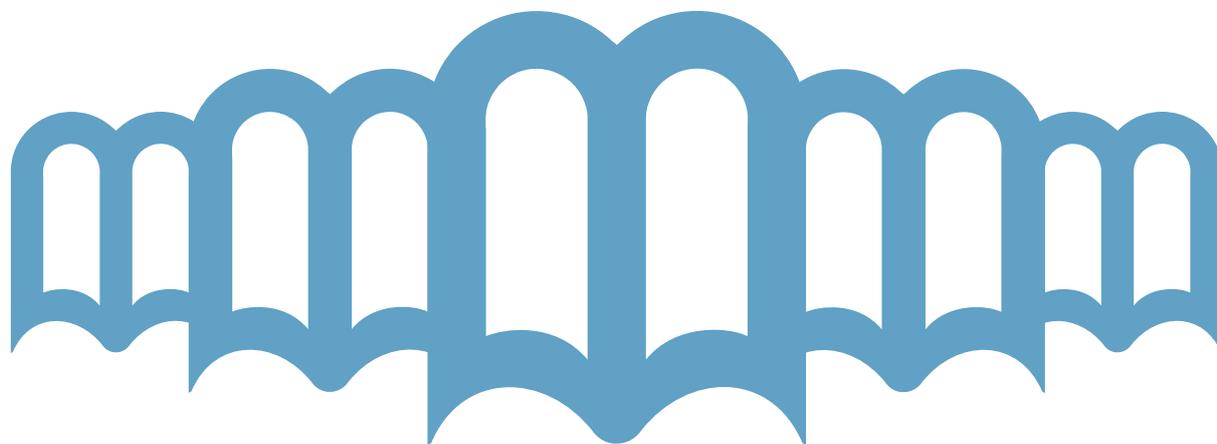


TESIS



Procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS 101 del campo Boscán de la cuencadel Lago Maracaibo

Deisy Margarita Castellanos

Página legal

Título de la obra: Procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del Yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán de la cuenca del Lago Maracaibo, 77pp.

Editorial Digital Universitaria de Moa, año.2015 -- ISBN:

1. Autor: Deisy Margarita Castellanos
2. Institución: Instituto Superior Minero Metalúrgico " Dr. Antonio Núñez Jiménez"

Edición: Lic. Liliana Rojas Hidalgo

Corrección: Lic. Liliana Rojas Hidalgo

Digitalización. Lic. Liliana Rojas Hidalgo



Institución de los autores: ISMM " Dr. Antonio Núñez Jiménez"

Editorial Digital Universitaria de Moa, año 2015

La Editorial Digital Universitaria de Moa publica bajo licencia Creative Commons de tipo Reconocimiento No Comercial Sin Obra Derivada, se permite su copia y distribución por cualquier medio siempre que mantenga el reconocimiento de sus autores, no haga uso comercial de las obras y no realice ninguna modificación de ellas.

La licencia completa puede consultarse en:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/ar/legalcode>

Editorial Digital Universitaria

Instituto Superior Minero Metalúrgico

Ave Calixto García Íñiguez # 75, Rpto Caribe Moa 83329, Holguín Cuba

e-mail: edum@ismm.edu.cu

Sitio Web: <http://www.ismm.edu.cu/edum>



**Instituto Superior Minero Metalúrgico
“Dr. Antonio Núñez Jiménez”
Facultad de Geología y Minería
Departamento de Geología**

**Titulo: PROCEDIMIENTO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS
INDICADORES DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL
YACIMIENTO IB/BS 101 DEL CAMPO BOSCÁN DE LA CUENCA DEL
LAGO MARACAIBO.**

Maestría en Geología, Mención Geología Ambiental (Prospección y
Exploración de Yacimientos de Petróleo y Gas). 8va Edición

**Autor: Deisy Margarita Castellanos
Tutor: Dr. C Rafael Guardado Lacaba**

Cabimas, julio de 2015

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	V
INTRODUCCIÓN.....	1
 CAPÍTULO I.	
I. FUNDAMENTOS TEORÍCOS DE LOS INDICADORES DEL PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA.....	9
1.1. Antecedentes.....	9
1.2. Conclusión.....	16
 CAPITULO II	
II. FUDAMENTOS TEÓRICOS.....	18
2.1. Introducción.....	18
2.2 Geología Regional.....	18
2.3. Geología Local del área de estudio	21
2.3.1. Geología Estratigráfica.....	21
2.4. Geología Estructural.....	24
2.5. Contacto Agua - Petróleo	25
2.6. Conclusiones.....	26
 CAPÍTULO III.	
III. PROCEDIMIENTO PARA DESARROLLAR LA INYECCIÓN DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS PETROLÍFEROS.....	28
3.1. Introducción.....	28
3.2. Procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo.....	28
3.3. Caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua	30
3.3.1. Geometría del Yacimiento.....	30
3.3.2. Litología.....	31
3.3.3. Profundidad del Yacimiento.....	32
3.3.4. Porosidad.....	34
3.3.5. Permeabilidad.....	34
3.3.6. Geomecánica de los yacimientos petrolíferos: Propiedades de la roca.....	36
3.3.7. Magnitud y Distribución de la saturación de los fluidos.....	36
3.3.8. Propiedades de los Fluidos y permeabilidad relativa.....	36
3.4. Selección del Tipo de Inyección.....	37

3.4.1. Inyección Periférica o Central.....	37
3.4.2. Inyección por Arreglos.....	38
3.5. Reservas de Hidrocarburos.....	40
3.5.1. Clasificación de la reserva de hidrocarburos.....	40
3.6. Eficiencia del recobro del petróleo por agua.....	41
3.6.1. Eficiencia de barrido areal	41
3.6.2. Eficiencia de barrido vertical	42
3.6.3. Eficiencia de desplazamiento.....	43
3.7. Aspecto Económico.....	43
3.7.1. Cálculo del flujo de agua.....	44
3.7.2. Valor actual neto.....	44
3.7.3. Período de recuperación de la inversión.....	44
3.7.4. Relación costo/beneficio.....	45
3.8. Impacto ambiental.....	46
3.9. Acápite. Resultados de la aplicación del procedimiento de inyección de agua en el yacimiento IB/BS101 del Campo Boscán.....	47
3.9.1. Método de Staags.....	48
3.9.2. Análisis de proyectos de inyección de agua en yacimientos sub-saturados.....	48
3.9.3. Comportamiento de reducción primaria.....	49
3.9.4. Comportamiento de Producción Secundario.....	50
3.9.5. Resultados de la aplicación del procedimiento de inyección de agua en el yacimiento IBS/BS101 del Campo Boscán.....	53
3.10. Conclusión.....	57
Conclusiones.....	58
Recomendaciones.....	59
Referencias Bibliográficas.....	60
Glosario de Términos Básicos.....	66

INTRODUCCIÓN

En el mundo, el petróleo, es una de las principales fuentes de ingresos para la economía de un país, el cual genera alrededor del 80% del producto interno bruto (PIB), por concepto de exportación, por ende, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP,2000); refiere que el petróleo es el energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje de la energía que se genera en el mundo. Cada año se consume alrededor de 30 millones de barriles siendo los mayores consumidores de esta energía, las naciones mas desarrolladas.

La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de la zona de estudio; por tanto, un campo petrolífero puede incluir más de un yacimiento, es decir, más de una única acumulación continua y delimitada de petróleo; de hecho, pueden haber varios depósitos estructurados uno encima de otro o aislados por capas intermedias de areniscas y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos puede variar desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más.

El proceso de recuperación primaria, se basa en la salida espontanea del crudo, una vez que se ha perforado un conductor entre el estrato de petróleo y la superficie. No obstante con el empleo de este procedimiento no se puede conseguir la extracción total del crudo, ya que a medida que se extrae, disminuye la presión, hasta llegar a un punto en que el petróleo no tiene presión suficiente para acceder hasta la superficie.

Esto se produce en un periodo relativamente corto, por lo que la afluencia de petróleo a la superficie se puede interrumpir cuando no se ha extraído más que la cuarta parte del contenido del yacimiento. Por esta razón, se han desarrollado procedimientos secundarios de extracción, también llamados sistemas complementarios de recuperación de petróleo. Existen dos tipos básicos de sistemas de recuperación complementarios: la inyección de agua y de vapor.

El proceso por inyección de agua, consiste en introducir agua líquida a presión por el pozo, de forma que se inyecta sobre el estrato de petróleo. Esto aumenta la presión a la que está sometido el petróleo, con lo que se consigue que pueda volver a subir hacia la superficie, como además el agua tiene una densidad mayor que la mayoría de los petróleos, el mismo se coloca por encima del agua, lo que facilita su extracción. La recuperación terciaria o mejorada, es el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía o materiales para recuperar el petróleo que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria).

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismo de recuperación, generalmente se han complementado, mediante la inyección de agua y gas como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía. Paris (2001), plantea que en el caso de la recuperación primaria final, los porcentajes varían entre un 12% y un 15% del petróleo original en sitio (POES), mientras que en el caso de la recuperación secundaria están en el orden entre un 5% a un 20% del POES, siendo del 4% al 11% del POES para la terciaria. En consecuencia con esto, la inyección de agua y de gas continúan siendo los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de los yacimientos.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP, 2000), reconocen a Venezuela, como uno de los principales productores de crudo del planeta, al contar con yacimientos abundantes en gran parte del territorio nacional, teniendo la séptima reserva mundial, con una producción 2 398 000 barriles anuales. De este modo, la principal zona productora venezolana ha sido, a lo largo del siglo XX, la Cuenca del lago de Maracaibo, constituida tanto por depósitos terrestres como por yacimientos submarinos; según petróleos de Venezuela (PDVSA, 2005), la zona tiene más de 13 000 pozos en explotación y produce más del 40% del petróleo del país.

Uno de los yacimientos de la Cuenca del Lago de Maracaibo, Campo Boscán, está situado a 40 Km al suroeste de la ciudad de Maracaibo en el estado de Zulia y abarca un área aproximada de 660 Km², se ubica entre las coordenadas UTM este 156 000 – 184 000 y norte 1 136 000 – 1 172 000. El campo produce crudo asfáltico de 10,5 °API de la formación Misoa de edad Eoceno, localmente denominadas Arenas de Boscán. El yacimiento presenta un buzamiento sur-suroeste de aproximadamente 2° con variaciones en profundidad entre los 4000-9500 pies.

Debido a que el yacimiento ha sido sometido a diferentes regímenes de producción, y a lo viscoso del crudo, diferentes zonas del mismo presentan hoy en día distintos niveles de presión, por otra parte, las presiones hacia la región sur del yacimiento se mantienen altas, influenciadas por la presencia de un acuífero activo y buena parte de la recuperación de petróleo ocurre con altos porcentajes de corte de agua.

Al ser el yacimiento IB/BS 101 de Campo Boscán un yacimiento que presenta grandes retos y oportunidades de explotación; ya que, el mismo cuenta con un POES de 35,3 MMBBP, pero que sus condiciones son bastante peculiares (crudo pesado de 10,5 °API y profundidades alrededor de los 9000 pies) que produce por gas en solución y al ver que existían

zonas muy agotadas incluso con una presión por debajo del punto de burbuja. El nivel de presión de un yacimiento está estrechamente relacionado con el mecanismo de producción presente en el yacimiento. Por ello, se debe tener un buen control de las mediciones de presión que permitan definir a tiempo el comportamiento de esta, lo cual ayudaría a definir los métodos dominantes de la producción.

A partir de lo anterior, se hace necesario caracterizar los indicadores del procedimiento de inyección de agua del yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán, en el cual, los fluidos son inyectados para forzar al crudo que se encuentra en ciertas capas del yacimiento a seguir líneas de flujo particulares para luego fluir a la superficie y, de esta manera, aumentar la producción; siendo la inyección de agua el proceso común y constituye una forma económica de desplazar el petróleo y proveer el soporte de presión, considerándose imprescindible para la eficiencia de ello, tomar en cuenta geometría, litología, profundidad, porosidad, permeabilidad, geomecánica de los yacimientos, magnitud, distribución de la saturación de los fluidos propiedades de los fluidos, selección del tipo de inyección, reservas de hidrocarburos, eficiencia de recobro de petróleo, análisis técnico económico e impacto ambiental.

Problema científico

Necesidad de proponer el procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago Maracaibo.

El objeto de estudio

Los indicadores del proceso de recuperación secundaria del petróleo con inyección de agua.

Objetivo de la investigación

Proponer el procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago Maracaibo.

Objetivos específicos

- Desarrollar los fundamentos teóricos de los indicadores del procedimiento de inyección de agua.
- Analizar los aspectos geológicos del yacimiento IB / BS101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo.
- Diseñar el procedimiento para desarrollar la inyección de agua en los yacimientos petrolíferos.

Campo de acción

El yacimiento IB / BS 101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Hipótesis

Si se logra analizar los aspectos geológicos del yacimiento Campo Boscán de la cuenca del Lago de Maracaibo y desarrollar los fundamentos teóricos sobre la recuperación secundaria es posible caracterizar los indicadores del proceso de inyección de agua para incrementar el recobro del petróleo.

Aportes teóricos

Contribuyen a un mejor conocimiento para la aplicación de este procedimiento entre los cuales se mencionan; la geometría, litología, profundidad, porosidad, permeabilidad, geomecánica de los yacimientos, magnitud, distribución de la saturación de los fluidos propiedades de los fluidos, selección del tipo de inyección, reservas de hidrocarburos, eficiencia de recobro de petróleo, análisis técnico económico e impacto ambiental para

su aplicación en los yacimientos petrolífero sometidos a recuperación secundaria.

Aporte práctico

El diseño del procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua en la explotación de yacimientos petrolíferos.

Tareas

Para el cumplimiento de los objetivos será necesario realizar las siguientes actividades:

- Revisión bibliográfica sobre los factores petrofísicos como referencia de los procesos de inyección de agua.
- Recopilación de datos geológicos, el comportamiento de presión, producción e inyección.
- Desarrollar la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua.
- Determinar la eficiencia volumétrica del tipo de inyección seleccionada.
- Ejecutar la estimación de los costos generados del proceso de inyección de agua.
- Valorizar el impacto ambiental generado por la inyección de agua.
- Ejecutar el procesamiento de la información recolectada en la tarea uno y dos, tomando en cuenta la metodología ejecutada.
- Analizar, interpretar y dar a conocer los resultados obtenidos.

