

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA A TRAVES DE UNA COMPLETACIÓN
DE INYECCIÓN SELECTIVA DE AGUA EN LAS ARENISCAS A
INFERIOR Y B INFERIOR EN EL CAMPO “XY”

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS

OPCIÓN: ESTUDIO DE CASO

JOHANNA GISSELA JIMENEZ JARAMILLO

johanna.jimenez@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. RAÚL VALENCIA

raul.valencia@epn.edu.ec

QUITO, 2020

DECLARACIÓN

Yo, Johanna Gissela Jiménez Jaramillo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Johanna Gissela Jimenez Jaramillo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Johanna Gissela Jimenez Jaramillo, bajo mi supervisión.

MSc. Raúl Valencia

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, cada día agradecida por cada regalo hermoso que ha hecho en mi vida, y por ayudarme a levantarme en momentos de fatiga, sin su bendición y palabra, nada en la vida es posible.

A mis padres, Jorge y María, las personas que son mi vida completa, quienes me han enseñado muchos valores y me han apoyado con todos los recursos necesarios para que siga adelante y se haya hecho posible concluir mis estudios académicos.

A mi familia, mis tíos, mis primos, quienes me han enseñado muchas cosas, entre ellas a ser fuerte y luchar por lo que quiero.

Mi tutor, Raúl Valencia por su dirección, su apoyo y disposición para poder culminar este trabajo.

A mis amigos, Mayrita, Kathya, Elias, Kate, Jorge, Lucho, Juanca, Sebas, Dani, Tefa, Vale, y todos con quienes recorrimos juntos cada día en la universidad, reímos, lloramos, gritamos, disfrutamos y luchamos y con quienes seguimos recorriendo cada etapa de nuestra vida, apoyándonos, escuchándonos y compartiendo ¡Gracias!

¡A mi madrina Irma y mi amigo Mauricio, gracias por apoyarme siempre!

A Sebastián, por todo el cariño y motivación que pones en mi cada día, ¡Muchas Gracias!

A SLB-Shaya, por brindarme la oportunidad de hacer este trabajo de titulación junto a ellos, unos excelentes profesionales que no dudaron en ayudarme y enseñarme y resolver cada duda que tenía mientras iba avanzando en este trabajo de titulación.

DEDICATORIA

Primo, Millán, siempre vivirás en mi corazón, te doy gracias por ser uno de los primeros pilares en mi carrera académica, por tu paciencia, eres una de las personas más importantes de mi vida.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XIV
SIMBOLOGÍA	XV
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.2. ALCANCE	5
1.3. OBJETIVOS	5
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	5
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.4. JUSTIFICACIÓN	5
MARCO TÉORICO	7
2.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	7
2.2 TIPOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	7
2.1.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA	7
2.1.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA	7
2.1.3. RECUPERACIÓN Terciaria	8

2.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS.....	8
2.3.1. POROSIDAD	8
2.3.2. PERMEABILIDAD.....	8
2.3.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS	9
2.3.4. PRESIÓN CAPILAR	10
2.3.5. HUMECTABILIDAD.....	10
2.3.6. TENSIÓN INTERFACIAL.....	10
2.3.7. MOVILIDAD	10
2.3.8. COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	10
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	11
2.4.1. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.....	11
2.4.2. PRESIÓN DE BURBUJA	11
2.4.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	11
2.4.4. DENSIDAD.....	11
2.4.5. COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO	12
2.5. RESERVAS DEL PETRÓLEO	12
2.5.1. FACTOR DE RECOBRO	12
2.6. TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	13
2.6.1. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES.....	13
2.6.2. TIPOS DE DESPLAZAMIENTO.....	16
2.6.3. MACRODESPLAZAMIENTO.....	18
2.6.4. EFICIENCIA DE BARRIDO Y MOVILIDAD.....	19
2.6.5. TIPOS DE INYECCIÓN.....	22

2.6.6. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA.....	26
2.7. MÉTODOS DE PREDICCIÓN	27
2.7.1. MÉTODOS DE PREDICCIÓN RELACIONADOS PRIMORDIALMENTE CON LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO.....	27
2.7.2. MÉTODOS DE PREDICCIÓN RELACIONADOS PRIMORDIALMENTE AL ÁREA BARRIDA	29
2.7.3. MÉTODOS DE PREDICCIÓN RELACIONADOS PRIMORDIALMENTE CON EL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO	30
2.7.4. MÉTODOS DE PREDICCIÓN INVOLUCRANDO MODELOS MATEMÁTICOS.....	31
2.7.5. MÉTODOS DE PREDICCIÓN EMPÍRICOS	31
2.8. TIPOS DE COMPLETACIONES UTILIZADAS EN LA INYECCIÓN DE AGUA	31
2.8.1. COMPLETACIÓN CON UNA SOLA ZONA DE INYECCIÓN	32
2.8.2. COMPLETACIONES CON ZONAS MÚLTIPLES DE INYECCIÓN	32
2.9. RELACIÓN DE REEMPLAZO VOLUMÉTRICO (VRR)	34
2.10. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO “XY”	34
2.10.1. UBICACIÓN	34
2.10.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO	35
2.10.3. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS ARENISCAS A INFERIOR Y B INFERIOR.....	35
METODOLOGÍA.....	36
3.1. TIPO DE ESTUDIO.....	36
3.2. UNIVERSO Y MUESTRA.....	36
3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS	36
3.4. OBTENCIÓN DE DATOS HISTÓRICOS DEL CAMPO “XY”	36

3.5. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL POZO II ARENISCA A INFERIOR Y B INFERIOR.....	36
3.5.1. CONTINUIDAD, ESPESOR Y SELECCIÓN DEL INTERVALO DE ARENISCA A INYECTARSE	38
3.5.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENISCAS A Y B INFERIOR Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	39
3.6. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN.....	42
3.6.1. PREDICCIÓN POR EL MÉTODO DE DYKSTRA PARSONS	43
DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	53
4.1. ANÁLISIS HISTÓRICO DEL CAMPO ANTES DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA	53
4.1.1. ESTADO DE LAS ARENISCAS A_i Y B_i ANTES DE IMPLEMENTAR LA INYECCIÓN DE AGUA	54
4.1.2. HISTORIAL DE LOS POZOS ASOCIADOS A LA INYECCIÓN SELECTIVA DE AGUA.....	56
4.2. ESPESORES SATURADOS DE HIDROCARBUROS DE LOS POZOS QUE INTEGRAN EL ARREGLO DE INYECCIÓN	72
4.3. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS REALES CON LAS PREDICCIONES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE DYKSTRA PARSONS.....	73
4.3.1. RESULTADO OBTENIDO CON EL MÉTODO ANALÍTICO DE PREDICCIÓN DE DYKSTRA PARSONS	73
4.3.2. RESULTADOS REALES DE LOS POZOS INVOLUCRADOS EN EL ARÉA DE ESTUDIO DE LA INYECCIÓN SIMULTANEA DE AGUA.....	76
4.4. RELACIÓN VRR PARA LAS ARENISCAS $A_i - B_i$, EN LA ZONA QUE SE ENCUENTRA INFLUENCIADA POR LA INYECCIÓN.....	86
4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89

5.1 CONCLUSIONES	89
5.2. RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA.....	91

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Clasificación del crudo según grados API	12
2.2	Factor de Recobro del campo XY, areniscas A inferior y B inferior	13
2.3	Eficiencia de Barrido Areal	27
3.1	Propiedades Petrofísicas Promedio de la Arenisca A inferior y las propiedades de los fluidos.	43
3.2	Propiedades Petrofísicas Promedio de la Arenisca B inferior y las propiedades de los fluidos.	43
3.3	Datos de Saturación y Permeabilidad Relativa del Campo "XY", Arenisca A Inferior	44
3.4	Datos de Saturación y Permeabilidad Relativa del Campo "XY", Arenisca B Inferior	45
3.5	Permeabilidades absolutas a profundidad de la arenisca A inferior	48
3.6	Permeabilidades absolutas a profundidad de la arenisca B inferior	48
3.7	Cálculo de la probabilidad mayor que de las permeabilidades de la arenisca A inferior del campo "XY"	49
3.8	Cálculo de la probabilidad mayor que de las permeabilidades de la arenisca B inferior del campo "XY"	49
4.1	Resumen de Datos del pozo P1A	63
4.2	Resumen de Datos del pozo P2A	65
4.3	Resumen de Datos del pozo P3A	66
4.4	Resumen de Datos del pozo P4A	69
4.5	Resumen de Datos del pozo P1B	70
4.6	Resumen de Datos del pozo P2B	73
4.7	Resumen de Datos del pozo P3B	74
4.8	Resumen de Datos del pozo P4B	74
4.9	Estado Actual de los Pozos Asociados a la inyección selectiva de agua, arenisca Ai	78
4.10	Estado Actual de los Pozos Asociados a la inyección selectiva de agua, arenisca Bi	78
4.11	Espesores saturados de hidrocarburos de la arenisca Ai del campo XY del arreglo de cinco puntos propuestos	79

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. Condiciones Iniciales.	15
2.2	Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. La Invasión.	15
2.3	Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. Llenado y Ruptura.	16
2.4	Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. Posterior a la Ruptura.	17
2.5	Desplazamiento tipo pistón sin fugas	18
2.6	Desplazamiento tipo pistón con fugas	18
2.7	Desplazamiento del agua durante la inyección	23
2.8	Inyección de agua periférica	24
2.9	Tipos de arreglos de pozos	28
2.10	Arreglo Regular de Pozos	29
2.11	Sistema de capas ideal	31
2.12	Diagrama Mecánico del pozo piloto PI1	37
3.1	Arreglo de cinco pozos invertido en el campo "XY" A Inferior	41
3.2	Arreglo de cinco pozos invertido en el campo "XY" B Inferior	42
3.3	Coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra Parsons	50
3.4	Coeficiente de variación de permeabilidad para la arenisca A inferior	51
3.5	Coeficiente de variación de permeabilidad para la arenisca B inferior	52
4.1	Historial de Producción del campo XY	58
4.2	Mecanismos de Empuje de las Areniscas Ai	59
4.3	Mecanismos de Empuje de las Areniscas Bi	60
4.4	Historial de Presión para la Arenisca A inferior	61
4.5	Historial de Presión para la Arenisca B inferior	61
4.6	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P1A	64
4.7	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P2A	67
4.8	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P3A	68
4.9	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P4A	71
4.10	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P1B	72
4.11	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P2B	75
4.12	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P3B	76
4.13	Registro Eléctrico, Arenisca U Inferior, Pozo P4B	77

ÍNDICE DE GRÁFICOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.1	Comparación de producciones Real y por el método de Dykstra & Parsons, arenisca A inferior	76
4.2	Factor de Recobro Después de la inyección, arenisca A inferior	77
4.3	Comparación de producciones Real y por el método de Dykstra & Parsons, arenisca B inferior	77
4.4	Factor de Recobro Después de la inyección, arenisca B inferior	78
4.5	Inyección de Agua vs Tiempo en la Arenisca A Inferior	79
4.6	Inyección de Agua vs Tiempo en la Arenisca B Inferior	79
4.7	Producción vs Tiempo del pozo P1A	80
4.8	Presión Intake vs Tiempo del pozo P1A	81
4.9	Producción vs Tiempo del pozo P2A	81
4.10	Presión Intake vs Tiempo del pozo P2A	82
4.11	Producción vs Tiempo del pozo P3A	82
4.12	Presión Intake vs Tiempo del pozo P3A	83
4.13	Producción vs Tiempo del pozo P4A	83
4.14	Presión Intake vs Tiempo del pozo P4A	84
4.15	Producción vs Tiempo del pozo P1B	84
4.16	Presión Intake vs Tiempo del pozo P1B	85
4.17	Producción vs Tiempo del pozo P2B	85
4.18	Presión Intake vs Tiempo del pozo P2B	86
4.19	Producción vs Tiempo del pozo P3B	86
4.20	Presión Intake vs Tiempo del pozo P3B	87
4.21	Producción vs Tiempo del pozo P4B	87
4.22	Presión Intake vs Tiempo del pozo P4B	88

ÍNDICE DE ANEXOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
ANEXO 1	Pruebas PVT Realizadas a la Arenisca A Inferior	91
ANEXO 2	Pruebas PVT Realizadas a la Arenisca B Inferior	93
ANEXO 3	Corte Estructural-Estratigráfica Arenisca A Inferior entre los pozos I1-P1A-P2A-P3A-P4A	95
ANEXO 4	Corte Estructural-Estratigráfica Arenisca B Inferior entre los pozos I1-P1B-P2B-P3B-P4B	97
ANEXO 5	Resultados Obtenidos con el Método Analítico de Dykstra Parsons, Arenisca A Inferior	99
ANEXO 6	Resultados Obtenidos con el Método Analítico de Dykstra Parsons, Arenisca B Inferior	101
ANEXO 7	Resultados obtenidos – VRR – Arenisca A Inferior.	106
ANEXO 8	Resultados obtenidos – VRR – Arenisca B Inferior	107

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
bls	Barriles	L^3
bppd	Barriles de petróleo por día	L^3/t
bapd	Barriles de agua por día	L^3/t
bfpd	Barriles de fluido por día	L^3/t
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
psia	Libras fuerza por pulgada cuadrada absolutas	M/Lt^2
m	Metro	L
ft	Pies	L
°API	Grados API	
FR	Factor de recobro	Fracción
N_p	Producción acumulada de petróleo	L^3
N_R	Petróleo remanente	L^3
POES	Petróleo original en sitio	L^3
BSW	Contenido de agua libre que trae el crudo.	
Sw	Saturación de agua	Fracción
Swc	Saturación de agua connata	Fracción
Swi	Saturación de agua inicial	Fracción
Swirr	Saturación de agua irreductible	Fracción
So	Saturación de petróleo	Fracción
Sor	Saturación de petróleo residual	Fracción
E_v	Eficiencia de barrido vertical	
E_A	Eficiencia de barrido areal	
λ	Movilidad (k/μ)	L^3t/M
λ_o	Movilidad del petróleo	L^3t/M
λ_w	Movilidad del agua	L^3t/M
λ_g	Movilidad del gas	L^3t/M
k	Permeabilidad absoluta	L^2
k_o	Permeabilidad efectiva del petróleo	L^2
k_w	Permeabilidad efectiva del agua	L^2
k_g	Permeabilidad efectiva del gas	L^2
k_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo	
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	
μ	Viscosidad	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
μ_g	Viscosidad del petróleo	M/Lt
ϕ	Porosidad	Fracción
P_c	Presión capilar	M/Lt^2
B_o	Factor volumétrico del petróleo	
B_w	Factor volumétrico del agua	
B_g	Factor volumétrico del gas	

RESUMEN

El presente trabajo se desarrolló con el objetivo de analizar cualitativamente los métodos de predicción de producción en las operaciones de recuperación secundaria por inyección de agua. Se realizó un resumen de cada uno de los métodos y se seleccionó el Método de Dykstra & Parsons, por ser el que más se ajustó a las características del campo XY y se ejecutó numéricamente para las areniscas Ai y Bi, tomando en consideración que el pozo inyector de esta zona fue completado con una sarta selectiva.

Mediante los softwares Petrel, Techlog y OFM, se realizaron los análisis de presiones y producción, lectura de registros eléctricos, análisis estructural de las arenas, etc.

La producción calculada fue comparada con la producción real de la zona analizada del campo.

Se fijaron varias conclusiones y recomendaciones acerca de optar el método de Dykstra & Parsons como primer análisis en los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua en este campo o campos afines.

Palabras clave: Recuperación Secundaria, Métodos de Predicción, Inyección de Agua, Completación Selectiva, Dykstra & Parsons.

ABSTRACT

The present work qualitatively analyzes the production prediction methods in waterflooding operations. A summary of each method was made selecting the Dykstra & Parsons Method, as it is suitable to the XY field conditions. This method was executed numerically for the Ai and Bi sandstones since the well injector at this zone was completed with a selective string.

Pressure and production analysis, electrical logs reading, and structural analysis of the sands were performed using Petrel, Techlog and OFM software.

The calculated production was compared with the real production of the analyzed area of the field.

Several conclusions and recommendations were presented about choosing the Dykstra & Parsons method as the first analysis in waterflooding projects in this field or related fields.

Keywords: Secondary recovery, Prediction methods, Water flooding, Selective string, Dykstra & Parsons.

INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de un yacimiento es frecuente el agotamiento y la disminución de presión de la zona productora lo que conlleva un factor de recobro primario bajo, por esta razón, y con el objetivo de incrementar el recobro se realizan técnicas de recuperación secundaria (aumentar o mantener presión/ mejorar barrido) que constituyen una solución factible para estos inconvenientes debido a que su principal objetivo es mantener o aumentar la presión del yacimiento y consecuentemente la producción (Sadoval, 2013).

La recuperación secundaria es un conjunto de tecnologías basadas en la inyección de fluidos al yacimiento que generan un desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores, y que son aplicadas cuando el crudo producido mediante una recuperación primaria deja de ser económicamente rentable. (Valencia, 2012). La recuperación secundaria por inyección de agua se considera de fácil aplicación y bajos costos en comparación con otros métodos como inyección de gas o métodos de recuperación mejorada. (Arias & Chancusig, 2017).

En los procedimientos típicos de recuperación secundaria es necesario realizar diferentes actividades en el pozo inyector como en los pozos productores en el área de inyección. Una de las actividades importantes es completar los pozos eficientemente, entendiéndose por completación al conjunto de actividades que se realizan en el pozo después de realizar la perforación de este para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. (Arrieta, 2010) En el caso donde se tenga dos o más yacimientos de baja presión se puede realizar inyección a estas dos, para lo cual se requiera una completación especial en los pozos productores/inyectores conocidas como Selectivas/Duales. Las completaciones selectivas son llamadas así por su configuración mecánica, separa las zonas de interés mediante válvulas instaladas en mandriles de inyección, permitiendo producir, o en este caso inyectar de manera controlada dos zonas al mismo tiempo. (Aguirre, 2011).

El campo Auca, en adelante llamado campo XY, se encuentra ubicado en el sector

Centro-Occidental de la Cuenca Oriente Ecuatoriano. El campo ha venido produciendo por más de cuarenta años provocando un agotamiento de presión en los yacimientos. (Proaño, 2016).

Los principales yacimientos productores del campo en estudio son U inferior, en adelante llamado A inferior (A_i), y T inferior, en adelante llamado B inferior (B_i), que presentan un mecanismo de empuje por compresión de roca y expansión de fluido, por lo tanto, no hay un medio de aporte de presión. Estas areniscas A_i y B_i , registran ambas una disminución de la presión entre un 60-80%. (Salazar, 2017)

Por lo general, siempre se están considerando poner en ejecución nuevas maneras de recuperar crudo, o hacer una modificación a los métodos convencionales, por esta razón se ha implementado un proyecto piloto de recuperación secundaria en la zona centro del campo XY donde se tiene en uno de sus inyectores una completación de inyección selectiva, en las areniscas A_i y B_i .

Se requiere analizar y comparar los resultados reales y del modelo numérico obtenidos después de la implementación y ejecución de este proyecto piloto de recuperación secundaria, mediante modelos analíticos de predicción. La comparación de estos métodos analíticos con los resultados de métodos numéricos y reales es importante en la industria al permitirse ser recomendada y tomada como referencia para otros campos de similares características en la cuenca Oriente del Ecuador o regiones de otros países, teniendo en cuenta su practicidad y bajo costo.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Unos de los principales problemas que tienen nuestros campos en el oriente ecuatoriano es la declinación de la producción de petróleo en sus yacimientos, ya sea por el aumento rápido de sus cortes de agua o por disminución en la presión de yacimiento. Sin tomar en cuenta la parte económica, esto puede ser un indicador que el método de recuperación utilizado ya no es eficiente, por lo cual, se requiere de otros métodos de recuperación como secundaria y/o o terciaria. En este caso particular se implementó un método de recuperación secundaria por inyección de agua a lo largo del campo XY en diferentes areniscas y con varios pozos inyectores/productores, entre ellos se tiene pozos con inyección selectiva.

En los resultados de este trabajo se presentará un análisis comparativo entre un modelo analítico de predicción de inyección y los resultados reales del proyecto piloto de inyección de agua por medio de una completación selectiva para dos zonas de interés, la arenisca Ai y Bi, de esta manera poder concluir si el modelo se ajusta a los resultados reales.

1.2. ALCANCE

El estudio abarcará todos los pozos de la parte Centro Sur del Campo "XY", en las arenas A Inferior y B Inferior. En donde se está desarrollando el proceso de Recuperación Secundaria por inyección de Agua mediante una completación Selectiva.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación técnica de la implementación del proceso de recuperación secundaria a través de una completación de inyección selectiva del campo "XY".

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el comportamiento histórico de la producción del campo "XY" antes de la implementación de la inyección de agua a través de una completación selectiva.
- Evaluar la inyección selectiva de agua en la zona centro-sur del campo "XY".
- Analizar los resultados del proyecto piloto de recuperación secundaria.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de este trabajo es importante para el área de recuperación secundaria; se evaluó y comparó los resultados que se obtuvieron a partir de la implementación de la técnica de inyección de agua con completación selectiva para las areniscas Ai y Bi con los realizados mediante un modelo de predicción para el mismo. Los resultados obtenidos son útiles para las empresas contratistas y contratantes al obtener un análisis comparativo del pronóstico y de los resultados de la implementación de inyección selectiva de agua y así observar las ventajas y desventajas que con lleva la técnica.

Además, constituye un apoyo para las empresas que deseen implementar la inyección selectiva en otros arreglos de pozos del mismo campo o a su vez en otros campos del Ecuador con características similares.

Para lograr los objetivos de estudio se utilizará el software Techlog, que es una plataforma destinada a agregar toda la información del pozo a fin de interpretar cualquier registro y datos centrales a lo largo de la vida del pozo. Para recopilar, organizar, analizar datos se utilizará MICROSOFT EXCEL.

También se generarán mapas regionales del campo de estudio para conocer el comportamiento de la depletación a lo largo de las arenas A_i y B_i . Se utilizará el software PETREL para recopilar, organizar, analizar y distribuir la información geográficamente.

Además, se empleará el uso del software OFM con la finalidad de realizar gráficas de presión y la producción con la finalidad de comparar los resultados reales obtenidos del pozo piloto con los datos obtenidos por el método de predicción.

MARCO TEÓRICO

2.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del yacimiento son (Madrid, 2016):

- Expansión de roca y fluido
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Segregación gravitacional
- Empuje hidrostático

2.2 TIPOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica, pero en muchas operaciones de producción no se llevan a cabo en el orden especificado. Se subdividen en tres etapas (YPF, 2016):

1. Recuperación Primaria
2. Recuperación Secundaria
3. Recuperación Terciaria

2.1.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA

Es la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la de empuje por gas, el empuje por agua o el empuje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. La etapa de la recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2019).

2.1.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la

roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar hidrocarburos hacia el pozo. La etapa de la recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económicamente rentable (Schlumberger, 2019).

2.1.3. RECUPERACIÓN TERCIARIA

Tercera etapa de la producción de hidrocarburos que comprende métodos de recuperación que siguen a la inundación con agua o al mantenimiento de la presión (Schlumberger, 2019).

2.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS

Las propiedades de la roca en un yacimiento son muy importantes ya que influyen directamente en la existencia de hidrocarburos en el yacimiento.

2.3.1. POROSIDAD

La porosidad es el espacio vacío que está en la roca, que tiene como función almacenar fluidos, ésta es expresada como fracción o porcentaje entre el volumen del espacio poroso y el volumen de la roca del yacimiento. (Schlumberger, 2019)

2.3.2. PERMEABILIDAD

Se define la permeabilidad como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad. (La Comunidad Petrolera, 2012)

2.3.2.1. CLASIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

- PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)

Cuando existe un único fluido o fase y satura completamente el medio poroso.

- PERMEABILIDAD EFECTIVA (K_e)

Cuando existe más de una fase en el medio poroso y fluyen simultáneamente.

- PERMEABILIDAD RELATIVA (K_{ri})

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad es función de la saturación de los fluidos que intervienen en la roca, si existe un solo fluido entonces la permeabilidad relativa será igual a 1.

$$K_{ri} = \frac{K_e}{K}$$

En un medio poroso donde se encuentra un proceso de desplazamiento, es necesario determinar las curvas de permeabilidad relativa entre dos fluidos, la misma que depende de algunos factores como la geometría del poro, humectabilidad, distribución de los fluidos, saturaciones. (Valencia, 2012)

2.3.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS

La saturación se define como la cantidad de fluido que ocupa en un espacio poroso, la sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1 siempre y cuando se considere un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas. (Schlumberger, 2019)

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

S_f = Saturación de fluido

V_f = Volumen del fluido

V_p = Volumen poroso total

2.3.3.1. SATURACIÓN IRREDUCTIBLE, *SWIRR*

Es la fracción de fluido que no puede ser reducida, y se la determina por pruebas de laboratorio (Vaca, 2015).

2.3.3.2. SATURACIÓN DE AGUA CRÍTICA, *SWCR*

Se refiere a la mínima saturación requerida para que el fluido empiece a moverse (Vaca, 2015).

2.3.4. PRESIÓN CAPILAR

Se define presión capilar como la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la mojante. Esto puede observarse en un sistema poroso, como las fuerzas que induce la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la interfase, causando diferencias de presión entre los fluidos a través de la interfase. (Abdallah, 2007)

2.3.5. HUMECTABILIDAD

La humectabilidad es la tendencia de una superficie solida a dejarse mojar preferencialmente por un fluido en presencia de otros fluidos, con los cuales es inmisible. El fluido que se adhiere sobre la superficie se denomina fase humectante. (Valencia, 2012)

2.3.6. TENSIÓN INTERFACIAL

La tensión interfacial es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. (Schlumberger, 2019)

2.3.7. MOVILIDAD

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad del mismo. (Schlumberger, 2019)

2.3.8. COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

Se define como el cambio de volumen de un cuerpo cuando se aumenta la presión ejercida sobre ellos. (Schlumberger, 2019). La compresibilidad de la roca se expresa como:

$$c_r = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Donde:

c_r = compresibilidad de la roca, 1/Psi

$V = \text{volumen de la roca, } ft^3$

$\frac{\partial V}{\partial P} = \text{diferencia de volumen debido a una presión aplicada, } ft^3 / Psi$

2.4. CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

2.4.1. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Se define como la resistencia que tienen los fluidos a fluir, es decir su resistencia al corte. Es afectada por tres factores: la temperatura, el gas que contiene en solución y la presión, se expresa en cp. (La Comunidad Petrolera, 2012)

2.4.2. PRESIÓN DE BURBUJA

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido-gas), en la cual la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre. (Monografías Plus, s.f.)

2.4.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

Se denota al factor volumétrico por β_o y se define como el volumen de petróleo (más su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie. Por ejemplo, $\beta_o = 1.5 \text{ B/BF}$ significa que para tener un barril de petróleo en superficie (Barril Fiscal, BF) se requiere 1.5 barriles de petróleo en el yacimiento. (Rodríguez, 2019)

2.4.4. DENSIDAD

Es la cantidad de masa que hay por cada unidad de volumen. Depende de parámetros como la presión y la temperatura. (Córdova, 2010)

Tabla 2.1. Clasificación del crudo según grados API

CRUDO	DENSIDAD	API
Extrapesado	> 1	10
Pesado	1.0-0.92	10-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Super Ligero	<0.83	39

Fuente: (Carlos García, Jorge Gutierrez, & Fabián Torres, 2015)

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.4.5. COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO

Es la propiedad en la cual el fluido disminuye su volumen al ser sometido a cambios de presión. El petróleo es un fluido ligeramente compresible, el mismo que varía dependiendo su cambio de presión. (Schlumberger, 2019)

2.5. RESERVAS DEL PETRÓLEO

Las reservas de petróleo son volúmenes de hidrocarburo que se considera que pueden ser recuperados comercialmente mediante técnicas primarias o de recobro. Todos los estimados de reservas involucran un grado de incertidumbre, está depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología confiables y disponibles (Carrillo, 2019).

2.5.1. FACTOR DE RECOBRO

Se refiere a la fracción de petróleo en sitio que resulta entre el petróleo neto producido y el volumen total de reservas en el yacimiento (Dake, 1998).

$$FR = \frac{N_p}{POES}$$

Donde:

N_p = Producción acumulada de petróleo

POES = Petróleo original en sitio

La tabla 2.2, presenta los factores de recobro del campo XY.

