

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA ARENA BASAL TENA EN EL WELL PAD
NORTE DEL CAMPO PALO AZUL

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Samuel Andrés Chiang Antón

Cristhel Briggette Eras Carrillo

GUAYAQUIL - ECUADOR

2019

DEDICATORIA

A Dios por hacer esto posible, por bendecirme con la mejor mamá y papá que alguien en este mundo pueda tener.

A mis padres Lorena Alexandra Antón Ling y Kleber Armando Chiang Villanueva quienes con su trabajo y amor me enseñaron que con esfuerzo, perseverancia y dedicación no hay imposibles. Siempre valoraré todo lo que han dejado por mí.

A mis hermanos, abuelos, tios y primos por brindarme ese respaldo y motivación extra para siempre ir por más.

A mis profesores por la enseñanza impartida y a todos mis amigos politécnicos por las largas noches de estudio para alcanzar este objetivo.

Gracias a todos por creer en mí,
¡Lo logramos!

Samuel Andrés Chiang Antón.

DEDICATORIA

A Dios y mi familia entera por ser mi inspiración y motivo de superación en cada una de las etapas de mi vida, especialmente a mis padres por el esfuerzo diario de ver felices a sus hijos, y como olvidar a mis tres ángeles en el cielo que sé que también están felices por este logro.

A mis compañeros politécnicos con quienes compartí innumerables momentos y cuya amistad valoro. A mi gran equipo de trabajo y ahora grandes amigos de la Asociación de Estudiantes de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, quienes hicieron de este último año de universidad una de las más gratas experiencias de mi vida académica. Los extrañaré.

Cristhel Briggette Eras Carrillo

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a la empresa operadora PETROAMAZONAS. EP, por su constante apoyo y ayuda necesaria que hicieron posible la realización de este proyecto, en especial al Ing. Fernando Sagnay por su constante motivación y guía como profesional y amigo.

TRIBUNAL DE GRADUACION

MSc. XAVIER VARGAS
COORDINADOR DE LA CARRERA

MSc. FERNANDO SAGNAY
TUTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. DANILO ARCENTALES
CO-TUTOR DE MATERIA INTEGRADORA

DECLARACION EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Cristhel Briggette Eras Carrillo* y *Samuel Andrés Chiang Antón*, damos nuestro consentimiento para que la ESPOl 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”.

Cristhel Briggette Eras Carrillo

Samuel Andrés Chiang Antón

EVALUADORES

MSc. Fernando Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA

MSc. Danilo Arcentales

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente proyecto de titulación se realizó en el campo Palo Azul, perteneciente al Bloque 18, localizado en la provincia Francisco de Orellana y operado por la empresa estatal Petroamazonas EP.

Mediante la recopilación de información de datos históricos de producción entre otros análisis cualitativos y cuantitativos, se evidenció la necesidad de implementar un sistema de recuperación secundaria que brinde un aporte necesario para la restauración de presión y consecuentemente produzca un incremento de tasas de producción reflejadas en un mayor factor de recobro posterior a la inyección de agua.

En base a lo anteriormente mencionado, se pretende realizar el estudio de factibilidad de implementación de inyección de agua a la arena Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul como mecanismo de recuperación secundaria, mediante cálculos computacionales y analíticos a través de softwares que permitirán el estudio geológico, técnico y prospectivo del área de estudio del presente proyecto. Dichos estudios serán el soporte del proyecto para la evaluación del estado actual, selección de un pozo inyector óptimo y determinación del escenario factible de caudales y presiones de inyección a las cuales estará sometido el modelo de inyección.

El presente estudio de factibilidad marca la etapa inicial de un proyecto de recuperación secundaria, además de tener utilidad práctica que puede ser implementada en cualquier otra zona de estudio de los campos petroleros, y valor teórico que integra conocimientos de ingeniería y experiencia de campo.

Palabras claves: Recuperación secundaria, Basal Tena, factibilidad

ABSTRACT

The present titling project was carried out in the Palo Azul field, belonging to Block 18, located in the Francisco de Orellana province and the operation of the state company Petroamazonas EP.

By gathering information from the production data in other qualitative and quantitative analyzes, the need to implement a system for the recovery of life in the future was evident. Higher recovery factor after water injection.

Based on what has been mentioned above, this is a feasibility study of the application of water injection in the Basal Tena sand of the north well of the Palo Azul field as a secondary recovery mechanism, through computational and analytical calculations through of software that allow geological, technical and prospective study of the study area of the present project. These studies will be the support for the project for the evaluation of the current state, the selection of an optimal injector well and the determination of the scenario.

The present feasibility study marks the initial stage of a secondary recovery project, besides having a practical utility that can be implemented in any other area of study of the oil fields, and the theoretical value that integrates the engineering knowledge and experience of field.

Keywords: Secondary recovery, Basal Tena, feasibility.

INDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ABREVIATURAS	VII
SIMBOLOGIA.....	VIII
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE TABLAS	XIV
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCION	2
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Justificación del problema	3
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos	4
1.4 Marco Teórico	4
1.4.1 Descripción del campo Palo Azul.....	4
1.4.2 Propiedades petrofísicas	8
1.4.3 Permeabilidad en dos fases	10
1.4.4 Mecanismos de Producción	17
1.4.5 Empuje inducido	18
1.4.6 Pozo Petrolero	19
1.4.7 Sistema de producción	19
1.4.8 Reservas	24
1.4.9 Ecuación de balance de materiales	26
1.4.10 Inyección de agua para la recuperación secundaria de petróleo	28
1.4.11 Desplazamiento de fluidos inmiscibles	31

1.4.12	Arreglos de pozos y eficiencia de barrido	37
1.4.13	Teoría de desplazamiento o de Buckley y Leverett.....	46
CAPÍTULO 2		51
2.	METODOLOGÍA	52
2.1	Descripción general.....	52
2.2	Tipos de investigación	54
2.2.1	Investigación teórica	54
2.2.2	Investigación práctica	54
2.2.3	Investigación de campo	54
Selección del área de interés		55
2.2.4	Historial de producción	56
2.2.5	Datos Petrofísicos.....	61
2.2.6	Datos PVT	61
2.2.7	Determinación del poes mediante el método volumétrico	64
2.3	Softwares	65
2.3.1	Fundamentos del software MBAL	65
2.3.2	Fundamento del software Oil Field Manager.....	68
2.3.3	Fundamentos del Software PETREL	70
CAPÍTULO 3.....		74
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	75
3.1	Análisis mediante balance de materiales con el software MBAL	75
3.1.1	Estudio del mecanismo de empuje de la arena Basal Tena.	75
3.1.2	Predicción de reservas de la arena basal tena	76
3.1.3	Verificación de la calidad del ajuste histórico de la simulación.....	77
3.1.4	Predicción de producción en escenario ideal	78
3.2	Simulación del comportamiento de producción histórico del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del Campo Palo Azul usando el software OFM.	79

3.2.1 Simulación del histórico de producción y predicción del comportamiento futuro por pozo para la estimación de reservas del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul.....	81
3.2.2 Simulación del histórico de producción y predicción del comportamiento futuro para la estimación de reservas del reservorio Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul.	88
3.2.3 Selección del área de interés y pozo inyector	92
3.2.4 Criterio de selección del pozo óptimo inyector	94
3.2.5 Capacidad de inyección.....	95
3.2.6 Predicción de las presiones de reservorio a diferentes tasas de inyección mediante simulación en MBAL	97
3.2.7 Método de Buckley Leverett.....	97
3.2.8 Simulación de inyección con el método de buckley & leverett.....	99
3.2.9 Simulación de incrementales de producción en MBAL	100
CAPÍTULO 4	103
4. Conclusiones y recomendaciones	104
4.1 Conclusiones.....	104
4.2 Recomendaciones.....	104
BIBLIOGRAFÍA	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
<i>EVR</i>	<i>Erosion Velocity Ratio</i>

SIMBOLOGIA

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
μ_w	Viscosidad del agua
μ_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
P_r	Presión de reservorio
P_b	Presión al punto de burbuja
T_r	Temperatura del reservorio
psia	libra de fuerza por pulgada cuadrada
ppm	partes por millón
md	milidarcys
cp	centipoise

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de Ubicación del Bloque 18, campo Palo Azul	5
Figura 1.2 Modelo de depósito para el Campo Palo Azul	7
Figura 1.3 Tubo capilar para determinación de la tensión superficial	14
Figura 1.4 Efecto de la capilaridad.	14
Figura 1.5 Curva de presión capilar.....	16
Figura 1.6 Componentes en un sistema de producción.	20
Figura 1.7 Esquematización de un sistema de producción.	23
Figura 1.8 Esquematización de un sistema de producción	24
Figura 1.10 Esquematización de un sistema de producción	29
Figura 1.11 Esquematización de un sistema de producción	31
Figura 1.12 Tipos de desplazamiento	33
Figura 1.13 Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección	34
Figura 1.14 Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo de la inyección	35
Figura 1.15 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura.	36
Figura 1.16 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de abandono	37
1.17 Arreglos de empuje en línea directa.	40
Figura 1.18 Arreglos de empuje en línea alterna.	41
Figura 1.19 Arreglos de 4 pozos.	42
Figura 1.20 Arreglos de cinco pozos.	43
Figura 1.21 Arreglos de 7 pozos.....	44
Figura 1.22 Arreglos de 9 pozos.....	45
Figura 1.23 Modelo Lineal de una formación sometida a invasión con agua	47

Figura 1.24 Dirección de flujo y convención de signos en yacimientos inclinados.	48
Figura 2.1 Esquema de fases para la investigación de campo.	53
Figura 2.2 Esquema de investigación de campo	54
Figura 2.3 Mapa de espesor neto-arena basal tena zona norte: Área de estudio	55
Figura 2.4 Historial de producción Basal Tena.	56
Figura 2.5 Data y producción histórica del pozo PLAN 51.	57
Figura 2.6 Data y producción histórica del pozo PLAN 53.	58
Figura 2.7 Data y producción histórica del pozo PLAN 55.	59
Figura 2.8 Data y producción histórica del pozo PLAN 57.	60
Figura 2.9 Comportamiento típico del flujo de dos fases.	62
Figura 2.10 Curva de Permeabilidades Relativas del Campo Sacha.	63
Figura 2.11 Comportamiento típico del flujo de dos fases.	64
Figura 2.12 Gráficas del comportamiento de las curvas de declinación	69
Figura 2.13 Bases y Topes de la arena Basal Tena los pozos PLAN 51 – PLAN 53 – PLAN 55 y PLAN 57	72
Figura 3.1 Proporción gráfica del mecanismo de empuje de la arena Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul.	75
Figura 3.2 Método de linealización para la arena Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul	76
Figura 3.3 Gráfica de la Presión de reservorio Vs Producción acumulada de petróleo para la arena Basal Tena del Well Pad del Well Pad Norte del campo Palo Azul.	77
Figura 3.4 Matcheo entre el histórico de presiones de reservorio con la desarrollada por el software en la simulación.	78
Figura 3.5 Matcheo de datos históricos, simulados y predecidos de producción de la arena Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul	78

Figura 3.6 Simulación de producción producción histórico hasta septiembre de 2017 de la arena Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul.....	79
Figura 3.7 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul, hasta septiembre de 2017.....	80
Figura 3.8 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 51 (Panorama menos optimista).	81
Figura 3.9 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 53. (Panorama menos optimista).	82
Figura 3.10 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 55. (Panorama menos optimista).	83
Figura 3.11 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 57. (Panorama menos optimista).	83
Figura 3.12 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 51 (Panorama optimista).	85
Figura 3.13 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 53. (Panorama optimista)	85
Figura 3.14 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 55. (Panorama optimista)	86
Figura 3.15 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 57. (Panorama optimista).	87
Figura 3.16 Simulación del histórico de producción y pedicción del comportamiento futuro del reservorio Basal Tena.....	88
Figura 3.17 Gráfico ilustrativo del POES con las reservas recuperables y remanentes del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul hasta el año 2022. ...	89

Figura 3.18 Simulación del histórico de producción y predicción del comportamiento futuro del reservorio Basal.....	90
Figura 3.19 Gráfico ilustrativo del POES con las reservas recuperables y remanentes del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul hasta el año 2033.....	91
Figura 3.20 Mapa espesor neto arena Basal Tena zona norte.	92
Figura 3.21 Mapa de espesores netos corte NW-SE.....	93
Figura 3.22 Mapa de espesores netos corte NE-SW.....	93
Figura 3.23 Primer análisis de sensibilidad para distintas presiones de cabezas.	96
Figura 3.24 Segundo análisis de sensibilidad para distintas presiones de cabezas.	96
Figura 3.25 Curva de Flujo Fraccional.....	99
Figura 3.26 Incremental de producción del pozo PLAN 57 para distintos caudales....	100
Figura 3.27 Incremental de producción del pozo PLAN 57 para distintos caudales....	101
Figura 3.26 Incremental de producción del pozo PLAN 57 para distintos caudales....	101

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Estado de los pozos existentes en el Campo Palo Azul.	7
Tabla 1.2 Producción diaria de fluido.	8
Tabla 1.3 Producción y reinyección de agua diaria.	8
Tabla 1.4 Rangos de valores de Movilidad.	38
Tabla 2.1 Descripción de pozos Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul ...	56
Tabla 2.2 Data y producción histórica del pozo PLAN 51.	57
Tabla 2.3 Data y producción histórica del pozo PLAN 53.	58
Tabla 2.4 Data y producción histórica del pozo PLAN 55.	59
Tabla 2.5 Data y producción histórica del pozo PLAN 57.	60
Tabla 2.6 Parámetros petrofísicos de la arena Basal Tena del Well Pad Norte en el Campo Palo Azul.	61
Tabla 2.7 Datos PVT de la arena Basal Tena del Well Pad Norte del Campo Palo Azul.	61
Tabla 2.8 Curva de permeabilidades relativas normalizada a usar para la arena Basal Tena del Well Pad Norte del Campo Palo Azúl.	63
Tabla 2.9 Rangos de n para diferentes tipos de yacimientos y mecanismos de empuje.	69
Tabla 2.10 Parámetros petrofísicos de la arena Basal Tena	71
Tabla 3.1 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena de la zona de estudio en un panorama menos optimista.....	84
Tabla 3.2 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena de la zona de estudio en un panorama optimista.	87
Tabla 3.3 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul en un panorama menos optimista.	88

Tabla 3.4 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul en un panorama menos optimista.	90
Tabla 3.5 Distancia entre el pozo PLAN 55 y los pozos PLAN 51, PLAN 53 y PLAN 57.	94
Tabla 3.6 Caudales y presiones de inyección para distintas presiones de cabeza	96
Tabla 3.7 Caudales y presiones de inyección para distintas presiones de cabeza	97
Tabla 3.8 Presiones de reservorio para varios caudales de inyección una vez iniciado el proceso de recuperación secundaria.....	97
Tabla 3.9 Datos obtenidos de la curva de flujo fraccional.....	99
Tabla 3.9 Datos obtenidos de la curva de flujo fraccional.....	100

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCION

Las operaciones en la explotación de petróleo se subdividen en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria, estas describen la producción de un yacimiento cronológicamente en ciertos casos. Actualmente es conocido que la producción de hidrocarburos bajo mecanismos naturales se ha convertido con el paso de los años en un proceso de baja eficiencia que arroja resultados mínimos de factores de recobro; el recuperar la mayor cantidad de petróleo posible de manera óptima cuidando la inversión económica, se ha convertido en uno de los constantes retos de la industria hidrocarburífera en donde se ha venido trabajando en la búsqueda e implementación de técnicas que aumenten la energía de los yacimientos como respuesta a las drásticas caídas de presión a través de etapas IOR o EOR.

Ambos métodos de recuperación mencionados poseen la característica de permitir extraer volúmenes de hidrocarburo que normalmente no hubieran sido posibles extraer por métodos de recuperación primaria; sin embargo, estos métodos siguen un proceso sistemático distinto de acuerdo a las condiciones del yacimiento. Entre los procesos más generales destacan: combustión in situ, inyección de CO₂, inyección de vapor, inyección de polímeros, inyección de hidrocarburos y especialmente el proceso de inyección de agua que es el método de recuperación secundaria más utilizado que cubre a más de la mitad de la producción de pozos a nivel mundial el cual es objeto de estudio del presente trabajo.

La inyección de agua busca mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo productor mediante la inyección de agua en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que permita la comunicación de fluidos con los pozos productores

En base a lo anteriormente mencionado, el presente proyecto se basa en el estudio técnico de la implementación de recuperación secundaria a los pozos productores de la arena Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul, que consiste en la inyección de agua a través de pozos inyectoras para la obtención de mayores factores de recobro cuidando la inversión económica.

1.1 Descripción del problema

Basados en datos técnicos y estadísticos, se conoce que la producción actual de los campos petroleros ecuatorianos presenta una tendencia decreciente significativa durante los últimos años. Tal es el caso del Campo Palo Azul el cual es considerado un campo relativamente antiguo con una producción actual de 7 MBPPD resultado de una drástica caída de producción con la que constaba en el inicio de su historial de producción.

1.2 Justificación del problema

Una vez iniciada la explotación de un yacimiento éste con el tiempo se irá depletando, la presión de reservorio irá disminuyendo y consecuentemente su producción. La vida del campo petrolero va a depender de la cantidad de hidrocarburo que se pueda extraer rentablemente, por lo que una vez terminada la primera etapa de producción es necesario implementar proyectos de recuperación secundaria que ayuden a mantener o aumentar la extracción de petróleo o gas sin que estos generen altos costos de inversión para las empresas interesadas.

La presente investigación se enfocará en realizar simulaciones y un análisis volumétrico con el objetivo de conocer el petróleo original en sitio, llevar a cabo estudios detallados y actualizados de las reservas de hidrocarburos del reservorio Basal Tena en el well pad norte del campo Palo Azul para poder implementar un proyecto de “waterflooding” el cual mantenga o incremente la presión de reservorio con la finalidad de aumentar la producción de hidrocarburo y el tiempo de vida del campo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Desarrollar un estudio técnico de inyección de agua como método de recuperación de la arena Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul a través de cálculos analíticos con la finalidad de obtener un mayor factor de recobro producto de una restauración de presión.

1.3.2 Objetivos específicos

- Estimar cantidades de reservas y petróleo original en sitio (POES) para el análisis de la situación actual de los pozos de la zona de estudio.
- Analizar los diferentes parámetros históricos y geológicos del yacimiento para la selección del modelo de inyección de agua adecuado.
- Seleccionar el mejor candidato de los pozos del área de interés para implementarlo como pozo inyector en el well pad norte del campo Palo Azul para la recuperación eficiente de hidrocarburo.

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Descripción del campo Palo Azul

1.4.1.1 Antecedentes

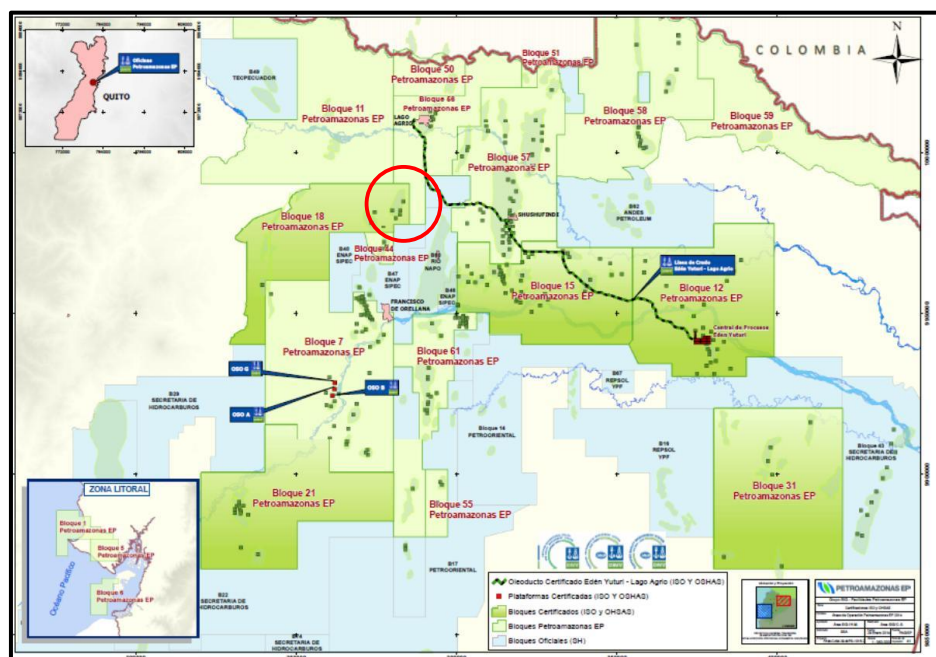
En el año 1999 fue descubierto dentro del Bloque 18 el campo Palo Azul mediante perforación exploratoria del pozo Palo Azul-01, operación que fue llevada a cabo por Cayman International Exploration Company S.A. y Petromanabí S.A.

Posteriormente, en el año 2000 se comenzó la perforación del pozo Palo Azul-02 el cual para octubre de 2001 se convertiría en el primer pozo productor de este campo. (Petroamazonas EP, 2017)

1.4.1.2 Ubicación geográfica

El campo Palo Azul perteneciente al Bloque 18 está localizado la provincia Francisco de Orellana. Al noroeste está limitado por el campo Sacha, al Este por el Río Coca y al noreste del Campo Pucuna; a 180 Km en la línea recta al Este de Quito. (Petroamazonas EP, 2017)

1.4.1.3 Mapa de ubicación



**Figura 1.1 Mapa de Ubicación del Bloque 18, campo Palo Azul
(Petroamazonas EP, 2017)**

1.4.1.4 Geología de campo

El eje mayor tiene una dirección preferencial aproximada Norte-Sur a Noreste-Suroeste, tiene unos 10 km de largo y un ancho máximo en dirección Oeste-Este de 5 km. El cierre estructural definido a la cota de -9045 TVDSS abarcando un área aproximada de 33.26 Km². Al Sur y Este del Campo está limitado contra una falla inversa de alto ángulo, que se origina en el basamento. (Petroamazonas EP, 2017)

El mecanismo de drenaje regional es generado por un acuífero activo de fondo y localmente es de efecto lateral ocasionado por las intercalaciones lutíticas existentes en las inmediaciones de los pozos. (Petroamazonas EP, 2017)

La Formación Hollín, principal reservorio en el área del campo Palo Azul, se la ha dividido en cuatro zonas de acuerdo a sus características litológicas y ambientales las cuales se observan en la Figura 1.2. (Petroamazonas EP, 2017)

La Zona 1 representa una facie de mar abierto, caracterizada por margas bioturbadas, calizas y lutitas. (Petroamazonas EP, 2017)

La Zona 2 representa facies distales, transicionales de mar abierto y facies de costa, tales como: margas bioturbadas, lutitas, arenas glauconíticas y estratificaciones cruzadas. (Petroamazonas EP, 2017)

La Zona 3 representada por depósitos tipo estuario, conformada por arenas de barra mareales con estratificación cruzada y laminaciones bidireccionales. (Petroamazonas EP, 2017)

La Zona 4 representada por depósitos fluviales, tales como: arcillas de planicies costeras, barras de canales meandricos, planicies de inundación y depósitos fluviales entrenzados. (Petroamazonas EP, 2017)

Las arenas U y T de la formación Napo presentan una depositación tipo estuario dominado por mareas con cuerpos arenosos de barras de marea y de canal, las cuales se desarrollaron de mejor manera en la parte Este de la Cuenca y pierden continuidad lateral hacia el Oeste debido estar localizados en la parte más distal del estuario. (Petroamazonas EP, 2017)

La arena Basal Tena representa un depósito tipo estuario dominado por mareas más proximales y de mayor energía, se caracteriza por la presencia de arenas de grano medio a fino, cuarzosa, ocasionalmente matriz argilítica, cemento calcáreo, con trazas de glauconita y pequeñas intercalaciones lutíticas. (Petroamazonas EP, 2017)

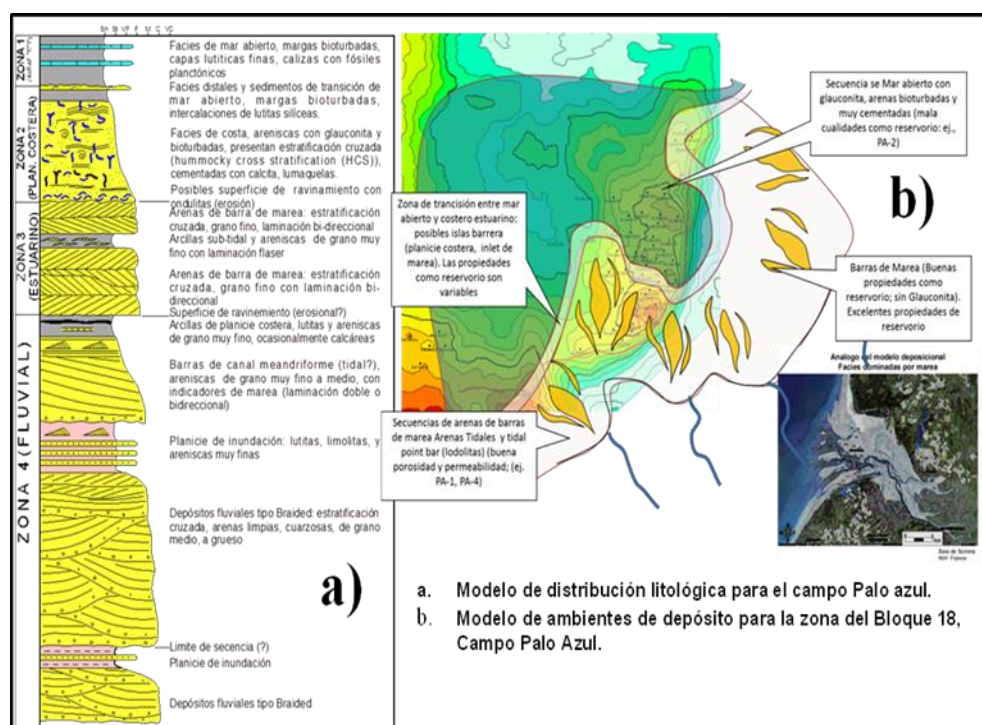


Figura 1.2 Modelo de depósito para el Campo Palo Azul.
(Petroamazonas EP, 2017)

1.4.1.5 Estado actual de los pozos

La siguiente tabla muestra el número y estado de cada uno de los pozos del Well Pad Norte del Campo Palo Azul.

Estados de los Pozos	Números de Pozos
Produciendo	11
En Reacondicionamiento	0
Cerrados	0
Abandonados	0
Inyectores	0
En perforación	0
Total de pozos perforados	11

Tabla 1.1 Estado de los pozos existentes en el Campo Palo Azul.
(Chiang & Eras , 2019)

1.4.1.6 Producción

El campo Palo Azul tiene una producción de petróleo promedio de 6723.77 BPPD, con un BSW de 90.0% y 26 grados API.

FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	BSW% DEL CAMPO
67377.13	6723.77	60653.36	90.0

Tabla 1.2 Producción diaria de fluido. (Petroamazonas EP, 2017)

El volumen de producción y re-inyección de agua se muestra en la siguiente tabla:

PRODUCCIÓN (BAPD)	RE-INYECCIÓN (BAPD)	CAPACIDAD DE INYECCIÓN (BAPD)
60653.36	63665.87	70000.00

**Tabla 1.3 Producción y reinyección de agua diaria.
(Petroamazonas EP, 2017)**

1.4.2 Propiedades petrofísicas

Las propiedades de las rocas y yacimientos, especialmente las relativas al flujo de múltiples fases, son un prerequisite de gran importancia para entender el comportamiento del desplazamiento inmisible de fluido por otro. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.4.2.1 Porosidad

La porosidad de una roca se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la misma. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1.1)$$

Donde:

- ϕ : Porosidad
- V_p : Volumen poroso de la roca
- V_t : Volumen total de la roca

Este término petrofísico se puede clasificar de acuerdo a:

1.4.2.1.1 Interconexión del espacio poroso.

- **Porosidad efectiva.-** Relación entre el volumen de poros interconectados de una roca, con respecto al volumen total de la misma. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- **Porosidad no efectiva.-** Relación entre el volumen de poros no interconectados de una roca, con respecto al volumen total de la misma. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- **Porosidad absoluta.-** Relación entre el volumen total de poros, interconectados y no interconectados de la roca, con el volumen total de la misma. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.4.2.1.2 Características geológicas del yacimiento.

- **Porosidad primaria.-** Es aquella porosidad que se desarrolló junto con los sedimentos cuando fueron depositados, resultado de los procesos de formación del medio poroso como: deposición, compactación, etc. Este tipo de porosidad a su vez se clasifica en: intercrystalina, intergranular, intrapartícula, planos interestratificados, y espacios sedimentarios misceláneos. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- **Porosidad secundaria.-** Es la porosidad originada por los procesos geológicos o procesos artificiales realizados posteriormente a la deposición de sedimentos que experimenta el medio poroso. Esta se clasifica en: porosidad fenestral, vugular o de disolución, de dolomitización, y de fractura. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

- **Porosidad total.-** Es la suma de la porosidad tipo 1 más la porosidad tipo 2, igual a la porosidad absoluta mencionada con anterioridad. [Ferrer, 2009]

1.4.2.2 Permeabilidad absoluta

El término permeabilidad absoluta de una roca yacimiento se define como la facultad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan mediante la red de poros interconectados cuando el medio poroso está saturado 100% con el fluido. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.4.2.3 Permeabilidad Efectiva

Es la capacidad de la roca de permitir el movimiento de un fluido cuando su saturación es menor del 100%. Esta depende de la saturación y parámetros de humectabilidad de la formación. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

Entre los factores que afectan la permeabilidad se encuentran aquellos que también afectan la porosidad efectiva como: presión de sobrecarga, tamaño, empaquetamiento y forma de los granos, además de la distribución de estos de acuerdo al tamaño, grado de cementación y consolidación. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.4.3 Permeabilidad en dos fases

Todo yacimiento de petróleo contiene agua en el espacio poroso propia de la formación, la cual es mayormente conocida como agua intersticial o connata que causa la reducción del espacio poroso de los hidrocarburos, convirtiéndose en un medio poroso con presencia de más de un fluido en donde la permeabilidad a cualquiera de ellos va a depender de:

- Geometría del sistema de poros de la roca
- Fracción y distribución de cada fase
- Tensiones interfaciales
- Historia de saturación

1.4.3.1 Permeabilidad relativa

Se conoce como permeabilidad relativa de una fase a la razón entre la permeabilidad efectiva de dicha fase con respecto a la permeabilidad absoluta. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

$$K_{ro} = \frac{K_o}{k}; \quad K_{rw} = \frac{K_w}{k}; \quad K_{rg} = \frac{K_g}{k} \quad (1.2); (1.3); (1.4)$$

Donde:

- K_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo
- K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua
- K_{rg} : Permeabilidad relativa al gas
- K_o : Permeabilidad efectiva al petróleo a una determinada saturación de petróleo
- K_w : Permeabilidad efectiva al agua a una determinada saturación de agua
- K_{rg} : Permeabilidad efectiva al gas a una determinada saturación de gas

1.4.3.2 Saturación de fluido.

La saturación de un fluido se define como la cantidad de ese fluido contenido en los poros de la roca, es decir, la relación entre el volumen del fluido con respecto al volumen total de poros. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.5)$$

Donde:

- S_f : Saturación del fluido
- V_f : Volúmen del fluido
- V_p : Volúmen del espacio poroso

Además, se conoce que en los poros de un yacimiento siempre hay presencia de fluido contenido, el cual puede ser petróleo, gas y agua o petróleo y agua. Es por ello que la sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos en el medio poroso deberá ser igual a 1. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (1.6)$$

Donde:

- S_o : Saturación de la fase petróleo
- S_g : Saturación de la fase de gas
- S_w : Saturación de la fase de agua

1.4.3.2.1 Saturación de agua irreducible (S_{wi})

Esta saturación también denominada saturación de agua congénita irreducible, se define como el valor mínimo de saturación del agua que no puede ser desplazada ni reducida por petróleo, además esta depender mayormente de características físicas de las rocas como mojabilidad y capilaridad. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.4.3.2.2 Saturación de aceite residual (S_{or})

Es la saturación de aceite que no puede ser producida por los métodos comunes, quedando de esta manera atrapada en el medio poroso. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.4.3.3 Tensión superficial e interfacial

La energía de superficie de dos fases inmiscibles que coexisten en un medio poroso, influye en su saturación, distribución y desplazamiento

Se conoce como tensión superficial al caso en donde la superficie de contacto se da entre un líquido y su vapor; y si la superficie es entre dos líquidos inmiscibles, entonces se usa el término de tensión interfacial. (Çengel & Cimbala, 2006)

Para la medición en unidades cuantitativas de la tensión de superficie, se usa un tubo de radio “r”, el cual se coloca dentro de un recipiente con agua, logrando esta agua elevarse a una altura “h” en respuesta a las diferentes fuerzas que actúan a través de la altura del menisco. En el caso de condiciones estáticas, se obtendrá un balance entre la fuerza que genera la tensión superficial con la fuerza de gravedad actuando sobre la columna de fluido. (Çengel & Cimbala, 2006)

1.4.3.4 Capilaridad

Una de las consecuencias bastantes mencionadas en torno de la tensión superficial es el efecto de capilaridad, en donde un líquido asciende o desciende por un tubo de diminuto diámetro llamado “capilar”. La intensidad de este efecto es cuantificable por el ángulo de contacto definido como el ángulo que la tangente a la superficie del líquido forma con la superficie sólida en el punto de contacto. (Çengel & Cimbala, 2006)

El ascenso o descenso por capilaridad se expresa mediante la ecuación:

$$H = \frac{2 \sigma_s \times \cos \varphi}{\rho g R} \quad (1.7)$$

Donde:

- σ_s : Tensión Superficial
- φ : Ángulo del menisco
- R : Radio Capilar
- ρ : Densidad del fluido
- g : Gravedad

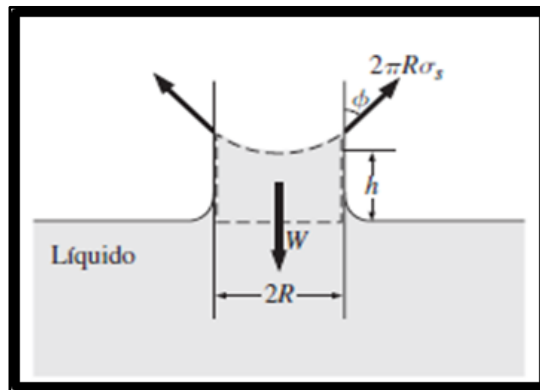


Figura 1.3 Tubo capilar para determinación de la tensión superficial.
(Çengel & Cimbala, 2006)

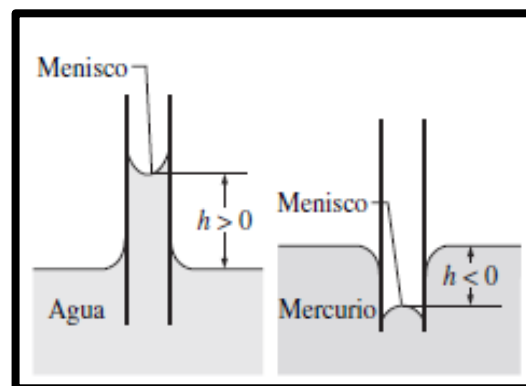


Figura 1.4 Efecto de la capilaridad. (Çengel & Cimbala, 2006)

1.4.3.5 Presión capilar

La presión capilar es definida como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, entre los cuales uno de ellos moja preferencialmente la roca. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1.8)$$

Donde:

- P_c : Presión capilar
- P_{nm} : Presión de la fase no mojante
- P_m : Presión de la fase mojante

Características de una curva de presión capilar

- Es necesario cierto grado de presión capilar también denominada “presión de umbral” o “presión mínima de desplazamiento” para que la fase no mojante desplace la fase mojante. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- Una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros es la pendiente de la curva durante el drenaje. Es decir, a mayor horizontalidad de la curva de la presión capilar, mayor uniformidad del tamaño de los poros. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- Se denomina “saturación irreducible de la fase mojante” a la saturación de la fase mojante a la que la presión capilar aumenta sin cambios de saturación. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- Las curvas de P_c dependen del historial del proceso de saturación denominado fenómeno de “histéresis”. Se conoce como “imbibición” al proceso que origina un aumento de saturación de la fase mojante, mientras que se conoce como “drenaje” al proceso que ocasiona una disminución de saturación de la fase mojante. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

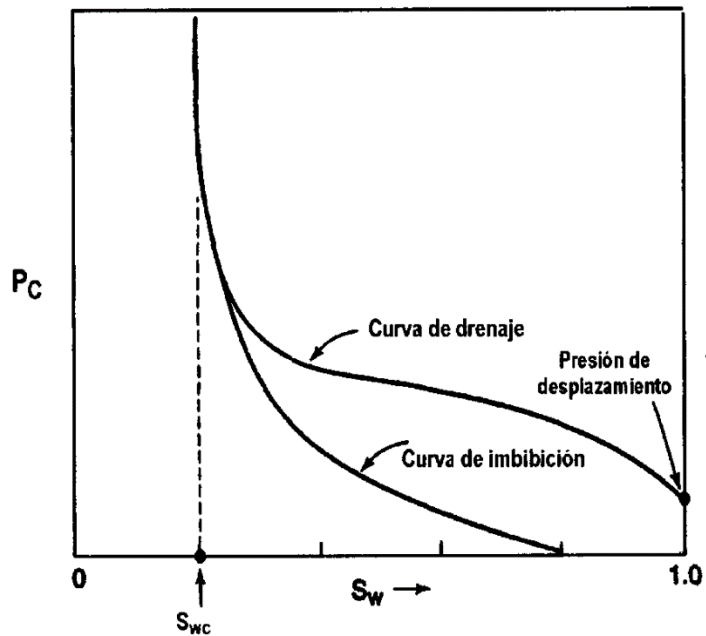


Figura 1.5 Curva de presión capilar. (Craig, 1971)

1.4.3.6 Humectabilidad

En un sistema roca/petróleo/salmuera puede definirse a la humectabilidad como la tendencia que tiene un fluido para mojar o adherirse preferencialmente a la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. (Smith & Cobb, 1997)

El agua siempre tenderá a llenar los poros más pequeños incluso en un sistema en el que el petróleo humedezca preferentemente la roca debido a las fuerzas de capilaridad. (Smith & Cobb, 1997)

La humectabilidad no es un parámetro que se use directamente en el cálculo de la eficiencia de inyección de agua, sin embargo, tiene un impacto significativo en muchos parámetros como la:

- Permeabilidad relativa
- Saturación de agua connata
- Saturación de petróleo residual
- Presión capilar

1.4.4 Mecanismos de Producción

Los mecanismos naturales de producción se refieren a las fuerzas propias del yacimiento las cuales hacen que los fluidos presentes en el reservorio se muevan hacia los pozos productores, aunque también existen mecanismos de empujes inducidos. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Actualmente se distinguen 5 tipos de mecanismos de producción naturales, entre los que tenemos:

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

1.4.4.1 Empuje por gas en solución

Cuando la presión del reservorio ha caído hasta por debajo del punto de burbuja, el gas disuelto empieza a separarse del petróleo. El empuje de gas en solución se da en el momento en el que la saturación de gas liberado es mayor a la saturación de gas crítica, permitiendo la movilización de este fluido hacia los pozos. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.4.2 Empuje por compresibilidad de la roca y los fluidos

Una vez que se comienza a producir un yacimiento su presión irá declinando permitiendo de esta manera la expansión de la roca y fluidos allí presentes. Los espacios porosos interconectados disminuirán debido a la expansión de la roca, mientras que la expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento provocado por la producción de los mismos. Ambos procesos de expansión, tanto de la roca como de los fluidos, causan la expulsión del hidrocarburo atrapados en los espacios porosos. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.4.3 Empuje por capa de gas

Las capas de gas están presentes en yacimientos saturados, donde la presión de reservorio es menor a la presión de burbuja. Debido a la disminución de la presión del reservorio el gas se expande funcionando como una fuerza de empuje que ayuda a desplazar el petróleo. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.4.4 Empuje hidráulico

Ocorre en yacimientos con rocas subyacentes que tienen una alta saturación de agua. A Causa de la producción se va dando la pérdida de presión del yacimiento por lo que el acuífero se expande e invade el reservorio, ocupando el espacio de los fluidos que ya han sido producidos. Este mecanismo de producción es uno de los más efectivos ya que la pérdida de presión es muy baja o casi nula. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.4.5 Empuje por drenaje gravitacional

Yacimientos que cuentan con un buzamiento elevado y buena permeabilidad vertical permite una fácil movilización del gas hacia el tope del reservorio a medida que éste se va separando del petróleo el cual drena hacia abajo, influenciado por la gravedad. El flujo de petróleo será paralelo al ángulo de buzamiento. En el tope del yacimiento se formará una capa de gas la cual se irá expandiendo permitiendo la movilización del hidrocarburo. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.5 Empuje inducido

Este tipo de mecanismos se emplea para restablecer la presión del reservorio cuando éste no tiene la suficiente energía para producir naturalmente. (Escobar)

1.4.5.1 Inyección de fluidos

Este método consiste en la inyección de agua por debajo de la capa de petróleo, la inyección de gas por encima de la misma, o la combinación de ambos, de tal manera que funcione como un mecanismo de desplazamiento que mantenga la presión del yacimiento. (Escobar)

1.4.6 Pozo Petrolero

Un pozo petrolero es una obra de ingeniería la cual tiene como principal objetivo conectar el yacimiento hidrocarburífero con la superficie mediante el uso de barrenas y tubería de revestimiento de diferentes diámetros.

1.4.6.1 Pozo Productor

Es aquel pozo que permite extraer fluidos como agua, petróleo o gas de las formaciones en donde se ha determinado, esto mediante análisis previos que confirmarían la existencia de hidrocarburos en cantidades suficientes para ser económicamente rentables.

1.4.6.2 Pozo Inyector

Se llama pozo inyector al pozo en donde los fluidos como gas y agua entre los fluidos más principales se inyectan a un estrato en lugar de producirse, teniendo como objetivo principal mantener la presión del yacimiento.

1.4.6.3 Pozo de Abandono

Es aquel pozo que ha llegado a su etapa final debido a la falta de energía para producir en cantidades económicamente rentables producto de la declinación de su presión.

1.4.7 Sistema de producción

Es el sistema encargado de transportar, procesar y tratar los fluidos del yacimiento además de prepararlos para el proceso de almacenamiento y transferencia.

Análisis nodal

Se define como la segmentación de un sistema de producción en puntos conocidos como nodos en donde se producen variaciones de presión expresadas analíticamente por diferentes ecuaciones o correlaciones.

Componentes en el sistema del análisis nodal

De acuerdo a los diversos tipos de configuraciones de pozos de un sistema de producción, el número de componentes varía debido a la complejidad que pueda presentar. Los componentes más comunes modificados de acuerdo a las necesidades y requerimientos del sistema se ilustran a continuación. (Hirschfeldt, 2009)

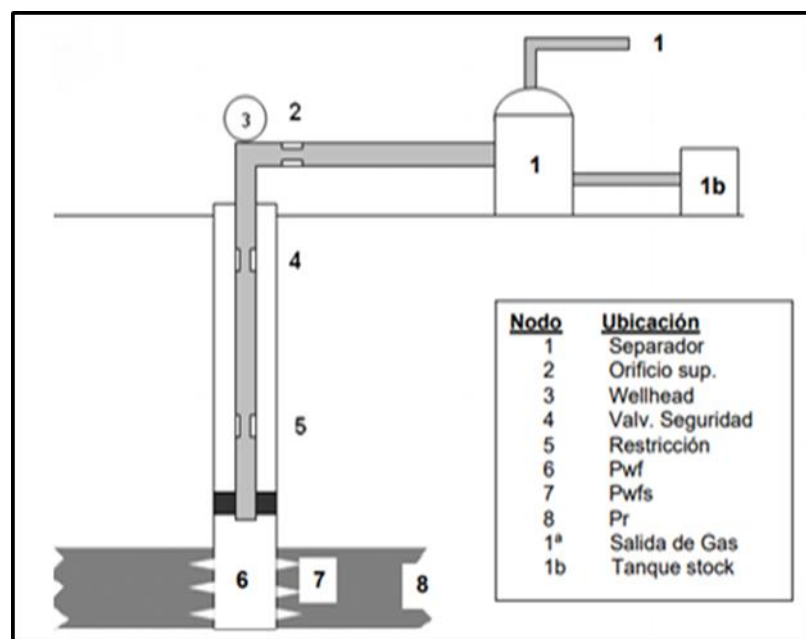


Figura 1.6 Componentes en un sistema de producción. (Hirschfeldt, 2009)

Separador

Este tipo de componente es de vital importancia dentro del proceso de separación de petróleo y gas, en donde no se ha establecido un único criterio para determinar las condiciones óptimas de producción de los equipos, pero se ha orientado a obtener objetivos puntuales que

proporcionen condiciones de máxima eficiencia durante la separación, incremento en los volúmenes de producción, disminución de costos por compresión y estabilización de la relación gas-petróleo.

Línea de flujo horizontal

La línea de flujo horizontal se encarga de comunicar la cabeza de pozo con el separador, y es en esa sección en donde el comportamiento del fluido sigue las condiciones adoptadas para el sistema de producción de pozos.

Choque superficial

Es aquel componente que cumple la función de controlar la producción del pozo para aumentar o disminuir la tasa de flujo de producción, además de producir una presión diferencial calculada por expresiones matemáticas.

Cabeza de pozo

Es un punto del sistema en donde se produce el cambio de dirección, de vertical a horizontal, en donde se puede tomar el dato de la presión de surgencia para conocer la energía de producción del pozo, además de ser un punto crítico considerado para análisis dentro del sistema.

Válvula de seguridad

Componente instalado en la tubería vertical, operando ante cualquier normalidad del flujo que pueda ocurrir durante el transcurso de la producción.

Choque de fondo

Este es un componente restrictivo que se implementa de acuerdo a la necesidad de elevar la presión y controlar la energía en el flujo de la línea vertical, además de tener una presión diferencial en donde se tendrá una caída de presión que pueda ser calculada.

Presión fluyente

Este tipo de presión es tomada en su punto medio del nivel productor y medida en el fondo del pozo de manera directa mediante herramientas de toma de presión o cálculos analíticos como ecuaciones o correlaciones.

Presión promedio del reservorio

Se trata de la presión a la cual se encuentra bajo cálculos de los fluidos del reservorio y evaluada respecto a un nivel de referencia. Esta presión es de gran interés para determinar el índice de productividad del pozo y conocer la capacidad de fluencia del reservorio hacia el pozo.

Esquematización gráfica del análisis de un sistema de producción

Todo pozo de petróleo es configurado para mover el petróleo y gas desde el reservorio hasta la superficie, este movimiento requiere energía para vencer pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hacia la superficie

Para empezar a detallar un sistema de análisis nodal para un pozo de producción resulta importante observar la relación directa de las caídas de presión entre los nodos más comunes como se esquematiza a continuación. (Beggs, 1991)

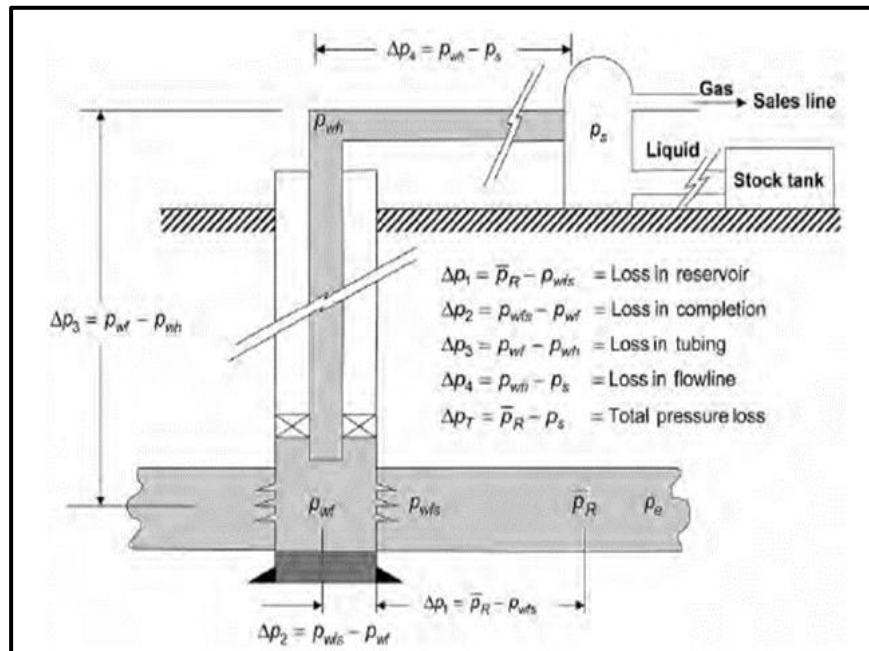


Figura 1.7 Esquematzación de un sistema de producción. (Beggs, 1991)

En este caso, se conoce como “Upstream” a todos los componentes aguas arriba del nodo que comprende la sección de entrada “Inflow section”, mientras que se conocen como “Downstream” a todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo que comprende la sección de salida “outflow section”. (Beggs, 1991)

Para determinar el flujo a través del sistema es necesario que se cumplan requerimientos como la existencia de una sola presión en el nodo, e igualdad entre el flujo a la entrada del nodo y el flujo a la salida de este. (Beggs, 1991)

A continuación, se ilustra un gráfico en donde la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, debido a que la caída de presión en cualquier componente varía con el caudal. Estas curvas se interceptarán cumpliendo las condiciones mencionadas en el párrafo previo.

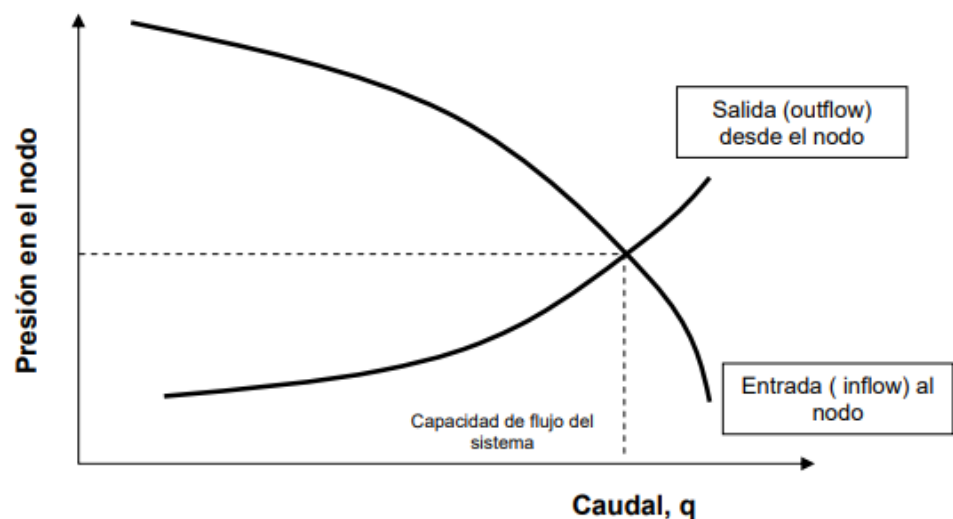


Figura 1.8 Esquematización de un sistema de producción. (Lake, 2006)

El efecto del cambio del cambio en cualquier componente se analizará recalculando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características del componente que fue cambiado.

