

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis volumétrico del yacimiento Basal Tena mediante el balance de materia para el desarrollo del plan piloto de waterflooding en el campo
Culebra – Yulebra

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentado por:

Ronald Neptali Huilcapi Santillán

Yira Gabriela Vásquez Giler

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2018

DEDICATORIA

A mis padres, Neptali Juan Huilcapi Rosero y Ligia Felicidad Santillán Tello, por ser mi apoyo en la culminación de esta meta y mi inspiración durante todos estos años.

Una especial dedicatoria para la empresa PETROAMAZONAS. EP y al equipo de trabajo del consorcio SHAYA – SCHLUMBERGER por brindarnos la ayuda necesaria para la realización de este proyecto, en especial al Ing. Fernando Sagnay y al Ing. Byron Fun Sang por ser el soporte y guía durante el proyecto.

Ronald Neptali Huilcapi Santillán

DEDICATORIA

A mi madre, Yira Annabell Vásquez Giler, por ser el pilar fundamental en la culminación de mi carrera y mi inspiración durante todos estos años para alcanzar todas mis metas.

Una especial dedicatoria para la empresa PETROAMAZONAS. EP y al equipo de trabajo del consorcio SHAYA – SCHLUMBERGER por brindarnos la ayuda necesaria para la realización de este proyecto, en especial al Ing. Fernando Sagnay y al Ing. Byron Fun Sang por guiarnos durante el proyecto para su culminación.

Yira Gabriela Vásquez Giler.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mi madre, por el apoyo que me han brindado durante mi carrera, enseñándome que el camino más difícil es el que llena de mayor satisfacción.

Agradezco a Dios, a mis padres, amigos y seres amados por siempre estar presentes, por llenarme de alegrías en momentos difíciles y por el apoyo que me entregaron durante estos años.

Yira Gabriela Vásquez Giler

Ronald Neptali Huilcapi Santillán

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Ronald Neptali Huilcapi Santillán y Yira Gabriela Vásquez Giler* damos nuestro consentimiento para que la ESPOI realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Ronald Neptali Huilcapi
Santillán

Yira Gabriela Vásquez
Giler

EVALUADORES

MSc. Fernando Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA

MSc. Francisco Miranda

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente proyecto de investigación se realizó en el campo Culebra – Yulebra, ubicado en el Bloque 61 del riente ecuatoriano. El Bloque 61 está bajo la responsabilidad del consorcio Shaya S.A. conformado por la empresa estatal Petroamazonas EP junto con la prestadora de servicios Schlumberger.

Se pretende realizar el análisis volumétrico del yacimiento Basal Tena para evaluar la factibilidad de implementación de un plan de desarrollo del campo de estudio mediante la inyección de agua. Para aquello fue necesaria la caracterización del sistema roca – fluido junto con la revisión de los datos históricos de producción en la arenisca Basal Tena, para proceder a realizar un modelo de balance de materia utilizando el software MBAL, mediante el cual se predice el comportamiento del yacimiento y se estima el petróleo original en sitio (POES). Luego se realiza la selección de los pozos candidatos, productores e inyectores, que deberán ser implementados para poder lograr una recuperación eficiente del volumen de hidrocarburo, generando un aumento en el factor de recobro.

El presente estudio se justificó por cuanto posee valor teórico, utilidad práctica, conveniencia y en base a los beneficios netos que genera. Metodológicamente el trabajo investigativo aborda desde la integración de aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos característicos del yacimiento, que permitirá entender el comportamiento actual del yacimiento, para establecer el plan de desarrollo. El análisis de la solución propuesta contempla la conversión de un pozo productor a inyector y el cambio de zona de un pozo actualmente cerrado.

Palabras claves: Recuperación secundaria, Waterflooding, Basal Tena, Culebra, Yulebra.

ABSTRACT

The current research project was carried out in the Culebra - Yulebra field, located in Block 61 in Ecuadorian east part. Block 61 is managed by Shaya S.A. consortium formed by the state company, Petroamazonas EP, and the service provider company, Schlumberger.

The volumetric analysis of Basal Tena deposit is intended to evaluate the feasibility of implementing a studied field development plan through water injection. For that, the characterization of rock - fluid system and historical production data in the Basal Tena sandstone was necessary to make a material balance model using the MBAL software, through which the behavior of Original Oil in Place (OOIP) is estimated. Then the selection of candidate wells, producers and injectors, is made; these wells must be implemented in order to achieve an efficient recovery of hydrocarbon volume, increasing the recovery factor.

The current study was justified for its theoretical value, practical utility, convenience and net benefits it generates. Methodologically, the research work approach covers structural, stratigraphic, sedimentological, petrophysical and fluid aspects, characteristic of deposit, which allows understanding the current behavior to establish a development plan. The analysis of proposed solution contemplates the transformation of a producer well to an injector well and the change of area of an actually closed well.

Keywords: Secondary Recovery, Waterflooding, Basal Tena, Culebra, Yulebra

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
SIMBOLOGÍA.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
CAPÍTULO 1.....	16
1. INTRODUCCIÓN	16
1.1 Descripción del problema	17
1.2. Justificación del Problema.....	17
1.3. Objetivos	18
1.3.1. Objetivo general.....	18
1.3.2. Objetivos específicos	18
1.4. Marco Teórico	18
1.4.1 Descripción del campo Culebra – Yulebra.....	18
1.4.2 Geología del campo Culebra – Yulebra	20
1.4.3 Características de las formaciones productoras	22

1.4.4	Columna estratigráfica del campo Yulebra	25
1.4.5	Descripción del yacimiento Basal Tena	26
1.4.6	Evolución de producción del campo Culebra – Yulebra.....	27
1.4.7	Mecanismo de drenaje.....	29
1.4.8	Mecanismos de producción primaria	30
1.4.9	Propiedades de los fluidos	31
1.4.10	Técnicas para la obtención de datos petrofísicos	32
1.4.11	Propiedades de las rocas	33
1.4.12	Petróleo original en sitio (POES)	35
1.4.13	Reservas	36
1.4.14	Ecuación de balance de materia	37
1.4.15	Inyección de agua para la recuperación secundaria del petróleo	39
1.4.16	Desplazamiento de fluidos inmiscibles	42
1.4.17	Arreglo de pozos y eficiencia de barrido.....	55
CAPÍTULO 2.....		59
2.	METODOLOGÍA.....	59
2.1	Tipo de investigación.....	60
2.1.1	Investigación analítica.....	61
2.1.2	Investigación de campo	61

2.2	Referencias bibliográficas	61
2.3	Recolección de datos del campo Culebra – Yulebra	61
2.4	Desarrollo	66
2.4.1	Evaluación petrofísica	66
2.4.2	Propiedades de los fluidos	67
CAPÍTULO 3.....		68
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	68
3.1	Balance de materia utilizando software MBAL	68
3.2	Selección del área de Interés	81
1.2	Descripción de los pozos del área de interés	82
3.3	Correlación estructural de los pozos del área de interés	86
3.4	Selección de pozo inyector de agua.....	87
3.5	Capacidad de inyección	89
3.6	Cálculo del tiempo de surgencia mediante el método de Buckley Leverett.....	91
3.7	Cálculo del factor de recobro generado por la inyección.....	96
3.8	Aumento de Presión a partir de la inyección, MBAL.....	99
3.9	Análisis de resultados.....	102
CAPÍTULO 4.....		106

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
4.1 Conclusiones.....	106
4.2 Recomendaciones.....	107
BIBLIOGRAFÍA.....	108
ANEXOS.....	109

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
POES	Petróleo Original en Sitio
MBAL	Material Balance
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
TEXACO	Texas Petroleum Company
API	American Petroleum Institute
EP	Empresa Pública
GRV	Gross Rock Volume
BT	Basal Tena
PVT	Pressure Volumen Temperature
EBM	Ecuación de Balance de Materiales
BUP	Build Up
N/G	Net to Gross
GR	Gama ray
SG	Gravedad específica
OFM	Oil Field Manager
BSW	Basic Sediment and Water
EVR	Erosion Velocity Ratio

SIMBOLOGÍA

km	Kilómetro
bls	Barriles
ft	Pies
BPPD	Barriles de petróleo por día
%	Porcentaje
SP	Potencial Espontáneo
DT	Total Deep
N_p	Acumulado de petróleo producido
β_o	Factor volumétrico de formación de petróleo
R_p	Acumulado de Relación de gas – petróleo producido
R_s	Relación de gas petróleo en solución
β_g	Factor volumétrico de formación del gas
W_p	Acumulado de agua producida
β_w	Factor volumétrico de formación del agua
N	Volumen inicial de petróleo en el reservorio
β_{oi}	Factor volumétrico de formación de petróleo a presión inicial del reservorio
R_{si}	Relación de gas petróleo en solución a presión inicial del reservorio
m	Relación de los volúmenes iniciales de gas libre y petróleo en el reservorio
β_{gi}	Factor volumétrico de formación del gas a presión inicial del reservorio
C_w	Compresibilidad del agua
S_{wi}	Saturación de agua a condiciones iniciales del reservorio
C_f	Compresibilidad de la formación
ΔP	Diferencial de presión promedio en el reservorio
W_e	Influjo de agua
F	Producción neta del reservorio (Método de Havlena y Odeh)
E_o	Expansión del petróleo (Método de Havlena y Odeh)
E_g	Expansión del gas (Método de Havlena y Odeh)
E_{fw}	Expansión de la formación y del agua (Método de Havlena y Odeh)

E_t	Expansión total (Método de Havlena y Odeh)
f_w	Flujo fraccional de agua
q_w	Tasa de flujo de agua
q_o	Tasa de flujo de petróleo
k_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
u_w	Viscosidad del agua
u_o	Viscosidad del petróleo
A	Área total de la formación perpendicular al flujo
$\partial p_w / \partial x$	Gradiente de presión en la fase de agua
$\partial p_o / \partial x$	Gradiente de presión en la fase de petróleo
ρ_w	Densidad del agua
ρ_o	Densidad del petróleo
g	Aceleración de la gravedad
ϕ	Porosidad
S_w	Saturación de agua
S_o	Saturación de petróleo
Pr	Presión de reservorio
Pb	Presión al punto de burbuja
Tr	Temperatura del reservorio
psia	libra de fuerza por pulgada cuadrada
ppm	partes por millón
md	milidarcys
cp	centipoise

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del campo Culebra – Yulebra	19
Figura 1.2 Sección sísmica E – O, campo Culebra – Yulebra.....	21
Figura 1.3 Columna estratigráfica generalizada de la cuenca oriente, Ecuador.....	22
Figura 1.4 Columna estratigráfica del campo Yulebra	25
Figura 1.5 Mapa estructural al tope de la arenisca Basal Tena.....	26
Figura 1.6 Mapa de GRV de la arenisca Basal Tena	27
Figura 1.7 Campo Culebra – Yulebra: Historial de producción.....	28
Figura 1.8 Campo Culebra – Yulebra: Historial de producción Basal Tena.....	28
Figura 1.9 Campo Culebra – Yulebra: Evolución de producción de líquido y pozos productores activos en BT	29
Figura 1.10 Campo Culebra – Yulebra: Mecanismo de empuje arenisca Basal Tena...29	
Figura 1.11 Empuje por expansión de la roca y de los fluidos	31
Figura 1.12 Fluidos producidos versus ($E_o + E_{fw}$)	39
Figura 1.13 Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.....	40
Figura 1.14 Inyección de agua externa o periférica.....	41
Figura 1.15 Tipos de desplazamiento.....	42
Figura 1.16 Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección	43
Figura 1.17 Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo de la inyección.....	44
Figura 1.18 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura	44
Figura 1.19 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de abandono	45
Figura 1.20 Modelo lineal de inyección	46

Figura 1.21 Curva de Flujo Fraccional de Agua	52
Figura 1.22 Derivada del flujo fraccional de la saturación de agua, (típica de una muestra de roca mojable al agua)	53
Figura 1.23 Distribución de la saturación de agua en función de la distancia adimensional	53
Figura 1.24 Compensación de áreas para hallar el frente de choque	54
Figura 1.25 Distribución de la Saturación de Agua Mostrando el Frente de Choque	55
Figura 1.26 Tipos de arreglos de pozos	57
Figura 2.27 Características de los fluidos de petróleo.....	63
Figura 2.28 Curvas permeabilidad relativa en Basal Tena	64
Figura 2.29 Datos históricos de presión de reservorio	65
Figura 2.30 Campo Culebra – Yulebra: Evolución de Producción de Líquidos y Pozos Productores Activos en BT	66
Figura 3.31 Herramientas de ingreso de data en el software MBAL	68
Figura 3.32 Ingreso de datos PVT	69
Figura 3.33 Errores inherentes usando la correlación de Standing.....	69
Figura3.34 Ingreso de datos: parámetros del reservorio	70
Figura 3.35 Ingreso de datos: modelo de acuífero	71
Figura 3.36 Ingreso de datos: compresibilidad de la roca	71
Figura 3.37 Ingreso de datos: Permeabilidades relativas.....	72
Figura 3.38 Ingreso de datos: Historial de producción	72
Figura 3.39 Relación gas petróleo acumulado vs petróleo acumulado	73
Figura 3.40 Gráficos del History Match	74

Figura 3.41 F vs Eo + Efw, modelo MBAL.....	75
Figura 3.42 Caracterización del yacimiento.....	76
Figura 3.43 Gráfico de Dake para caracterizar al yacimiento Basal Tena.....	76
Figura 3.44 Inicialización del modelo de acuífero.....	77
Figura 3.45 Ajuste histórico del modelo Campo Culebra – Yulebra en Basal Tena	77
Figura 3.46 Simulación MBAL	78
Figura 3.47 Curva de flujo fraccional	79
Figura 3.48 Ajuste de la curva de flujo fraccional	79
Figura 3.49 Pantalla de selección del tipo de predicción	80
Figura 3.50 Predicción de Producción	80
Figura 3.51 Predicción de Producción hasta el año 2035	81
Figura 3.52 Campo Culebra – Yulebra: área de estudio del plan piloto de Waterflooding	82
Figura 3.53 Declinación Anual pozo YLB – 001	83
Figura 3.54 Declinación Anual pozo YLBD – 003	84
Figura 3.55 Declinación Anual pozo YLBA – 008.....	85
Figura 3.56 XSection YLBA – 008 en Basal Tena.....	86
Figura 3.57 XSection YLB – 001 en Basal Tena	86
Figura 3.58 Arreglo propuesto, empuje por línea directa.....	89
Figura 3.59 Análisis Nodal del pozo YLBA – 008 como inyector de agua.....	90
Figura 3.60 Curva de Flujo Fraccional.....	92
Figura 3.61 Modelo de área a barrer por la inyección	93
Figura 3.62 Análisis Nodal YLB – 007	94

Figura 3.63 Eficiencia del barrido areal	97
Figura 3.64 Aplicación de Dystra Parson	98
Figura 3.65 Variación de las Permeabilidades	98
Figura 3.66 Análisis nodal YLB – 001.....	100
Figura 3.67 Análisis nodal YLBD – 003	101
Figura 3.68 Análisis nodal YLB – 007.....	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características de los arreglos de pozos.....	56
Tabla 2.2 Propiedades principales de la arenisca Basal Tena	62
Tabla 2.3 Datos de permeabilidades relativas en Basal Tena.....	64
Tabla 2.4 Propiedades Petrofísicas promedias en Basal tena	67
Tabla 2.5 Propiedades promedio de los fluidos en Basal Tena.....	67
Tabla 3.6 Propiedades Petrofísica de los pozos de la zona de interés	87
Tabla 3.7 Propiedades petrofísicas YLBA – 008	88
Tabla 3.8 Distancias entre pozos para el arreglo propuesto.....	88
Tabla 3.9 Caudales de inyección a la presión de fractura	90
Tabla 3.10 Resultado del análisis de sensibilidades en el nodal del pozo YLBA – 008 como inyector	91
Tabla 3.11 Saturaciones obtenidas de la curva de flujo fraccional	92
Tabla 3.12 Data aplicación modelo de inyección.....	93
Tabla 3.13 Relación caudal de inyección, caudal de producción	94
Tabla 3.14 Tiempo de surgencia YLB – 001.....	95
Tabla 3.15 Tiempo de surgencia YLB – 007.....	95
Tabla 3.16 Tiempo de surgencia YLBD – 003.....	95
Tabla 3.17 Aumento de presiones en el reservorio	100
Tabla 3.18 Caudales incrementales, inyección de agua	104

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo son estructuras geológicas formadas hace millones de años, las cuales almacenan hidrocarburos. Cada uno de estos yacimientos posee un mecanismo de empuje primario el cual representa la fuente de energía que permite la producción inicial de hidrocarburos hacia superficie, ya sea de manera natural o con la ayuda de un sistema de levantamiento artificial. La cantidad de hidrocarburos que se pueda recuperar del yacimiento estará directamente relacionada al tipo de empuje que éste posea.

Los yacimientos del campo Culebra – Yulebra presentan características de atrapamiento estratigráfico, con un mecanismo de drenaje asociado a expansión de roca- fluido y gas en solución, los cuales se caracterizan por ser tipos de empuje de baja energía, es decir su presión declina rápidamente por lo cual sólo nos permite el recobro del 5% - 15% del total del POES. En específico, el reservorio Basal Tena desde el inicio de su producción en 1980 ha sufrido una declinación de su presión inicial de 3700 psi a 800 psi aproximadamente, encontrándose por debajo del punto de burbuja. Buscando mantener su presión e incrementar la recuperación de petróleo, este reservorio se convierte en un buen candidato para un proyecto de recuperación secundaria.

Siendo la recuperación secundaria la segunda etapa de producción de hidrocarburos, la cual consiste en la inyección de fluidos miscibles (gas o agua) con el fin de aumentar la presión del yacimiento, se busca emplear la inyección de agua por ser uno de los métodos más utilizados para lograr un aumento del factor de recobro en campos petroleros debido a su alta eficiencia y bajos costos.

Bajo esta premisa se emplea uno de los métodos matemáticos más utilizados para el cálculo del POES, el método de balance de materia, el cual se basa en un volumen de control, bajo la suposición que la cantidad de hidrocarburos iniciales

será igual a la cantidad de hidrocarburos producidos más los remanentes. Si se conoce el petróleo producido, permitirá a su vez calcular el factor de recobro o porcentaje de reservas producido, y el volumen de hidrocarburos que podríamos recuperar con la inyección de agua.

Como resultado tendremos la evaluación de la factibilidad técnica de la aplicación del plan piloto de waterflooding, utilizando los pozos abandonados o de baja producción que buscan ser convertirlos en pozos inyectores de agua y productores de crudo.

1.1 Descripción del problema

Cuando se desea implementar un proyecto de recuperación secundaria o mejorada uno de los factores principales es la factibilidad económica, dicho factor se basa en la cantidad del POES que se debe extraer para que el proyecto sea rentable. El problema radica en que la estimación del POES que se realiza a tiempos tempranos en la producción no es exacta, debido a que se asumen una cantidad considerable de parámetros, mismos que pueden ocasionar una sobreestimación o subestimación del POES.

Una vez que el yacimiento lleva varios años produciendo, y antes de realizar la planificación de nuevos proyectos se debe realizar un nuevo análisis volumétrico al yacimiento, dicho análisis tendrá una exactitud mayor al análisis previo a su producción, eliminando algunas asunciones y evaluando el yacimiento con datos reales de producción.

1.2. Justificación del Problema

La rentabilidad de cualquier campo petrolero se encuentra generalmente ligada a la cantidad de hidrocarburo que se puede recuperar de un yacimiento y la facilidad con la cual se puede recuperar dicha cantidad.

Cuando la producción de un campo por recuperación primaria llega a su límite, se debe evaluar la posibilidad de implementar proyectos de recuperación secundaria, sin embargo, estos representan un alto costo de inversión por lo que se debe realizar un estudio completo de dicho yacimiento. Uno de los análisis más relevantes es la caracterización volumétrica.

El enfoque del proyecto es realizar el análisis volumétrico del yacimiento Basal Tena en el campo Culebra – Yulebra, con el fin de conocer el volumen inicial de petróleo en sitio, y desarrollar un plan piloto de waterflooding en dicho campo.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar el análisis volumétrico del yacimiento Basal Tena para evaluar la factibilidad de implementación de un plan de desarrollo de waterflooding en el campo Culebra – Yulebra.

1.3.2. Objetivos específicos

- Calcular la cantidad del POES mediante un modelo de balance materia en el software MBAL.
- Determinar la rentabilidad del yacimiento para la implementación de mecanismos de recuperación secundaria.
- Seleccionar la cantidad de pozos inyectores que deban ser implementados en el campo Culebra – Yulebra para lograr una recuperación eficiente del hidrocarburo.

1.4. Marco Teórico

1.4.1 Descripción del campo Culebra – Yulebra

1.4.1.1 Ubicación geográfica

El campo Culebra – Yulebra se encuentra localizado en la parte central de la cuenca oriente, dentro del corredor Central Sacha – Shushufindi, en la provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana, al sur del campo Sacha y al norte dentro del campo Auca, perteneciente al bloque 61 que cuenta con un área de 193,519 Km².

1.4.1.2 Mapa de Ubicación

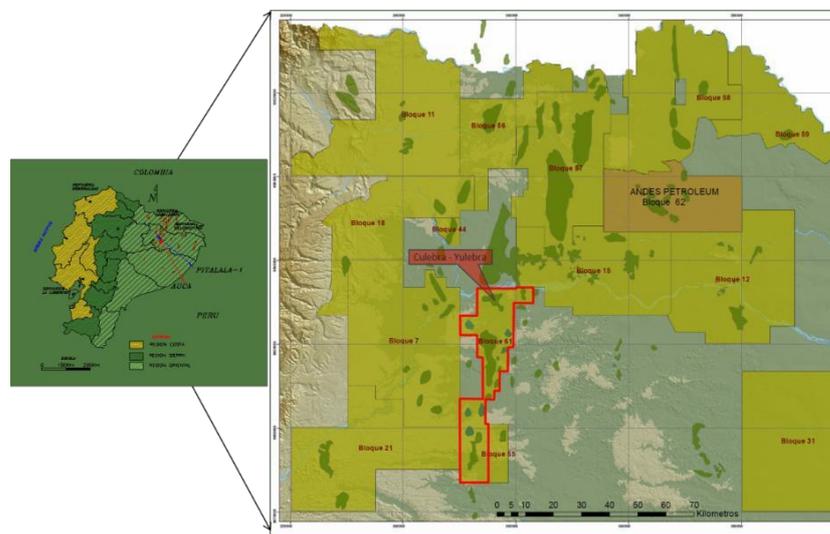


Figura 1.1 Ubicación del campo Culebra – Yulebra [Petroamazonas EP, 2018]

1.4.1.3 Reseña histórica

En etapa de exploración fueron definidos tres prospectos considerados independientes: Culebra – Yulebra – Anaconda. El consorcio CEPE-TEXACO perfora el pozo Culebra – 1 en noviembre de 1973 alcanzando los 10,625 pies de profundidad, fue completado en diciembre de 1973 obteniéndose por pistoneo 60 bls

de crudo de Hollín, cerca de 100 bls de 26° API de “T” y alrededor de 360 bls de 19° API de la arenisca “U”.

En 1980, Texaco perfora el Yulebra – 1 hasta una profundidad de 10,345 pies obteniendo una producción inicial de 1614 bls de 23° API del reservorio Basal Tena, 189 bls de 27° API de la arenisca Hollín y por pistoneo alrededor de 252 bls de 20° API del reservorio “U”.

Durante los años 1997 y 1998, la empresa estatal Petroproducción realiza una serie de estudios que incluían un nuevo modelo geológico y distintos trabajos de simulación numérica de reservorios, donde concluye que Culebra – Yulebra

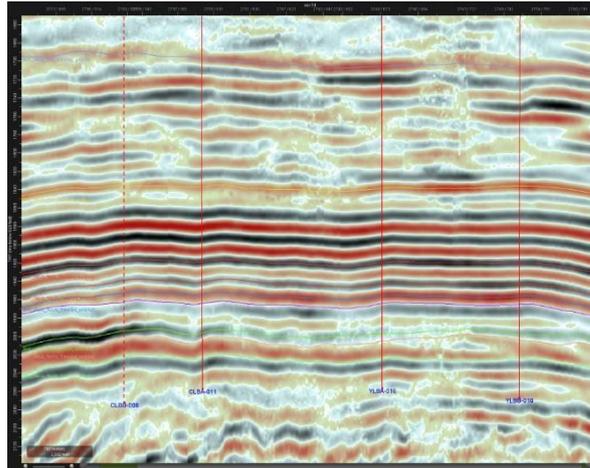
– Anaconda constituyen un solo campo, sin embargo, la interpretación sísmica realizada en el año 2017 por Petroamazonas EP concluye que los campos Culebra y Yulebra constituyen una sola estructura, separando al campo Anaconda.

1.4.2 Geología del campo Culebra – Yulebra

1.4.2.1 Geofísica

El campo Culebra – Yulebra fue cubierto por líneas sísmicas 2D y el survey Auca 3D que fue adquirido a mediados del año 2008. La interpretación sísmica del año 2017 realizada por Petroamazonas EP, se elaboró en el cubo sísmico reprocesado por la compañía WESTERGECO.

A continuación, una sección sísmica interpretada E – O que atraviesa el campo Culebra – Yulebra.



**Figura 1.2 Sección sísmica E – O, campo Culebra – Yulebra
[Petroamazonas EP, 2018]**

1.4.2.2 Geología regional

Una síntesis geológica regional explica que la cuenca del oriente ecuatoriano presenta una secuencia sedimentaria y volcánica, de edades del Paleozoico al Cuaternario, con una potencia que oscila entre los 8,000 a 12,000 metros, que descansan sobre un substrato precámbrico; el detalle de las secuencias se muestra en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca oriente, Figura 1.3.

1.4.2.3 Estructura

La estructura Culebra – Yulebra constituye una de las pocas estructuras en la cuenca oriente que tiene una orientación E – O (longitud de 9 Km y ancho de 5 Km) constituyendo una anomalía estructural en la cuenca ya que casi la totalidad de las estructuras tienen una orientación N-S, corresponde a un anticlinal bastante simétrico.

En el campo Culebra – Yulebra los yacimientos prospectivos son: Basal Tena, U inferior, T inferior y Hollín Superior, estos reservorios presentan características de entrapamiento estratigráfico, con un mecanismo de drenaje asociado a expansión de roca – fluido.

ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION	MIEMBRO	Esp. Util (pies)	Porosidad (%)	LITOLOGIA	
MESOZOICO	CENOZOICO	TERCIARIO	TIYUYACU				CAPAS ROJAS	
				TENA				CAPAS ROJAS
	CRETACICO	APT./ALB. CENOMANIANO - CAMPANIANO	EOCENO	NAPO	BASAL TENA	10	20	CAPAS ROJAS
					ARENA M-1			ARENISCA CUARZOSA
					CALIZA M-2			ARCILLITAS GRESSES OSCURAS
					ARENA M-2			CALIZA MICRITICA
					CALIZA "A"			ARENISCA GLAUCONITICA
					ARENA "U"			CALIZA MICRITICA
					CALIZA "B"			ARENISCA CUARZOSA
					ARENA "T"			ARCILLITAS GRESSES OSCURAS
					BASAL NAPO			ARENISCA CUARZOSA
					BASAL NAPO			ARCILLITAS GRESSES OSCURAS
	PRE - CRETACICO			HOLLIN	HOLLIN SECUNDARIO	88	13	INTERCALACIONES ARENISCAS CALIZAS Y ARCILLITAS
					HOLLIN PRINCIPAL			ARENISCA CUARZOSA

Figura 1.3 Columna estratigráfica generalizada de la cuenca oriente, Ecuador [Petroamazonas EP, 2018]

1.4.3 Características de las formaciones productoras

1.4.3.1 Génesis

Formación Tena

Basal Tena Estructura sedimentaria asociada a un ambiente de mareas, con presencia de lutitas rojas que evidencian un cambio brusco de ambiente de depósito. (Vallejo, 2015)

Formación Napo

- **“U superior” y “T superior”:** el ambiente de depósito es de plataforma marina, que constituyen yacimientos de mala calidad.
- **Arenisca “U” Inferior:** ambiente de depósito estuarino influenciado por mareas.
- **Arenisca “T” Inferior:** ambiente de depósito estuarino, con sub-ambientes de canales influenciados por mareas, depósitos de barra de marea y planicie arenosa.

