAN Qiu, ZIQI Chen and SHICE Xu. Waterflooding of channel sandstones reservoirs. International meeting on petroleum engineering. Paper presented by Chinese party, SPE 10559. 28 p.