1.4.8 Reservas

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que pueden ser recuperados comercialmente en fechas futuras a partir de acumulaciones conocidas. (Velázquez, 2017)

1.4.8.1 Reservas probadas

Son los volúmenes de hidrocarburo que se encuentran en reservorios ya conocidos y que han sido estimadas con razonable certeza (generalmente mayor al 90%), pueden ser recuperadas comercialmente en base a información técnica, datos de geología e ingeniería. Las reservadas probadas se clasifican en dos: (Velázquez, 2017)

1.4.8.1.1 Reservas desarrolladas

Son las reservas cuyos volúmenes están representados por el hidrocarburo comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción ya existentes. (Velázquez, 2017)

1.4.8.1.2 Reservas no desarrolladas

Estas reservas no pueden ser recuperadas comercialmente por los pozos e instalaciones disponibles, sino que se necesita instalar facilidades de superficies y perforar pozos en nuevas áreas. (Velázquez, 2017)

1.4.8.2 Reservas probables

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados en base a datos de geología e ingeniería pero que sugieren son menos ciertas que las probadas. En un contexto probabilístico se debe brindar un grado de certeza de al menos el 50% de que el volumen a ser recuperado será igual o mayor a la suma de las reservas probadas más las probables. (Velázquez, 2017)

1.4.8.3 Reservas posibles

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados en base a datos de geología e ingeniería pero que sugieren son menos ciertas que las probables. En un contexto probabilístico se debe brindar un grado de certeza de al menos el 10% de que el volumen a ser recuperado será igual o mayor a la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles. (Velázquez, 2017)

1.4.9 Ecuación de balance de materiales

La expresión matemática que representa el balance de materiales normalmente está escrita en bases volumétricas como:

Hidrocarburos iniciales = Hidrocarburos Remanentes + Intrusión de Agua

Donde:

- ΔP : Cambio de presión del yacimiento, en psi
- N : Petróleo original en sitio (POES) [STB]
- N_p : Producción acumulada de petróleo [STB]
- G_p : Producción acumulada de gas [SCF]
- W_p : Producción acumulada de agua [BBL]
- R_p : Relación acumulada de Gas-Petróleo [SCF/STB]
- W_i : Inyección de agua acumulada [STB]
- G_i : Inyección acumulada de gas [SCF]
- G : Capa de gas inicial [SCF]
- GOR : Relación gas-petróleo instantánea [SCF/STB]
- R_{si} : Solubilidad inicial de gas [SCF/STB]
- R_s : Solubilidad del gas [SCF/STB]
- B_{oi} : Factor volumétrico de formación del petróleo inicial [BBL/STB]
- B_{gi} : Factor volumétrico de formación de gas inicial [SCF/SCF]
- W_e : Influjo de agua acumulado [BBL]
- m : Relación de volumen inicial de la capa de gas del yacimiento y el volumen de petróleo inicial de petróleo en el yacimiento, adimensional.
- C_w : Compresibilidad del agua [psi⁻¹]
- C_f : Compresibilidad de la formación [psi⁻¹]
- S_{wi} : Saturación inicial de agua, [%]

De modo que:

- Volumen de hidrocarburos iniciales = Volumen original de aceite + Volumen original de gas (en la capa)

- Volumen original de aceite = $N B_{oi}$ [BBL] (1.9)

- Volumen original de gas = $m N B_{oi}$ [BBL] (1.10)

- Volumen de hidrocarburos iniciales = $N B_{oi} (1 + m)$ [BBL] (1.11)

- Volumen de hidrocarburos remanentes = Capa de gas original expandida + Petróleo remanente + Gas neto liberado

- Capa de gas original expandida = $m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right)$ [BBL] (1.12)

- Petróleo remanente = $(N - N_p) B_o$ [BBL] (1.13)

- Gas neto liberado = Gas liberado – Gas libre producido

$$\text{Gas neto liberado} = N (R_{si} - R_s) B_g - N_p (R_p - R_s) B_g \text{ [BBL]} \quad (1.14)$$

- Gas en solución producido = $N_p R_s$ [BBL] (1.15)

- Intrusión neta de agua = $(W_e - W_p) B_w$ (1.16)

- Volumen de hidrocarburos remanentes =

$$m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) + (N - N_p) B_o + N (R_{si} - R_s) B_g - N_p (R_p - R_s) B_g \quad (1.17)$$

Define el decremento del volumen poroso disponible a hidrocarburos debido a la expansión de roca y fluido que ocurre por el decremento de presión referente al concepto de compresibilidad:

$$C_e = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (1.18)$$

$$-d(HCVP) = (1 + m) N B_{oi} \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P \quad (1.19)$$

Donde la ecuación de balance de materiales involucrando todos los términos en mención queda:

$$(1 + m)NB_{oi} = (N - N_p)B_o + mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) + N(R_{si} - R_s)B_g - N_p(R_p - R_s) + (W - W_p)B_w + (1 + m)NB_{oi} \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P \quad (1.20)$$

1.4.10 Inyección de agua para la recuperación secundaria de petróleo

1.4.10.1 Historia

El proceso de inyección de agua tuvo sus inicios en el año 1865, en la ciudad de Pithole ubicada al oeste de Pennsylvania cuando encontraron que el agua proveniente de ciertas arenas acuíferas superficiales se trasladaba mediante formaciones petrolíferas hacia los pozos perforados específicamente en el intervalo productor, logrando de esa manera incrementar la producción de hidrocarburo en pozos vecinos. Sin embargo, no fue sino hasta 1890 cuando notaron que el agua a más de mantener la presión del yacimiento, también mejoraba la producción. (Craig, 1971)

1.4.10.2 Tipos de inyección

De acuerdo a la inyección de pozos inyectores y productores, la inyección de agua puede llevarse a cabo de dos formas diferentes (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.10.2.1 Inyección periférica o externa

En este tipo de inyección también denominada inyección tradicional, el agua es inyectada fuera de la zona de petróleo, específicamente en los flancos del yacimiento cerca del contacto agua-petróleo. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Ventajas

- El número de pozos utilizados es mínimo.
- No se requiere perforar pozos adicionales ya que se pueden usar pozos productores viejos como pozos inyectores.

- No es necesario una buena descripción del yacimiento para el inicio del proceso de invasión de agua.
- Una mínima producción de agua rinde un alto factor de recobro.

Desventajas

- Una parte del agua inyectada no se utiliza para desplazamiento del petróleo.
- Se complica el seguimiento detallado del frente de invasión.
- En ciertos casos, esta inyección no es capaz de mantener la presión de la parte central y es necesaria una inyección en arreglos.
- Hay posibilidad de falla debido a la falta de comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
- La invasión y el desplazamiento son lentos, haciendo que la recuperación sea a largo plazo.

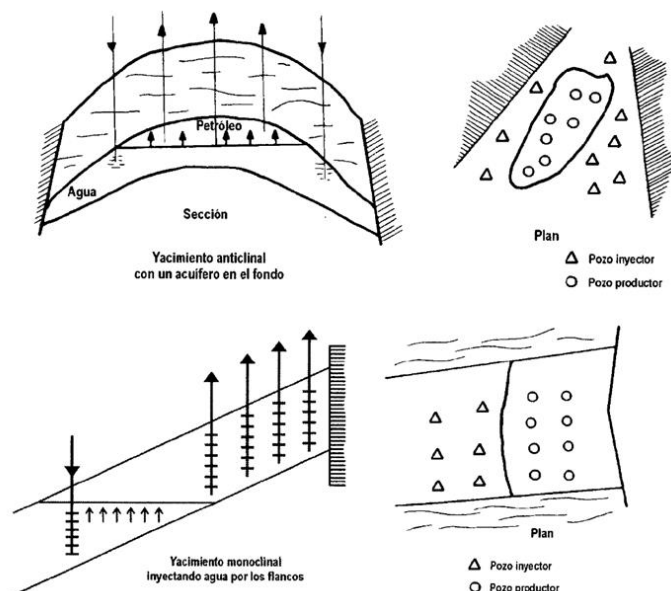


Figura 1.9 Esquematización de un sistema de producción.
 (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.10.2.2 Inyección en arreglos o dispersa

Este método también denominado inyección interna, consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo a través de un número considerable de pozos inyectores formando un arreglo geométrico con los pozos productores, en donde a través de dicha invasión se logra desplazar los fluidos del volumen invadido como petróleo y gas hacia los pozos productores. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Ventajas

- El proceso de invasión resulta más rápido en yacimientos homogéneos de bajas permeabilidades efectivas y bajos buzamientos debido a la corta distancia entre el pozo inyector y el pozo productor.
- Barrido areal con altas eficiencias.
- Pronta respuesta del yacimiento.
- El efecto negativo de heterogeneidad sobre el factor de recobro disminuye
- El frente de invasión y el factor de reemplazo pueden ser controlados eficientemente.
- Rápida respuesta en presiones.
- En un periodo corto, el volumen de la zona de petróleo es grande.

Desventajas

- Debido al alto número de pozos inyectores, este tipo de inyección requiere de una inversión mayor en comparación a la inyección externa.
- Requiere mayor seguimiento, control, y cantidad de recursos humanos, al ser una operación más riesgosa.

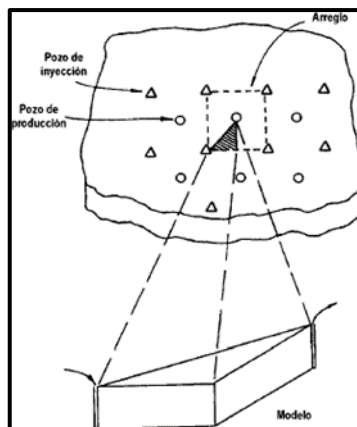


Figura 1.10 Esquematzación de un sistema de producción.
(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.11 Desplazamiento de fluidos inmiscibles

El proceso por el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso se lo conoce como desplazamiento, en donde la mayoría de los fluidos desplazantes son el agua y el gas mientras que el fluido desplazado es el petróleo. Adicional al desplazamiento efectuado por un fluido en solución, el petróleo también puede ser recuperado por un desplazamiento parecido al ocasionado por un pistón.

En recuperación secundaria se logra un desplazamiento de fluidos inmiscibles inyectando más comúnmente agua que gas, donde éstos actúan como una fuente de energía ocasionando un desplazamiento del petróleo en el reservorio. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

En este sistema el fluido que ejerce como desplazante debe poseer más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienzan a diferenciar dos zonas en el reservorio: (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

- **Zona invadida:** Ubicado por detrás de la zona no invadida, formado por el fluido inyectado ya sea este agua o gas y el petróleo que se encuentra remanente en el yacimiento
- **Zona no invadida:** Donde se irá formando un banco de petróleo debido al mismo petróleo que es desplazado hacia delante.

1.4.11.1 Tipos de Desplazamientos

El desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso puede ser de dos tipos:

- Desplazamiento pistón sin fugas
- Desplazamiento pistón con fugas

1.4.11.1.1 Desplazamiento pistón sin fugas

Ocurre cuando el petróleo que se encuentra remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona saturación del fluido desplazante es máxima y la saturación del petróleo es la residual. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.11.1.2 Desplazamiento pistón con fugas

A diferencia del caso anterior, el petróleo remanente de la zona invadida tiene cierta movilidad por lo tanto se da un flujo de fluidos de dos fases, aquí la saturación del petróleo es mayor que la del petróleo residual. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

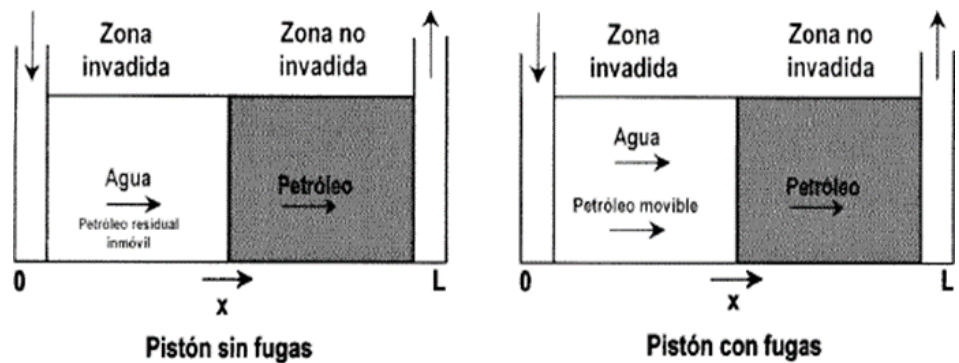


Figura 1.11 Tipos de desplazamiento
(Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

En estos tipos de desplazamiento se distinguen dos fases:

- **Fase inicial o antes de la ruptura:** Donde el fluido producido no contiene fluido desplazante. Aquí se da casi toda la producción del fluido desplazado. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)
- **Fase subordinada o después de la ruptura:** Existe producción tanto de la fase desplazante como de la desplazada, considerando que la segunda es arrastra por la primera. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.11.2 Mecanismo de desplazamiento

Debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, el desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo.

En un yacimiento homogéneo, el mecanismo de desplazamiento en una inyección de agua se puede dividir en cuatro etapas que son:

1.4.11.2.1 Condiciones iniciales antes de la invasión

- Se considera un yacimiento homogéneo en el que los fluidos se mueven horizontalmente. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- Las saturaciones permanecen constantes a través del yacimiento. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- Durante la primera fase de su producción primaria el reservorio ha sido producido por agotamiento natural. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)
- Como es común después de una fase de producción primaria, la presión del reservorio se encontrará por debajo del punto de burbujeo del petróleo original en sitio, por lo tanto, existirá una fase de gas presente que de acuerdo a las suposiciones también será uniforme a través del yacimiento. (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

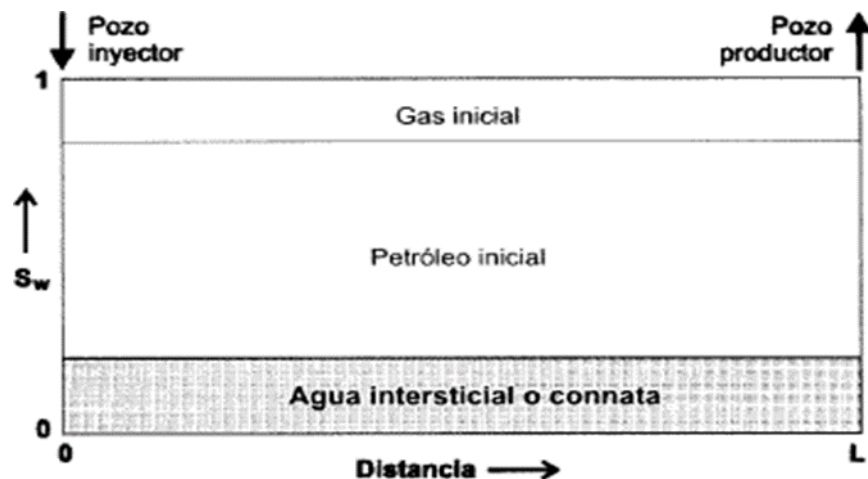


Figura 1.12 Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.4.11.2.2 Invasión a un determinado tiempo

La inyección de agua inicial viene acompañada de un aumento en la presión del reservorio la cual será mayor alrededor de los pozos productores e irá declinando hacia los pozos productores. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

En cuanto se siga inyectando agua, una parte del petróleo se irá desplazando hacia adelante formando de esta manera un banco de petróleo que irá empujando con efectividad el gas altamente móvil, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede ser atrapado por este mismo banco. Detrás del banco de petróleo también se ha formado un banco de agua donde está presente el agua inyectada y el petróleo residual más el gas que ha quedado atrapado. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

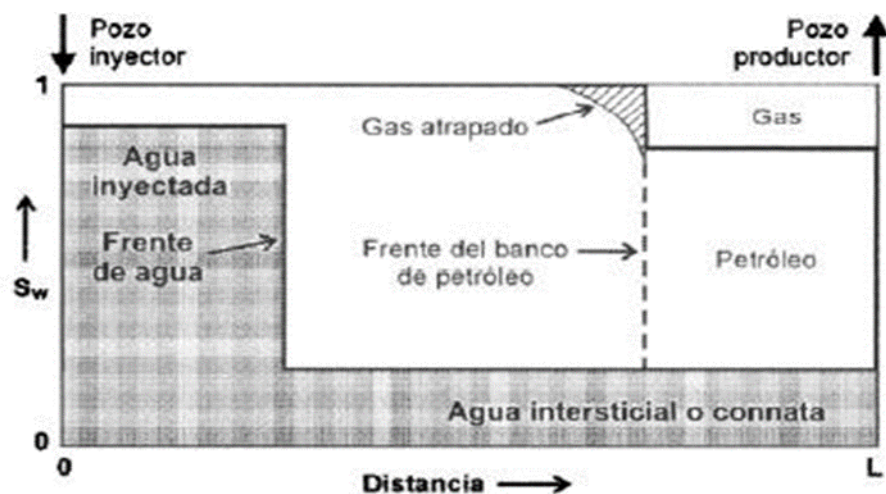


Figura 1.13 Distribución esquemática de los fluidos a un cierto tiempo de la inyección

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.11.2.3 Llene

Se denomina “llene” cuando todo el gas (excepto el atrapado) se desplaza de la zona inundada antes que se produzca petróleo. Para lograr un “llene” el volumen de agua inyectada deberá ser igual al volumen dejado por el gas móvil en el yacimiento. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.11.2.4 Ruptura

Una vez alcanzado el llene, el avance del frente continuará, la tasa de producción de petróleo aumentará y alcanzará un punto donde será igual a la tasa de inyección de agua (en términos de volúmenes de reservorio). Un indicio de que se ha producido la ruptura del frente de agua será el comienzo de una producción significativa de agua. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

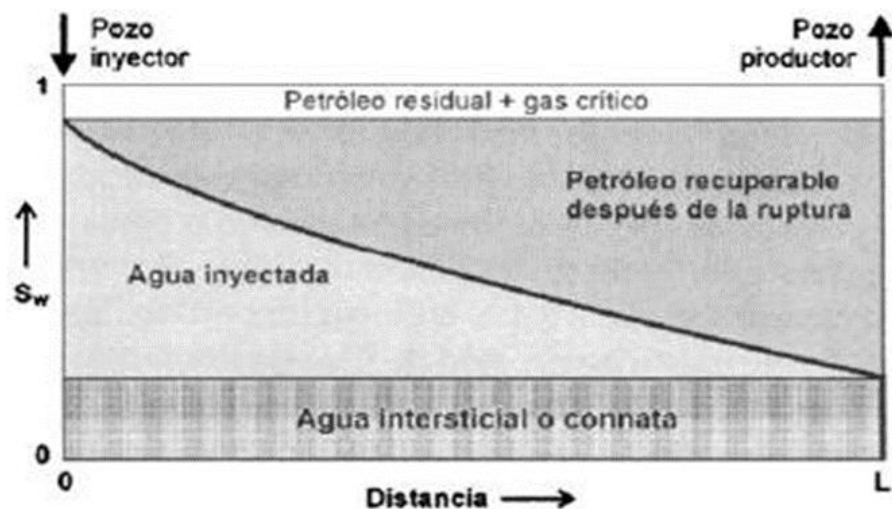


Figura 1.14 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de la ruptura.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.11.2.5 Posterior a la ruptura

En esta etapa, a expensas de la producción de petróleo también aumentará la producción del agua. El recobro del petróleo detrás el frente se obtendrá únicamente con la circulación de considerables volúmenes de agua.

El área barrida aumentará provocando una suficiente producción de petróleo con lo que se podrá justificar la continuación de la inyección. Este proceso continuará hasta que no sea económicamente rentable producir del yacimiento. Al final de esta etapa la porción inundada de este reservorio contendrá únicamente agua y petróleo residual. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

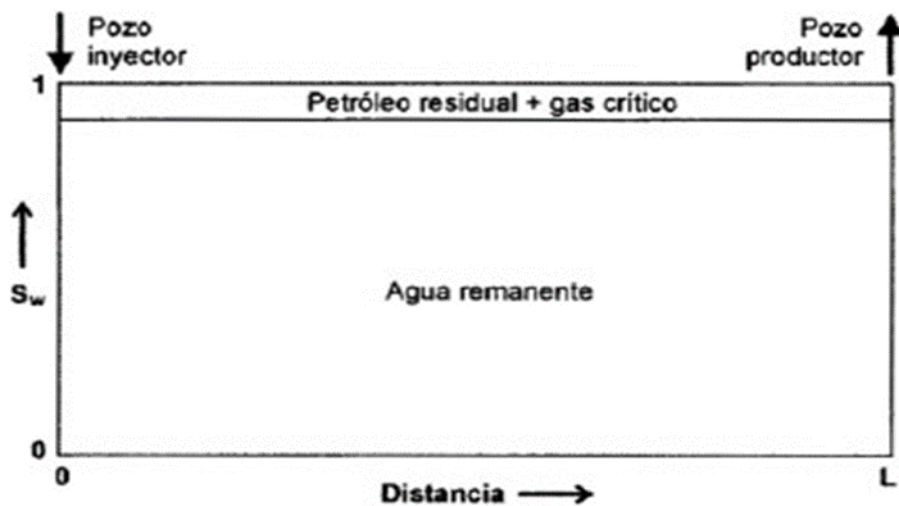


Figura 1.15 Distribución esquemática de los fluidos en el momento de abandono
(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.12 Arreglos de pozos y eficiencia de barrido

Para el control de las operaciones de inyección de agua es importante la adecuada localización de los pozos inyectoros en relación a los pozos productores y a la limitación del yacimiento. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Al producirse la inyección, el desplazamiento lineal ocurre uniformemente en capas de sección transversal en donde los extremos de entrada y salida están abiertos al flujo ocasionando que el frente de inundación avance como un plano en donde al llegar al extremo de salida, el 100% del volumen de poros se contacta con el fluido inyectado. Sin embargo, la ciencia ha demostrado que no es posible tener condiciones de yacimiento que simulen un desplazamiento lineal debido a que su irregularidad es producto de la combinación de la acción de la gravedad y la capilaridad la cual puede ser minimizada al aplicar el concepto de eficiencia de barrido volumétrico. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.12.1 Razón de movilidad

Dentro de lo que respecta la inyección de fluidos, una de la característica más importante es la razón de movilidad que se define como la relación de la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo). (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

$$M = \frac{\tau_{desplazante}}{\tau_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazado}} \quad (1.21)$$

Donde:

- K : Permeabilidad efectiva del fluido
- μ : Viscosidad del fluido

La razón de movilidad toma diversos valores y se cataloga como favorable o no favorable de acuerdo a los rangos detallados a continuación:

M=1	Las movilidades del petróleo y agua son idénticas y los fluidos encuentran la misma resistencia al moverse dentro del yacimiento.
M<1	El petróleo fluye más que el agua y resulta muy fácil para el agua desplazar el petróleo.
M>1	El agua se mueve más que el petróleo y no resulta efectivo el desplazamiento.

Tabla 1.4 Rangos de valores de Movilidad.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.12.2 Arreglos de pozos

Al momento de realizar la planificación del proceso de recuperación secundaria, el campo se desarrollará sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectores y productores forman figuras geométricas variadas. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Los factores más influyentes en la selección del tipo de arreglo son:

- Forma original en la que se ha producido el yacimiento
- Permeabilidad del yacimiento
- Viscosidad de los fluidos
- Razón de movilidad
- Razón pozos inyectores a productores
- Estructura del yacimiento
- Características geológicas del mismo

1.4.12.2.1 Parámetros principales característicos de los arreglos de pozos

Relación d/a

Es la relación entre “d” la distancia más corta entre líneas de pozos de diferente tipo, situadas juntas en una misma columna, respecto a “a” la distancia más corta entre pozos del mismo tipo que se encuentran juntas en la misma fila. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Razón pozos inyectores a pozos productores

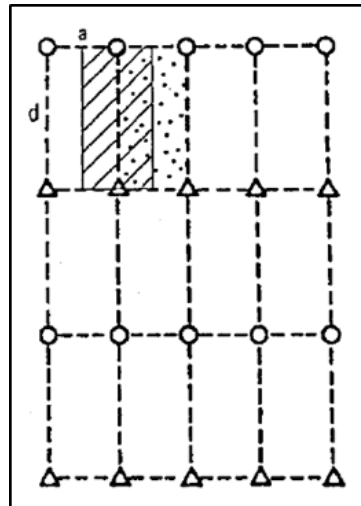
Es el resultado de dividir el número de pozos inyectores que afectan directamente a cada pozo productor, entre el número de pozos productores que reciben efecto directo de un inyector. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Unidad de arreglo

También conocida como elemento de arreglo, es la menor porción del arreglo que lo representa que tiene simetría en el flujo con los otros y debe incluir por lo menos un pozo productor y un pozo inyector. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.12.2.2 Empuje en línea directa

Es conocido que para alcanzar una eficiencia de barrido del 100% en el momento de la ruptura, se debe inyectar el fluido sobre un plano vertical. Sin embargo, físicamente esto no es posible sino es con la aproximación a un arreglo donde los pozos inyectores y productores se balanceen directamente uno con otros. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)



1.16 Arreglos de empuje en línea directa.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Si se considera la razón de movilidad igual a uno, la capacidad de flujo continuo para este tipo de arreglo es:

$$d/a \geq 1$$

$$q_o = \frac{0.002254 \times k_o \times h \times \Delta P}{\mu_o \times B_o \left[\frac{d}{a} - 1.17 + \frac{2}{\pi} \ln\left(\frac{a}{r_w}\right) + 0.5 (S_i + S_p) \right]} \quad (1.22)$$

Donde:

- S_i : Factor de daño en el pozo inyector
- S_p : Factor de daño en el pozo productor

1.4.12.2.3 Empuje en línea alterna

Este tipo de arreglo resulta de desplazar los pozos inyectores a lo largo de su línea una distancia $a/2$, de modo que un pozo productor sea ubicado en el centro de un rectángulo con pozos inyectores en los vértices. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

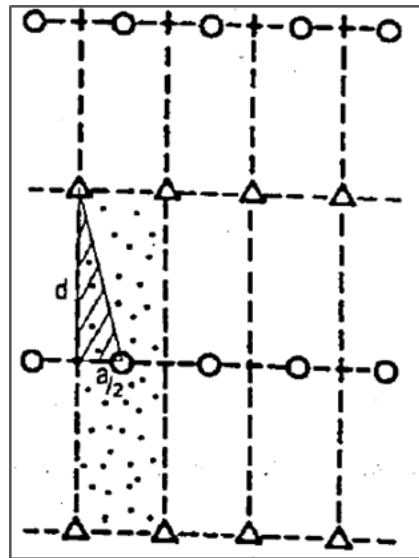


Figura 1.17 Arreglos de empuje en línea alterna.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Si se considera la razón de movilidad igual a uno, la capacidad de flujo continuo para este tipo de arreglo es:

$$d/a \geq 1$$

$$q_o = \frac{0.002254 \times k_o \times h \times \Delta P}{\mu_o \times B_o \left[\frac{d}{a} - 1.17 + \frac{2}{\pi} \ln\left(\frac{a}{r_w}\right) + 0.5 (s_i + s_p) \right]} \quad (1.23)$$

Donde:

- S_i : Factor de daño en el pozo inyector
- S_p : Factor de daño en el pozo productor

En estos tipos de arreglos se considera que el efecto del arreglo de empuje de línea es aumentar la eficiencia areal a la ruptura si se compara con el de empuje de línea directa mayormente para valores pequeño de d/a .

1.4.12.2.4 Arreglos de 4 pozos

Este tipo de arreglo también conocido como arreglo triangular o arreglo de siete pozos invertido, y a diferencia del anterior la posición de los productores e inyectores es distinta, colocando los pozos de inyección en el centro del hexágono y los pozos de producción en los vértices. También puede considerarse formado por triángulos equiláteros con tres pozos de inyección en los vértices y un productor en el centro.

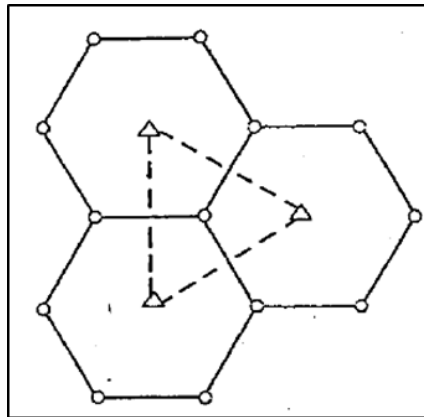


Figura 1.18 Arreglos de 4 pozos.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Si se considera la razón de movilidad igual a uno, la capacidad de flujo continuo para este tipo de arreglo es igual a la del arreglo de siete pozos normal:

$$q_o = \frac{0.004721 \times k_o \times h \times \Delta P}{\mu_o \times B_o \left[\ln\left(\frac{d}{r_w}\right) + 0.5691 + 0.5 (si + sp) \right]} \quad (1.24)$$

$$w = \frac{2(q_o \times B_o)}{B_w} \quad (1.25)$$

Donde:

- d : Distancia que une el inyector con el productor
- S_i : Factor de daño en el pozo inyector
- S_p : Factor de daño en el pozo productor

1.4.12.2.5 Arreglos de 5 pozos

Este arreglo de pozos es un caso especial del empuje en línea alterna cuando $d/a=0.5$. Este modelo necesita perforar pozos formando un cuadrado, y la relación entre pozos inyectores a productores es uno.