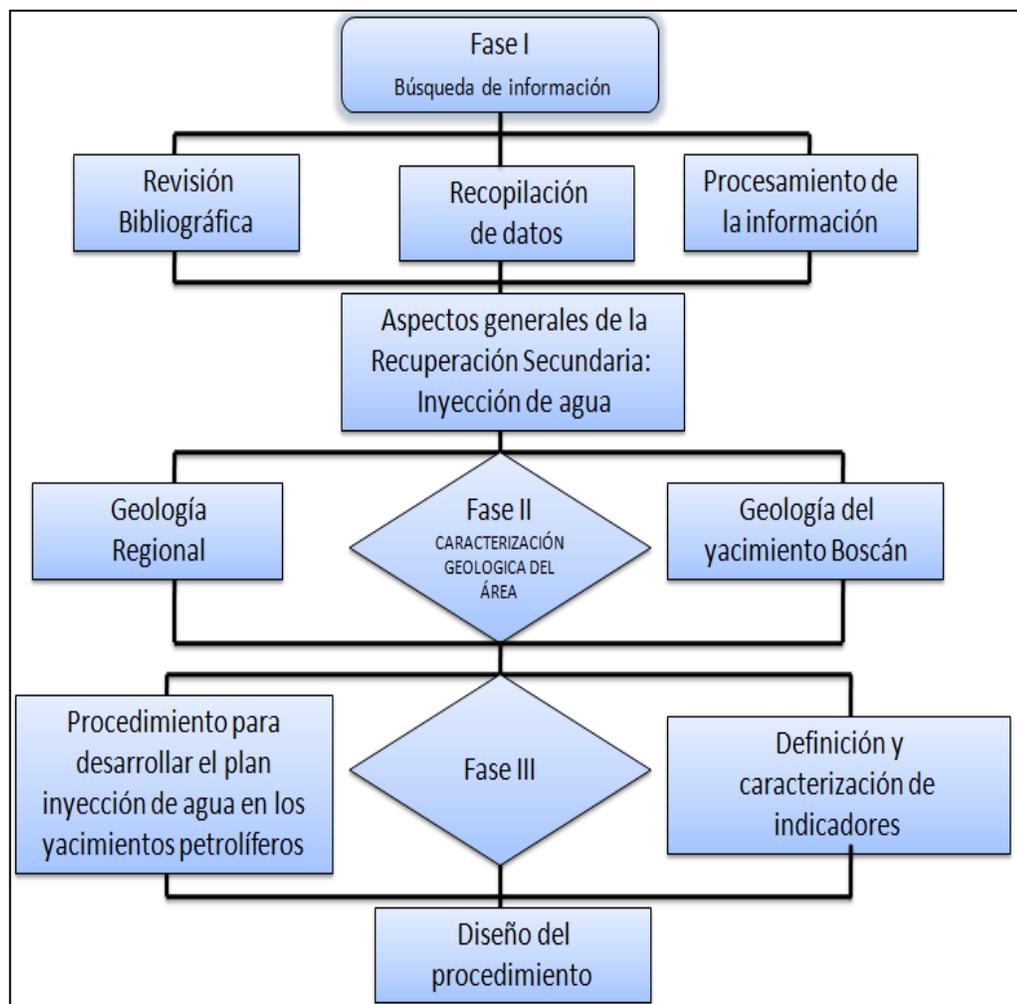


Diagrama de flujo 1. Utilizado para el diseño de caracterización de los indicadores de inyección de agua. Castellanos, D. (2015)

Estructura y contenido de la tesis

El trabajo se estructuró en tres capítulos, en correspondencia con los objetivos planteados:

Capítulo I.

El capítulo I fue titulado fundamentos teóricos de los indicadores del procedimiento de inyección de agua, el cual constituyó la base de los estudios previos que representó los aportes de otros estudios sobre el tema de recuperación secundaria, en virtud de dar validez histórica y cognitiva al tema de la investigación.

Capítulo II.

El capítulo II fue denominado fundamentos teóricos, dando especificaciones de la geología regional en virtud de dar características de la Cuenca del Lago de Maracaibo; así como también, la geología local del área de estudio como lo fue el yacimiento IB/BS101 del Campo Boscán, representando la geología estratigráfica, estructural y contacto agua – petróleo.

Capítulo III.

El capítulo III que recibió por título procedimiento para desarrollar la inyección de agua en los yacimientos petrolíferos, se desarrollo los procedimientos para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo, la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua representado por la geometría del yacimiento, litología, profundidad, porosidad, permeabilidad, geomecánica de los yacimientos petrolíferos: propiedades de la roca, magnitud y distribución de la saturación de los fluidos y propiedades de los fluidos.

Además formó parte del capítulo III, la selección del tipo de inyección conformado por inyección periférica o central, inyección por arreglos, recobro de hidrocarburos, eficiencia de recobro de petróleo, aspecto económico e impacto ambiental como también el acápite denominado resultados de la aplicación del procedimiento de inyección de agua del yacimiento IB/BS101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo, para dar origen finalmente las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS INDICADORES DEL PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA.

1.1.- Antecedentes

En el presente estudio, el cual se dirige a proponer los procedimientos para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB / BS 101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago Maracaibo; se hace importante tomar en cuenta otros estudios que anteceden el tema sobre la recuperación secundaria: inyección de agua, sean científicos históricos como trabajos de grado para ser analizados, así como tomar en cuenta los aportes de los mismos a esta investigación, los cuales son presentados a continuación.

Según Forrest F. Craig Jr. (1971). La inyección de agua es el método dominante entre los de inyección de fluidos e indudablemente este método se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas en Estado Unidos y Canadá. Su popularidad se explica por : La disponibilidad general de agua, la relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección, la facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera y la eficiencia del agua para el desplazamiento del hidrocarburo. Así también, John F. Carll (1880), llegó a la conclusión de que el agua, al abrirse camino en el pozo desde arenas poco profundas, se movería a través de la arena petrolífera y sería benéfica para incrementar la recuperación del petróleo.

El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo, a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente circular más amplio.

Como modificación de esta técnica, la Forest Oil Corp, convirtió simultáneamente una serie de pozos a la inyección de agua, formando un empuje lineal. La primera inyección con patrón de 5 pozos fue intentada en la parte sur del Campo Bradford en 1924. En 1931 se inició una inyección de agua en la arena Bartlesville de poca profundidad del condado Nowata, Okia y unos años más tardes, muchos de los yacimientos de la arena Bartlesville estaban bajo este método. En Texas se inició la inyección de agua en el yacimiento Fry del Condado Brown en 1936. En el curso de 10 años estaba en operación en la mayoría de las aéreas productoras de petróleo. Sin embargo fue hasta principios de la década de los años 1950 se reconocieron las posibilidades de la aplicación de la inyección de agua.

Tomando en cuenta lo expuesto por los autores Forres F. Craig Jr (1982) dan un aporte científico en referencia a las características hidrostáticas como indicador a tomarse en cuenta en el proceso de inyección de agua, sin embargo, las teorías presentadas por los mismos carecen de una estructuración práctica de manejo procedimental de tales indicadores, lo cual, no evidencia en profundidad los resultados de producción de petróleo sin determinar los parámetros de porosidad, permeabilidad de los yacimientos.

En Venezuela la recuperación secundaria se inicio en 1966, en el Campo Oficina en el Estado Anzoátegui, (Paris de Ferrer M, 2001); después de haber inyectado gas; pero la mayoría de estos proyectos fueron suspendidos por problemas de canalizaciones. En el occidente las experiencias se remontan al año 1959 cuando se inyectaban las aguas efluentes de los yacimientos del lago de Maracaibo con fines de mantenimiento de presión y de disponibilidad (PDVSA, 2000). En 1979 comenzó la inyección de agua mediante arreglos en la cuenca de Maracaibo, extendiéndose al Oriente del país tal como se refleja en la figura 1.1, donde se observa que en Venezuela

existen 66 proyectos de inyección de agua por flanco, con un recobro final que varía entre 35 y 40 %; 13 proyectos de inyección de agua por arreglos de pozo, con un factor promedio 29 %; y 10 proyectos combinados de agua y gas, con un porcentaje final promedio de 41 %.

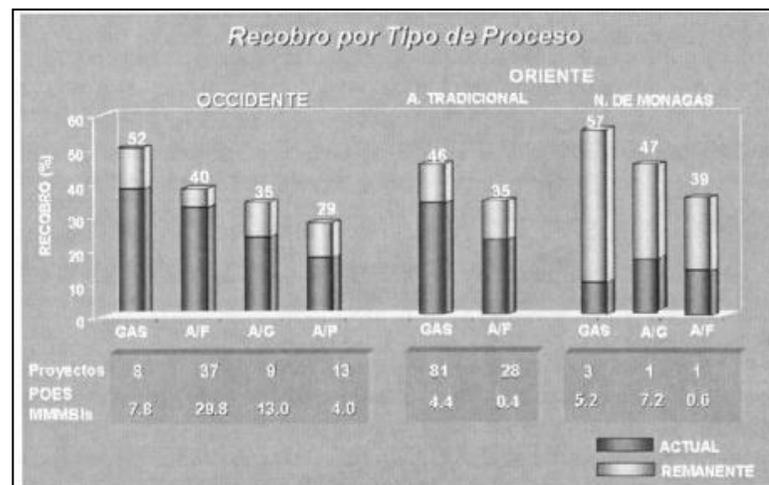


Figura 1.1. Proceso de recobro por inyección de agua y gas en Venezuela. Fuente: PDVSA (2000).

Según Paris de Ferrer M. (2001), el 85 % de la producción mundial de crudo se obtiene actualmente por métodos de recuperación primaria y secundaria, etapas resultantes de la subdivisión tradicional: primaria, secundaria y terciaria, históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como consecuencia cronológica. La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. La secundaria, que actualmente es casi sinónima de inyección de agua, se implementa usualmente una vez determinado el límite económico de la etapa primaria de producción.

Reconociendo que Paris de Ferrer M. (2001), hace un aporte significativo que avala los diferentes métodos de recuperación, para el recobro, aunque no da fundamentos específicos de los indicadores que generan la exactitud

de ejecución de los procedimientos para la caracterización del proceso de inyección de agua, considerándose que ello, resulta una práctica común inyectar agua con la intención de aumentar la producción y mantener la presión del medio.

Annia P y Carlos E. (2004). En su investigación INYECCION DISPERSA DE AGUA EN YACIMIENTOS DEL MIEMBRO C-2-X DEL CAMPO CENTRO LAGO. Plantean: El Miembro C-2-X es una formación rocosa de edad Eoceno conformada por trampas geológicas de mucha complejidad estructural y estratigráfica, ubicado en el Campo Centro Lago de la Cuenca del Lago de Maracaibo y a una profundidad promedio de 11200 pies. Inicialmente, contenía 567.2 MMBNP de petróleo subsaturado de 24 °API a una presión de 5125 lpc, considerando al miembro C-2-X como un solo yacimiento e inyectar el agua de manera dispersa para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido; ubicando los pozos inyectoros de manera que se adapten a las heterogeneidades de las arenas, logrando una efectiva comunicación entre inyectoros y productores.

Desde el punto de vista económico, la estrategia de explotación propuesta estima un valor presente neto de 32.727 MMBs, una tasa interna de retorno modificada de 22.6% y una eficiencia de la inversión de 1.91%, considerándose un retorno económico en base a la productividad considerables, pero sin hacer estudios de minimización del impacto ambiental, tomando en cuenta los indicadores de ejecución de los procedimientos para la caracterización del proceso de inyección de agua, para así, no solo dar observación a el impacto productivo sino humano.

Otro trabajo de investigación, fue el presentado por Gutiérrez, Oscar J. (2004), el cual llevo como titulo EVALUACIÓN DE ESQUEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS MADUROS A TRAVÉS DE

UN MODELO DE SIMULACIÓN, el mismo tuvo como finalidad dar a conocer los resultados obtenidos de la simulación numérica 3D, para diferentes esquemas de inyección de agua en un área de un yacimiento maduro de edad Mioceno, a fin de poder establecer un plan de desarrollo estratégico que maximice el recobro de reservas de manera rentable.

El área seleccionada para este trabajo es parte de uno de los principales yacimiento que se encuentra en al Lago Maracaibo, el cual tiene un área total de 300 km² aproximadamente, un petróleo original en sitio de 6,900 MMBNP. El siguiente trabajo compara la inyección de agua con pozos verticales versus horizontales y multilaterales a través de un modelo de simulación, donde el escenario más favorable para el desarrollo óptimo y rentable de las reservas se alcanza haciendo uso de la tecnología de pozos multilaterales, la cual favorece los indicadores económicos, dado el programa de actividad operacional que está involucrado en cada caso estudiado.

Es reconocido que el estudio de Gutiérrez, Oscar J. (2004), presenta la referencia de que la recuperación secundaria, también puede ser aplicado en pozos verticales versus horizontales y multilaterales, siendo un aporte significativo, sin embargo, no puede despartarse de igual modo de la necesidad del estudio de los indicadores del el procedimiento para la caracterización del proceso de inyección de agua, para evidenciarse la mayor productividad en virtud de los datos de favorables para el recobro del yacimiento.

En el trabajo presentado por Araujo B, José G, (2009); se titulo OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO C-2 DEL ÁREA NOROESTE VLE-305; expreso que el yacimiento se encuentra ubicado en Bloque V Lamar y el mismo presenta un POES de 1527,4 MMBNP. En este yacimiento predomina una alta complejidad tanto

estructural como estratigráfica, así como también diferentes niveles de presión, por lo cual ha sido dividido en tres regiones: región noroeste (área objeto de este estudio), este y suroeste. Según estudios realizados, el mismo muestra un avance irregular del frente de inyección, lo cual origina una deficiencia en el barrido de hidrocarburos en el yacimiento. Debido al problema planteado, se propuso realizar una revisión y optimización del proyecto de inyección de agua en la U.E. Lago cinco, el tipo de arreglo de pozo logrando establecer un plan que permitirá reducir la producción de agua y mantener los niveles de presión, con el objeto de reducir la sobre inyección de agua y poder realizar un desplazamiento de petróleo en zonas que no habían sido drenadas eficientemente. Adicionalmente, esto permitirá reducir costos e incrementar la producción de petróleo.

El trabajo de grado presentado por Araujo B, José G, (2009); refiere la importancia de tomar en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, lo cual genera la interpretación del comportamiento del desplazamiento durante procesos de recuperación secundaria y mejorada es la organización y utilización de toda la información proveniente de análisis de núcleos, sin embargo, el estudio descrito no detalla un procedimiento de indicadores de inyección de agua.

En el trabajo de investigación presentado por Guerrero M., Reinaldo A.(2013), se titulo, EFECTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA SOBRE LA PRODUCCIÓN EN LOS YACIMIENTOS C-4 / C-5 LAG3047, BLOQUE X DEL LAGO DE MARACAIBO; se expone que los yacimientos se encuentran sometidos a un proyecto de recuperación secundaria desde hace aproximadamente seis años, implantado con la finalidad de contrarrestar la declinación e incrementar el recobro de las reservas existentes, ya que se trata de yacimientos volumétricos con un mecanismo de producción de empuje por gas en solución, además; el fuerte drenaje al que han sido

sometidos ha contribuido a la pérdida rápida de la energía; existen otros factores desfavorables como el aumento progresivo del corte de agua en los pozos productores, la heterogeneidad de las arenas y la presencia de varios tipos de arcilla.

En cuanto a la inyección de agua es importante recalcar que se han presentado problemas operacionales que han afectado la eficiencia del proyecto. Hasta el momento la inyección no ha dado los resultados esperados, en este sentido; surge la necesidad de realizar un análisis sobre el comportamiento de producción/inyección/presión para evaluar el proceso y su efecto sobre la producción de los yacimientos, para ello se integró la información geológica y petrofísica disponible, se recopiló y analizó la información sobre registros de presión, volúmenes de inyección, análisis físico - químicos y trabajos realizados en los pozos, luego se analizó el comportamiento histórico de producción/inyección/presión, se calculó la razón de movilidad y la eficiencia volumétrica de reemplazo (EVR).