Formación Hollín

- **Hollín Superior:** la parte inferior corresponde a depósitos de playa deltaico – estuarino y la parte superior corresponde a depósitos de plataforma marina somera.
- **Hollín Inferior:** La parte basal es interpretada como depósitos fluviales de relleno de valles, posteriormente se deposita una sucesión de sedimentos de ríos entrelazados de planicies aluviales y progresivamente pasa a ambientes distales de planicie aluvial costera influenciadas por la acción de mareas.

1.4.3.2 Litología y estratigrafía

Para determinar las características estratigráficas de los intervalos de interés se contó con la existencia de núcleos convencionales y especiales, cortados parcialmente dentro de los intervalos de interés y con los registros eléctricos respectivos.

- **Arenisca T Inferior:** arenisca cuarzosa, café clara a gris clara, sub-transparente, sub-translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz caolinítica, cemento no visible.

- **Arenisca T Superior:** arenisca cuarzosa, blanca a blanca gris clara, gris verdosa, en parte café clara, sub-transparente a sub-translúcida, grano fino en parte medio, sub-redondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento calcáreo, con presencia de glauconita.
- **Arenisca “U” Inferior:** arenisca cuarzosa, crema a crema blanca, café claro a café oscuro, sub-transparente a sub-translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, en parte matriz caolinítica, en parte cemento calcáreo.
- **Arenisca U Superior:** arenisca cuarzosa, gris clara, sub-translúcida, grano fino, redondeada a sub-redondeada, moderadamente consolidada, buena clasificación, en parte matriz arcillosa, cemento calcáreo, con presencia de glauconita.
- **Basal Tena:** arenisca cuarzosa, café clara a gris clara, hialina, ocasionalmente gris oscura, sub-transparente a sub-translúcida, friable, grano fino ocasionalmente grano medio, sub-redondeada, regular selección, en partes cemento calcáreo.

1.4.4 Columna estratigráfica del campo Yulebra

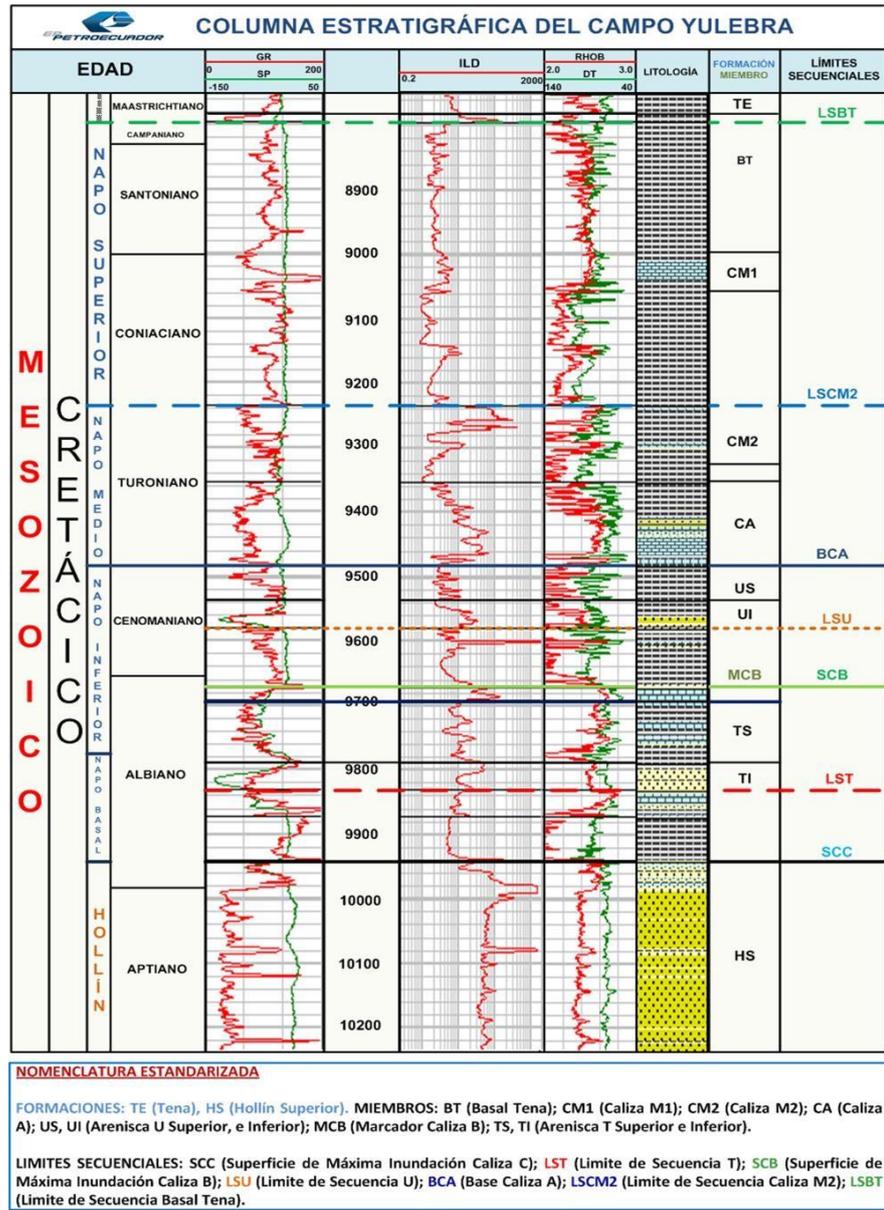


Figura 1.4 Columna estratigráfica del campo Yulebra [Petroecuador, 2010]

1.4.5 Descripción del yacimiento Basal Tena

El yacimiento Basal Tena es de bajo espesor, 18 ft aproximadamente y limitada continuidad areal. Se encuentra formada principalmente de arenisca cuarzosa, transparente traslúcida y de grano fino.

Posee como mecanismo de empuje la expansión de la roca y los fluidos, caracterizado por una rápida disminución de la presión a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

Se estima que la cantidad de hidrocarburos recuperables por recuperación primaria del yacimiento Basal Tena corresponden a un aproximado de 15,278 179 bbls.

1.4.5.1 Mapa estructural al tope de la arenisca Basal Tena

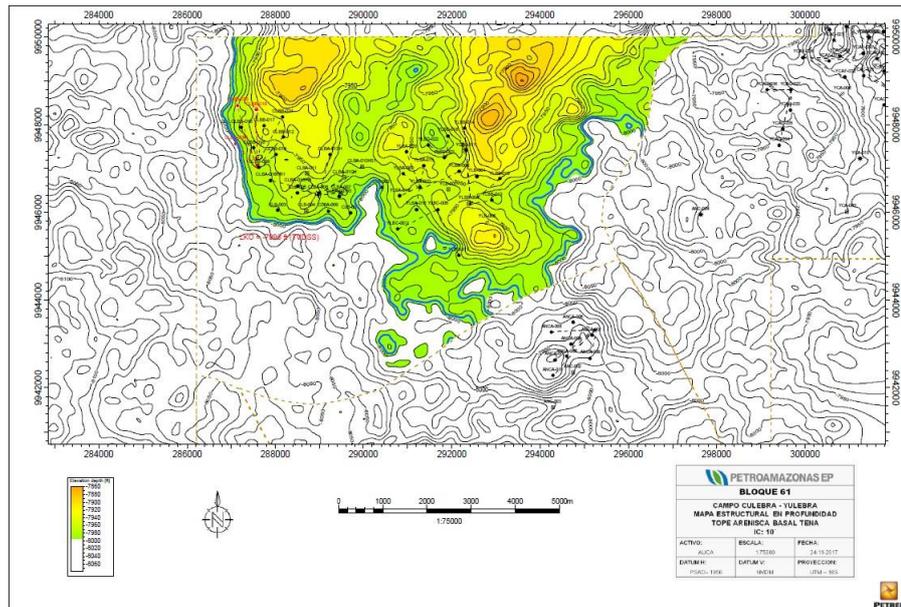


Figura 1.5 Mapa estructural al tope de la arenisca Basal Tena
[Petroamazonas EP, 2017]

1.4.5.2 Mapa de GRV de la arenisca Basal Tena

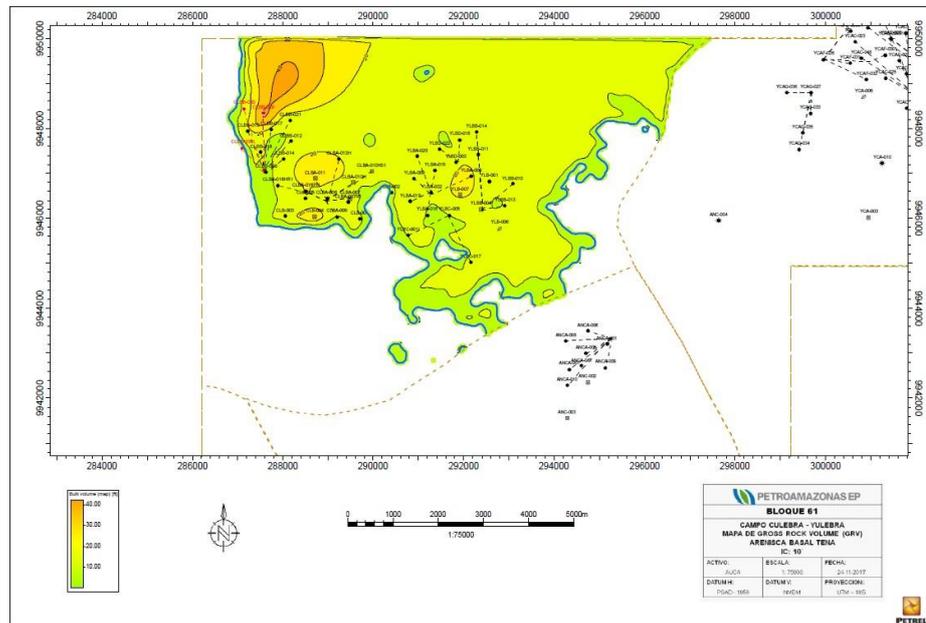


Figura 1.6 Mapa de GRV de la arenisca Basal Tena [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.6 Evolución de producción del campo Culebra – Yulebra

El campo Culebra – Yulebra fue puesto en producción en febrero de 1981 (1 año después de su descubrimiento) con 132 BPPD iniciales promedio mensual. Desde su inicio de producción ha mostrado una tendencia incremental en el tiempo. En mayo de 2010 el campo Culebra – Yulebra alcanzó su producción histórica más alta con 8043 BPPD. Su producción actual a julio de 2018 es de 5976 BPPD con 43 pozos perforados de los cuales 25 se encuentran produciendo.

El mayor aporte de producción del campo Culebra – Yulebra proviene del yacimiento Napo U Inferior, mientras que los otros reservorios (Hollín Inferior, Napo T Inferior y Basal Tena) son reservorios secundarios. El campo arrancó con menos de 1% de corte de agua y actualmente a julio del 2018 se encuentra en 35%.

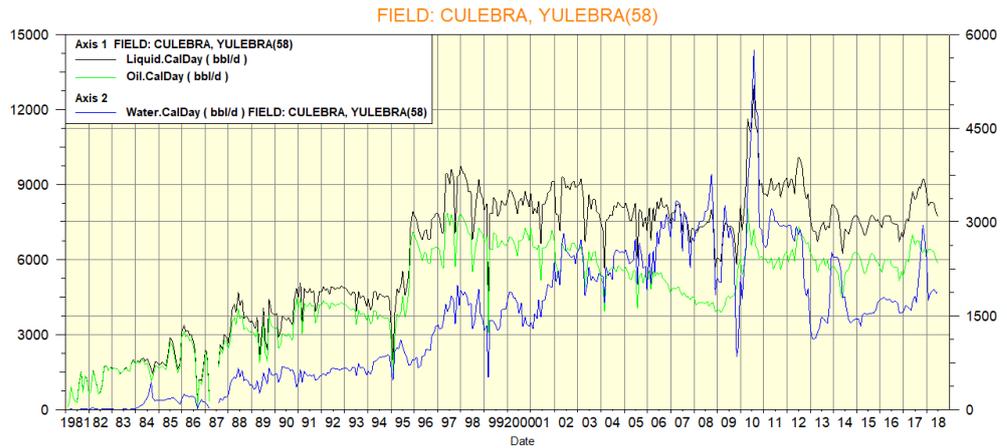


Figura 1.7 Campo Culebra – Yulebra: Historial de producción
[Petroamazonas EP, 2018]

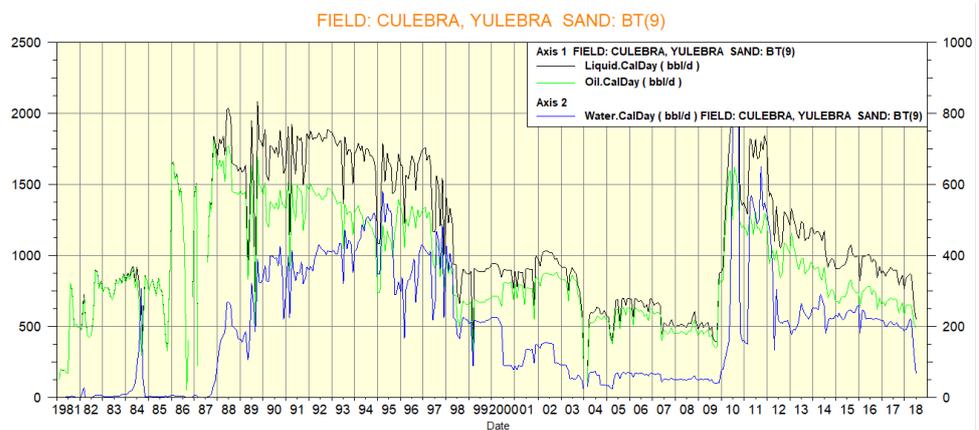


Figura 1.8 Campo Culebra – Yulebra: Historial de producción Basal Tena
[Petroamazonas EP, 2018]

En la Figura 1.9, se muestra el comportamiento de producción de fluido con respecto al número de pozos activos. Es evidente que el aumento en producción de líquido guarda una estrecha relación entre la cantidad de pozos, sin embargo, a partir del año 2011 se observa que las tasas de flujo por pozo han disminuido en comparación con años anteriores, lo cual muestra la depletación del reservorio Basal Tena.

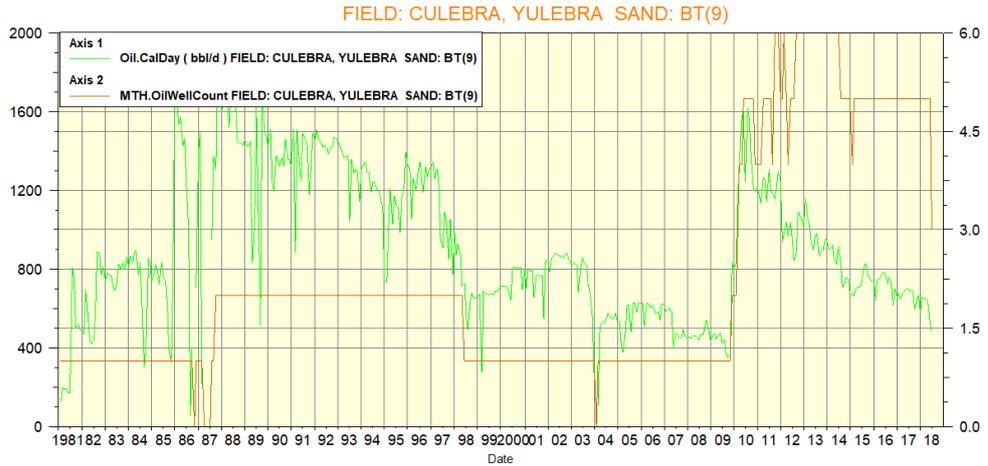


Figura 1.9 Campo Culebra – Yulebra: Evolución de producción de líquido y pozos productores activos en BT [Petroamazonas EP, 2018]

En resumen, existen 9 pozos completados en la arenisca Basal Tena, de los cuales actualmente se encuentran 3 en producción.

1.4.7 Mecanismo de drenaje

En el campo Culebra – Yulebra y en especial el yacimiento Basal Tena se observa que el principal mecanismo de empuje es el de compresión de roca por lo que no existe un fuerte soporte de presión, lo que ha causado la disminución de la misma, Figura 1.10.

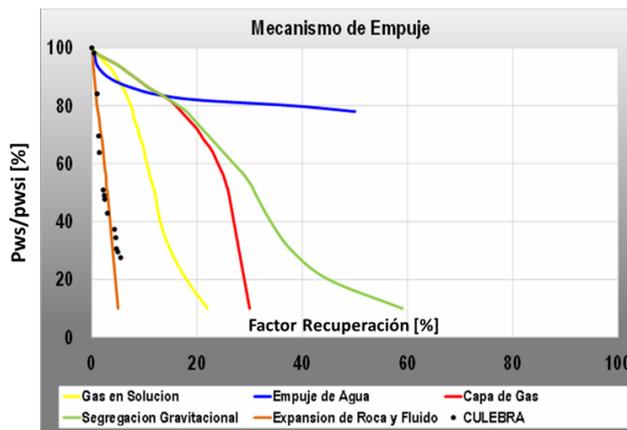


Figura 1.10 Campo Culebra – Yulebra: Mecanismo de empuje arenisca Basal Tena [Shaya Ecuador S.A., 2018]

1.4.8 Mecanismos de producción primaria

Es conocida como la recuperación de hidrocarburos por componentes naturales de producción, es decir la recuperación del crudo desde reservorio hacia superficie se realiza únicamente por la energía propia del yacimiento.

Según la fuente de energía podemos clasificar a los yacimientos en:

- Empuje hidráulico
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje por compresibilidad de la roca y de los fluidos
- Empuje gravitacional
- Empuje combinado

Debido a la naturaleza del reservorio en estudio detallaremos únicamente el empuje por compresibilidad de la roca y de los fluidos.

1.4.8.1 Empuje por compresibilidad de la roca y de los fluidos

Al iniciar la producción del yacimiento la presión empieza a decrecer provocando una expansión de la roca y de los fluidos. Al momento que se expande la roca el espacio poroso disminuye y el fluido tiende a expandirse para tratar de llenar los espacios vacíos provocados por la producción, lo cual provoca la caída en la presión. Estos procesos de expansión llevan a la expulsión del hidrocarburo atrapado en el espacio poroso.

La eficiencia de este tipo de empuje es del 1% al 10%.

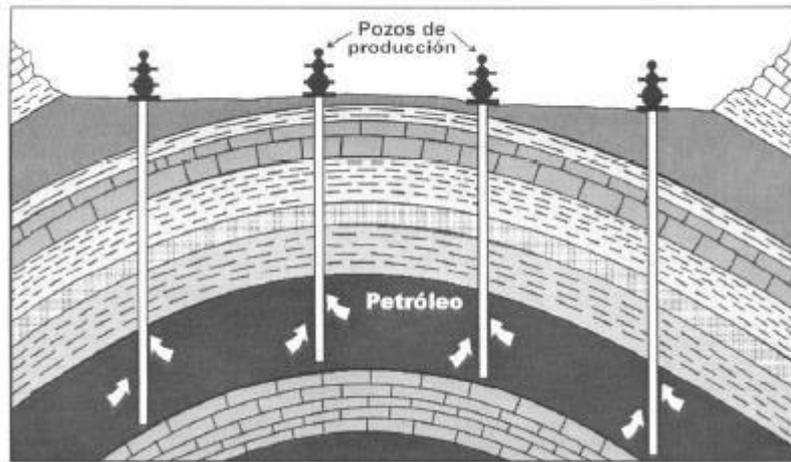


Figura 1.11 Empuje por expansión de la roca y de los fluidos [Magdalena, P. de Ferrer, 2009]

1.4.9 Propiedades de los fluidos

Es necesario determinar las propiedades físicas del petróleo crudo para evaluar el reservorio en términos de hidrocarburos esperados. Por lo general esta información se obtiene de ensayos de laboratorio aplicados a muestras del yacimiento, sin embargo, cuando éstas no existen, se aplican correlaciones empíricas para derivarlas.

1.4.9.1 Factor volumétrico del petróleo

Volumen de petróleo y gas disuelto a condiciones de yacimiento dividido por el volumen del petróleo a condiciones estándares. Generalmente el factor volumétrico de petróleo es mayor a 1.

1.4.9.2 Factor volumétrico del gas

Volumen del gas en condiciones del yacimiento dividido por el volumen del gas en condiciones estándares. Se utiliza para convertir el volumen de gas medido en superficie a condiciones de yacimiento.

1.4.9.3 Factor volumétrico del agua de formación

Se describe como el cambio en el volumen de la salmuera cuando se lleva de condiciones de yacimiento a condiciones normales (Ferrer, 2009)

1.4.9.4 Punto de burbujeo

Se considera como la temperatura y presión a la cual el gas, contenido en solución en el crudo, sale de la solución como gas libre.

1.4.9.5 Relación de solubilidad

Medida del volumen de gas producido con el petróleo, a una determinada presión y temperatura, expresado en pies cúbicos por barril.

1.4.9.6 Relación agua petróleo

Definido como el total de agua producida dividida para el total de petróleo producido.

1.4.9.7 Viscosidad

Medida de la resistencia de un líquido a fluir, provocada por la fricción resultante de los efectos combinados de cohesión y adherencia. Específicamente cuando hablamos del petróleo crudo, esta característica controla el flujo del petróleo a través del medio poroso y las tuberías.

1.4.10 Técnicas para la obtención de datos petrofísicos

La obtención de datos petrofísicos es el primer paso para la caracterización de un yacimiento. Los principales métodos para

la obtención de datos son el análisis de núcleo, pruebas de laboratorio PVT y registros eléctricos.

1.4.10.1 Análisis de núcleo

Es el estudio de una muestra de formación geológica o núcleo, que puede ser extraída durante o después de la perforación. Las propiedades que pueden ser determinadas por medio de un análisis de núcleo son: litología, porosidad, permeabilidad, interfaces petróleo – agua, gas – petróleo y saturación de fluidos.

1.4.10.2 Análisis PVT

Consiste en un conjunto de pruebas realizadas en un laboratorio, en las cuales se somete a la muestra de fluido a diferentes presiones, temperaturas y volúmenes con el fin de determinar sus propiedades. Las pruebas PVT se realizan principalmente para determinar aspectos tales como el comportamiento de cada fluido, problemas relacionados con sólidos, viscosidad, estimar el factor de recobro y modelar la ecuación de estado del yacimiento.

1.4.10.3 Registros eléctricos

Son técnicas de naturaleza eléctrica, nuclear, acústica y electromagnética, las cuales nos proporcionan información específica de parámetros físicos y geológicos del pozo, tales como: cantidad de petróleo móvil, saturación de agua en formación, porosidad y resistividad de las rocas, etc.

1.4.11 Propiedades de las rocas

1.4.11.1 Porosidad

Es el porcentaje de poros interconectados o espacios vacíos que posee una roca. Se divide en porosidad total y porosidad efectiva,

siendo esta última la más importante debido a que indica el porcentaje de poros que pueden almacenar fluidos.

1.4.11.2 Saturación

La saturación se define como la fracción, o porcentaje, del volumen de poro ocupado por un fluido en particular (petróleo, gas o agua).

Saturación crítica petróleo: Saturación a la cual, el aceite permanece en los poros y, para todos los propósitos prácticos, no fluirá.

Saturación residual petróleo: Aceite restante luego del desplazamiento primario o secundario que todavía puede ser recuperado. Se caracteriza cuantitativamente por un valor de saturación que es mayor que la saturación crítica de petróleo.

Saturación movable petróleo: La saturación de aceite se define como la fracción del volumen de poro ocupado por el aceite móvil.

Saturación agua crítica: También denominada saturación agua connata, y saturación de agua irreducible. Es la saturación máxima de agua en la que la fase acuosa permanecerá inmóvil.

Saturación crítica gas: Es la máxima saturación de gas a la que este permanece inmóvil, por encima de esta cantidad el gas comienza a moverse.

1.4.11.3 Permeabilidad

La capacidad de un fluido para fluir dentro de la red de poros interconectados de un medio poroso. Según las fases dentro del medio poroso podemos definir 3 tipos de permeabilidad.

Permeabilidad absoluta: en el momento que concurre una sola fase que satura el 100% del medio poroso.

Permeabilidad efectiva: teniendo más de una fase en el medio poroso fluyendo al mismo tiempo, se puede expresar esta permeabilidad en función de la saturación del fluido considerado, dicho eso, esta permeabilidad siempre será menor que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa: es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta.

1.4.11.4 Mojabilidad

La afinidad que poseen los granos individuales de roca y cada fluido que está presente en los espacios entre los granos. Si el aceite y el agua están presentes, el agua generalmente está en contacto con la superficie de cada grano, y la roca se denomina mojada con agua. Sin embargo, si el aceite entra en contacto con la superficie, la roca se denomina mojada en aceite.

1.4.11.5 Presión capilar

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre los dos fluidos, la cual depende de la curvatura de la interfaz que separa los fluidos. Esta diferencia de presión se conoce como presión capilar.

1.4.12 Petróleo original en sitio (POES)

La cantidad de crudo estimada primeramente en el reservorio. Petróleo inicial en sitio difiere de las reservas, POES se refiere a la cantidad total de petróleo que potencialmente se encuentra en el reservorio y no a la cantidad de petróleo que puede ser recuperado.

1.4.13 Reservas

Las reservas son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas, desde una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: Deben estar descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (para una fecha determinada) basadas en el/los proyecto/s de desarrollo aplicados. (PRMS, 2008)

1.4.13.1 Reservas comprobadas

Corresponde al volumen de hidrocarburos en el yacimientos, el cual ha sido constatado por pruebas de producción, y que pueden ser producidos comercialmente. La probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones es del 90%. Frecuentemente las denominamos como 1P o “comprobado”

1.4.13.2 Reservas no comprobadas

Están basadas en los datos de geociencias y/o ingeniería similares a los usados en las estimaciones de las reservas comprobadas, pero lo técnico u otras incertidumbres impiden que dichas reservas sean clasificadas como comprobadas. Las reservas no comprobadas pueden ser categorizadas adicionalmente como reservas probables y reservas posibles.

1.4.13.3 Reservas desarrolladas

Se espera recuperar las reservas desarrolladas de pozos existentes incluyendo reservas detrás de la tubería. Se consideran a las reservas de recuperación mejorada como “desarrolladas” solamente después de que el equipamiento necesario haya sido instalado, o

cuando los costos para tal fin sean relativamente menores comparados con el costo de un pozo. Las reservas desarrolladas pueden ser subclasificadas como productoras o no – productoras.