Además, el modelo proporciona buena eficiencia de barrido y resulta ser altamente conductivo debido a que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el inyector y el productor. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

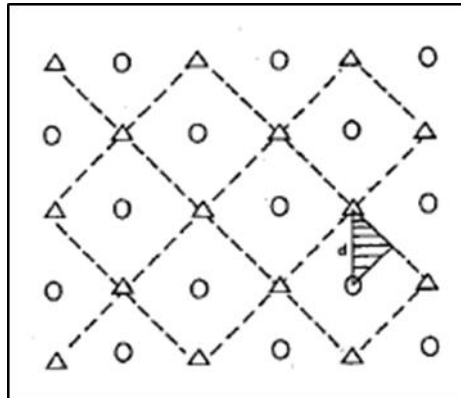


Figura 1.19 Arreglos de cinco pozos.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Si se considera la razón de movilidad igual a uno, la capacidad de flujo continuo para este tipo de arreglo es:

$$d/a \geq 1$$

$$q_o = \frac{0.00354 \times k_o \times h \times \Delta P}{\mu_o \times B_o \left[\ln\left(\frac{d}{r_w}\right) + 0.619 + 0.5 (s_i + s_p) \right]} \quad (1.26)$$

Donde:

- d : Distancia que une el inyector con el productor
- S_i : Factor de daño en el pozo inyector
- S_p : Factor de daño en el pozo productor

1.4.12.2.6 Arreglos de 7 pozos

El arreglo de siete pozos poco común consta de dos pozos inyectores por cada pozo productor y se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja. Su patrón de modelo es un triángulo equilátero que puede considerarse como un arreglo en línea alterna con relación $d/a=0.866$. Si el campo no ha sido desarrollado según este patrón, es necesario varios pozos interespaciados para hacer posible el modelo. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

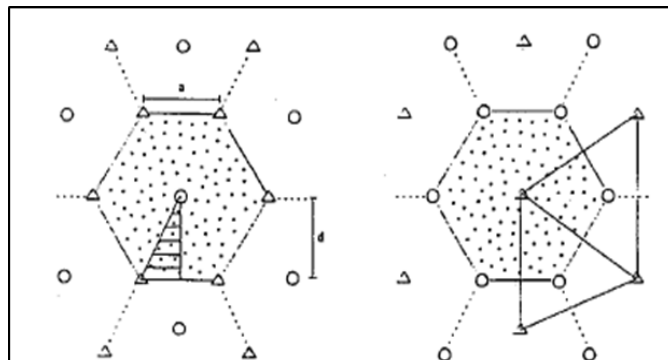


Figura 1.20 Arreglos de 7 pozos.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Si se considera la razón de movilidad igual a uno, la capacidad de flujo continuo para este tipo de arreglo es:

$$d = a$$

$$q_o = \frac{0.004721 \times k_o \times h \times \Delta P}{\mu_o \times B_o \left[\ln\left(\frac{d}{r_w}\right) + 0.5691 + 0.5 (s_i + s_p) \right]} \quad (1.27)$$

$$q_w = \frac{q_o \times B_o}{2} \quad (1.28)$$

Donde:

- d : Distancia que une el inyector con el productor
- S_i : Factor de daño en el pozo inyector
- S_p : Factor de daño en el pozo productor

1.4.12.2.7 Arreglos de 9 pozos

Este arreglo puede desarrollarse con pozos perforados formando un cuadrado, con los pozos de inyección en los vértices y puntos medios de los lados del cuadrado y con el productor ubicado en el centro de éste. Además, en este modelo los pozos inyectores sobrepasan los productores por un factor de 3.

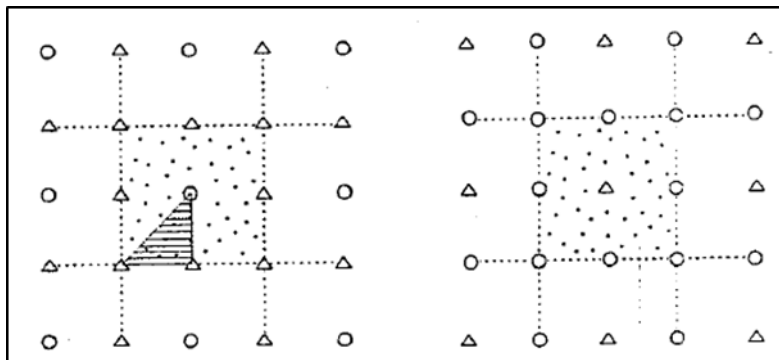


Figura 1.21 Arreglos de 9 pozos.

(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

La dirección del movimiento del agua y la ruptura prematura en ciertos pozos puede requerir cambiar el arreglo existente, pero en ciertas ocasiones esto implica altos costos y varias perforaciones interespaciadas. Por el contrario, el arreglo de 9 pozos invertidos puede cambiarse a un arreglo en línea directa o de 5 pozos sin muchas complicaciones. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Eficiencia de barrido areal

Se define como la porción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria, representada por la ecuación:

$$EA = \frac{\text{Área horizontal invadida}}{\text{Área horizontal total invadible}} \quad (1.29)$$

Además, este tipo de eficiencia se relaciona con factores como:

Propiedades de las rocas

- Porosidad
- Permeabilidad
- Conductividad

Propiedades del sistema roca-fluidos

- Ángulo de contacto
- Permeabilidades relativas
- Presiones capilares

Sin embargo, también existen otro tipo de factores que se relacionan con la localización de los pozos inyectoros y productores, además de densidades y viscosidades de los fluidos como:

- Configuración areal existente entre los pozos productores y los inyectoros.
- Razón de movilidad
- Volumen de fluidos inyectados

1.4.13 Teoría de desplazamiento o de Buckley y Leverett.

Estudia el desplazamiento de un fluido no humectante por otro humectante o viceversa. Se consideran dos fluidos inmiscibles: Desplazante y desplazado, su desarrollo está basado en el concepto de curvas de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento tipo pistón con fuga. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Si bien es cierto que la teoría es aplicable a flujo lineal (algo que no ocurre en muchos de los arreglos de pozos existentes en operaciones de recuperación secundaria) se puede usar el concepto de eficiencia de barrido areal para extender el alcance a sistemas no lineales. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

1.4.13.1 Ecuación de flujo Fraccional

Se considera al petróleo como el fluido desplazado y al agua como el fluido desplazante considerándose un desplazamiento tipo pistón con fugas. Como se desea modelar el flujo de dos fluidos inmiscibles a través del medio poroso se aplica la ley de Darcy generalizada para cada uno de los fluidos. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

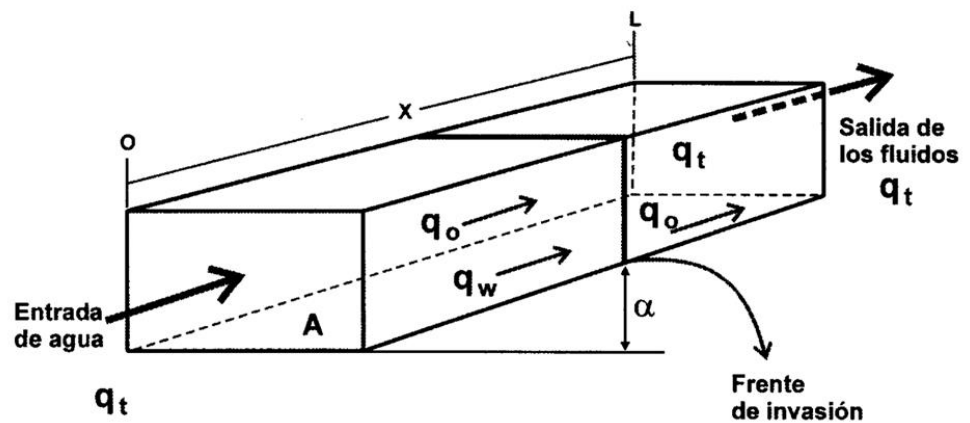


Figura 1.22 Modelo Lineal de una formación sometida a invasión con agua.
(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

$$q_w = -\frac{k_w A}{u_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + C \rho_w g \text{ sen} \alpha \right) \quad (1.29)$$

$$q_o = -\frac{k_o A}{u_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + C \rho_o g \text{ sen} \alpha \right) \quad (1.30)$$

- q_w : Tasa de flujo de agua en $\frac{cm^3}{seg}$
- q_o : Tasa de flujo de petróleo en $\frac{cm^3}{seg}$
- k_w : Permeabilidad efectiva al agua en *Darcy*
- k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo en *Darcy*
- u_w : Viscosidad del agua en *cp*
- u_o : Viscosidad del petróleo en *cp*
- A : Area total de la formación perpendicular al flujo en cm^2
- $\frac{\partial P_w}{\partial x}$: Gradiente de presión en la fase agua en $\frac{atm}{cm}$
- $\frac{\partial P_o}{\partial x}$: Gradiente de presión en la fase petróleo en $\frac{atm}{cm}$
- C : Factor de conversión = $\frac{1}{1.0133 \times 10^6}$
- ρ_w : Densidad del agua en $\frac{g}{cm^3}$
- ρ_o : Densidad del petróleo en $\frac{g}{cm^3}$
- g : Aceleración de la gravedad = $980 \frac{cm}{seg^2}$
- α = Ángulo medido desde la horizontal hacia la dirección de flujo, en sentido contrario al de las agujas del reloj, en grados.

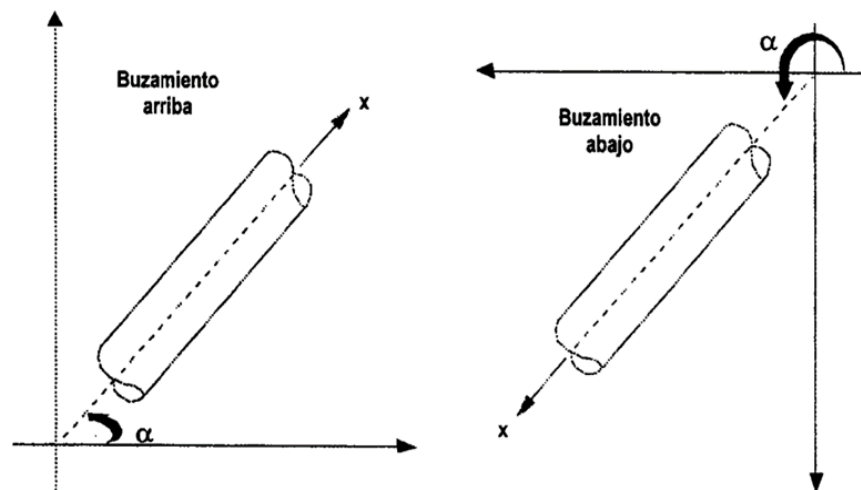


Figura 1.23 Dirección de flujo y convención de signos en yacimientos inclinados.
(Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

Considerando una roca mojada preferencialmente por agua, puede establecerse por definición de presión capilar:

$$P_c = P_o - P_w \quad (1.31)$$

Para obtener el gradiente de presión capilar en la dirección de flujo diferenciamos la ecuación 1.31 dado que es una función de varias variables

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (1.32)$$

Sustituyendo $\frac{\partial P_o}{\partial x}, \frac{\partial P_w}{\partial x}$ de las ecuaciones 1.29 y 1.30 en la ecuación 1.32 obtenemos:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{q_o u_o}{k_o A} - C \rho_o g \text{ sen} \alpha + \frac{q_w u_w}{k_w A} + C \rho_w g \text{ sen} \alpha \quad (1.33)$$

Considerando que las condiciones de flujo son las correspondientes al flujo continuo o estacionario, la tasa total de inyección es igual a la suma del flujo de cada fase, $q_t = q_o + q_w$ por lo que:

$$q_o = q_t - q_w \quad (1.34)$$

Sustituyendo q_o de la ecuación 1.34 en la ecuación 1.33 y despejando q_w obtenemos:

$$q_w = \frac{\frac{q_t u_o}{k_o A} + \frac{\partial P_c}{\partial x} - C(\rho_w - \rho_o) g \text{ sen} \alpha}{\frac{u_o}{A k_o} + \frac{u_w}{A k_w}} \quad (1.35)$$

Multiplicando numerador y denominador del segundo miembro de la ecuación 1.35 por $\frac{k_o A}{u_o}$, y dividiendo ambos miembros entre q_t , resulta lo que por definición llamamos flujo fraccional.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 + \frac{k_o A}{u_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - C \Delta \rho g \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o u_w}{u_o k_w}} \quad (1.36)$$

Donde $\Delta \rho = \rho_w - \rho_o$ (1.37)

En unidades prácticas la ecuación 1.36 podría expresarse de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1 + 1.127 \frac{k_o A}{u_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.433 \Delta \gamma \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o u_w}{u_o k_w}} \quad (1.38)$$

Para el caso anterior la permeabilidad deberá expresarse en Darcy, la viscosidad en centipoise, el área en pies, la tasa de inyección de BPD, el gradiente de presión capilar en lpc/pie, y la diferencia de gravedad específicas, $\Delta \gamma = \gamma_w - \gamma_o$, adimensional. (Ferrer, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos , 2001)

En caso de que la roca se mojada preferencialmente por el petróleo tendríamos que $P_c = P_w - P_o$, por lo que cambiaría el signo del término $\frac{\partial P_c}{\partial x}$ en la ecuación 1.36, quedando así:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 - \frac{k_o A}{u_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - C \Delta \rho g \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o u_w}{u_o k_w}} \quad (1.39)$$

En unidades prácticas, la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1 - 1.127 \frac{k_o A}{u_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.433 \Delta \gamma \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o u_w}{u_o k_w}} \quad (1.40)$$

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Descripción general

La metodología a emplear en el presente proyecto esta basada en la aplicación de los métodos de investigación teórico, práctico, y de campo, con cual se establecieron las definiciones necesarias para esclarecer el objetivo del proyecto en mención, analizar datos de propiedades petrofísicas y PVT validados y proporcionados por la empresa operadora PETROAMAZONAS EP, además de estudios de registros de pozos para la evaluación petrofísica de la arena en los diferentes pozos presentes en el well pad norte del campo Palo Azul.

Inicialmente se recopiló información de datos históricos de producción necesarios para la elaboración de un modelo de curvas de declinación que permita conocer la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul considerando una tasa límite económica para efectos de análisis, además de considerar tasas de producción como uno de los criterios de selección de un óptimo pozo inyector en conjunto con el estudio de parámetros geológicos que fundamentan la propuesta de inyección.

Posteriormente mediante la determinación de las presiones de inyección a las cuales puede realizarse la inyección de caudales de agua previamente definidos, se realizó un modelo de simulación de este tipo de recuperación en el software Mbal para el cálculo de incremento de factor de recobro producto de la restauración de presión.

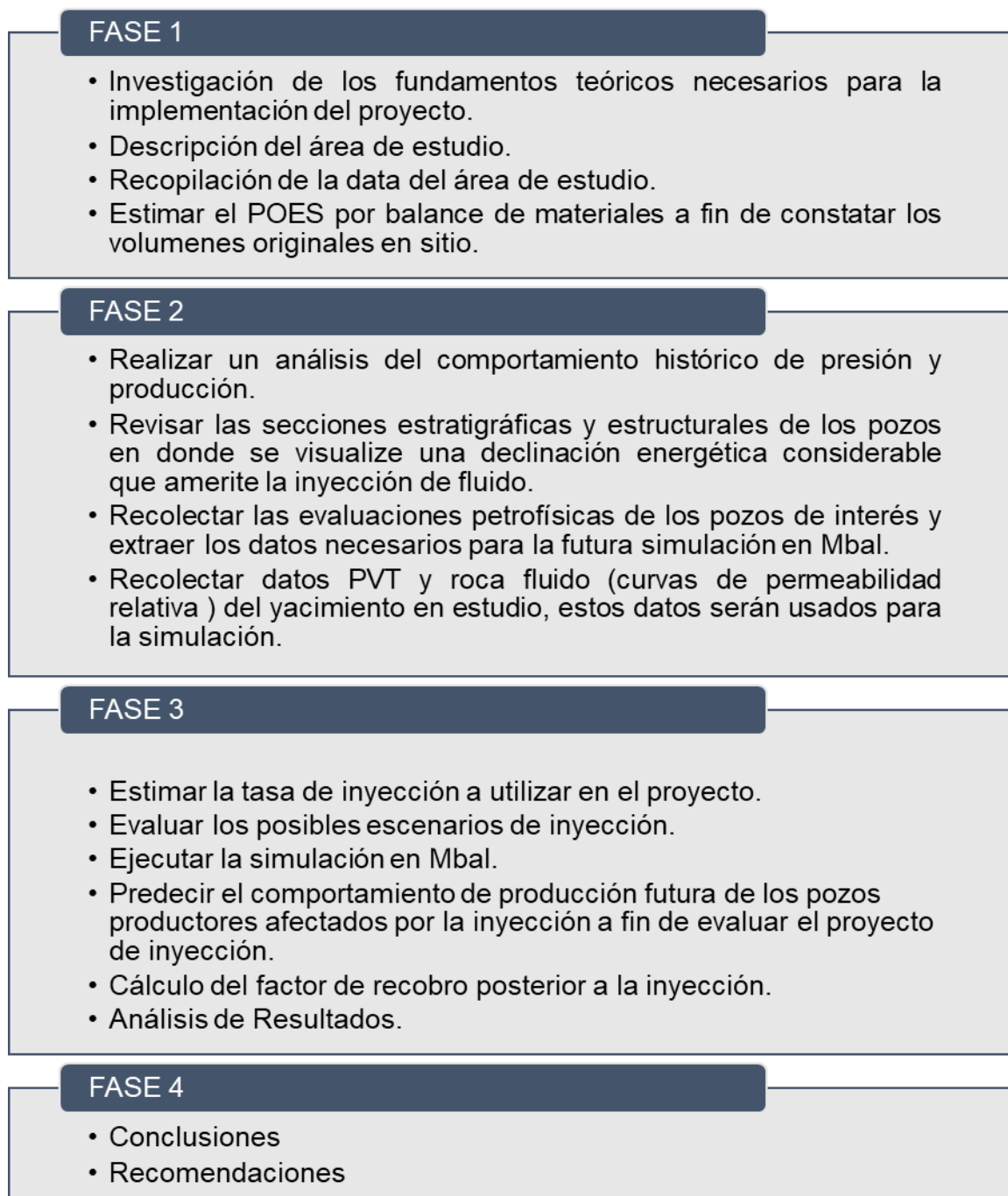


Figura 2.1 Esquema de fases para la investigación de campo. (Chiang & Eras, 2019)

2.2 Tipos de investigación

2.2.1 Investigación teórica

Este tipo de investigación consiste en generar y desarrollar conocimiento con la finalidad de perseguir propósitos teóricos y detallar o comprender las bases fundamentales de hechos o fenómenos que permita entender los parámetros con relación directa al comportamiento del yacimiento de estudio.

2.2.2 Investigación práctica

Se caracteriza por la búsqueda de la aplicación o implementación de las bases teóricas adquiridas a través del vínculo con la investigación teórica debido a que depende de los resultados de investigación obtenidos inicialmente.

2.2.3 Investigación de campo

La recopilación de datos desde fuentes primarias para un propósito específico es la principal característica de este tipo de investigación, cuyo método cualitativo de recolección de información se encamina a observar, comprender e interactuar con las instalaciones y situaciones en su entorno como el Campo Palo Azul como lugar de estudio.



Figura 2.2 Esquema de investigación de campo. (Chiang & Eras, 2019)

2.2.3.1 Recopilación de información

El bloque 18 perteneciente al Campo Palo Azul del oriente ecuatoriano es el lugar de estudio del presente proyecto, en donde se analizarán información de pozos existentes, especialmente de los que se encontraban produciendo de la arenisca basal tena del well pad norte del campo en mención.

Selección del área de interés

El área de interés del presente proyecto comprende a los actuales pozos productores de la arena basal tena correspondientes a la zona norte del campo Palo Azul. Dicha zona comprende los pozos PLAN 51, PLAN 53, PLAN 55, y PLAN 57

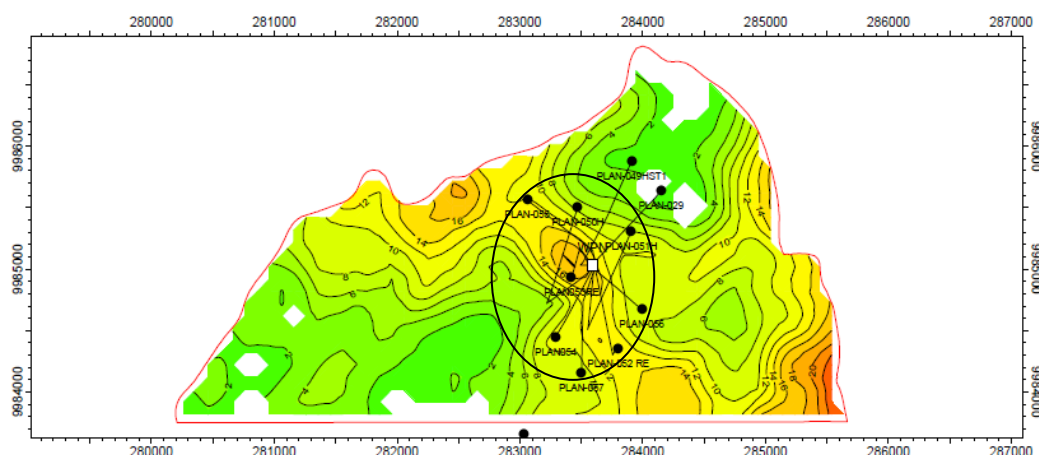


Figura 2.3 Mapa de espesor neto-arena basal tena zona norte: Área de estudio (Petroamazonas EP, 2017)

2.2.3.2 Descripción de producción de la arena Basal Tena

En la tabla a continuación se detalla la descripción, nombres, arenas productoras, producción de petróleo, gas y agua, corte de agua y gravedad API de cuatro de los once pozos productores que producen de la arena Basal Tena.

POZO		BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	API
PLAN 051	Basal Tena	494	489	4	27	1	25,8
PLAN 053	Basal Tena	550	547	3	68	0,5	24,9
PLAN 055	Basal Tena	118	114	4	22	3	25,0
PLAN 057	Basal Tena	193	189	3	17	1,6	28,0
Total		1.355	1.339	14	134	-	-
Promedio						1,5	25,9

Tabla 2.1 Descripción de pozos Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul. (Chiang & Eras, 2019)

La arena Basal Tena produce desde abril del año 2015, a continuación en la siguiente gráfica se muestra el historial de producción:

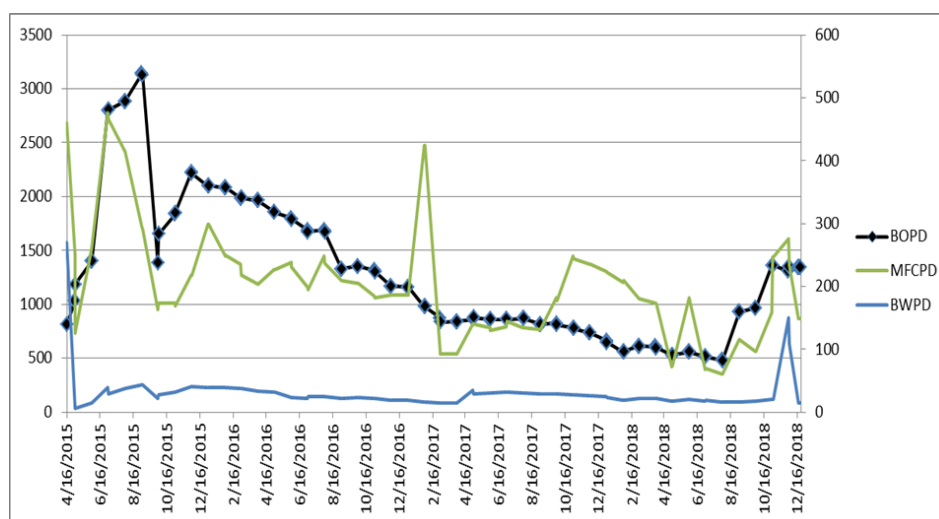


Figura 2.4 Historial de producción Basal Tena. (Petroamazonas EP, 2017)

2.2.4 Historial de producción

2.2.4.1 POZO PLAN 51

Pozo horizontal PLAN 51 arranca a 42 Hz en Hollín el 21 de marzo del 2014 hasta el 09 de octubre del 2017. Este es apagado a espera de workover hasta el 01 de octubre del 2018 donde se procede al cambio de zona a Basal Tena con una producción inicial de 251 BFPD, y se mantiene activo actualmente con 474 BFPD y 1%BSW con bombeo electrosurgible como sistema de levantamiento.

PLAN 51						
YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW	Intake P.(psi)
HOLLIN	21-mar-14	2000	880	1120	56	3747
HOLLIN	09-oct-17	4153	249	3904	94	904
BASAL TENA	01-oct-18	251	0	251	100	876
ESTADO ACTUAL						
BASAL TENA	30-dec-18	474	469.26	4.74	1	620

Tabla 2.2 Data y producción histórica del pozo PLAN 51.
(Chiang & Eras, 2019)

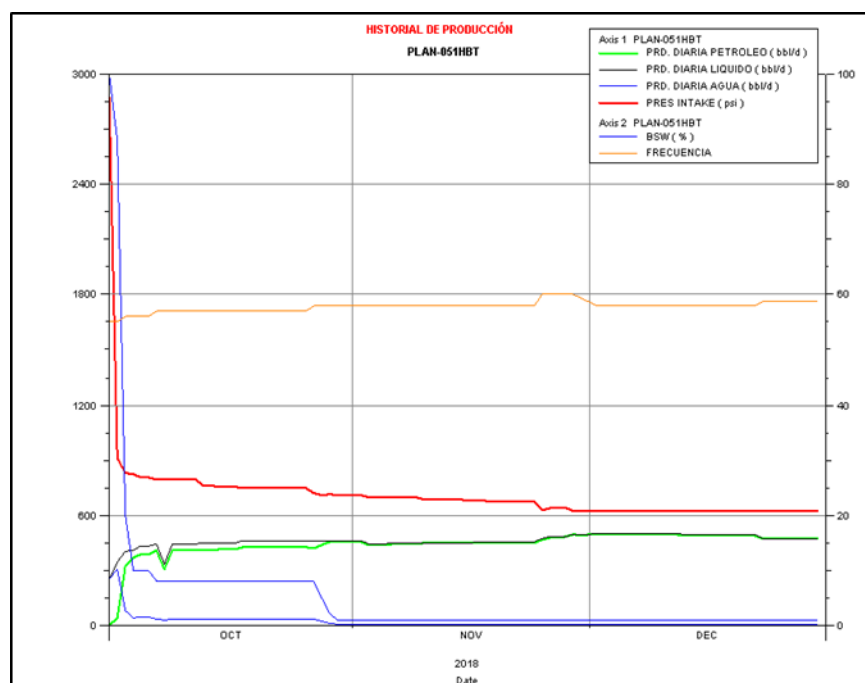


Figura 2.5 Data y producción histórica del pozo PLAN 51.
(Chiang & Eras, 2019)

2.2.4.2 POZO PLAN 53

Pozo direccional PLAN 53 arranca a 40 Hz en Hollín el 28 de agosto del 2014 hasta el 16 de julio del 2018. Este es apagado hasta el 04 de agosto del 2018 luego del workover donde se bajó completación hidráulica selectiva y se hizo el cambio de zona a Basal Tena con una producción inicial de 580 BFPD, activo actualmente con 551 BFPD y 0.5 %BSW con bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento.