En el estudio de yacimientos se realizó un análisis sobre los mecanismos de producción presentes, declinación y las propiedades inherentes a la roca entre ellas la movilidad de los fluidos. Finalmente se generaron una serie de conclusiones y recomendaciones que permitirán tomar decisiones para mejorar el recobro de las reservas, sin embargo, no se denota la especificidad de los procedimientos de cada indicador pertinente para el desarrollo de la recuperación secundaria con alcance de pertinencia en el cien por ciento de producción y de prevención en el impacto ambiental.

En cuanto al estudio de Morales B. Omar E. (2014) titulada, ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DE PETROLEÓ MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO IB / BS 101 DEL CAMPO BOSCÁN, propone que al ser el yacimiento IB/BS 101 de Campo Boscán un yacimiento que

presenta grandes retos y oportunidades de explotación; ya que, el mismo cuanta con un POES de 35,3 MMBP, pero que sus condiciones son bastante peculiares (crudo pesado de 10,5 °API y profundidades alrededor de los 9000 pies) que produce por gas en solución y al ver que existían zonas muy agotadas incluso con una presión por debajo del punto de burbuja, se toma la decisión de arrancar proyectos de inyección de agua de tal forma de restaurar presiones en el campo y además de lograr una recuperación mejorada de petróleo.

Este trabajo de especial de grado planteo el estudio de esta recuperación secundaria de petróleo, desde un punto de vista de recuperación de reservas evaluando dos escenarios de producción, el primero donde se supone la no inyección de agua y el segundo que representa la realidad donde se está inyectando agua; se comparan ambos escenarios y de esta forma se puede medir el impacto que tiene la inyección de agua obteniendo como resultado final que gracias a esta se han logrado recuperar 45,2 MMBP lo que representa un aumento local del 1,1 % en el factor de recobro.

Por lo que se llega a la conclusión, que la inyección de agua en campo Boscán es un método de recuperación mejorada de petróleo que ha dado resultados positivos en las zonas donde ha sido aplicado por lo que la recomendación es expandir los proyectos de inyección de agua a otras zonas del campo y de esta forma aportar energía al yacimiento y lograr recuperar mayor número de reservas, haciéndose ver que este es un estudio de caso representativo del yacimiento de Campo Boscán como el de la presente investigación.

1.2.- Conclusión: Los estudios tomados en cuenta, permiten reconocer que los arreglos de un pozo son considerados de acuerdo a las características de los yacimientos, en función de obtener un mejor recobro de producción, así

como también, estos procedimientos son aplicados en pozos de diferentes profundidad y diferentes tipos de perforación, sin embargo, además de tomar en cuenta la geología de ello, no da orientación sobre el procedimiento de caracterización por indicador del proceso de inyección de agua.

CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEORICOS

2.1 Introducción

El presente capítulo tiene como propósito realizar una revisión teórica sobre los yacimientos sometidos a inyección de agua con la finalidad llevar a cabo estudios geológico, tectónico, geomecánico e hidrogeológico que permiten un mejor conocimiento del medio geológico y de las condiciones necesarias para establecer los procesos de recuperación secundaria o procesos terciarios como medio de optimización la extracción de crudos de los yacimientos, la cual juega un papel importante en la economía mundial. Por esta razón, al identificarse la presencia de un yacimiento o una acumulación de hidrocarburo cuya explotación es económicamente rentable, se genera un plan de explotación con el objetivo aumentar la recuperación de petróleo de los yacimientos, por encima de la que se tendría por la recuperación primaria. Es importante implementar métodos secundarios de producción o recuperación con el fin de mantener el pozo produciendo a una tasa fija y aumentando el factor de recobro del yacimiento.

2.2 Geología regional

Según González (1980). La Cuenca de Maracaibo, ocupa la parte nor-occidental de Venezuela y se extiende en dirección suroeste hacia Colombia, cubriendo un área total superior a los 50.000 kilómetros cuadrados. La cuenca es de tipo intermontano y geográficamente coincide con la hoya hidrográfica del Lago de Maracaibo. Genéticamente esta cuenca pertenece al sistema de cuencas pericratónicas de la América del Sur, y quedó aislada de la Cuenca Barinas-Apure al sureste y de la Cuenca del Cesar y Magdalena al oeste, debido al levantamiento de Los Andes y de la Sierra de Perijá en el Terciario. El límite norte está señalado por el sistema

transcurrente dextral de la Falla de Oca, que actuó como límite original entre la Placa Sudamericana al sur y la Placa del Caribe al norte. La cuenca recibió sedimentación en ambientes marinos someros y plataformales durante el Cretáceo. Los ambientes del Paleoceno fueron parálisos, y el ciclo termina con nuevos pulsos tectónicos. Después de un periodo de erosión regional, se empezó a desarrollar una cuenca subsidente hacia el noreste, alcanzando espesores eocenos mayores de 4.200 metros. (Ver figura 2.1).

Posteriormente, debido a los severos movimientos tectónicos del Eoceno medio, la cuenca fue invertida y la parte norte de la misma sufrió una gran erosión, estimada entre 2 400 y 3 600 metros de sedimentos removidos. Según Petróleos de Venezuela-Centro de Formación y Adiestramiento (CEPET, 1991), Existen dentro de la cuenca unos 40 campos petrolíferos con cerca de 700 yacimientos activos. Diez de los campos han sido clasificados como gigantes, habiendo alcanzado una producción acumulada de manera individual superior a los 80 millones de metros cúbicos.

Cronología (Edad, Ma)		Formación	Grupos	Litología Gráfica	Ambiente Sedimentario	Eventos Tectónicos y Sistema Petrolífero	Litología	
CENOZOICO	1,6 - 5,5	Pleistoceno	El Milagro		Fluvio deltaico y lacustre marginal	Movimientos de la falla de Boconó	Areniscas friables y arenas no consolidadas Arcillas abigarradas y areniscas	
		Plioceno	La Puerta		Continental			
	25	Tardío	La Villa-Los ranchos-Lagunillas		Marino	Sobrecorrimientos. Establecimiento de depocentros Miocenos	Arenas poco consolidadas, lutitas y algunos lignitos.	
			Medio		La Rosa	Marino	Falla Transcurrente	Lutitas gruesas marinas con intercalaciones de arena Lutitas y arcillitas macizas blandas
		36	Oligoceno		Celboto-Palmar	Eólico - Lacustre	Segundo episodio de inversión Tectónica y Reactivación Transensional	Lutitas y arcillitas macizas blandas a gris claro
					Icotea			
	39	Tardío	Mene grande		Marino	Discordancia	Deposición de Reservorios	Arcillas y lutitas interestratificadas con areniscas
			Pauji					
	49	Medio	Caus		Paralico	Comienzo del Margen Activo Transensional y el Primer episodio de Inversión Tectónica	Arenisca de grano grueso a conglomerática	
			Mirador-La Sierra					
			Mlsoa					
	54	Temprano				Discordancia		
	MESOZOICO	67	Paleoceno		Cuervos/Marcelina	Marino Somero	Niveles de Carbon. Areniscas, Lutitas y limolitas carbonosas.	Intervalo productor porosidad 7,1 - 20 % permeabilidad promedio 149 md
					Barco / Guasare			
71 - 84		Cretácico tardío	Mito Juan	Pitfma Mixta	Formación de Trampas	Lutitas y limolitas carbonosas		
			Colon	Marino				
			Socuy	Plataforma Carbonática				
			Santonense					
			Coniacense					
85 - 94		Cretácico temprano	La Luna	Plataforma Carbonática	Deposición de Rocas Madre	Calizas laminadas densas gris oscuro a negro, carbonáceas a bituminosas y arcillas calcáreas oscuro a negro, carbonáceas a bituminosas y arcillas calcáreas.		
Turonense								
99		Albiense	Maraca	Plataforma Mixta	Desarrollo del Margen Continental Pasivo (Reactivación extensional de estructuras previas)	Areniscas calcáreas, calizas arenosas glauconíticas, calizas grisetas, calizas coquinoideas y algunas lutitas.		
Lisure								
112	Aptiense	Piche Apón	Plataforma Mixta	Desarrollo del Margen Continental Pasivo (Reactivación extensional de estructuras previas)	Caliza gris azulosa, dura y densa, con intervalos			
Machiques								
121		Tibu						
127	Barremiense	Río Negro	Fluvial Aluvial	Vulcanismo y Metamorfismo	Conglomerado Basal			
131	Neocomiano			Discordancia				
Basamento Pre-Cretácico		La Quinta	Aluvial Lacustre	Rifting y Extensión Cortical (Jurásico Tardío)	Limolitas y Areniscas			
		Mucuchací	Rocas Metamórficas		Esquistos verdes y cuarcitas			

Figura 2.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Maracaibo.

Fuente: Villalobos Carideli (2015)

2.3. Geología local del área de estudio

PDVSA (1997). El campo Boscán está situado 40 km al suroeste de la ciudad de Maracaibo. Fue descubierto por la Richmond Exploration Company en 1945, con el pozo 7-F-1 (9598', 700 B/D). Se han perforado cerca de 600 pozos que han determinado un área probada de 660 km². Como se muestra en la figura 2.2 se ubica entre las coordenadas UTM este 156 000 – 184 000 y norte 1 136 000 - 1 172 000. El campo produce crudo asfáltico de 10,5 °API de la formación Misoa de edad Eoceno, localmente denominadas Arenas de Boscán. El yacimiento presenta un buzamiento sur-suroeste de aproximadamente 2° con variaciones en profundidad entre los 4000-9500 pies

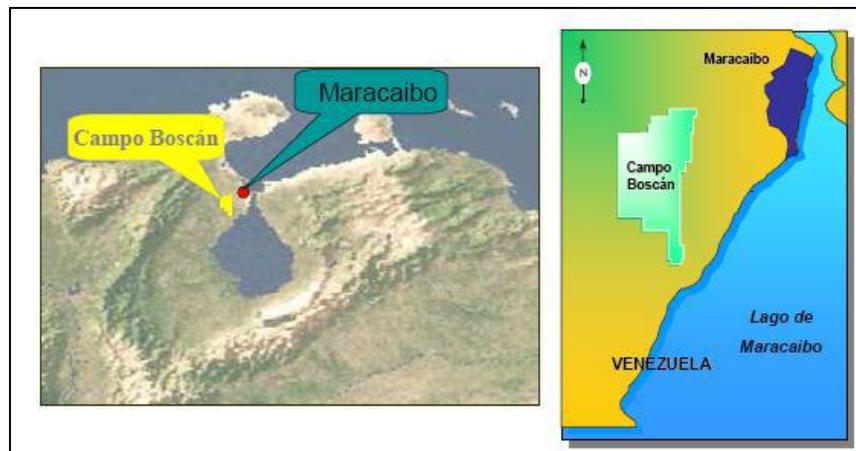


Figura 2. 2 Ubicación del campo Boscán. Fuente: Morales, O. (2014)

2.3.1 Geología estratigráfica

La sección estratigráfica principal del campo Boscán consiste de sedimentos de edad Oligoceno y Eoceno depositados en un ambiente fluvio deltaico y los sedimentos de edad Oligoceno comúnmente no están impregnados de hidrocarburos y son predominantes lutíticos. Las areniscas del Eoceno son parte de la formación Misoa y forman la sección productiva del yacimiento, como se muestra en la figura 2.3.

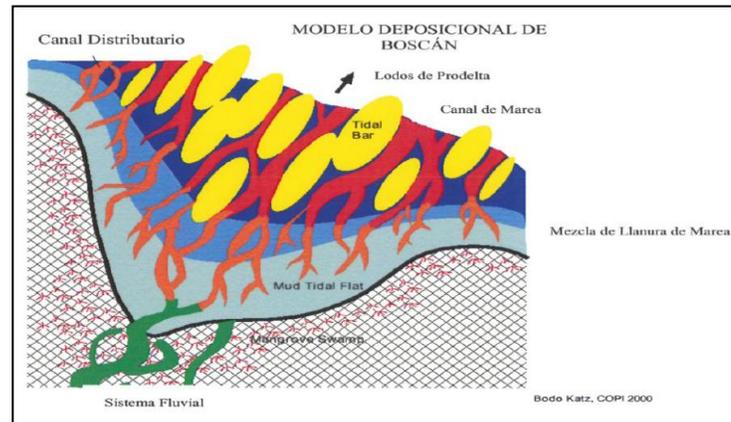


Figura 2.3. Modelo deposicional de Boscán sistema deltaico proximal Mareal. Fuente: Morales, O. (2014).

Las arenas de la formación Misoa de edad Eoceno, fueron depositadas en un gran complejo fluvio deltaico influenciado por mareas cubriendo gran parte de la cuenca de Maracaibo y siendo la unidad de yacimiento principal la cual consiste primeramente de canales y barras amalgamados. La dirección de transporte, basada en estudio regionales de núcleo es SE – NO, la relación arena neta – arena bruta esta entre 70 y 80 por ciento. En el campo Boscán, el yacimiento ha sido dividido en Boscán Superior y Boscán inferior. Estas dos unidades están separadas por la lutitas de Boscán, la cual consiste de un intervalo lutitico denso, más desarrollado hacia el norte del campo y adelgazándose hacia el sur, como se muestra en la figura 2.4

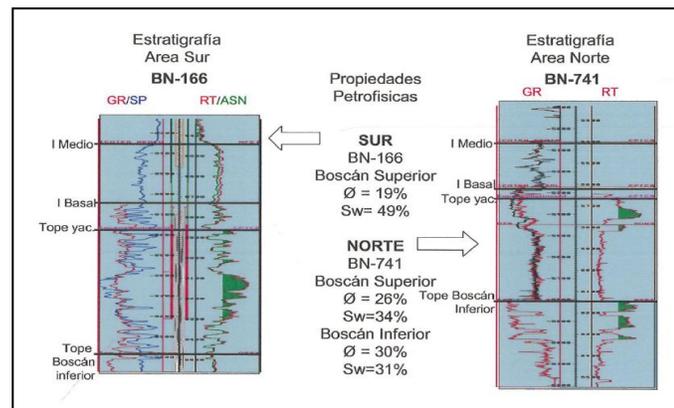


Figura 2.4. Intervalos yacimientos del campo Boscán. Superior e Inferior. Fuente: Morales, O. (2014).

Debido a su naturaleza erosiva y de presiones Paleó – Topográficas rellenas con sedimentos fluviales Oligoceno, el tope de la discordancia Eoceno / Oligoceno es usualmente difícil de identificar en algunos registros de pozos. Depositaciones de arena – arena son comúnmente vistas en las correlaciones a través del campo. El tope se reconoce como el tope de la discordancia Eoceno – Oligoceno. Las arenas productivas del yacimiento Boscán superior al oeste del campo han sido truncados por la discordancia angular del Eoceno / Oligoceno, por lo que dicho miembro se acuña de esa dirección, disminuyendo de espesor. Los datos sísmicos muestran que Boscán superior e inferior se encuentra en diferentes niveles estratigráficos hacia el norte y hacia el sur del campo por lo que las arenas productivas son estratigráficamente más profundas en la parte sur del campo, aumentando también el espesor de la roca yacimiento hacia el sur como se muestra en la sección transversal SE –NO. (Ver figura 2.5).