Tabla 2.2. Factor de Recobro del campo XY, areniscas A inferior y B inferior

Reservorio	Factor de Recobro
A inferior	13%
B inferior	23%

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6. TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria que se descubre de manera accidental en la ciudad de Pithole en 1865, cuando el agua de algunas arenas acuíferas o superficiales se movía a través de la arena petrolífera e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos (Paris de Ferrer, 2001).

La inyección de agua es el principal método de recuperación secundaria que ha sido implementado en los últimos tiempos en la industria hidrocarburífera, siendo el más utilizado por tener un buen factor de recobro, fácil aplicación y por los bajos costos que requiere su implementación.

2.6.1. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

En un yacimiento homogéneo el desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua se puede presentar en las siguientes etapas: condiciones iniciales, invasión, llenado, ruptura y posterior a la ruptura. (Paris de Ferrer, 2001)

2.6.1.1. CONDICIONES INICIALES

- A menudo la presión del yacimiento es menor que la presión de burbuja.
- Las fases de gas, petróleo y agua son uniformes.

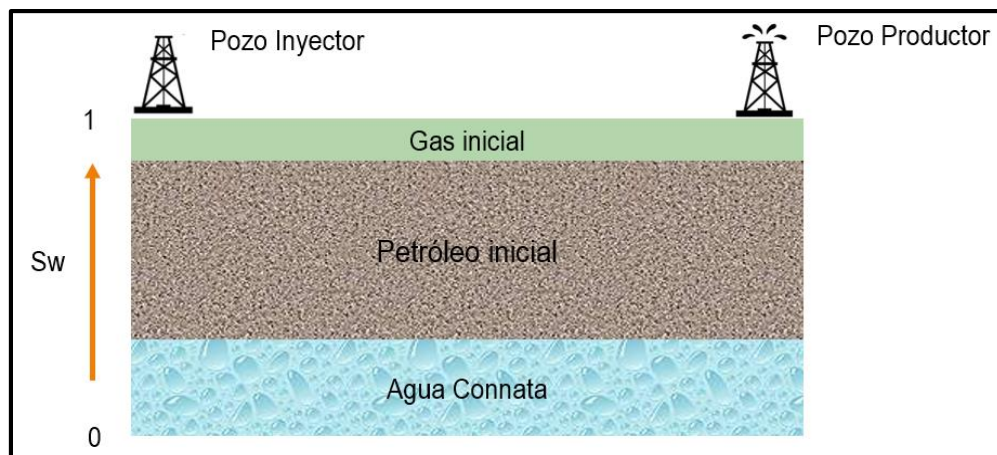


Figura 2.1. Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. Condiciones Iniciales.

Fuente: Valencia, 2012

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6.1.2. *INVASIÓN*

- El inicio de la inyección genera un aumento de presión.
- El petróleo se desplaza y forma un banco que empuja al gas.
- El agua se forma detrás del banco de agua, donde están el agua inyectada y el petróleo residual.

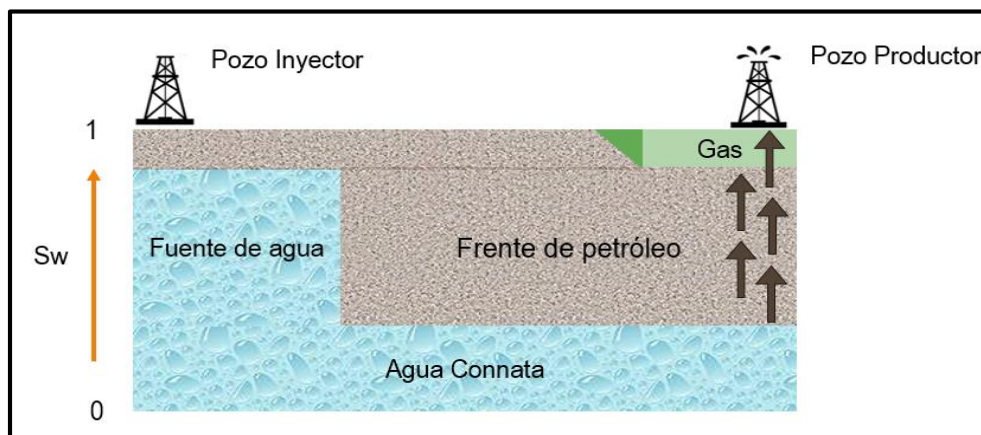


Figura 2.2. Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. La Invasión.

Fuente: Valencia, 2012

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6.1.3. LLENADO Y RUPTURA

- Cuando se alcanza el llenado el avance del frente continúa y la tasa de producción aumenta.
- El comienzo de una producción alta de agua muestra que se ha producido la ruptura del frente de agua.
- Todo el gas excepto el atrapado se desplaza de la porción inundada antes de que se produzca el petróleo.
- Durante este periodo el frente de petróleo viaja más rápido que el frente de agua hasta llegar a los pozos productores.

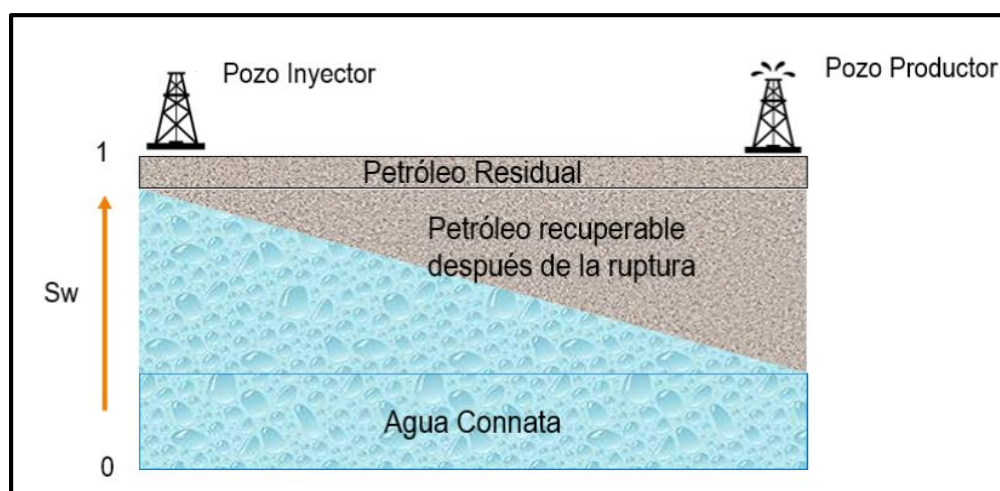


Figura 2.3. Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. Llenado y Ruptura.

Fuente: Valencia, 2012

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6.1.4. POSTERIOR A LA RUPTURA

- En esta etapa la producción de agua aumenta.
- La porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua.

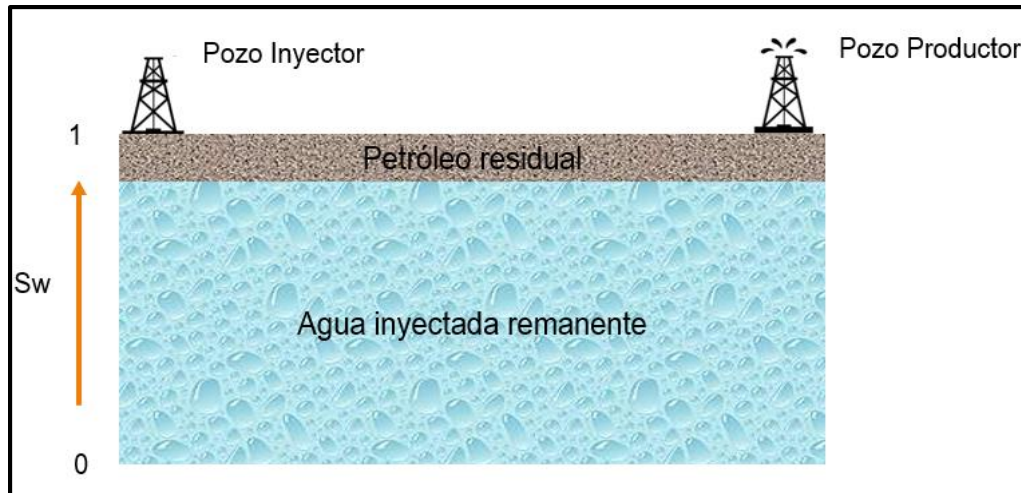


Figura 2.4. Desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua. Posterior a la Ruptura.

Fuente: Valencia, 2012

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6.2. TIPOS DE DESPLAZAMIENTO

Puede ser dos tipos:

- Pistón con fugas
- Pistón sin fugas

2.6.2.1. Pistón sin fugas

En este tipo de desplazamiento, que se muestra en la **Figura 2.5**, existe petróleo remanente inmóvil en la zona invadida y la saturación de fluido desplazante es la máxima, mientras que la saturación de petróleo es la residual (Paris de Ferrer, 2001).

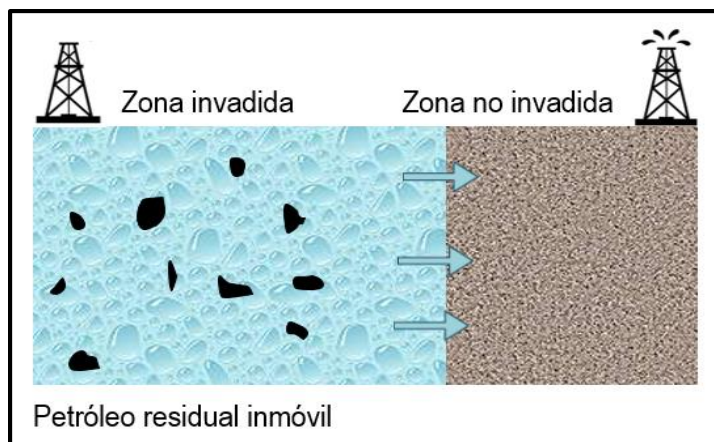


Figura 2.5. Desplazamiento tipo pistón sin fugas

Fuente: Paris de Ferrer, 2001

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6.2.2. Pistón sin fugas

En este tipo de desplazamiento, el petróleo remanente de la zona invadida tiene aún movilidad ya que la saturación de petróleo es mayor que la residual, por lo que en esta zona fluyen dos fases. La representación de este tipo de desplazamiento se ilustra en la **Figura 2.6.**

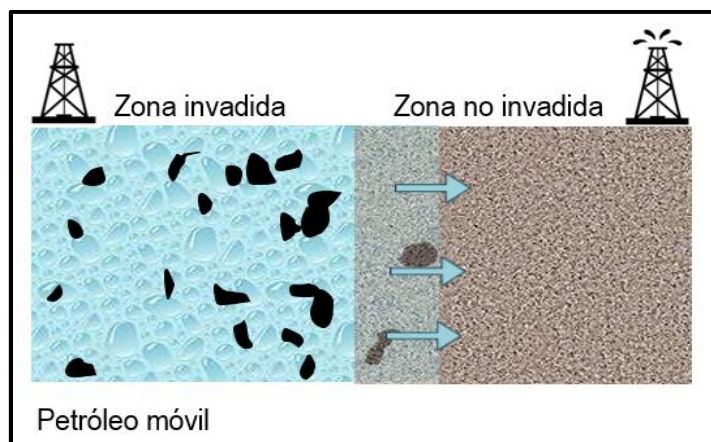


Figura 2.6. Desplazamiento tipo pistón con fugas

Fuente: Paris de Ferrer, 2001

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6.3. MACRODESPLAZAMIENTO

2.6.3.1. HETEROGENEIDADES

En un proyecto de recuperación secundaria la heterogeneidad del reservorio es un factor que tiene gran influencia en el éxito de la inyección y es complicado medir su efecto.

2.6.3.2. HETEROGENEIDAD VERTICAL

El parámetro más influyente en el barrido vertical es la permeabilidad y su grado de variación a través del reservorio.

La estratificación vertical es fácil de detectar ya que el horizonte productor es generalmente penetrado por varios pozos. En el caso de que la estratificación de la permeabilidad vertical sea representativa, es probable que tenga mayor efecto durante la inyección de agua debido a que el paso de agua en zonas de permeabilidad alta será a mayor velocidad y el tiempo de ruptura será menor, lo que indicaría que en zonas menos permeables aún no haya barrido de petróleo (Valencia, 2012).

a) Dykstra & Parsons

Dykstra & Parsons en 1950 establecieron el concepto de coeficiente de variación de permeabilidad vertical, que es una medida estadística de no-uniformidad y es una buena herramienta para determinar el grado de heterogeneidad de un yacimiento. Este método trata sobre el desplazamiento en reservorios estratificados, se supone que el reservorio está compuesto de una serie de capas individuales que solo se relacionan en el pozo y que cada capa tiene propiedades homogéneas pero diferentes entre sí (Prince, DeHua, & Nagre, 2014).

La variación de permeabilidad Dykstra Parsons se define con la fórmula:

$$V_{DP} = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}}$$

Donde: los valores designados como K_{50} y $K_{84.1}$ son los valores de permeabilidades leídos a 50 % y 84.1 % de espesor.

Entonces, una formación completamente homogénea (propiedades constantes en todo el espesor de la formación) tendría un coeficiente de uniformidad de cero, y una formación completamente heterogénea tendría un valor igual a uno de coeficiente de uniformidad.

b) Coeficiente de Lorentz

Este coeficiente describe el grado de heterogeneidad que se tiene en una sección de arena neta petrolífera, este varía entre cero, cuando se presenta reservorios completamente homogéneos, y uno para reservorios completamente heterogéneos (Tarek, 2010).

2.6.3.3. HETEROGENEIDAD AREAL

Incluye la variación areal de las propiedades de la formación (permeabilidad, espesor, porosidad y Swc), factores geométricos como la posición de fallas y presencia de acuífero o capa de gas. La medida de la heterogeneidad areal son muy inciertos ya que sus mediciones son indirectas (Dake, 1998).

Las propiedades del yacimiento más difíciles de definir normalmente son el nivel y la distribución de la permeabilidad. Estas son más variables que la porosidad y más difíciles de medir. Sin embargo, un conocimiento adecuado de la distribución de permeabilidad es importante para la predicción del agotamiento del yacimiento por cualquier proceso de recuperación.

2.6.4. EFICIENCIA DE BARRIDO Y MOVILIDAD

2.6.4.1. EFICIENCIA DE BARRIDO

Se define como la fracción de petróleo móvil que ha sido recuperado de la zona de barrido en un momento dado (Tarek, 2010).

La eficiencia de desplazamiento o barrido, está totalmente dictada por la relación de movilidad y la heterogeneidad (Dake, 1998).

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} = \frac{1 - S_{or} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Donde: \bar{S}_w = saturación promedio de agua en el área de barrido

S_{wi} = saturación de agua inicial al inicio de la inyección

S_{or} = saturación residual del petróleo

2.6.4.1.1. Eficiencia de Barrido Vertical (E_v)

Se considera que es la fracción de la sección vertical del reservorio contactada por los fluidos inyectados.

$$E_v = \frac{\text{Área vertical invadida}}{\text{Área vertical total invadible}}$$

2.6.4.1.2. Eficiencia de Barrido Areal (E_A)

Es la fracción de área horizontal del reservorio que es barrido por el fluido desplazante.

$$E_A = \frac{\text{Área horizontal invadida}}{\text{Área horizontal total invadible}}$$

La heterogeneidad afecta la recuperación del petróleo a través de su influencia en la eficiencia de barrido vertical y areal según la siguiente ecuación:

$$\frac{N_p}{N} = E_v \cdot E_A$$

Donde: $\frac{N_p}{N}$ es la recuperación fraccional de volumen de petróleo del yacimiento.

2.6.4.1.3. Eficiencia de Barrido Volumétrica

Es la fracción de volumen de yacimiento que ha sido alcanzado por el fluido desplazante, resultado total que depende del patrón de inyección seleccionado, espaciamiento entre pozos, las fracturas en el yacimiento, la permeabilidad y heterogeneidad areal y vertical, etc.

$$E = E_v \cdot E_A$$

Donde: E = Eficiencia Volumétrica (fracción)

E_v = Eficiencia de barrido Vertical (fracción)

E_A = Eficiencia de barrido Areal (fracción)

2.6.4.2. RAZÓN DE MOVILIDAD

Es la relación de la movilidad de la fase desplazante agua o gas, con la movilidad del fluido desplazado: petróleo. En la inyección de agua se representa la velocidad máxima del flujo de agua sobre la del petróleo (Paris de Ferrer, 2001). La razón de movilidad M es igual a:

$$M = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{\frac{k_{rw}k}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}k}{\mu_o}} = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w}$$

Si $M = 1$, el petróleo y el agua se mueven a la misma velocidad

Si $M < 1$, el agua se mueve más lento que el petróleo y por lo tanto lo desplaza de una manera perfecta como un pistón dando lugar a una alta eficiencia de desplazamiento como se observa en la Figura 2.7.

Si $M > 1$, el agua avanza más rápido que el petróleo y se canaliza a través del petróleo dando lugar a una baja eficiencia de desplazamiento como se observa en la Figura 2.7.

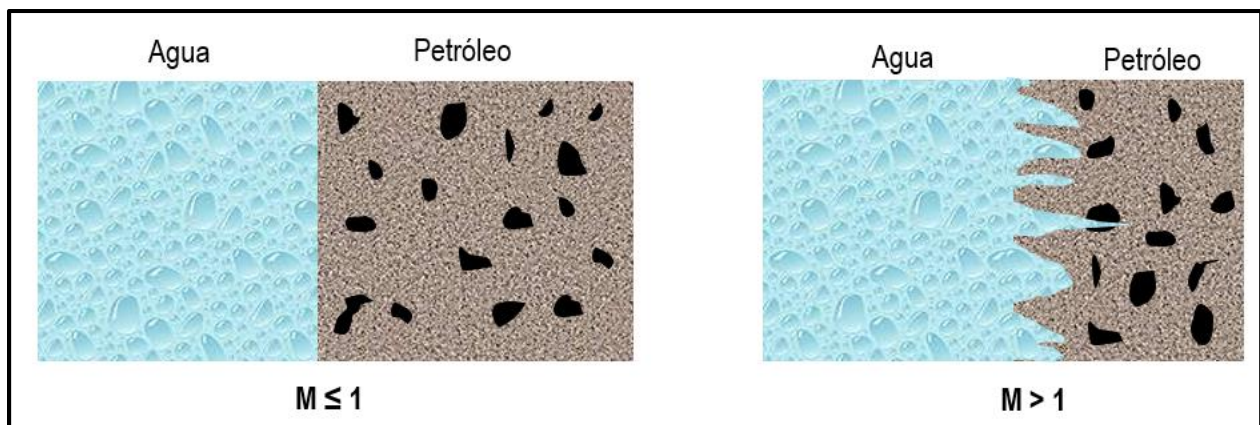


Figura 2.7. Desplazamiento del agua durante la inyección

Fuente: Dake, 1998

Elaborado por: Jiménez, 2019

2.6.5. TIPOS DE INYECCIÓN

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, se clasifica en:

- Periférica o externa
- En arreglos o dispersa

2.6.5.1. INYECCIÓN PERIFÉRICA O EXTERNA

Mediante pozos inyectoros el agua se inyecta fuera de la zona que contiene petróleo, es decir en el acuífero, como se muestra en la **Figura 2.8**.

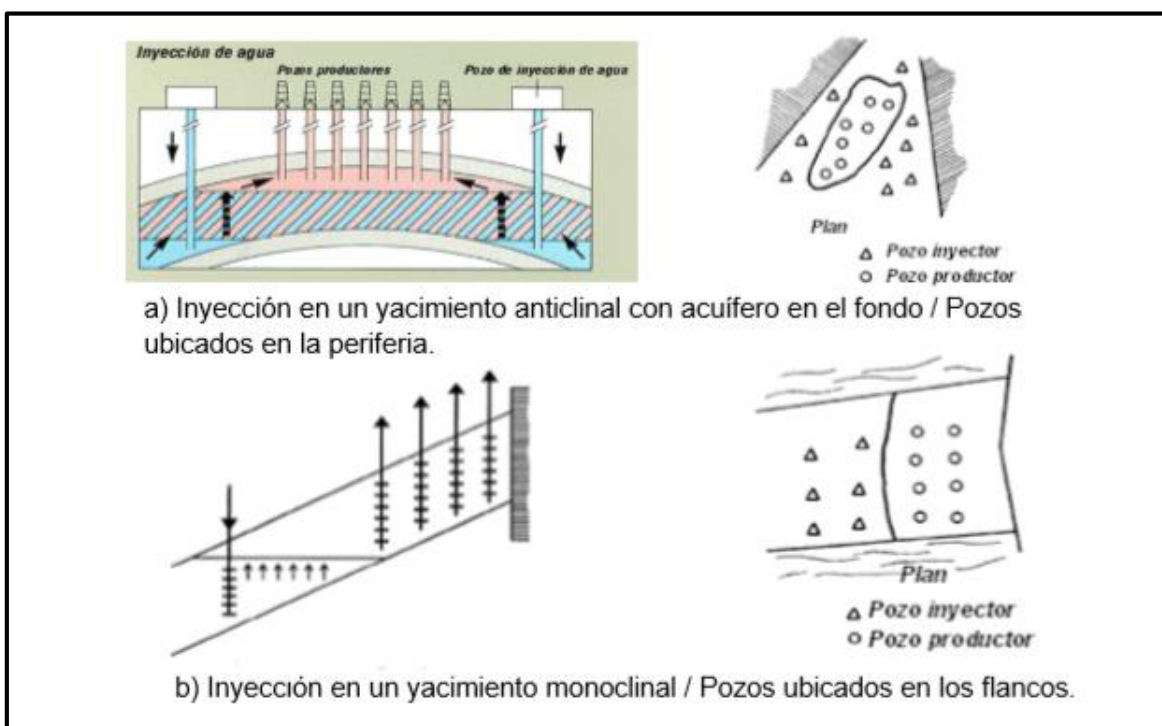


Figura 2.8. Inyección de agua periférica

Fuente: Paris de Ferrer, 2011

2.6.5.2. EN ARREGLOS O DISPERSA

La inyección se realiza mediante varios pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores (Paris de Ferrer, 2001).

En campos antiguos en los cuales se está implementando actualmente los métodos de recuperación secundaria, se tiene un espaciamiento y distribución de pozos irregular.

Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son: la forma original en que ha sido producido el yacimiento, la permeabilidad, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la estructura y geología del yacimiento; por esto a veces se utilizan arreglos irregulares.

Los tipos de drenaje son:

- Drenaje en línea recta, en la que participan inyectores y productores en línea recta.
- Drenaje en línea alternada, con inyectores y productores en línea alternada.
- Drenaje regular de cinco puntos, incluyendo cuatro inyectores en las esquinas y el productor en el centro.
- Drenaje invertido de cinco puntos, incluyendo cuatro productores en las esquinas y el inyector en el centro.
- Drenaje regular de siete puntos, incluyendo seis inyectores en las esquinas y el productor en el centro.
- Drenaje invertido de siete puntos, incluyendo seis productores en las esquinas y el inyector en el centro.
- Drenaje regular de nueve puntos, incluyendo ocho inyectores en las esquinas y un productor en el centro.
- Drenaje invertido de nueve puntos, incluyendo ocho productores en las esquinas y el inyector en el centro.

En patrones regulares, los pozos productores están ubicados en la parte central, rodeado de inyectores, en patrones invertidos los inyectores se encuentran en medio del patrón, y los productores hacia las esquinas, como se puede observar en la **Figura 2.9**.

En un proyecto de inyección de agua, el patrón inyector/productor y el espaciamiento de pozos pueden cambiar en el tiempo que dure el proyecto, con el objeto de mejorar la recuperación de petróleo.

Se pueden convertir pozos productores a inyectores en ciertas etapas, teniendo como base estudios de simulación de yacimientos y análisis económico. El plan de desarrollo depende del aumento esperado en la recuperación y si el petróleo incremental justifica

el gasto de capital y los costos operativos. Es importante mencionar que un buen pozo productor será un buen inyector, especialmente por su buena permeabilidad.

La variación del espaciamiento está influenciada por:

- Transmisibilidad de la formación
- Viscosidad del petróleo
- Heterogeneidad del yacimiento
- Presión de inyección óptima
- Tiempo de la recuperación

Tabla 2.3. Eficiencia de Barrido Areal

Patrón	P/I Regular	P/I Invertido	d/a	EA%	Geometría
Drenaje en línea recta	1	-	1	56	Rectángulo
Drenaje en línea alternada	1	-	1	78	
Drenaje 5 puntos	1	1	0.5	72	Cuadrado
Drenaje 7 puntos	½	2	0.866		Triángulo equilátero
Drenaje 9 puntos	1/3	3	0.5	80	Cuadrado

Fuente: Satter, Iqbal & Buchwalter, 2017

Elaborado por: Jiménez, 2019

Donde: P: número de pozos productores.

I: número de pozos inyectores.

d: distancia desde un inyector a la línea que conecta los dos pozos productores.

a: distancia entre pozos en línea en patrones regulares.

E_A : eficiencia de barrido areal de para una relación de movilidad agua/aceite ($M=1$).

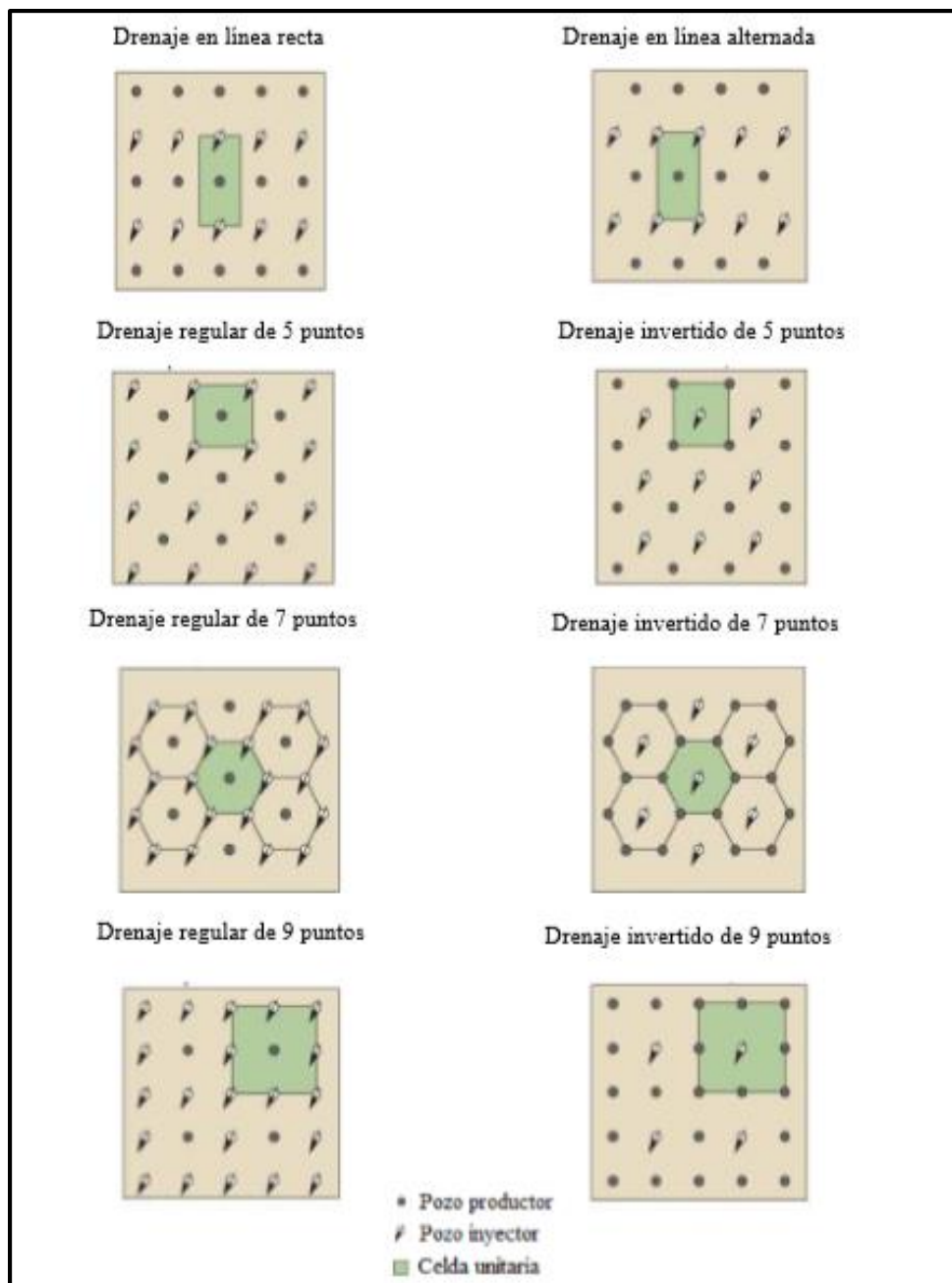


Figura 2.9. Tipos de arreglos de pozos

Fuente: Schlumberger, 2017

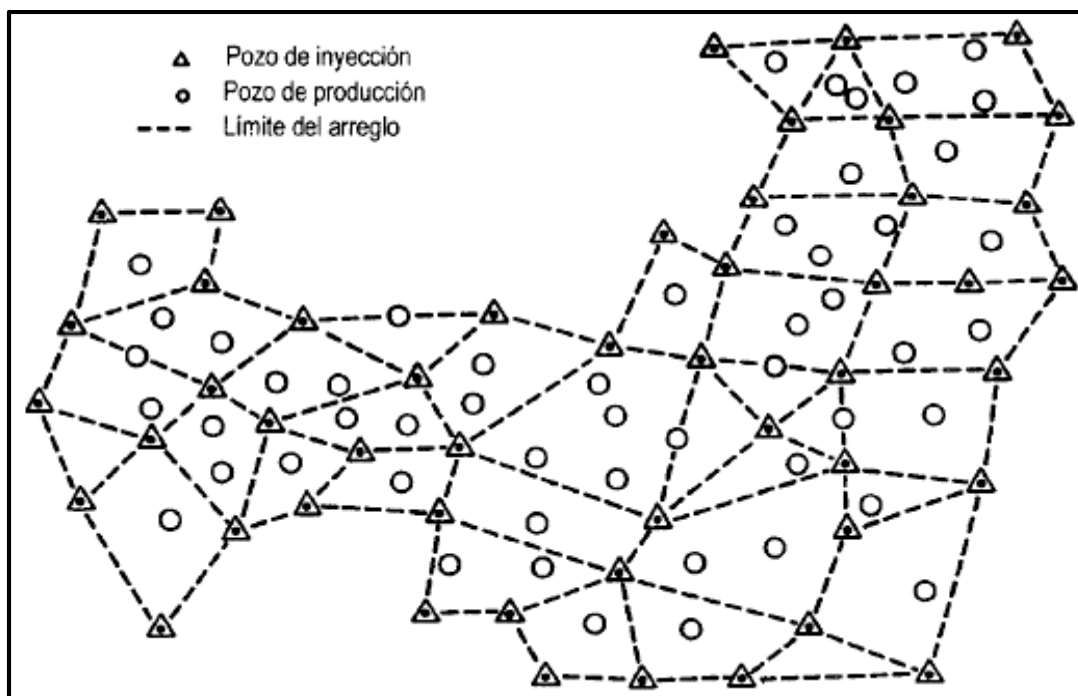


Figura 2.10. Arreglo Regular de Pozos

Fuente: Valencia, 2011

2.6.6. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA

J. Anaya (comunicación personal, 3 de Diciembre, 2019) menciona que en la planeación de una inyección de agua se debe considerar que el arreglo propuesto cumpla con las siguientes consideraciones:

- Proporcionar la producción de petróleo deseada.
- Contar con una fuente de agua suficiente para obtener la productividad de petróleo deseada.
- Aumentar la recuperación de petróleo con poca producción de agua.
- Aprovechar las faltas de uniformidad conocida del yacimiento; como la permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas de la formación, inclinación etc.
- Aprovechar el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de pozos nuevos.