PLAN 53						
YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW	Intake P. (psi)
HOLLIN	28-ago-14	1300	0	1300	100	2800
HOLLIN	16-Jul-18	455	355	100	22.0	180
BASAL TENA	04-ago-18	580	0	580	100	700
ESTADO ACTUAL						
BASAL TENA	30-dec-18	551.1	548.3	2.76	0.5	486

Tabla 2.3 Data y producción histórica del pozo PLAN 53.
(Chiang & Eras, 2019)

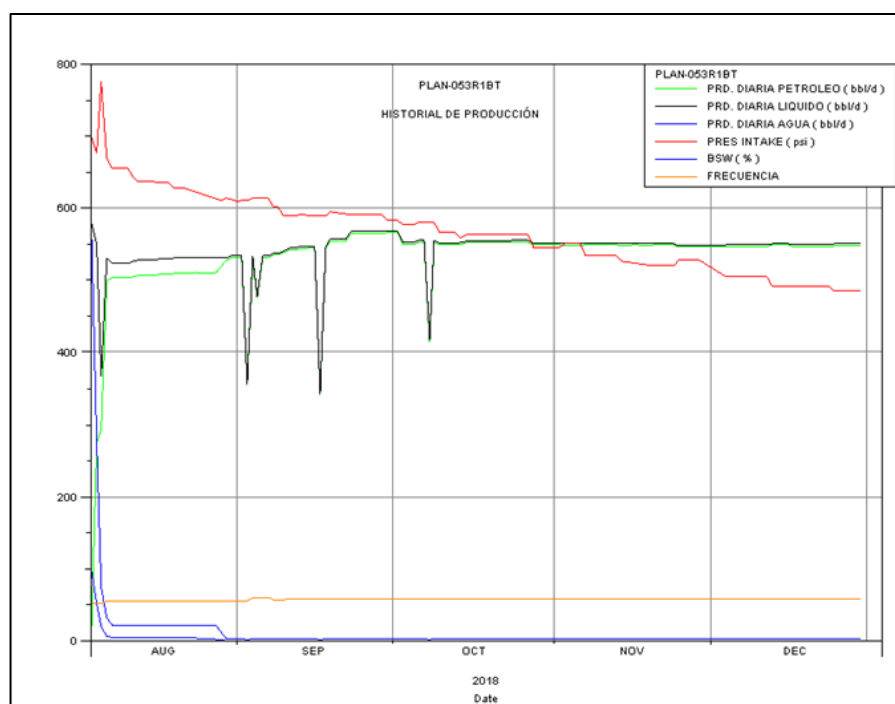


Figura 2.6 Data y producción histórica del pozo PLAN 53.
(Chiang & Eras, 2019)

2.2.4.3 POZO PLAN 55

Pozo direccional tipo S PLAN 55 arranca a 40 Hz en Hollín el 14 de abril del 2015 con problemas de aporte, se procede al cambio de zona a Basal Tena el 16 de abril del 2015 con una producción inicial de 1080 BFPD, y se mantiene activo actualmente con 117 BFPD y 3%BSW con bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento.

PLAN 55						
YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW	Intake P. (psi)
BASAL TENA	16-abr-15	1080	810	270	25	1637
ESTADO ACTUAL						
BASAL TENA	30-dec-18	117	113.49	3.51	3	216

Tabla 2.4 Data y producción histórica del pozo PLAN 55.

(Chiang & Eras, 2019)

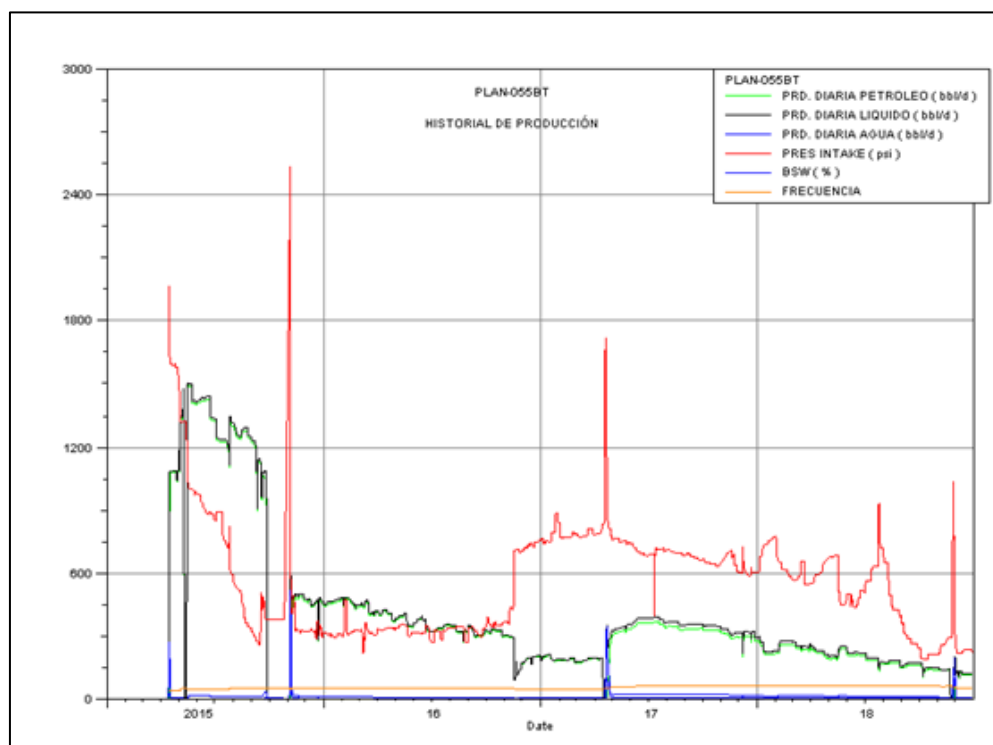


Figura 2.7 Data y producción histórica del pozo PLAN 55.

(Chiang & Eras, 2019)

2.2.4.4 POZO PLAN 57

Pozo direccional tipo S PLAN 57 arranca a 40 Hz en Basal Tena el 04 de junio del 2015, y se mantiene activo actualmente con 192 BFPD y 1.6 %BSW en la misma arena con completacion dual y bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento.

PLAN 57						
YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	BWPD	%BSW	Intake P. (psi)
BASAL TENA	04-jun-15	1180	472	708	60	2084
ESTADO ACTUAL						
BASAL TENA	30-dec-18	192	188.93	3.07	1.6	223

Tabla 2.5 Data y producción histórica del pozo PLAN 57.
(Chiang & Eras, 2019)

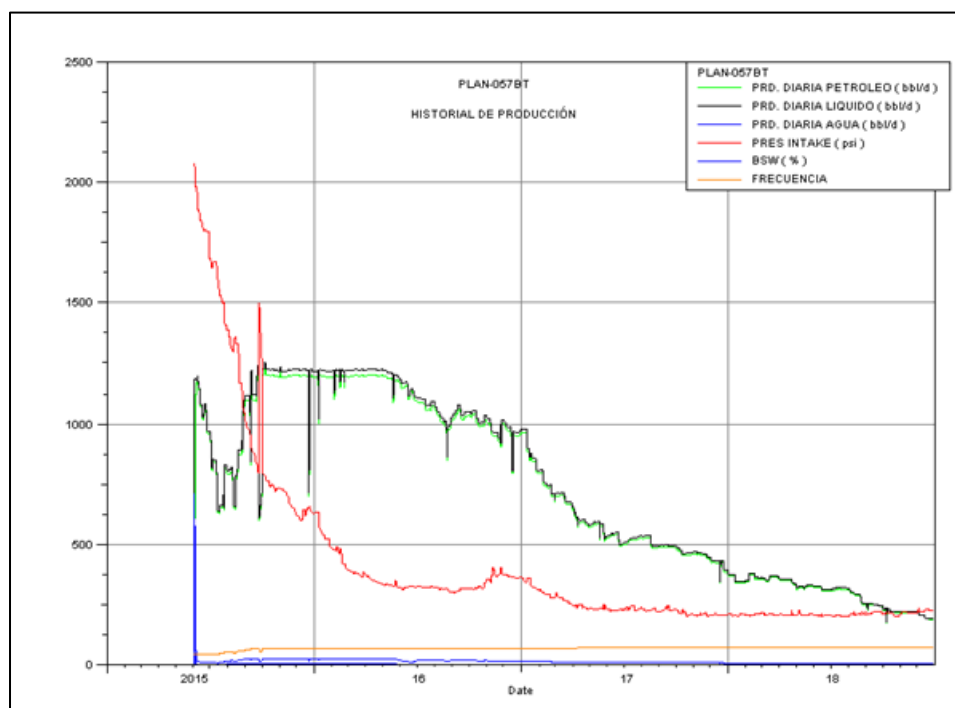


Figura 2.8 Data y producción histórica del pozo PLAN 57.
(Chiang & Eras, 2019)

2.2.5 Datos Petrofísicos

En Tabla 2.6 detallada a continuación, se presentan los datos petrofísicos y demás datos de la arena Basal Tena en el well pad Norte del campo de estudio a emplear para el cálculo de reservas a través del método volumétrico.

DATOS PETROFÍSICOS	
Porosidad	0.146
Área cero	4298 acres
Net Gross	0.51
Factor Volumétrico	1.145 BY/BN
Espesor Neto	16.00 ft
Saturación inicial de petróleo	0.742

**Tabla 2.6 Parámetros petrofísicos de la arena Basal Tena del Well Pad Norte en el Campo Palo Azul.
(Chiang & Eras, 2019)**

2.2.6 Datos PVT

La toma de datos PVT se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento, en donde el comportamiento de los datos de cada fluido provee información importante para la fase de producción con el objetivo de evaluar la ecuación de balance de materiales, cuantificar la cantidad de petróleo y gas en el yacimiento, y estimar la cantidad recuperable de fluidos.

DATOS PVT	
GOR de formación	230 scf/STB
Gravedad del petróleo	27 °API
Gravedad específica del gas	0.7984
Salinidad del agua	30000 ppm
Temperatura de formación	213 °F
Presión de yacimiento inicial	3200 psi
Presión de yacimiento actual	1200 psi
Punto de burbuja	1156.25 psi

Tabla 2.7 Datos PVT de la arena Basal Tena del Well Pad Norte del Campo Palo Azul. (Chiang & Eras, 2019)

Permeabilidades efectivas a dos fases

La permeabilidad relativa para la fase humectante y la no humectante resulta del flujo simultáneo de ambas fases en un medio, considerando que cada una de ellas sigue un camino separado y distinto acorde a sus características de humectabilidad.

Curva de permeabilidad relativa

Ante la ausencia de datos obtenidos de saturaciones y permeabilidades relativas de la arenisca Basal Tena en el campo Palo Azul, se detallan a continuación los valores de la arena en mención pertenecientes al campo aledaño Sacha.

La Fig. 2.9 representa un sistema agua-petróleo considerando el agua como fase humectante.

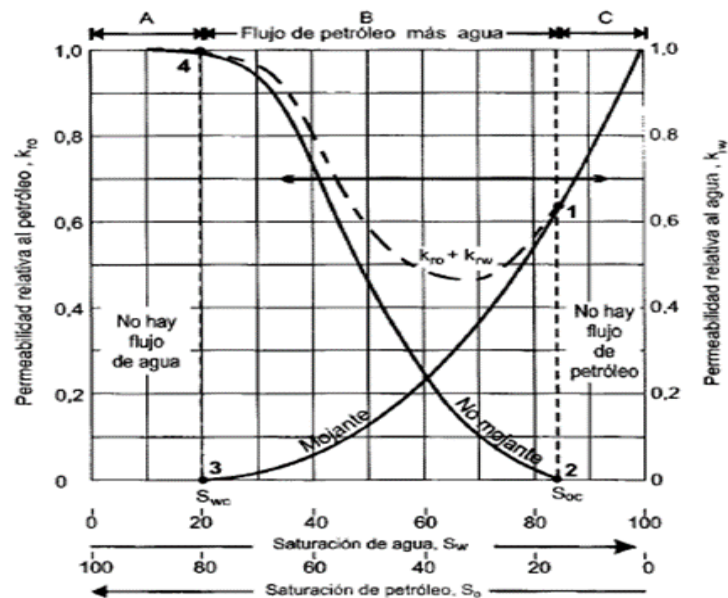


Figura 2.9 Comportamiento típico del flujo de dos fases. (Hirschfeldt, 2009)

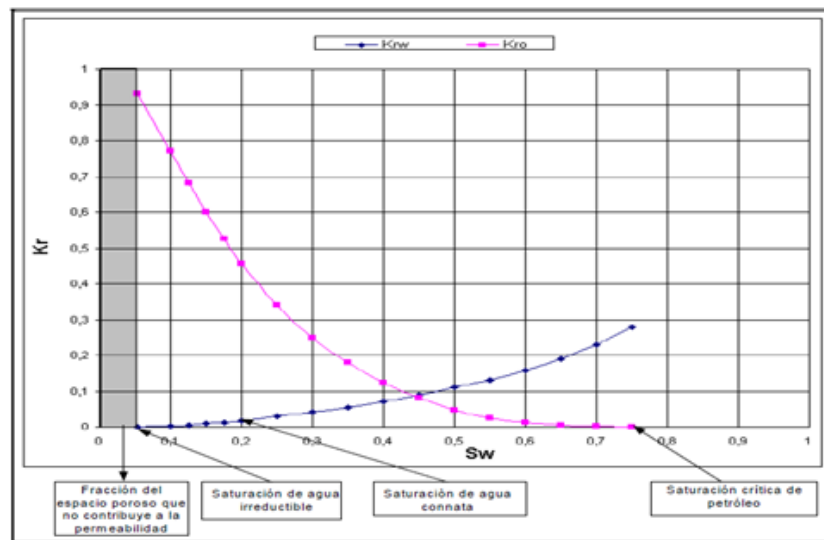


Figura 2.10 Curva de Permeabilidades Relativas del Campo Sacha.
(Gonzales D., 2017)

Sw	Krw	So	Krw
0.3	0	0.7	0.8
0.32	0.0005	0.68	0.722
0.34	0.002	0.66	0.648
0.36	0.0045	0.64	0.578
0.38	0.008	0.62	0.512
0.4	0.0125	0.6	0.45
0.42	0.018	0.58	0.392
0.44	0.0245	0.56	0.338
0.45	0.028125	0.55	0.3125
0.46	0.032	0.54	0.288
0.48	0.0405	0.52	0.242
0.5	0.05	0.5	0.2
0.52	0.0605	0.48	0.162
0.54	0.072	0.46	0.128
0.55	0.078125	0.45	0.1125
0.56	0.0845	0.44	0.098
0.58	0.098	0.42	0.072
0.6	0.1125	0.4	0.05
0.62	0.128	0.38	0.032
0.64	0.1445	0.36	0.018
0.65	0.153125	0.35	0.0125
0.66	0.162	0.34	0.008
0.68	0.1805	0.32	0.002
0.7	0.2	0.3	0

Tabla 2.8 Curva de permeabilidades relativas normalizada a usar para la arena Basal Tena del Well Pad Norte del Campo Palo Azúl. (Chiang & Eras, 2019)

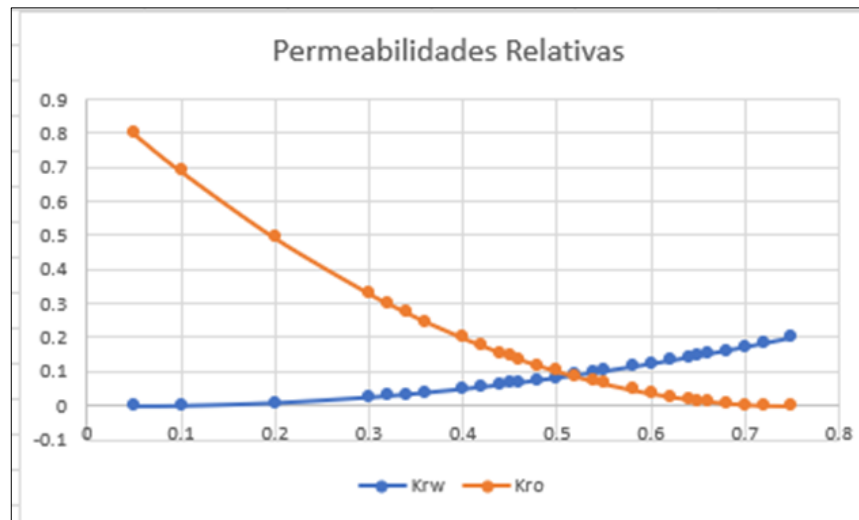


Figura 2.11 Comportamiento típico del flujo de dos fases.
(Chiang & Eras, 2019)

2.2.7 Determinación del poes mediante el método volumétrico

A partir de los parámetros petrofísicos obtenidos de pozos del yacimiento de estudio que se encuentran detallados en la tabla 2.6, se estima la cantidad de petróleo original en sitio al inicio del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua a través del método volumétrico representado en la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{(7758 * A_o * h * \phi * S_{oi})}{B_{oi}} \quad (2.1)$$

Donde:

- $POES$: Petróleo original en Sitio [STB]
- A_o : Área cero de la arena [Acres]
- h : Espesor promedio de la arena [Ft]
- ϕ : Porosidad de la roca [Adimensional]
- S_{oi} : Saturación inicial de petróleo [Adimensional]
- B_{oi} : Factor volumétrico de formación de petróleo inicial [$\frac{BBL}{STB}$]

$$POES = \frac{(7758 * 4298 * 16 * 0.146 * 0.51 * 0.742)}{1.145} = 25742908.89 \text{ BBLs}$$

2.3 Softwares

2.3.1 Fundamentos del software MBAL

Balance de Materia

MBAL permite que se realice análisis de reservorio no dimensionales a lo largo de la vida del campo, ya sea en la vida temprana cuando hay datos limitados disponibles, o incluso en campos maduros donde existe más certeza. Como tal, este sencillo conjunto de herramientas de reservorio se utiliza a menudo en combinación con simuladores numéricos como un control de calidad del *history matching*.

A diferencia de la teoría clásica, MBAL se puede utilizar para describir cualquier tipo de fluido hidrocarburoso (petróleo, gas o condensado) utilizando petróleo negro o descripciones de composición en escenarios donde se producen variaciones de la data PVT con la profundidad.

History Marching

Las opciones de menú progresivo de MBAL guían al ingeniero a través del proceso de coincidencia de historial, que se realiza gráficamente utilizando técnicas estándar de la industria como gráficos de Cole, Campbell y P/Z, que permite la identificación de los mecanismos de empuje asociados, y si los datos medidos ingresados son de confianza.

Después de haber utilizado los métodos analíticos disponibles en MBAL para hacer coincidir el historial con el modelo analítico, se ejecuta una simulación del historial y se obtienen resultados como:

- Periodo histórico en una simulación, donde se puede comparar los perfiles de producción pronosticados a partir del modelo y los datos ingresados.
- Calcular todos los perfiles de producción históricos, las saturaciones y las presiones del reservorio en el período histórico, lo cual puede ser usado

para crear curvas de permeabilidades relativas personalizada y calibrar estos para el modelo del history matched.

Forecasts

MBAL se puede usar para realizar pronósticos / predicciones de dos maneras:

- Como herramienta de reservorio en un modelo integrado
- Como un kit de herramientas de análisis de reservorio independiente.

En ambos casos, MBAL puede realizar cálculos rápidos que honran el acuífero emparejado histórico y la permeabilidad relativa como la base para las predicciones. Usando el modelo emparejado se generan curvas de permeabilidad relativa las cuales indican cómo fluye una fase en relación con las otras en el área de drenaje del pozo.

1D Model

El modelo 1D permite el estudio del desplazamiento de petróleo por agua utilizando el flujo fraccional y las ecuaciones de Buckley Leverett para una sola capa. En el contexto de múltiples capas, la herramienta Multi-Layer tool permite la creación de un conjunto de curvas de permeabilidad relativa para cada capa utilizando las teorías de colocación inmiscibles de Buckley Leverett, Stiles, capas comunicantes (utilizando la teoría de LP Dake) y simple (simulación de una sola célula). Una vez generados los perfiles, estos se pueden llevar sin problemas a la herramienta de balance de materiales para una mayor comparación y análisis.

2.3.1.1 Linealización de la ecuación de balance de materiales a través del uso del software MBAL

La ecuación 1.20 del balance de materiales que se determinó en el marco teórico, fue expresada por Havlena y Odeh de la siguiente manera:

$$Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw = N[(Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg] + mNBoi(Bg/Bgi - 1) + N(1 + m)Boi[(CwSwi + Cf)/(1 - Swi)]\Delta P + We + WinyBw + GinyBginy \quad (2.2)$$

En donde cada término representa lo siguiente:

- Producción total acumulada de petróleo y gas

$$Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] \quad (2.3)$$

- Entrada neta de agua retenida en el yacimiento

$$We - WpBw \quad (2.4)$$

- Inyección acumulada de fluidos debido al mantenimiento de presión en el yacimiento.

$$WinyBw + GinyBginy \quad (2.5)$$

- Expansión de capa de gas al producir Np barriles normales de aceite.

$$mBoi \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) \quad (2.6)$$

Finalmente surge la ecuación 2.7 como resultado de una simplificación a las ecuaciones anteriores.

$$F = N(Eo + mEg + Ef,w) + (We + WinyBw + GinyBginy) \quad (2.7)$$

$$Eo = (Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg \quad (2.8)$$

$$Eg = Boi \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) \quad (2.9)$$

$$Ef,w = (1 + m)Boi \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta P \quad (2.10)$$

Donde:

- F : Volúmenes acumulados de fluidos que han salido del yacimiento durante la caída de presión.
- E_o : Expansión del petróleo y gas originalmente en solución
- E_g : Expansión del gas contenido en la capa de gas
- $E_{f,w}$: Expansión del agua inicial o connata

2.3.2 Fundamento del software Oil Field Manager

OFM es un software de análisis de yacimiento y pozo que permite mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzadas herramientas de pronósticos.

Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, y análisis de información de producción, además de llevar a cabo un análisis extenso de la información con gráficos mejorados, informes y la capacidad de presentar el análisis nodal.

2.3.2.1 Curvas de Declinación

Las curvas de declinación representan el comportamiento de la tasa de producción a través del tiempo. Este método de análisis permite extrapolar el histórico de producción acorde a su tipo de declinación para poder estimar el comportamiento de producción futuro ya sea de un pozo, grupo de pozos o al yacimiento en su totalidad.

2.3.2.1.1 Tipos de curvas de declinación

La ecuación general de las curvas de declinación se detalla a continuación:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (2.11)$$

Para poder determinar el tipo de declinación es necesario establecer el valor del exponente n, en el cual surgirían tres escenarios.

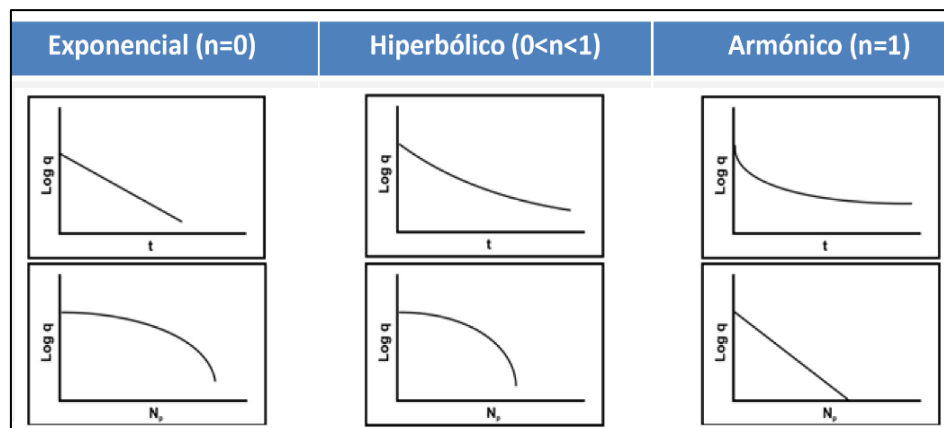


Figura 2.12 Gráficas del comportamiento de las curvas de declinación.
(Calvete, 2018)

Los valores de n también van a depender del mecanismo de empuje y del tipo de yacimiento. En la siguiente tabla podremos ver a que valores se aproxima n dependiendo del tipo de caso.

CASO	n
Yacimiento de crudo con bajos cortes de agua	Cerca de 0,0
Empuje por gas en solución	Cerca de 0,3
Pozos de gas	Entre 0,4 y 0,5
Yacimiento de crudo con acuífero activo	Cerca de 0,5

Tabla 2.9 Rangos de n para diferentes tipos de yacimientos y mecanismos de empuje. (Chiang & Eras, 2019)

▪ **Curva de declinación exponencial ($n=0$)**

De los 3 tipos de curvas es el más conservador ya que implica una declinación más severa, es la más usada por los ingenieros de producción y se usa incluso cuando la declinación hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de los pozos.

Para este caso $D = D_i = \text{Constante}$, lo que significa que la caída de producción por unidad de tiempo es una fracción constante de la tasa de producción.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0$$

$$D = D_i \quad (2.12)$$

- **Curva de declinación hiperbólica ($1 < n < 0$)**

Para este caso la tasa de declinación varía con el tiempo. La caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia fraccional de la tasa de producción, con la potencia variando entre 0 y 1.

$$D = D_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^n \quad (2.13)$$

- **Curva declinación armónica ($n=1$)**

La caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^1$$

$$D = D_i \left(\frac{q}{q_i} \right) \quad (2.14)$$

2.3.3 Fundamentos del Software PETREL

La plataforma de software Petrel E&P proporciona una gama completa de herramientas para resolver los desafíos estructurales y estratigráficos más complejos, desde la exploración regional hasta el desarrollo de reservorios. Se pueden realizar desde la interpretación estratigráfica y sísmica a través de modelos de fractura, facies y propiedades geocelulares hasta la comparación de la historia y la simulación de producción.

PETREL usa una comprensión geológica mejorada donde un conjunto completo de herramientas de caracterización de yacimientos permite a los geocientíficos desarrollar la comprensión estratigráfica y estructural de los yacimientos y pasar sin problemas de mapas 2D a modelos 3D, brindando precisión durante todo el ciclo de vida de la exploración, desarrollo y producción.

2.3.3.1 Detalle de espesores y profundidades de la arena Basal Tena del Well Pad Norte del Campo Palo Azul.

En base a información de registros y datos petrofísicos proporcionados por la empresa operadora PETROAMAZONAS EP, se permite la visualización mediante el software PETREL de los distintos topes y bases de la arena en los pozos del Well pad norte del campo Palo Azul, detallados en la tabla...donde se resumen las profundidades y espesores de la arena basal tena a más de las distintas propiedades petrofísicas obtenidas.