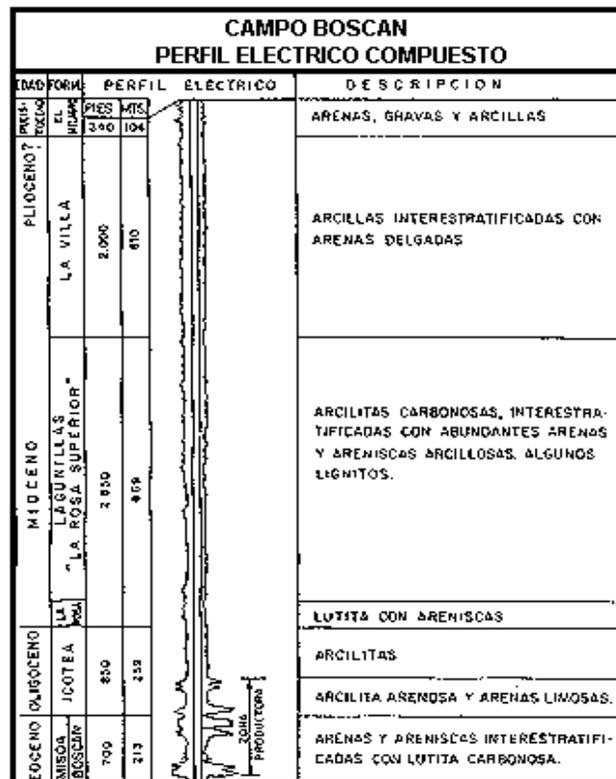


Figura 2.5. Columna estratigráfica de Boscán.
Fuente: Almaza, R. (1998)

Aunque la relación arena neta – arena bruta es alta y el yacimiento esta efectivamente conectado en las arenas en un cien por ciento, las correlaciones de cuerpos de arenas y lutitas entre pozos individuales a una distancia de 577 metros, que es la distancia aceptada para el Eoceno en campo Boscán virtualmente no existe. Aún en un espaciamiento de 333 metros las correlaciones son tenues. Las unidades de flujo en cada pozo pueden ser claramente identificables, pero frecuentemente no se observa que se extiendan a los pozos circundantes.

2.4. Geología estructural

El anticlinal de Boscán, que constituye la estructura más importante del área. Tiene un rumbo Norte-Sur, declive hacia el sur y el cierre se efectúa poco antes de llegar al campo García. Su flanco occidental constituye el homoclinal de Boscán, de rumbo noreste y extensión regional, que buza de 8 a 10 grados hacia el suroeste. La acumulación del campo Boscán se encuentra en una trampa estructural-estratigráfica del homoclinal de Boscán como muestra la figura 2.6.

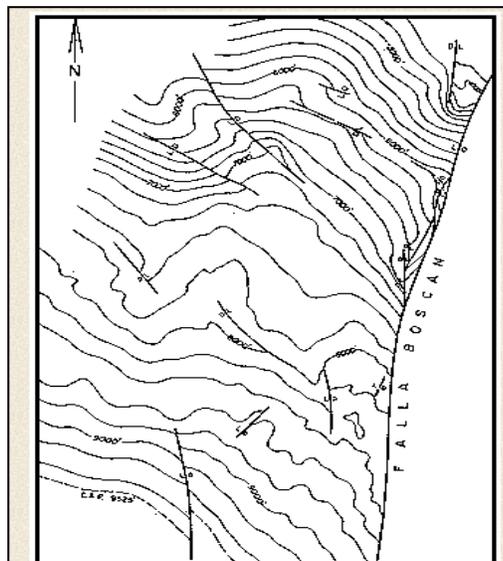


Figura 2.6. Mapa Estructural Campo Boscán
Tope Icotea Basal. Fuente Almaza, R. (1998)

El homoclinal está cortado al este por la falla de Boscán, que se extiende norte-sur por 40 km desde el sur del campo La Concepción hasta el campo García, y constituye un sello estructural que limita el yacimiento; es una falla normal, tiene buzamiento pronunciado hacia el este, y desplazamiento de más de 1.000 pie en el norte y centro del campo. Existen fallas menores, que no constituyen barreras de acumulación. (Ver figura 2.7).

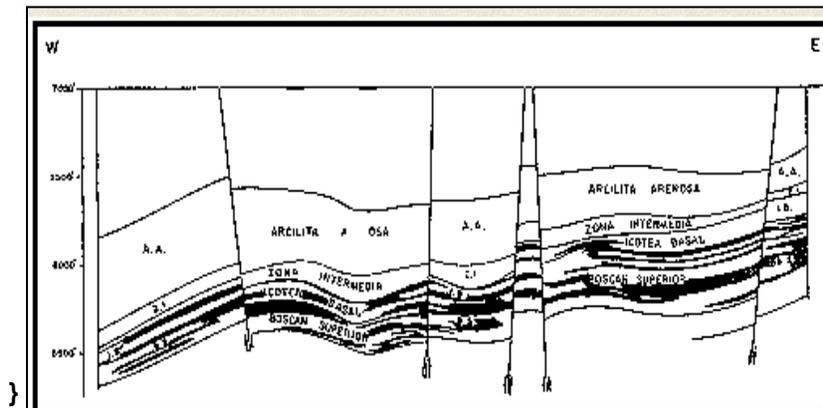


Figura 2.7. Campo Boscán, sección estructural.
Fuente: Almaza, R, (1998).

Hacia el norte y noroeste las arenas de Misoa desaparecen por truncamiento gradual de las areniscas de Boscán superior y gradación a lutitas del miembro Boscán inferior, dando lugar a trampas estratigráficas. Al sur y suroeste se encuentra un contacto agua-petróleo estimado en base a un acuífero determinado en el Campo los Clavos.

2.5 Contacto agua – petróleo

En el flanco SE del campo solo seis pozos encontraron un contacto dentro de la sección perforada: el pozo BN-135 (Marzo 1971), BN-134, BN-237, BN-246, BN-198 y BN-253. Los pozos perforados tempranamente entre los años 1950 y 1970 en la parte norte del campo no ofrecen datos confiables debido a su profundidad somera y la penetración parcial del yacimiento. Los pozos

perforados entre 1970 y 1980 en la parte sur del campo con penetración total del yacimiento fueron claves en la interpretación. La figura 2.8, indica que el contacto original agua – petróleo (CAPO) en la parte SO del campo se encuentra en el rango de los -9.345 y -9.420 pies mientras que hacia el SE el rango oscila entre -9.400 y -9.585 pies, siendo el valor más probable -9.525 pies.

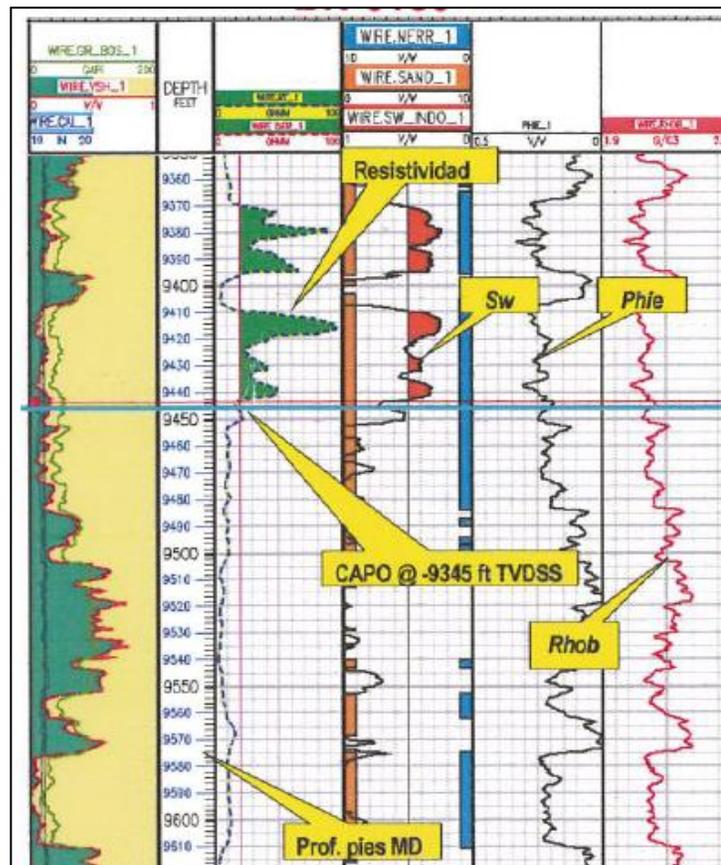


Figura 2.8. Pozo BN-0135 mostrando el contacto agua petróleo original a -9345 pies. Fuente: Morales, O. (2014)

2.6.- Conclusión.

Analizar los aspectos geológicos del yacimiento se especificó las manifestaciones de las rocas o un constituyente de la misma, para de esa forma expresar el ambiente de deposición o de formación, la composición

litológica y además una asociación geográfica. El conocimiento en detalle de las rocas sedimentarias tiene una gran importancia para la industria petrolera por diferentes razones, la principal de ellas es que este grupo de rocas se originan y se entrapan los hidrocarburos.

CAPITULO III PROCEDIMIENTO PARA DESARROLLAR LA INYECCION DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS.

3.1 Introducción

Según el grado o nivel de profundidad con el cual se abordó el problema, se analizó e interpretó el impacto que tiene la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán; para establecer la eficiencia del mismo mediante diversos métodos.

Para el logro del objetivo planteado se confeccionó un mapa de la ingeniería conceptual de los procedimientos a desarrollar en el proceso de inyección de agua en los pozos de los yacimientos de petróleo, se consultó bibliografía en el tratamiento y manejo de aguas de producción, especificaciones de los parámetros de calidad para el agua salada establecidos por los lineamientos señalados en el decreto 883 artículo N° 17 de la normativa ambiental para tales fines.

3.2 Procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS del 101 Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

A continuación se presenta un diagrama de flujo que permite dar a conocer el procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo; el cual está representada por la geometría, litología, profundidad, porosidad, permeabilidad, geomecánica de los yacimientos, magnitud, distribución de la saturación de los fluidos propiedades de los fluidos, selección del tipo de inyección, reservas de

hidrocarburos, eficiencia de recobro de petróleo, análisis técnico económico e impacto ambiental.

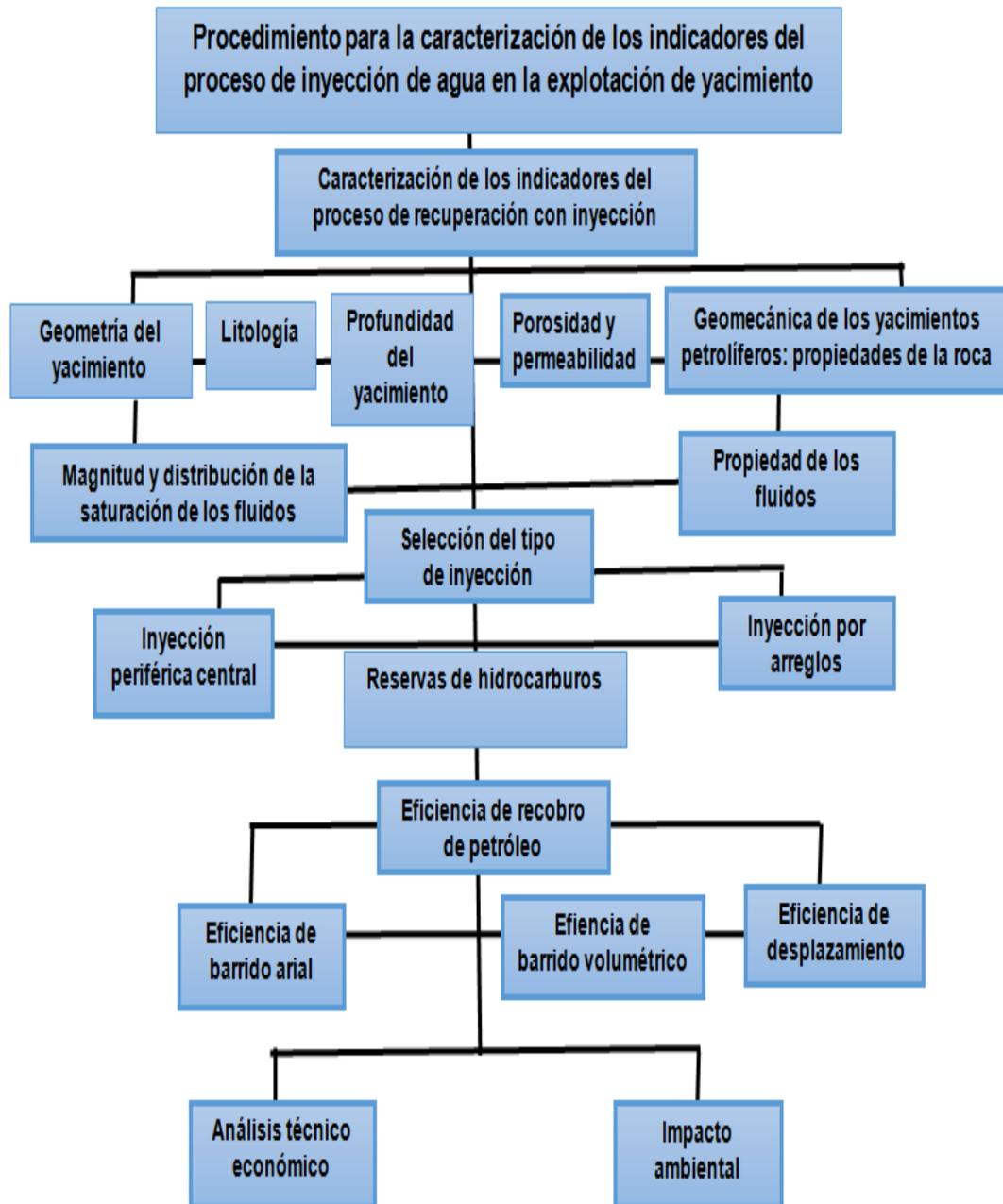


Diagrama de flujo 2. Procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo. Fuente: Castellanos, D. (2015)

3.3 Caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua

La caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua se considera esencial para dar veracidad a la aplicación del conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía o materiales para recuperar el petróleo, los cuales dan presentación de la proyección veraz de la configuración geológica del yacimiento, en el caso del presente estudio se detallada cada indicador que esta especificada por la geometría, litología, profundidad, porosidad, permeabilidad, geomecánica de los yacimientos, magnitud, distribución de la saturación de los fluidos propiedades de los fluidos, selección del tipo de inyección, reservas de hidrocarburos, eficiencia de recobro de petróleo, análisis técnico económico e impacto ambiental.

3.3.1. Geometría del yacimiento

Según Paris de Ferrer M. (2001), uno de los primeros pasos al recabar la información de un yacimiento para el estudio de inyección de agua, es determinar su geometría, la estructura y estratigrafía de un yacimiento controlan la localización de los pozos productores y por consiguiente los métodos por los cuales éste será producido a través de inyección de agua o gas. La estructura geológica es el principal factor que rige la segregación gravitacional, así en presencia de altas permeabilidades, la recuperación por segregación gravitacional, particularmente en yacimientos de petróleo, puede reducir la saturación de petróleo a un valor el cual no resulta económicamente la aplicación de la inyección de agua.