- Ser compatible con las operaciones de inyección de otros operadores en predios adyacentes.
- La selección se puede hacer principalmente sobre la base de la relación de movilidad agua-petróleo, pero la heterogeneidad del yacimiento es muy importante.

2.7. METÓDOS DE PREDICCIÓN

El objetivo de los métodos de predicción de inyección es pronosticar información sobre los resultados de producción a futuro mediante una serie de ecuaciones. Los métodos de predicción de inyección de agua se clasifican en grupos que consideran principalmente:

- Heterogeneidad
- Efectos de área barrida
- Mecanismos de desplazamiento
- Métodos numéricos
- Soluciones empíricas (Paris de Ferrer, 2001)

2.7.1. MÉTODOS DE PREDICCIÓN RELACIONADOS PRIMORDIALMENTE CON LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO

A escala microscópica ningún yacimiento es homogéneo. Probablemente la heterogeneidad es el factor más difícil de cuantificar. Para poder estudiar el comportamiento de la inyección se debe considerar la variación de permeabilidad areal y vertical (Craig, 1982).

2.7.1.1. MÉTODO DE DYKSTRA & PARSONS

El método de Dykstra Parsons puede hacerse utilizando las gráficas obtenidas experimentalmente al llevarse a cabo más de 200 pruebas de inyectividad en más de 40 muestras de núcleos de California. El método Dykstra Parsons también puede ser realizado de manera totalmente analítica.

El método considera al yacimiento de petróleo como un sistema estratificado y la predicción de petróleo recuperado se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de permeabilidades de los estratos. Se trata de uno de los métodos más utilizados ya que combina consideraciones teóricas con resultados experimentales (Craig, 1982).

La idea básica utilizada en el método de Dykstra & Parsons es determinar la posición frontal en cada capa en el momento en que ocurre el avance del agua en capas sucesivas como se observa en la **Figura 2.11**. Si la capacidad de flujo de cada capa está definida por el producto de la permeabilidad y el grosor, es decir, $k \cdot h$, entonces los caudales de agua y aceite de todas las capas se pueden calcular para obtener la relación agua-aceite productora.

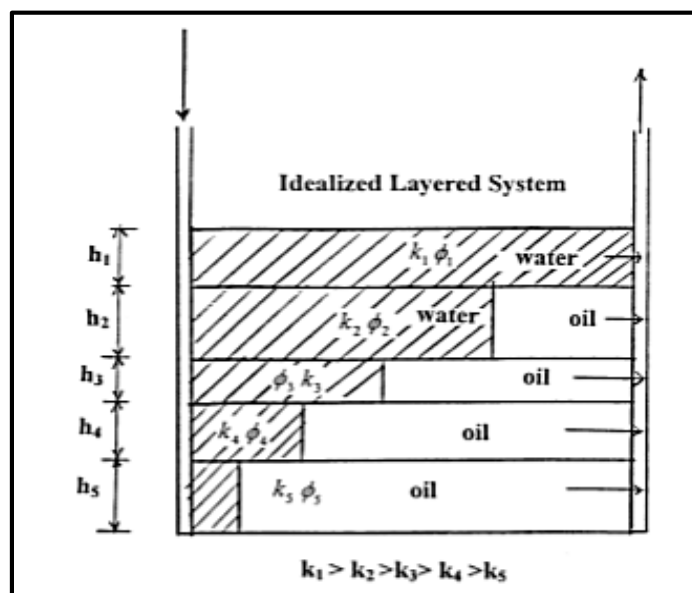


Figura 2.11. Sistema de capas ideal

Fuente: Ahmed, 2010

Para su desarrollo se hacen las siguientes suposiciones:

- El yacimiento está conformado por estratos de permeabilidad uniforme y sin flujo cruzado entre capas.
- Existe desplazamiento tipo pistón sin fugas.

- Flujo continuo y sistema lineal .
- Todas las capas del sistema tienen la misma porosidad y permeabilidades relativas al petróleo y agua.
- Los valores de k_{ro} y k_{rw} delante y detrás del frente de inundación o desplazamiento permanecen constantes.
- La caída de presión en los estratos es la misma.
- No existe saturación de gas en el petróleo.

2.7.1.2. MÉTODO DE STILES

El método de Stiles fue presentado en 1940 y sirve para predecir el comportamiento de la inyección de agua. Éste método es ampliamente ocupado porque toma en cuenta la variación de permeabilidad y la distribución vertical de la capacidad productiva, donde las distancias recorridas por los fluidos en las diferentes capas son proporcionales a las permeabilidades de cada una de ellas (Paris de Ferrer, 2001).

El método hace las siguientes consideraciones:

- El yacimiento está formado por estratos y entre ellos no existe comunicación.
- Todas las capas que conforman el sistema tienen las mismas propiedades, a excepción de la permeabilidad.
- Existe flujo lineal y continuo.
- El desplazamiento es tipo pistón sin fugas en cada capa.
- No existe saturación de gas residual en la zona invadida y no invadida.
- La tasa de producción y de inyección son directamente proporcionales a la permeabilidad absoluta de cada capa y a la movilidad del fluido producido a través de cada capa.
- El avance del frente en cada capa es proporcional a su permeabilidad, pero para el cálculo de flujo fraccional de agua y la eficiencia de barrido areal es constante.

2.7.2. MÉTODOS DE PREDICCIÓN RELACIONADOS PRIMORDIALMENTE AL ÁREA BARRIDA

La eficiencia de barrido está relacionada con la movilidad, el arreglo de los pozos y el rendimiento de agua acumulada. Este tipo de métodos consideran en su mayoría que la

razón de movilidad es uno y que existen dos fluidos miscibles en la inyección de agua (Craig, 1982).

2.7.3. MÉTODOS DE PREDICCIÓN RELACIONADOS PRIMORDIALMENTE CON EL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO

Este tipo de métodos reflejan la posible existencia de un gradiente de saturación y de petróleo móvil detrás del frente de invasión y asumen el desplazamiento tipo pistón detrás del frente de agua (Smith y Cobb, 1997).

La mayoría de los métodos de esta categoría consideran un yacimiento homogéneo y desprecia el efecto del área barrida. El método mas representativo es el de Higgins y Leighton, es un método extremadamente versátil, considera que una inyección de agua se comporta arealmente como un cierto número de tubos paralelos de flujo, cuyos límites son las líneas de flujo generadas cuando la relación de movilidad es uno. Para cada tubo se debe determinar factores de forma según el arreglo de pozos (Craig, 1982). El método que ha sido usado cuando se toma en cuenta el efecto de desplazamiento en otros métodos es:

2.7.3.1. *MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT*

Este método se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua a una tasa constante en un yacimiento. En este caso, se estimará el volumen de petróleo desplazado a cualquier tiempo. Ha sido modificado para flujo radial y combinado con otros métodos para obviar algunas de sus limitaciones (Paris de Ferrer, 2001).

Las suposiciones para desarrollar el método son:

- El flujo es lineal, pero puede modificarse con facilidad para flujo radial, por lo que no constituye una limitación fuerte.
- Formación homogénea, ósea k y ϕ son uniformes.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Los fluidos son inmiscibles, es decir, que existe presión capilar.

- Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas de dos fases.
- La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo.
- La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
- Flujo continuo o estacionario.
- La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

2.7.4. MÉTODOS DE PREDICCIÓN INVOLUCRANDO MODELOS MATEMÁTICOS

Los modelos de predicción que involucran modelos matemáticos son la mejor opción para la predicción del comportamiento de una inyección de agua, debido a que consideran las condiciones del medio poroso y permeable, la variación direccional en las propiedades de la roca y los efectos de estratificación, flujo transversal, gravedad, presión capilar, límites irregulares, comportamiento de pozos individuales, etc. Por otra parte, la predicción con este tipo de métodos resulta en elevados costos y en una gran inversión de tiempo (Craig, 1982).

2.7.5. MÉTODOS DE PREDICCIÓN EMPÍRICOS

Los resultados con este tipo de métodos pueden ser generalmente correctos, pero solo se deben usar para hacer un análisis superficial de un proyecto de inyección, debido a que muchos de ellos están basados en inyecciones que se han realizado en California y que obviamente esas arenas tienen características distintas a las de otros yacimientos (Craig, 1982).

2.8. TIPOS DE COMPLETACIONES UTILIZADAS EN LA INYECCIÓN DE AGUA

Se entiende por completación al diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2019).

Existen muchas maneras de clasificar o categorizar los tipos de completaciones utilizadas en inyección de agua. En el presente trabajo, se tomará como base de la clasificación, el número de zonas de inyección, así:

- Zonas inyectoras, zona sencilla o múltiples zonas inyectoras.

2.8.1. COMPLETACIÓN CON UNA SOLA ZONA DE INYECCIÓN

En completaciones con una zona inyectora, es relativamente directo para inyectar y controlar el intervalo de interés con un mínimo de equipo de subsuelo. La complejidad de la completación es determinada por los requerimientos funcionales y las variables económicas. (Schlumberger, 2019)

2.8.2. COMPLETACIONES CON ZONAS MÚLTIPLES DE INYECCIÓN

Completaciones con múltiples zonas de inyección se diseñan para inyectar más de una zona de interés. Sin embargo, existen muchas configuraciones posibles de completaciones con zonas múltiples, algunas de las cuales permiten la selectividad envés de inyección simultánea. También es posible diseñar completaciones para la producción/inyección en el mismo pozo. (Schlumberger, 2019)

2.8.2.1. COMPLETACIÓN SELECTIVA

Es un tipo de completación llamada así por su configuración mecánica, ya que mediante válvulas o mandriles, es viable la separación de zonas de interés, ya sea para la producción como para la inyección del fluido, este tipo de completaciones nos permiten controlar parámetros como las presiones, caudales, en cada zona. (Maritime Contractors de Venezuela, 2014)

El pozo piloto fue completado mediante un arreglo simple selectivo, mismo que posee mandriles en cada arena, las mismas que pueden ser reguladas una independientemente de la otra, permitiendo que el caudal de inyección de agua pueda ser controlado según sea requerido en las operaciones diarias.

A continuación, se detalla el diagrama de completación selectiva en el pozo P11 para las areniscas A inferior y B inferior:

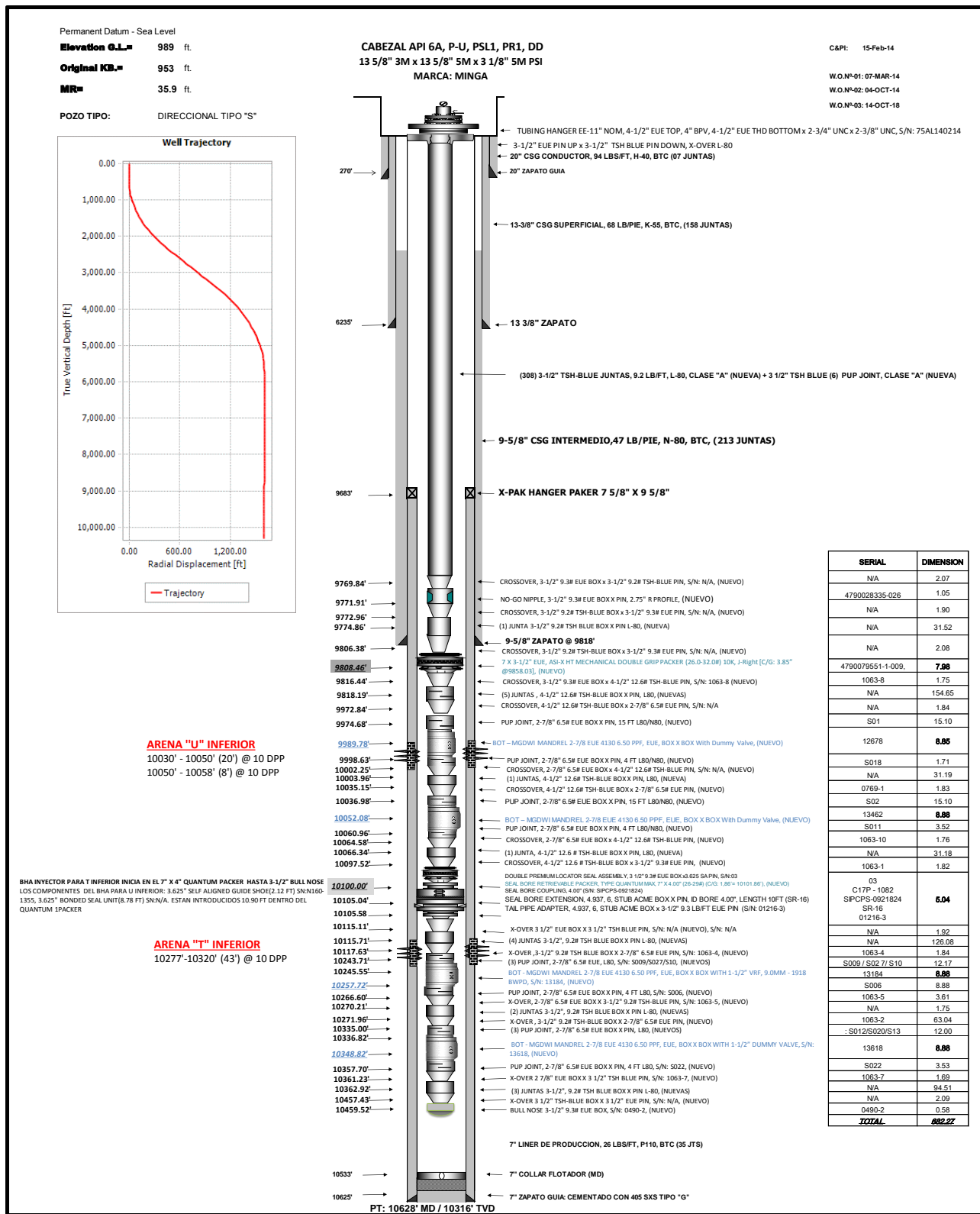


Figura 2.12. Diagrama Mecánico del pozo piloto PI1

Fuente: Petroamazonas EP - Shaya

2.9. RELACIÓN DE REEMPLAZO VOLUMÉTRICO (VRR)

Representa la relación, entre los barriles de fluido inyectado, entre los barriles de fluido producidos. Esta relación VRR, se la realiza para medir la tasa de cambio de la energía en el reservorio (presión). Hacer el cálculo del VRR es un factor importante en los proyectos de recuperación secundaria, para realizar gestión y planificación de los mismos. (A., Jr., & Ludolph, 2003). La relación de VRR, se expresa de la siguiente manera:

$$VRR = \frac{\beta_o i_w}{\beta_o q_o + \beta_w q_w + q_o(GOR - Rs)\beta_g}$$

Donde:

β_w = Factor Volumétrico del Agua, (Bls/BN)

β_o = Factor Volumétrico del Petróleo, (BI/BN)

β_g = Factor Volumétrico del Gas, (BI/PCS)

i_w = Caudal de agua inyectada, (BAPD)

q_w = Caudal de agua Producida, (BAPD)

q_o = Caudal de Petróleo producido, (BN/día)

GOR = Relación Gas – Petróleo, (PCS/BN)

Rs = Relación de Solubilidad, (PCS/BN)

Los resultados del VRR calculados por meses, son analizados de la siguiente manera:

Si, $VRR \geq 1$, La presión del reservorio se ha mantenido o ha subido en ese mes.

Si, $VRR < 1$, La presión del reservorio ha disminuido en ese mes. (A., Jr., & Ludolph, 2003)

2.10. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO “XY”

2.10.1. UBICACIÓN

El campo XY está ubicado en la parte Centro-Occidental de la Cuenca Oriente, aproximadamente a 22 km al este de la ciudad de Francisco de Orellana. La producción de este campo se inició en abril de 1975, con 6752 BPPD. Posteriormente la producción fue incrementándose con altibajos hasta alcanzar en julio de 1994, una producción promedio de 24367 BPPD. Al año del 2013 produjo un promedio aproximado de 36240

BPPD. Este es un campo que aún no ha alcanzado su pico de madurez ya que sigue incrementando su producción y ampliando su área productiva. (Piñeiros & Azancot , 2019)

2.10.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO

Geológicamente está en la parte central y en el eje de la subcuenca del Napo, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur. El campo XY es un anticlinal fallado de tendencia norte-sur con producción de las areniscas de edad cretácica de la parte inferior de la formación Napo. La estructura XY está compuesta por un alto estructural limitado por una falla inversa al oeste que constituye un anticlinal asimétrico, con una orientación estructural general Norte-Sur. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

2.10.3. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS ARENISCAS A INFERIOR Y B INFERIOR

Las areniscas Ai y Bi se depositaron en ambientes variando de marino a estuario y dominado por un régimen de mareas. Las variaciones relativas y lentas del nivel del mar han determinado el proceso de depositación, resultando en intercalaciones de niveles arcillosos y niveles de caliza de gran extensión, los cuales constituyen buenos marcadores estratigráficos y de depósitos de niveles areniscos de extensión variable. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

2.10.3.1. ARENISCA A INFERIOR

Formada principalmente por arenisca cuarzosa, con pequeñas intercalaciones de lutitas, matriz arcillosa, ligeramente calcárea, de grano fino a medio, subangular y, de sub redondeada a redondeada, con alta saturación de crudo.

2.10.3.2. ARENISCA B INFERIOR

Formada principalmente de arenisca cuarzosa de grano fino a medio. El cemento es silíceo o calcáreo y la matriz arcillosa, con presencia de glauconita en el miembro superior.

METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE ESTUDIO

Este trabajo es de tipo descriptivo-cuantitativo elaborado para evaluar por un método analítico de predicción la inyección selectiva de agua para dos zonas de interés, como método de recuperación secundaria y compararlo con los datos reales obtenidos del proyecto piloto ejecutado en el campo XY.

3.2. UNIVERSO Y MUESTRA

El universo y muestra está integrado por los pozos de la parte centro-sur del campo XY, en donde se desarrolló inyección de agua mediante una completación selectiva.

3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS

En el trabajo se emplearon fuentes relacionadas al campo XY y a los pozos intervenidos en la inyección selectiva de agua. Además de información de libros, presentaciones, folletos, revistas y páginas virtuales.

3.4. OBTENCIÓN DE DATOS HISTÓRICOS DEL CAMPO “XY”

El análisis “macro” del campo se realizó mediante gráficas de los históricos de producción, presiones, que se obtuvieron de información publicada por Petroamazonas EP.

También se realizó un análisis de presiones, producción y propiedades de los fluidos de cada pozo que se encuentra dentro del arreglo (el mismo que fue obtenido, mediante una metodología que se explicará más abajo), tanto de los pozos productores, como del pozo inyector. Las gráficas de producción y presiones de cada pozo implicado en el arreglo, fueron obtenidas mediante el software OFM.

3.5. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL POZO I1 ARENISCA A INFERIOR Y B INFERIOR

Para la elección del arreglo de pozos se tuvo en cuenta los siguientes factores:

- Suministra la capacidad necesaria de inyección de agua y así producir el caudal deseado de petróleo.
- Toma ventaja de las características del reservorio como fracturas, buzamientos, tendencias de permeabilidades, etc.
- Requiere un mínimo o ningún número de pozos nuevos.

Para el presente proyecto se eligió un modelo de cinco puntos invertido, el motivo principal es el aprovechamiento de los pozos que tenemos al alcance, es decir, que ya están perforados, evitando la perforación de nuevos pozos. El pozo I1 será convertido en inyector selectivo en las areniscas Ai y Bi por tener buen historial de producción.

El arreglo establecido involucra a los pozos más cercanos al pozo I1 para cada una de las areniscas Ai y Bi, como se indica en las Figuras 3.1 y 3.2. Se ha delimitado y calculado el área del polígono que abarca los pozos P1, P2, P3, P4 mediante el software Petrel, tanto en la arenisca Ai como en Bi.

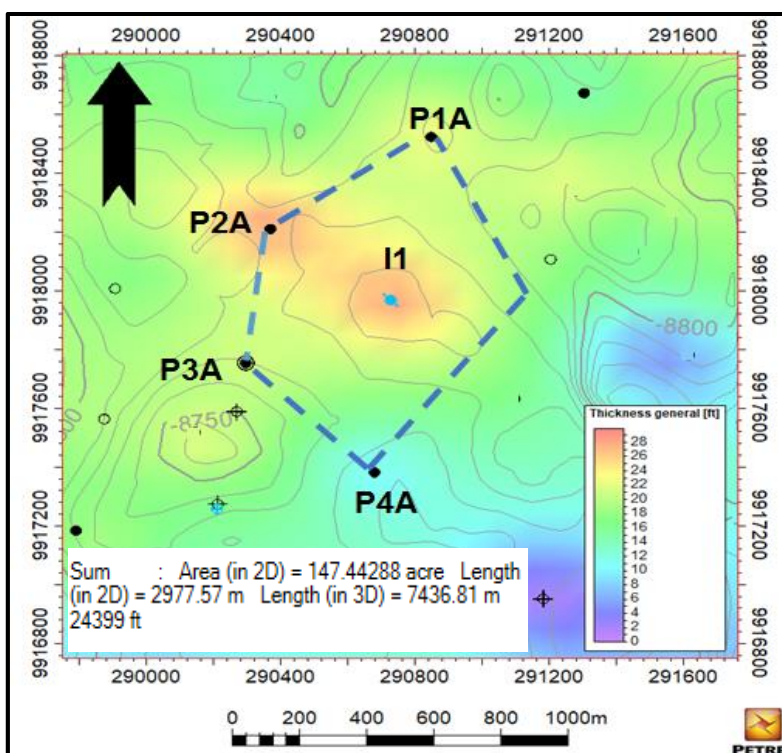


Figura 3.8. Arreglo de cinco pozos invertido en el campo “XY” A Inferior

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

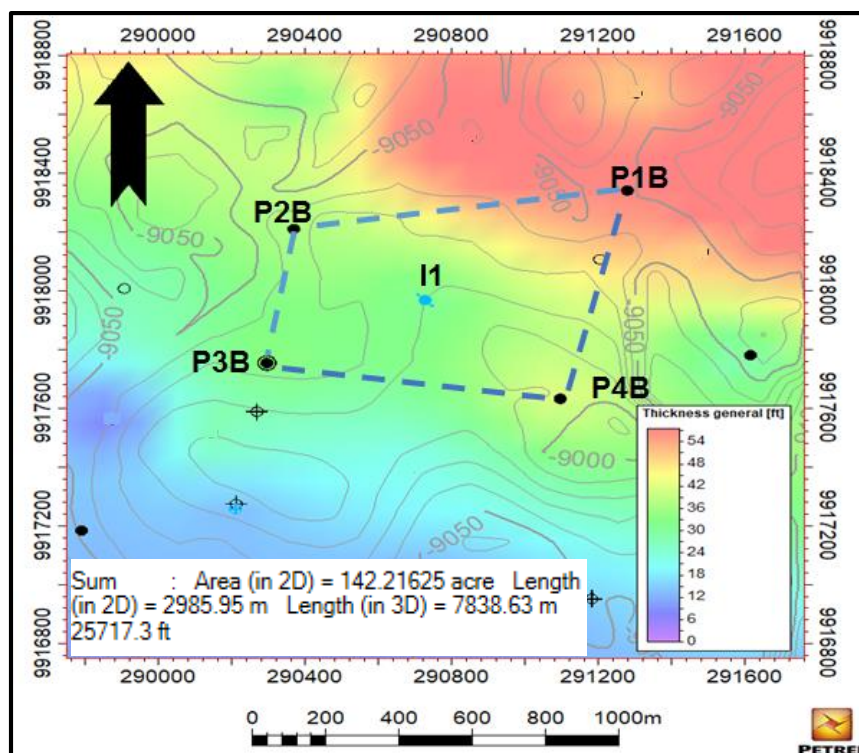


Figura 3.9. Arreglo de cinco pozos invertido en el campo “XY” B Inferior

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

3.5.1. CONTINUIDAD, ESPESOR Y SELECCIÓN DEL INTERVALO DE ARENISCA A INYECTARSE

Para la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua mediante una completación selectiva, fue necesario estudiar y analizar la continuidad de las areniscas entre los pozos y si existe un espesor favorable en las mismas, este análisis se realizó mediante el uso del software Techlog.

La evaluación de la correlación se hizo en base a dos reflectores, para la arenisca Ai, en la caliza A y para la arenisca Bi, en la caliza B, como se observa en los anexos 3 y 4, respectivamente.

3.5.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENISCAS A Y B INFERIOR Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para la realización del proyecto de inyección selectiva de agua, los datos petrofísicos a utilizarse para los cálculos posteriores fueron obtenidos de datos registrados del campo por Petroamazonas EP mediante el software Petrel. En las **Tablas 3.1 y 3.2**, se ilustran los datos para cada arenisca.

Tabla 3.1. Propiedades Petrofísicas Promedio de la Arenisca Ai y las propiedades de los fluidos.

ϕ	18.67	%	S_{wirr}	18	%
h	23	ft	S_{or}	31.7	%
S_{wi}	37	%	B_w	1.0138	By/Bls
μ_o	11.75	Cp	ÁREA	147.4	acres
μ_w	0.305	Cp	B_o	1.227	By/Bls

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Tabla 3.2. Propiedades Petrofísicas Promedio de la Arenisca Bi y las propiedades de los fluidos.