1.4.13.4 Reservas no desarrolladas

Las reservas no desarrolladas son cantidades que se esperan recuperar en inversiones futuras: (1) de nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de ahondar pozos existentes a un diferente reservorio (pero conocido), (3) de pozos de relleno (in-fill) que incrementarán la recuperación, o (4) en casos en los que se requiere un gasto relativamente grande (ejemplo: cuando se compara el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

1.4.14 Ecuación de balance de materia

La ecuación de balance de materiales (EBM) se basa en un balance volumétrico que indica que la cantidad de petróleo original en sitio es igual a la cantidad de petróleo producido más el petróleo remanente.

Se basa en la ley de conservación de la materia, que establece que la masa de un sistema cerrado permanece siempre constante.

$$Np[\beta_o + (Rp - Rs)\beta_g] + Wp\beta_w = N[\beta_o - \beta_{oi} + (Rsi - Rs)\beta_g] + Nm\beta_{oi} \left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)N\beta_{oi} \left(\frac{CwS_{wi} + Cr}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P + We \quad (1.1)$$

Para la aplicación de la esta ecuación se toman en cuenta algunas consideraciones importantes, tales como:

- Volumen poroso constante.
- Proceso isotérmico

- C_w y C_f son despreciables
- Se considera equilibrio termodinámico entre el gas y el petróleo a presión y temperatura de yacimiento
- Dimensión cero.

Entre las aplicaciones principales de este método se tiene: determinar la cantidad de hidrocarburos iniciales en el yacimiento, evaluar W_e , predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos.

1.4.14.1 Método de Havlena-Odeh

El método de Havlena-Odeh consiste en agrupar ciertos términos en la EBM y graficar un conjunto de variables con respecto a otro. Para ello definimos los siguientes términos:

$$\bullet F = Np[\beta_o + (Rp - Rs)\beta_g] + Wp\beta_w \quad (1.2)$$

$$\bullet E_o = \beta_o - \beta_{oi} + (R_{si} - Rs)\beta_g \quad (1.3)$$

$$\bullet E_g = \beta_{oi} \left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1 \right) \quad (1.4)$$

$$\bullet E_{fw} = N\beta_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_r}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \quad (1.5)$$

$$\bullet E_t = E_o + mE_g + (1 + m)E_{fw} \quad (1.6)$$

Quedando la ecuación de la siguiente forma:

$$F = NEt + We \quad (1.7)$$

Si se escribe la ecuación de la siguiente forma:

$$F - We = NEt \quad (1.8)$$

Esta ecuación corresponde a una ecuación lineal con pendiente igual a N (petróleo original en sitio) y debe pasar por el punto (0,0).

Para un yacimiento volumétrico, con empuje por gas en solución y compactación del volumen poroso la ecuación se puede simplificar debido a que se eliminan los factores de expansión de gas, capa de

gas e intrusión de agua ($m=0$, $We=0$). Este tipo de yacimientos se conocen comúnmente como yacimientos volumétricos y se pueden definir con la siguiente fórmula:

$$F = N (E_o + E_{fw}) \quad (1.9)$$

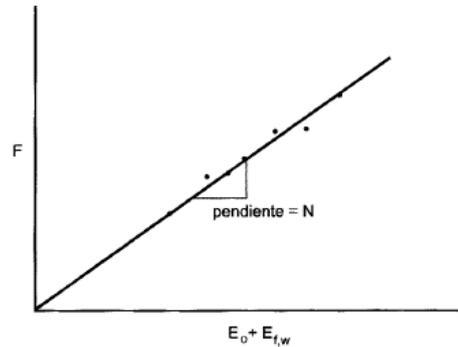


Figura 1.12 Fluidos producidos versus ($E_o + E_{fw}$) [Ferrer, 2009]

1.4.14.2 Software MBAL

MBAL es un software que permite el análisis no dimensional del yacimiento, para conocer el comportamiento del yacimiento ya sea en su vida temprana, cuando los datos son escasos, o en su vida madura cuando los datos son más certeros.

Este software permite usando tan solo datos PVT y los datos históricos de producción, calcular el petróleo original en sitio y su respectivo mecanismo de empuje.

Entre las principales herramientas que posee el software se encuentran a su vez el "history matching", el "aquifer modeling" y el "forecast". Todas estas herramientas permiten realizar un análisis bastante completo del yacimiento, por lo cual MBAL es el software de apoyo para este proyecto.

1.4.15 Inyección de agua para la recuperación secundaria del petróleo

Se conoce como recuperación secundaria a la segunda etapa de producción de hidrocarburos, la cual consiste en la inyección de fluidos miscibles (gas o agua) con el fin de aumentar la presión del yacimiento.

La inyección de agua es uno de los métodos más utilizados para lograr un aumento del factor de recobro en campos petroleros debido a su alta eficiencia y bajos costos.

Este proceso consiste en la inyección de agua a partir de pozos inyectoros de agua con el fin de que este fluido ingrese al espacio poral del yacimiento desplazando en forma de “pistón” el petróleo remanente hacia los pozos productores.

1.4.15.1 Inyección en arreglos o dispersa

En este método el agua es inyectada directamente en la zona de petróleo la cual invade la zona desplazando los fluidos hacia los pozos productores.

Los pozos inyectoros se encuentran colocados estratégicamente en arreglos geométricos los cuales dependerán de las necesidades del campo. Este proceso tiene como principal ventaja el poder predecir el comportamiento del frente de invasión.

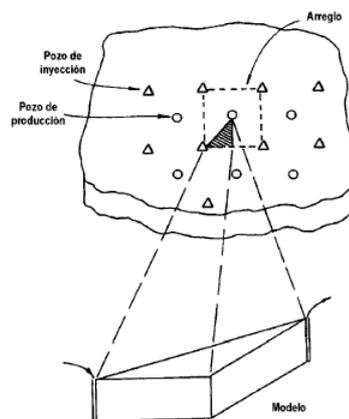


Figura 1.13 Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos [Ferrer, 2009]

1.4.15.2 Tipos de inyección periférica o externa

Es el método de inyección más común, el cual consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, directamente en la zona de acuíferos.

Se utiliza comúnmente cuando no se posee una buena descripción de la estructura del yacimiento, pero es favorable la inyección de agua.

Este tipo de inyección se caracteriza por utilizar pocos pozos para la inyección y su principal ventaja es que no se requiere la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar los pozos productores abandonados o de muy baja rentabilidad, disminuyendo así la inversión inicial del proyecto.

Sin embargo, una de las grandes desventajas es que no se puede llevar un seguimiento detallado del frente de invasión

Se debe tener en cuenta que, aunque el iniciar un proyecto con este tipo de inyección resulta más económico que con la inyección por arreglos de pozos, el proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

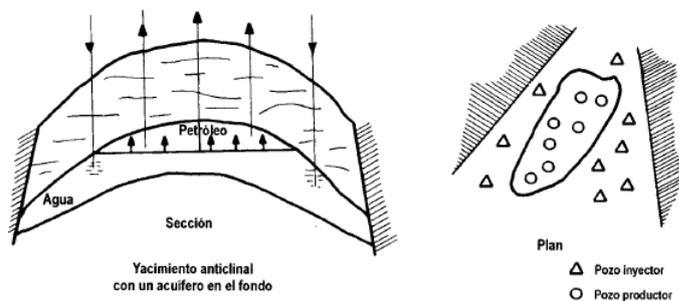


Figura 1.14 Inyección de agua externa o periférica [Ferrer, 2009]

1.4.16 Desplazamiento de fluidos inmiscibles

El proceso por el cual un fluido pasa a ocupar un lugar de otro en un espacio poroso es conocido como desplazamiento. Típicamente los fluidos desplazantes son agua y gas, y el desplazado petróleo.

Para que concurra el desplazamiento es preciso que el fluido desplazante tenga más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va estableciendo un frente de separación y se empieza a notar dos zonas en el reservorio: una no invadida, donde se formará el banco de petróleo que irá desplazando hacia el frente. En la cola de ese banco se tiene la zona invadida, desarrollada por el fluido inyectado y el petróleo remanente.

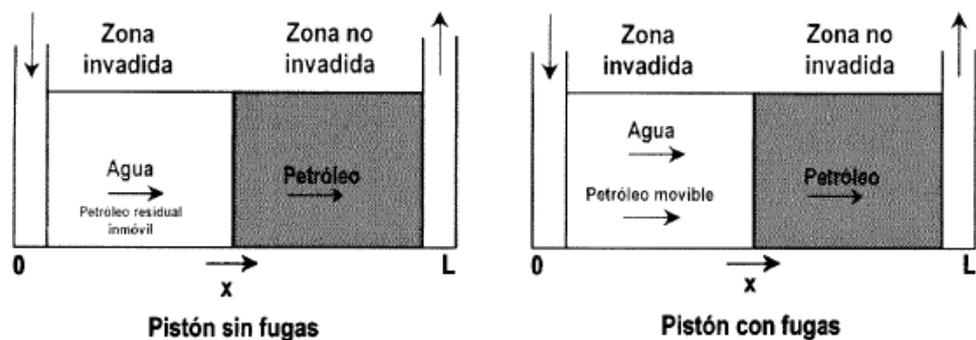


Figura 1.15 Tipos de desplazamiento [Ferrer, 2009]

Podemos tener dos tipos de desplazamientos, el pistón sin fugas, el cual ocurre cuando el petróleo remanente no tiene movilidad, es aquí cuando la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Y el pistón con fugas, en el cual el petróleo remanente posee movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida, en el momento cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, provocará una producción variable de petróleo

1.4.16.1 Fases de desplazamiento

Fase Inicial o antes de la ruptura: Es la fase en la cual se produce el fluido desplazado (petróleo) sin intrusión del fluido desplazante (agua).

Fase subordinada o después de la ruptura: En esta fase se sigue produciendo petróleo, pero a su vez empieza a producirse el agua de inyección. Lo ideal en todo proyecto de inyección de agua es retrasar el tiempo al que suceda la ruptura, debido a que la producción del pozo deja de ser rentable.

1.4.16.2 Mecanismos de desplazamiento

El mecanismo de desplazamiento de un fluido es un proceso de flujo no continuo, debido a las variaciones de las saturaciones en el tiempo, desencadenando una serie de cambios en las viscosidades de fases, permeabilidades relativas y presiones. Dentro de este análisis se consideran 4 etapas: condiciones iniciales, invasión, ruptura del agua, posterior a la ruptura.

1.4.16.2.1 Condiciones Iniciales

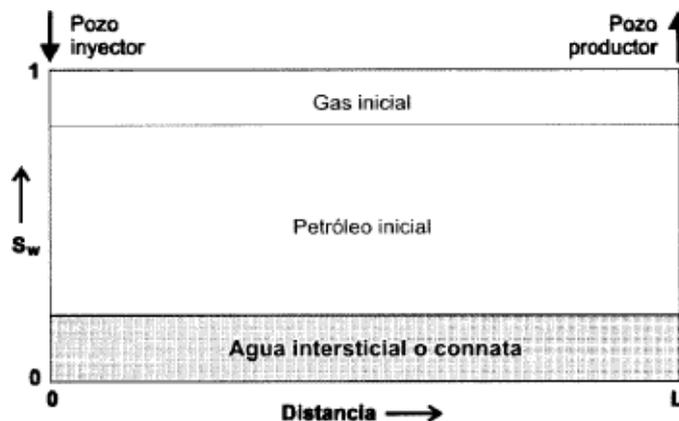


Figura 1.16 Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección [Ferrer, 2009]

1.4.16.2.2 Invasión

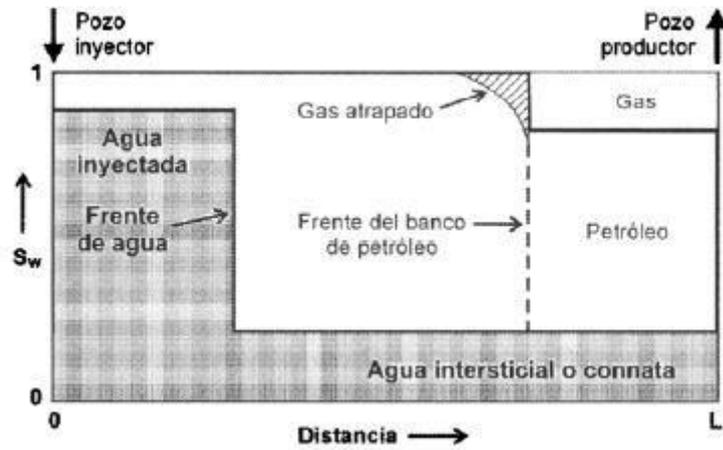


Figura 1.17 Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo de la inyección [Ferrer, 2009]

1.4.16.2.3 Ruptura

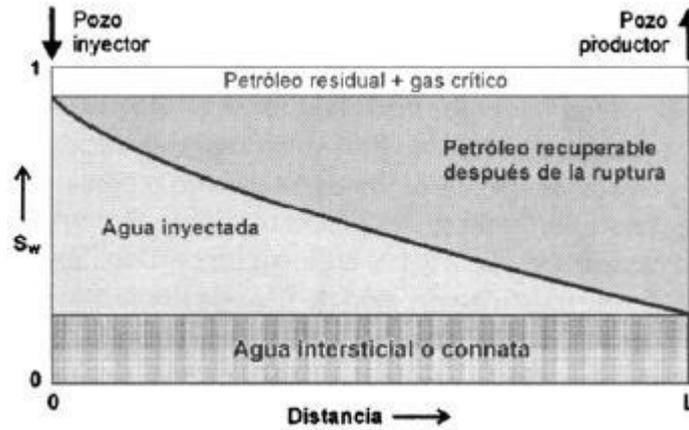


Figura 1.18 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura [Ferrer, 2009]

1.4.16.2.4 Posterior a la ruptura

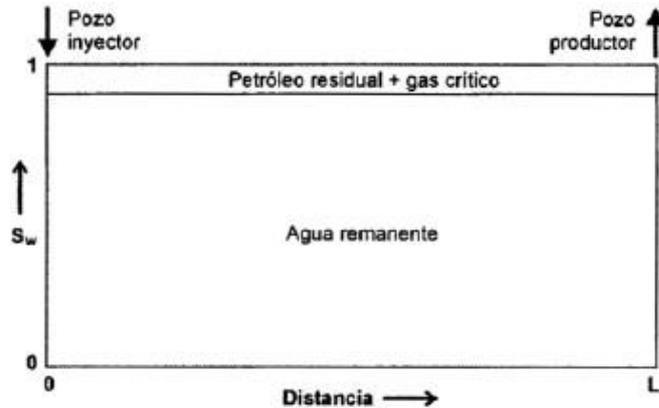


Figura 1.19 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de abandono [Ferrer, 2009]

1.4.16.3 Teoría del flujo fraccional

El flujo fraccional expresa la razón de fluido desplazante (agua), es decir este factor expresa el ritmo de producción de agua sobre el ritmo de producción total.

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (1.10)$$

Si asumimos que las saturaciones de fluido se distribuyen de manera uniforme con relación al espesor de la arena, a lo largo de una línea central en el reservorio, se puede describir el flujo de petróleo y agua usando las permeabilidades relativas ponderadas por el espesor permitiendo analizar el proceso en una sola dirección.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \times u_w}{u_o \times k_{rw}}} \quad (1.11)$$

1.4.16.4 Teoría de Buckley – Leverett

Se presenta un modelo matemático para aproximar la eficiencia del desplazamiento conforme las teorías de Buckley – Leverett. Las hipótesis para estas teorías son:

- Flujo bifásico: La roca reservorio es mojable al agua, se tiene un proceso de inhibición en el cual se inyecta agua en el borde de entrada y se produce agua y petróleo en el borde de salida.
- Flujo incompresible: la suma del caudal de agua y del caudal de petróleo, caudal total, es igual al caudal de agua inyectada.
- Flujo lineal y unidimensional.
- Medio poroso homogéneo: permeabilidad y porosidad constantes. En la práctica todas las rocas son heterogéneas, por lo cual se estima un valor promedio de las porosidades y de las permeabilidades medidas. Estos valores promedio se utilizan en la modelización.
- Se desprecia el gradiente de la presión capilar en la dirección del flujo.

Ecuación de Buckley – Leverett

El modelo simula la inundación con agua de una porción lineal de la roca reservorio situada entre un pozo inyector y un pozo productor en un ensayo piloto de campo, figura 1.20.

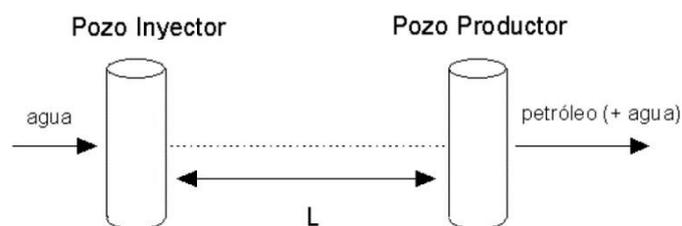


Figura 1.20 Modelo lineal de inyección [Buckley-Leverett, 1986]

Buckley y Leverett presenta lo que se considera la ecuación básica para describir el desplazamiento inmisible de petróleo por agua en una dimensión (Dake, 1978). La cual se deriva del sistema, Ec. 1.12 y Ec. 1.13, aplicando las siguientes hipótesis simplificadoras:

- Fluidos incompresibles
- Flujo unidimensional
- Medio poroso homogéneo (permeabilidad absoluta y porosidad constante)
- Se desprecia la presión capilar.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\rho_n k \frac{k_{rn}}{\mu_n} \left(\frac{\partial p_n}{\partial x} - \rho_n g \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] + q_n = \phi \frac{\partial(\rho_n S_n)}{\partial t} \quad (1.12)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\rho_w k \frac{k_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} - \rho_w g \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] + q_w = \phi \frac{\partial(\rho_w S_w)}{\partial t} \quad (1.13)$$

Aplicando estas hipótesis se obtiene una ecuación diferencial en saturación de agua a la que se le puede calcular una solución analítica. Dependiendo de los coeficientes y de las condiciones iniciales, ésta puede no ser una solución clásica, diferenciable, (Savioli y Fernandez Berdaguer, 2007).

$$-\frac{\partial(\rho_n v_n)}{\partial x} + q_n = \frac{\partial(\phi \rho_n S_n)}{\partial t} \quad (1.14)$$

$$-\frac{\partial(\rho_w v_w)}{\partial x} + q_w = \frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\partial t} \quad (1.15)$$

Para obtener dicha ecuación se comienza trabajando con las ecuaciones de conservación de masa Ec. 1.14 y Ec. 1.15, junto con las hipótesis simplificadas resultan:

$$-\frac{\partial v_w}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (1.17)$$

$$-\frac{\partial v_o}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} \quad (1.18)$$

Si definimos la velocidad total como:

$$v = v_o + v_w \quad (1.19)$$

Sumando Ec. 1.17 y Ec. 1.18 resulta:

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = \phi \frac{(S_w + S_o)}{\partial t} = 0 \quad ; v \text{ no depende de } x$$

Ahora se trabaja con las ecuaciones de movimiento de Darcy Ec. 1.20 y Ec. 1.21 que con las hipótesis simplificadoras resultan:

$$v_n = \frac{q_n}{A} = -\frac{k_n}{\mu_n} \left(\frac{\partial p_n}{\partial x} - \rho_n g \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (1.20)$$

$$v_w = \frac{q_w}{A} = -\frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} - \rho_w g \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (1.21)$$

Donde:

k_j = Permeabilidad efectiva a la fase j ,

En la práctica k_j se expresa en términos de permeabilidad relativa, k_{rj}

$$k_j = k_{rj} k$$

$$k_j = k_{rj}(S_w) \quad ; j = n, w$$

$$v_w = -k \frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (1.22)$$

$$v_o = -k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \quad (1.23)$$

Usando $p_c = p_o - p_w = 0$ y reemplazando en Ec. 1.23

$$v_o = -k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (1.24)$$

Sumando Ec. 1.22 y Ec. 1.23

$$v = v_o + v_w = -k \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \frac{\partial p_w}{\partial x}$$

$$\frac{\partial p_w}{\partial x} = - \frac{v}{k \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right)} \quad (1.25)$$

Introduciendo Ec. 1.25 en Ec. 1.22

$$v_w = \frac{\frac{k_{rw} v}{\mu_w}}{\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}} \quad (1.26)$$

Se define flujo fraccional del agua como:

$$f_w = \frac{v_w}{v} \quad (1.27)$$

Usando la ecuación Ec. 1.26 y Ec. 1.27 resulta:

$$f_w = \frac{\frac{k_{rw} v}{\mu_w}}{\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} = f_w(S_w) \quad (1.28)$$

Ahora volvemos a la ecuación de conservación Ec. 1.17.

Reemplazando $v_w = v f_w$ en Ec. 1.17 se obtiene:

$$- \frac{\partial(v f_w)}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (1.29)$$

Como v no depende de x , resulta:

$$- \frac{\partial f_w}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (1.30)$$

Finalmente usando:

$$\frac{\partial f_w}{\partial x} = \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x}$$

Se obtiene la ecuación de Buckley – Leverett:

$$v \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} + \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0 \quad (1.31)$$

Así resulta una única ecuación diferencial cuya incógnita es la saturación de agua S_w .

Para resolverla debemos imponer una condición inicial $S_w(x, t = 0)$.

Además, se considera que inicialmente el reservorio está saturado con petróleo y agua connata S_{wc} .

Se inyecta agua en $x=0$ y en ese punto se hace la hipótesis que la saturación de agua es máxima, es decir $S_w = 1 - S_{or}$, S_{or} saturación residual de petróleo.

Por lo tanto, la condición inicial resulta un salto discontinuo.

$$S_w(x, t = 0) = \begin{cases} 1 - S_{or}, & x = 0 \\ S_{wc}, & 0 < x \leq L \end{cases}$$

Teoría del avance frontal

Para resolver la Ec. 1.31 se busca determinar la velocidad de avance de un frente de saturación de agua constante $[dx/dt]_w$ (Dake, 1978). Para un frente de saturación de agua constante, se cumple $dS_w = 0$. Entonces.

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right) \cdot dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right) \cdot dt = 0 \quad (1.32)$$

$$-\left[\frac{\partial S_w}{\partial x}\right] \cdot \left[\frac{dx}{dt}\right] = \left[\frac{\partial S_w}{\partial t}\right] \quad (1.33)$$

Ahora bien, dividiendo la Ec. 1.31 de Buckley – Leverett \emptyset se obtiene:

$$-\frac{v}{\phi} \frac{df_w}{dS_w} \left[\frac{\partial S_w}{\partial x}\right] = \left[\frac{\partial S_w}{\partial t}\right] \quad (1.34)$$

Comparando la ecuación Ec. 1.34 y Ec. 1.33, resulta que:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{v}{\phi} \frac{df_w}{dS_w} \quad (1.35)$$

La Ec. 1.35 implica que la velocidad de avance de un frente de saturación de agua constante, $\frac{dx}{dt}$ es proporcional a la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación al agua.

Usando:

$$v = \frac{q_t}{A} \quad (1.36)$$

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{S_w=cte} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w=cte} \quad (1.37)$$

donde, $q_t = q_o + q_w$, es el caudal total.

Esta ecuación establece que cualquier saturación de agua S_w , se mueve a lo largo de la trayectoria del flujo a una velocidad igual a:

$$\frac{q_t}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \quad (1.38)$$

Así, al aumentar q_t , la velocidad del plano de saturación aumenta proporcionalmente. Análogamente al reducir q_t , la velocidad del plano de la saturación baja proporcionalmente.

La ecuación Ec. 1.37 puede integrarse para obtener:

$$x = \int_0^t \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w=cte} dt \quad (1.39)$$

$$x = \frac{1}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w=cte} \int_0^t q_t dt \quad (1.40)$$

Pero $\int_0^t q_t dt$ es el volumen de agua inyectada, que llamamos W_i .

Entonces:

$$x = \frac{W_i}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \quad (1.41)$$

La Ec. 1.41 indica que dada una saturación S_w y un tiempo t , puede determinarse la posición x , que se comporta con $\frac{df_w}{dS_w}$

Para independizarse de los datos de cada ejemplo particular se definen las siguientes variables adimensionales:

$$x_D = \frac{x}{L} \quad \text{y} \quad t_D = \frac{W_i}{A\phi L}$$

El valor de t_D es un tiempo adimensional que se lo conoce como volúmenes porales inyectados. Así resulta:

$$x_D = t_D \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \quad (1.42)$$

En la figura 1.21, se muestra una curva típica de flujo fraccional de agua $f_w(S_w)$

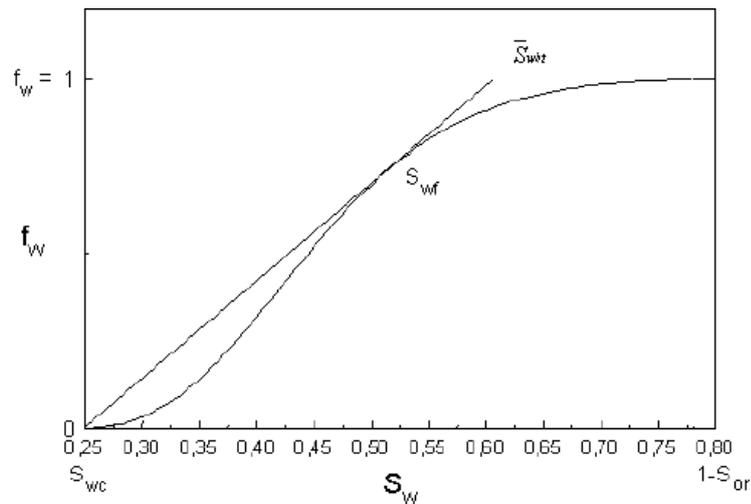


Figura 1.21 Curva de Flujo Fraccional de Agua [Buckley-Leverett, 1986]

Si calculamos $\frac{df_w}{dS_w}$ obtenemos la curva de la figura 1.22, su derivada presenta un máximo.

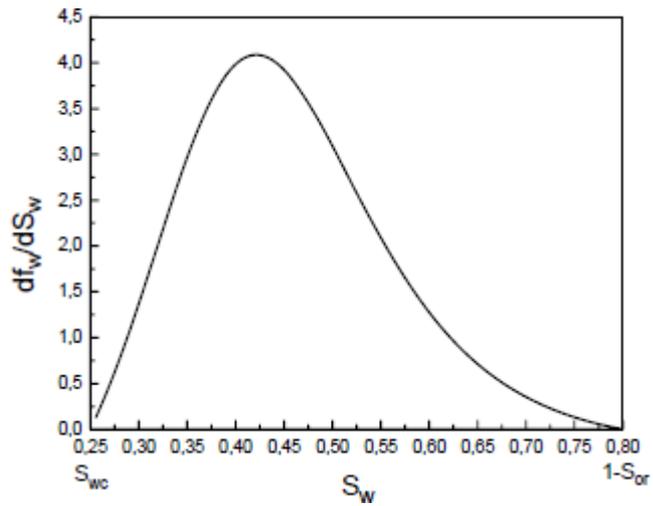


Figura 1.22 Derivada del flujo fraccional de la saturación de agua, (típica de una muestra de roca mojable al agua) [Buckley-Leverett, 1986]

Como x_D es proporcional a $\frac{df_w}{dS_w}$, un gráfico de S_w versus x_D se obtendrá invirtiendo la figura 1.22, como se ve en la figura 1.23.