Si existe una estructura apropiada y la saturación de petróleo justifica un proceso de inyección de agua, la adaptación de una invasión periférica puede producir mejores eficiencia de barrido arial que una inyección en un

patrón línea directa. La existencia de zonas con altos relieves sugiere la posibilidad de un programa de inyección de gas. La forma de campo y la presencia o no de una capa de gas también influenciara en esta decisión.

Por otro lado, la mayoría de las operaciones de las mayorías de las operaciones de inyección de agua han sido llevadas a cabo en campos que exhiben un moderado relieve estructural, donde la acumulación del petróleo se encuentra en trampas estratigráficas. Como estos yacimiento por regla general, han sido producidos con empuje de gas en solución y no han recibido beneficio de un empuje natural de agua o de otro tipo de energía de desplazamiento, usualmente poseen altas saturaciones de petróleo después de una producción primaria, haciéndose atractivos para operaciones de recuperación secundaria. Así, la localización de los pozos de inyección y producción deben adaptarse a las propiedades y condiciones que se conocen la arena.

A menudo es importante realizar un análisis de la geometría del yacimiento y de su composición pasado, para definir la presencia y la fuerza de un empuje de agua y así decir sobre las necesidades de inyección suplementaria, pues estas pueden ser innecesarias si existe un fuerte empuje natural de agua. Tal decisión depende también de la existencia de problemas como fallas o presencias de lutitas, o de otro tipo de barrera de permeabilidad. Por otra parte, un yacimiento altamente fallido hace poco atractivo cualquier programa de inyección.

3.3.2 Litología

Según Paris de Ferrer M. (2001), la litología tiene una profunda influencia en la eficiencia de la inyección de agua o de gas en un yacimiento en particular. De hecho, la porosidad, la temperatura y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan la invasión. En algunos sistemas complejos, una pequeña porción de porosidad total, como por ejemplo las porosidades

creadas por fracturas, tendrán suficientes permeabilidad para hacer efectivas las operaciones de inyección de agua. En este caso, solamente se ejercerá una pequeña influencia sobre la porosidad de la matriz, la cual puede ser cristalina, granular u vugular. La evaluación de estos efectos requieren estudios de laboratorios, detallado del yacimiento y pruebas pilotos experimentales.

A pesar de que se conoce que la presencia de minerales arcillosos en algunas arenas petrolíferas pueden taponar los poros por hinchamientos o floculación al inyectar agua o existen datos disponibles sobre la extensión de este problema, pues eso depende de la naturaleza de dicho mineral; no obstante se puede obtener una aproximación de estos efectos mediante estudios de laboratorios. Se sabe por ejemplo que en el grupo de la montmorillonita es el que mas puede causar una reducción de la permeabilidad por hinchamiento y que la caolinita es la que menos causa problemas. La extensión que puede tener esta reducción de permeabilidad también puede depende de la salinidad de agua inyectada; de hecho, usualmente se sustituye el agua fresca por salmuera para propósitos de invasión.

Parámetros como la composición mineralógica de las arena y el material cementante se deben tomar en cuenta ya que dependiendo del fluido que se inyecte se pueden ocasionar diferencias en la saturación de petróleo residual, esto se debe a que el fluido puede reaccionar con la arena o arcilla y modificar la porosidad, ya sea aumentándola o disminuyéndola.

3.3.3 Profundidad del yacimiento

La profundidad del yacimiento es otro factor que debe considerarse en una inyección con agua ya que:

- Si es demasiado grande para permitir reperforar económicamente y si

los pozos viejos deben ser utilizados como inyectores y productores, no se pueden esperar altos recobros.

- En los yacimientos profundos, las saturaciones de petróleo residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimientos someros, debido a que estuvo disponibles un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo ya que el factor de encogimiento fue grande, y por lo tanto, quedando menos petróleo.
- Grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamento más amplio, si el yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral.

Se debe actuar con mucha precaución en yacimientos poco profundo donde máxima presión que puede aplicarse en operaciones de inyección esta limitada por la profundidad de yacimiento. Durante la inyección de agua, se ha determinado que existe una presión crítica, usualmente aproximada a la presión estática de la columna de roca superpuesta sobre la arena productora y cerca de 1lpc/pie de profundidad de la arena que al excederse, ocasiona que la penetración del agua expanda aberturas a lo largo de fracturas o de cualquier otro plano de fallas, así como juntas o posiblemente nos de estratificación. Esto nos da lugar a la canalización del agua inyectada o al sobrepeso de largas porciones de la matriz del yacimiento. Consecuentemente, en operaciones que impliquen un gradiente de presión 0,75 lpc/pie de profundidad, generalmente permite suficiente margen de seguridad para evitar el fracturamiento. Al fin de prever cualquier problema, debe tenerse en cuenta la información referente a presión de fractura o de rompimiento en una localización determinada, ya ella fijará un límite superior para la presión de inyección.

3.3.4 Porosidad

La recuperación total de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad, ya que ella determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado. Como el contenido de este fluido en una roca de yacimiento varía desde 775,8 Bbls/acres-pie para porosidades de 10 y 20% respectivamente según Paris Ferrer (2001), es importante tener una buena confiabilidad en estos datos. Esta propiedad de la roca es muy variable algunas veces oscila desde 10 hasta 35% en una zona individual, otras como en la limolitas y dolomitas, pueden variar desde 2 hasta 11% debido a las fracturas y en rocas llenas de agujeros como panales de abejas y porosidades cavernosas, pueden ir desde 15 a hasta 35%. Para establecer el promedio de porosidad, es razonable tomar el promedio aritmético de las medidas de las porosidades de un núcleo de arenas. Si existe suficientes datos sobre este aspecto, se puede construir mapas de distribución de porosidades que pueden ser pesados areal o volumétricamente para dar una porosidad total verdaderas.

3.3.5.- Permeabilidad

La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla, en un alto grado, la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para determinar presión en la cara de la arena por lo tanto, en la determinación de la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento, es necesario conocer: a) la máxima presión de inyección tomando en cuenta la profundidad del yacimiento; b) la relación entre tasa y espaciamiento a partir de datos de presión y permeabilidad. Esto permite determinar rápidamente a partir de datos los pozos adicionales que deben perforarse para cumplir el programa de invasión en un lapso razonable. La prospectividad del proyecto puede calcularse comparando el recobro que se estima lograr con los gasto que involucran el programa de inyección.

El grado de variación de permeabilidad ha recibido mucha atención en los últimos años, pues determina la cantidad de agua que es necesario utilizar; entre menos heterogénea sea esa propiedad, mayor existo se obtendrá en un programa de inyección de agua. Si se observan grandes variaciones de permeabilidad en estratos individuales dentro del yacimiento, y si eso estratos mantiene continuidad sobre aéreas extensas, el agua inyectada alcanzara la ruptura demasiado temprano en los estratos de alta permeabilidad y se transportará grandes volúmenes de agua antes que los estratos menos permeables hayan sido barrido eficienteme.

Esto influye en la economía del proyecto y sobre la factibilidad de la invasión del yacimiento. No se debe dejar a un lado la continuidad de estos estratos es tan importantes como la variación de permeabilidad. Si no existe una correlación de perfiles de permeabilidades entres pozos individuales, existe la posibilidad de que las zonas más permeables no sean continuas y que la canalización de agua inyectada sea menos severa que la indicada por los procedimientos aplicados. La figura 3.1 muestra el efecto de la distribución de permeabilidad sobre la inyección de agua.

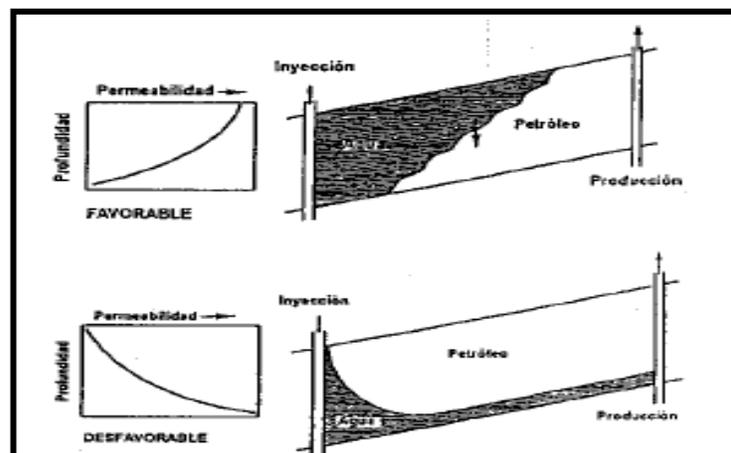


Figura 3.1. Efecto de la distribución de permeabilidad sobre la inyección de agua. Fuente: París de Ferrer (2001)

3.3.6.- Geomecánica de los yacimientos petrolíferos: propiedades de la roca

Es muy importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca en relación con la permeabilidad y la continuidad vertical, al determinar la factibilidad de aplicar la inyección de agua o de gas en un yacimiento. Como el fluido en el yacimiento es esencialmente en dirección de los planos de estratificación, la continuidad es de interés primordial. Si el cuerpo del yacimiento está dividido en estratos separados por lutitas o rocas densas, el estudio de una sección transversa de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en distancias laterales relativamente cortas, o si está presente una arena uniforme.

3.3.7 Magnitud y distribución de la saturación de los fluidos

En efecto, cuando mayor sea la saturación de petróleo en el yacimiento al comienzo de la invasión, mayor será la eficiencia de recobro y si este es elevado, el petróleo sobrepasado por el agua será menor y el retorno de la inversión por lo general, será mayor, igualmente, la saturación de petróleo residual que queda después de la invasión, está relacionada con la adaptabilidad del proceso, y mientras más se pueda reducir este valor, mayor será el recobro final y mayores ganancias. Por esa razón la mayoría de los nuevos métodos de desplazamiento de petróleo tiene como objetivo lograr reducir la saturación de petróleo residual detrás del frente de invasión.

3.3.8 Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas

Los factores que afectan la razón de movilidad son esencialmente la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca, es por ello que tiene grandes efectos en la convivencia de un proceso de inyección de fluidos en un yacimiento. En un proceso de desplazamiento la razón de movilidad está relacionada con la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del petróleo en la zona de petróleo.

3.4.- Selección del tipo de inyección

Uno de los primeros pasos de un proyecto de inyección de agua es la selección del modelo de inyección, el objetivo es seleccionar un modelo apropiado que mejore la inyección del fluido contactando la mayor cantidad de petróleo posible en el yacimiento. Cuando se realiza la selección del modelo de inyección se debe considerar los siguientes factores: Proporcionar una capacidad productiva deseada, proporcionar la suficiente tasa de inyección de agua para un adecuado rendimiento en la productividad del petróleo, maximizar el recobro de petróleo con un mínimo de producción de agua, tomar ventajas de las anomalías conocidas en el yacimiento como: permeabilidad regionales y direccionales, fracturas entre otros, ser compatible con el patrón de pozos existentes y requerir un mínimo de nuevos pozos, ser compatibles con modelos de inyección ya existentes en el campo.

En general la selección de un modelo de inyección para un yacimiento depende del número y la localización de pozos existentes, en algunos casos los pozos productores pueden convertirse en pozos inyectoros mientras que en otros casos puede ser necesaria la perforación de nuevos pozos, por lo cual, de acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de tres maneras diferentes.

3.4.1. Inyección periférica o central

Es aquella inyección en la cual los pozos inyectoros están agrupados en la parte central del yacimiento y los productores en la periferia del yacimiento estos tipos de inyección ocurre en los siguientes casos:

- **Yacimiento Anticlinal**

Con un acuífero en el cual se inyecta: en este caso los pozos forman un anillo alrededor del yacimiento como muestra la figura 3.2.



Figura 3.2. Inyección en yacimiento anticlinal con acuífero. Fuente: PDVSA Occidente (2008)

- **Yacimiento Monoclinal**

Con una capa de gas o acuífero donde se inyecta agua o gas: como se observa en la figura 3.3, los pozos inyectores están agrupados en una o más líneas localizados hacia la base del yacimiento (flanco) en el caso de inyección de agua, o hacia el tope en el caso de inyección de gas.

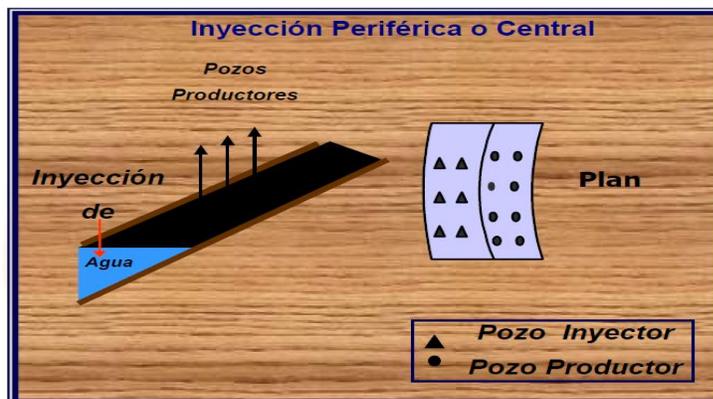


Figura 3.3. Inyección en yacimiento monoclinal con acuífero. Fuente: PDVSA Occidente (2008)

3.4.2.- Inyección por arreglos

Este tipo de inyección se emplea, particularmente en yacimientos con bajo buzamiento y una gran extensión areal. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectores se distribuyen entre productores. Esto se lleva a cabo convirtiendo los pozos productores existentes a inyectores o

perforando pozos pozos inyectores interespaciado. Los arreglos de pozos se clasifican en irregulares y geométricos:

- **Irregulares**

Los pozos de producción e inyección están colocados en forma desordenadas y cada caso particular requiere de una línea de estudio.

- **Geométricos**

Los pozos de producción e inyección están distribuidos arealmente formando ciertas formas geométricas conocidas. En sí, este arreglo consiste en inyectar agua en la capa de crudo, formando un cerco de pozos inyectores alrededor de los pozos productores con el objetivo de empujar los volúmenes de crudos remanentes en el yacimiento hacia dichos pozos productores. Cabe comentar sobre la figura 3.4 que los arreglos de dos y tres pozos que aparecen identificados como 1 y 2 son patrones para posibles pruebas piloto de inyección de agua, también el término “invertido” que identifica a los arreglos f y h insertas en la misma figura nombrada, es utilizado para hacer referencia a un tipo de arreglo en especial, señalando que tiene un solo pozo inyector por patrón. Se da de una manera resumida las características de los tipos de arreglos más comunes.