ϕ	18.67	%	S_{wirr}	18	%
h	49	ft	S_{or}	31.7	%
S_{wi}	37	%	B_w	1.0265	By/Bls
μ_o	2.7	Cp	ÁREA	142.2	acres
μ_w	0.285	Cp	B_o	1.126	By/Bls

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Para el desarrollo del proyecto de inyección, la información de viscosidades de petróleo y agua, factores volumétricos, saturación de agua, porosidad y permeabilidades relativas, fueron tomados de las propiedades de la roca de las areniscas Ai y Bi del campo "XY". (Fuente: Petroamazonas EP)

Tabla 3.3. Datos de Saturación y Permeabilidad Relativa del Campo “XY”, Arenisca Ai

Sw	Kro	Krw
0.14	1.0000	0.0000
0.15	0.9439	0.0000
0.16	0.8900	0.0001
0.17	0.8382	0.0002
0.18	0.7884	0.0004
0.19	0.7406	0.0009
0.2	0.6948	0.0015
0.21	0.6510	0.0024
0.22	0.6090	0.0035
0.23	0.5688	0.0050
0.24	0.5305	0.0069
0.25	0.4939	0.0092
0.26	0.4523	0.0125
0.28	0.3944	0.0190
0.3	0.3360	0.0283
0.32	0.2838	0.0403
0.34	0.2372	0.0505
0.36	0.1961	0.0736
0.37	0.1781	0.0845
0.38	0.1600	0.0955
0.4	0.1286	0.1215
0.42	0.1016	0.1517
0.44	0.0787	0.1866
0.46	0.0595	0.2264
0.48	0.0438	0.2716
0.5	0.0310	0.3224
0.52	0.0211	0.3792
0.54	0.0135	0.4423
0.56	0.0080	0.5120
0.58	0.0042	0.5887
0.6	0.0019	0.6727
0.67	0.0000	1.0000

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Tabla 3.4. Datos de Saturación y Permeabilidad Relativa del Campo “XY”, Arenisca Bi

Sw	Kro	Krw
0.087	1.0000	0.0000
0.107862	0.9302	0.0011
0.128724	0.8603	0.0021
0.149586	0.7905	0.0032
0.170448	0.7206	0.0042
0.19131	0.6508	0.0053
0.212172	0.5809	0.0063
0.233035	0.5197	0.0086
0.253897	0.4723	0.0128
0.274759	0.4249	0.0170
0.295621	0.3821	0.0213
0.316483	0.3409	0.0258
0.337345	0.3052	0.0305
0.358207	0.2716	0.0352
0.379069	0.2405	0.0410
0.399931	0.2111	0.0473
0.420793	0.1837	0.0541
0.441655	0.1591	0.0615
0.462517	0.1353	0.0696
0.483379	0.1123	0.0779
0.504241	0.0914	0.0862
0.525103	0.0729	0.0950
0.545966	0.0540	0.1050
0.566828	0.0399	0.1162
0.58769	0.0285	0.1282
0.608552	0.0187	0.1417
0.629414	0.0109	0.1566
0.650276	0.0056	0.1730
0.671138	0.0024	0.1911

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

La información de permeabilidad absoluta a través de la profundidad de los cinco pozos de la arenisca Ai y de los cinco pozos de la arenisca Bi del campo "XY", fue obtenida mediante el programa Techlog. Dichos valores se promediarán para un espesor de 23 FT para la arenisca Ai y un espesor de 49 FT para la arenisca Bi.

3.6. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN

Los criterios de selección técnica establecen el punto de partida para conocer el mejor método de predicción a utilizarse; y mediante las ventajas, aplicaciones y desventajas de los diferentes métodos, nos ayudan a visualizar de mejor manera la técnica óptima para realizar la predicción de inyección selectiva de agua, a partir de las características del yacimiento, en este caso de las areniscas A y B inferior.

La selección de la mejor alternativa a usarse en las areniscas se realizó en base a un análisis comparativo con los criterios de selección y datos del campo XY.

Los modelos de predicción que consideran principalmente los efectos de área barrida, en su mayoría, asumen que la relación de movilidad agua-petróleo es uno y que el reservorio es homogéneo, lo que nos llevaría posiblemente a cálculos que se alejan de lo real. Entre los modelos de predicción enfocados principalmente en el mecanismo de desplazamiento, resalta el método de Buckley-Leverett, ya que al considerar la ecuación de avance frontal es uno de los métodos más utilizados si se trata de obtener los resultados a brevedad. Sin embargo, también considera que el reservorio es homogéneo.

La heterogeneidad del yacimiento es el factor más influyente sobre los resultados de una inyección de agua. Un yacimiento heterogéneo presenta variaciones en sus propiedades, especialmente en su permeabilidad.

Los métodos de predicción que consideran principalmente la heterogeneidad del reservorio, que cuantifican esa característica, mediante la eficiencia de barrido areal de desplazamiento y vertical. Los métodos que consideran modelos numéricos son muy recomendados, pero requieren gran cantidad de información detallada del yacimiento y su desarrollo puede llevar meses, además que son muy costosos.

Para el desarrollo de este proyecto, la heterogeneidad será la principal consideración y se ha seleccionado el método de Dykstra Parsons para predecir el rendimiento de la inyección selectiva de agua que se desea implementar en el pozo I1 areniscas Ai y Bi.

3.6.1. PREDICCIÓN POR EL MÉTODO DE DYKSTRA PARSONS

Para el desarrollo de este proyecto se realizará la predicción por el método totalmente analítico, ya que se prefiere evitar errores de lectura al usar las gráficas.

Para la predicción se asume que el petróleo desplazado es igual al petróleo producido. El procedimiento es el siguiente:

1. Tabular los datos de permeabilidad de las muestras de igual espesor como se indica en las tablas 3.5 y 3.6.
2. Ordenar los datos de permeabilidad de las muestras de igual espesor como se indica en las tablas (tablas ordenadas) ya que las permeabilidades del análisis del núcleo se organizan en un orden de permeabilidad decreciente.
3. Calcular para cada valor de permeabilidad el porcentaje mayor que, con la fórmula 2.5. Un ejemplo de cada arenisca se ilustra en las tablas 3.7 y 3.8.

$$\% \text{ PROB MAYOR QUE} = \left(\frac{i-1}{n} \right) \times 100 \quad (3.1)$$

Donde:

i : número de capa

n : número total de capas

Tabla 3.5. Permeabilidades absolutas a profundidad de la arenisca A inferior

ESPEJOR (ft)	PERMEABILIDAD (mD)
2.3	554.46
2.3	309.00
2.3	373.92
2.3	381.32
2.3	190.51
2.3	470.32
2.3	557.20
2.3	627.20
2.3	446.00
2.3	389.20

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Tabla 3.6. Permeabilidades absolutas a profundidad de la arenisca B inferior

ESPEJOR (ft)	PERMEABILIDAD (mD)
4.9	487.32
4.9	440.60
4.9	589.00
4.9	512.60
4.9	487.32
4.9	257.20
4.9	263.20
4.9	360.00
4.9	256.60
4.9	290.60

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4. Graficar los datos de permeabilidad en escala logarítmica y porcentaje mayor que en escala de probabilidad.

Tabla 3.7. Cálculo de la probabilidad mayor que de las permeabilidades de la arenisca A inferior del campo “XY”.

CAPAS	ESPELOR (ft)	PERMEABILIDAD ORDENADA (mD)	PROBABILIDAD
1	2.3	627.20	0
2	2.3	557.20	10
3	2.3	554.46	20
4	2.3	470.32	30
5	2.3	446.00	40
6	2.3	389.20	50
7	2.3	381.32	60
8	2.3	373.92	70
9	2.3	309.00	80
10	2.3	190.51	90

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Tabla 3.8. Cálculo de la probabilidad mayor que de las permeabilidades de la arenisca B inferior del campo “XY”.

CAPAS	ESPELOR (ft)	PERMEABILIDAD ORDENADA (mD)	PROBABILIDAD
1	4.9	589.00	0
2	4.9	512.60	10
3	4.9	487.32	20
4	4.9	487.32	30
5	4.9	440.60	40
6	4.9	360.00	50
7	4.9	290.60	60
8	4.9	263.20	70
9	4.9	257.20	80
10	4.9	256.60	90

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

5. Trazar una línea recta que pase por los puntos graficados, dar prioridad a los puntos internos en lugar de a los extremos, como se muestra en la figura 3.21.

6. Hallar los valores de permeabilidad correspondientes a las probabilidades de 84.1% y 50%.

7. Calcular la variación de permeabilidad con la ecuación 2.6.

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (3.2)$$

Donde:

V : Variación de la permeabilidad

k_{50} : Permeabilidad leída al 50%, en md

$k_{84.1}$: Permeabilidad leída al 84.1%, en md

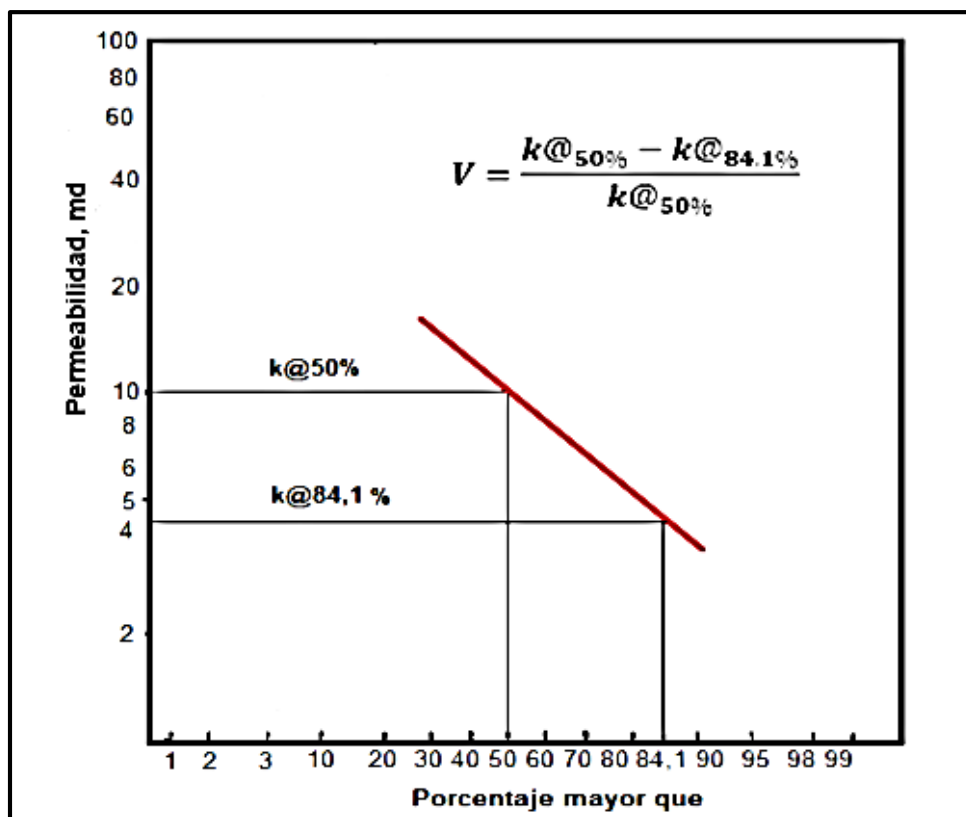


Figura 3.3. Coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra Parsons

Fuente: Valencia, 2011

El valor que se obtiene de variación de permeabilidad es un indicador del grado de heterogeneidad del reservorio, si este es cero se trata de un reservorio homogéneo.

Mientras mayor sea el valor de la variación de la permeabilidad mayor será el grado de heterogeneidad del reservorio. El valor de variación de permeabilidad se encuentra en las figuras 3.4 y 3.5 para cada una de las areniscas.

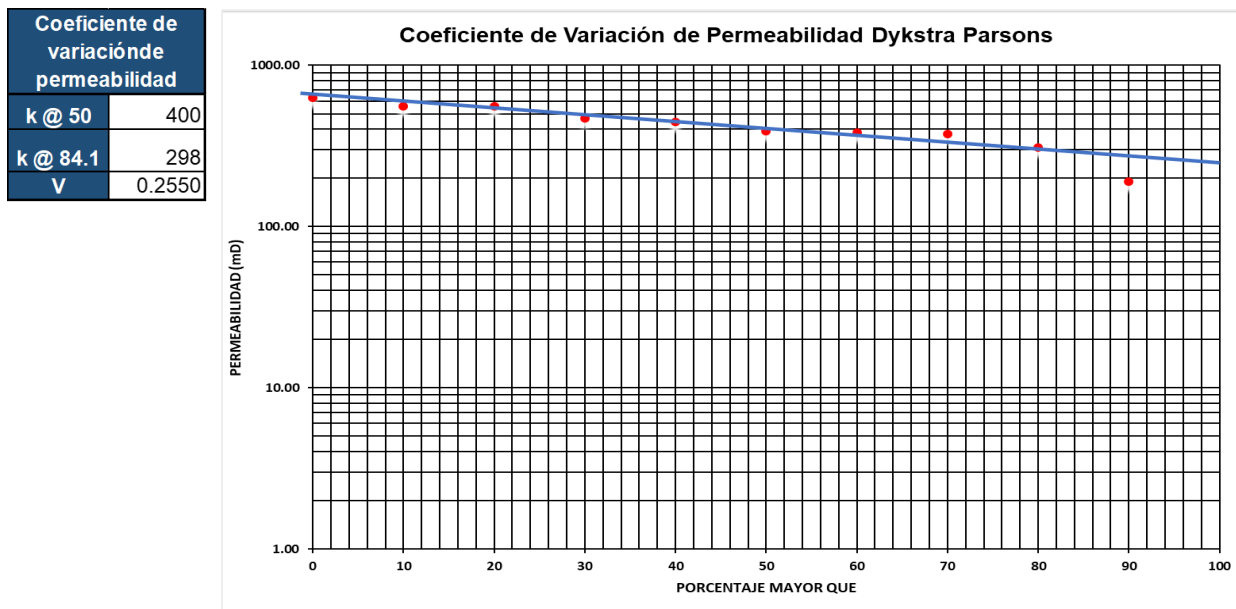


Figura 3.4. Coeficiente de variación de permeabilidad para la arenisca A inferior

Elaborado por: Jiménez, 2019

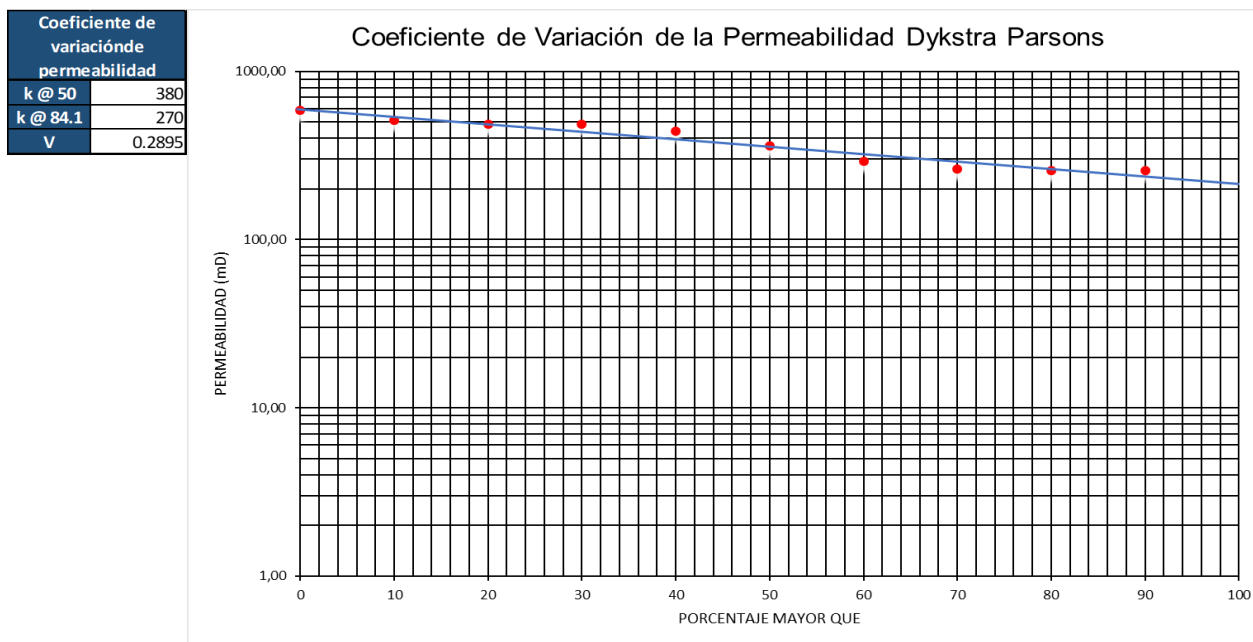


Figura 3.5. Coeficiente de variación de permeabilidad para la arenisca B inferior

Elaborado por: Jiménez, 2019

8. Debido a que el método de Dykstra Parsons supone desplazamiento tipo pistón sin fugas, se debe considerar la permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual y la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación inicial del agua para el cálculo de la movilidad con la ecuación

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} \quad (3.3)$$

Donde:

M : Relación de movilidad

k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua a la saturación residual de petróleo

μ_o : Viscosidad del petróleo, cp

k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación inicial de agua

μ_w : Viscosidad del agua, cp

9. Hallar la eficiencia de barrido vertical para cada capa, a medida que la capa llega a la ruptura, aplicando la siguiente ecuación:

$$E_i = \frac{1}{h_t} \left[\sum_{i=1}^{i=m} h_i + \sum_{i=m+1}^{i=n} \left(\frac{-M + \sqrt{M^2 + \frac{k_i}{k_m}(1-M^2)}}{1-M} \right) h_i \right] \quad (3.4)$$

Donde:

E_i : eficiencia de barrido vertical, fracción.

M : relación de movilidad de agua-petróleo.

h_t : espesor total del yacimiento, ft.

h_i : espesor de cada capa, ft.

n : número de capas total que presenta el yacimiento.

m : número de capas del yacimiento que han llegado a la ruptura.

k_i : permeabilidad absoluta de cada capa, mD.

10. Calcular la relación agua-petróleo, a medida que llega a la ruptura, aplicando la siguiente ecuación:

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} k_i h_i}{\sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{k_i h_i}{\sqrt{M^2 + \frac{k_i}{km}(1-M^2)}}} \frac{B_o}{B_w} \quad (3.5)$$

Donde:

WOR : relación agua-petróleo.

B_o : factor volumétrico del petróleo, bl/BF.

B_w : factor volumétrico del agua, bf/BF.

11. Determinar el valor de flujo fraccional para cada uno de los valores de WOR antes encontrados.

$$f_w = \left[\frac{WOR}{\frac{B_o}{B_w} + WOR} \right] \quad (3.6)$$

12. Calcular los valores de eficiencia areal, utilizando la siguiente ecuación:

$$E_a = \frac{1}{1 + A}$$

Donde:

E_a : eficiencia areal, fracción.

A : $[-0,2062 \ln(M + (-0,0712)) + (-0,511)]f_w + 0,3048 \ln(M + 0,123) + 0,4394$

13. Estimar el valor de eficiencia de desplazamiento

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad (3.7)$$

Donde:

S_{oi} : Saturación de petróleo inicial, fracción.

S_{or} : Saturación de petróleo residual, fracción.

14. Calcular el petróleo original en sitio (POES=N)

$$N = \frac{7758Ah\phi S_{oi}}{B_{oi}} \quad (3.8)$$

Donde:

S_{oi} : Saturación inicial de petróleo, fracción.

B_{oi} : Factor volumétrico de petróleo inicial, fracción.

15. Calcular el petróleo remanente

$$N_R = N - N_p \quad (3.9)$$

Donde:

N_R : Petróleo remanente, MMbl.

N_p : Petróleo producido en la etapa primaria de producción, MMbl.

16. Calcular el petróleo producido debido a la inyección, usando la siguiente ecuación:

$$N_{P2} = N_R E_D E_A E_i \quad (3.10)$$

Donde:

N_{P2} : Petróleo producido debido a la inyección, MMbl.

17. Calcular el volumen de agua inyectada para desplazar el petróleo.

$$W_D = N_{P2} B_o \quad (3.11)$$

Donde:

W_D : Volumen de agua inyectada para desplazar el petróleo, MMbl.

18. Calcular el volumen del agua producida.

$$W_P = \int WOR dN_{P2} \quad (3.12)$$

Donde:

W_P : Volumen de agua producida, MMbl.

$\int WOR dN_{P2}$: Área bajo la curva de la gráfica WOR en función de N_{P2} .

19. Calcular el volumen del agua de llenado.

$$W_f = V_p(1 - S_o - S_{wi}) \quad (3.13)$$

Donde:

W_f : Volumen del agua de llenado, MMbl.

V_p : Volumen poroso

$$V_p = \frac{N \cdot \beta_o}{1 - S_{wi}}$$

20. Estimar el volumen de agua inyectada.

$$W_i = \frac{W_D + (W_P B_w) + W_f}{B_w} \quad (3.14)$$

Donde:

W_i : Volumen de agua inyectada, MMbl.

21. Calcular el tiempo de inyección, usando la siguiente ecuación:

$$t = \frac{W_i}{q_t} \quad (3.15)$$

Donde:

q_t : Tasa de inyección, bl/día.

t : Tiempo de inyección, días.

22. Calcular la tasa de producción de petróleo y agua

$$q_o = \left[\frac{(1-f_w)q_t}{B_w} \right] \quad (3.16)$$

$$q_w = \left[\frac{f_w q_t}{B_w} \right] \quad (3.17)$$

23. Estimar el factor de recobro

$$F_R = \frac{N_{P2}}{N} \quad (3.18)$$

Donde:

F_R : factor de recobro, fracción.

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS HISTÓRICO DEL CAMPO ANTES DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA

En el campo XY y en especial los yacimientos Ai y Bi se observa que el principal mecanismo de empuje es el de compresión de roca y expansión de fluido y un aporte de energía por gas en solución, por lo que no existe un fuerte soporte de presión lo que conlleva a que la presión disminuya. En la **Figura 4.1**, se muestra el historial de producción del campo XY antes de la implementación de la recuperación secundaria por inyección de agua con completación selectiva, donde se observa que la producción acumulada de agua ha incrementado con el tiempo, sin embargo la producción de petróleo también, con ciertas variaciones y con una tendencia constante.

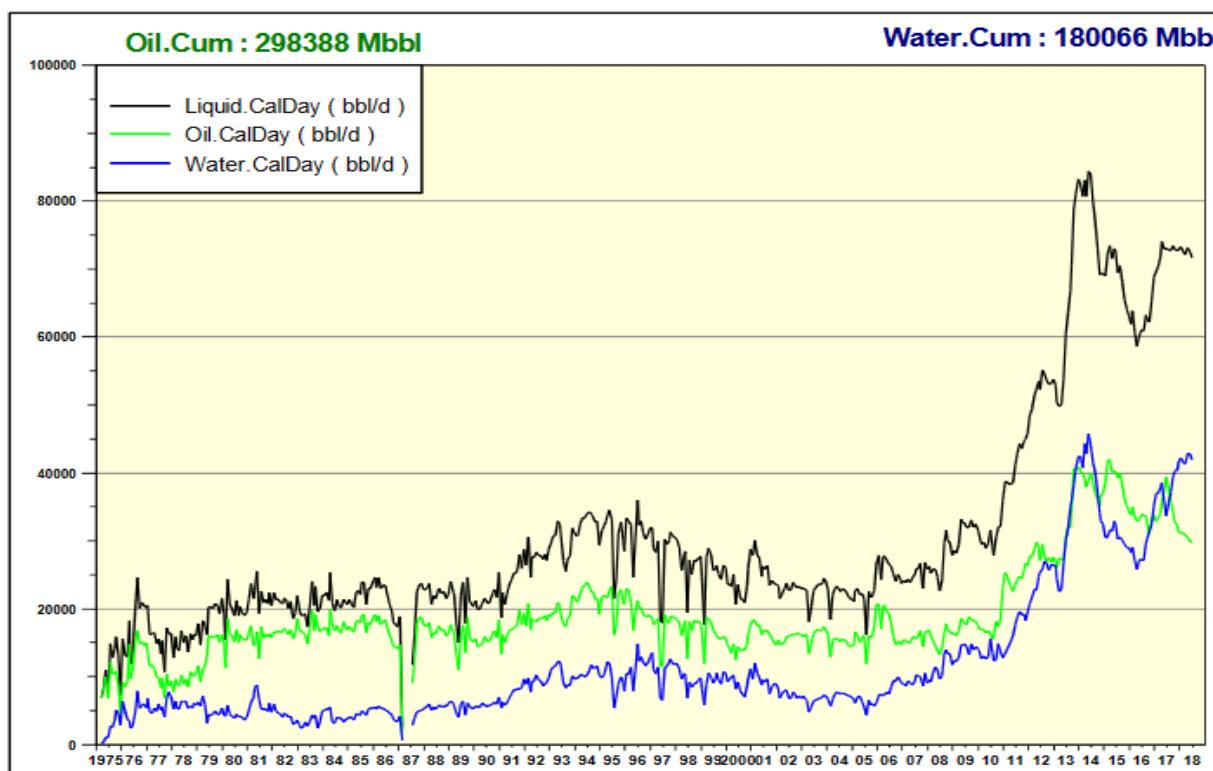


Figura 4.1. Historial de Producción del Campo XY

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.1. ESTADO DE LAS ARENISCAS Ai Y Bi ANTES DE IMPLEMENTAR LA INYECCIÓN DE AGUA

En el campo XY existen 75 pozos completados en la arenisca A inferior y 79 pozos completados en la arenisca B inferior, de los cuales se encuentran produciendo 39 y 34 pozos respectivamente por cada arenisca.

La **Figura 4.2 y 4.3** plotea la eficiencia de recobro versus la presión del reservorio, Ai y Bi respectivamente, como se observa, el principal mecanismo de empuje en ambos reservorios es el de compresión de roca y expansión de fluido y un pequeño aporte de energía por gas en solución, los mismos que representan un bajo soporte y suministro de presión, causando que disminuya con el paso de tiempo y la producción del campo.

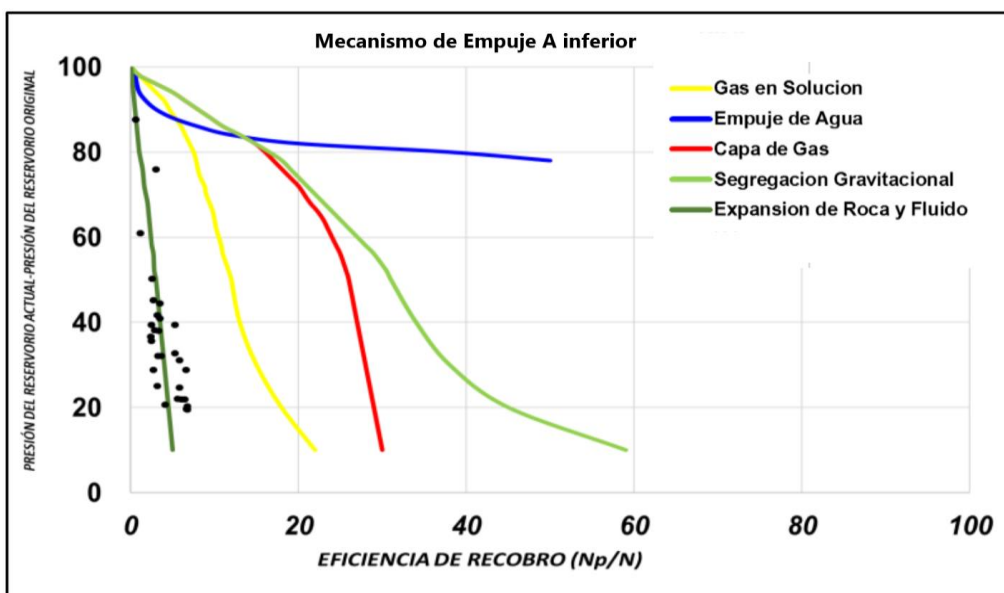


Figura 4.2. Mecanismos de Empuje de la Arenisca Ai

Fuente: Petroamazonas EP

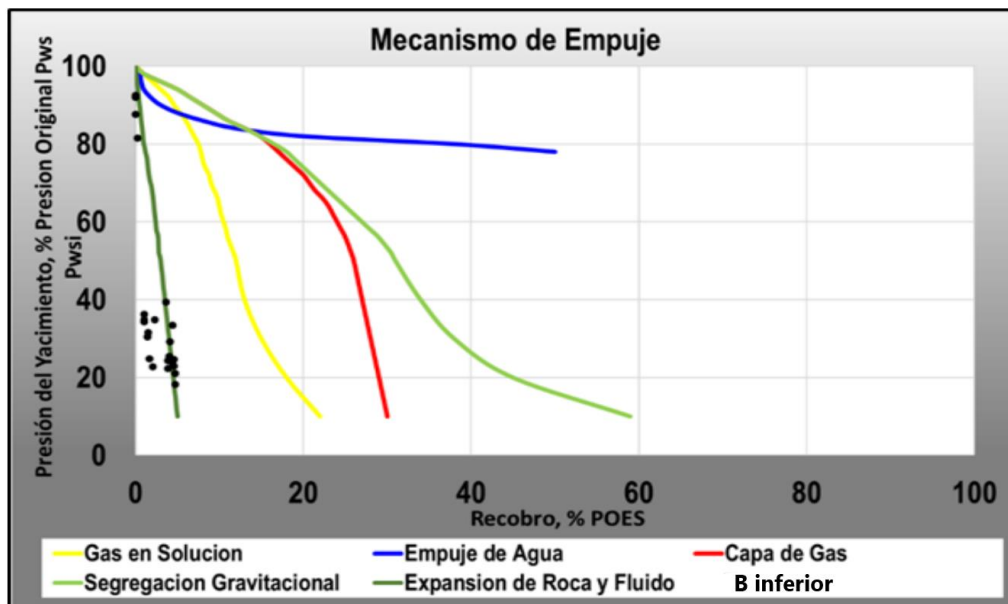


Figura 4.3. Mecanismos de Empuje de la Arenisca Bi

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.1.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE LAS ARENISCAS

Al analizar el comportamiento de presiones en la arenisca Ai del campo XY se puede observar que ha disminuido aproximadamente en un 77% de la presión original del yacimiento (4400 psia) y en la arenisca Bi ha disminuido aproximadamente un 75% de su presión original (4400 psia). La presión de burbuja estimada para la arenisca Ai es de 447 psia en base al análisis PVT que se encuentra en el **Anexo 1**, mientras que, para la arenisca Bi, se estima en 1013.7 psi, en base al análisis PVT tomado en el año 2014, **Anexo 2**. En la **Figura 4.4 y 4.5**, se puede observar el historial de presión para las areniscas Ai y Bi.