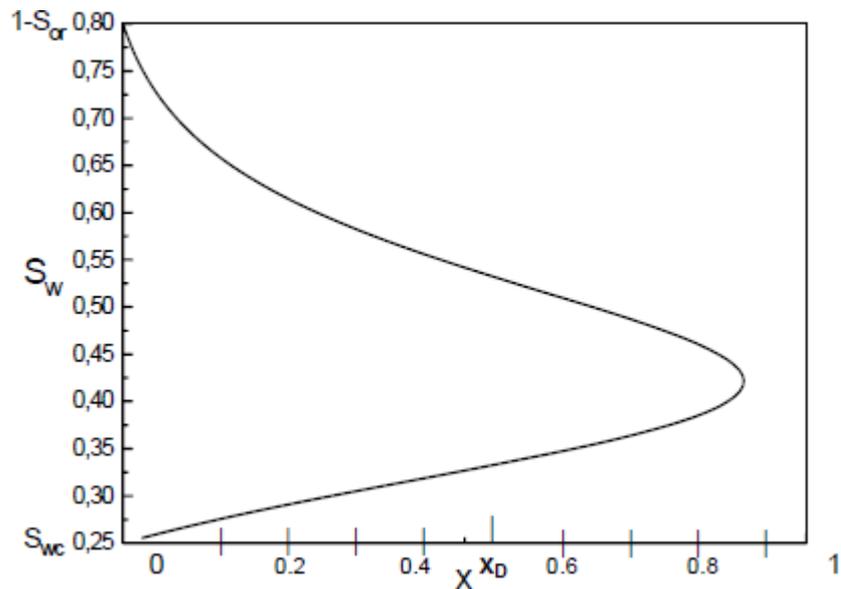


Figura 1.23 Distribución de la saturación de agua en función de la distancia adimensional [Buckley-Leverett, 1986]

La solución $S_w(x)$ que se ve en la figura 1.23, presenta más de un valor de S_w para una distancia x_D . Esto no tiene sentido físico. Entonces debemos elegir una de las dos ramas de la curva.

Dado que la mayor saturación de agua está en el punto de inyección ($S_w = 1 - S_{or}$), en forma intuitiva. Buckley y Leverett en 1942 dedujeron que, en realidad, los planos de saturación S_w intermedios tienen mayor velocidad que los de S_w pequeños. Entonces los alcanzan y se forma una discontinuidad en la curva $S_w(x)$. Esta discontinuidad o frente de choque (shock front) se muestra en la figura 1.24. La saturación en el frente de choque se denomina S_{wf} . Este valor se encuentra mediante un balance de agua (Lake, 1989), haciendo que las áreas por delante y por detrás del frente de choque sean iguales.

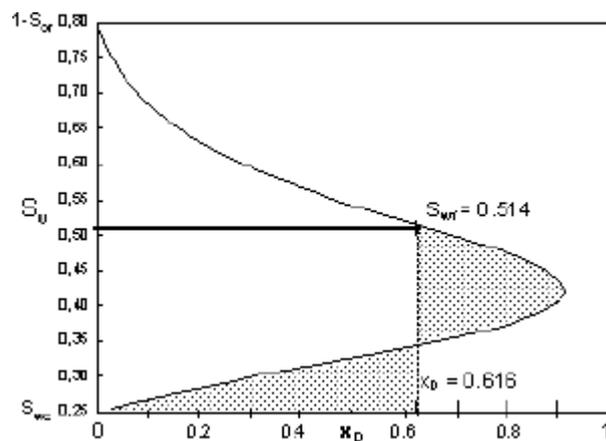


Figura 1.24 Compensación de áreas para hallar el frente de choque [Buckley-Leverett, 1986]

Aguas arriba de frente la saturación es la connata S_w . Aguas abajo del frente, vale la ecuación de Buckley – Leverett. La distribución de saturación de agua se muestra en la figura 1.25.

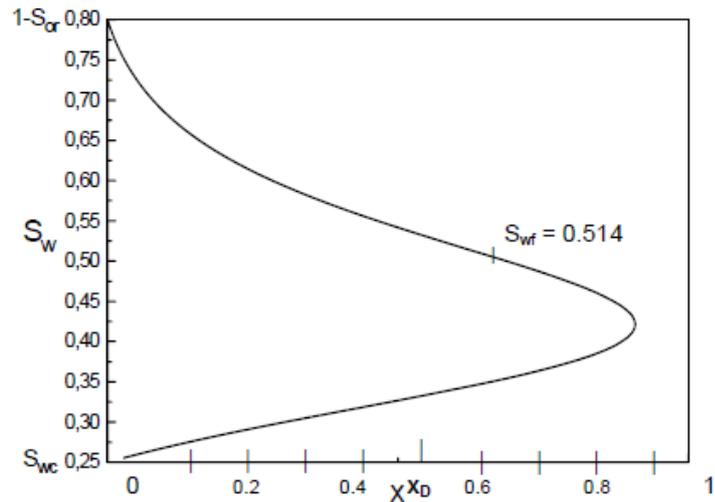


Figura 1.25 Distribución de la Saturación de Agua Mostrando el Frente de Choque [Buckley-Leverett, 1986]

La existencia de un frente discontinuo está comprobada por experiencias de laboratorio (Willhite, 1986).

1.4.17 Arreglo de pozos y eficiencia de barrido

Una de las características más importantes de la inyección de los fluidos es la razón de movilidad, la cual describe la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo), y puede relacionarse con la conducta en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazantes. (Ferrer, 2009)

$$M_{D,d} = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_{Desplazante}}{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_D}{\left(\frac{\kappa}{\mu}\right)_d} \quad (1.43)$$

$$M_{\omega,o} = \frac{\lambda_{\omega}}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{\kappa_{\omega}}{\mu_{\omega}}\right)}{\left(\frac{\kappa_o}{\mu_o}\right)} = \frac{\kappa_{\omega} \mu_o}{\kappa_o \mu_{\omega}} = \frac{\kappa_{r\omega} \mu_o}{\kappa_{ro} \mu_{\omega}} \quad (1.44)$$

1.4.17.1 Tipos de arreglos de pozos

Si bien la razón de movilidad es una característica importante, es la distribución o arreglo de pozos inyectores con respecto a los pozos productores el factor predominante que influye directamente a un proyecto de inyección de agua.

Para una mejor comprensión se asume que la distribución de los pozos inyectores y productores forman figuras geométricas conocidas.

Tabla 1.1 Características de los arreglos de pozos [Ferrer, 2009]

Tipo de arreglo	$R_{PI/PP}$	Elemento del Arreglo
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alterna	1	Líneas desfasadas de pozos
5 pozos	1	Cuadrado
7 pozos	2	Triángulo equilátero
7 pozos invertido o arreglo de 4 pozos	1/2	Triángulo equilátero
9 pozos	3	Cuadrado
9 pozos invertido	1/3	Cuadrado

Estos arreglos enunciados pueden repetirse y formar un arreglo regular de pozos, a excepción del arreglo invertido de 5 pozos, el cual siempre se utiliza como un solo tipo de arreglo en el reservorio.

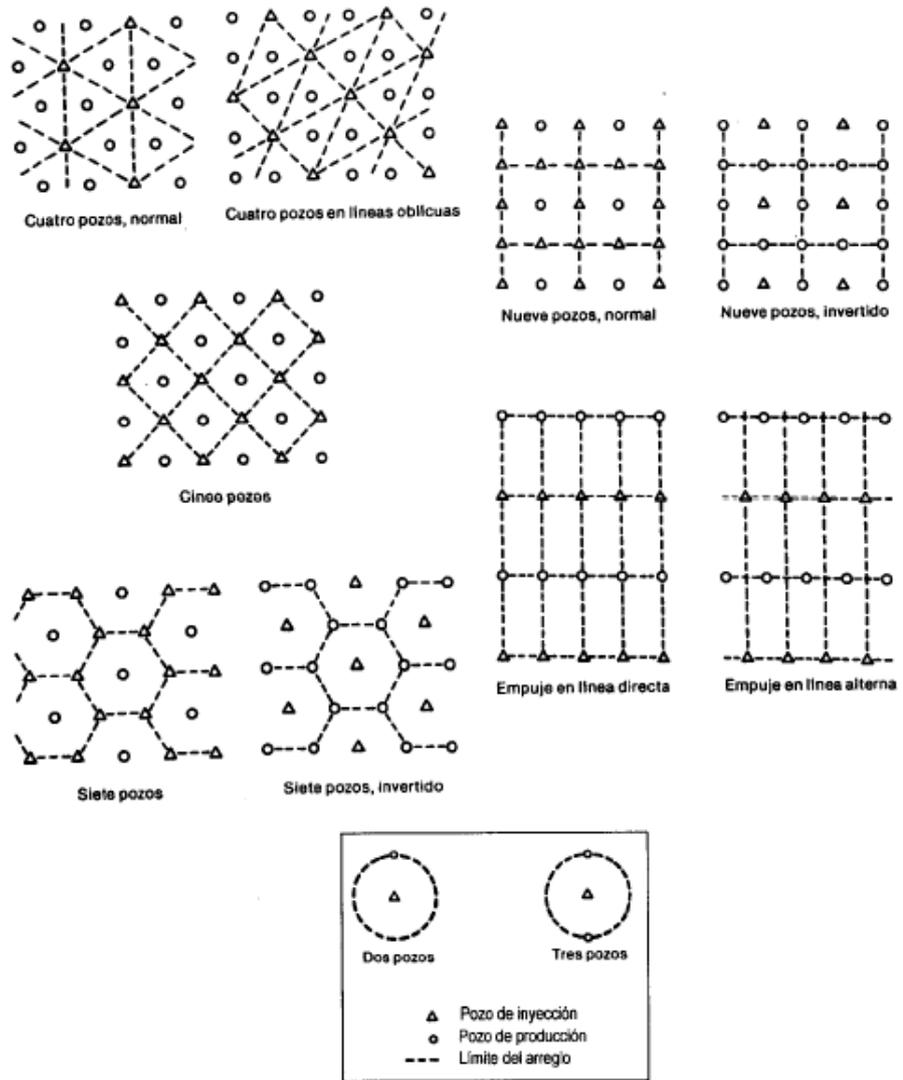


Figura 1.26 Tipos de arreglos de pozos [Ferrer, 2009]

1.4.17.2 Eficiencia de barrido

Se conoce como eficiencia de barrido a la fracción de volumen total que es barrido por el fluido inyectado.

1.4.17.2.1 Eficiencia de barrido areal

Es la razón entre el área horizontal invadida y el área horizontal que va a ser invadida.

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad (1.45)$$

1.4.17.2.2 Eficiencia de barrido vertical

Debido a la heterogeneidad del yacimiento, el fluido desplazante no alcanza toda el área vertical del yacimiento.

La eficiencia de barrido vertical se refiere a la fracción de área vertical que si es alcanzada por el fluido desplazante.

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad (1.46)$$

1.4.17.2.3 Eficiencia de barrido volumétrico

Es la razón del volumen poroso total invadido y el volumen total que puede ser invadido.

$$E_V = \frac{\text{volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}} \quad (1.47)$$

o
$$E_V = E_A \times E_v \quad (1.48)$$

CAPÍTULO 2

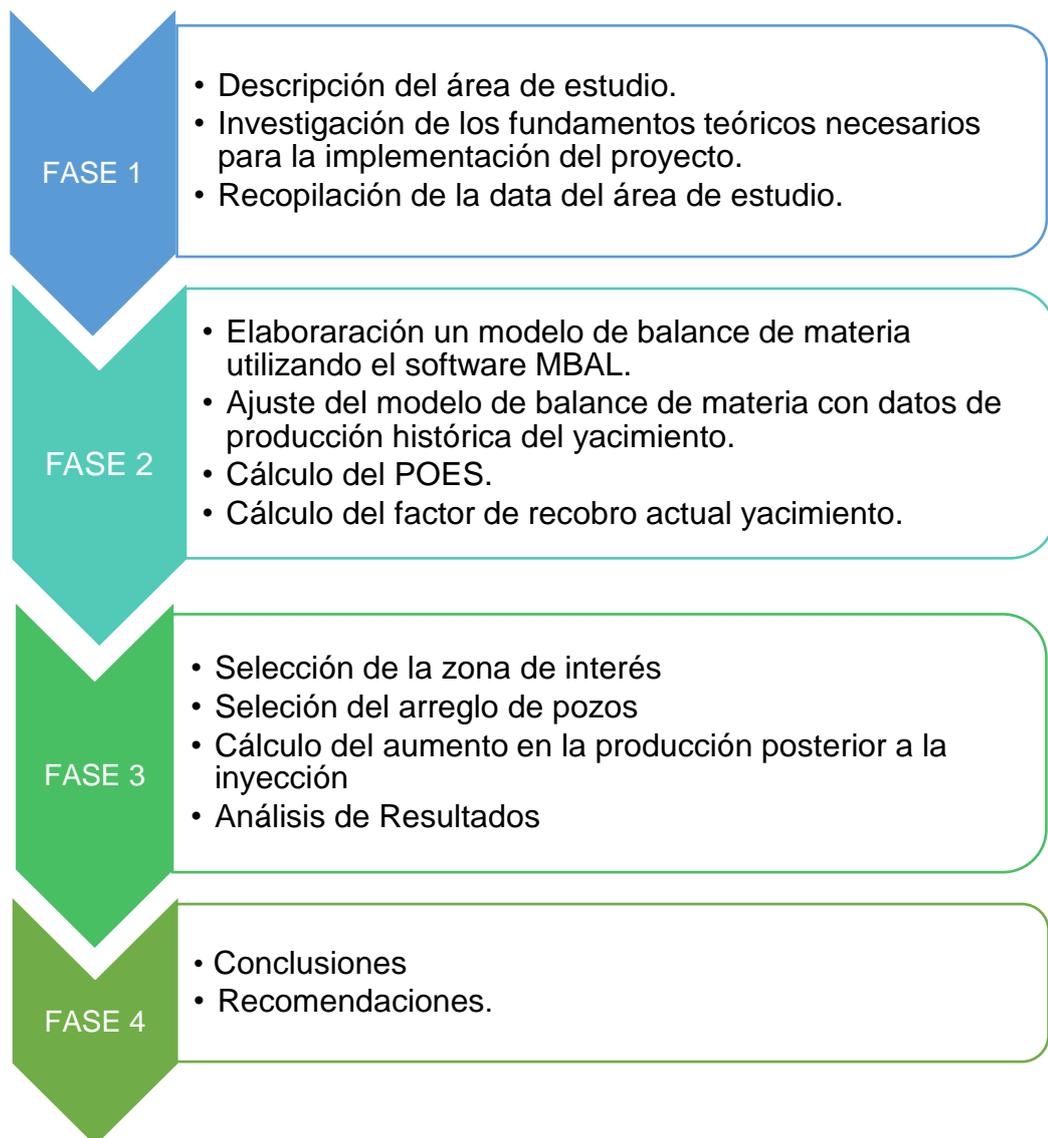
2. METODOLOGÍA

El análisis volumétrico se realizará en la arena Basal Tena en el campo Culebra – Yulebra, gerenciado por la empresa Petroamazonas E.P.

En los primeros capítulos se recopilará la información necesaria para proceder a crear el modelo de balance de materia, utilizando el software MBAL.

Una vez realizado el modelo, este debe hacer un ajuste perfecto con los datos históricos de producción. Logrado el ajuste, se tendrá un modelo que describa de manera apropiada las características y el comportamiento del yacimiento. Además, permitirá conocer el volumen inicial de petróleo del yacimiento y su factor de recobro actual.

Luego de la estimación del factor de recobro se propone la realización de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, procediendo a determinar la cantidad de pozos inyectoros y productores que deban ser implementados en el campo, con el propósito de acrecentar la producción del yacimiento Basal Tena.



2.1 Tipo de investigación

El siguiente estudio se realizó con un tipo de investigación analítica, de campo y bibliográfica.

2.1.1 Investigación analítica

Se recolecta información que permita entender todas las propiedades que afectan al comportamiento del yacimiento de estudio. Los resultados se detallan de manera comparativa y de forma sistemática.

2.1.2 Investigación de campo

Esta investigación se desarrolló en el bloque 61 en el Oriente ecuatoriano, se analizó la información de los pozos existentes en el campo Culebra – Yulebra.

Para realizar una descripción general de la arenisca Basal Tena se analizaron mapas de la zona, registros petrofísicos, análisis PVT, historiales de producción, así como el estado actual de los pozos que tienen arena prospectiva en Basal Tena. Actualmente existen tres pozos activos produciendo de Basal Tena, YLB – 001, YLBC – 017 y YLBD – 003, y a su vez seis pozos que produjeron de Basal Tena, CLB – 002, CLB – 004, YLBA – 008, YLBB – 010, YLBA – 016 y YLBA – 019.

2.2 Referencias bibliográficas

Se estudió los detalles de la investigación y la problemática, con su marco teórico. Este material fue obtenido de internet, libros, tutores y material de las empresas Petroamazonas EP y Shaya S.A.

Se investigan temas sobre propiedades de un yacimiento, análisis de registros, estimación de POES, software MBAL, recuperación secundaria y arreglo de pozos.

2.3 Recolección de datos del campo Culebra – Yulebra

Durante la investigación de la problemática, se analizaron los datos obtenidos de la siguiente manera:

Análisis PVT

Conocer las propiedades de los fluidos en la arenisca Basal Tena es el primer paso por seguir dentro de la caracterización del sistema roca. En el Bloque 61 se tiene registro de 3 pruebas PVT, de las cuales 2 fueron tomados en el Auca Central, centro del bloque, y la tercera en el área norte del bloque, en el pozo YLB – 001, ubicado dentro del campo de estudio

Tabla 2.2 Propiedades principales de la arenisca Basal Tena [Shaya S.A., 1981]

PVT BASAL TENA	
Pr (psi)	3700
Pb (psi)	890
Tr (°F)	191
Boi (bbl/stb)	1,0920
Rsi (cuft/stb)	133
SG gas	0,95
μ_o (cp)	16,02
°API	18.5
cf (psi ⁻¹)	3,801E-6

Según la caracterización de los fluidos del reservorio realizada por McCain, tenemos como fluido en Basal Tena petróleo negro, figura 2.27

PETROLEUM FLUIDS AND THEIR CHARACTERISTICS					
Characteristic	Oils			Gases	
	Heavy Oils and Tars	Black Oils	Volatile Oils	Gas Condensates	Wet and Dry Gases
Initial fluid molecular weight	210+	70 to 210	40 to 70	23 to 40	<23
Stock-tank-oil color	black	brown to light green	greenish to orange	orange to clear	clear
Stock-tank oil-gravity, °API	5 to 15	15 to 45	42 to 55	45 to 60	45+
C7-plus fraction, mol%	>50	35 to 50	10 to 30	1 to 6	0 to 1
Initial dissolved GOR, scf/STB	0 to 200	200 to 900	900 to 3,500	3,500 to 30,000	30,000+
Initial FVF, B_{oi} , RB/STB	1.0 to 1.1	1.1 to 1.5	1.5 to 3.0	3.0 to 20.0	20.0+
Typical reservoir temperature, °F	90 to 200	100 to 200	150 to 300	150 to 300	150 to 300
Typical saturation pressure, psia	0 to 500	300 to 5,000	3,000 to 7,500	1,500 to 9,000	—
Volatile-oil/gas ratio, STB/MMscf*	0	0 to 10	10 to 200	50 to 300	0 to 50
Maximum vol% liquid during CCE**	100	100	100	0 to 45	0
OOIP, STB/acre-ft (bulk)	1,130 to 1,240	850 to 1,130	400 to 850	60 to 400	0 to 60
OGIP, Mscf/acre-ft (bulk)	0 to 200	200 to 700	300 to 1,000	500 to 2,000	1,000 to 2,200

*At bubblepoint pressure. **Constant composition expansion of reservoir fluid.

Figura 2.27 Características de los fluidos de petróleo [McCain, 1990]

Curvas de permeabilidades relativas

Para la arenisca Basal Tena, se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa, para el tipo de roca presente en el reservorio, según la interpretación petrofísica, se tiene una roca tipo 0. Las permeabilidades relativas del petróleo y del agua arenisca se indican en la Tabla 2.3 y se grafican en la figura 2.28.

Tabla 2.3 Datos de permeabilidades relativas en Basal Tena [Shaya S.A., 1981]

Sw	Krw	So	Kro
0,169	0	0,831	1
0,249	0,0001	0,751	0,8092
0,335	0,0026	0,665	0,6148
0,404	0,0064	0,596	0,4733
0,491	0,0225	0,509	0,3188
0,574	0,0564	0,426	0,2004
0,632	0,0964	0,368	0,1352
0,738	0,2198	0,262	0



Figura 2.28 Curvas permeabilidad relativa en Basal Tena [Shaya S.A., 1981]

Historia de presión de yacimiento

A lo largo de la producción del campo se han realizado 17 BUP's en 8 de los 9 pozos productores de BT. Se observa como la presión desde 3714 psia en el año de 1981 ha ido declinando, encontrándose en el orden de 925 psia para el año 2012, no se tienen datos adicionales de presión

tomados por echometer. No se conoce la presión actual del reservorio, sin embargo, se estima que se encontraría en el orden de los 800 psia.

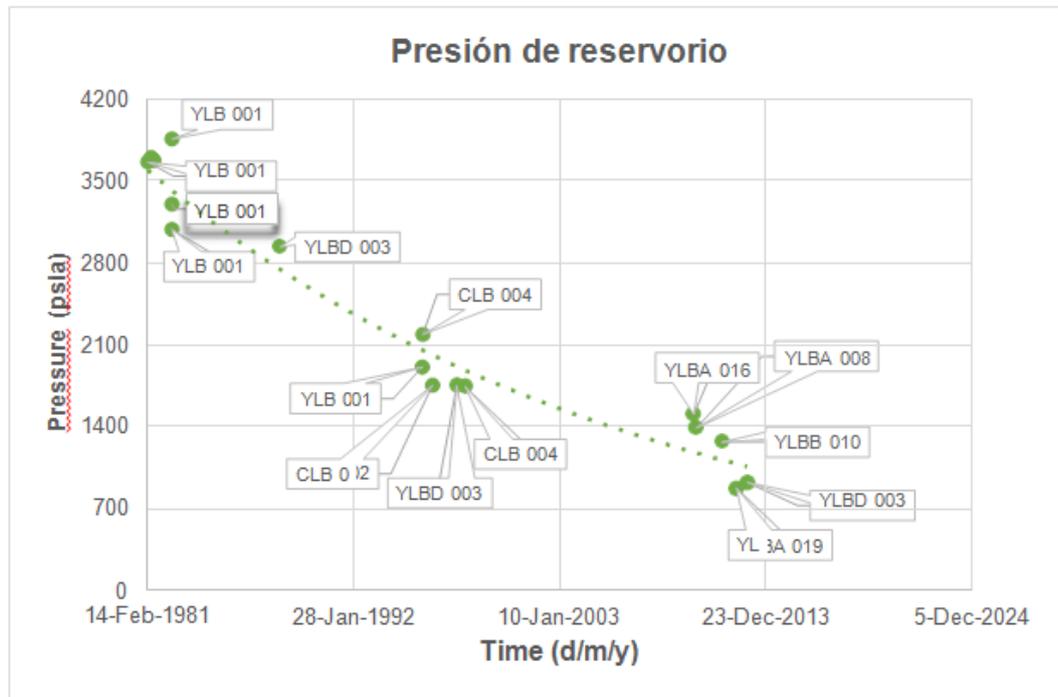


Figura 2.29 Datos históricos de presión de reservorio [Shaya S.A., 1981]

Histórico de producción

El reservorio Basal Tena en el campo Culebra – Yulebra empieza su producción en 1981 con el pozo YLB 001, siendo el único productor de este reservorio hasta el año 1987, donde el pozo CLB – 002 empieza su producción en esta arena. En el año 2010 se tiene lugar a una campaña de perforación de nuevos pozos en el campo, llegándose a producir hasta la fecha un acumulado de petróleo de 12 MMbbls.

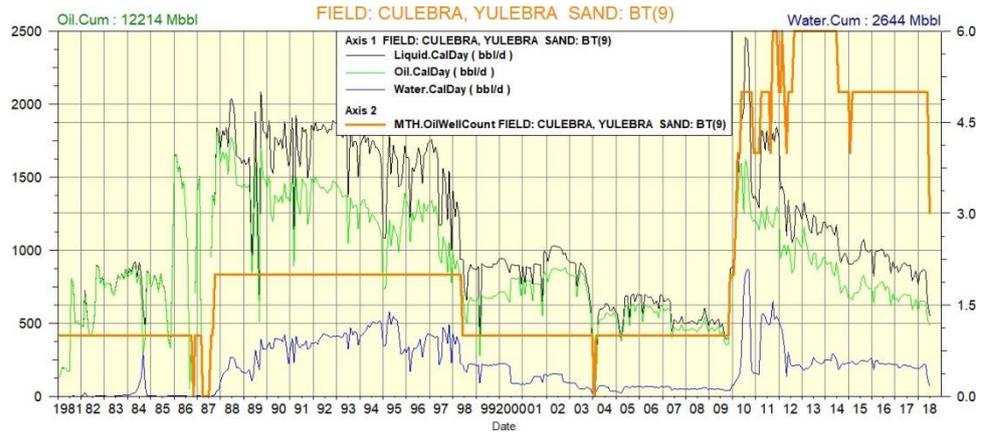


Figura 2.30 Campo Culebra – Yulebra: Evolución de Producción de Líquidos y Pozos Productores Activos en BT [Shaya S.A., 2018]

2.4 Desarrollo

Para el desarrollo del proyecto es necesario realizar la correcta caracterización del yacimiento, por lo que se realizan varios estudios para determinar las propiedades petrofísicas y las propiedades del fluido.

2.4.1 Evaluación petrofísica

El proyecto inicia con la evaluación petrofísica de los pozos del campo Culebra – Yulebra mediante los registros eléctricos, Anexo A.

Con la ayuda del software Techlog se analizaron todos los pozos del campo que se tengan registros petrofísicos en el área de Basal tena, teniendo como resultado 20 pozos en los cuales se evidencia la presencia de la arenisca Basal Tena. Debido a que históricamente este yacimiento es considerado como secundario, no se suele registrar esta arena.

Una vez realizada la evaluación de los registros, se calcula un promedio de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Tabla 2.4 Propiedades Petrofísicas promedias en Basal tena [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Datos Promedio BT	
Porosidad (%)	15.16
Permeabilidad absoluta (md)	1042
Saturación de agua	0.2
Espesor (ft)	17.3
Net Pay (ft)	6.42
N/G (%)	30.3

2.4.2 Propiedades de los fluidos

Para determinar las propiedades de los fluidos se tomaron datos de los pozos que producen o han producido de Basal Tena en el campo Culebra – Yulebra.

Los datos fueron obtenidos del software OFM, y corresponden al último registro de producción de cada pozo, Anexo B.

Una vez tabulado los datos de los pozos, se calcula un promedio de las propiedades de los fluidos de la arenisca Basal Tena.

Tabla 2.5 Propiedades promedio de los fluidos en Basal Tena [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Promedio	
API°	18.5
BSW	11%
Salinidad	35824 ppm

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Balance de materia utilizando software MBAL

Una vez caracterizado el sistema roca fluido del reservorio, revisado los datos históricos de producción y analizado el historial de presión del reservorio, se procede a realizar el modelo de balance de materia en el software MBAL.