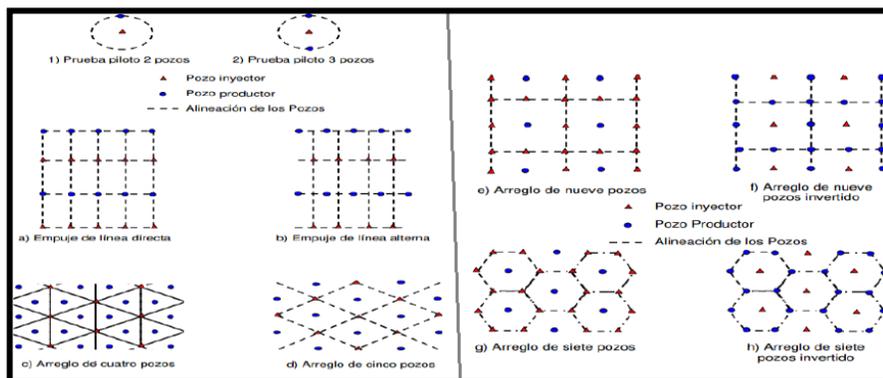


Figura 3.4 Arreglos de pozos para la inyección de agua. Inyección en yacimiento anticlinal con acuífero. Fuente: Morales, O. (2014)

3.5 Reservas de hidrocarburos

La dirección general de exploración, reserva y tierra del ministerio de energía y petróleo es la responsable de la verificación como aprobación de todo lo relacionado con las reservas de hidrocarburos, considerándose estas, los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

3.5.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos

Según la certidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción o el método de recuperación, las reservas se clasifican según los siguientes criterios; en primer lugar el de certidumbre de ocurrencia en probadas, probables y posibles; segundo criterio de facilidades de producción en probadas desarrolladas como probadas no desarrolladas y por ultimo el método de recuperación en primarias y suplementarias como se muestra en la tabla 1.

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	<ul style="list-style-type: none"> – Probadas – Probables – Posibles
Facilidades de Producción	<ul style="list-style-type: none"> – Probadas Desarrolladas – Probadas No Desarrolladas
Método de Recuperación	<ul style="list-style-type: none"> – Primarias – Suplementarias

TABLA 1. Clasificación de las reservas de hidrocarburos Fuente: Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. (2005)

De acuerdo con las necesidades del estudio, se hizo pertinente detallar la fundamentación teórica y práctica referida a los métodos de recuperación

como lo es el caso de las reservas primarias se define como las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento; así también las reservas suplementarias son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

3.6 Eficiencias de recobro del petróleo por agua

La eficiencia de recobro se puede definir como la fracción de petróleo inicial recuperado del yacimiento. Durante el barrido de un yacimiento, la eficiencia al desplazamiento coincidiría con E_R , si hipotéticamente el fluido inyectado contactara todo el petróleo del yacimiento. Asumiendo barrido volumétrico completo, la cual asume la fórmula 3-1:

$$FR = ED = \frac{N_p}{N} \dots\dots\dots (3 -1)$$

Esta variable se puede analizar en términos de: eficiencia de barrido areal (E_A), eficiencia de barrido vertical (E_v) y eficiencia de desplazamiento (E_D) para dar datos de la esencia de la recuperación secundaria por inyección de agua, especificándose cada una de las nombradas en los párrafos posteriores con las definiciones pertinentes.

3.6.1 Eficiencia de barrido areal (E_A).

Es el área barrida por el agua inyectada dividida por el área del patrón. Esta eficiencia es difícil de determinar sólo con los datos de campo. Se requiere una combinación de estudios de campo, de laboratorio y matemáticos, para

hacer una mejor estimación. Como muestra la figura 3.5; en general la eficiencia areal depende de la relación de movilidad, configuración geométrica del patrón de inyección, distribución de presión del yacimiento, heterogeneidad del yacimiento, volumen acumulado de agua inyectada dentro del área del patrón.

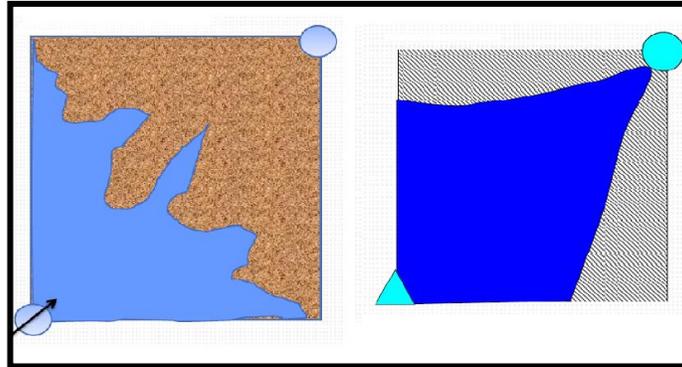


Figura 3.5 Eficiencia de barrido areal (E_A).
Fuente: Fuente: PDVSA Oriente (2008)

3.6.2 Eficiencia de barrido vertical (E_v).

Hay muchos factores que afectan la eficiencia de barrido vertical, tales como la variación vertical de permeabilidades horizontales, la diferencia de gravedad, la saturación inicial de gas, la presión capilar, la relación de movilidad, el flujo cruzado y las tasas de inyección. Los factores que afectan E_v : heterogeneidades, relación de movilidades, volumen de fluido inyectado, flujo cruzado entre capas como muestra la figura 3.6.

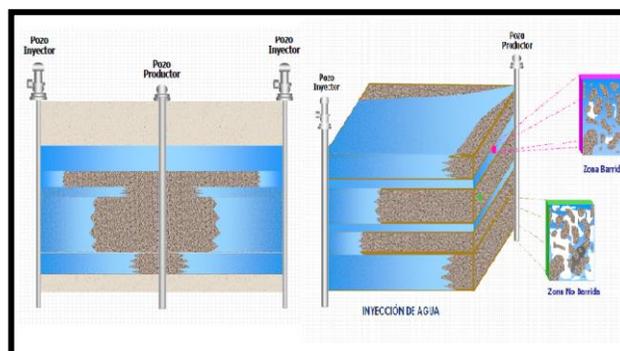


Figura 3.6. Eficiencia de barrido vertical (E_v).
Fuente: PDVSA Oriente (2008)

3.6.3 Eficiencia de desplazamiento (Ed):

Se define como la fracción de aceite en sitio en la región de barrido, desplazada por el agua de inyección, así pues, las variaciones de las propiedades del yacimiento y de los procesos, pueden afectar la eficiencia de desplazamiento, variables tales como fracturas, ángulo de buzamiento, saturaciones iniciales, relación de viscosidad, diferencial de gravedad, relación de permeabilidad relativa, presión capilar, mojabilidad y tasas de inyección la cual es afectada por los siguientes factores: fuerzas de tensión superficial e interfacial, mojabilidad, presión capilar, permeabilidad relativa. (Ver figura 3.7)

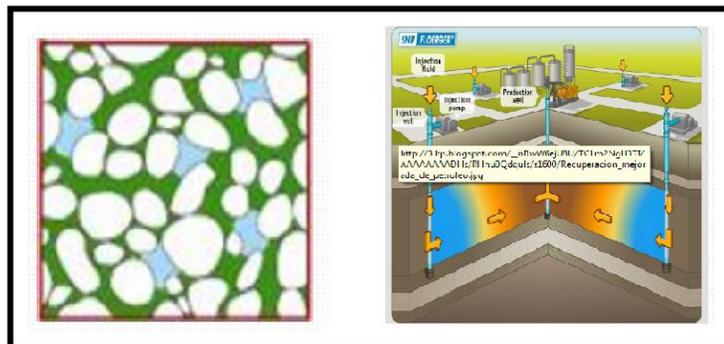


Figura 3.7. Eficiencia de desplazamiento(Ed).
Fuente: PDVSA Oriente (2008)

3.7 Aspecto económico

Basándose en la inversión inicial que se debe hacer para poner en marcha el proyecto , en el costo que representa producir 1 barril de fluido del yacimiento, y en el ingreso que se obtiene de la venta del petróleo producido, se puede realizar un análisis económico el cual abarca un análisis de flujo de caja, valor presente Neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), período de recuperación de la Inversión (PRI), y relación costo-beneficio (RCB), dando reconocimiento que el límite económico del proyecto se supera con un corte de agua de 90%.

3.7.1 Cálculo de flujo del agua.

El flujo de caja es un análisis de la variación de la inversión y costos de producción frente a los ingresos en un período de tiempo determinado, por ejemplo meses, trimestres, semestres, años, entre otros. En los primeros meses de un proyecto se obtienen valores negativos de flujo de caja debido a que los egresos son mayores que los ingresos, luego toma el valor de cero lo cual indica que la inversión se ha recuperado; a partir de este punto el flujo de caja toma valores positivos lo cual indica que se están obteniendo ganancias.

3.7.2 Valor actual neto (VAN)

Es un procedimiento que consiste en llevar cada uno de los valores de flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto hacia el año cero y sumarlos entre si. Se puede expresar mediante la fórmula 3-2.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} \dots\dots\dots (3-2)$$

Para realizar este procedimiento se usa una tasa de actualización o tasa de rendimiento esperada de la inversión r .

3.7.3 Período de recuperación de la inversión (PRI)

El período de recuperación de la inversión de un proyecto es simplemente el tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos netos de caja, por ende, una forma fácil de hallar este valor es mediante una gráfica de VAN vs. Tiempo. Al tiempo en el cual en VAN tome un valor de 0 será el PRI.

3.7.4 Relación costo / beneficio (RCB)

La relación costo/beneficio (RCB), es otro método de evaluación de proyectos que al igual que los anteriores muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión, este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto especificados en la fórmula 3-3:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}} \dots\dots\dots(3-3)$$

Si $RCB > 1$ Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)

Si $RCB = 1$ Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)

Si $RCB < 1$ Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)

3.8. Impacto Ambiental

En virtud de estudiar el impacto ambiental, se hace pertinente enfocar la importancia del conocimiento de la normativa ambiental para fundamentar el desempeño profesional, los conocimientos de las obligaciones en los diseños, dependen de la Constitución Nacional en la normativa ambiental venezolana en los artículos 127, 128 y 129, establece las referencias sobre los derechos ambientales al referir que se supera con visión sistemática o de totalidad, la concepción de la denominación del término conservación clásica, que sólo procuraba la protección de los recursos naturales.

Dentro de los estudios sobre el impacto ambiental generado por la explotación de yacimientos petrolíferos, actualmente se sigue una tendencia

mundial: políticas ambientales de amplio alcance (tratados internacionales), que dan para las empresas dedicadas a estos indicadores de evaluación como lo son descripción del proyecto, caracterización del ambiente físico, biótico, socio-económico, análisis de sensibilidad, identificación de las actividades generadoras del impacto, formulación de medidas preventivas, mitigantes correctivas y compensatorias, plan de supervisión, programa de seguimiento.

En las últimas cuatro décadas ha habido un creciente interés por las cuestiones ambientales, en cuanto a la sostenibilidad y al mejor manejo de los recursos para una correcta relación con el medio ambiente. Así pues se puso en marcha la creación de mecanismos de control que llegarían a declarar previo procedimiento, si la actividad propuesta impacta o no al medio ambiente y, por otra parte, la persona, así también, Aguirre (2014), hace referencia sobre el impacto en la atmosfera donde se extrae y se comprime el gas o petróleo para su posterior distribución, el cual contiene entre otros componentes, metano, dióxido de carbono e hidrocarburos pesados, así también, las emisiones de gases de efecto invernadero , afectan la calidad del aire en diferentes aspectos.

Por otra parte, el impacto ambiental también se denota en la contaminación de los suelos, el cual la infiltración de la mezcla de inyección de agua produce derrames en el proceso, ya sea por los transportistas de los residuos, o de las mismas estructuras que no quedan bien ajustadas; como también la deliberación de los gases tóxicos que se expande en las distintas capas de los suelos, lo cual puede producir consecuencias contaminantes.

3.9 Acápites. Resultados de la aplicación del procedimiento de inyección de agua en el yacimiento IB/BS101 del Campo Boscán.

Dando reconocimiento que el presente estudio es documental, lo presentado posteriormente representa solo un ejemplo práctico de recuperación secundaria, haciéndose énfasis en los indicadores necesarios de utilización de acuerdo con las características descritas del yacimiento como modelo teórico práctico del tipo de inyección ejecutado.

La tasa de inyección de fluidos en un yacimiento está controlada por la permeabilidad, es por ello que en la determinación de la factibilidad de inyección de agua (por ejemplo) en un yacimiento es necesario conocer: la máxima presión de inyección tomando en cuenta la profundidad del yacimiento y la relación entre tasas y espaciamiento a partir de datos de presión.

Para este estudio, se usará un modelo regular con un patrón de siete pozos invertidos. El espaciamiento mínimo para cada arreglo es de 577 m. lo que representa un área aproximada de 214 acres por arreglo de inyección. Bajo el arreglo actual como se muestra en la figura 3.8; la zona I (superior izquierda) cuenta con 4 pozo inyector y 16 productores representa un POES de 700 MMBP, el piloto de inyección (superior derecha) con 8 pozos inyectores y 36 productores representa un POES de 1500 MMBP mientras 45 que en el área de expansión del piloto de inyección (inferior) representa un POES de 1600 MMBP, se tienen 8 pozos inyectores y 34 pozos activos que están directamente influenciados por la inyección de agua por ser productores de primera línea; además, el Campo Boscán posee una permeabilidad de es ~ 500 Md.

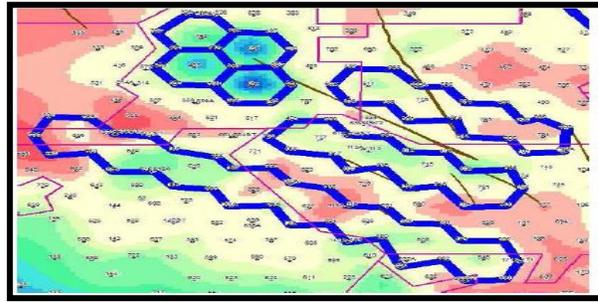


Figura 3.8. Arreglo de pozos en el área de estudio.
Fuente: Morales, O. (2014)

3.9.1 Método de Staggs

Es posible desarrollar ciertas técnicas analíticas para monitorear proyectos de inyección de agua basados en la ecuación de balance de materiales. Mientras esas relaciones son derivadas para yacimientos sencillos homogéneos con desplazamiento tipo pistón (Sor en la región barrida), ellas pueden ser usadas frecuentemente en sistemas mas complejos, estratificados, para obtener un mejor conocimiento de la eficiencia del proceso con inyección. La metodología fue primero publicada por Staggs y esencialmente representa un grafico de eficiencia de recobro contra volumen neto de agua inyectada al yacimiento, en papel cartesiano. El análisis de yacimientos puede hacerse en proyectos de inyección de agua en progreso en el cual la presión del yacimiento al comienzo de la inyección este arriba o debajo de la presión de burbujeo.

3.9.2 Análisis de proyectos de inyección de agua en yacimientos subsaturados:

La evaluación de un proyecto de inyección de agua, iniciado en cualquier momento cuando la presión del yacimiento este aun sobre la presión de burbujeo, implica que en el sistema existe liquido en una sola fase y no hay presencia de una saturación de gas libré.

3.9.3 Comportamiento de producción primaria:

La eficiencia de recuperación primaria definida como lo demuestra la fórmula 3-4:

$$E_{RP} = \frac{\Delta N_P}{N_{O_i}} = \left(\frac{N_{O_i} - N_{O_f}}{N_{O_i}} \right) \dots\dots\dots (3-4)$$

Donde,

E_{RP} = Eficiencia de recuperación primaria, fracción

N_{O_i} = Petróleo original en sitio al descubrimiento, BN

N_{O_f} = Petróleo original en sitio al comienzo de la inyección de agua, BN

ΔN_P = Producción primaria de petróleo, BN

Además,

$$N_{O_i} = V_p \cdot S_{O_i} / B_{O_i} \dots\dots\dots (3-5)$$

$$N_{O_f} = V_p \cdot S_{O_f} / B_{O_f} \dots\dots\dots (3-6)$$

Y,

$$S_{O_f} = S_{O_i} \dots\dots\dots (3-7)$$

Por encima del punto de burbujeo y despreciando la expansión del fluido y la compresibilidad de los poros.