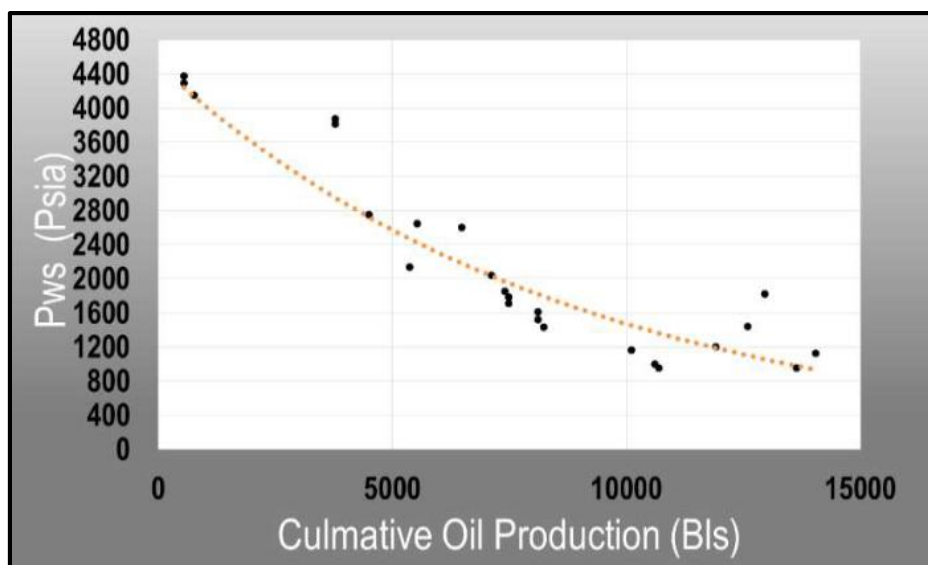


Figura 4.4. Historial de Presión para la Arenisca A inferior

Fuente: Petroamazonas EP

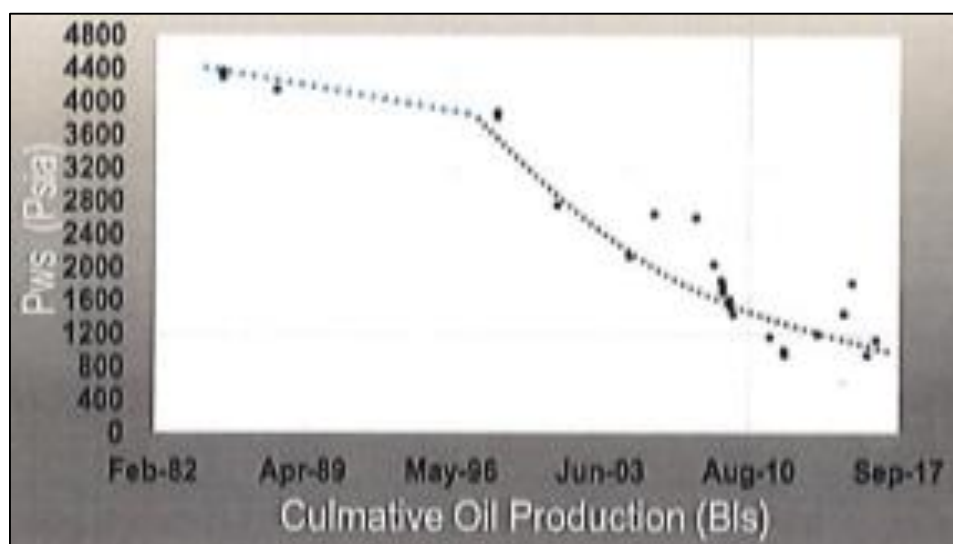


Figura 4.5. Historial de Presión para la Arenisca B inferior

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.2. HISTORIAL DE LOS POZOS ASOCIADOS A LA INYECCIÓN SELECTIVA DE AGUA

4.1.2.1. POZO INYECTOR II

Este pozo fue completado como el inyector selectivo en las areniscas Ai y Bi, por primera vez en el año 2014 con una completación dual, para las areniscas Ai y Bi, se cierra la

arenisca Ai y se pone en producción la arenisca Bi con una producción de 153 BPPD Y 3% BSW, la misma que se mantuvo estable durante 3 años. Su última producción reportada fue de 117 BPPD con un 1% BSW en el año 2018. Desde febrero de 2018 se encuentra inactivo. Este pozo fue un buen pozo productor por lo que es considerado como un buen pozo inyector. (Petroamazonas EP, 2019)

Consideraciones para convertir al pozo I1 a inyector

Las consideraciones técnicas para la conversión del pozo I1 de productor de las areniscas Ai y Bi a inyector, son las siguientes:

- Tiene buena permeabilidad tanto en Ai como Bi, al haber sido un excelente productor.
- Tiene buena comunicación con los pozos productores de las dos areniscas como se puede observar en los cortes estructurales ubicados en los Anexos 3 y 4.
- Las areniscas Ai y Bi se encuentran cañoneadas, permitiendo realizar una completación selectiva e inyectar ambas areniscas.

4.1.2.2. POZOS PRODUCTORES PARA LA ARENISCA A INFERIOR

4.1.2.2.1. Pozo P1A

Inició su producción en la arenisca Bi en el año 2011 con un caudal de 1040 BPPD y 20% BSW, a finales de ese año empieza a disminuir el caudal de fluido hasta que, en el año 2017 reporta una producción de 404 BFPD/32 BPPD y 92% BSW. Este pozo será productor de la zona influenciada por el proyecto de inyección de agua en la arenisca Ai por lo que se realiza un workover para cambio de zona. (Petroamazonas EP, 2019)

El registro eléctrico de la arenisca Ai del pozo P1A se encuentra en la figura 4.6 y el resumen numérico de las características leídas y calculadas en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Resumen de Datos del pozo P1A

RESERVORIO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
A inferior	25	15.3	613.1

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.1.1.2.2. Pozo P2A

Este pozo fue completado selectivamente en el año 2014 en las areniscas Ai y Bi con una producción inicial de 154 BPPD y 35% BSW. En enero del 2018 se recañonea las areniscas Ai y Bi, el pozo se encuentra activo con una producción total de 58 BPPD y 70% BSW. (Petroamazonas EP, 2019)

Se realizaron registros eléctricos en el pozo P2A de la arenisca A inferior se encuentra en la figura 4.7, el resumen de la información leída y calculada en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Resumen de Datos del pozo P2A.

RESERVORIO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
A inferior	32	12.3	226.1

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.1.2.2.3. Pozo P3A

Fue completado tanto en Ai como Bi en el año 2013. Queda cerrado Ai y se pone en producción en la arenisca Bi con una producción promedio inicial de 334 BPPD y 29% BSW. Su producción actual es de 402 BPPD Y 22% BSW. (Petroamazonas EP, 2019)

El registro eléctrico de la arenisca A inferior del pozo P3A se encuentra en la figura 4.8, el resumen de los datos en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Resumen de Datos del pozo P3A.

RESERVORIO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
A inferior	23	14.4	566.8

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.1.2.2.4. Pozo P4A

El pozo fue completado inicialmente en la arenisca Bi en el año 2014 con una producción de 54BPPD con 50% BSW, el pozo se encuentra actualmente inactivo. (Petroamazonas EP, 2019) El registro eléctrico de la arenisca A inferior del pozo P4A se encuentra en la figura 4.9, el resumen de la información leída y calculada en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Resumen de Datos del pozo P4A

RESERVORIO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
A inferior	10	15.6	558.9

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

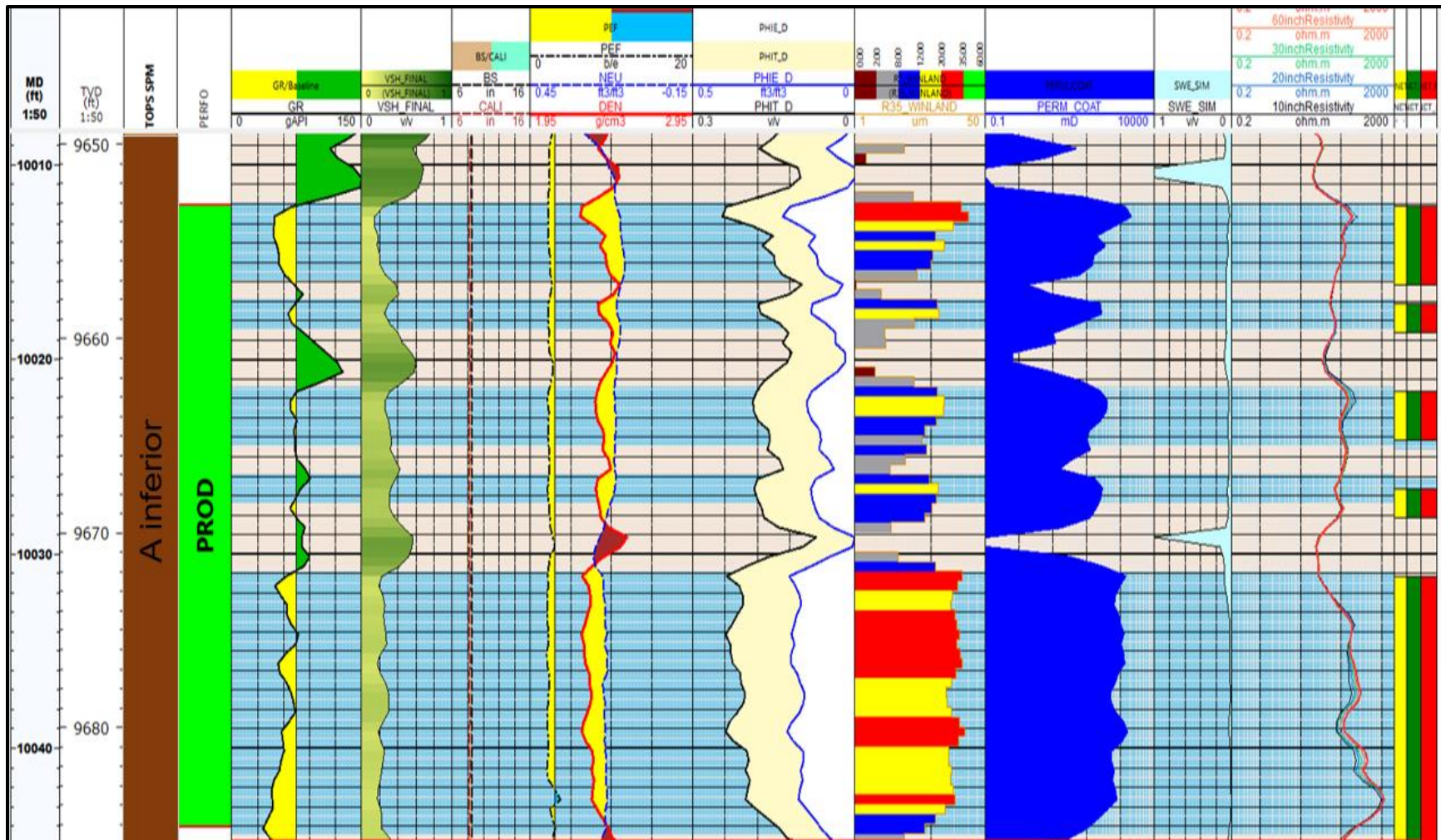


Figura 4.6. Registro Eléctrico, Arenisca A Inferior, Pozo P1A.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

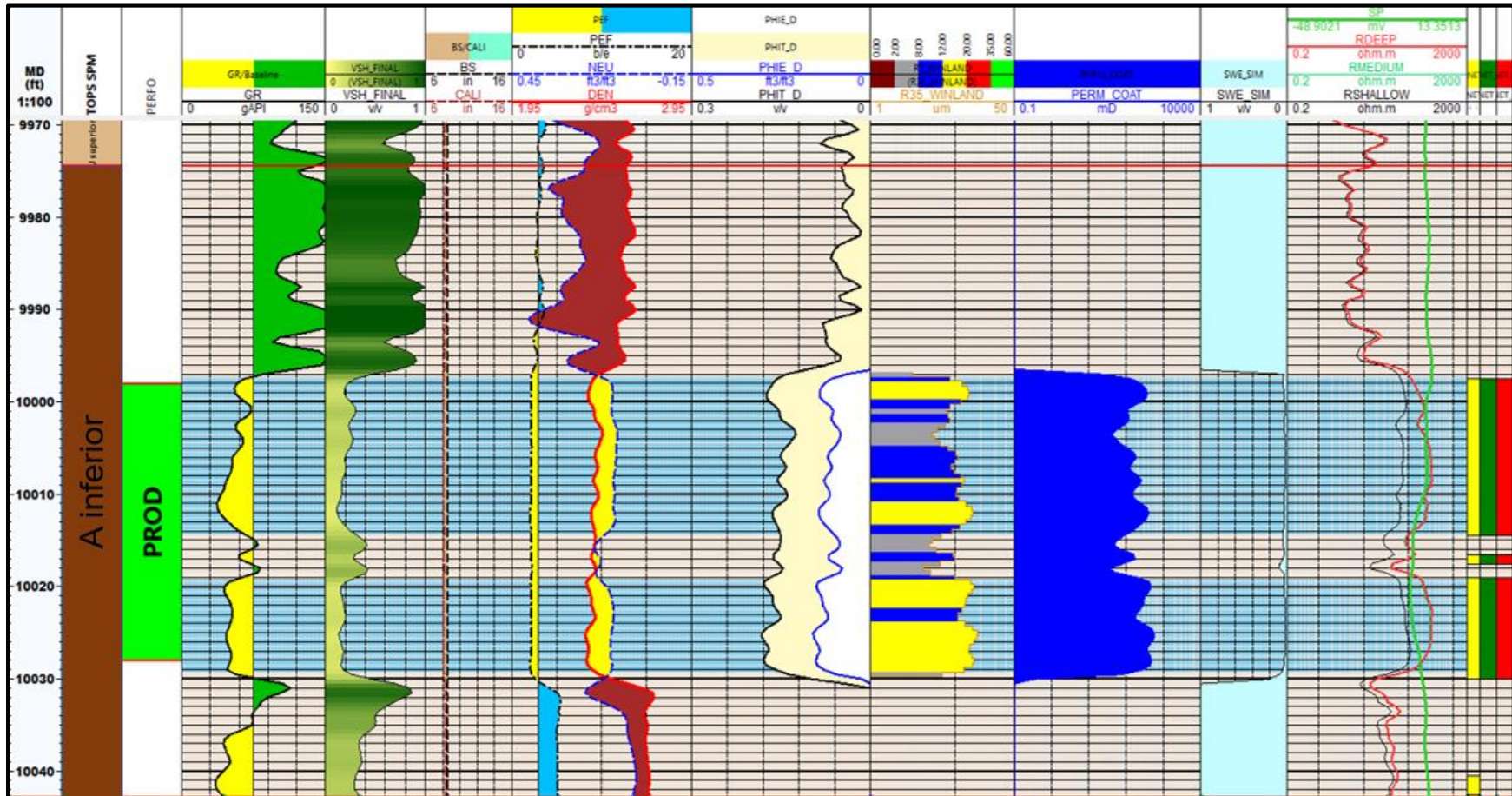


Figura 4.7. Registro Eléctrico, Arenisca A Inferior, Pozo P2A.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

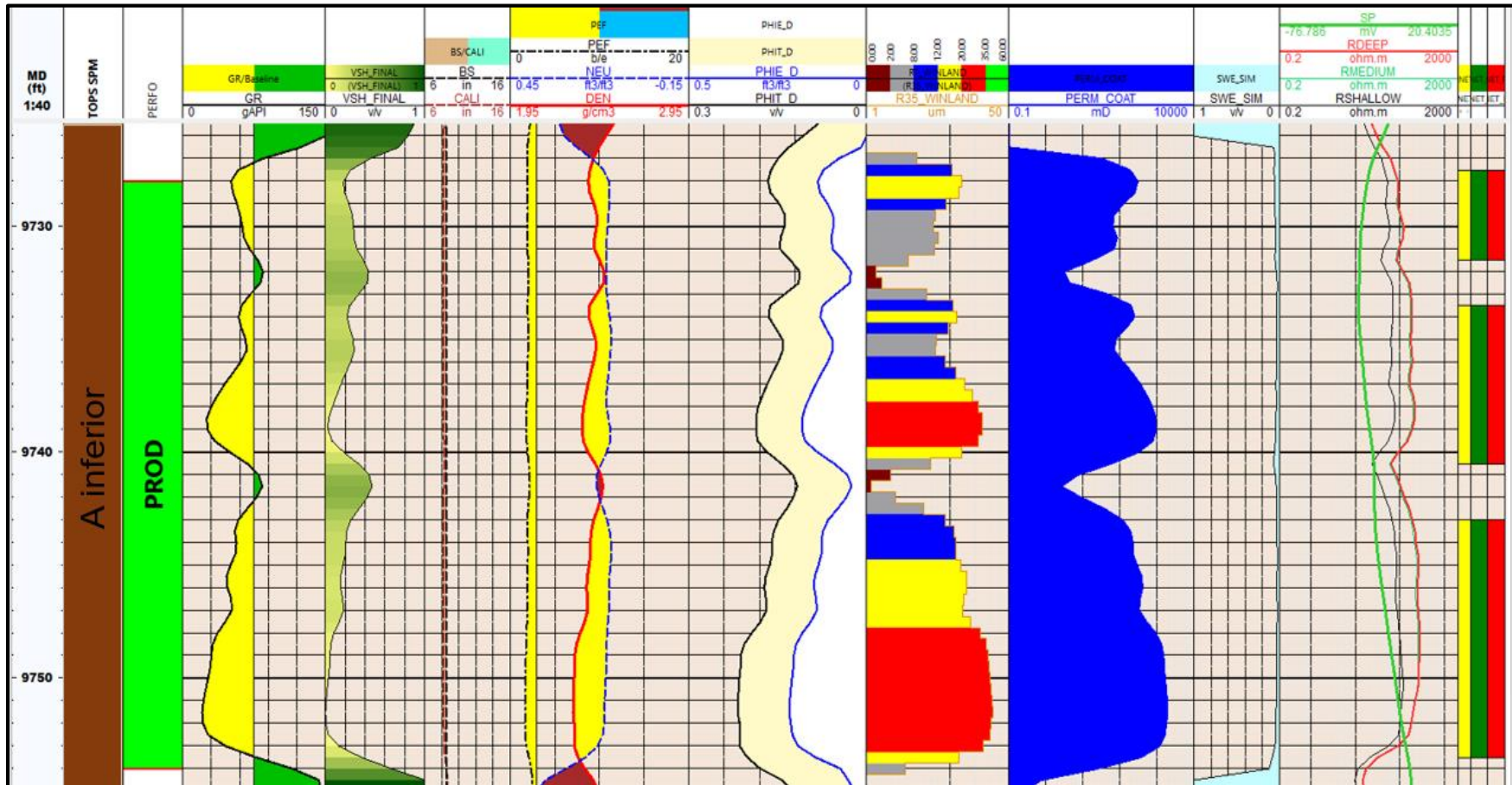


Figura 4.8. Registro Eléctrico, Arenisca A Inferior, Pozo P3A.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

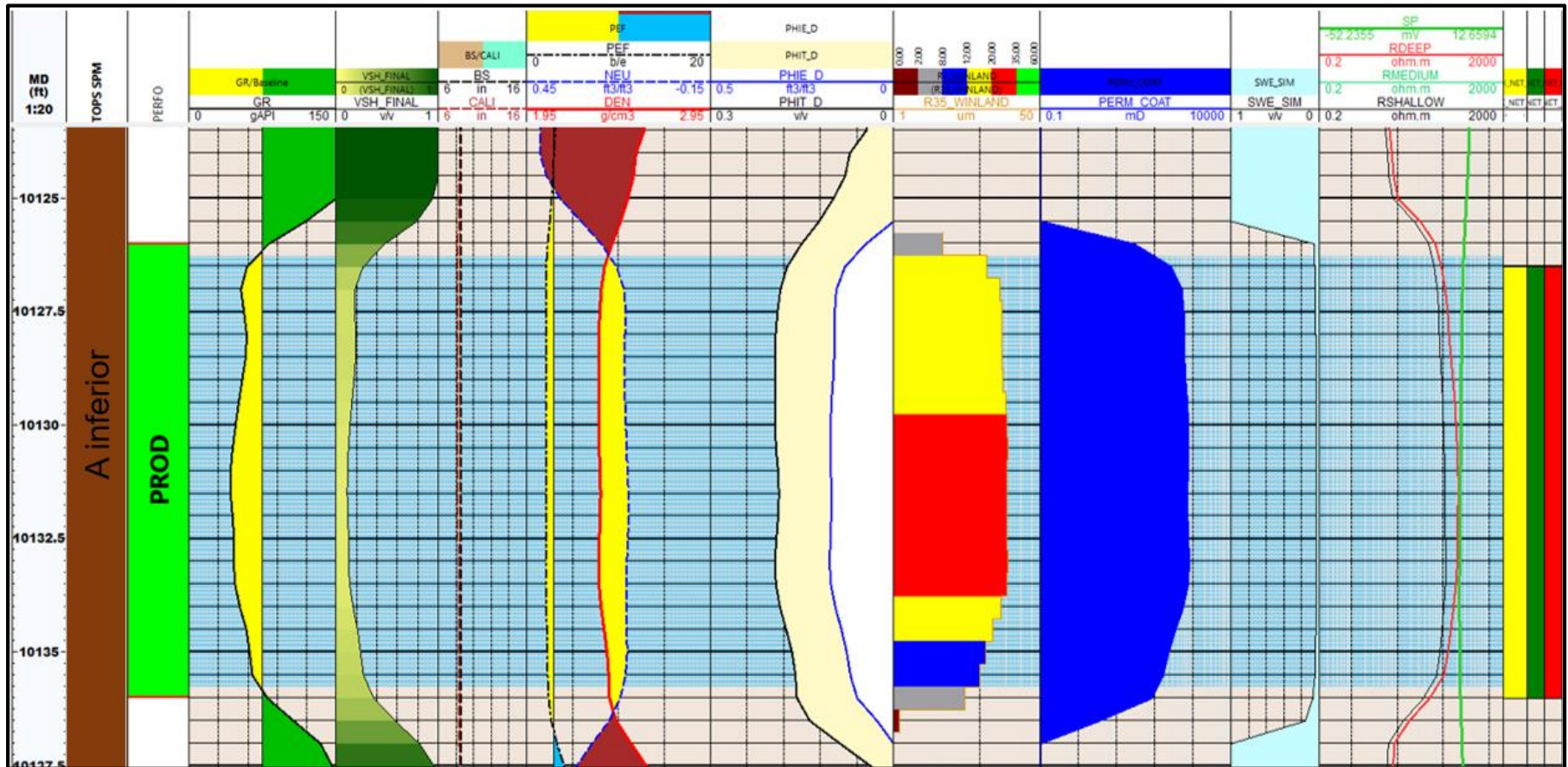


Figura 4.9. Registro Eléctrico, Arenisca A Inferior, Pozo P4A.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.1.2.3. POZOS PRODUCTORES PARA LA ARENISCA B INFERIOR

4.1.2.3.1. Pozo P1B

Este pozo fue completado en la arenisca Bi en diciembre de 2016. Su producción inicial fue de 139 BPPD con 50% de corte de agua. En septiembre de 2017 se realiza un fracturamiento hidráulico y el pozo incrementa producción mostrando la última prueba de producción reportada igual a 1140 BPPD y 3% BSW. (Petroamazonas EP, 2019)

El registro eléctrico de la arenisca B inferior del pozo P1B se encuentra en la figura 4.10, el resumen de la información leída y calculada en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Resumen de Datos del pozo P1B

RESERVORIO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
B inferior	63	13.9	381.7

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.1.2.3.2. Pozo P2B

Este pozo fue completado selectivamente en el año 2014 en las areniscas Ai y Bi con una producción inicial de 154 BPPD y 35% BSW. El pozo se encuentra activo con una producción total de 58 BPPD y 70% BSW. (Petroamazonas EP, 2019)

La información de la arenisca Bi del pozo P2B se tomó de la lectura del registro eléctrico de la figura 4.11 y el resumen de dicha información de encuentra en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Resumen de Datos del pozo P2B

RESERVORIO	ESPEJOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
B inferior	44	10.9	169.4

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.1.2.3.3. Pozo P3B

Fue completado en las areniscas Ai y Bi en el año 2013. Queda cerrado Ai y se pone en producción en la arenisca Bi con una producción promedio inicial de 334 BPPD y 29% BSW. Su producción actual es de 402 BPPD Y 22% BSW. (Petroamazonas EP, 2019)

El registro eléctrico de la arenisca Bi del pozo P3B se encuentra en la figura 4.12 y el resumen de la información leída y calculada en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Resumen de Datos del pozo P3B

RESERVORIO	ESPEJOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
B inferior	40	13.9	382.4

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.1.2.3.4. Pozo P4B

Este pozo inició su producción en el año 2013. En el año 2017 se realiza un trabajo de fracturamiento hidráulico, logrando una producción estabilizada de 374 BPPD con 3% BSW. La última prueba reportada en este pozo fue de 417 BPPD con 3% BSW en marzo de 2018. (Petroamazonas EP, 2019)

La información de la arenisca Bi del pozo P4B se recopiló del registro eléctrico del pozo como se puede observar en la figura 4.13, el resumen de la información obtenida se encuentra en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Resumen de Datos del pozo P4B

RESERVORIO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (mD)
B inferior	47	13.2	354.2