Como se definió previamente, tenemos petróleo negro como fluido del yacimiento, se utilizará un solo tanque que representará al reservorio Basal tena en el campo Culebra – Yulebra. Se tiene dato de un solo PVT, del pozo YLB 001, por lo tanto, el modelo de PVT es simple. Los datos históricos de producción se los ingresará por tanque es decir toda la producción acumulada en Basal Tena en Culebra – Yulebra.

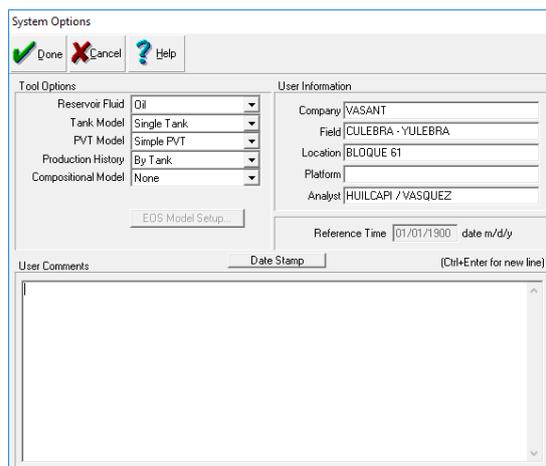


Figura 3.31 Herramientas de ingreso de data en el software MBAL [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Luego ingresamos los datos del PVT analizado, y elegimos la correlación con la cual trabajaremos para calcular las propiedades del reservorio a lo largo de su producción. Standing es la correlación típicamente utilizada para crudos pesados y con la cual se obtiene el menor error, como se aprecia en la figura 3.33.

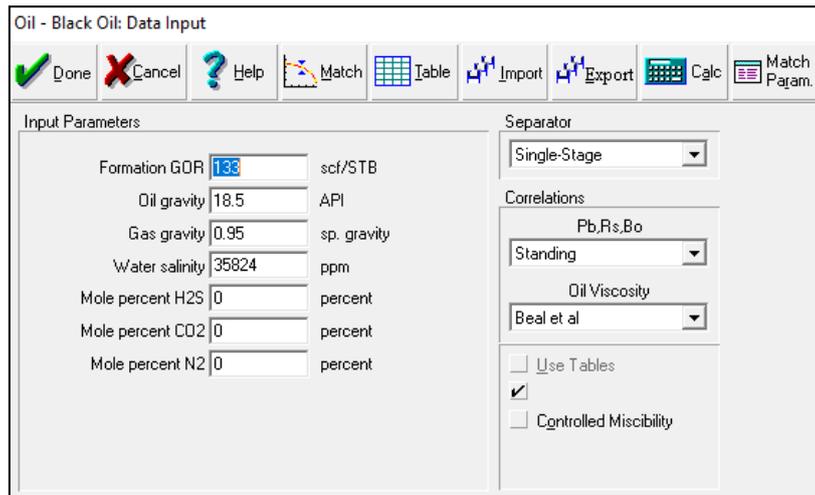


Figura 3.32 Ingreso de datos PVT [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

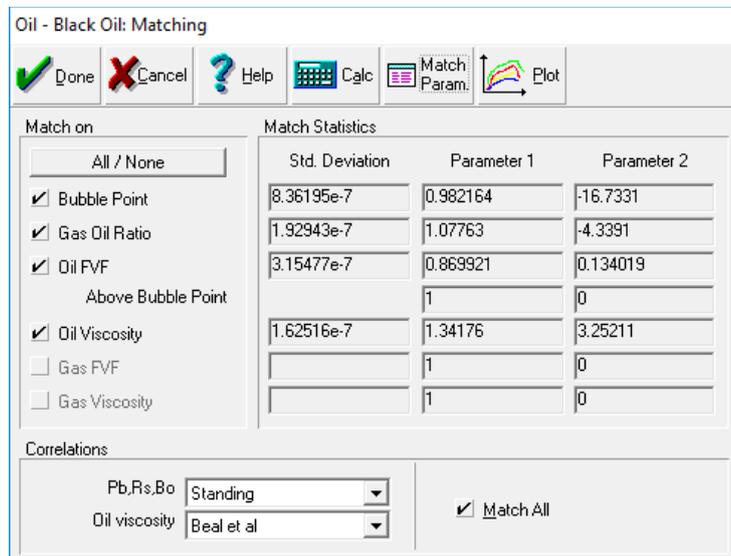


Figura 3.33 Errores inherentes usando la correlación de Standing [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Después se ingresarán los parámetros del tanque del reservorio, el campo del POES, puede ser llenado con un valor aleatorio para efectos de corridas del programa

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History
Tank Type						
Name						
Temperature						
Initial Pressure						
Porosity						
Connate Water Saturation						
Water Compressibility						
Initial Gas Cap						
Original Oil In Place						
Start of Production						

Figura3.34 Ingreso de datos: parámetros del reservorio [Vásquez Y. & Huilcapí R., 2018]

El empuje asociado al yacimiento es por expansión roca y fluido, por ello, no se ingresa un modelo de acuífero que acompañe al yacimiento.

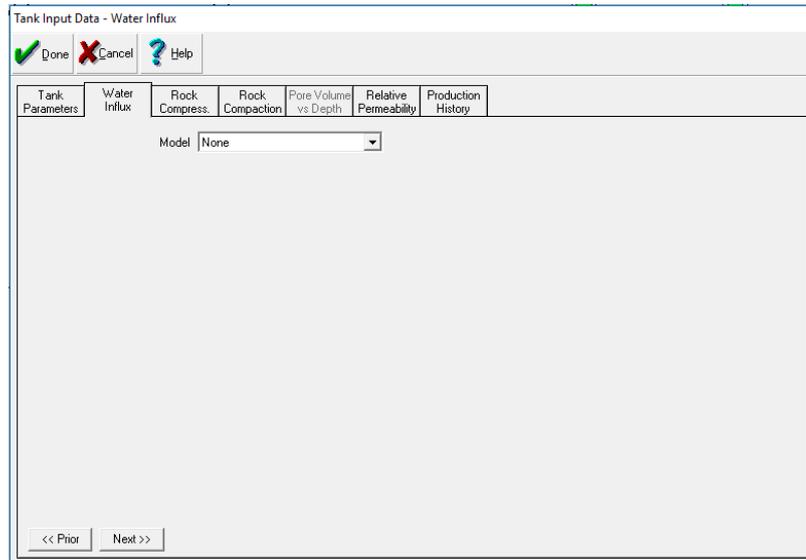


Figura 3.35 Ingreso de datos: modelo de acuífero [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Se ingresa el dato de compresibilidad de la roca obtenida en el PVT.

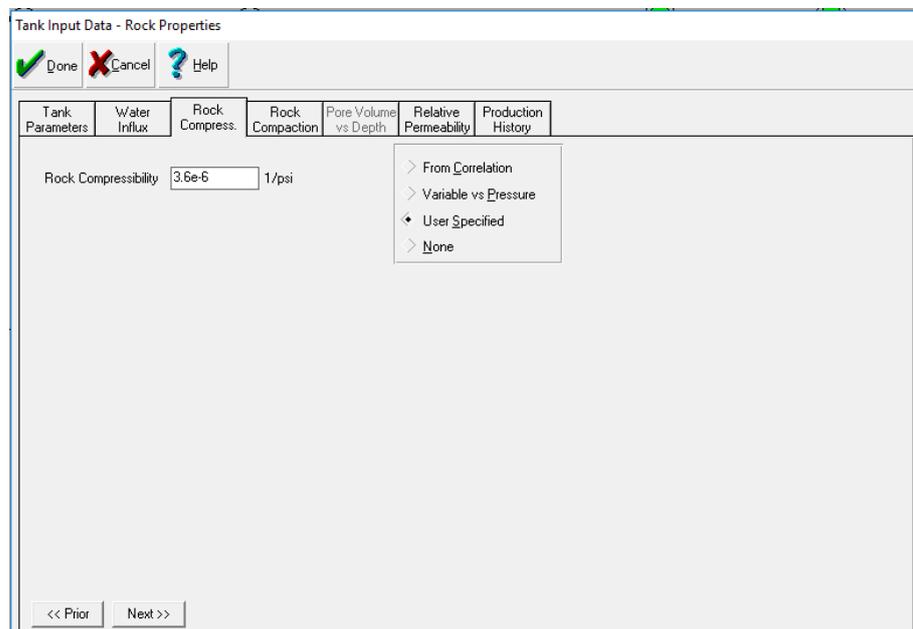


Figura 3.36 Ingreso de datos: compresibilidad de la roca [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Luego los datos de permeabilidades relativas del petróleo, gas y agua

Rel Perm. from: Tables
 Hysteresis: No
 Modified: No
 Water Sweep Eff.: 100 percent
 Gas Sweep Eff.: 100 percent

Water		Oil		Gas	
Sw	Krw	So	Kro	Sg	Krg
fraction	fraction	fraction	fraction	fraction	fraction
0.169	0	0.262	0	0	0
0.249	0.0001	0.368	0.1352	0.05	0
0.335	0.0026	0.426	0.2004	0.1475	0.0123
0.404	0.0064	0.509	0.3188	0.245	0.0494
0.491	0.0225	0.596	0.4733	0.3425	0.1111
0.574	0.0564	0.665	0.6148	0.44	0.1975
0.632	0.0964	0.751	0.8092	0.5375	0.3086
0.738	0.2198	0.831	1	0.635	0.4444
				0.7325	0.6049

WARNING : Enter saturations relative to total system

Figura 3.37 Ingreso de datos: Permeabilidades relativas [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

La última data que debemos proporcionar es el historial de producción del reservorio, figura 3.38

	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment
	date m/d/y	psia	MSTB	Mscf	MSTB	MMscf	MMSTB		
1	02/01/1981	3714	4	0	0			Medium	Edit..
2	03/01/1981		10	716	0			Medium	Edit..
3	04/01/1981		16	1511	0			Medium	Edit..
4	05/01/1981		21	2305	0			Medium	Edit..
5	06/01/1981		27	2987	0			Medium	Edit..
6	07/01/1981	3706	32	3690	0			Medium	Edit..
7	08/01/1981		57	7001	0			Medium	Edit..
8	09/01/1981		79	9954	0			Medium	Edit..
9	10/01/1981		95	12017	0			Medium	Edit..
10	11/01/1981		111	14063	1			Medium	Edit..
11	12/01/1981		126	16091	1			Medium	Edit..
12	01/01/1982		141	18073	1			Medium	Edit..
13	02/01/1982		154	19821	1			Medium	Edit..
14	03/01/1982		176	22678	2			Medium	Edit..
15	04/01/1982		192	24957	2			Medium	Edit..
16	05/01/1982		206	26628	2			Medium	Edit..

Work with GOR

Figura 3.38 Ingreso de datos: Historial de producción [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Con esto terminamos de ingresar la data base para nuestro modelo de reservorio. El próximo paso será el history match del modelo, en términos de la identificación del mecanismo de empuje y determinación el POES.

Antes de proceder con el history match debemos comprobar que el historial de producción es consistente con nuestro PVT ingresado. De nuestro historial de producción tenemos que nuestra última presión de reservorio fue registrada en el año 2012 y se encontraba en el orden de los 925 psia, muy cercana al punto de burbuja, 904 psia, por lo que para la fecha actual deberíamos estar produciendo por debajo de la P_b , y si comenzamos a producir bajo el punto de burbuja deberíamos tener un aumento en la relación gas petróleo, por la liberación y producción del gas en solución, sin embargo en el campo Culebra – Yulebra no se tiene un sistema de medición de gas, simplemente los ingenieros de producción reportan el gas producido, multiplicando el R_{si} por el petróleo producido, lo cual se comprueba graficando el R_p vs N_p , Figura 3.39.

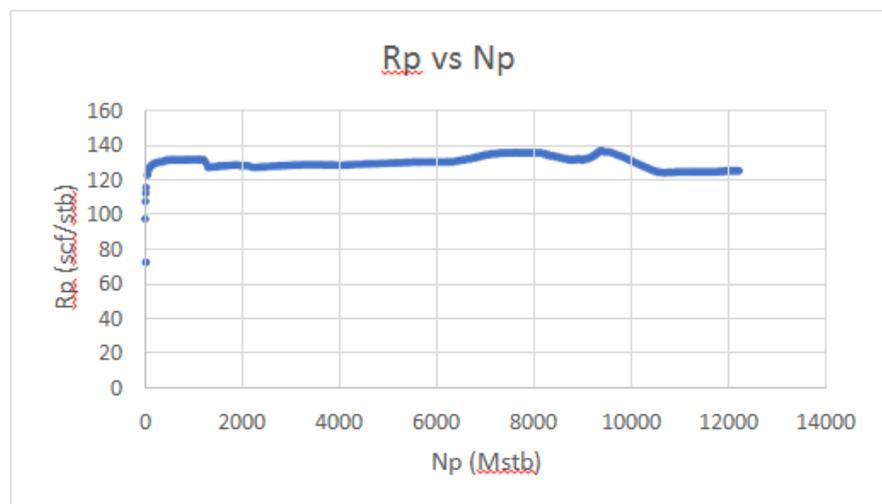


Figura 3.39 Relación gas petróleo acumulado vs petróleo acumulado
[Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Se observa una línea constante del Rp en 133 scf/stb. Por lo tanto, los datos en el historial de producción de gas serán erróneos cuando se llegue a la Pb. Regresando a un escenario seguro, se tomarán los datos del historial de producción hasta diciembre 2012 donde según la prueba de build-up tomada al pozo YLBD 003 nuestra presión de reservorio se encontraba sobre la Pb.

Habiendo depurado la data del historial de producción, procedemos con el history match.

La Figura 3.40 presenta los gráficos para realizar el ajuste histórico, de izquierda a derecha, el primer gráfico nos muestra la proporción en que actúan los mecanismos de empuje en el modelo; el segundo es el denominado método gráfico donde se puede realizar el ajuste en términos de los mecanismos de empuje, y al final tenemos el gráfico del método analítico, donde se presenta la presión de reservorio vs producción acumulada de petróleo, del histórico de producción y del modelo.

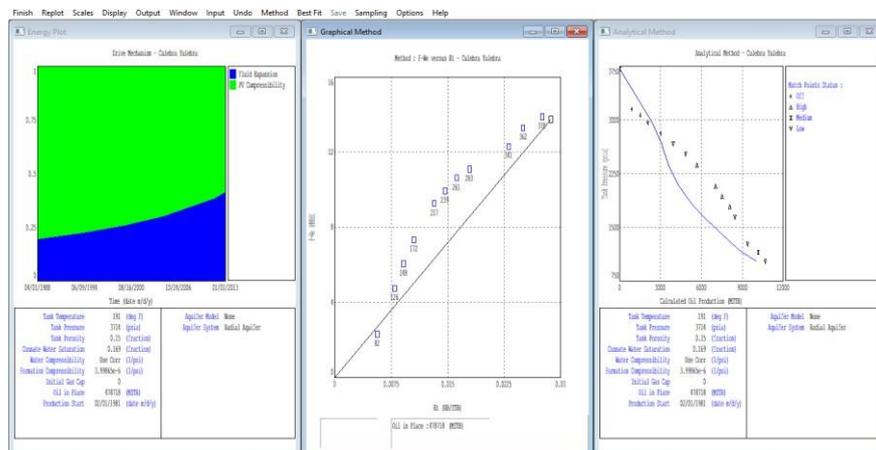


Figura 3.40 Gráficos del History Match [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Nótese que en el método gráfico se muestra el método de Havlena & Odeh para yacimiento subsaturados. Basados en la respuesta del gráfico de Havlena & Odeh, si se tiene un yacimiento volumétrico, al graficar F vs

$E_o + E_{fw}$, Figura 1.12, tendríamos una línea recta de pendiente N que pasa por el origen, si tenemos una ligera desviación, significa la presencia de un acuífero, figura 3.41.

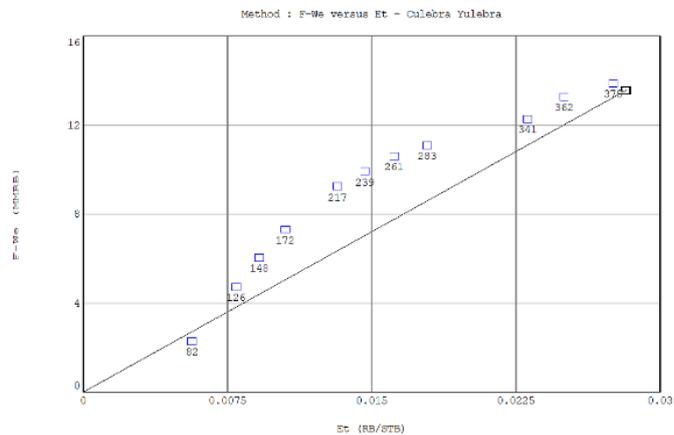


Figura 3.41 F vs $E_o + E_{fw}$, modelo MBAL [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Para caracterizar el acuífero se utilizó el gráfico sugerido por Dake. $F/(E_o + E_{fw})$ vs N_p , figura 3.42. En el cual Dake sugiere que el gráfico puede tomar dos formas: a) todos los puntos calculados de $F/(E_o + E_{fw})$ caigan en una línea recta horizontal representado por la curva tipo A, lo cual significa que el yacimiento puede ser clasificado como volumétrico, es un yacimiento que produce solamente por agotamiento de su energía proveniente de la expansión de la roca y fluido; b) los valores calculados de $F/(E_o + E_{fw})$ aumentan, como se muestra en las curvas tipo B y C, lo cual indica un aumento en la energía del yacimiento por intrusión de agua. La curva tipo C representa un yacimiento con fuerte empuje de agua, acuífero de comportamiento infinito, y la curva tipo B que sugiere un acuífero finito que se agota al mismo tiempo que el yacimiento

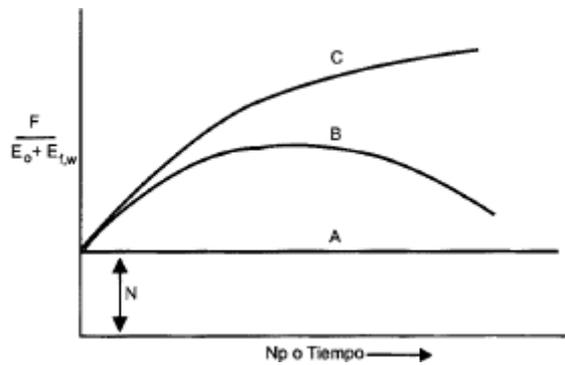


Figura 3.42 Caracterización del yacimiento [Ferrer, 2009]

Realizando el gráfico de Dake para nuestro modelo, figura 3.43, y basándonos en su comportamiento, podemos notar que tenemos el comportamiento de la curva tipo B del gráfico de Dake, figura 3.42. Por lo tanto, podemos caracterizar al reservorio con un acuífero finito que ayuda a producir los fluidos de la arenisca Basal Tena.

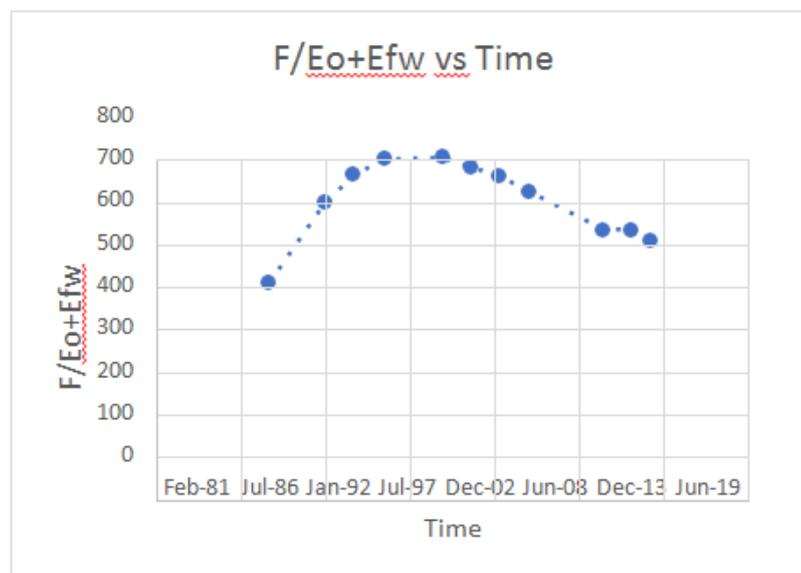


Figura 3.43 Gráfico de Dake para caracterizar al yacimiento Basal Tena [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Una vez caracterizado el yacimiento con su tipo de empuje asociado procedemos a inicializar el modelo con la presencia de un acuífero.

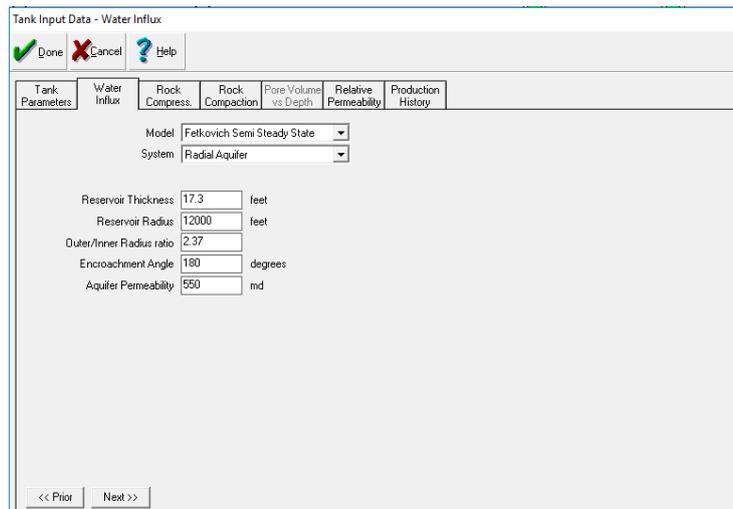


Figura 3.44 Inicialización del modelo de acuífero [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

El modelo obtenido en esta etapa en términos del POES y los mecanismos de empujes asociados satisfacen todos los métodos (gráfico y analítico). Teniendo como resultado una estimación del POES de 140,366 Mbbls, con un factor de recobro del 8.57%, valor considerado aceptable para un yacimiento con empuje combinado de compresión de roca y fluidos, y presencia de un acuífero de energía finita.

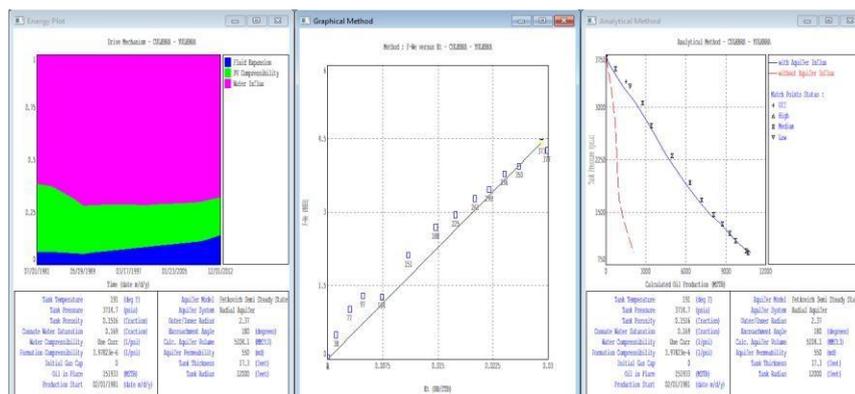


Figura 3.45 Ajuste histórico del modelo Campo Culebra – Yulebra en Basal Tena [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Para comprobar la calidad del ajuste histórico realizado se utiliza la opción de simulación del MBAL, en donde si el modelo está correctamente ajustado no deberían existir discrepancias entre la presión del reservorio pronosticada por la simulación y las presiones históricas de reservorio medidas. En la figura 3.46 se tiene la presión con el tiempo trazado tanto de la simulación como de los datos del historial de producción. En este caso ambos hacen un ajuste casi perfecto, y por lo tanto el match alcanzado es aceptable.



Figura 3.46 Simulación MBAL [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Para realizar la predicción con un modelo con un ajuste histórico, la cantidad de producción de agua y gas (corte de agua y GOR) debe predecirse con precisión. Tradicionalmente, no habría forma de hacerlo en base a los principios de balance de materiales, ya que no existe un modelo geológico que permita predecir el corte de agua y la evolución del GOR.

MBAL presenta una solución a esta problemática utilizando las curvas de permeabilidad relativa para predecir el corte de agua y el GOR que deberán fluir junto con el petróleo. Estas curvas de permeabilidad relativa proporcionan la base sobre la cual se construyen las curvas de flujo fraccional, las cuales deberán ajustarse a nuestro modelo.

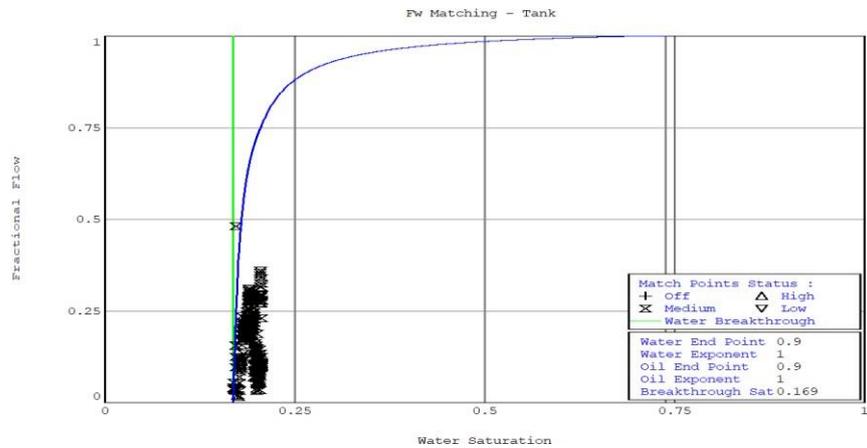


Figura 3.47 Curva de flujo fraccional [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

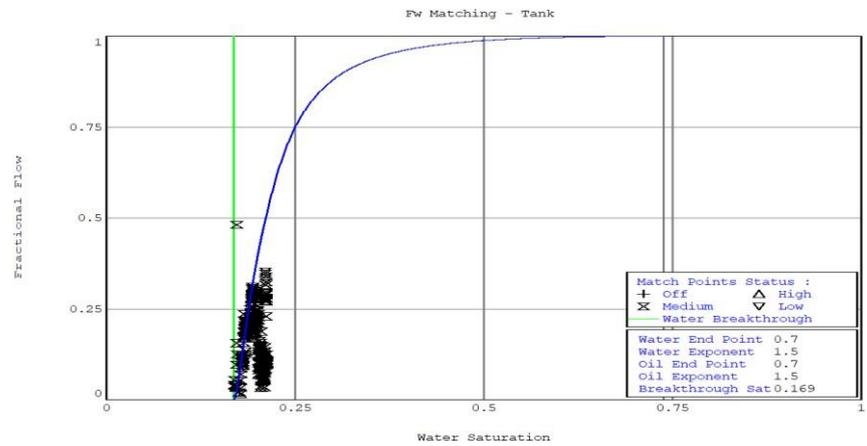


Figura 3.48 Ajuste de la curva de flujo fraccional [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

En la figura 3.48 se puede observar el ajuste realizado, esto ilustra que el modelo está listo para realizar predicciones.

Para probar la precisión del modelo la primera predicción que se realizará será entre diciembre 2012 y agosto 2018, recordemos que los datos de producción históricos entre estas fechas fueron ignorados por la ausencia de un sistema de medición de gas.