Donde,

V_p = Volumen poroso sujeto a invasión por agua, BY

B_{O_i} = Factor volumétrico inicial del petróleo, BY/BN

B_{O_f} = Factor volumétrico del petróleo al comienzo del proyecto de inyección, BY/BN

S_{O_i} = Saturación del petróleo original.

Combinando las ecuaciones 3-4 a las 3-7 conduce a:

$$ERP = 1 - B_{O_f} / B_{O_i} \dots\dots\dots (3-8)$$

Representa el factor de recuperación primaria.

3.9.4 Comportamiento de producción secundario:

Durante la fase secundaria del proyecto se asume que la presión del yacimiento es mantenida sobre el punto de burbujeo y que el sistema de fluidos del yacimiento es incompresible. En otras palabras, la inyección de un barril de agua resultara en la producción de un barril del fluido del yacimiento. El factor de recuperación secundario se expresa:

$$ERS = (N_o - N_{ot}) / N_{oi} \quad \dots\dots\dots (3.9)$$

Donde,

N_{ot} = Petróleo en sitio en cualquier momento durante la inyección, BN

Para un desplazamiento tipo pistón, la saturación de petróleo en la región barrida, como se estableció, es S_{or} . Esto es representado por la fórmula 3-10,

$$N_{ot} = V_p * E_{vol} * S_{or} / B_o + V_p (1 - E_{vol}) S_{oi} / B_o \quad \dots\dots\dots (3-10)$$

Donde,

E_{vol} = Eficiencia volumétrica de barrido, fracción.

Para un sistema homogéneo.

$$E_{vol} = \frac{(W_i - W_p) B_w}{V_p (1 - S_{wir} - S_{or})} \quad \dots\dots\dots (3-11)$$

El denominador representa el volumen poroso desplazable.

En la ecuación 3-11,

Donde,

B_w = Factor volumétrico de formación del agua, B_Y/B_N

S_{wir} = Saturación de agua irreducible, fracción

W_i = Barriles acumulados de agua inyectada, BN

W_p = Barriles acumulados de agua producida, BN.

La eficiencia de desplazamiento esta definida por,

$$ED = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \dots\dots\dots(3-12)$$

Combinando las ecuaciones 3-5, 3-6, 3-7, 3-8, 3-9, 3-10, 3-11 y 3-12 se tiene:

$$ERS = B_{oi} * E_{vol} * ED / B_o \dots\dots\dots (3-13)$$

La eficiencia de recuperación total (primaria más secundaria) es la suma de las ecuaciones 3-8 y 3-13.

$$ER = ERP + ERS \dots\dots\dots (3-14)$$

$$ER = [1 - B_{oi} / B_o] + [B_{oi} / B_o * ED] * E_{vol} \dots\dots\dots (3-15)$$

Si B_{oi} , B_o y ED pueden determinarse o estimarse separadamente, entonces la ecuación define una relación lineal en papel cartesiano entre ER y E_{vol} , en donde la intersección con el eje vertical es la recuperación primaria. La figura 3.9 presenta un gráfico de Staggs relacionando ER y E_{vol} .

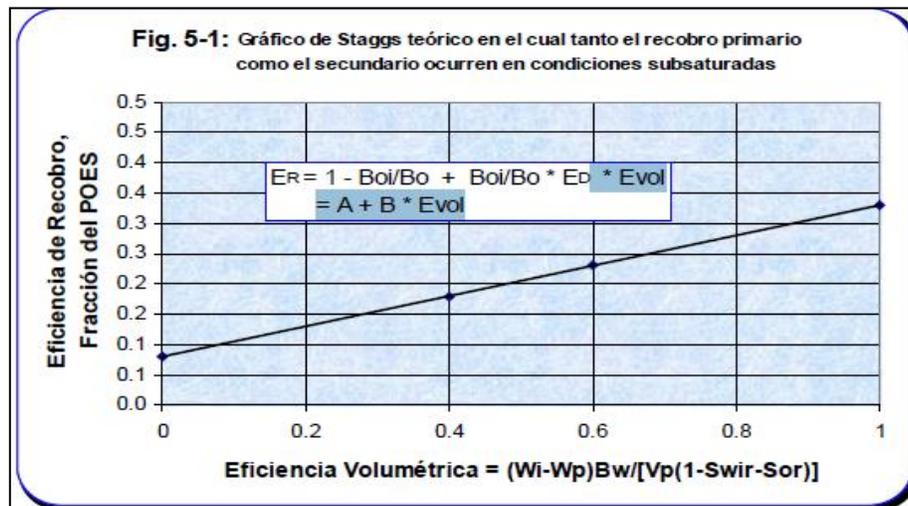


Figura 3.9 Gráfico de Staggs teórico. Fuente: Montiel E. y otros (2007)

Para utilizar la Figura 3.9 es necesario graficar la recuperación total ER , contra E_{vol} .

Donde,

$$ER = \Delta N / N_{oi} \quad \dots\dots\dots (3-16)$$

y E_{vol} está definida por la ecuación 3-11.

Al analizar un proyecto de inyección de agua existente, el comportamiento actual puede graficarse y compararse con el comportamiento teórico descrito por la ecuación 3-15.

Las desviaciones pueden ser analizadas para permitir mejorar las operaciones de campo. Experiencias en muchos proyectos indican que la inyección de agua puede ir hacia “otras zonas o yacimientos” o dentro de zonas “ladronas”, causando ineficiencia en el proyecto. La figura 3.10 es un ejemplo de un gráfico del comportamiento actual y teórico de Staggs.

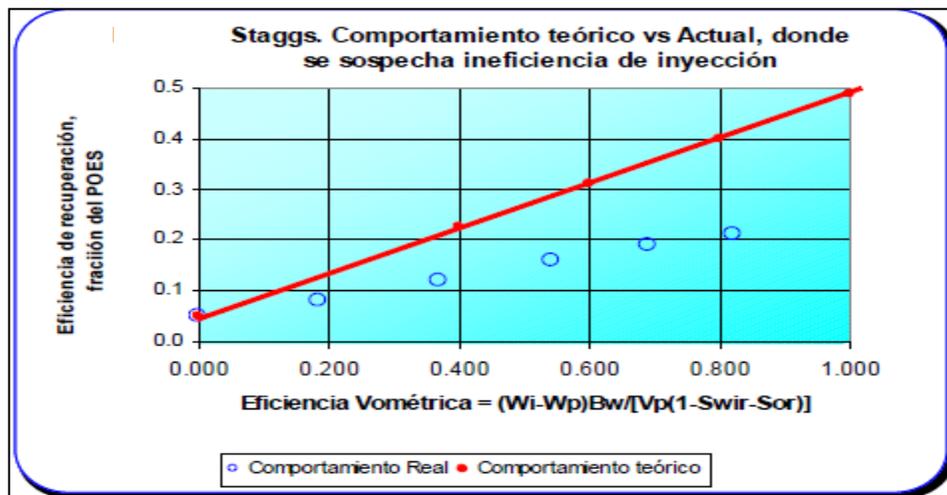


Figura 3.10 Gráfico del comportamiento actual y teórico de Staggs.
Fuente: Montiel E. y otros (2007)

Si se asume que V_p , S_{wir} y S_{or} son correctos, y si W_p puede medirse, se puede determinar un factor de eficiencia de inyección máximo para el yacimiento (E_{inj}). El procedimiento usual es determinar un valor de E_{inj} , que al multiplicarse por W_i causará que los últimos valores de los datos de campo cotejen con la curva teórica.

3.9.5 Resultados de la aplicación del procedimiento de la inyección de agua en el yacimiento IB/BS101 del Campo Boscán. Se asumirán datos supuestos ya que no se reflejan suficiente información para dicho yacimiento.

En donde se tiene:

$B_{oi} = 1.35 \text{ BY/BN}$, $B_o = 1.42 \text{ BY / BN}$, $B_w = 1.0 \text{ BY/h}$, $S_{oi} = 65 \%$, $S_{or} = 40 \%$, $S_{wir} = 35 \%$, $A = 640 \text{ acres}$, $h = 25 \text{ pies (promedio)}$, $\phi = 15 \%$ (promedio),
 $N_{oi} = 8965 \text{ MB de petróleo}$

Wi, MBls	Wp, MBls	Np, MbIs	ER=NP/Noi
0	0	439	0.049
1000	140	717	0.8
2000	280	1076	0.12
3000	480	1434	0.16
4000	780	1703	0.198
5000	1180	1883	0.21

Tabla 3.2. Datos generales del yacimiento. Fuente:
Fuente: Montiel E. y otros (2007)

De la ecuación 3.8, el recobro primario es:

$$ERP = 1 - B_{oi}/B_o$$

$$ERP = 1 - 1.35/1.42 = 0.049 \text{ ó } 49\%$$

$$V_p = 7758 * A * h * \phi \rightarrow V_p = 7758 * 640 * 25 * 0.15 = 18619 \text{ Mb}$$

$$ED = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

$$ED = \frac{0.65 - 0.40}{0.65} = 0.3846$$

Sustituyendo en la ecuación 3-15 se obtiene la recuperación teórica la cuál es:

$$ER = 0.049 + 1.35 / 1.42 * 0.3842 * E_{vol}$$

$$ER = 0.049 + 0.3846 * E_{vol}$$

Para ello se dan valores a E_{vol} de la figura 3.10 para ello se dan valores a E_{vol} :

$$E_{vol} = \frac{(W_i - W_p) B_w}{V_p (1 - S_{wir} - S_{or})}$$

(Ejemplo: 0.2, 0.4, 0.6.....1.0), se calcula ER con la expresión anterior, y se gráfica el comportamiento teórico.

$$V_p (1 - S_{wir} - S_{or}) = (18619) (1 - 0.35 - 0.40) = 4655 \text{ Mbls}$$

Wi,MBW	Wp,MBW	Evol	ER
0	0	0.000	0.049
1000	140	0.185	0.0808
2000	280	0.369	0.120
3000	480	0.541	0.160
4000	780	0.692	0.190
5000	1180	0.821	0.210

Tabla 3. 3 Cálculos de Evol y ER.
Fuente: Montiel E. y otros (2007)

Graficando ER contra Evol, indica una diferencia entre el comportamiento teórico y el comportamiento actual. Se asume el último valor de recuperación correspondiente a un factor de recuperación de 0.21 es correcto, el valor de Evol sería de 0.45. (Entrar a la figura 3.10, con el valor de eficiencia de recuperación 0.21 y leer el valor de la eficiencia volumétrica (Evol) de 0.45). También se puede calcular el valor de Evol con la ecuación.

$ER = 0.049 + 0.365641 * Evol$, con el valor de ER de 0,21. Este valor es más exacto.

Luego.

$$Evol = 0.45 = \frac{Einj * 5000 * 10^3 - 1180 * 10^3 * 1}{4655 * 10^3}$$

$Einj = 0.655$ o 65.5 %

Aplicando éste factor de eficiencia de inyección a todos los puntos de datos, resulta lo siguiente:

Wi, MBW	0,655 Wi, MbW	Wp; MBIs	Evol	ER
0	0	0	0.000	0.049
1000	655	140	0.111	0.080
2000	1310	280	0.221	0.120
3000	1965	480	0.319	0.160
4000	2620	780	0.395	0.190
5000	3275	1180	0.450	0.210

Tabla 3.4 Tabla con valores ajustados de Wi Fuente: Fuente: Montiel E. y otros (2007)

El gráfico con los valores ajustados del comportamiento actual y teórico se muestra en la figura 3.11. Puede observarse un buen ajuste. Se concluye que solamente alrededor del 66 % del agua inyectada entra a la formación productora; debe aclararse del ejemplo anterior que puede existir incertidumbre en varias variables. Por ejemplo, errores en los volúmenes de agua producida, volumen poroso, saturación de agua irreducible, o impropia selección de las saturaciones residuales de petróleo, pueden causar desviaciones entre el comportamiento actual del teórico. En consecuencia, puede ser necesario determinar si otros parámetros distintos a la eficiencia de inyección podrían causar una desviación significativa del modelo teórico.

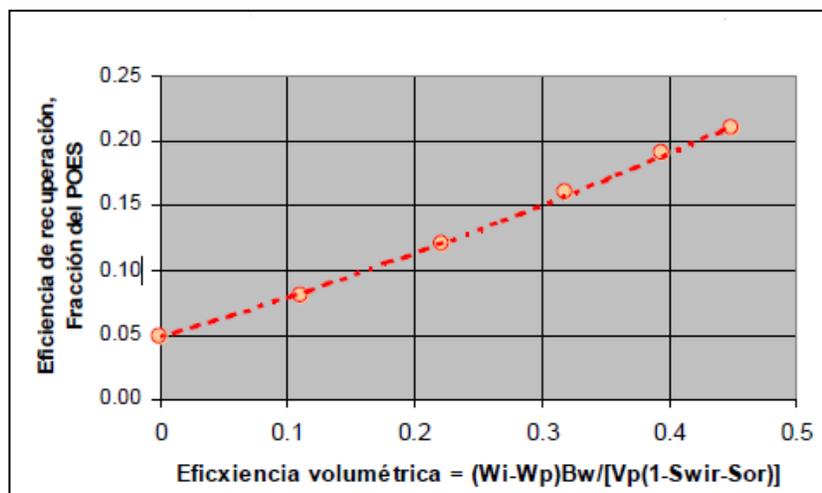


Figura 3.11. Gráfico de Stagg's teórico y corregido con eficiencia de inyección de 65.5 Fuente: Montiel E. y otros (2007)

La eficiencia de inyección es del 100 % pero el volumen poroso estimado es muy pequeño, los datos de puntos actuales caerán hacia la derecha de la línea; cuando los datos caen a la izquierda de la línea, esto pudiera indicar que el volumen poroso estimado es muy grande.

3.10 Conclusión.

El análisis y evaluación del procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IB/BS101 Campo Boscán de la Cuenca del Lago de Maracaibo para el estudio de caso se concluyó que solamente alrededor del 66% del agua inyectada entra a la formación productora; y además si la eficiencia de inyección es del 100 %; el volumen poroso estimado es muy pequeño, los datos de los puntos presentado en particular en la figura 3.11, si estos se caerán hacia la derecha de la línea y si están a la izquierda de la línea, esto pudiera indicar que el volumen poroso estimado es muy grande y esto indica un alto volumen de inyección.