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

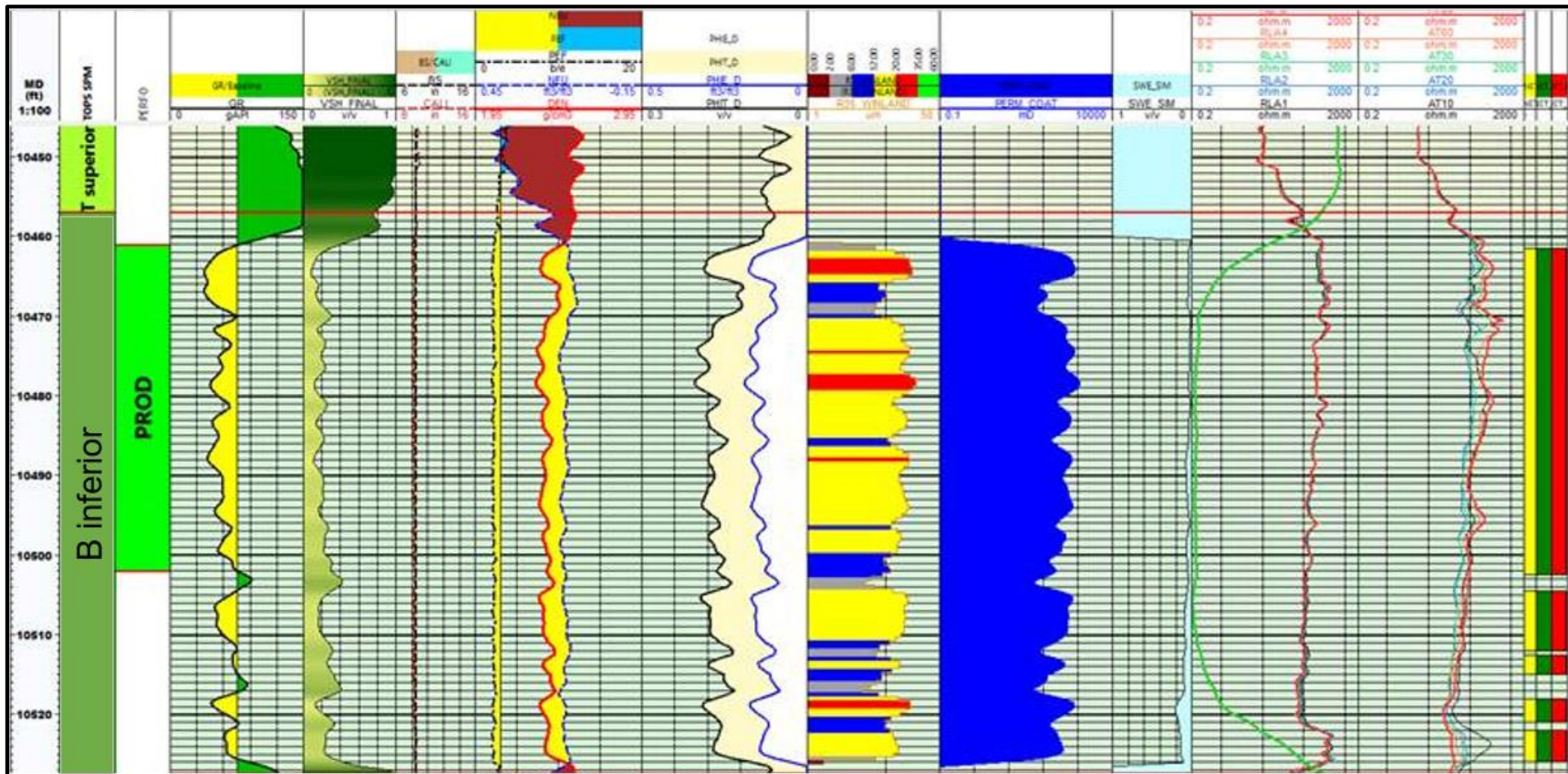


Figura 4.10. Registro Eléctrico, Arenisca B Inferior, Pozo P1B.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

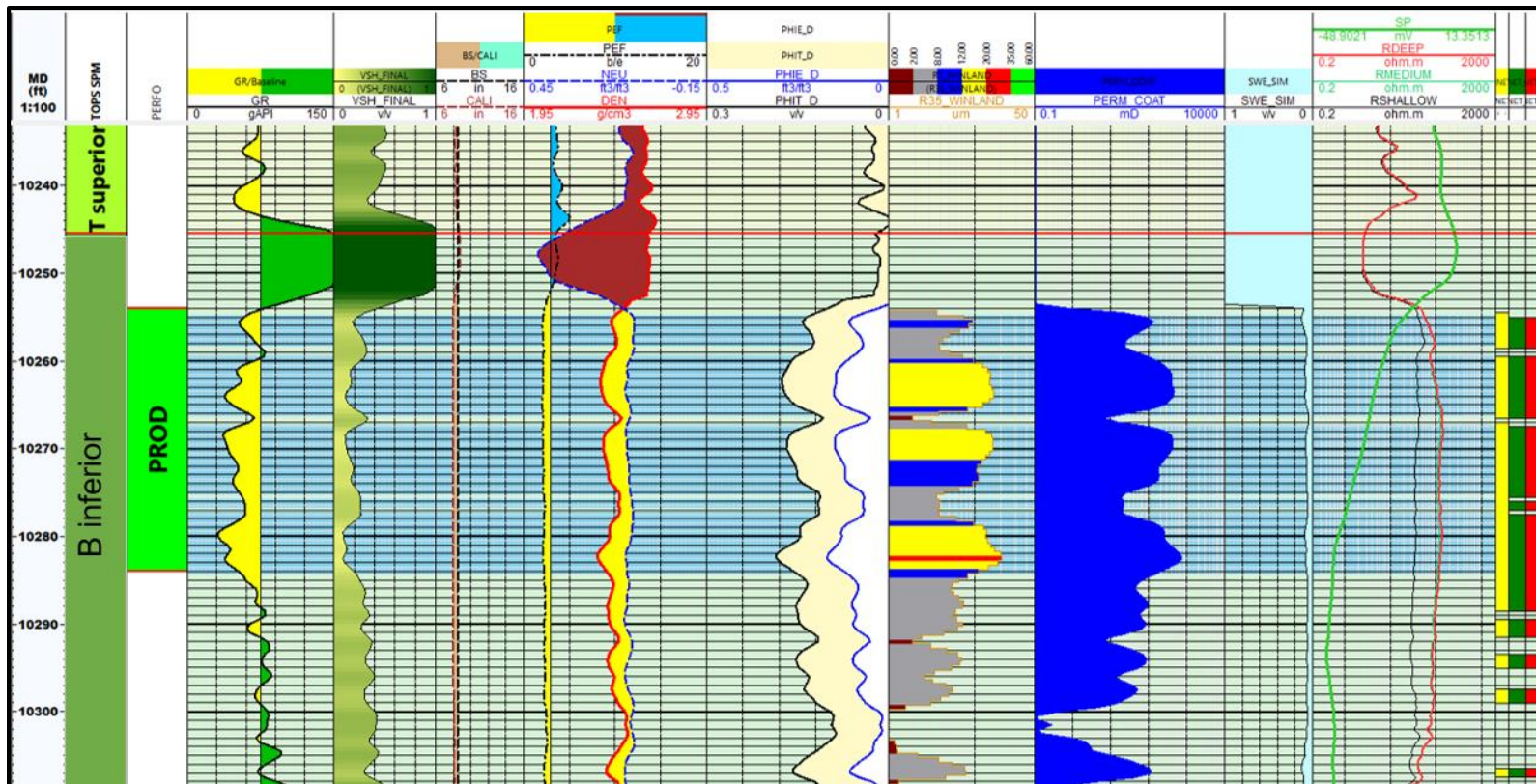


Figura 4.11. Registro Eléctrico, Arenisca B Inferior, Pozo P2B.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

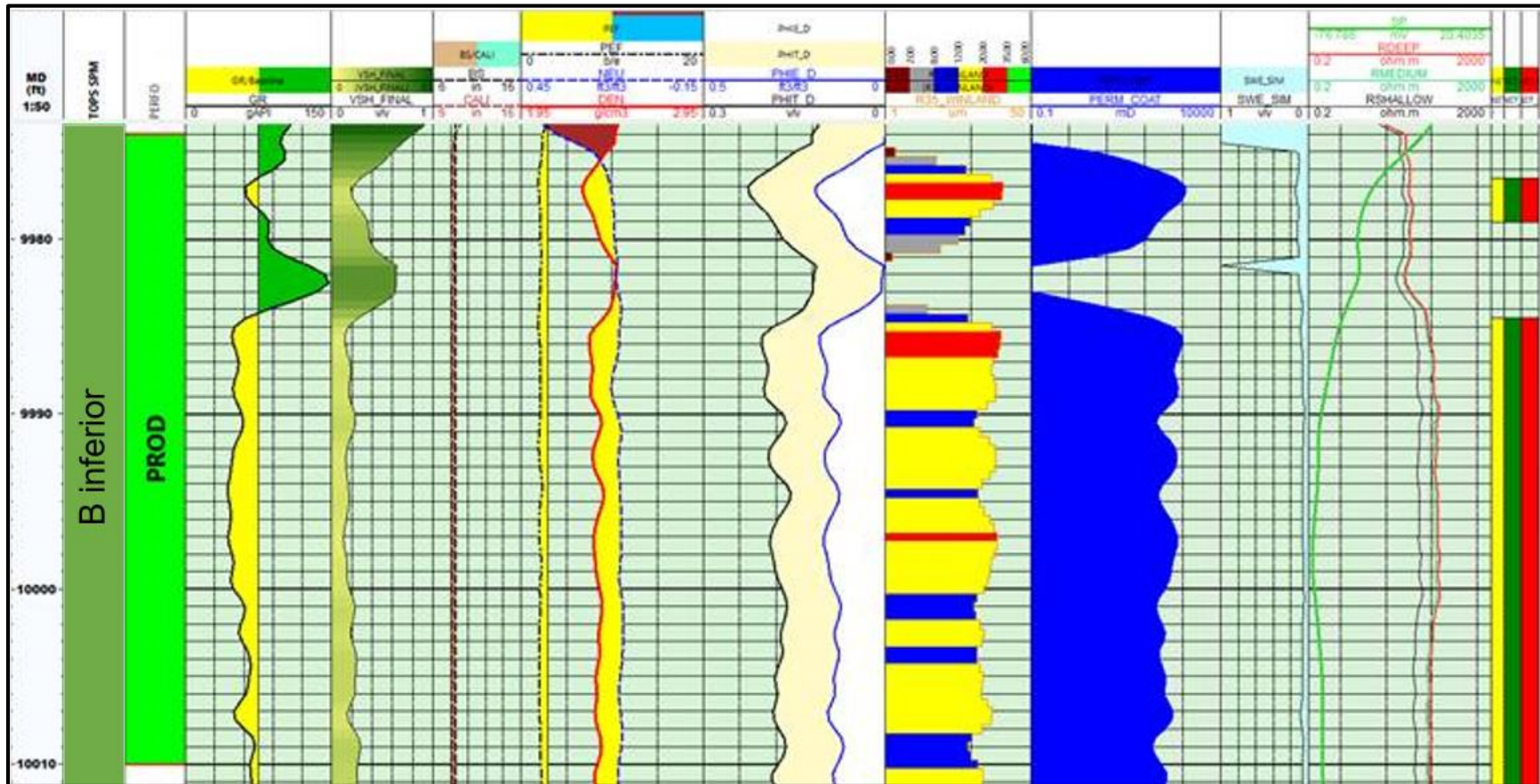


Figura 4.12. Registro Eléctrico, Arenisca B Inferior, Pozo P3B.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

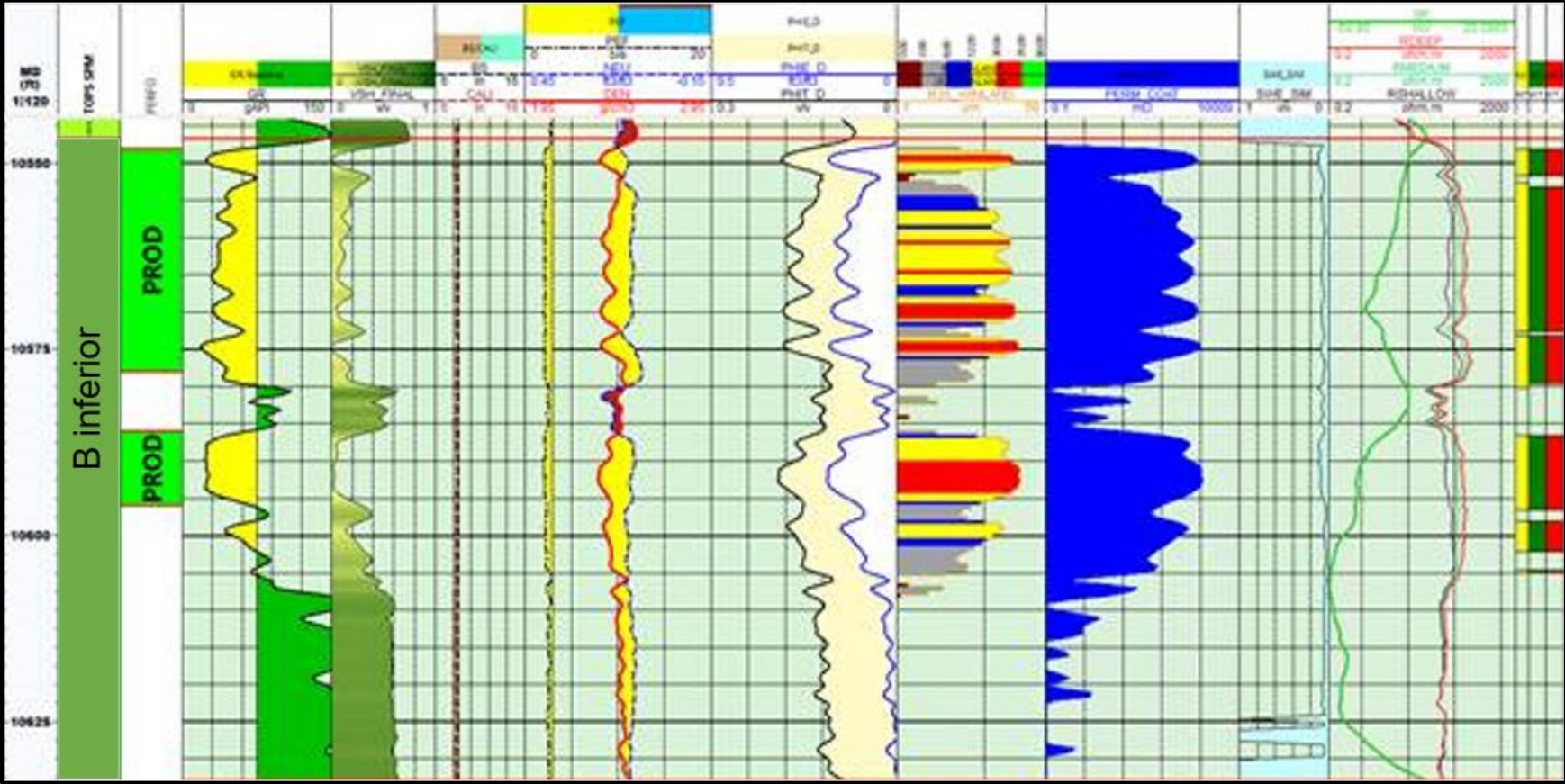


Figura 4.13. Registro Eléctrico, Arenisca B Inferior, Pozo P4B.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

En las tablas 4.9 y 4.10, se resumen el estado actual de los pozos asociados a la inyección selectiva de agua para cada arenisca.

Tabla 4.9. Estado Actual de los Pozos Asociados a la inyección selectiva de agua, arenisca Ai

POZO	YACIMIENTO	PROD. ACTUAL (BPPD)	BSW (%)	COMENTARIO
I1	Bi	117	100	Cerrado/Candidato a conversión a inyector
P1A	Bi	32	92	Cerrado
P2A	Ai + Bi	104	70	Productor de Ai y Bi
P3A	Bi	402	22	Productor
P4A	Bi	54	50	Cerrado

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Tabla 4.10. Estado Actual de los Pozos Asociados a la inyección selectiva de agua, arenisca Bi

POZO	YACIMIENTO	PROD. ACTUAL (BPPD)	BSW (%)	COMENTARIO
I1	Bi	117	1	Cerrado/Candidato a conversión a inyector
P1B	Bi	1140	3	Productor
P2B	Ai + Bi	104	70	Productor de Ai y Bi
P3B	Bi	402	22	Productor
P4B	Bi	417	3	Productor

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.2. ESPESORES SATURADOS DE HIDROCARBUROS DE LOS POZOS QUE INTEGRAN EL ARREGLO DE INYECCIÓN

A continuación se presentan los resultados de la lectura de espesores efectivos, es decir, que están saturados de hidrocarburos:

Tabla 4.11. Espesores saturados de hidrocarburos de la arenisca Ai del campo XY del arreglo de cinco puntos propuestos

POZO	ESPEJOR Ai (ft) (TVD)
P1A	25
P2A	32
P3A	23
P4A	10
PROMEDIO	23

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Tabla 4.12. Espesores saturados de hidrocarburos de la arenisca Bi del campo XY del arreglo de cinco puntos propuestos

POZO	ESPEJOR Bi (ft) (tvd)
P1B	63
P2B	44
P3B	40
P4B	47
PROMEDIO	49

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.3. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS REALES CON LAS PREDICCIONES OBTENIDAS CON EL MÉTODO DE DYKSTRA PARSONS

4.3.1. RESULTADO OBTENIDO CON EL MÉTODO ANALÍTICO DE PREDICCIÓN DE DYKSTRA PARSONS

Se realizaron los cálculos descritos para el método de Dykstra Parsons. Los resultados se ilustran en el Anexo 5 y 6 para cada arenisca, el resumen de los resultados obtenidos para la arenisca A inferior y para la arenisca B inferior se encuentran en las tablas 4.13 y 4.14.

Tabla 4.13. Resumen de Resultados obtenidos con el método analítico de Dykstra Parsons, Arenisca A inferior

WOR	fw	Ea	Ei	NP	Wi (bl)	t (años)	qo (bppd)	FR
9.672	0.906	0.659881065	0.490	76226.847	1587630.872	1.450	277.277	0.135
10.826	0.915	0.665713765	0.597	17326.050	1796159.943	1.640	250.230	0.166
40.808	0.976	0.707187026	0.605	7215.969	2099358.896	1.917	70.780	0.179
47.909	0.980	0.709719001	0.714	18689.292	3017352.184	2.756	60.504	0.212
80.773	0.988	0.715783117	0.758	8286.449	3696702.087	3.376	36.187	0.227
64.441	0.985	0.713518687	0.852	15413.872	4708629.865	4.300	45.219	0.254
109.193	0.991	0.718138235	0.874	4628.950	5219679.028	4.767	26.854	0.262
436.881	0.998	0.723262434	0.889	3725.652	6851853.507	6.257	6.758	0.269
1556.291	0.999	0.724512049	0.938	8670.032	20355438.110	18.589	1.900	0.284
	1.000	0.725002039	1.000	10617.956	20368283.762	18.601	0.000	0.303

Elaborado por: Jiménez, 2019

En la figura 4.13 se puede observar un incremento del factor de recobro de la arenisca A inferior hasta el 25% en aproximadamente 14 años tiempo en el que el corte de agua es casi el 90%. A partir del año 15 la producción de agua sobrepasará el límite económico.

En la figura 4.14 se muestra que existe un incremento del factor de recobro de la arenisca B Inferior hasta el 40% en aproximadamente cuatro años tiempo en el que corte de agua es casi el 80%. A partir del año 5 la producción de agua sobrepasara el límite económico.

Tabla 4.14. Resumen de Resultados obtenidos con el método analítico de Dykstra Parsons, Arenisca B inferior

WOR	fw	Ea	Ei	NP	Wi (bl)	t(años)	qo (bppd)	FR
0.2059	0.1707	0.7267	0.6751	310358	2401074.3	2.6313	2019.65	0.2096
0.4561	0.3133	0.7649	0.7588	56832	2494903.3	2.7341	1672.54	0.248
0.7938	0.4425	0.8032	0.7872	32777	2560082.3	2.8056	1357.75	0.2702
1.3026	0.5657	0.8435	0.7872	20048	2610150.3	2.8604	1057.71	0.2837
2.0654	0.6738	0.8823	0.8273	41723	2746176.8	3.0095	794.507	0.3119
3.1724	0.7603	0.916	0.8988	59100	3004281	3.2924	583.701	0.3518
4.8406	0.8288	0.9446	0.9682	57725	3352677.5	3.6742	416.986	0.3908
7.9671	0.8885	0.971	0.9953	32833	3653490.8	4.0038	271.6	0.413
17.17	0.945	0.9974	0.9998	19405	4009857.8	4.3944	134.039	0.4261
	1	1.0245	1	17303	4030532.1	4.417	0	0.4378

Elaborado por: Jiménez, 2019

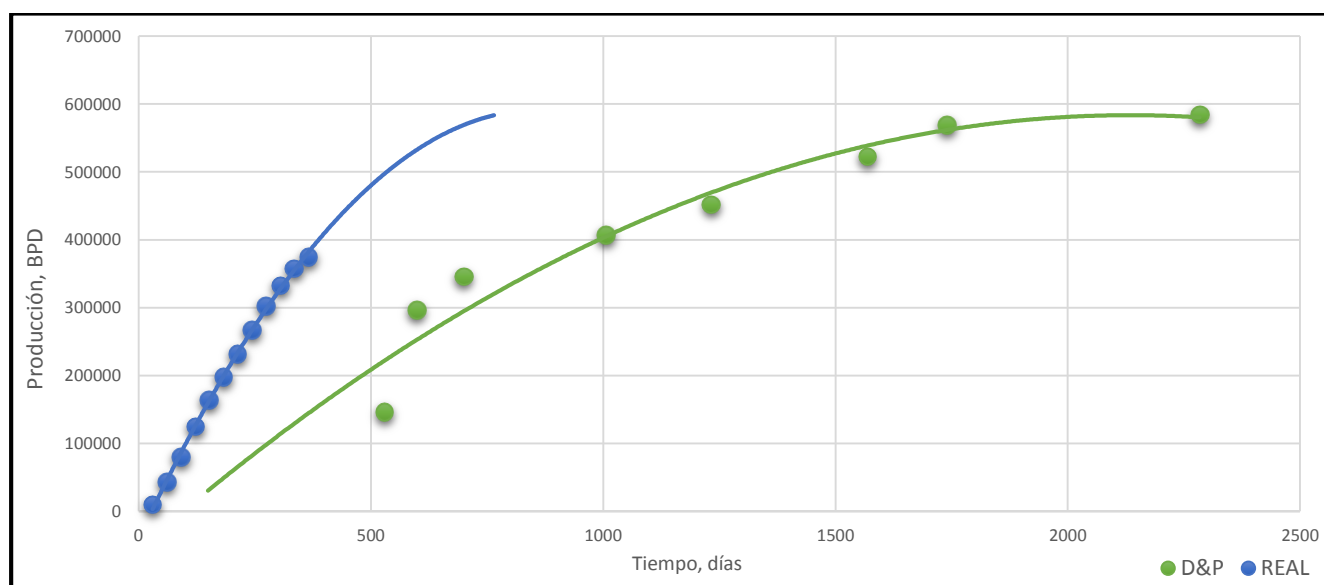


Gráfico 4.1. Comparación de Producciones Real y método de Dykstra & Parsons, arenisca A inferior

Elaborado por: Jiménez, 2019

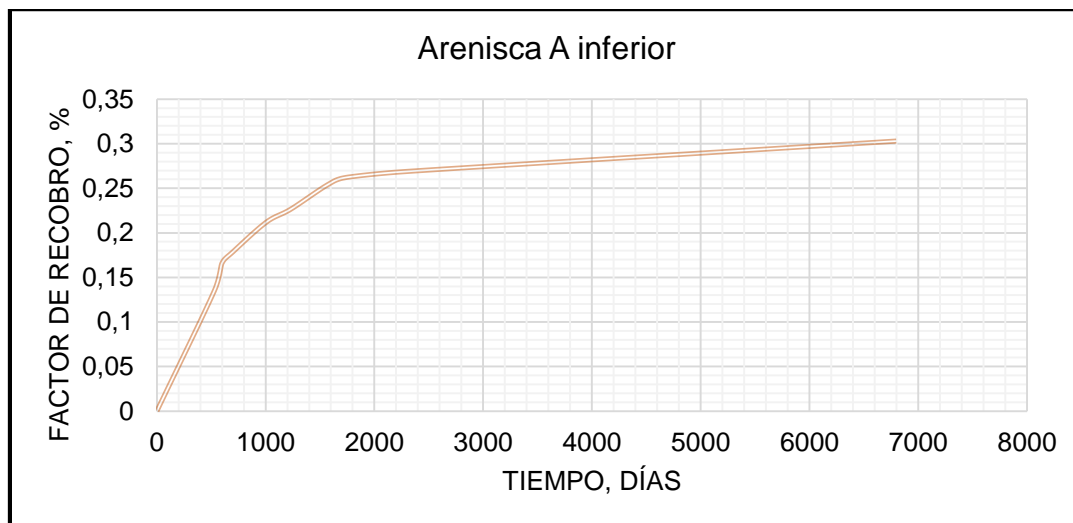


Gráfico 4.2. Factor de Recobro Después de la inyección, arenisca A inferior

Elaborado por: Jiménez, 2019

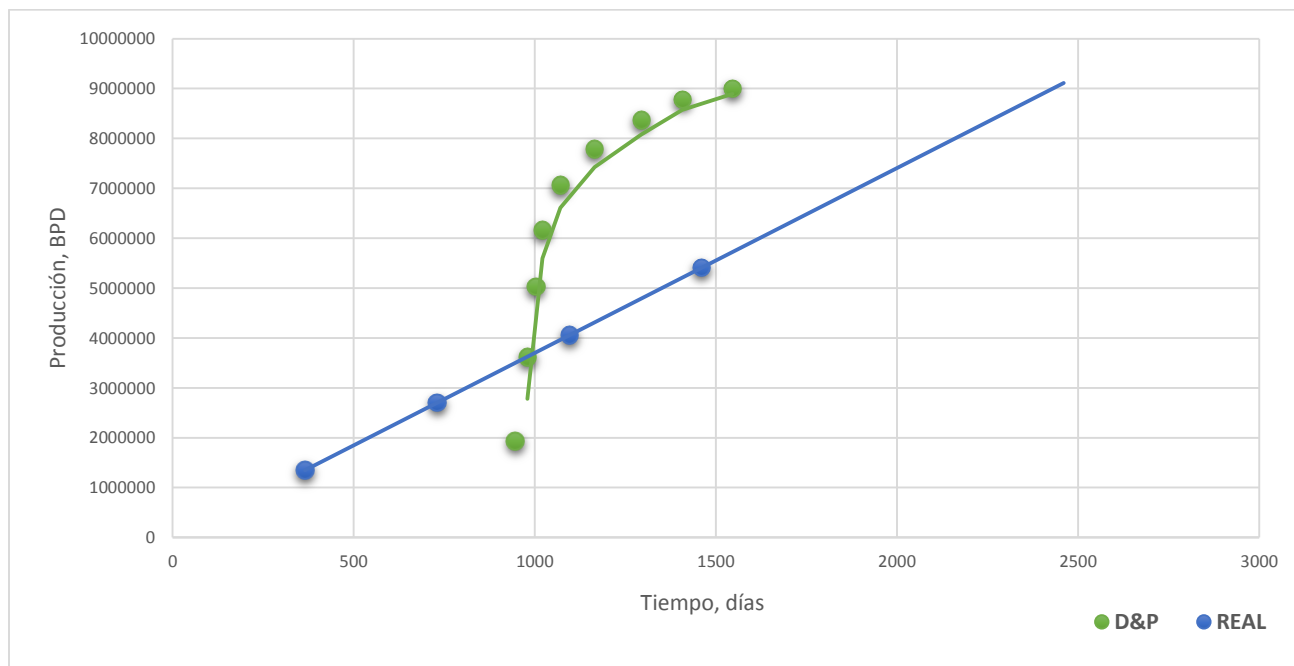


Gráfico 4.3. Comparación de Producciones Real y método de Dykstra & Parsons, arenisca B inferior

Elaborado por: Jiménez, 2019

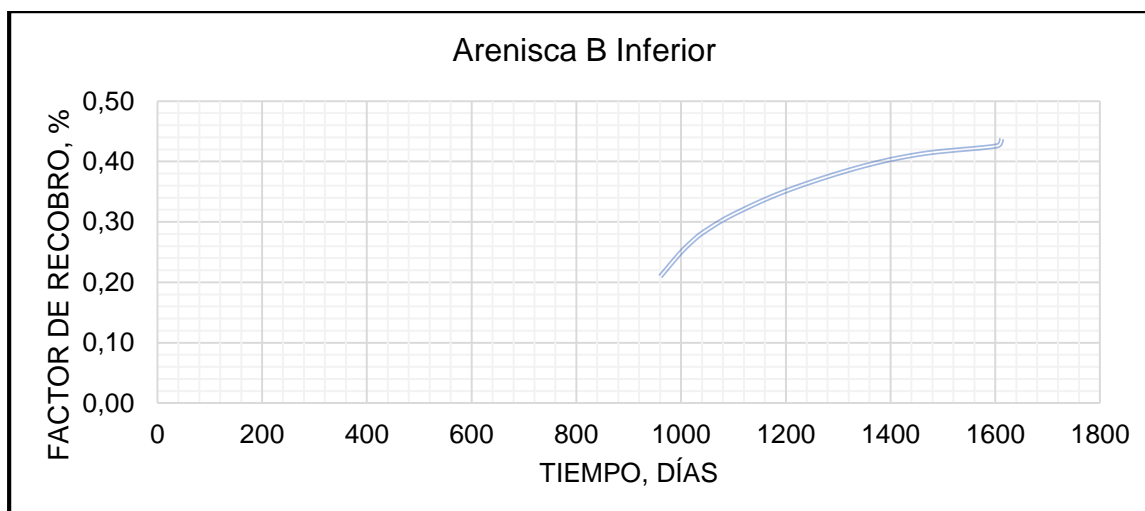


Gráfico 4.4. Factor de Recobro Después de la inyección, arenisca B inferior.