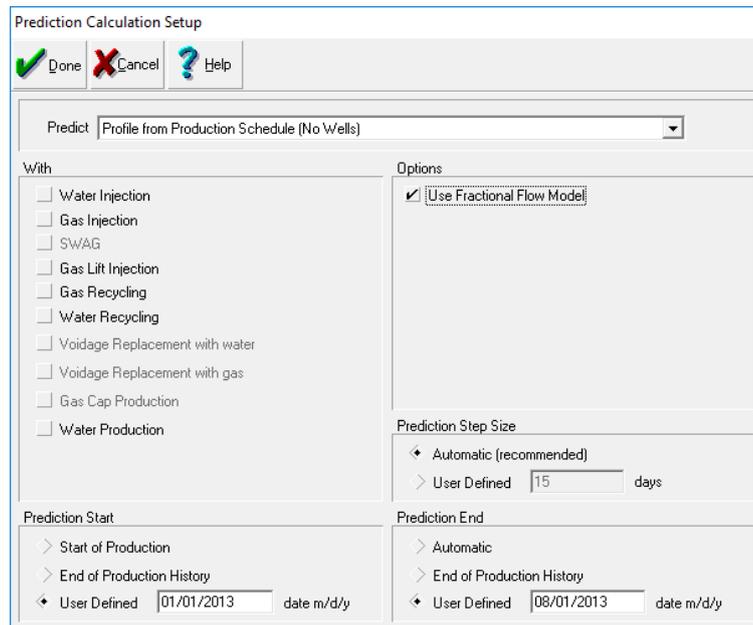


Figura 3.49 Pantalla de selección del tipo de predicción [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]



Figura 3.50 Predicción de Producción [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

La figura 3.50 muestra la predicción del comportamiento de la presión y el acumulado de petróleo hasta agosto del 2018. Teniendo como resultado de la predicción un acumulado de petróleo de 12,210 Mbbls acercándose al acumulado de producción real, 12,214 Mbbls, con un error del 0.03 %. En base a este resultado podemos concluir que se tiene un modelo que

representa efectivamente nuestro yacimiento. Junto con la predicción corrida se puede estimar que el yacimiento alcanzó su presión de saturación en junio del 2013, además que la presión actual del reservorio estaría en el orden de los 850 psia.

Además, se corrió la predicción del recobro que se tendría hasta el año 2035, figura 3.51. Se estima que el campo Culebra – Yulebra producirá de Basal Tena un acumulado de 15,540Mbls, llegando así a un Factor de recobro del 11.05%

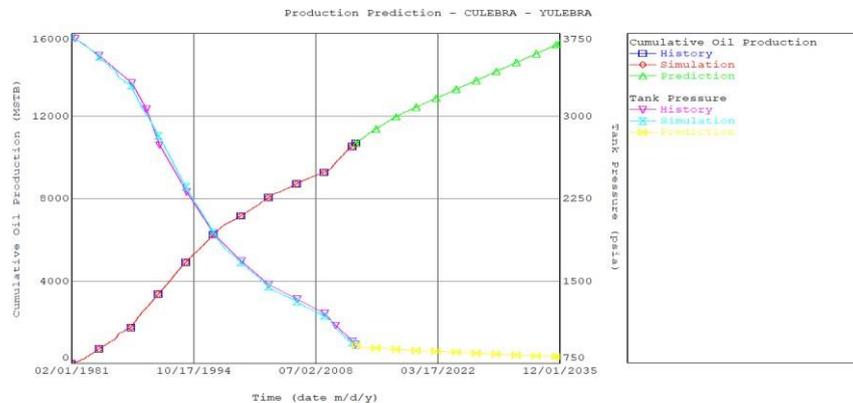


Figura 3.51 Predicción de Producción hasta el año 2035 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

3.2 Selección del área de Interés

Debido a que la distribución de los pozos en Basal Tena en el campo de estudio se encuentra de manera dispersa, no es posible realizar un arreglo que afecte a todos los pozos productores actuales del yacimiento, por lo que se selecciona un área de estudio en la cual se analizará el mejor escenario de implementación de un arreglo para la inyección de agua en el campo.

El área de interés seleccionada es la que contiene a los pozos YLB – 001, YLBD – 003, YLBA – 008, YLBD – 010 y además abarca al pozo YLB –

007 el cual se encuentra abandonado por colapso del casing, sin embargo, este pozo posee el mayor espesor neto del campo en Basal Tena, por lo cual se propone realizar un re – entry en este pozo para realizar un cambio de zona productora de Ui a Basal Tena.

El área seleccionada según los datos de producción históricos corresponden aproximadamente al 75% de la producción total de Basal Tena en el Campo Culebra – Yulebra, es decir de los 12 MMbbls de crudo acumulados, en esta zona se han producido 9 MMbbls.

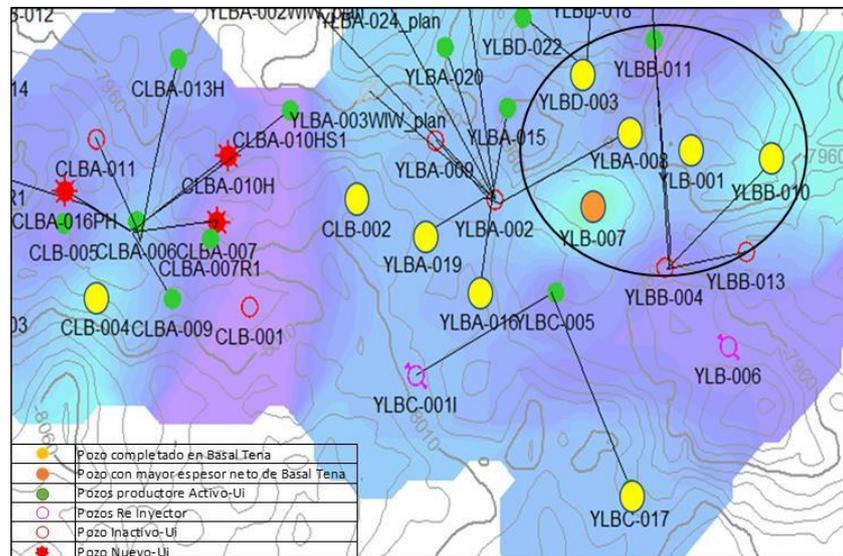


Figura 3.52 Campo Culebra – Yulebra: área de estudio del plan piloto de Waterflooding [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

1.2 Descripción de los pozos del área de interés

Pozo YLB – 001

EL pozo YLB – 001 es pozo productor actual de la arena Basal Tena, empezando su producción en febrero de 1981, durante este tiempo ha acumulado una producción de 8.4 MMbbls. Actualmente su producción de 210 BPPD con un corte de agua del 10%.

La producción histórica del pozo muestra una declinación exponencial del 5%, con lo que se estima un EUR (Estimated Ultimate Recovery) al año 2035 de 9.6 MMbbls por recuperación primaria.

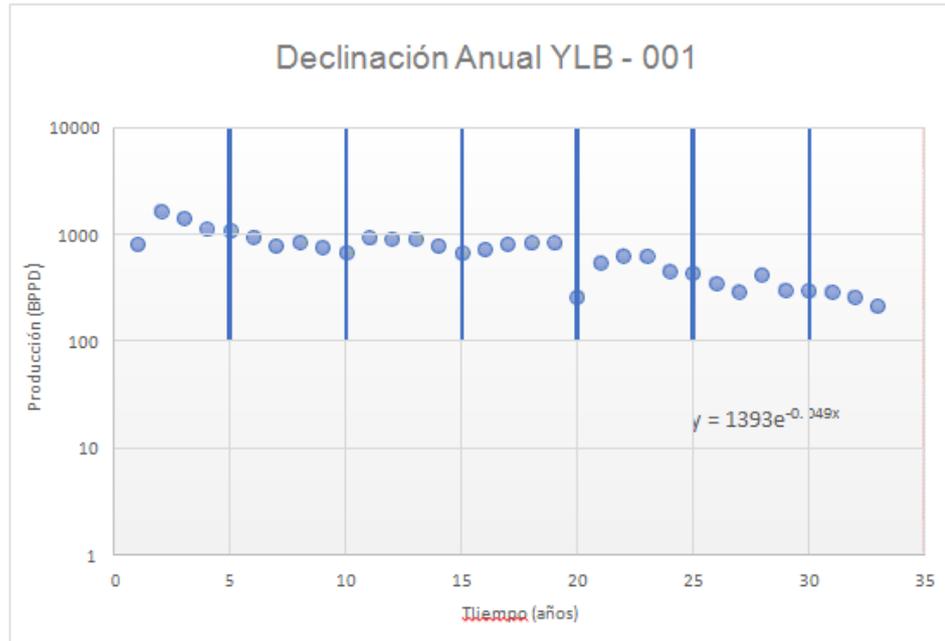


Figura 3.53 Declinación Anual pozo YLB – 001 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo YLB-003D

El pozo YLBD – 003 inició su producción de la arenisca Basal Tena en noviembre del 2012, durante este tiempo ha acumulado una producción de 304 Mbls. Actualmente produce 109 BPPD con un corte de agua del 2%

El historial de producción muestra una declinación exponencial del 10% y se espera para el 2035 llegar a un EUR de 622 Mbls por recuperación primaria.

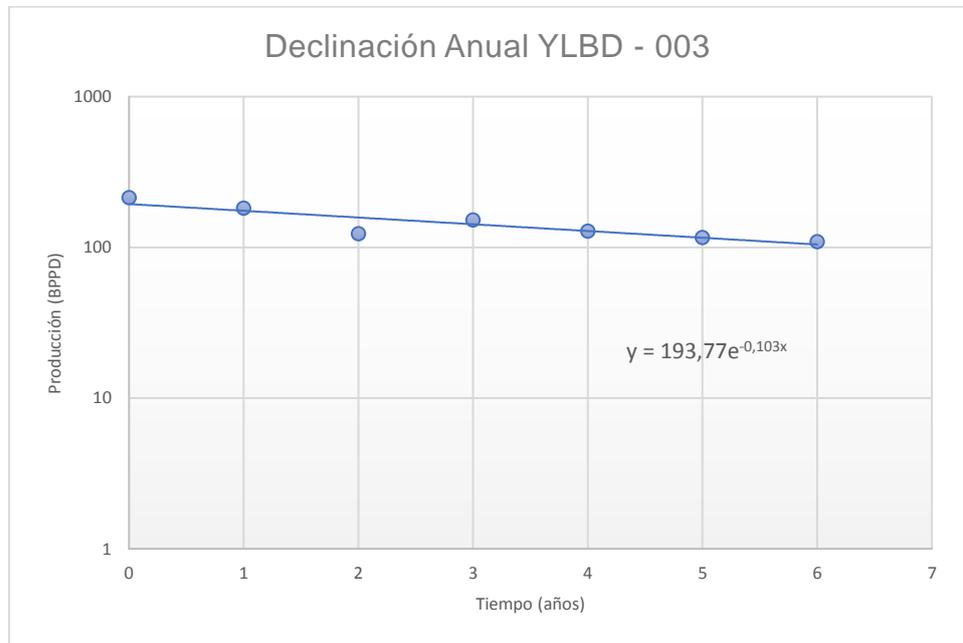


Figura 3.54 Declinación Anual pozo YLBD – 003 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo YLBA – 008

El pozo YLBA – 008 empezó su producción en abril del 2010. Su producción inicial fue de 130 BPPD con 18% de corte de agua. El 1 de junio del 2018 dejó de producir debido a un problema mecánico en su sistema de levantamiento artificial. El último dato de producción registrado fue de 115 BPPD con un corte de agua del 3%. El pozo tiene actualmente una producción acumulada de 422 Mbls con una tasa de declinación exponencial del 7%, en caso de que este pozo sea reactivado se estima un EUR al año 2035 de 772 Mbls.

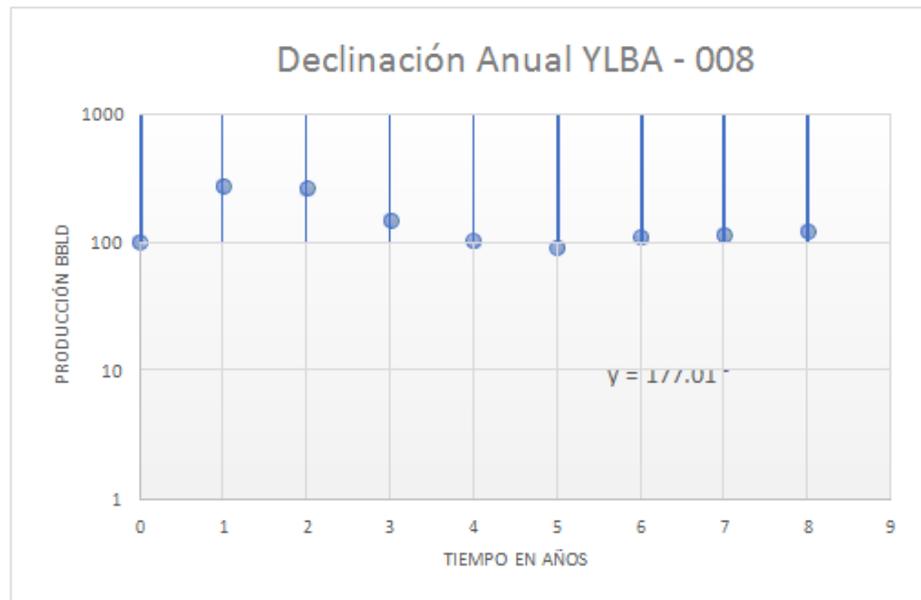


Figura 3.55 Declinación Anual pozo YLBA – 008 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo YLB – 007

El pozo YLB – 007 produjo desde enero de 1998 hasta enero del 2016, logrando un acumulado de producción de 2.4 MMbbls de la arenisca U inferior.

Actualmente el pozo se encuentra abandonado debido a que presenta un colapso en el casing. Según la petrofísica este pozo posee el mayor espesor neto de Basal Tena en el campo Culebra – Yulebra.

Pozo YLBB – 010

El pozo YLBB – 010 empezó a producir de la arenisca Basal Tena en octubre del 2011. Su producción inicial fue de 40 BPPD con 60 % de corte de agua. Su producción de fluido hasta el 2012 fue de 70 BPPD con un acumulado de crudo hasta esa fecha de 3 Mbls.

No es posible determinar una tasa de declinación debido a que el periodo de producción es muy corto.

3.3 Correlación estructural de los pozos del área de interés

Las correlaciones estructurales permiten visualizar los diferentes rasgos entre pozos, continuidad del reservorio, ubicación entre pozos, además permitiendo determinar su ubicación dentro de la estructura.

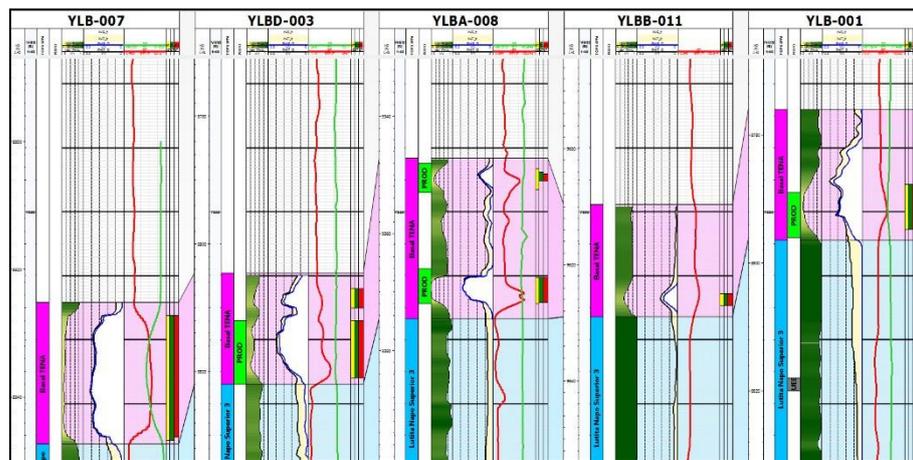


Figura 3.56 XSection YLBA – 008 en Basal Tena [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

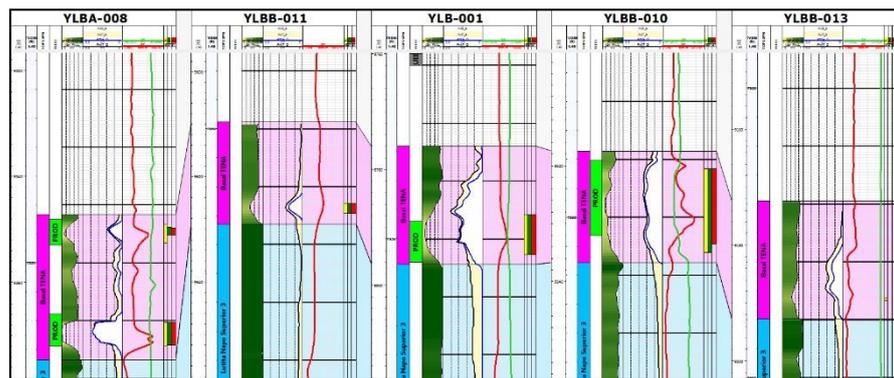


Figura 3.57 XSection YLB – 001 en Basal Tena [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

En las figuras 3.56 y 3.57 se puede observar como las zonas en las que se aprecia la arena Basal Tena muestran características similares, tanto en su petrofísica como en su estructura, teniendo en la mayoría de los casos la zona productora ubicada en la base de la arena.

El pozo YLBB – 011, aunque se encuentra dentro de la zona de estudio, no fue tomado en cuenta debido a que no posee una zona productora en Basal Tena.

Tabla 3.6 Propiedades Petrofísica de los pozos de la zona de interés
[Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozos	Net (ft)	Sw (%)	Porosidad (%)	K (md)
YLB – 001	7.5	0.09	0.150	757.24
YLBD – 003	9.5	0.157	0.175	1443.95
YLBA – 008	5.5	0.200	0.193	1600.00
YLB – 007	18.9	0.040	0.210	2768.92
YLBB – 010	9.0	0.137	0.120	287.00

3.4 Selección de pozo inyector de agua

Para la selección del pozo inyector de agua se analizaron los datos de producción de cada pozo, si el pozo candidato se encuentra produciendo y esta producción representa un porcentaje considerable en la producción del campo, este pozo no podrá ser considerado para convertirlo en inyector de agua. Sin embargo, lo más importante al momento de seleccionar el pozo inyector es su ubicación con respecto a los pozos productores en el arreglo escogido, para lo cual se utilizó el mapa estructural del campo Culebra – Yulebra en Basal Tena, el cual permite estimar las distancias a las que se encuentran separadas las zonas productoras entre sí.

Se propone como pozo inyector al YLBA – 008, debido a su ubicación estratégica entre los pozos productores de la zona de interés y sus propiedades petrofísicas. Este pozo al haber sido productor en Basal Tena posee una zona prospectiva para inyección de agua.

Tabla 3.7 Propiedades petrofísicas YLBA – 008 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo YLBA – 008	
Porosidad (%)	19
Permeabilidad absoluta (md)	1390 md
Sw (%)	20
Espesor neto (ft)	5,5
Viscosidad del agua (cp)	0,35
Viscosidad del petróleo (cp)	16,02

Tabla 3.8 Distancias entre pozos para el arreglo propuesto [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo inyector	Pozo productor	Distancia entre pozos (m)
YLBA – 008	YLB – 001	480
	YLB – 003	500
	YLB – 007	580
	YLB – 010	1000

La ubicación de los pozos se podría asemejar a un empuje por línea directa o $\frac{3}{4}$ partes de un arreglo de 5 pozos invertido.

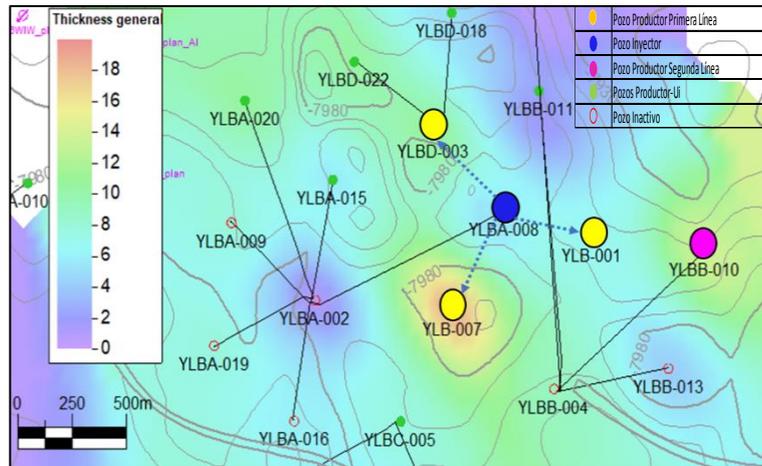


Figura 3.58 Arreglo propuesto, empuje por línea directa [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

3.5 Capacidad de inyección

Debido a que el pozo Inyector tiene un espesor de 5.5 ft, se debe evaluar la capacidad de inyección.

Se realizó el análisis utilizando la ecuación de Darcy para flujo pseudo continuo, con la cual se calcula el caudal máximo de inyección a la presión de fractura.

$$P_{fractura} = H_{columna\ hidroestática} * \frac{0,70psi}{ft} = 5572\ psi$$

$$Q_{iny} = \frac{0,007078 * k * krw * Ho(PWiny - Pr)}{uw * Bw * (\ln(re/rw) + S)}$$

Se realizó el análisis con la ecuación de Darcy para diferentes valores de daño, utilizando la permeabilidad efectiva de la roca a la máxima saturación de agua, y así calculando un caudal máximo de inyección a la presión de fractura.

Tabla 3.9 Caudales de inyección a la presión de fractura [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Daño (S)	Q max. de Inyección (bbld) a la presión de fractura
0	19.500
1	17.000
2	15.000
3	14.000
4	12.000
5	11.000

Los datos obtenidos a través de la ecuación de Darcy presentan incertidumbre, debido a que ésta no toma en cuenta las pérdidas de energía por las restricciones de la completación, por lo tanto, se realiza un análisis nodal con la ayuda del software Pipesim para estimar el caudal real que podría inyectar el pozo sin comprometer la integridad de la tubería.

El análisis nodal se realizó a diferentes presiones de cabeza para comprobar la capacidad de inyección del pozo YLBA – 008.

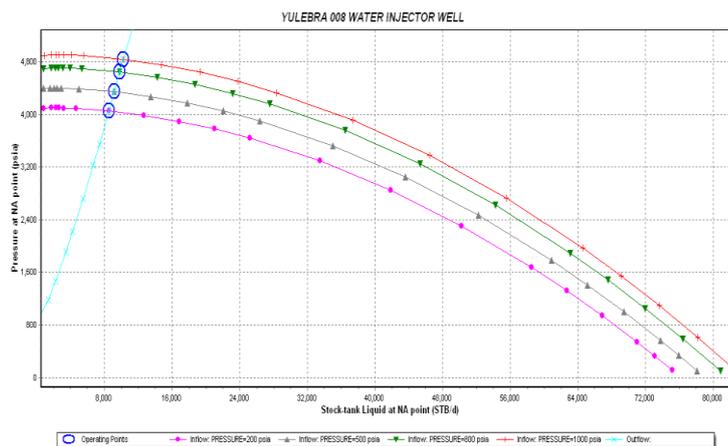


Figura 3.59 Análisis Nodal del pozo YLBA – 008 como inyector de agua [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Las presiones de cabeza para el análisis de sensibilidad fueron en el orden de 200, 500, 800 y 1000 psi.

Tabla 3.10 Resultado del análisis de sensibilidades en el nodal del pozo YLBA – 008 como inyector [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Presión de cabeza (psia)	Presión de inyección (psi)	Caudal (bbld/d)	EVR
200	4049	8500	0,9
500	4345	9161	0,98
800	4640	9805	1,05
1000	4836	10230	1,5

A medida que las presiones de cabeza aumentan, el caudal de inyección del pozo también aumenta, sin embargo, con caudales de inyección elevados, la relación entre la erosión y la velocidad del fluido aumenta, por lo cual no se recomienda exceder el caudal de 8 000 bbld de inyección de agua, y así prevenir daños por erosión futuros.

3.6 Cálculo del tiempo de surgencia mediante el método de Buckley Leverett

Utilizando las curvas de permeabilidad relativa se construyó la gráfica de flujo fraccional mediante la cual, aplicando la teoría de Buckley Leverett se determina la saturación a la que se forma el frente de agua (S_{wf}), el flujo fraccional (F_{wf}) a ese punto y la saturación promedio detrás del frente de invasión (S_{wm}).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} * \frac{uw}{uo}}$$

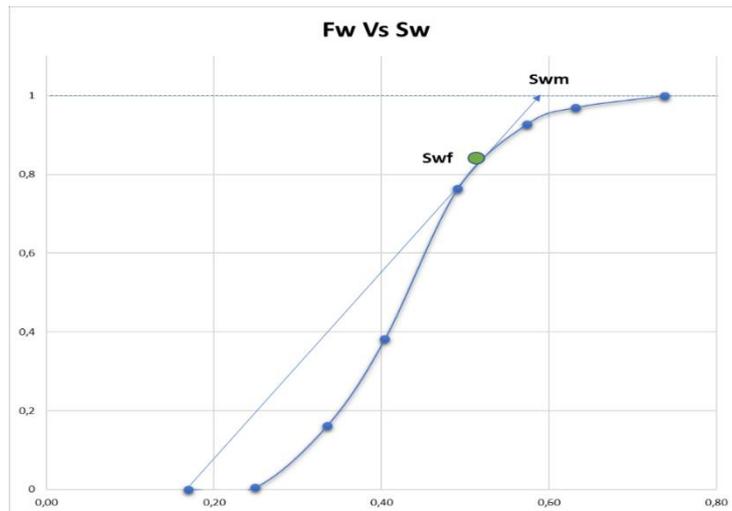


Figura 3.60 Curva de Flujo Fraccional [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Tabla 3.11 Saturaciones obtenidas de la curva de flujo fraccional [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Datos Obtenidos	
Swc	0,169
Swf	0,52
Fwf	0,825
Swm	0,58

Estos datos son fundamentales para calcular el tiempo al “*breakthrough*” o tiempo de surgencia del agua.

El tiempo al “*breakthorugh*” se obtiene usando la siguiente ecuación:

$$t_{real} = \frac{tD * Vp}{Qiny}$$

El tiempo adimensional (tD) se calcula usando la siguiente ecuación:

$$tD = \frac{Wi}{A\phi L} = \frac{1}{\frac{\partial fw}{\partial Sw_{swf}}} = 0,4255$$

Para calcular el volumen poroso de barrido entre el pozo inyector y pozo productor se realiza la multiplicación de la distancia que hay que entre pozo productor y pozo inyector, el espesor promedio de los dos pozos y el radio de drenaje de los pozos, se estima unos 300 m.

$$V_p = L * H_{prom} * E$$

Tabla 3.12 Data aplicación modelo de inyección [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Distancia	500 m
Ancho	300 m
Espesor	6,5 ft
Porosidad	0,19
V poroso	40*10 ⁵ ft ³

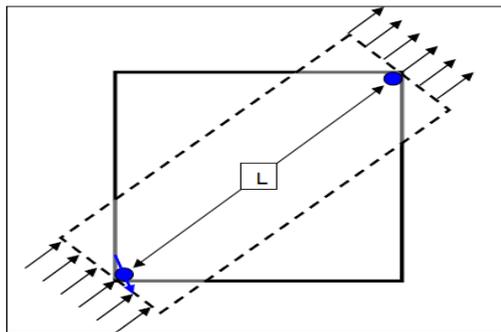


Figura 3.61 Modelo de área a barrer por la inyección

Para simular la inyección con el método de Buckley y Leverett se asumirá que el pozo YLB – 007 actualmente se encuentra produciendo. La producción actual que tendría el pozo se estimó haciendo un análisis nodal en la cara de los perforados, figura 3.36. La producción del pozo YLB – 007 con una Pr de 850 psi y una Pwf de 500 psi es de 500 bbl/d.