Parámetros Petrofísicos											
Yacimiento	Tope	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	Sw Res	Sw Pay	Vcl Res	Vcl Pay
TBTE	MD	MD	MD	MD	MD	%	%	%	%	%	%
PLAN 051	9340	9362	22	10	10	17	17	23	23	12	12
PLAN 055	9326	9374	48	12	11	12	12	29	23	9	9
PLAN 057	9310	9333	23	8	7	15.4	15.8	29.5	27.7	23.4	23.8

Tabla 2.10 Parámetros petrofísicos de la arena Basal Tena (Petroamazonas EP, 2017).

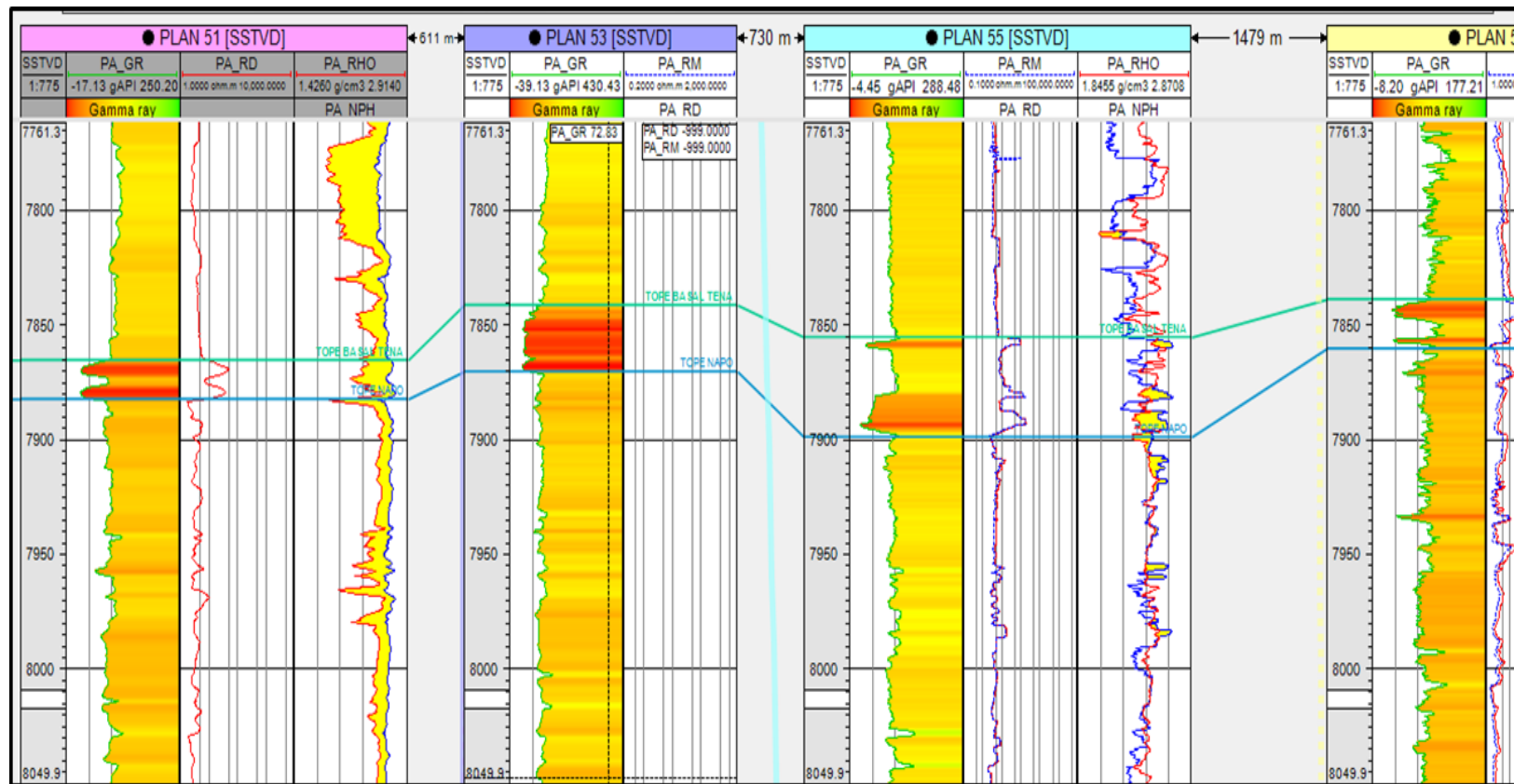


Figura 2.13 Bases y Topes de la arena Basal Tena los pozos PLAN 51 – PLAN 53 – PLAN 55 y PLAN 57
(Chiang & Eras, 2019)

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Análisis mediante balance de materiales con el software MBAL

Una vez ingresada la data base para el modelado del reservorio mediante el software MBAL, se procede a realizar el history match del modelo, el cual provee a manera gráfica resultados que representan el ajuste que reproducen las condiciones actuales del yacimiento de donde se fundamenta la simulación para poder realizar la predicción.

3.1.1 Estudio del mecanismo de empuje de la arena Basal Tena.

En la Fig. 3.1 se representa la proporción gráfica de la principal fuente de energía de la arena Basal Tena, en donde se identifica que la compresibilidad de la roca es el mecanismo que provee mayor cantidad de energía al yacimiento, mientras que la expansión del fluido representa menor porcentaje de aporte de energía a lo largo de la producción del reservorio.

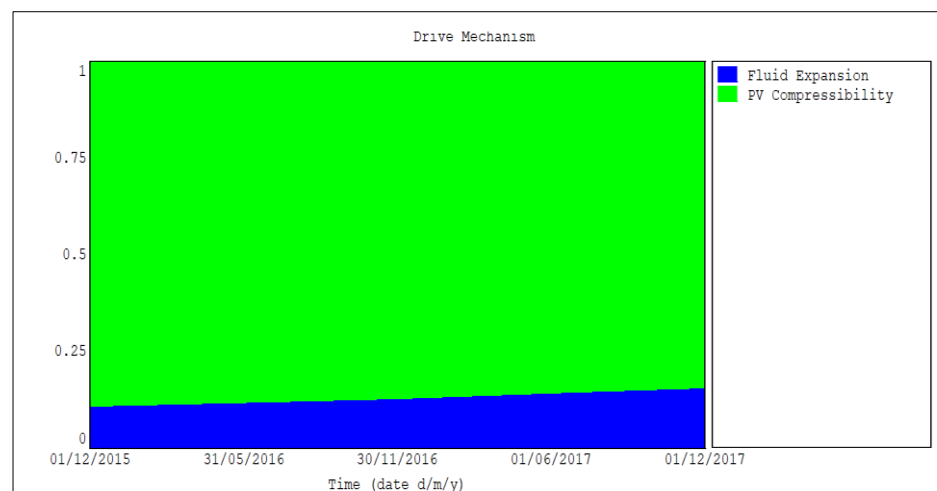


Figura 3.1 Proporción gráfica del mecanismo de empuje de la arena Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul. (Chiang & Eras, 2019)

3.1.2 Predicción de reservas de la arena basal tena

Para la posterior estimación de reservas totales y recuperables, el procedimiento a tomar por el software mbal se basa en los métodos gráfico y analítico que se detallan a continuación.

3.1.2.1 Método Gráfico

En referencia a la Fig. 3.2 correspondiente al análisis de los distintos métodos de linealización, se determinó que la linealización $F - W_e$ Vs E_t es la que mejor se acopló a la presente simulación reportando un OOIP igual a 25.6625 MM STB, además de dar cumplimiento de las suposiciones consideradas:

- El yacimiento no posee capa de gas ($m=0$)
- El yacimiento es volumetrico sin intrusión agua ($W_e=0$)
- El empuje por expansión de la roca y agua connata es despreciable.

Nótese que al graficar $F - W_e$ Vs E_t , se obtiene una línea recta con pendiente N y, en este caso no se distingue desviaciones en la gráfica que indique la presencia de un posible acuífero, comprobando de esta manera la asunción de ausencia de acuífero tomada inicialmente.

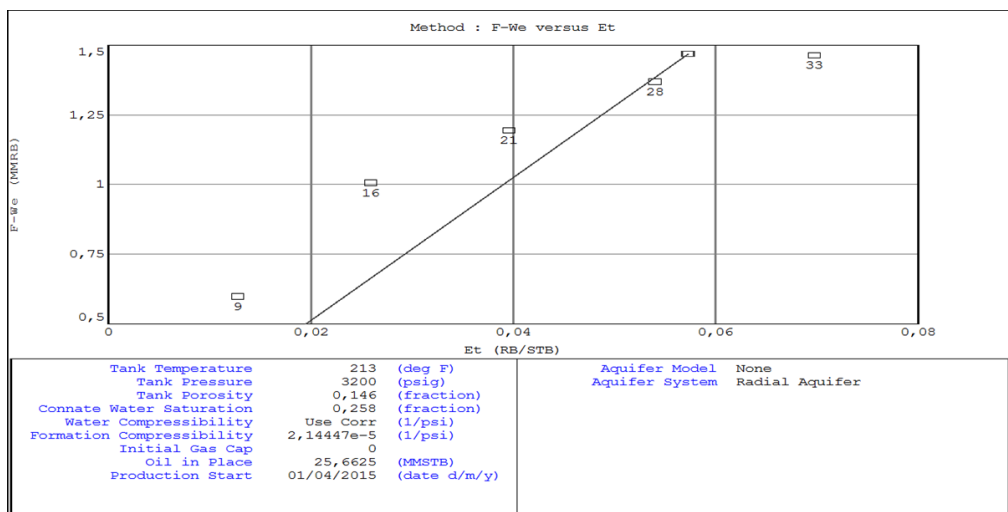


Figura 3.2 Método de linealización para la arena Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul. (Chiang & Eras, 2019)

3.1.2.2 Método analítico

En este método se presenta analíticamente la presión de reservorio vs producción acumulada de petróleo, a través de la aplicación de un generador de regresiones no lineales, en donde se puede apreciar la producción acumulada calculada por el programa representada por una línea azul.

Como indicador de una correcta simulación, la línea azul en mención debe presentar un ajuste cercano a un conjunto de puntos generados a partir de un proceso iterativo basado en el historial de producción ingresado.

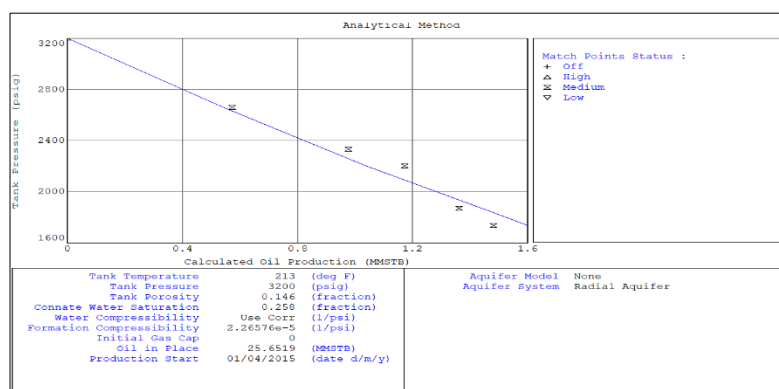


Figura 3.3 Gráfica de la Presión de reservorio Vs Producción acumulada de petróleo para la arena Basal Tena del Well Pad del Well Pad Norte del campo Palo Azul. (Chiang & Eras, 2019)

3.1.3 Verificación de la calidad del ajuste histórico de la simulación

Se procede a realizar el matcheo entre los datos de presión del reservorio pronosticada por la simulación, y las presiones históricas propias del reservorio.

Esta superposición de datos debe presentar un ajuste cercano con un mínimo índice de error para corroborar la calidad de la simulación, que en el presente caso presenta un ajuste casi perfecto lo cual permite que el modelo se encuentre dentro del rango aceptable.

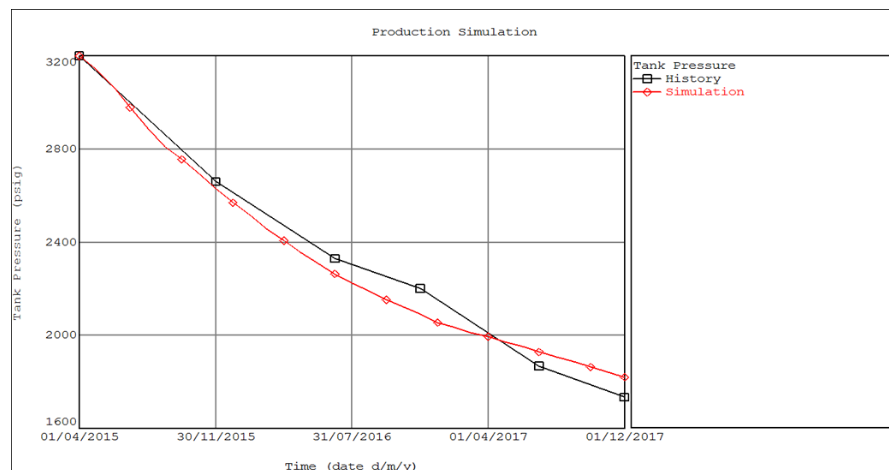


Figura 3.4 Matcheo entre el histórico de presiones de reservorio con la desarrollada por el software en la simulación. (Chiang & Eras, 2019)

3.1.4 Predicción de producción en escenario ideal

Basados en los datos de la presión de reservorio y presión de burbuja se conoce que nuestro yacimiento de estudio es subsaturado, es decir, este no ha llegado al punto donde se libera gas. En tal caso, se procede a realizar la predicción considerando como punto de inicio la fecha inicial en la que se comenzó a producir del reservorio de estudio, y como punto final la fecha final del histórico de producción.

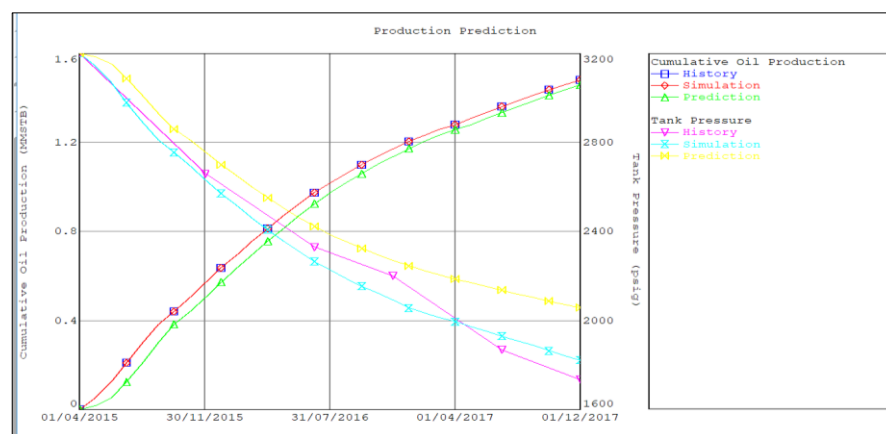


Figura 3.5 Matcheo de datos históricos, simulados y predecidos de producción de la arena Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul (Chiang & Eras, 2019)

Como se indica en la Fig. 3.8 a través de la predicción simulada desde la fecha inicial hasta la fecha actual del histórico de producción del reservorio en mención, se tiene una cantidad de petróleo acumulado de 1.45869 MMSTB, cantidad cercana a los 1.480632 MM STB reales que deriva en un factor de recobro de 6.85 %, lo cual indica un porcentaje de error de 1.4 %, aceptable para efectos de simulación de predicción.

3.2 Simulación del comportamiento de producción histórico del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del Campo Palo Azul usando el software OFM.

En la Fig. 3.6 se muestran varias gráficas las cuales describen el comportamiento histórico de producción de petróleo y agua, así como su producción acumulada hasta septiembre de 2017.

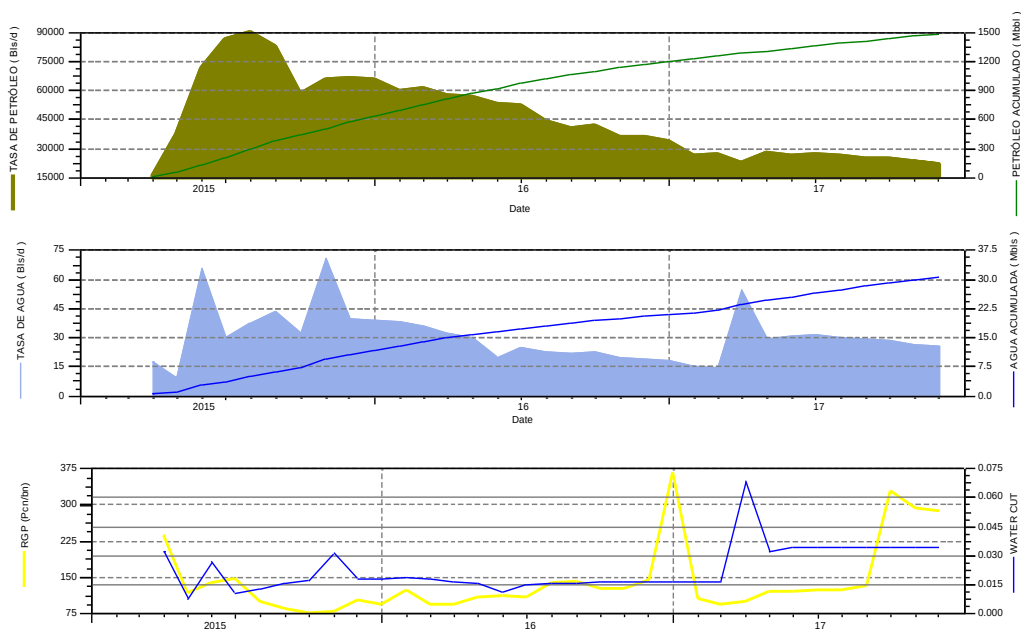


Figura 3.6 Simulación de producción producción histórico hasta septiembre de 2017 de la arena Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul.

(Chiang & Eras, 2019)

Mediante el uso del software Oilfield Manager, se procede a calcular las reservas de nuestro reservorio. Se consideró una producción de 50 bbl/d como límite económico en el que se contemplaron dos escenarios posibles: uno con declinación de tipo hiperbólico el cual será un modelo más optimista y un escenario con declinación tipo exponencial el cual lo consideramos como un modelo menos optimista.

Simulación del histórico de producción y predicción del comportamiento futuro para la estimación de reservas del reservorio en estudio.

Inicialmente se realizará la predicción de reservas considerando al yacimiento limitado por los pozos del well pad norte del campo Palo Azul, en donde solo se contempla datos del histórico de producción hasta septiembre del 2017 debido a la ausencia de un archivo OFM actualizado.

Los resultados producto del análisis de la declinación, indica un valor b igual a 0.743893, y una tasa de declinación de 0.302745. Dichos datos representan valores promedio referenciales para los siguientes análisis a realizar por pozo activo del área en consideración.

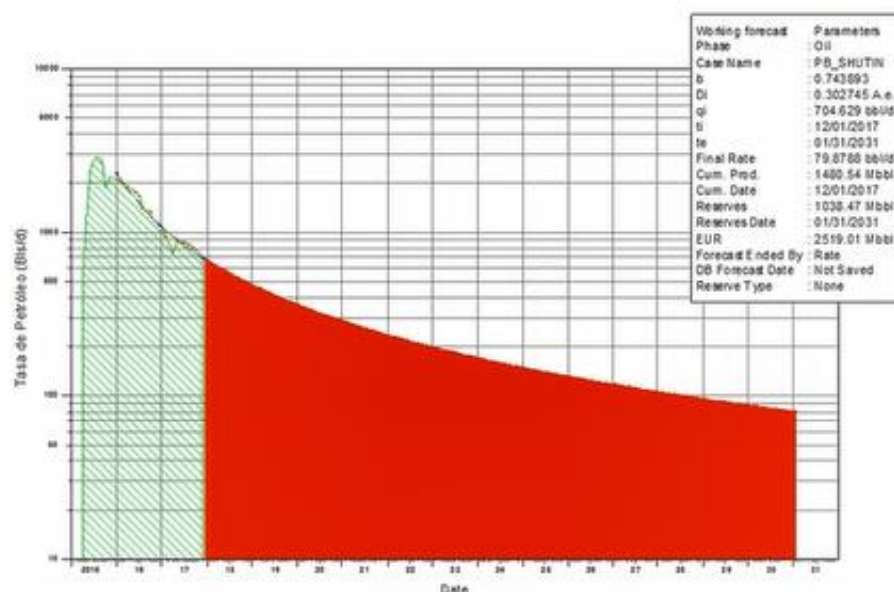


Figura 3.7 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul, hasta septiembre de 2017. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.1 Simulación del histórico de producción y predicción del comportamiento futuro por pozo para la estimación de reservas del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul.

Para nuestra predicción de reservas se van a considerar dos escenarios. El primero tendrá un panorama menos optimista, en donde todos nuestros pozos presentan una declinación tipo exponencial y, nuestro segundo escenario tendrá un panorama optimista, donde todos nuestros pozos presentan una declinación tipo hiperbólica.

3.2.1.1 Panorama menos optimista

Pozo PLAN 51

El panorama menos optimista del pozo PLAN 51 indica una declinación de tipo exponencial, donde la tasa de declinación es 0.427978 el cual fue calculado considerando un promedio entre las tasas de declinación de los pozos PLAN 55 y PLAN 57 dado la escasez de histórico de producción del presente pozo. Acorde a nuestra simulación el pozo tiene 236.008 MBbls de reservas remanentes recuperables, donde su fecha límite de producción será el 31 de julio de 2022.

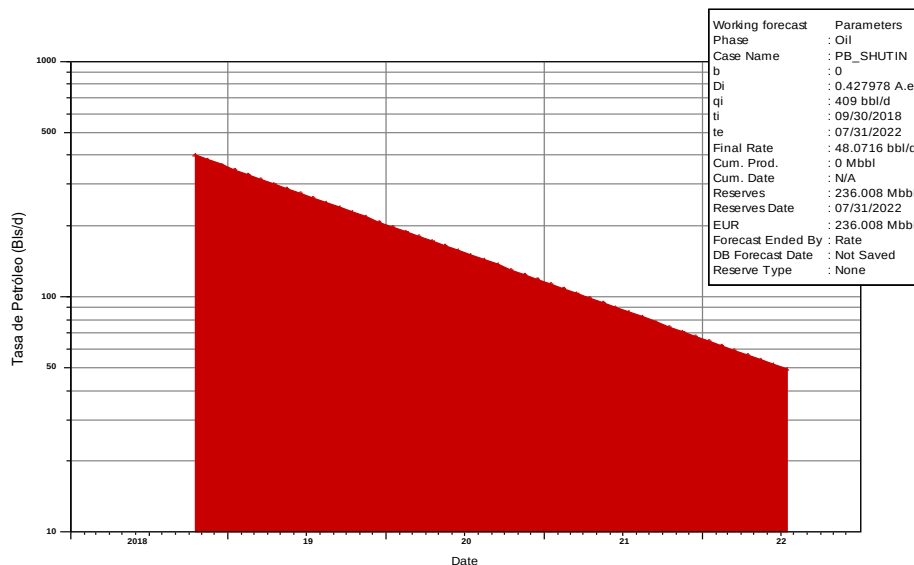


Figura 3.8 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 51 (Panorama menos optimista). (Chiang & Eras, 2019)

Pozo PLAN 53

El panorama menos optimista del pozo PLAN 53 indica una declinación de tipo exponencial, donde la tasa de declinación es 0.427978 el cual también fue calculado considerando un promedio entre las tasas de declinación de los pozos PLAN 55 y PLAN 57 dado la escasez del histórico de producción del presente pozo. Acorde a nuestra simulación el pozo tiene 298.6 MBbls de reservas remanentes recuperables, donde su fecha límite de producción será el 30 de septiembre de 2022.

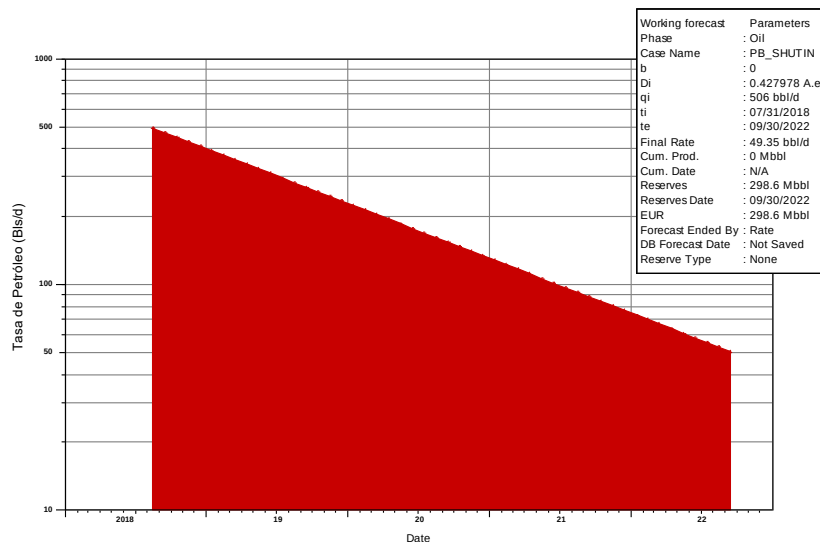


Figura 3.9 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 53. (Panorama menos optimista). (Chiang & Eras, 2019)

Pozo PLAN 55

El panorama menos optimista del pozo PLAN 55 indica una declinación de tipo exponencial, donde la tasa de declinación es 0.335849 el cual fue calculado tomando un periodo de producción representativo del pozo. Acorde a nuestra simulación el pozo tiene 216.261 MBbls de reservas remanentes recuperables, donde su fecha límite de producción será el 31 de marzo de 2022.

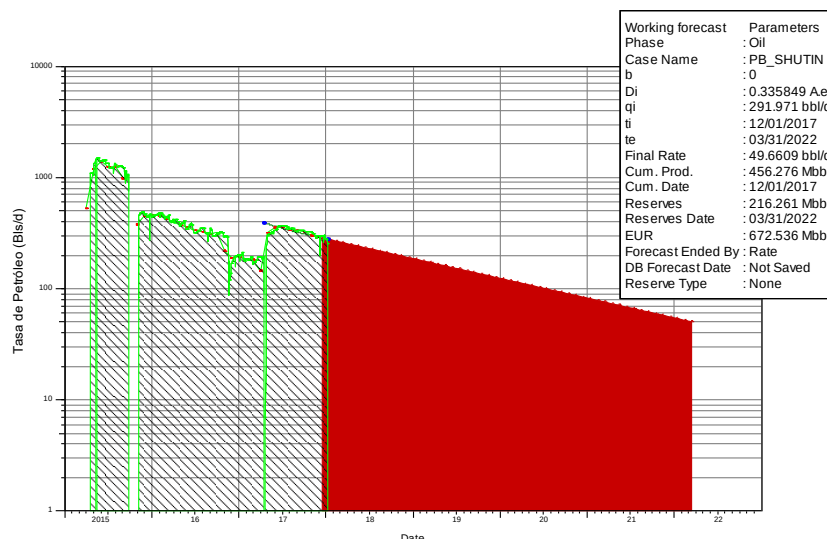


Figura 3.10 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 55. (Panorama menos optimista). (Chiang & Eras, 2019)

Pozo PLAN 57

El panorama menos optimista del pozo PLAN 57 indica una declinación de tipo exponencial, donde la tasa de declinación es 0.520107 el cual fue calculado tomando un periodo de producción representativo del pozo. Acorde a nuestra simulación el pozo tiene 216.261 MBbls de reservas remanentes recuperables, donde su fecha límite de producción será el 31 de octubre de 2020.