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.3.2. RESULTADOS REALES DE LOS POZOS INVOLUCRADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO DE LA INYECCIÓN SIMULTANEA DE AGUA

La respuesta de la inyección de agua se controla desde el inicio del proyecto y se monitorea mediante análisis de los datos de presión de fondo obtenidos a partir de medidas de los sensores de fondo instalados en los equipos BES de los pozos productores, además del comportamiento productivo de los pozos dentro de las zonas de influencia del pozo inyector. En lo referente al monitoreo del avance del agua inyectada se analiza el porcentaje de BSW y el contraste entre salinidad del agua de formación y la del agua de producción.

A continuación, se exponen los gráficos de inyección de agua en las areniscas A inferior y B inferior, donde se puede observar como se ha ido incrementando los barriles de agua inyectados a través del tiempo, esto se debe a la admisibilidad de agua de cada arenisca. (Gráficos 4.3 y 4.4)

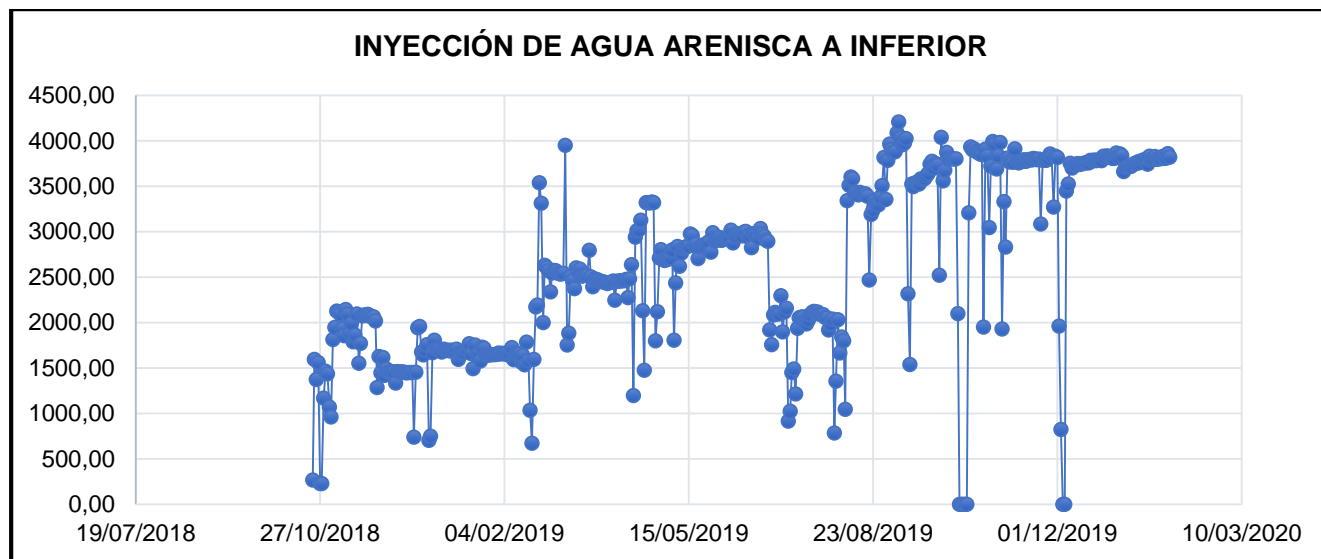


Gráfico 4.5. Inyección Real de Agua vs Tiempo en la Arenisca A Inferior

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

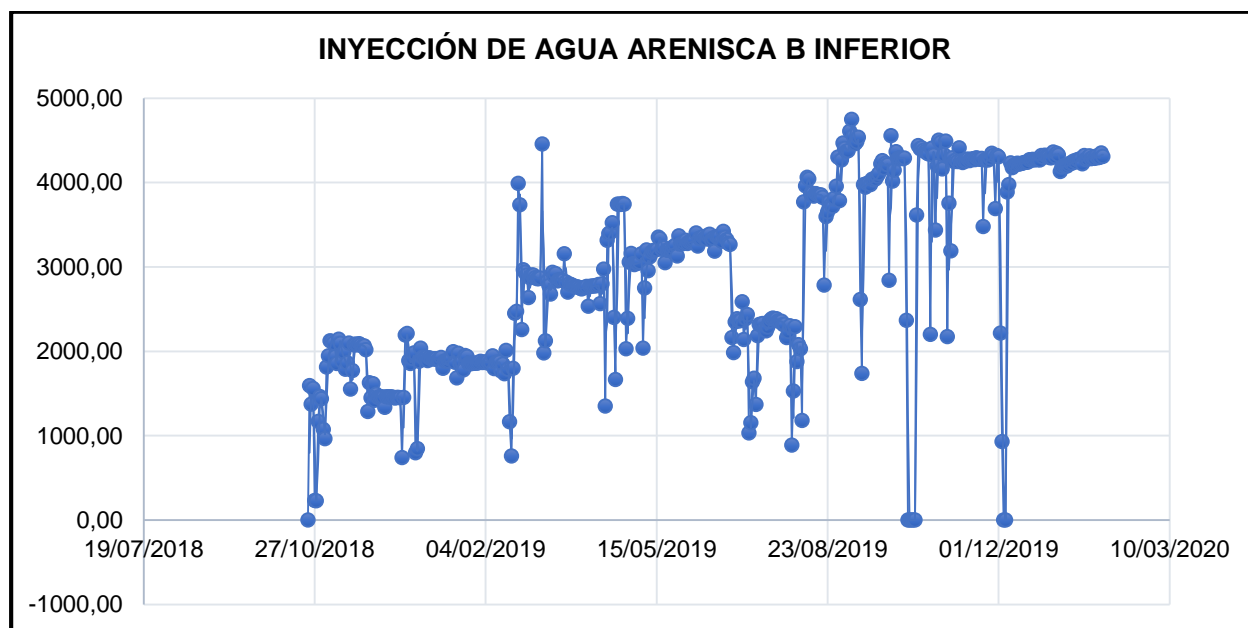


Gráfico 4.6. Inyección Real de Agua vs Tiempo en la Arenisca B Inferior

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.3.2.1. Pozos involucrados en la arenisca A inferior

A continuación, se detalla los gráficos de producción para cada uno de los pozos involucrados en la inyección selectiva de agua arenisca A inferior. También se detalla la presión Intake a través del tiempo de cada pozo involucrados desde que empezó la inyección.

Como se puede observar en cada uno de los pozos pertenecientes al área involucrada a la inyección simultanea de agua de la arenisca A inferior existe un aumento de producción y de la presión Intake.

Pozo P1A

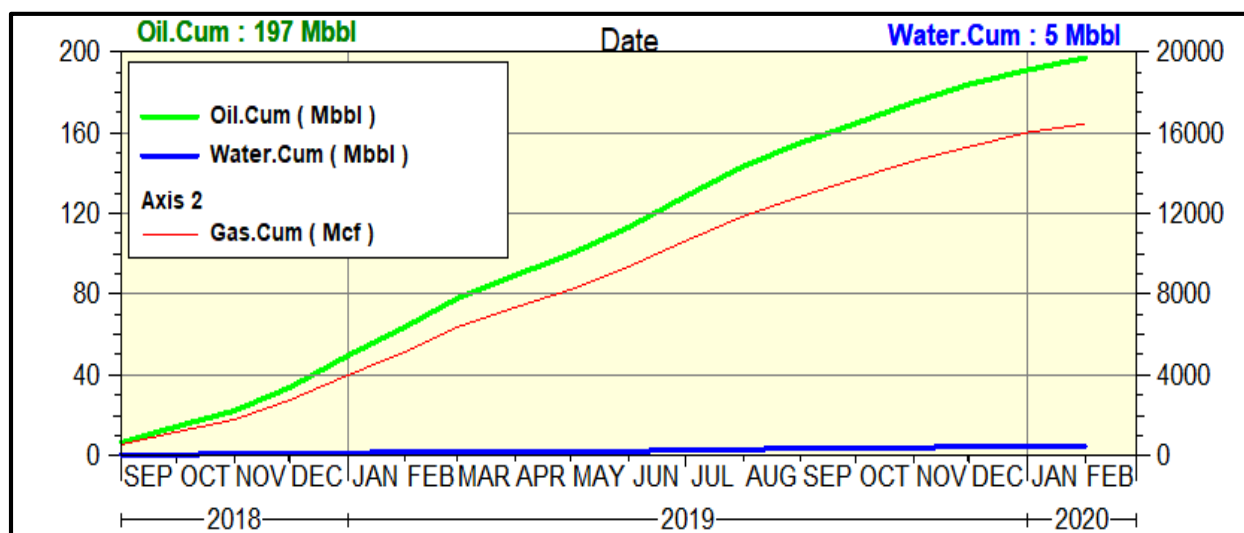


Gráfico 4.7. Producción Real vs Tiempo del pozo P1A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

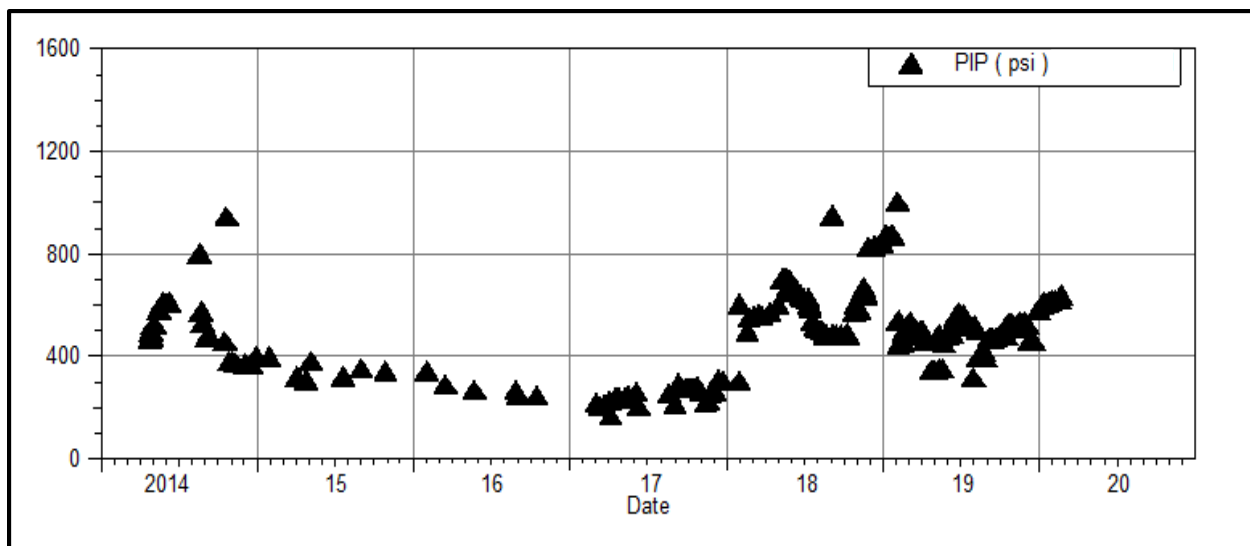


Gráfico 4.8. Presión Intake vs Tiempo del pozo P1A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Pozo P2A



Gráfico 4.9. Producción Real vs Tiempo del pozo P2A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

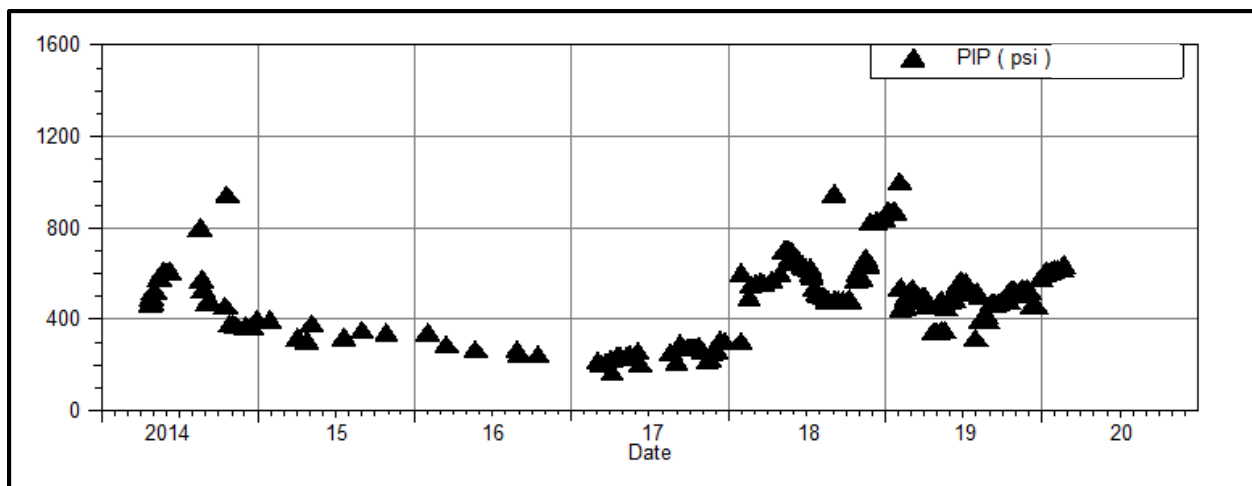


Gráfico 4.10. Presión Intake vs Tiempo del pozo P2A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Pozo P3A

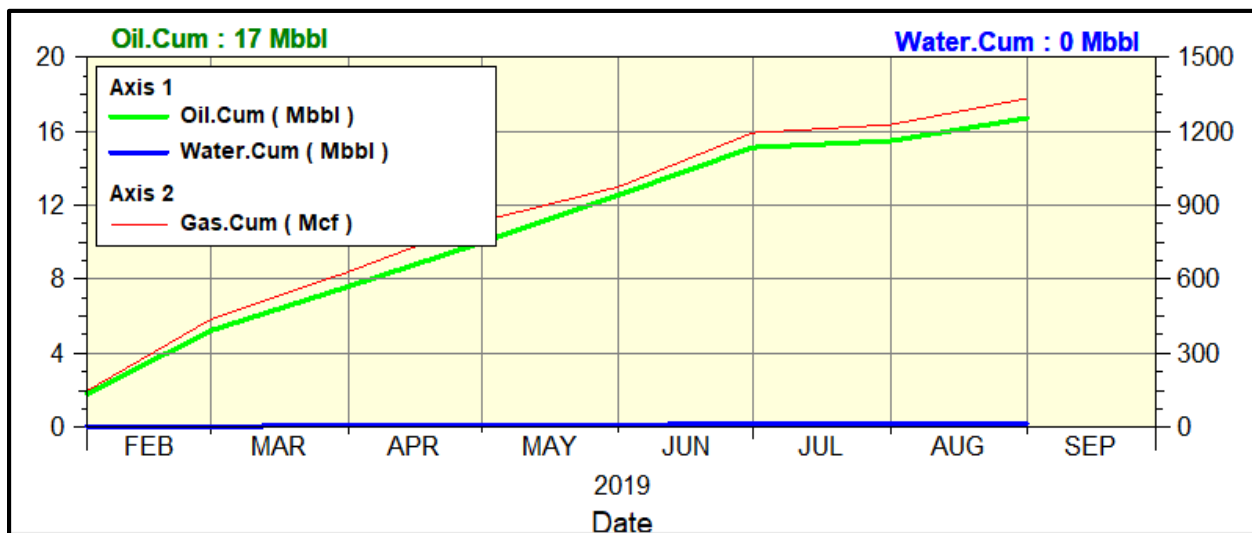


Gráfico 4.11. Producción Real vs Tiempo del pozo P3A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

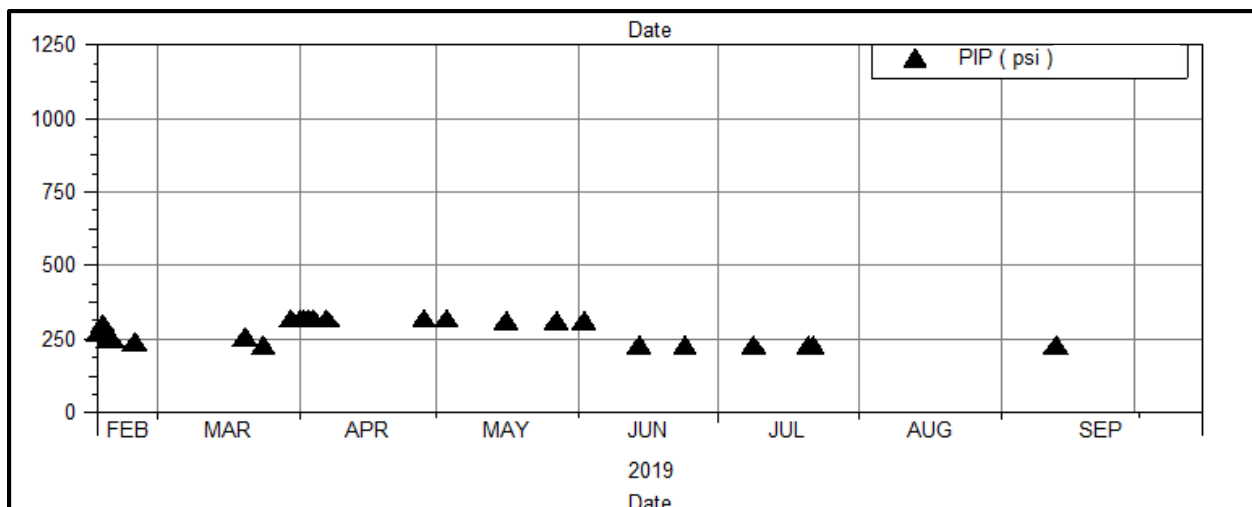


Gráfico 4.12. Presión Intake vs Tiempo del pozo P3A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Pozo P4A

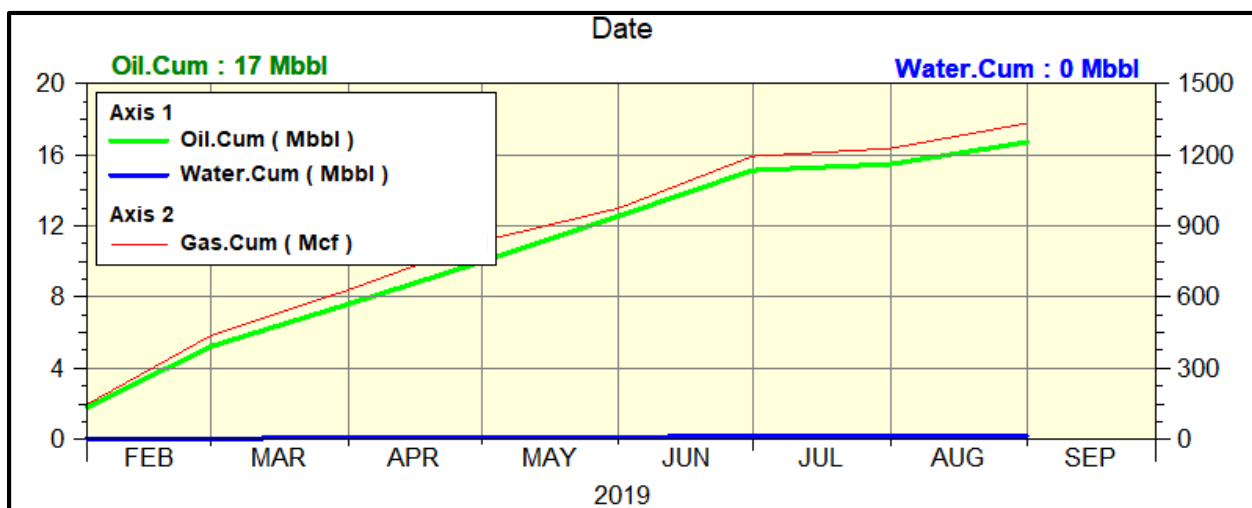


Gráfico 4.13. Producción Real vs Tiempo del pozo P4A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

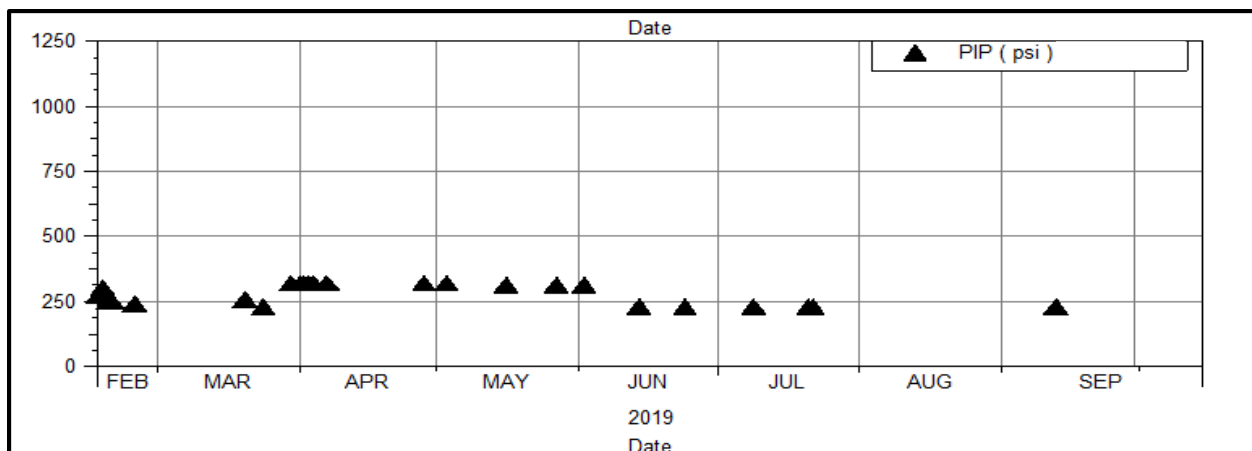


Gráfico 4.14. Presión Intake vs Tiempo del pozo P4A

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.3.2.2. Pozos involucrados en la arenisca B inferior

A continuación, se detalla los gráficos de producción para cada uno de los pozos involucrados en la inyección selectiva de agua arenisca A inferior y los gráficos de cómo ha variado la presión Intake a través del tiempo desde que empezó la inyección.

Pozo PIB

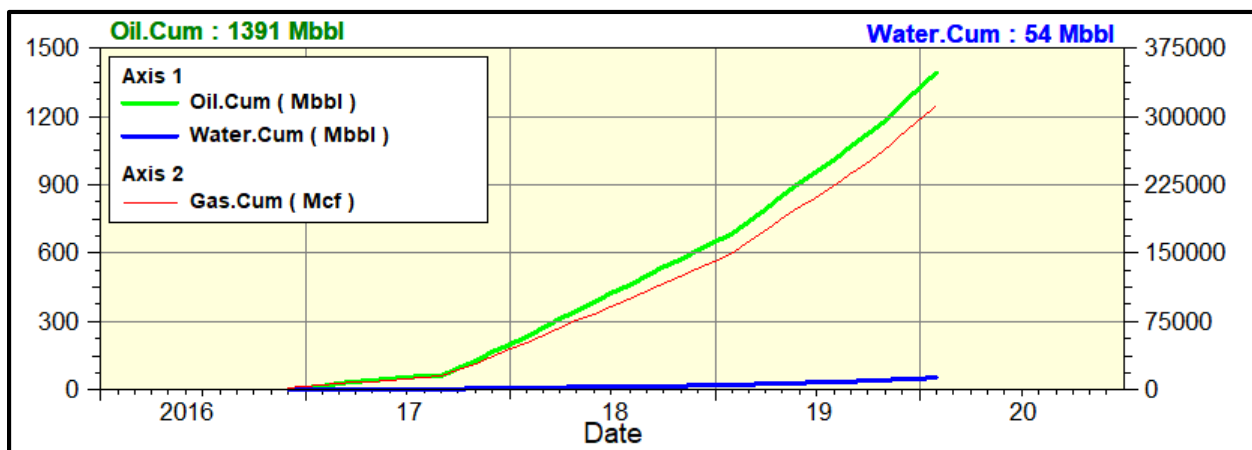


Gráfico 4.15. Producción Real vs Tiempo del pozo P1B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

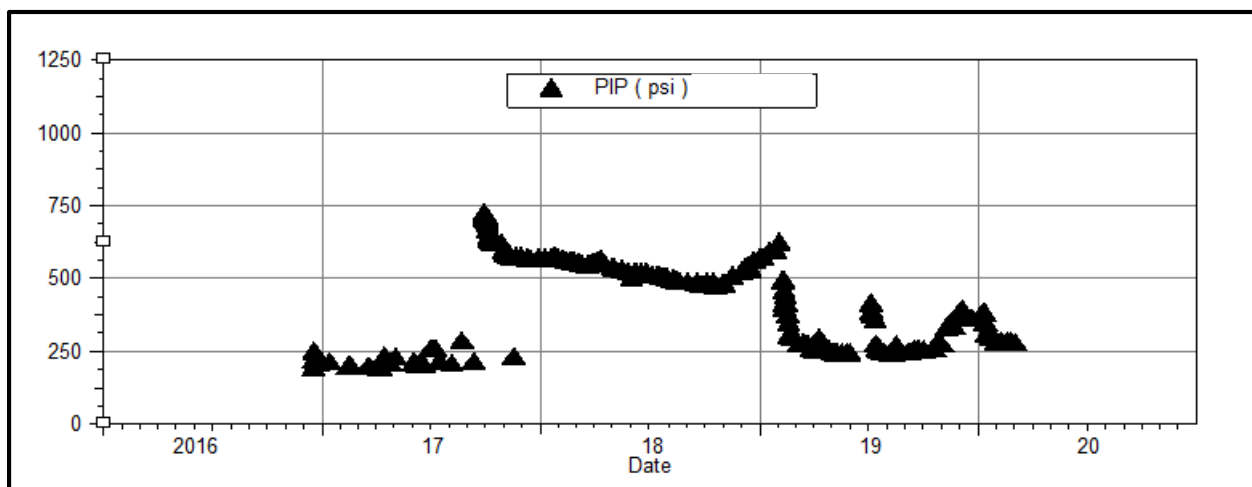


Gráfico 4.16. Presión Intake vs Tiempo del pozo P1B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Pozo P2A

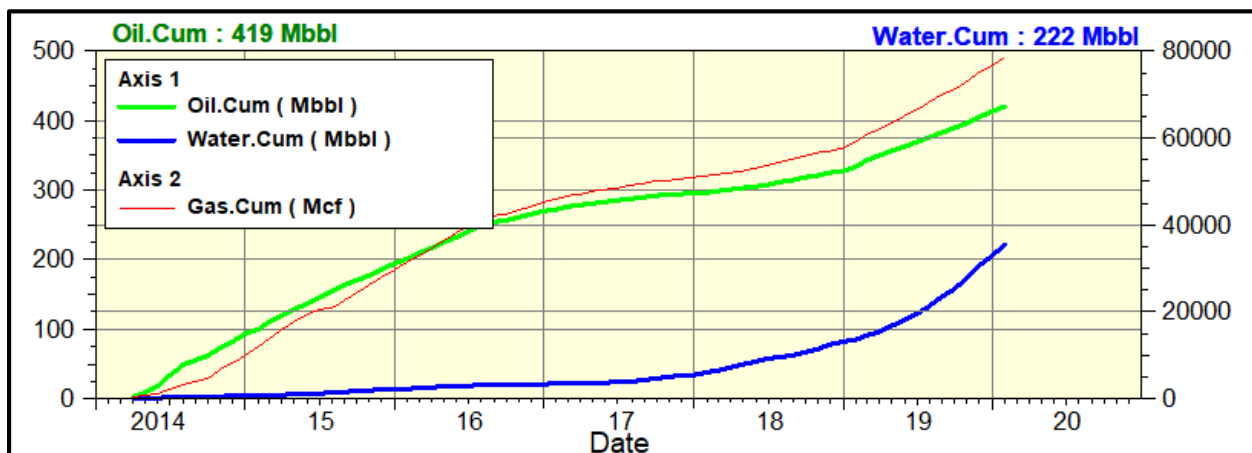


Gráfico 4.17. Producción Real vs Tiempo del pozo P2B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