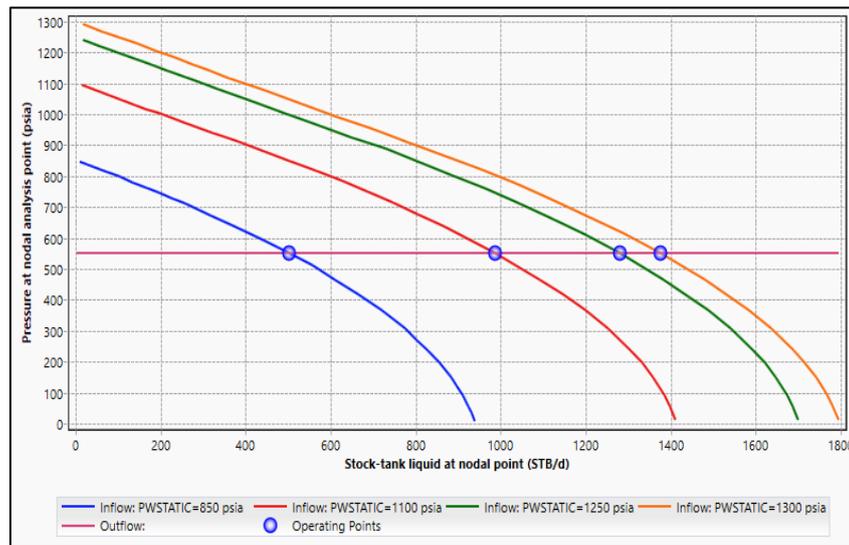


Figura 3.62 Análisis Nodal YLB – 007 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

El análisis se realizó para caudales de inyección de 4 000 bbl/d, 6 000 bbl/d y 8 000 bbl/d, los cuales son los caudales en proyectos de inyección.

Para estimar el caudal que se redireccionará a cada pozo se relaciona la producción diaria con la producción total del área de estudio.

Tabla 3.13 Relación caudal de inyección, caudal de producción [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozos	Producción de fluido actual	% de Producción de la zona de interés
YLB – 001	240 bbl/d	28,07%
YLB – 003	115 bbl/d	13,45%
YLB – 007	500 bbl/d	58,48%
Total	850 bbl/d	100%

El caudal de Inyección que llegará a cada pozo se estima multiplicando el caudal de la inyección por el porcentaje de producción en la zona de interés.

Tabla 3.14 Tiempo de surgencia YLB – 001 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo YLB – 001		
Caudal de Inyección Total (bbld)	Caudal de Inyección al Pozo Productor (bbld)	Tiempo de Surgencia (meses)
4000	1120	9
6000	1680	6
8000	2240	5

Tabla 3.15 Tiempo de surgencia YLB – 007 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo YLB – 007		
Caudal de Inyección Total (bbld)	Caudal de Inyección al Pozo Productor (bbld)	Tiempo de Surgencia (meses)
4000	2320	9
6000	3480	6
8000	4640	5

Tabla 3.16 Tiempo de surgencia YLBD – 003 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Pozo YLBD – 003		
Caudal de Inyección Total (bbld)	Caudal de Inyección al Pozo Productor (bbld)	Tiempo de Surgencia (meses)
4000	520	18
6000	780	12
8000	1040	9

Los resultados muestran que, a mayor caudal de inyección, menor será el tiempo en que el agua va a irrumpir el frente de saturación.

3.7 Cálculo del factor de recobro generado por la inyección

El factor de recobro de la zona de estudio será el aproximado de la multiplicación de las eficiencias de desplazamiento, barrido areal y barrido vertical.

La eficiencia de desplazamiento es directamente proporcional a la saturación promedio. En tiempos tempranos al *breakthrough* será constante, sin embargo, una vez llegado a ese punto irá aumento a la par con el incremento de la saturación.

Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento antes del *breakthrough* viene dada por

$$Ed = \frac{S_{wm} - S_{wc}}{1 - S_{wc}} = 49\%$$

En donde la S_{wm} es la saturación promedio antes del *breakthrough* y S_{wc} es la saturación de agua connata.

Eficiencia de Barrido areal

La eficiencia de barrido areal depende de la razón de movilidad y del tipo de arreglo, el cual se asemeja a un arreglo de línea alterna.

La razón de movilidad se calcula usando la siguiente ecuación

$$Mov = \frac{K_{rw} * u_o}{k_{ro} * u_w} = 2,61$$

En donde K_{rw} se toma detrás del frente, donde la saturación de agua es máxima y K_{ro} se toma en la zona que no ha sido invadida por el agua, es decir delante del frente de agua.

Con la figura 3.63 se estima la Eficiencia de barrido areal.

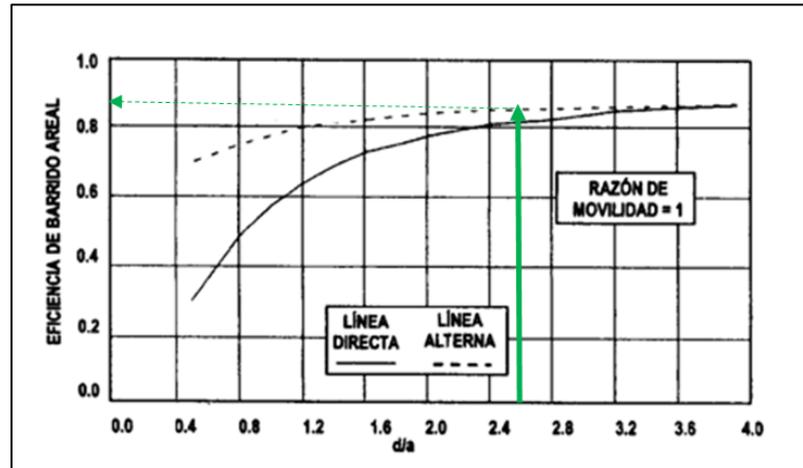


Figura 3.63 Eficiencia del barrido areal [Craig, 1982]

$$EA = 87\%$$

Eficiencia de barrido vertical

Para la eficiencia de barrido vertical es necesario calcular el coeficiente de variación de la permeabilidad, mediante el método establecido por Dykstra Parson, el cual se deduce a partir de la gráfica semilogarítmica de las permeabilidades en función del porcentaje de permeabilidades que son mayores que cada una en particular. El coeficiente de variación de la permeabilidad se calcula con los valores de permeabilidad al 50% y al 84,1% utilizando la siguiente ecuación.

$$V = \frac{k_{50} - k_{84,1}}{k_{50}}$$

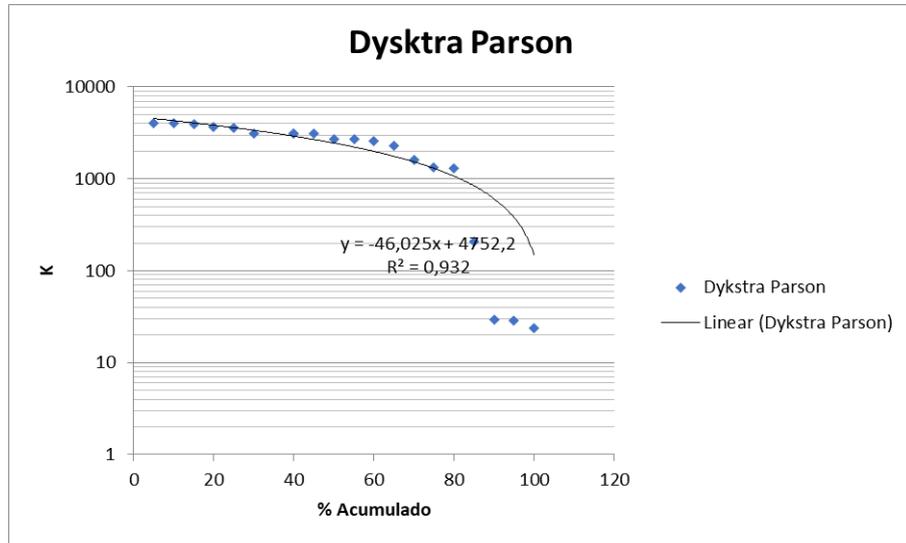


Figura 3.64 Aplicación de Dyckstra Parson [Craig, 1982]

$$V = \frac{k_{50} - k_{84,1}}{k_{50}} = 0,64$$

Mediante la figura 3.65, con el coeficiente calculado se estima la eficiencia de barrido vertical.

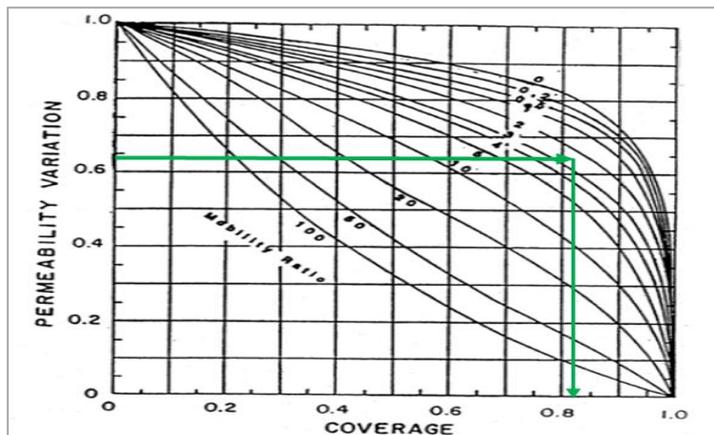


Figura 3.65 Variación de las Permeabilidades [Craig, 1982]

$$EV = 0,87$$

Utilizando las eficiencias de barrido se calcula el factor de recobro de la zona que es afectada por la inyección, la cual no puede ser estimada con precisión debido a falta de información de la hidráulica del yacimiento Basal Tena.

$$RF = ED * EA * EV = 35\%$$

3.8 Aumento de Presión a partir de la inyección, MBAL

El software MBAL utiliza el principio de balance de materia por lo cual relaciona a los pozos productores como un tanque, el cual esta dimensionado por la producción histórica de los pozos.

El software no considera la ubicación de los pozos, es decir no se consideran las distancias entre pozo Inyector a pozo productor, ya que este solo simula una inyección de un caudal de X barriles, en donde el aumento de presión dependerá de la producción de cada pozo, es decir el aumento de presión será menor en pozos cuya producción sea mayor.

Por lo tanto, el aumento de presión será más lento en comparación a lo que se podría tener en un caso real ya que el caudal de inyección se distribuirá de manera equitativa en todo el tanque.

La predicción del software se realizó con los aumentos de presiones de 3 a 5 meses, utilizando caudales de 6000 bbl/d, 7000 bbl/d y 8000 bbl/d. No se analizaron casos con caudales menores, debido a que el aumento de presión era insignificante.

El aumento de presión a diferentes caudales y al tiempo especificado se detalla en la tabla 3.17.

Tabla 3.17 Aumento de presiones en el reservorio [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Caudal de inyección (bbl/d)	Presión de reservorio en 3 meses (psi)	Presión de reservorio en 4 meses (psi)	Presión de reservorio en 5 meses (psi)
6000	1100	1150	1200
7000	1150	1200	1250
8000	1200	1250	1300

Para predecir la producción a futuro del yacimiento inyectando un caudal específico a un tiempo t, se realiza un análisis nodal para predecir la producción con el aumento de presión debido a la inyección.

Para el análisis nodal se tomarán los datos obtenidos con una inyección de agua de 8000 bpd, debido que el aumento de presión es mayor que en los otros escenarios.

Análisis nodal YLB – 001

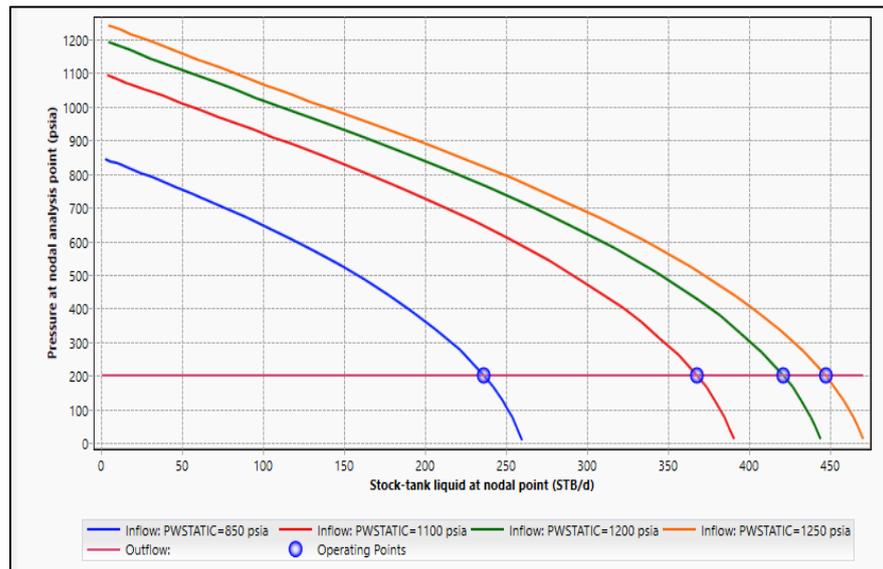


Figura 3.66 Análisis nodal YLB – 001 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

La línea azul representa el análisis nodal a la presión actual, a una pwf de 200 psi con un daño $S=4$.

La línea roja, verde y amarilla representan los análisis nodales a presiones de 1100 psi, 1200 psi y 1300 psi respectivamente.

Análisis nodal YLBD – 003

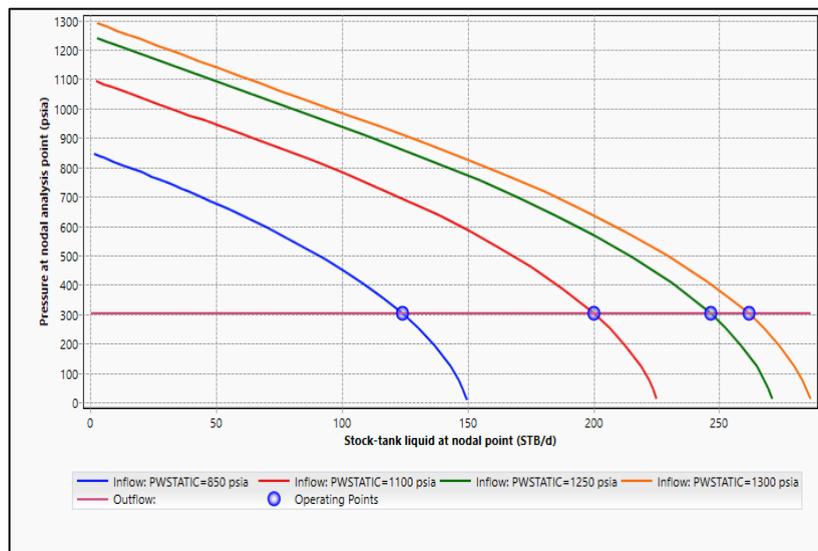


Figura 3.67 Análisis nodal YLBD – 003 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

La línea azul representa el análisis nodal a la presión actual, a una pwf de 300 psi con un daño $S=4$.

La línea roja, verde y amarilla representan los análisis nodales a presiones de 1100 psi, 1200 psi y 1300 psi respectivamente.

Análisis nodal YLB – 007

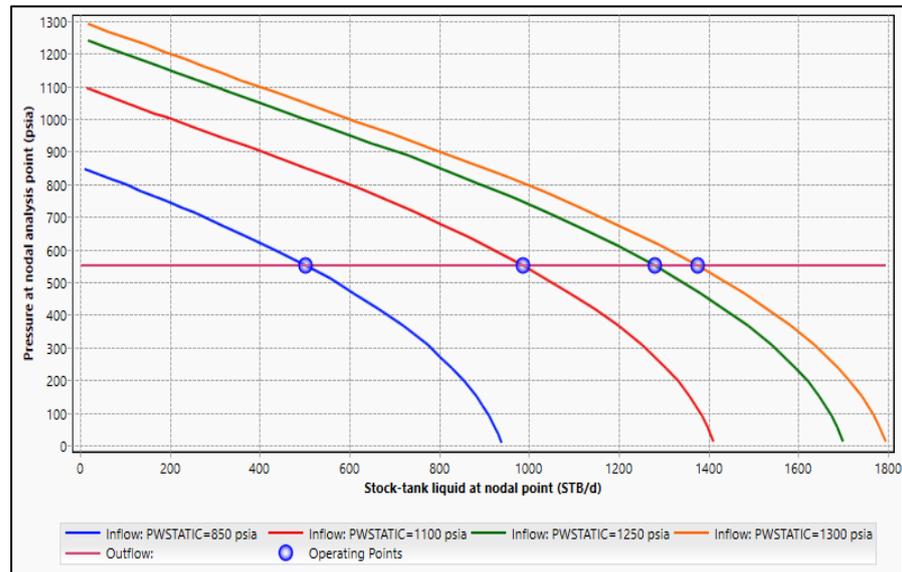


Figura 3.68 Análisis nodal YLB – 007 [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

La línea azul representa el análisis nodal a la presión actual, a una Pwf de 500 psi con un daño $S=1$

La línea roja, verde y amarilla representan los análisis nodales a presiones de 1100 psi, 1200 psi y 1300 psi respectivamente.

3.9 Análisis de resultados

Análisis del comportamiento del yacimiento

Con el análisis de los perfiles de producción de los pozos que producen o han producido de Basal Tena en el campo Culebra-Yulebra, se observa que se encuentran bajo la influencia de un acuífero, este no aporta una cantidad significativa de energía a este yacimiento, debido a que tanto la presión como la producción han ido declinando de manera significativa con el tiempo. Este comportamiento responde a la acción de un acuífero finito, el cual se depleta con el tiempo en conjunto con el yacimiento.

Debido al comportamiento de la presión y al factor de recobro calculado con la simulación, que no supera el 10%, se concluye que efectivamente el yacimiento se encuentra relacionado a un empuje por compactación de la roca.

Análisis del tiempo de surgencia

Debido a que Basal Tena es un yacimiento secundario en el Campo Culebra – Yulebra, no existe información suficiente sobre esta arena, debido a que no se ha realizado los estudios necesarios al campo para predecir con exactitud su comportamiento. Razón por la cual para este análisis se tuvo que asumir varios parámetros, lo que provocará rangos de incertidumbre en ciertos valores.

Uno de los factores de este análisis que presenta mayor incertidumbre es el tiempo de surgencia o el tiempo al breakthrough, debido a que este se calcula en función de un caudal inyectado a cada pozo y del volumen poroso de la zona afectada.

No existen estudios geológicos concretos que permitan determinar el volumen que será afectado por la inyección, por lo que tampoco se cuenta con un estudio de la hidráulica del sistema que permita simular de mejor manera el porcentaje de caudal inyectado que se redireccionará a cada pozo.

Predicción con el software MBAL

La predicción con el software MBAL muestra un aumento de presión relativamente lento para lo que se esperaría de una inyección de tasa constante de 8000 bbl/d.

Debido a esto, se tuvo que simular una inyección de un caudal de 8000 bbl/d, logrando un incremento de 450 psi en casi cinco meses.

No es posible realizar una predicción exacta del aumento de la presión debido a la inyección usando el software MBAL, pero se puede asegurar que los pozos tendrán un aumento mayor o en un caso pesimista igual a lo que se ha simulado, ya que esta toma el aumento de producción promedio que tendrá el campo a un caudal de inyección dado.

Análisis de la predicción con análisis nodal

La predicción obtenida con el análisis nodal muestra que el mayor incremento de producción será en el escenario en el que se inyecte 8000 bbl/d por 5 meses, logrando un aumento de producción de casi el 50% por pozo.

Tabla 3.18 Caudales incrementales, inyección de agua [Vásquez Y. & Huilcapi R., 2018]

Tiempo	Presión de Reservorio	Caudal de fluido (bbl/d) YLB-001	Caudal de fluido (bbl/d) YLBD-003	Caudal de fluido (bbl/d) YLB-007	Caudal Total (bbl/d)
1 mes	1100	370	200	986	1556
3 meses	1200	420	250	1.272	1942
5 meses	1300	450	265	1.375	2090

Actualmente la zona de estudio se encuentra produciendo alrededor de 355 barriles de fluido, con un BSW que va desde el 10% al 3%, por lo que si se descarta la posibilidad de habilitar al pozo YLB-007 como pozo productor de Basal Tena, se tendría un incremento de producción a 715 barriles de fluido, manteniendo el mismo rango de BSW.

Lo que se espera de un proyecto de recuperación secundaria es doblar la producción que se tenía en su fase primaria de producción, por lo tanto, bajo a esa premisa se podría decir que el proyecto se considera exitoso.

Lo que se espera de un proyecto de recuperación secundaria es doblar la producción que se tenía en su fase primaria de producción, por lo tanto, bajo a esa premisa se podría decir que el proyecto tiende a ser exitoso.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

El yacimiento Basal Tena tiene la particularidad de ser una arena altamente permeable, permeabilidades absolutas que van de 1 a 2 Darcys, por lo tanto, aunque el espesor neto de esta arena no supere los 10 ft puede producir e inyectar grandes caudales sin problemas.

El Software MBAL es una herramienta extremadamente útil al momento de realizar un cálculo volumétrico dinámico, debido que para el cálculo del POES, no toma en cuenta el área del yacimiento, la misma que puede causar incertidumbre a la hora de realizar un cálculo volumétrico estático.

El aumento de presión en 5 meses provoca un incremento de producción de casi el 50% de la producción actual, sin embargo, se espera que el aumento de presión sea mayor y en menor tiempo, por lo que se estima que no será necesario inyectar un caudal tan alto para alcanzar altas presiones.

Las predicciones que se pueden hacer utilizando los métodos matemáticos establecidos por Buckley – Leverett se someten a grandes rangos de incertidumbre, por lo que es necesario realizar una simulación para lograr hacer predicciones con mayor exactitud, sin embargo, para ello es necesario realizar estudios geológicos complejos de Basal Tena.

4.2 Recomendaciones

Se recomienda realizar pruebas de Echometer o Build up en los pozos para conocer la presión real actual del reservorio, teniendo como antecedente que la última presión de reservorio conocida fue tomada en el 2012.

Se recomienda realizar un modelo geológico a detalle, para determinar la dirección de los canales de Basal Tena en el Campo Culebra – Yulebra, con lo cual se podrá observar las correlaciones que existen entre los pozos y realizar mejores estimaciones del POES

Se recomienda revisar el estado mecánico actual de los pozos, para proponer estrategias de aumento de producción durante la inyección de agua.

Se recomienda realizar la simulación de inyección de agua dentro de un modelo dinámico de reservorio debido a la gran incertidumbre que se maneja al realizar la predicción con un método analítico.

BIBLIOGRAFÍA

Coral, L. (2012). *Estudio para proyecto Piloto de Recuperación Secundaria de petróleo por inyección de agua.*

Rose, S. (1989). *The Design Engineering Aspects of Waterflooding.* SPE Monograph Series.

Dake. (2003). *Fundamentals of Reservoir Engineering 8Th Ed.* The Hague: Elsevier-Gulf Profesional Publishing.

Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook 4th Ed.* Oxford: Elsevier-Gulf Profesional Publishing.

Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* Maracaibo: Astro Data S.A.

Craft B.C. and Hawkins M.F. (1991). *Applied petroleum reservoir engineering. – 2nd ed.* Prentice-Hall Inc.

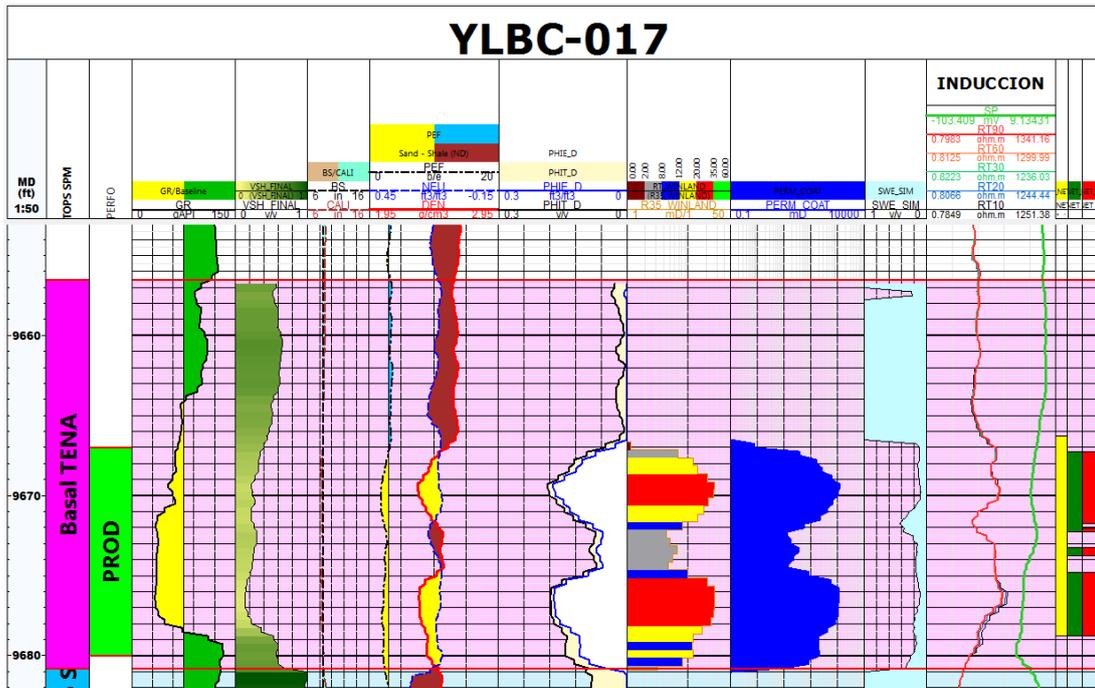
Craig F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.* SPE Monograph Series.

Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.* Maracaibi: Astro Data S.A.

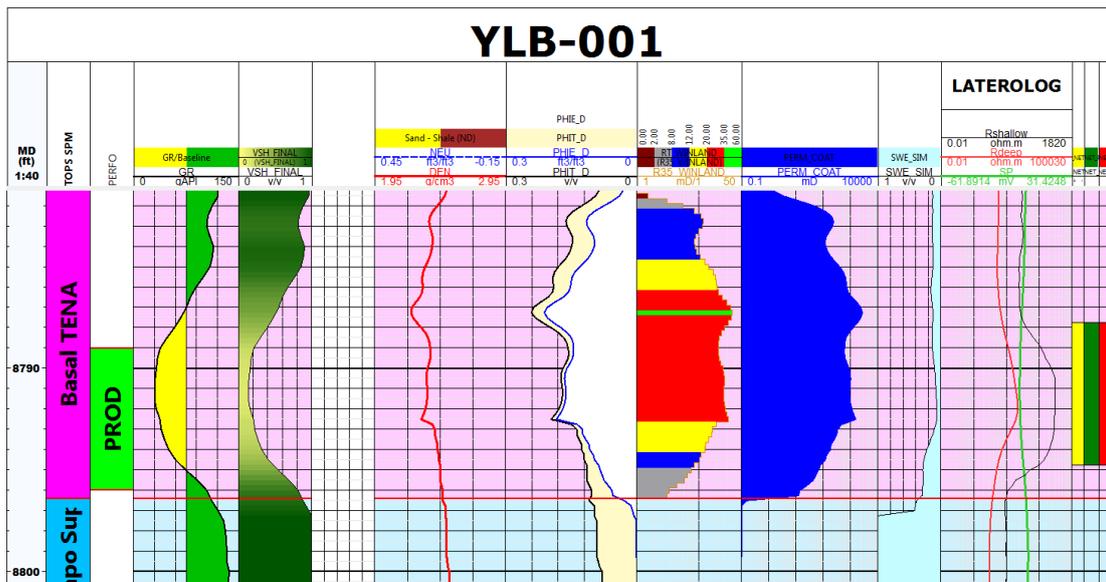
ANEXOS

Anexo A. Registros petrofísicos campo Culebra – Yulebra, Basal Tena.