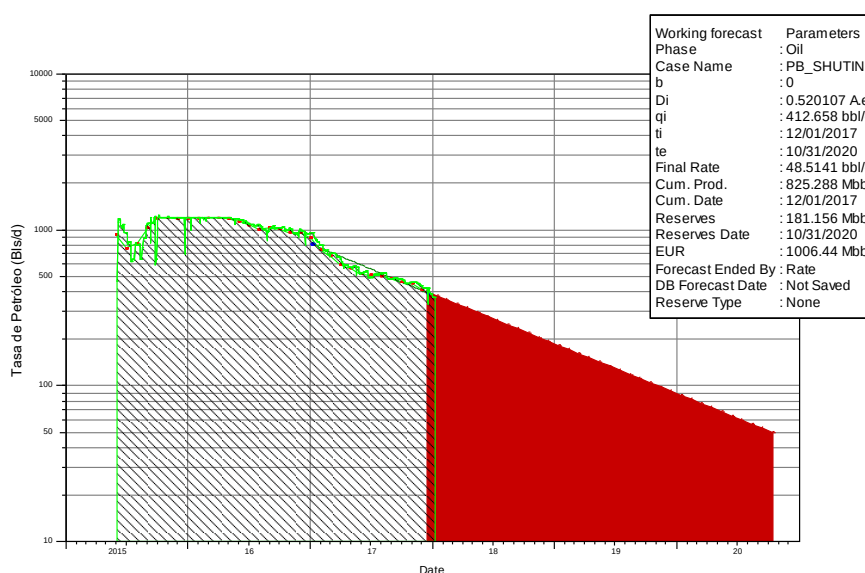


Figura 3.11 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 57. (Panorama menos optimista). (Chiang & Eras, 2019)

3.2.1.1.1 Resumen del panorama menos optimista

Dado que se realizó la simulación con el histórico de producción actualizado hasta diciembre de 2017, se añadió la producción del pozo PLAN 053 el cual comenzó con un aporte de 506.87 BBLS en agosto de 2018 sumando un total 982.18 BBLS. En octubre de 2018 el pozo PLAN 051 comenzó a producir 409.40 BBLS arrojando un total de 1283.22 BBLS entre los 4 Pozos: PLAN 051, PLAN 053, PLAN 055 y PLAN 057.

Escenario Menos Optimista	Inicio de Producción	Tipo de Declinación	Tasa de Declinación	Reservas Recuperables Remanentes [MBBL]	Fecha de Cierre del Pozo
Pozo PLAN 51	1/10/2018	Exponencial	0.427978	236.008	31/7/2022
Pozo PLAN 53	4/8/2018	Exponencial	0.427978	298.600	30/9/2022
Pozo PLAN 55	11/4/2015	Exponencial	0.335849	216.261	31/3/2022
Pozo PLAN 57	28/5/2015	Exponencial	0.520107	181.156	31/10/2022

Tabla 3.1 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena de la zona de estudio en un panorama menos optimista. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.1.2 Panorama optimista

Pozo PLAN 51

El panorama optimista del pozo PLAN 51 indica una declinación de tipo hiperbólica, donde la tasa de declinación es de 0.302745 el cual fue calculado simulando el comportamiento de nuestro reservorio. La reserva remante recuperable de este pozo es de 588. 23 MBbl pronosticándose su fecha de cierre para el 31 de enero de 2031 donde la producción del mismo caería por debajo de nuestro límite económico de 50 BPPD.

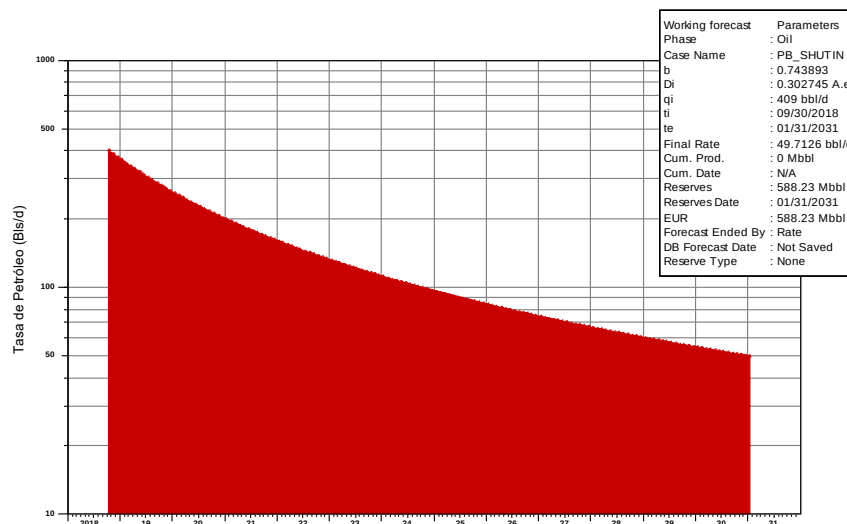


Figura 3.12 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 51 (Panorama optimista). (Chiang & Eras, 2019)

Pozo PLAN 53

El panorama optimista del pozo PLAN 53 indica una declinación de tipo hiperbólica, donde la tasa de declinación es de 0.302745 el cual fue calculado simulando el comportamiento de nuestro reservorio. La reserva remante recuperable de este pozo es de 781.508 MBbl pronosticándose su fecha de cierre para el 31 de julio de 2031, donde la producción del mismo caería por debajo de nuestro límite económico de 50 BPPD.

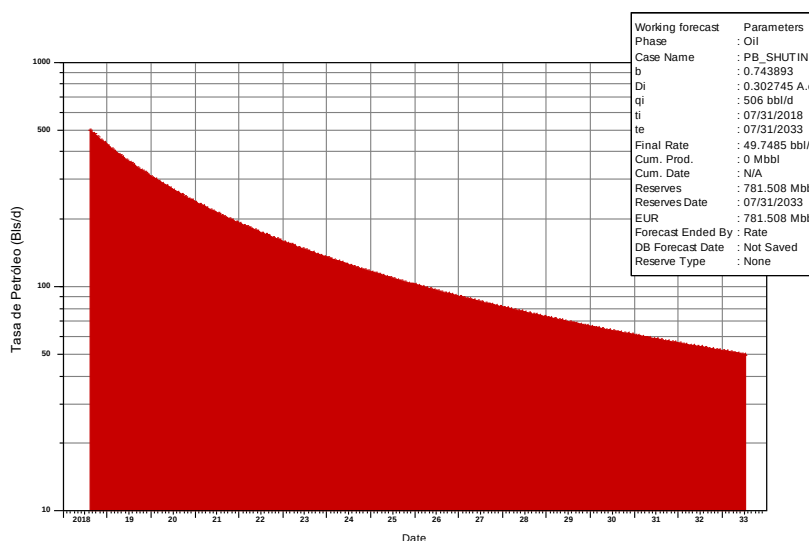


Figura 3.13 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 53. (Panorama optimista). (Chiang & Eras, 2019)

Pozo PLAN 55

El panorama optimista del pozo PLAN 55 indica una declinación de tipo hiperbólica, donde la tasa de declinación es de 0.302745 el cual fue calculado simulando el comportamiento de nuestro reservorio. La reserva remante recuperable de este pozo es de 366.09 MBbl pronosticándose su fecha de cierre para el 30 de septiembre de 2026, donde la producción del mismo caería por debajo de nuestro límite económico de 50 BPPD.

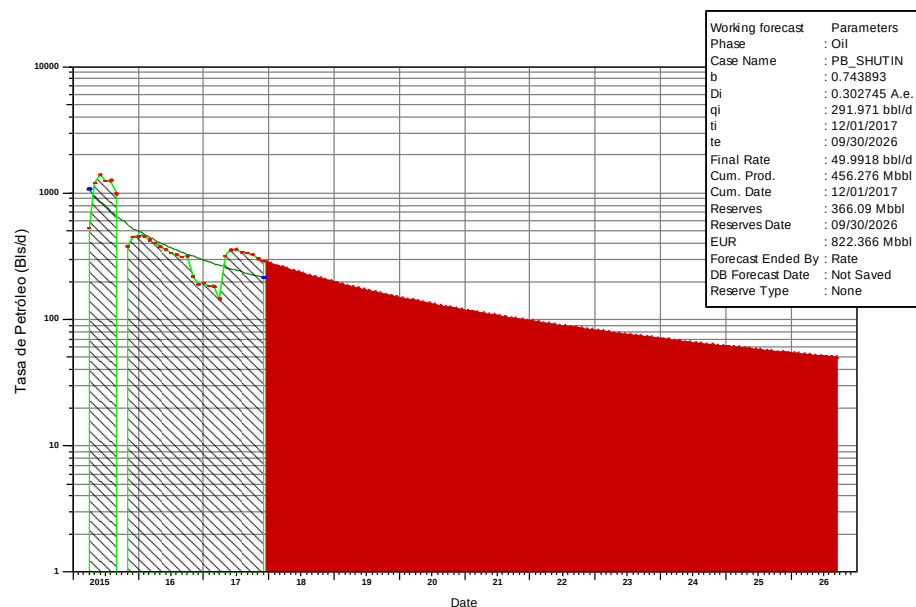


Figura 3.14 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 55. (Panorama optimista). (Chiang & Eras, 2019)

Pozo PLAN 57

El panorama optimista del pozo PLAN 57 indica una declinación de tipo hiperbólica, donde la tasa de declinación es de 0.302745 el cual fue calculado simulando el comportamiento de nuestro reservorio. La reserva remante recuperable de este pozo es de 594.841 MBbl pronosticándose su fecha de cierre para el 30 de abril de 2030, donde la producción del mismo caería por debajo de nuestro límite económico de 50 BPPD

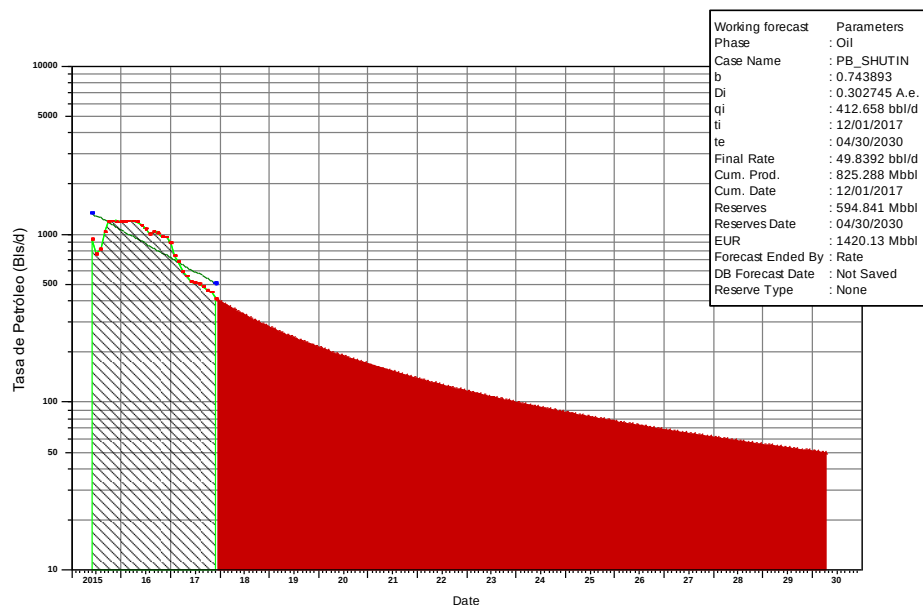


Figura 3.15 Simulación del histórico de producción y comportamiento futuro del Pozo PLAN 57. (Panorama optimista). (Chiang & Eras, 2019)

3.2.1.2.1 Resumen del Panorama más optimista

Dado que se realizó la simulación con el histórico de producción actualizado hasta diciembre de 2017, se añadió la producción del pozo PLAN 053 el cual comenzó con un aporte de 506.87 BBLS en agosto de 2018 sumando un total 982.18 BBLS. En octubre de 2018 el pozo PLAN 051 comenzó a producir 409.40 BBLS arrojando un total de 1283.22 BBLS entre los 4 Pozos: PLAN 051, PLAN 053, PLAN 055 y PLAN 057.

Escenario Más Optimista	Inicio de Producción	Tipo de Declinación	Tasa de Declinación	Reservas Recuperables Remanentes [MBBL]	Fecha de Cierre del Pozo
Pozo PLAN 51	1/10/2018	Hiperbólica	0.302745	588.230	31/1/2031
Pozo PLAN 53	4/8/2018	Hiperbólica	0.302745	781.508	31/7/2033
Pozo PLAN 55	11/4/2015	Hiperbólica	0.302745	366.090	30/9/2026
Pozo PLAN 57	28/5/2015	Hiperbólica	0.302745	181.156	30/4/2022

Tabla 3.2 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena de la zona de estudio en un panorama optimista. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.2 Simulación del histórico de producción y predicción del comportamiento futuro para la estimación de reservas del reservorio Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul.

3.2.2.1 Panorama menos optimista

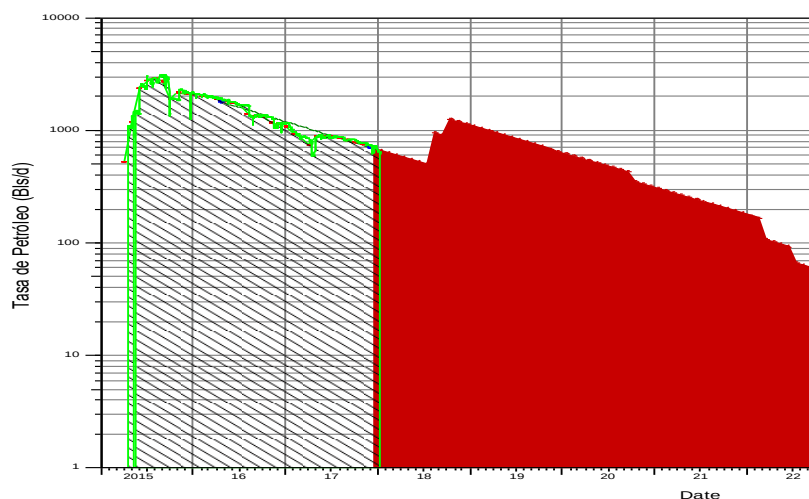


Figura 3.16 Simulación del histórico de producción y pedicción del comportamiento futuro del reservorio Basal Tena. (Chiang & Eras, 2019)

Fecha	Comentario	Producción diaria del reservorio Basal Tena antes del cierre de un pozo [BPPD]	Producción diaria del reservorio Basal Tena después del cierre de un pozo [BPPD]
4/8/2018	Comienza extracción de petróleo del pozo PLAN 53 con una producción diaria de 506.87 BBLS de petróleo	541.22	1048.09
1/10/2019	Comienza extracción de petróleo del pozo PLAN 53 con una producción diaria de 409.40 BBLS de petróleo	977.19	1386.59
1/9/2026	Se cierra el pozo PLAN 55 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	323.75	273.75
1/4/2030	Se cierra el pozo PLAN 57 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	192.01	142.01
31/1/2031	Se cierra el pozo PLAN 51 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	132.82	82.82
31/7/2033	Se cierra el pozo PLAN 53 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	68.2	18.2

Tabla 3.3 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul en un panorama menos optimista. (Chiang & Eras, 2019)

En la Figura 3.23 se muestra un gráfico ilustrativo del POES con las reservas recuperables y remanentes del reservorio en estudio en un panorama menos optimista.

Tiempo de Vida Remanente: 5.5 años

Fecha límite Económica: 30/09/2022 (pozo.55)

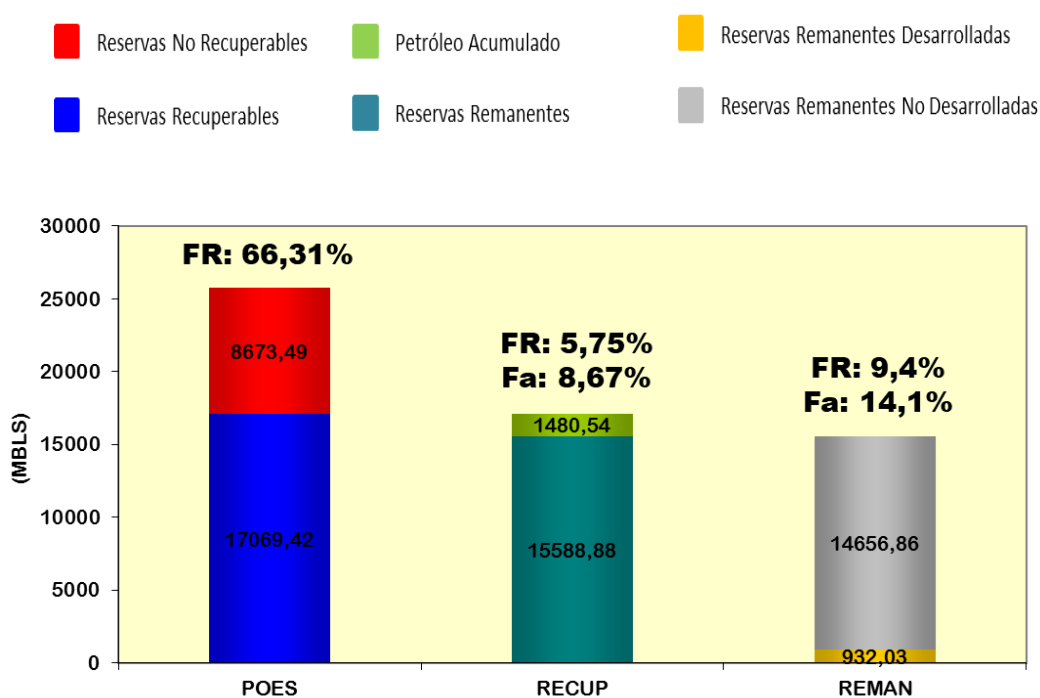


Figura 3.17 Gráfico ilustrativo del POES con las reservas recuperables y remanentes del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul hasta el año 2022. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.2.2 Panorama más optimista

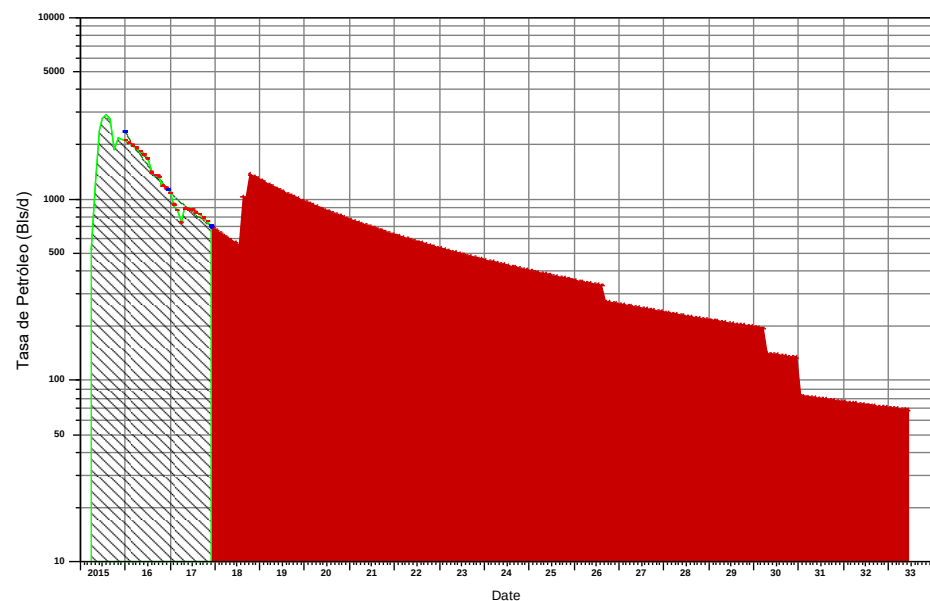


Figura 3.18 Simulación del histórico de producción y predicción del comportamiento futuro del reservorio Basal (Chiang & Eras, 2019)

Fecha	Comentario	Producción diaria del reservorio Basal Tena antes del cierre de un pozo [BPPD]	Producción diaria del reservorio Basal Tena después del cierre de un pozo [BPPD]
4/8/2018	Comienza extracción de petróleo del pozo PLAN 53 con una producción diaria de 506.87 BBLS de petróleo	475.31	982.18
1/10/2019	Comienza extracción de petróleo del pozo PLAN 53 con una producción diaria de 409.40 BBLS de petróleo	873.82	1883.22
1/9/2026	Se cierra el pozo PLAN 57 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	410	360
1/4/2030	Se cierra el pozo PLAN 55 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	160	110
31/1/2031	Se cierra el pozo PLAN 51 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	101.2	51.2
31/7/2033	Se cierra el pozo PLAN 53 debido a que su producción cayó por debajo de nuestro límite económico [50 BPPD]	51.2	1.2

Tabla 3.4 Información de los pozos que actualmente producen del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul en un panorama menos optimista. (Chiang & Eras, 2019)

En la Figura 3.19 se muestra un gráfico ilustrativo del POES con las reservas recuperables y remanentes del reservorio en estudio en un panorama menos optimista.

Tiempo de Vida Remanente: 14,5 años

Fecha límite Económica: 31/07/2033 (Pozo 53)

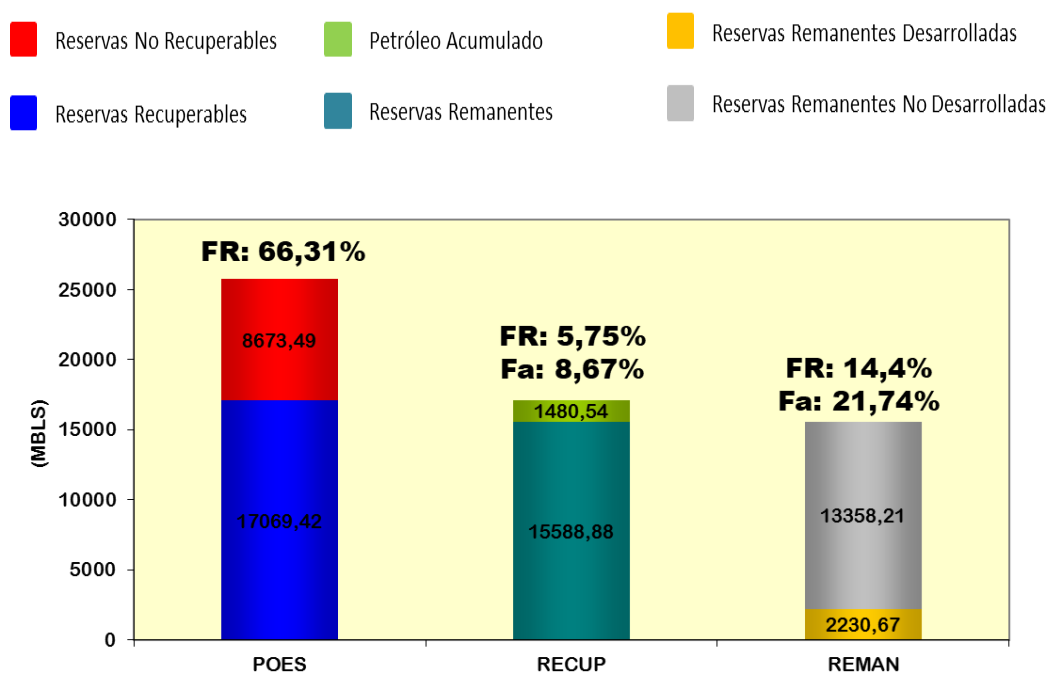


Figura 3.19 Gráfico ilustrativo del POES con las reservas recuperables y remanentes del reservorio Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul hasta el año 2033. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.3 Selección del área de interés y pozo inyector

3.2.3.1 Análisis de continuidad de la arena Basal Tena zona norte

Se realiza una correlación estratigráfica entre los pozos de interés del well pad norte del campo Palo Azul, utilizando la información y los registros a través del software PETREL con el propósito de determinar la continuidad de la arena Basal Tena

Posteriormente se realizan cortes NW-SE y NE-SW.

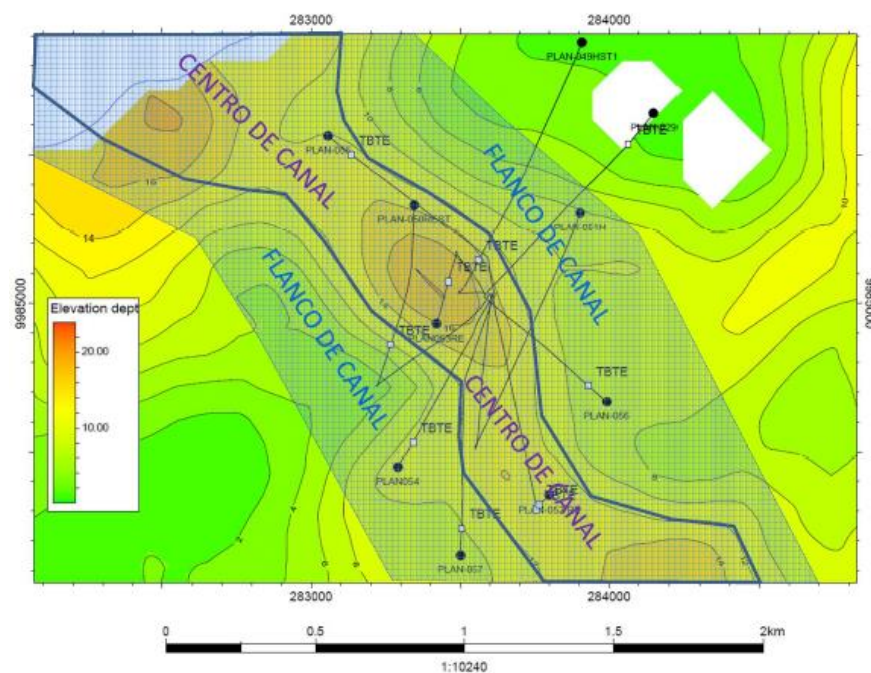


Figura 3.20 Mapa espesor neto arena Basal Tena zona norte.
(Petroamazonas, 2018)

Corte NE-SE

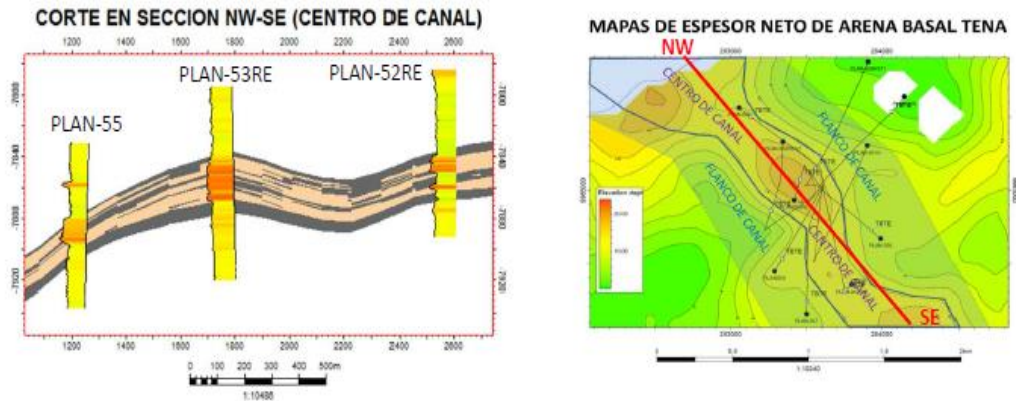


Figura 3.21 Mapa de espesores netos corte NW-SE. (Petroamazonas EP, 2018)

Corte Sección NE-SW

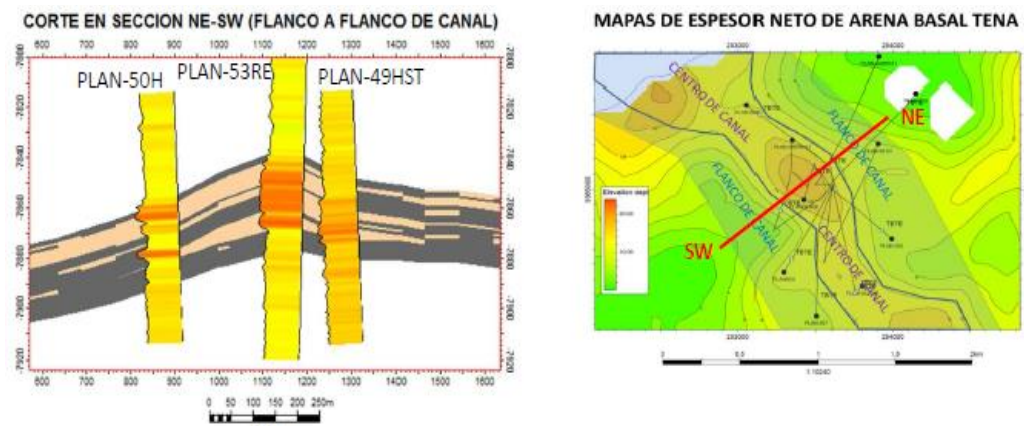


Figura 3.22 Mapa de espesores netos corte NE-SW. (Petroamazonas EP, 2018)

Mediante el análisis de los cortes propuestos y proporcionados por la empresa operadora, se observa continuidad lateral de la arena Basal Tena en sentido SE-NW, y acúñamiento en sentido SW-NE, con los cuales se podría suponer presencia del centro y los flancos del canal respectivamente.