Conclusiones

1. En cuanto a los antecedentes, se observó que ninguno de los estudios previos presentados evidencia procedimientos para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento.
2. Tomando en cuenta la revisión documental referida a los elementos geológicos del yacimiento, es importante resaltar que los datos sísmicos muestran que Boscán superior e inferior se encuentra en diferentes niveles estratigráficos por lo que las arenas productivas más profundas están en la parte sur del campo, debido al espesor de la misma ; esto permite determinar la factibilidad en la aplicación de la inyección de agua, teniendo en cuenta la continuidad de las propiedades de las rocas en relación con la permeabilidad y la continuidad lateral.
3. Se concluye haber diseñado el procedimiento de caracterización de los indicadores de inyección de agua, en virtud de responder a la necesidad de establecer un sistema de extracción de petróleo basado en los factores que controlan la recuperación por inyección y así obtener un mayor recobro de petróleo en el yacimiento; reconociendo que en el caso estudio alrededor del 66 % del agua inyectada entra a la formación productora.

Recomendaciones

1. Profundizar la caracterización de los indicadores de inyección de agua, al llevar a cabo este procedimiento para mejorar el recobro de producción petrolífera.
2. Dar especificaciones de los factores geológicos de incidencia en la explotación del pozo petrolífero, especialmente detallar el reconocimiento de las rocas sedimentarias porque este grupo de rocas se originan y entrapan los hidrocarburos.
3. Mantener en actualización los procesos de estimaciones de costos – ganancias.
4. Se debe tomar en cuenta las normativas de impacto ambiental, en cualquier aplicación de proyectos en yacimientos petrolíferos porque se ha determinado daño atmosférico y de los suelos.

Referencias Bibliográficas

ALMAZA R. 1998: Campo Petrolífero de Venezuela. Campo Boscán Maracaibo – Edo Zulia.

ANGULO C. 2007: Recuperación Secundaria por Inyección de Agua a los Yacimientos U y T del Campo Yuca. Trabajo de grado presentado escuela politécnica nacional. Tutor: Ing. Raúl Valencia, MSc. Quito- Ecuador

ANNIA P. CARLOS E. 2004: Inyección Dispersa de Agua en Yacimientos del Miembro C-2-X del Campo Centro Lago. Trabajo de Grado presentado en la Universidad del Zulia. Maracaibo. Tutor: José Udón Colina.

ARAUJO B. & JOSÉ G. 2009: Optimización de la inyección de Agua en el Yacimiento C-2 del Área Noroeste VLE-305. Trabajo Magíster Scientiarum en ingeniería de petróleo presentado ante la Universidad del Zulia. Tutor: Américo Perozo. Zulia- Maracaibo.

AZPIRITXAGA I.; CORTIULA B.; HERRERA S & SANOIS Y. 1992: Manual Para la Identificación de Facies en Muestras de canal. Maravén S.A. Exploración y Producción Caracas. 11 p.

BELLIZZIA G. & PIMENTEL DE B. 1995: Consolidación de Terrenos Continentales Gondwánicos. Precámbrico-Paleozoicos en los Andes de Venezuela. Vol. de Geología, Pub. Especial N° 11. Ministerio de Energía y Minas. Venezuela, 227-256.

CASTILLO J.; PERARNAU A. & GRATEROL V. 1988: Posibilidad de Orientar Núcleos Obtenidos en Pozos Petroleros por Medio del Paleomagnetismo", IV Congreso Venezolano de Geofísica, 11 al 15 de Septiembre, Caracas – Venezuela.

CARLL, JOHN F. 1880: The Geology of the oil regions of Warren, Venango, Clarion and Butler Counties, Pennsylvania, 2^{da} Geology Survey of Pennsylvania.

COONEY P. & LORENTE M. 1997: Implicaciones tectónicas de un evento estructural en el Cretácico Superior (Santoniense-Campaniense) de Venezuela Occidental. 195-204. Tomo I. Mem. VIII Congreso Geológico Venezolano, Soc. Venezolana de Geología.

CRAIG, F. & GRAIG F. 1982: Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. Estados Unidos. Dallas: Mollet the Printer.

ESCOBAR, F. 2009: Fundamentos de Ingeniería Yacimientos, Ingeniería de Petróleo. Editorial Universal Surcolombiana. Bogotá - Colombia.

GARCÍA, M. 2011: Evaluación del Proceso de Recuperación Secundaria Mediante la Inyección Continua de Agua Empleando Simulación Numérica, Yacimiento Nodasaria 15C, Campo Jusepín. Trabajo de Grado presentado en Universidad del Oriente Maturín – Edo Monagas, Tutor. Isaac Contreras.

GAVES, G. & JAM, P. 1997: Formación Misoa. Código Estratigráfico de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.

GHOSH S.; PESTMAN P.; MELENDEZ L.; LORENTE M. & ZAMBRANO E. 1997: El Eoceno en la Cuenca de Maracaibo: Facies Sedimentarias y Paleogeografía. 283 - 293. Tomo I, Mem. I Congreso Latinoamericano de Sedimentología, Soc. Venezolana de Geología.

GUERRERO, R. 2013: Efecto de la Inyección de Agua Sobre la Producción en los Yacimientos C-4 / C-5 LAG3047, Bloque X del Lago de Maracaibo Trabajo de Grado presentado ante la Universidad del Zulia. Tutor: Ing. MSc. Américo Perozo.

GONZÁLEZ, G. 2010: Evaluación técnica de un Sistema de Recolección de gas de venteo en pozos con Bombeo Mecánico en el área Nor-Este de Campo Boscán. Trabajo de Grado presentado en Universidad del Zulia Maracaibo, Tutor: Ing. Jorge Barrientos.

GONZÁLEZ, C. 1980: Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. Tomos I y II. Ediciones Foninves. Caracas – Venezuela.

GUTIÉRREZ, O. 2004: Evaluación de Esquemas de Inyección de Agua en Yacimientos Maduros a Través de un Modelo de Simulación, Trabajo de Grado Para Optar por el Título de Magíster Cientlarur Universidad del Zulla. Maracaibo Tutor: Ing. Msc. Américo Perozo.

KISER. D.G. 1992: Cuencas sedimentarias de Venezuela. Boletín sociedad venezolana, 7 -27.

LUGO, J. 1994: The Merida Arch Tectonic control on deposition from Late Mesozoic to Early Cenozoic in western Venezuela. 291 - 310. Mem. V Simp. Bolivariano.

LUGO, J. & MANN, P. 1995: Jurassic-Eocene tectonic evolution of Maracaibo Basin. *En* Tankard, A., Suarez, R. y Welsink, H. (eds.), Petroleum Basins of South America; 698 - 725. AAPG Mem. 62.

MENÉNDEZ, F. & PÉREZ, J. 1992: Modelo Estructural del Flanco Norandinoentre las poblaciones La Fría-Boconó- Sabana Grande- El Cobre, estado Táchira. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Escuela de Geología, Minas y Geofísica, U.C.V.; 201 p.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO. 2005: Definiciones y Normas de las reservas de Hidrocarburos. Caracas – Venezuela: MENPET.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO. 2007: Clasificación, Definiciones y Lineamientos de los Recursos y Reservas Petroleras para el 2007. Venezuela. Caracas: MENPET.

MORALES, M. & ROSALES, PEGGY G. 2007: Evaluación del Comportamiento Histórico de Producción de los proyectos de Recuperación Secundaria en el Occidente de Venezuela Trabajo de Grado presentado en Universidad Central de Venezuela. Caracas – Venezuela. Tutor: Dr. Ing. Martín Essinfeld

MORALES O. 2014: Estimación del Factor de Recobro de Petróleo Mediante la Inyección de agua en el Yacimiento IB / Bs 101 del Campo Boscán Trabajo de Grado presentado Universidad Central de Venezuela Caracas – Venezuela. Tutor académico: Prof. Alberto Vegas Tutor Industrial: Ing. Erick Santander

MONTIEL, E. & SOTO, R. 2007: Tópicos de Recuperación Secundaria Mediante Inyección de Agua.

MORALES, M. 2002: Caracterización Sedimentología Del Yacimiento B-1 Svs0073 de La formación Misoa en la Cuenca de Maracaibo. Tutor Académico: Prof. Eglee Zapata. Cotutor Académico: Prof. Víctor Padrón

PARIS DE FERRER, M. 2001: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro data S.A. Maracaibo - Venezuela.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA-CENTRO DE FORMACIÓN Y ADIESTRAMIENTO- CEPET. 1991: La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, Editorial Ex Libris, C.A., Caracas – Venezuela.

PDVSA, 2008: Memoria Descriptiva del Proyecto Piloto Para Reactivación del Yacimiento Nodasarie 15C, miembro Chapapotal, Formación Carapita del Campo Jusepín. Maturín – Edo Monagas.

PDVSA, 2000, Comunidades de conocimientos en métodos convencionales de recobro, Informe PDVSA, Maracaibo- Edo Zulia

RODRÍGUEZ , A. 2000: OPEP. Petróleo y Universidad: Ministerio de Energía y Minas, Dirección de Asuntos. Caracas – Venezuela.

SALAZAR, V. 2006: Caracterización Petrofísica del Yacimiento Lagunillas Inferior 05. Trabajo de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo, Tutor: Prof. Giuseppe Malandrino

SOTO, L. 2011: Alternativas para la Disminución del Venteo de Gas en Anular de Pozos en Campo Boscán. Trabajo de Magíster Scientiarum en ingeniería de gas presentado en la Universidad del Zulia. Tutor: Jorge Barrientos

Soto, I. 2014: Factores Geológicos que Influyen en la Continuidad Espacial DEL Flujo de Inyección de Agua en las Unidades del Yacimiento LGITJ – 0102. Trabajo de grado presentado opción al Título Académico de Máster en Geología. Instituto Superior Minero Metalúrgico Facultad de Geología y Minería Departamento de Geología. Convenio Cuba- Venezuela Zulia. Tutor industrial: Dr. C José Quintín Cuador Gil

STAGGS, H. 1980: An Objective Approach to Analyzing Waterflood Performance,
Paper presented at Southwest Petroleum Short Course, Lubbock, and Texas.5.2

VILLALOBOS, CARIDELI. 2015: Modelo Estratigráfico de la Formación Misoa Edad Eoceno, en las Arenas Superiores del Bloque III, Yacimiento URD-01. Lago de Maracaibo. Trabajo de grado presentado opción al Título Académico de Máster en Geología. Instituto Superior Minero Metalúrgico

Facultad de Geología y Minería Departamento de Geología. Convenio Cuba-Venezuela Zulia. Tutor industrial:

M.sc Yusbelis Gómez

VALDÉS, C. 2014: Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid. Doctorado en Medio Ambiente Dimensiones Humanas y Socioeconómicas.

Glosario de Términos

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

Agua de formación: Cantidad de agua producida en forma libre y/o emulsionada con los hidrocarburos producidos por los pozos.

Agua y sedimento: Cantidad de agua y sedimento en suspensión, presente en los hidrocarburos líquidos, determinada como un porcentaje en volumen (%AYS) del total de líquido contenido en los tanques, mediante el método de centrifugación.

Área de explotación: Área donde se agrupan los yacimientos que presentan características similares, en cuanto a propiedades de las rocas y de los hidrocarburos producidos.

Arena petrolífera: Porción de arena, la cual contiene volúmenes de hidrocarburos.

Arena: Porción estratigráfica permeable de cada yacimiento en el subsuelo que puede ser o no petrolífera. Se utiliza para definir el tipo de formación.

Barril: Medida "estándar" de volumen, equivalente a 42 galones Americanos y 0,158988 metros cúbicos.

BBPD: Abreviatura de Barriles Brutos de Petróleo por Día.

BNPD: Abreviatura de Barriles Netos de Petróleo por Día.

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

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

Capa de Gas: es el gas natural atrapado en la parte superior de un reservorio y permanece separado del crudo, agua salada u otro líquido en el pozo.

Condiciones normales del gas: el volumen y otras propiedades físicas del gas se comedido a 14.7 lpca y a 32° C de temperatura.

Conificación de Agua: Superficie en forma de cono que toma el contacto agua-petróleo alrededor de un pozo productor de hidrocarburos, debido al movimiento vertical hacia arriba del contacto, causado por una alta tasa de producción o al empuje hidrostático de fondo y a una alta permeabilidad vertical (Kv) de la formación cerca del pozo.

Conificación de gas: Ocurre en el pozo cuando el mismo produce desde una zona libre de gas. El contacto gas- petróleo se ubica alrededor del pozo al flujo radial de petróleo y a la caída de presión que resulta de ese proceso. Para equilibrar la caída de presión causada por el flujo de petróleo hacia la zona de gas, se necesita una columna de gas más alta cerca del pozo.

Datum: Profundidad a la cual son referidas las presiones tomadas en los pozos, con el propósito de que las mismas sean comparativas.

Facies: Un facie sedimentario es una unidad litológica definida por un conjunto de parámetros físicos, químicos y biológicos, que la caracterizan y diferencian de las rocas adyacentes.

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

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

Factor Volumétrico del Petróleo (Bo): Es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica del petróleo a condiciones normales.

Fallamiento: Es una discontinuidad que se forma en las rocas por fracturamiento, cuando concentraciones de fuerzas tectónicas exceden la resistencia de las rocas. La zona de ruptura tiene una superficie más o menos bien definida denominada plano de falla y su formación va acompañada de un deslizamiento tangencial (paralelo) de las rocas a este plano. Los estratos que antes coincidían se separan o desplazan uno respecto al otro. En resumen, es un deslizamiento relativo entre bloques rocosos adyacentes.

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

Fracturamiento: Técnica de estimulación de pozos que se basa en crear un canal altamente conductivo, que se extiende desde el pozo hasta una cierta

profundidad horizontal en la formación, para mejorar la permeabilidad en las zonas aledañas al pozo, para así aumentar su productividad.

Gravedad API (API gravity): Escala arbitraria de gravedad empleada generalmente en la industria petrolera y la cual es aplicada a petróleos y condensados líquidos

Heterogeneidad: se refiere a las variaciones areales y verticales en las propiedades del yacimiento.

Homoclinal (homocline): es una estratigrafía de buzamiento constante.

Humectabilidad: Se conoce con el nombre de humectabilidad, a la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial. En la siguiente figura pueden observarse dos líquidos, agua y petróleo, en contacto con una superficie sólida, y se pueden apreciar tres casos de equilibrio de fuerzas en la interfase agua – petróleo – sólido.

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

Memoria Descriptiva: Documento que describe y define proyectos y programas técnicos aplicados a un área específica en cualquier nivel del negocio petrolero y que, según su objetivo, permite alcanzar una mayor rentabilidad y optimización en la capacidad de producción de petróleo. Este

documento engloba un plan de desarrollo donde, generalmente, se reflejan cálculos reales y proyecciones según el alcance del proyecto, y es presentado por las empresas operadoras ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo para su aprobación.

Petróleo no saturado o subsaturado: Se dice que un petróleo no saturado cuando a la presión y temperatura a la que se encuentra puede aceptar más gas en solución (si existe gas disponible en el yacimiento) y si ocurre una disminución de presión no se produce liberación del gas en solución.

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

Petróleo Saturado: Se dice que el petróleo está saturado cuando la presión y temperatura a la cual se encuentra no permite más gas en solución, y si ocurre una disminución de presión se produce una liberación de parte del gas en solución.

Productividad: Capacidad que tiene el pozo de producir hidrocarburos, recuperables y no recuperables, que posee un determinado yacimiento.

Unidades Sedimentarias: Es una asociación de facies que coexisten en equilibrio de un determinado ambiente de sedimentación.