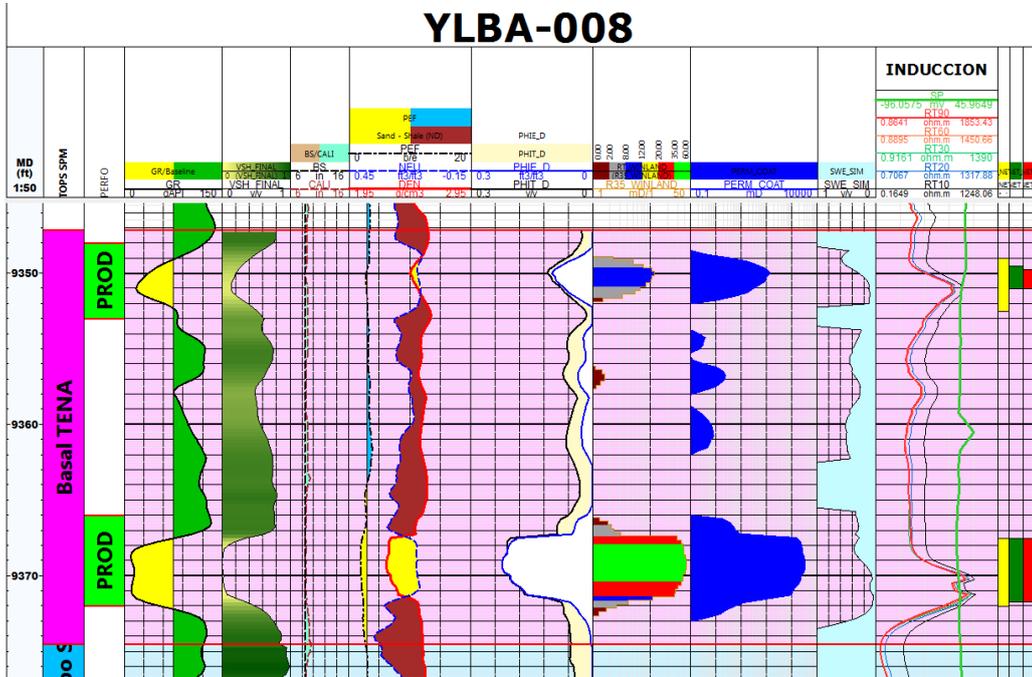
Anexo A-1 Registro petrofísico YLBC 017



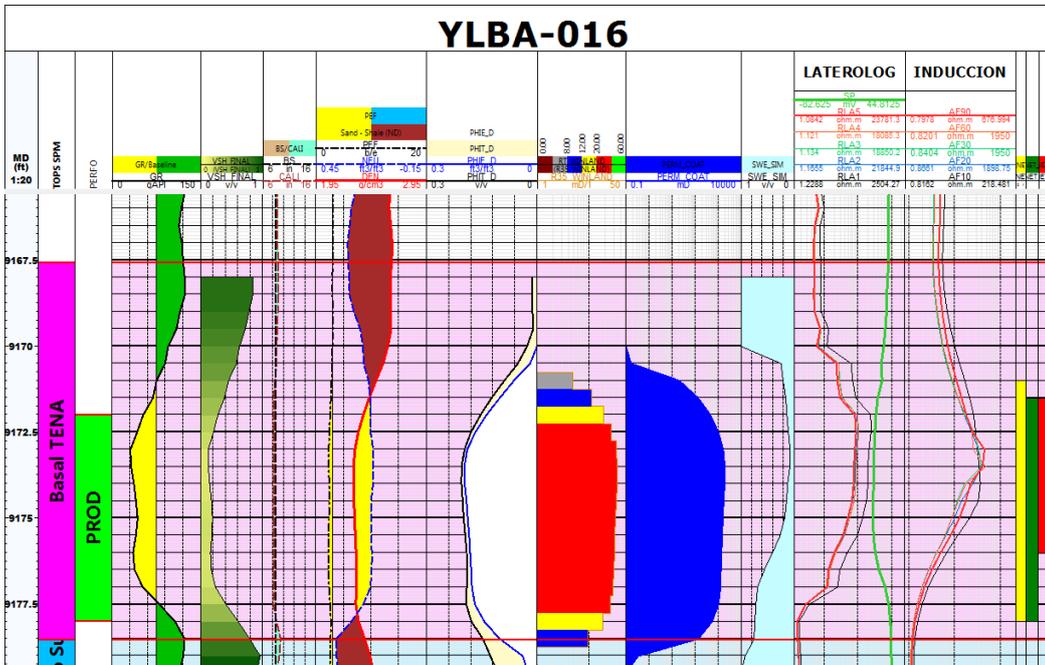
Anexo A-2 Registro petrofísico YLB 001



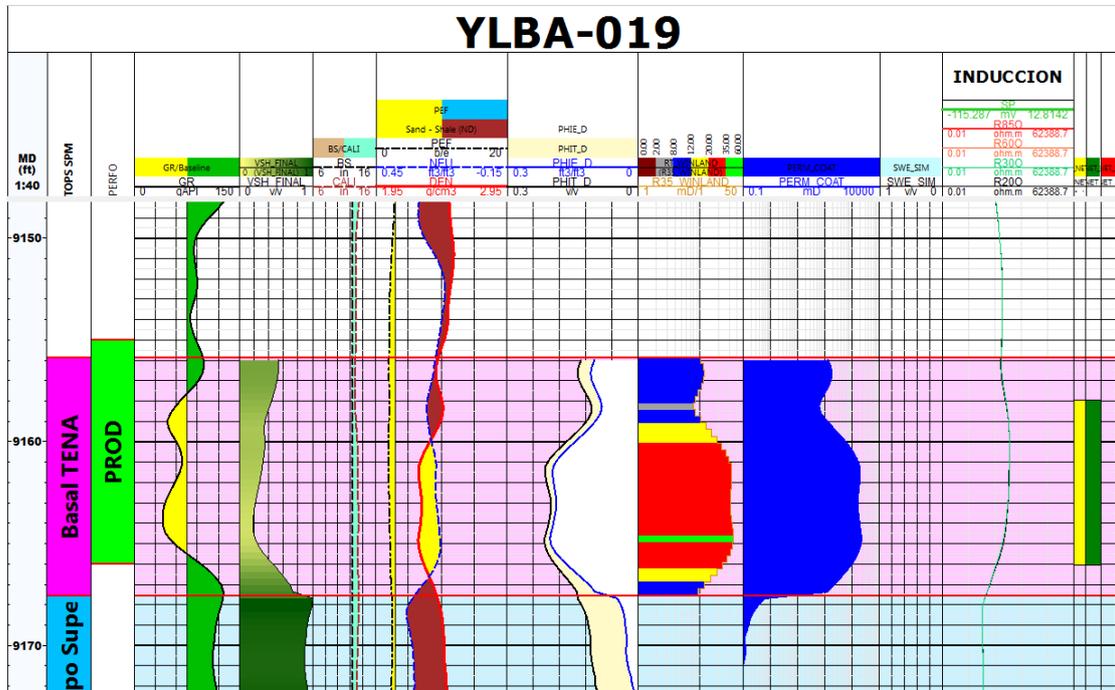
Anexo A-3 Registro petrofísico YLBA 008



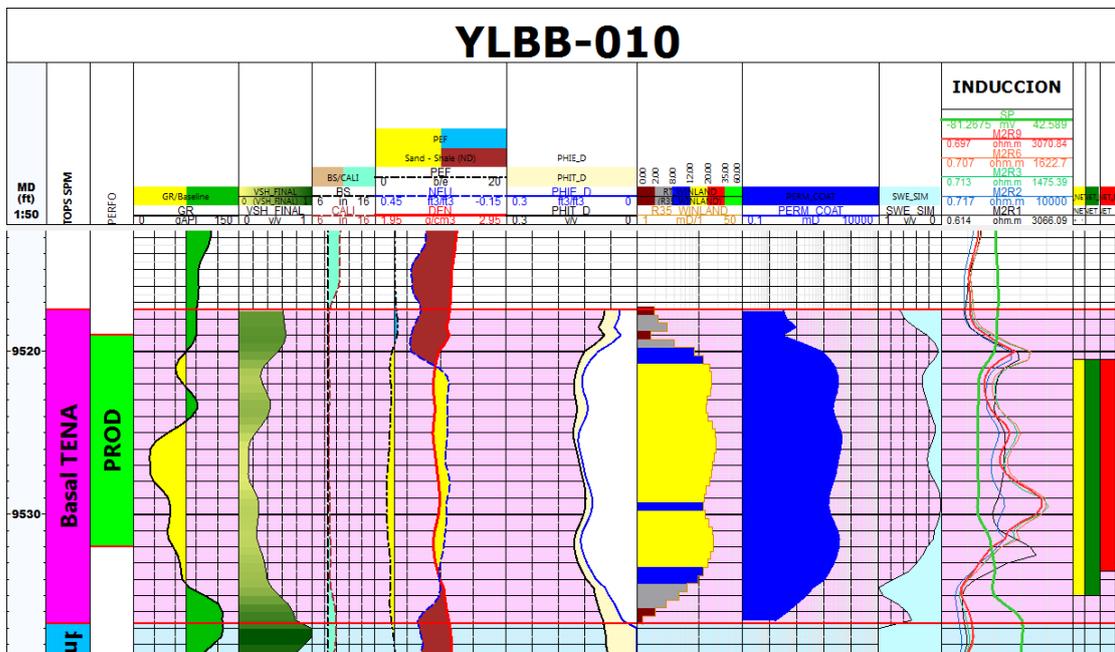
Anexo A-4 Registro petrofísico YLBA 016



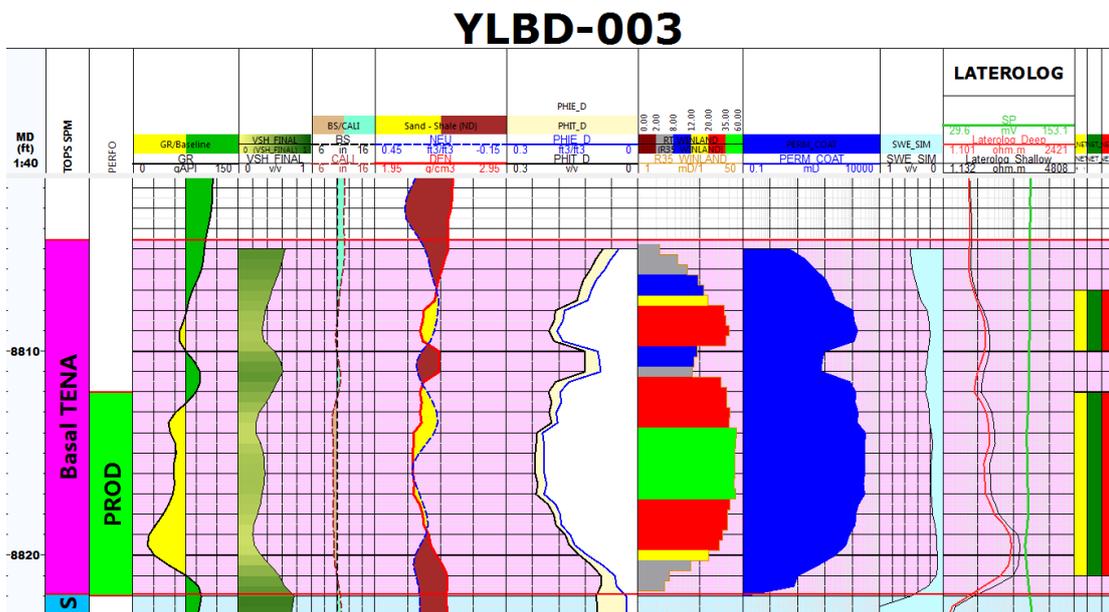
Anexo A-5 Registro petrofísico YLBA 019



Anexo A-6 Registro petrofísico YLBB 010

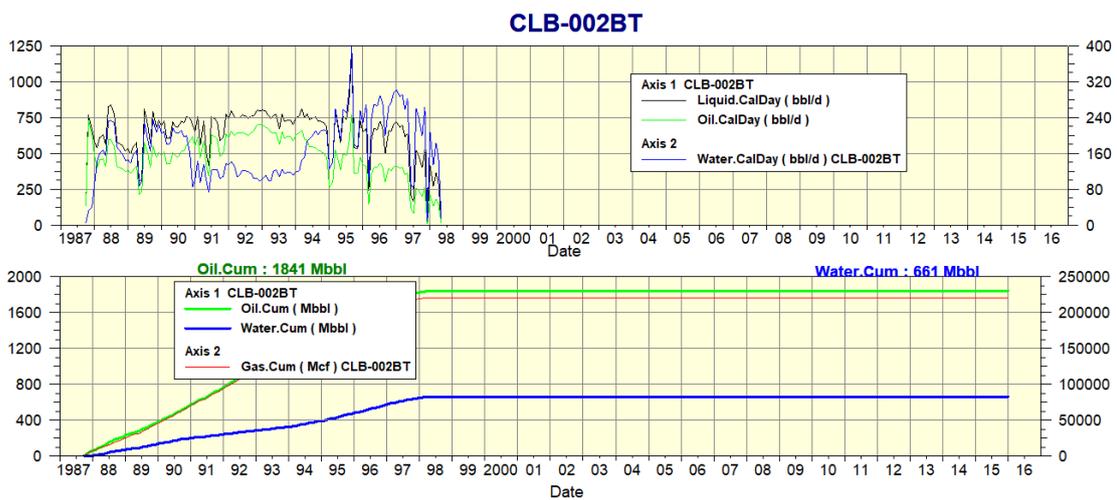


Anexo A-7 Registro petrofísico YLBD 003

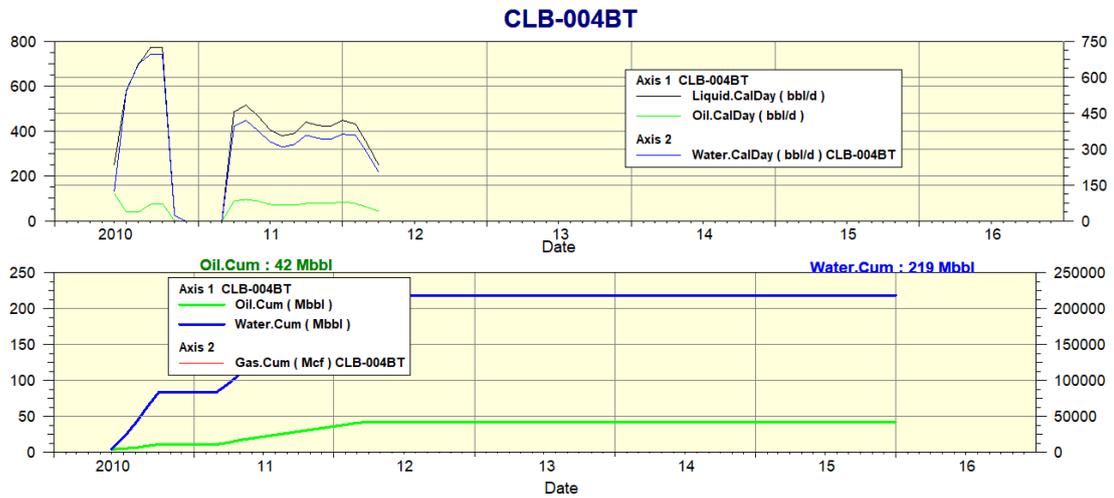


Anexo B. Perfiles de Producción campo Culebra – Yulebra, Basal Tena.

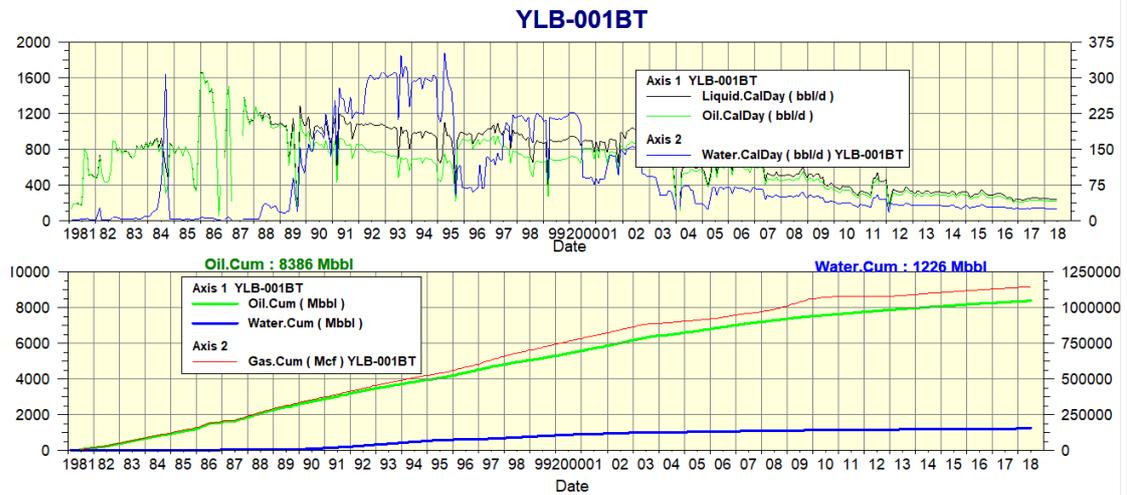
Anexo B-1 Perfil de Producción CLB – 002



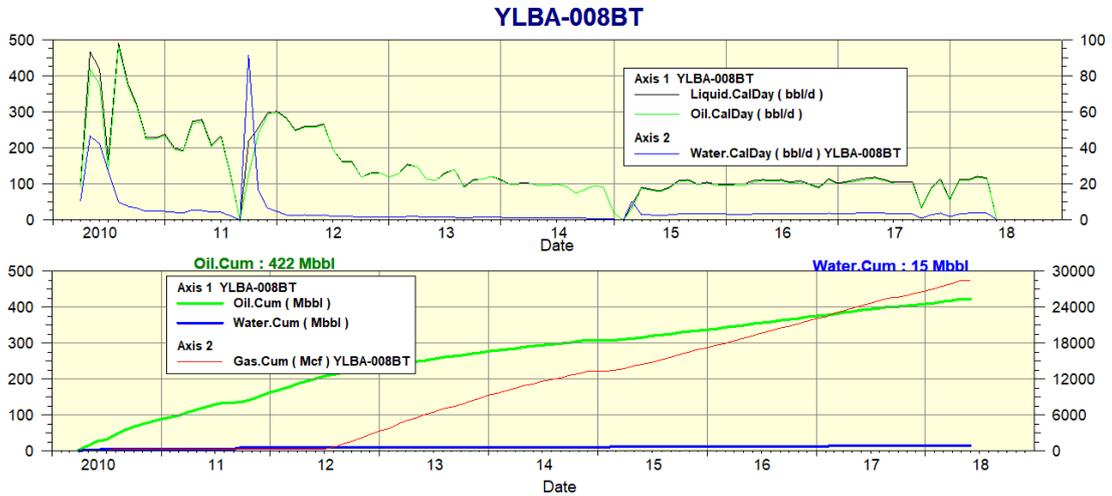
Anexo B-2 Perfil de Producción CLB – 004



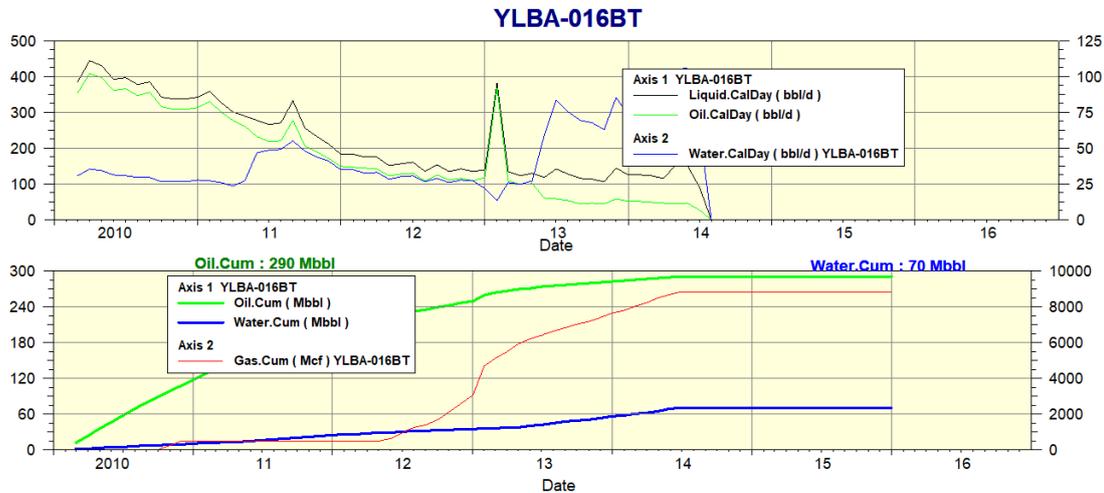
Anexo B-3 Perfil de Producción YLB – 001



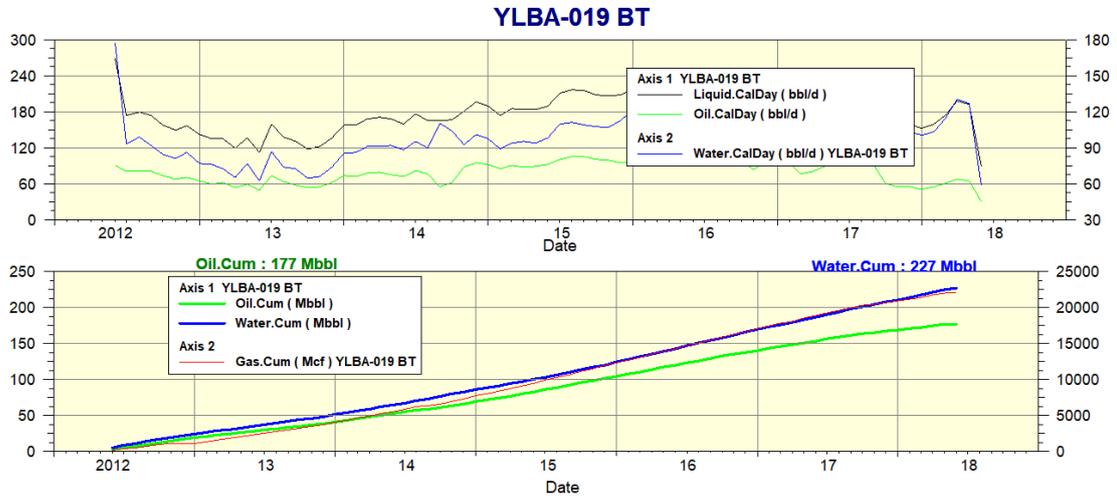
Anexo B-4 Perfil de Producción YLBA – 008



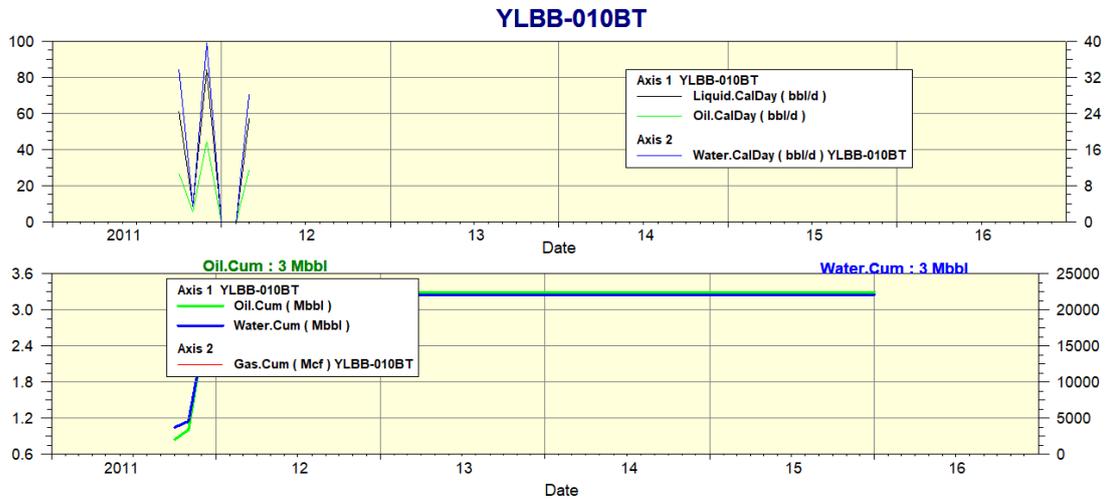
Anexo B-5 Perfil de Producción YLBA – 016



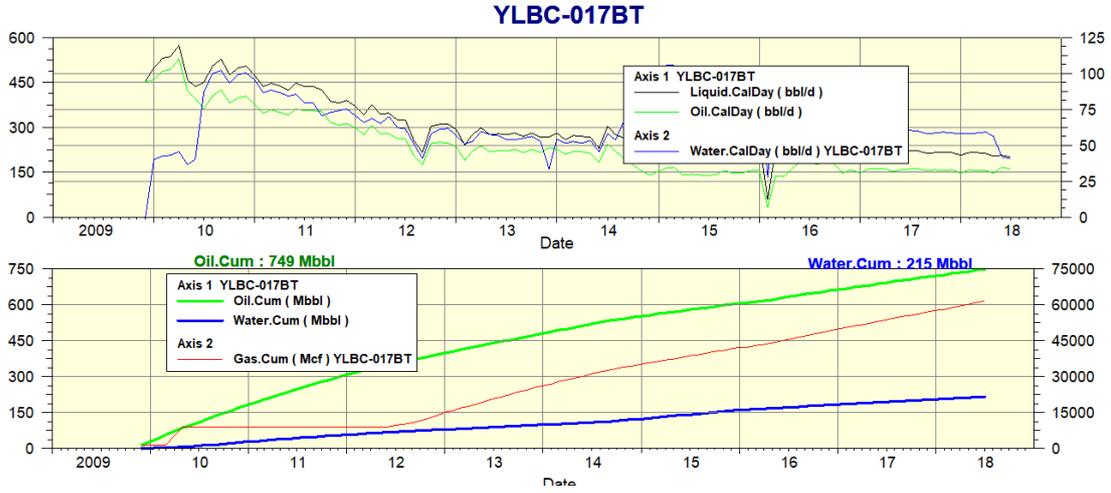
Anexo B-6 Perfil de Producción YLBA – 019



Anexo B-7 Perfil de Producción YLBB – 010



Anexo B-8 Perfil de Producción YLBC – 017



Anexo B-9 Perfil de Producción YLBD – 003