3.2.4 Criterio de selección del pozo óptimo inyector

La selección del pozo óptimo a ser inyector se fundamenta en el análisis de comportamiento de producción de los pozos de interés detallados en el capítulo 2 como uno de los criterios de selección, además del análisis de sus propiedades petrofísicas y ubicación con respecto a los demás pozos de la zona de estudio.

En base a todo lo mencionado anteriormente, se propone como pozo inyector al PLAN – 055 el cual evidencia una baja producción de 114.44 BPPD en comparación con los demás pozos con fecha de diciembre del 2018.

Su ubicación en la zona del canal del campo favorece su selección como pozo candidato a inyector con respecto a los pozos productores en el arreglo escogido mediante el mapa estructural del campo Palo Azul, en donde se puede determinar las distancias a que se encuentran separadas las zonas productoras entre sí, y al haber sido pozo productor en la arena Basal Tena, este pozo una zona prospectiva para inyección de agua.

Pozo inyector	Pozo productor	Distancia entre pozos (m)
PLAN-55	PLAN-51	885
	PLAN-53	730
	PLAN-57	1479

Tabla 3.5 Distancia entre el pozo PLAN 55 y los pozos PLAN 51, PLAN 53 y PLAN 57. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.5 Capacidad de inyección

Para el cálculo de la capacidad de inyección, se considera el espesor del pozo inyector seleccionado, junto con distintos valores de daño utilizando la permeabilidad efectiva de la roca a la máxima saturación de agua dentro del análisis del resultado del caudal máximo de inyección a la presión de fractura de la ecuación de Darcy para flujo pseudo continuo. Además, se considera una presión de fractura igual a 6276.61 resultado de la multiplicación de la columna hidrostática de 8903 ft por un gradiente de presión de fractura de 0.705 psi/ft, y con un factor de seguridad de 0.95 respecto a la presión de fractura, se tiene que la presión de inyección no debe sobrepasar los 5962.78 psi.

$$Q_{iny} = \frac{0,007078 * k * k_{rw} * H_o (P_{Winy} - P_r)}{u w * B_w * (\ln(r_e / r_w) + S)} \quad (3.1)$$

Cabe recalcar que dichos valores de caudal máximo a la presión de fractura no consideran las pérdidas de energía producto de las restricciones de la completacion. En este caso se procede a realizar dos análisis nodales mediante el uso del software de ingeniería que si considere dichas perdidas mencionadas a diferentes presiones de cabeza para el cálculo real del caudal que podría inyectar el pozo PLAN – 055.

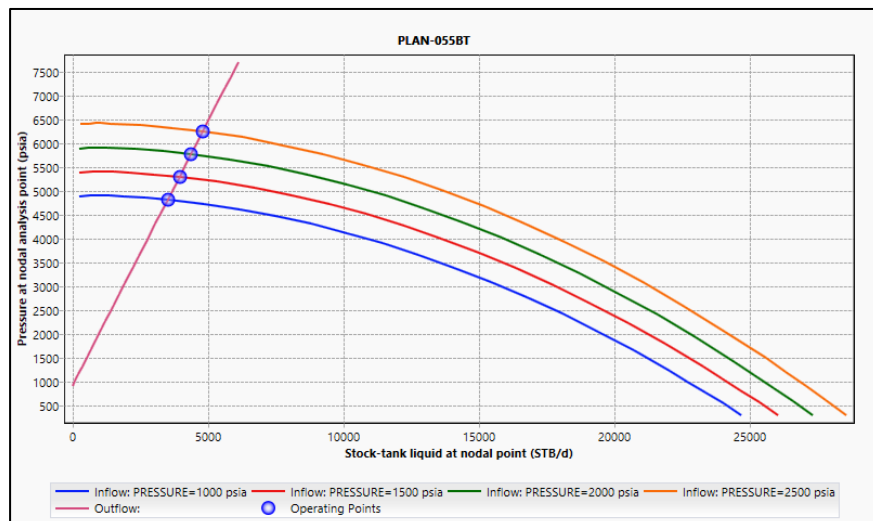


Figura 3.23 Primer análisis de sensibilidad para distintas presiones de cabezas. (Chiang & Eras, 2019)

Presión de Cabeza [Psi]	Presión de inyección [Psi]	Caudal de fluido de Inyección [BWPD]	EVR
1000	4814.14	3522.682	0.393
1500	5295.212	3956.342	0.441
2000	5773.72	4386.612	0.488
2500	6249.679	4814.64	0.535

Tabla 3.6 Caudales y presiones de inyección para distintas presiones de cabeza. (Chiang & Eras, 2019)

Una vez culminado el primer análisis de sensibilidad se procede a realizar uno nuevo, esta vez utilizando como intervalos de simulación la presión de cabeza máxima a la cual se produce fracturamiento según nuestro análisis anterior y como mínima la última presión de inyección a la cual ya no se produce fracturamiento.

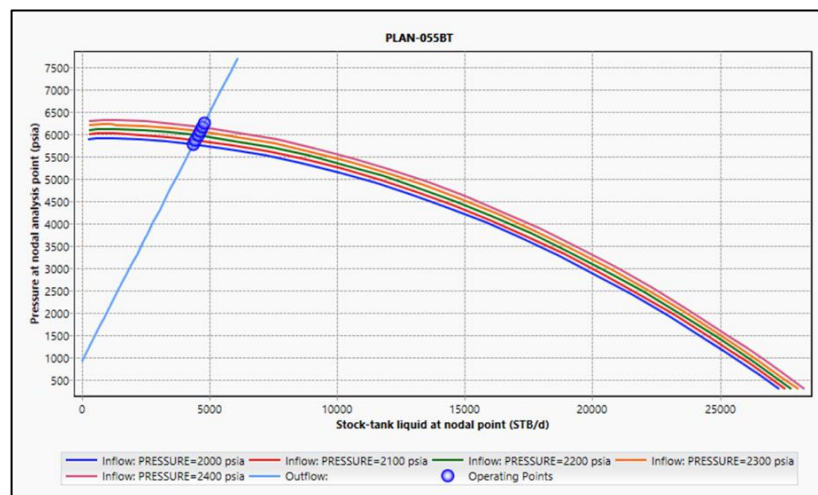


Figura 3.24 Segundo análisis de sensibilidad para distintas presiones de cabezas. (Chiang & Eras, 2019)

Presión de Cabeza [Psi]	Presión de Inyección [Psi]	Caudal [BWPD]	EVR
2000	5773.762	4386.004	0.488
2100	5869.126	4472.239	0.498
2200	5964.41	4558.069	0.507
2300	6059.601	4643.739	0.517
2400	6154.691	4729.32	0.526
2500	6249.683	4814.812	0.535

Tabla 3.7 Caudales y presiones de inyección para distintas presiones de cabeza. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.6 Predicción de las presiones de reservorio a diferentes tasas de inyección mediante simulación en MBAL

Utilizando el software MBAL se simularon las presiones para periodos de 3, 4 y 5 meses para varios caudales de inyección a partir del inicio del proceso de recuperación secundaria. En la Tabla 3.8 se puede observar como a medida que se va inyectando agua se va restaurando la presión en el tiempo.

Caudal de inyección [BWPD]	Presión de reservorio en 3 meses [Psi]	Presión de reservorio en 4 meses [Psi]	Presión de reservorio en 5 meses [Psi]
3523	1722	1784	1849
3956	1749	1820	1896
4472	1781	1865	1954

Tabla 3.8 Presiones de reservorio para varios caudales de inyección una vez iniciado el proceso de recuperación secundaria. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.7 Método de Buckley Leverett

De acuerdo a lo detallado teóricamente en capítulos previos, se conoce que este tipo de método predictivo se fundamenta en la teoría de desplazamiento que permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de aceite al momento de la inyección de agua a caudal constante.

Curva de flujo fraccional

Se conoce como flujo fraccional del fluido desplazante en un sistema petróleo agua, a la relación entre el caudal de agua y la suma de los caudales de petróleo y agua en el reservorio.

La gráfica de flujo fraccional es elaborada a partir de datos saturaciones y permeabilidades expuestos anteriormente, que además de permitir la generación de curvas de permeabilidades relativas, también determinan parámetros que pueden ser expresados gráficamente en la Fig. 3.25 como:

Donde:

- F_{wf} : Flujo fraccional
- S_{wf} : Saturación a la que se forma el frente de agua
- S_{wm} : Saturación promedio detrás del frente de invasión.

$$f_w = \frac{1 - 1.127 \frac{k_o A}{u_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.433 \Delta \gamma \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o u_w}{u_o k_w}} \quad (3.2)$$

Para efectos de propuesta de inyección de agua, se asume valores de tasa totales significativamente grandes para lograr reducir los efectos de gravedad y capilaridad, logrando reducir la ecuación 3.2 a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} u_w}{u_o k_{rw}}} \quad (3.3)$$

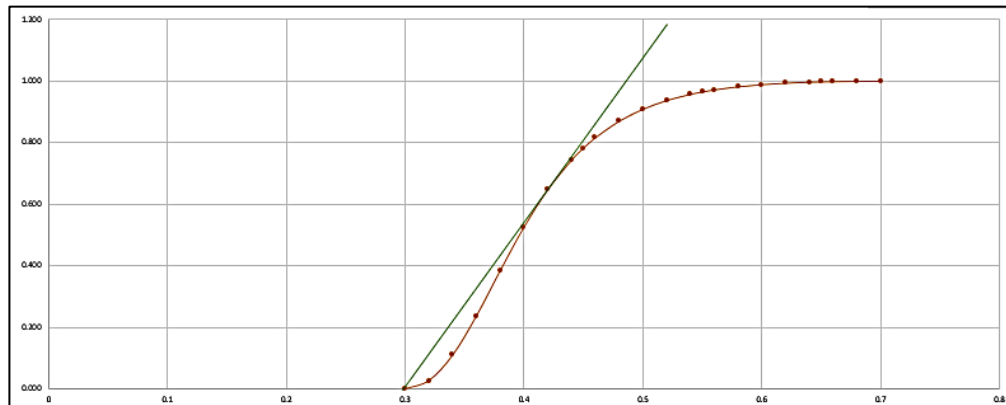


Figura 3.25 Curva de Flujo Fraccional (Chiang & Eras, 2019)

Datos Obtenidos	
Swc	0.05
Swf	0.45
Fwf	0.7867
Swm	0.57

**Tabla 3.9 Datos obtenidos de la curva de flujo fraccional.
(Chiang & Eras, 2019)**

3.2.8 Simulación de inyección con el método de buckley & leverett

Mediante los datos de historiales de producción descritos previamente hasta el 22 de Diciembre del 2018, se conoce que los pozos PLAN-051, PLAN-053, y PLAN-057 se encuentran produciendo actualmente valores descritos en la Tabla 3.10, lo cual es una condición necesaria para la estimación de caudal que se rediccionará a cada pozo con su respectiva relación de producción diaria con la producción total del área de estudio.

Para el cálculo de inyección de agua para cada uno de los pozos productores, se considerará caudales de inyección que llegará a cada pozo multiplicados por el porcentaje de producción en la zona de interés.

Pozos	Producción de fluido actual [BPPD]	% de producción de la zona de interés
PLAN-051	494	39.935
PLAN-053	550	44.462
PLAN-057	193	15.603
TOTAL	1237	100%

**Tabla 3.10 Datos obtenidos de la curva de flujo fraccional.
(Chiang & Eras, 2019)**

3.2.9 Simulación de incrementales de producción en MBAL

Una vez ingresados los datos requerido por el software Mbal, se procede a realizar la simulación de la inyección de agua a tres distintas tasas de inyección obtenidas en el análisis de sensibilidad realizado anteriormente en donde se consideraron caudales de 3523, 3956 y 4472 BWPD, a distintas presiones de inyección

3.2.9.1 Análisis de inyección de agua para el pozo PLAN 51

El 3 de marzo de 2023 el pozo PLAN 51 alcanzará su límite económico de 50 BBPD según nuestra simulación, teniendo un incremental de producción de 1785.89M barriles de petróleo con un caudal de inyección de 4472 BWPD. Efecto de la recuperación secundaria este pozo incrementó su factor de recobro 6.69%, a diferencia de un caudal de inyección de 3523 BWPD donde su factor de recobro incremental será de 6.71% hasta el 1 de julio de 2023.

Modelo 1D					Curvas de declinación
Pozos	Qiny Total [BWPD]	Qiny Parcial [BWPD]	Incremento de Caudal [BBLs]	Tiempo @ Fw Límite	Reservas Remanentes Desarrolladas [MBBLs]
P.51	3523	1406.91	1727.6	1/7/2023	236.008
	3956	1579.83	1726.0	23/6/2023	
	4472	1785.89	1724.0	3/3/2023	

Figura 3.26 Incremental de producción del pozo PLAN 57 para distintos caudales. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.9.2 Análisis de inyección de agua para el pozo PLAN 53

Para un caudal de inyección de 4472 BWPD el pozo llegará a su producción límite económica de 50 BPPD el 24 de abril de 2023, teniendo un incremental de producción debido a la inyección de agua de 1412.4M barriles de petróleo. El factor de recobro incremental debido a la recuperación secundaria será de 5.52%. Mientras que para un caudal de inyección de 3523 BWPD se producirá un incremento de 5.53% hasta el 25 mayo de 2023.

Modelo 1D					Curvas de declinación
Pozos	Qiny Total [BWPD]	Qiny Parcial [BWPD]	Incremento de Caudal [BBLs]	Tiempo @ Fw Límite	Reservas Remanentes Desarrolladas [MBBLs]
P.53	3523	1566.4	1424.7	25/5/2023	298.6
	3956	1758.92	1422.4	9/5/2023	
	4472	1988.34	1421.4	24/4/2023	

Figura 3.27 Incremental de producción del pozo PLAN 57 para distintos caudales. (Chiang & Eras, 2019)

3.2.9.3 Análisis de inyección de agua para el pozo PLAN 57

Como se puede observar ver la Fig. 3.25, para un caudal de inyección de 4472 BWPD el pozo dejará de producir el 1 de noviembre de 2021, fecha en la cual el pozo alcanzará una tasa de 50 barriles de petróleo por día, producción establecida como límite económico para nuestro caso de estudio mientras que, para un caudal de inyección de 3523 BWPD nuestro pozo dejará de producir el 1 de marzo de 2021, fecha en la que su corte de agua será lo suficientemente alta como para que nuestro pozo produzca menos de los 50 BPPD deseados.

Modelo 1D					Curvas de declinación
Pozos	Qiny Total [BWPD]	Qiny Parcial [BWPD]	Incremento de Caudal [BBLs]	Tiempo @ Fw Límite	Reservas Remanentes Desarrolladas [MBBLs]
P.57	3523	549.69	2928.0	1/3/2021	181.156
	3956	617.26	2924.0	1/2/2021	
	4472	697.76	2916.0	1/11/2021	

Figura 3.28 Incremental de producción del pozo PLAN 57 para distintos caudales. (Chiang & Eras, 2019)

Resulta importante mencionar que para diciembre de 2017 el factor de recobro de este pozo era de 3.21% pudiendo alcanzar los 3.90% considerando su límite económico de 50 BPPD, mientras que, si se implementa el proyecto de recuperación secundaria, el factor de recobro final podría ser de 15.28%.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Al considerarse dos escenarios posibles para el cálculo de reservas, se concluyó que el yacimiento Basal Tena en el well pad norte del campo Palo Azul alcanza el límite económico de 50 BPPD dentro de 5 años bajo un panorama conservador sin considerar la implementación de recuperación secundaria.
- Mediante el análisis de datos históricos y características del yacimiento, se determinó que el pozo PLAN 55 es el más óptimo a ser inyector.
- Considerando la ubicación y distancias entre pozos del área de interés, se concluye que un arreglo de 4 pozos es el que mayor cantidad de condiciones cumple para el presente caso de estudio.
- Se desarrolló el estudio técnico - analítico de recuperación secundaria obteniendo como resultado un factor de recobro final de 32.99%, 32.96% y 32.32.92% para los caudales de inyección de 3523, 3956, 4472 BWPD respectivamente.

4.2 Recomendaciones

- Realizar pruebas de Build up en los pozos que producen de la arena Basal Tena del well pad norte del campo Palo Azul para conocer la presión real actual del reservorio
- Hacer diferentes análisis de dimensionamiento para el tipo de levantamiento artificial usado en los pozos PLAN 51, PLAN 53 y PLAN 57 que actualmente están produciendo de la arena Basal Tena para que estos a futuro puedan levantar un mayor caudal de fluido.
- Realizar la simulación de inyección de agua dentro de un modelo dinámico de reservorio debido a la incertidumbre que se puede manejar usando el método analítico.

ANEXO 1

INGRESO DE DATOS AL SOFTWARE MBAL

Una vez culminada la fase de investigación, detalles de fundamentos teóricos y recolección de datos, se procede a realizar el modelo de balance de materia mediante el software “Material Balance” MBAL.

The screenshot shows the 'System Options' dialog box in the MBAL software. It has a title bar 'System Options' and buttons for 'Done', 'Cancel', and 'Help'. The 'Tool Options' section includes dropdown menus for 'Reservoir Fluid' (set to Oil), 'Tank Model' (Single Tank), 'PVT Model' (Simple PVT), 'Production History' (By Tank), and 'Compositional Model' (None). There is an 'EOS Model Setup...' button. The 'User Information' section contains text boxes for 'Company' (PAM), 'Field' (PALO AZUL), 'Location' (BLOQUE 18), 'Platform', and 'Analyst' (CHIANG/ERAS). A 'Reference Time' field is set to '01/01/1900' with a 'date d/m/y' label. At the bottom, there are 'User Comments' and 'Date Stamp' fields, with a '(Ctrl+Enter for new line)' instruction.

Se ingresan los datos del PVT detallados anteriormente, junto con la selección de correlación pertinente para calcular las propiedades del reservorio a lo largo de su historial de producción.

Resulta importante mencionar que la cantidad de datos suministrados al momento de calibrar los parámetros, le darán mayor consistencia a la validación de la selección de la correlación, que en esta ocasión será la correlación de Glaso para Pb, Rs, y Bo, y la correlación de Beal et al para la viscosidad del petróleo, considerando la desviación estándar como factor referente de calidad general del matcheo.

The screenshot shows the 'Oil - Black Oil: Data Input' dialog box. It has a title bar 'Oil - Black Oil: Data Input' and buttons for 'Done', 'Cancel', 'Help', 'Match', 'Table', 'Import', 'Export', 'Calc', and 'Match Param.'. The 'Input Parameters' section includes text boxes for 'Formation GOR' (260 scf/STB), 'Oil gravity' (27 API), 'Gas gravity' (0.7984 sp. gravity), 'Water salinity' (30000 ppm), 'Mole percent H2S' (0 percent), 'Mole percent CO2' (0 percent), and 'Mole percent N2' (0 percent). The 'Separator' section has a 'Single-Stage' dropdown. The 'Correlations' section has a 'Pb,Rs,Bo' dropdown set to 'Glaso' and an 'Oil Viscosity' dropdown set to 'Beal et al'. There are checkboxes for 'Use Tables' (checked) and 'Controlled Miscibility'.

The screenshot shows the 'Oil - Black Oil: Matching' dialog box. It has a title bar 'Oil - Black Oil: Matching' and buttons for 'Done', 'Cancel', 'Help', 'Calc', 'Match Param.', and 'Plot'. The 'Match on' section has a dropdown set to 'All / None'. The 'Match Statistics' table shows the following data:

	Std. Deviation	Parameter 1	Parameter 2
☒ Bubble Point	5.16138e-11	0.869347	-207.106
☒ Gas Oil Ratio	2.66408e-5	1.43202	-10.4609
☒ Oil FVF	5.01964e-7	1.19382	-0.199702
Above Bubble Point			
☐ Oil Viscosity		1	0
☐ Gas FVF		1	0
☐ Gas Viscosity		1	0

The 'Correlations' section at the bottom has dropdowns for 'Pb,Rs,Bo' (Glaso) and 'Oil viscosity' (Beal et al), and a checked 'Match All' checkbox.

Posteriormente se ingresarán los datos subsecuentes relacionados a parámetros a modo de tanque de reservorio, a más del valor del petróleo original en sitio obtenido como resultado a la ecuación volumétrica (2.1) del cálculo de POES, y la fecha de inicio de producción considerando el primer pozo productor del yacimiento de estudio.

Inicialmente se asumirá la ausencia de acuífero asociado al yacimiento para efectos de comprobación posteriores que permitan corroborar dicha asunción.

A continuación, se ingresa el valor de compresibilidad de la roca obtenida en el PVT, o en su defecto el resultado del cálculo interno de la correlación expresada en la siguiente ecuación que evalúa la compresibilidad como función de la porosidad.

- Si $\phi > 0.3$, $C_f = 3.2 e^{-6}$
- Si $\phi < 0.3$, $C_f = 3.2 e^{-6} + ((0.3 - \phi)^{2.415}) * 7.8 e^{-05}$

Posteriormente, es requerido el ingreso de datos de permeabilidades relativas y saturaciones respectivas de petróleo, agua y gas.

Water		Oil		Gas	
Sw	Kw	So	Kro	Sg	Krg
fraction	fraction	fraction	fraction	fraction	fraction
0.05	0	0.25	0	1	0
0.1	0.00102	0.3	0.004081		
0.2	0.009183	0.32	0.008		
0.3	0.02551	0.4	0.036734		
0.36	0.03224	0.42	0.047183		
0.4	0.05	0.5	0.10204		
0.48	0.075469	0.52	0.11902		
0.5	0.082653	0.6	0.2		
0.58	0.114653	0.64	0.248326		

Finalmente, se debe proporcionar los datos del historial de producciones acumuladas de petróleo, gas y agua junto con las presiones del reservorio.

Done Cancel Help Import Plot Report Copy Layout									
Tank Parameters		Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History		
	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression/Weighting	Comment
	date d/m/y	psig	MMSTB	MMscf	MMSTB	Bscf	MMSTB		
1	15/02/2015	3200	0.052949	0	0.00080247			Medium	Edit
2	15/06/2015		0.123828	0.001539	0.00224374			Medium	Edit
3	15/07/2015		0.209639	0.002074	0.00288718			Medium	Edit
4	15/08/2015		0.299233	0.002943	0.00209019			Medium	Edit
5	15/09/2015		0.381956	0.003724	0.00247898			Medium	Edit
6	15/10/2015		0.439749	0.004736	0.0023257			Medium	Edit
7	15/11/2015		0.505016	0.005687	0.00314013			Medium	Edit
8	15/12/2015		0.571055	0.006622	0.00334831			Medium	Edit
9	15/01/2016		0.636195	0.007545	0.00343236			Medium	Edit
10	15/02/2016		0.6954	0.008389	0.00322572			Medium	Edit
11	15/03/2016		0.756519	0.009277	0.00223742			Medium	Edit
12	15/04/2016		0.81373	0.010122	0.00209133			Medium	Edit
13	15/05/2016	2032	0.870442	0.010928	0.00189127			Medium	Edit
14	15/06/2016		0.923177	0.01142	0.00152417			Medium	Edit
15	15/07/2016		0.975163	0.030614	0.00138148			Medium	Edit
16	15/08/2016		1.01866	0.031159	0.00148623			Medium	Edit

<< Prior

Next >>

Work with GOR

BIBLIOGRAFÍA

- Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using NODAL Analysis*. Oil and Gas Consultants International Publications.
- Calvete, F. E. (2018). *Curvas de Declinación*. Santander, Soto, Colombia.
- Çengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2006). *Mecánica de Fluidos - Fundamentos y Aplicaciones*. México, D.F.: McGraw-Hill .
- Craig, F. F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects Of Waterflooding*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Escobar, F. H. (s.f.). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos* . Maracaibo: Astro Data S.A.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Hirschfeldt, M. (2009). *Oil Production* . Obtenido de www.oilproduction.net
- Lake, L. W. (2006). *Petroleum Engineering Handbook* . Austin: Society of Petroleum Engineers.
- Meldrum, S. (2017). *Mineral Exploration Geological Reference Codes. Porphyry, Skarn & Epithermal systems*. Lima.
- Petroamazonas EP. (2017). *Activo Palo Azúl*. Quito.
- Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1997). *Waterflooding*. Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.
- Velázquez, C. (2017). *Métodos Estocásticos y Determinísticos Aplicados al Cálculo de Reservas y Volumen Original de Hidrocarburos. Caso Práctico Campo Tizón Bloque II*. Ciudad de México : Instituto Politécnico Nacional.