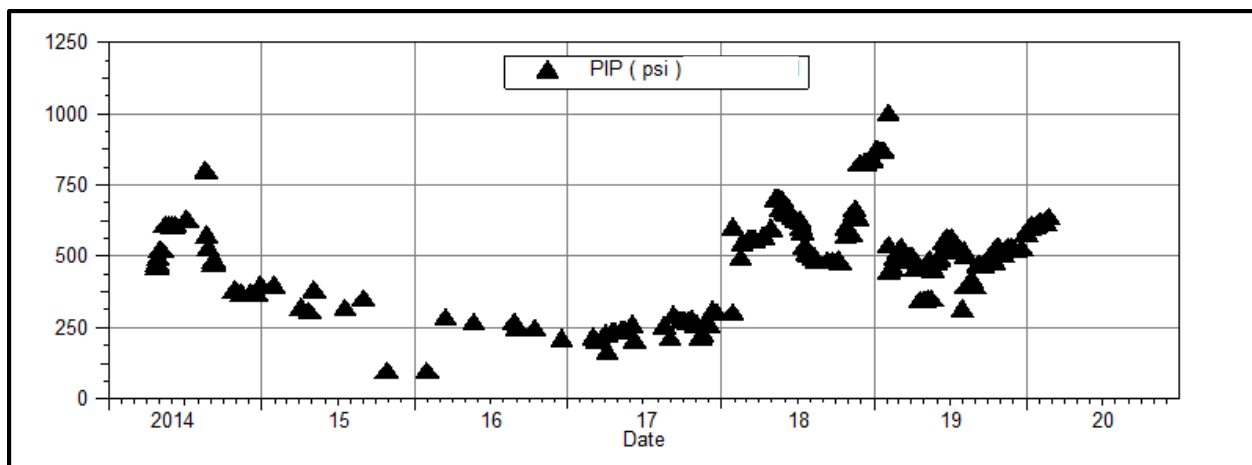


Gráfico 4.18. Presión Intake vs Tiempo del pozo P2B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Pozo P3B

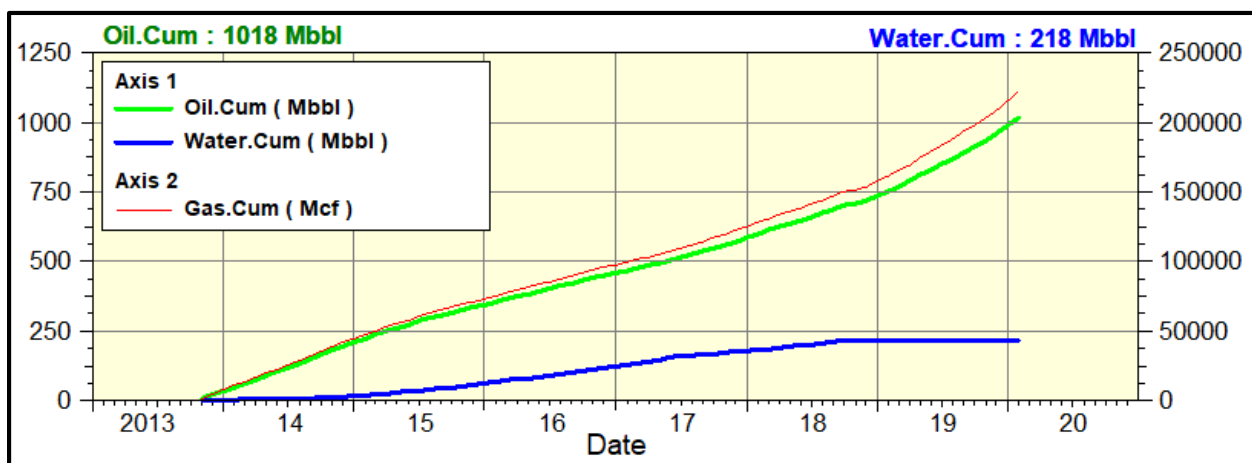


Gráfico 4.19. Producción vs Tiempo del pozo P3B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

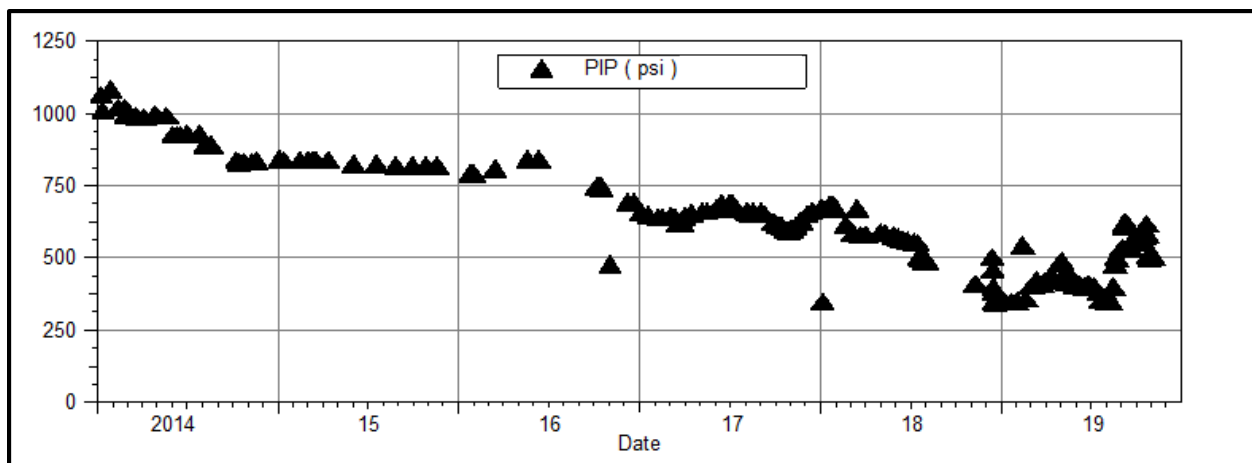


Gráfico 4.20. Presión Intake vs Tiempo del pozo P3B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

Pozo P4B

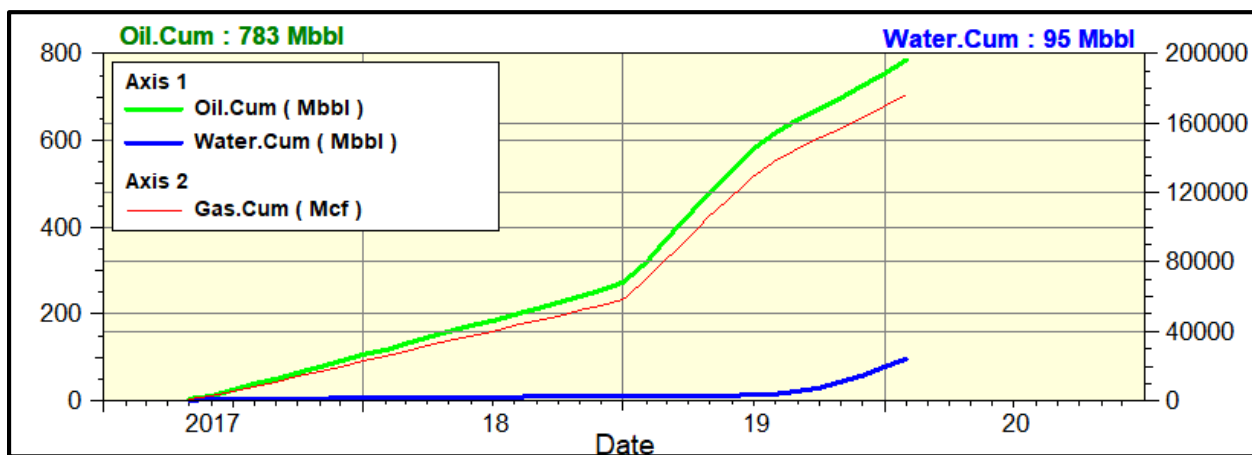


Gráfico 4.21. Producción vs Tiempo del pozo P4B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

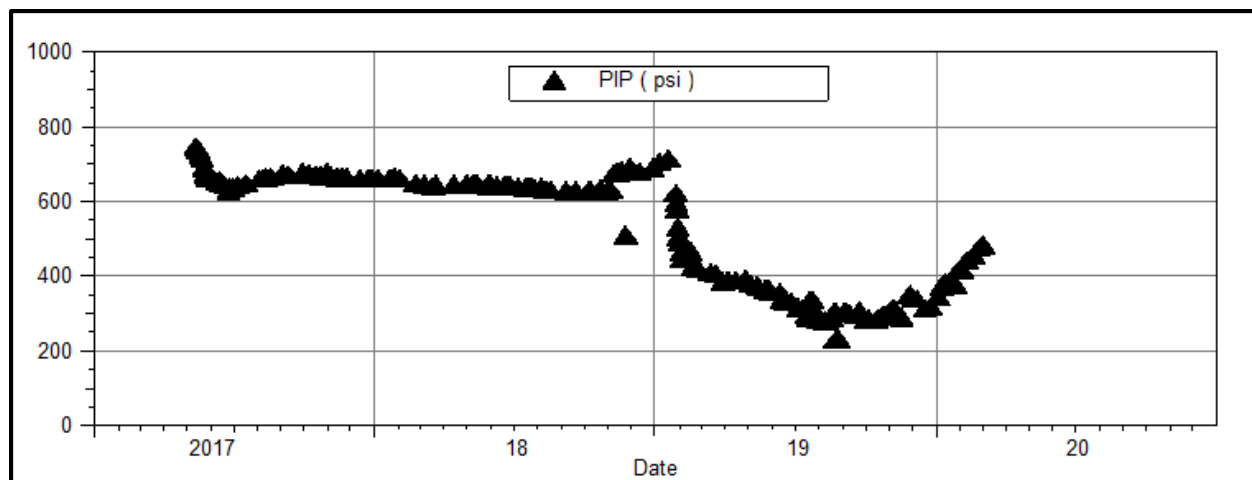


Gráfico 4.22. Presión Intake vs Tiempo del pozo P4B

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Jiménez, 2019

4.4. RELACIÓN VRR PARA LAS ARENISCAS A_i – B_i , EN LA ZONA QUE SE ENCUENTRA INFLUENCIADA POR LA INYECCIÓN

Se realizaron las gráficas de la relación VRR tanto para la arenisca A_i como B_i , utilizando data real de los caudales de inyección y producción de todos los pozos incluidos en el arreglo de inyección. Los resultados se encuentran en los Anexos 7 y 8.

En el caso de la inyección en la arenisca A_i se observa un claro aumento de la presión, especialmente en el cuarto mes donde se observa un valor mayor que 1.

En el caso de la inyección de la arenisca B_i , se observa siempre un valor menor a 1, indicando una disminución de presión, sin embargo, la producción de crudo de esta arenisca es alta con respecto a la arenisca A_i

4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Como se observan en las gráficas 4.4 y 4.5, referente al histórico de presiones del campo XY, hay una declinación notable de la presión del campo, dada por la recuperación

primaria del campo, a partir de ese análisis, se realiza un proyecto piloto de recuperación secundaria, por inyección de agua.

El cálculo de predicción de Dykstra & Parsons, nos permitió relacionar varias características de las arenas A_i y B_i , para obtener un pronóstico de producción de petróleo para un tiempo aproximado, hasta que el corte de agua en la producción, llegue a un valor alto que en realidad ya no es económicamente rentable producir.

En las tablas 4.13 y 4.14, según los cálculos obtenidos por método de Dykstra Parsons se puede observar que durante el primer año se tendría una producción estimada de 277 barriles de petróleo por día para la arenisca A inferior, actualmente se tiene 200 barriles de petróleo por día. Para la arenisca B inferior la producción estimada por el método de Dykstra Parsons es de 2048 barriles de petróleo por día y actualmente se tiene una producción de 960 barriles por día. La presencia de más pozos alrededor del modelo considerado para los cálculos, hizo que la suma de las producciones reales de los pozos implicados en el modelo, no sea tan alta como la producción obtenida en el modelo de Dykstra & Parsons.

Las curvas de producción representadas en las gráficas 4.1 y 4.3, las curvas de producción real versus la producción calculada por el método de Dykstra y Parsons presentan una buena compatibilidad para la arenisca A inferior, pero no es el mismo caso para la arenisca B inferior. Cabe recalcar en este punto, que en la ejecución real del proyecto, existe una variación del caudal de inyección diario, como lo observamos en las gráficas 4.5 y 4.6, mientras que para la ejecución de la predicción calculada, se toma un promedio de inyección de 3000 y 2500 BPD para la arena A_i y B_i respectivamente, la cual vendría resultando una inyección de caudal constante.

Durante la ejecución del método de Dykstra y Parsons, se puede observar que el coeficiente de variación de la permeabilidad tiene un valor de 0.26 para la arenisca A_i y 0.29 para la arenisca B_i , por lo que se observa que la segunda presenta una permeabilidad más variable que la primera.

Actualmente la producción real del campo tanto para la arenisca A inferior y B inferior presenta la presencia de agua de inyección, esto debido al cambio de salinidad del agua

producida, de +/- 30000 ppm a +/- 9000 ppm. El agua inyectada es de carácter dulce, mientras que el agua de la arenisca inyectada es muy salina, por lo tanto, cuando baja la salinidad del agua producida nos damos cuenta de que se está produciendo agua inyectada.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La comparación de los resultados reales de producción versus la predicción calculada en la arenisca Ai, tienen bastante simetría en la tendencia, si hay una diferencia entre magnitudes, que resulta de varios factores como el espesor, la certidumbre de cada característica propia de la arenisca, caudal inyectado, y pozos influenciados por la inyección.
- En la comparación de los resultados reales de producción versus la predicción calculada en la arenisca Bi, se encuentra una diferencia muy grande en cuanto a las magnitudes de producción alcanzada, y también encontramos que estas dos curvas no tienen una tendencia parecida, el modelo de Dykstra & Parsons, arroja unos resultados de producción muy altos con respecto a lo que se está produciendo realmente, sin embargo este resultado puede ser discutible debido a que en el campo real, existen más pozos que están siendo influenciados por la inyección, lo que quiere decir que los pozos involucrados en el modelo puedan tener una producción menor.
- El modelo de Dykstra Parsons puede ser utilizado en la arenisca Ai como primer método de predicción del comportamiento de una inyección de agua, para arreglos de pozos normales como arreglos de pozos invertido.
- El método de Dykstra Parsons presentó una limitación en este campo, al solo poder hacer los cálculos de predicción para un determinado número de pozos, sin embargo, en los datos de producción del campo se puede observar que en el proyecto de Waterflooding, hay más pozos influenciados por el pozo inyector.

- Según los cálculos del coeficiente de variación de permeabilidad, podemos observar que la arenisca Bi presenta una mayor variación de la permeabilidad que la arenisca Ai, este dato puede ser otro indicativo por el cual el modelo de Dykstra y Parsons no tuvo un buen resultado en esta arena.
- La producción real presenta diferencia con la del método, porque el caudal de inyección de agua es modificado dependiendo del monitoreo constante de la producción, en el método de Dykstra & Parsons, se utiliza un solo dato de caudal de inyección, sin embargo en la arenisca Ai, se puede observar una tendencia muy parecida entre la curva de producción real y la curva calculada.

5.2. RECOMENDACIONES

- Realizar constantemente monitoreo de los parámetros de superficie y de fondo en los pozos productores, con la finalidad de poder identificar cualquier cambio en el comportamiento productivo que perjudique los objetivos de la inyección de agua.
- Se recomienda utilizar este método como primer método de predicción en un estudio de recuperación secundaria por inyección de agua, obteniendo buenos resultados con este método, se recomienda hacer una simulación con programas más desarrollados matemáticamente.
- Para obtener una mayor efectividad del barrido, se recomienda una mayor inyección de polímeros además del agua de formación que está siendo inyectada.
- A pesar de haber tenido una buena predicción en la arenisca Ai con el método de Dykstra & Parsons, es recomendable hacer un análisis por el método de Leverette debido a que tuvo un coeficiente de permeabilidad bajo con respecto a la arenisca Bi.

BIBLIOGRAFÍA

- A., R., Jr., C., & Ludolph, B. (2003, Octubre 7). *One Petro*. From Voidage Replacement Ratio Calculations in Retrograde Condensate to Volatile Oil Reservoirs Undergoing EOR Processes : <https://doi.org/10.2118/84359-MS>
- Abdallah, W. (2007). Los Fundamentos de la Mojabilidad. In W. Abdallah, J. Buckley, A. Carnegie, J. Edwards, B. Herold, & E. Fordham, *Los Fundamentos de la Mojabilidad* (p. p. 50). Alberta, Canadá: Oilfield Review - Schlumberger.
- Aguirre, A. (2011). *Monografías.com*. From <https://www.monografias.com/trabajos17/completacion-pozos/completacion-pozos.shtml>.
- Araujo, A. (2015, Diciembre 16). Auca una de las áreas petroleras más productivas. *El Comercio*.
- Arias, J., & Chancusig, M. (2017). *Estudio para la Implementación de un Proyecto Piloto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en la arena U inferior de Campo Sacha*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Baby, Rivadeneira, P., & Barragán, M. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*.
- Carlos García, Jorge Gutierrez, & Fabián Torres. (2015, s.f. s.f.). *Slideplayer*. From Propiedades del Petróleo: <https://slideplayer.es/slide/3610545/>
- Carrillo, L. (2019, Septiembre 4). *OILPRODUCTION*. From Definición de Reservas Petroleras: <http://oilproduction.net/reservorios/evaluaciondereservorios/item/1686-definicion-de-reservas-petroleras>
- Córdova, I. J. (2010, Octubre 27 al 29). *Studylib - Simposio de Metrología* . From Importancia de la medición de la Densidad en Petróleo y Líquidos derivados del Petróleo: <https://studylib.es/doc/106731/importancia-de-la-medici%C3%B3n-de-densidad-en-petr%C3%B3leo-y>
- Craig, F. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua* . Dallas, New York: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Dake, L. (1998). *Fundamentals of reservoir engineering*. Neatherlands: ELSEVIER.
- Guerrero López, A., & Valencia Martínez, P. (2010, Junio). Quito, Pichincha, Ecuador.
- La Comunidad Petrolera. (2012, Septiembre 1). *La comunidad Petrolera*. From Definición de la Permeabilidad: <https://lacomunidadpetrolera.com/2012/09/definicion-de-la-permeabilidad.html>
- López, Y. (2018). Historia técnica del pozo A1. Ecuador.
- Madrid, M. (2016, Mayo 22). *Portal del Petróleo*. From https://www.portaldelpetroleo.com/2016/05/mecanismos-de-produccion-en-yacimientos_22.html

- Manchado, Y. M. (2009, Enero 28). *Blogspot*. From Yacimientos:
monterolamachado.blogspot.com/2009/01/porosidad-de-la-roca.html
- Maritime Contractors de Venezuela. (2014). *Maritime Contractors de Venezuela*. From Completacion de Pozos: <http://stardustenlinea.com/completacion-de-pozos/>
- Monografías Plus. (s.f.). *Monografías Plus*. From Presión de Burbuja:
<https://www.monografias.com/docs/Presi%C3%B3n-de-burbuja-PK3EFATFC8GNZ>
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Venezuela.
- Petroamazonas EP. (2019). *Programas de Workover*. Orellana.
- Piñeiros, S., & Azancot, A. (2019, s.f. s.f.). *Petroamazonas EP*. From Tecnologías alternativas - Futuro Petrolero - Petroamazonas - Shaya S. A.: https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/06/05_SilviaPinerosAnnalynAzancot.pdf
- Prince, A., DeHua, L., & Nagre, R. (2014). Buckley-Leverett Displacement Theory for Waterflooding Performance in Stratified Reservoir.
- Proaño, A. (2016, Enero 11). *Scribd*. From Campo Auca:
<https://es.scribd.com/document/295070453/Campo-Auca>
- Pulso Energético. (2017, Abril 11). *Pulso Energético*. From ¿Qué son la reservas y para qué sirve contarlas?:
<https://pulsoenergetico.org/que-son-las-reservas-y-para-que-sirve-contarlas/>
- Rodriguez, L. E. (2019, Abril 24). *Wordpress*. From Mis Apuntes Yacimientos:
<https://misapuntesyacimientos.wordpress.com/2019/04/24/bo-factor-volumetrico-del-fluido/>
- Sadoval, J. (2013). *Metodología para la identificación de Pozos con Oportunidades de Incremento de Producción en Campos Maduros*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Salazar, F. (2017). *Estudio de Factibilidad de la Técnica Casing While Drilling en el Campo Auca-Proyecto Shaya*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Schlumberger. (2019, 10 4). From
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx
- Schlumberger. (2019, 10 4). From https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary_recovery.aspx
- Schlumberger. (2019). *Oilfield Glossary*. From
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx
- Smith, J y Cobb, W. (1997). *Waterflooding*. Dallas, Estados Unidos .
- Tarek, A. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. USA: Elsevier.
- Vaca, A. (2015). *Estimación del Factor de Recobro Mediante la Inyección de Agua de Oportunidad en un Yacimiento de Petróleo Negro*. Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Valencia, R. (2012). *Recuperación Secundaria por Inyección de agua*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- YPF. (2016, Enero 15). Tres métodos de recuperación del Petróleo. Argentina.

ANEXO N°1

PRUEBAS PVT REALIZADAS A LA ARENISCA A INFERIOR

	PRESION (lpca)	Bo (BY/BN)	Bt (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	ρ_o	Bg	γ_g
Pb	14.7	1.068274806	111.4263	0	0.8833	1.315292755	1.514
	164.7	1.106730701	6.3867152	33.0526965	0.869	0.114913915	1.053
	314.7	1.122712372	2.257041	60.0217659	0.8593	0.05976998	0.85
	444.7	1.1335	1.1335	79	0.853	#N/A	#N/A
	464.7	1.125939555	1.1259396	79	0.8587	#N/A	#N/A
	534.7	1.12366122	1.1236612	79	0.8605	#N/A	#N/A
	1094.7	1.11910455	1.1191046	79	0.864	#N/A	#N/A
	1514.7	1.11563604	1.115636	79	0.8667	#N/A	#N/A
	2014.7	1.112768285	1.1127683	79	0.8689	#N/A	#N/A
	2514.7	1.107100785	1.1071008	79	0.8733	#N/A	#N/A
	3014.7	1.10368895	1.103689	79	0.876	#N/A	#N/A
	3514.7	1.100911875	1.1009119	79	0.8782	#N/A	#N/A
	Pi	4014.7	1.09729601	1.097296	79	0.8811	#N/A
	4514.7	1.09251264	1.0925126	79	0.885	#N/A	#N/A
	5014.7	1.08897612	1.0889761	79	0.8879	#N/A	#N/A

Fuente: Petroamazonas EP

ANEXO N°2

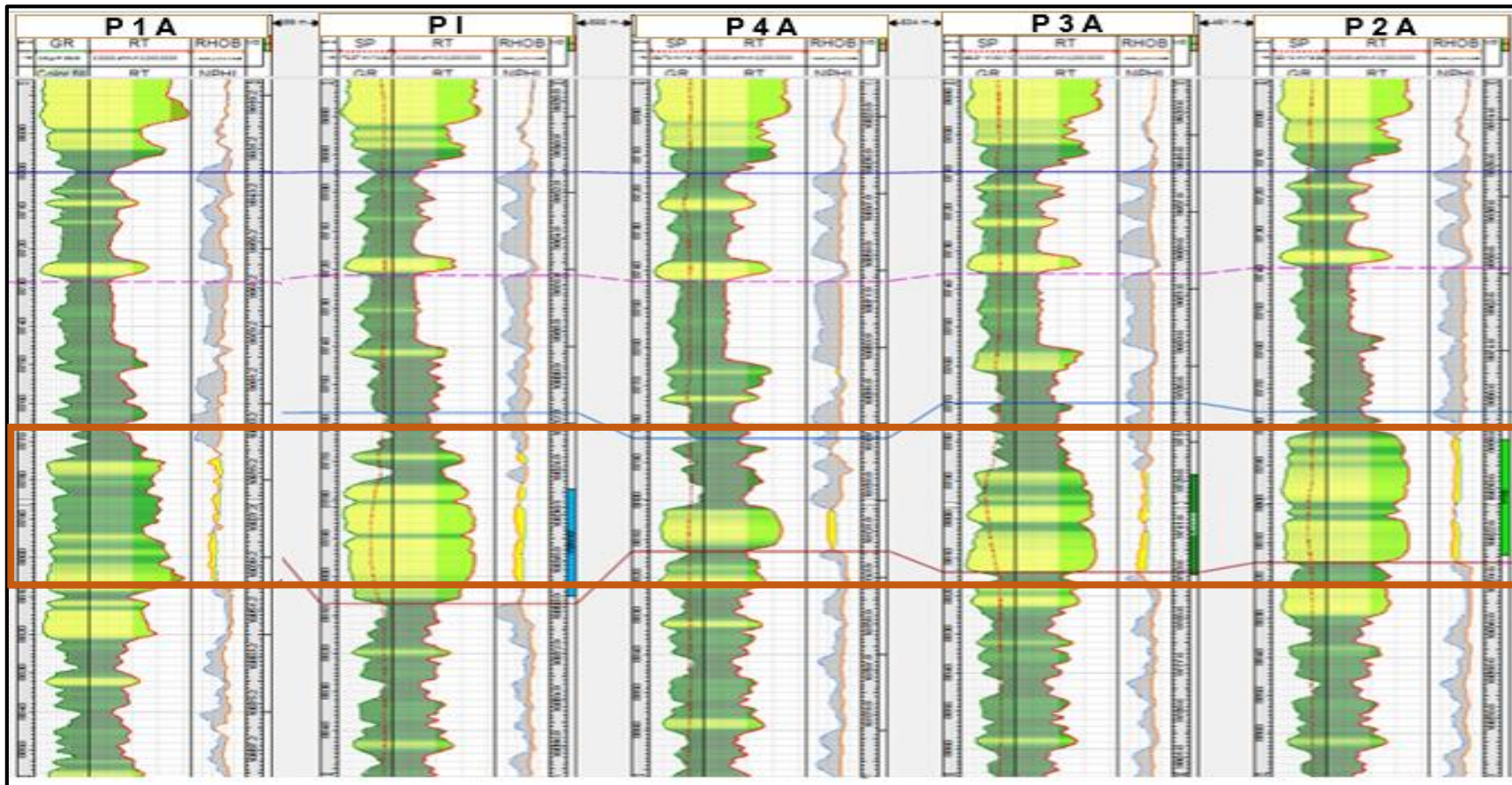
PRUEBAS PVT REALIZADA A LA ARENISCA B INFERIOR

	PRESION (lpca)	Bo (BY/BN)	Bt (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	ρ_o	Bg	γ_g
	14.7	0.975	344.382	0.0	0.8597	1.30977	€ 2.33
	109.7	1.070	26.178	26.5	0.8373	0.17025	€ 1.36
	164.7	1.092	15.497	45.6	0.8259	0.11223	€ 1.15
	314.7	1.108	6.505	81.1	0.8218	0.05812	€ 0.97
	514.7	1.126	3.243	113.9	0.8148	0.03524	€ 0.87
	714.7	1.139	1.988	140.3	0.8099	0.02522	€ 0.83
Pb	1013.7	1.158	1.158	174.0	0.8024	#N/A	#N/A
	1114.7	1.157	1.157	174.0	0.8033	#N/A	#N/A
	1154.7	1.156	1.156	174.0	0.8036	#N/A	#N/A
	1214.7	1.156	1.156	174.0	0.8041	#N/A	#N/A
	1314.7	1.154	1.154	174.0	0.8049	#N/A	#N/A
	1414.7	1.153	1.153	174.0	0.8057	#N/A	#N/A
	2014.7	1.147	1.147	174.0	0.8101	#N/A	#N/A
	3014.7	1.138	1.138	174.0	0.8166	#N/A	#N/A
Pi	4014.7	1.130	1.130	174.0	0.8226	#N/A	#N/A
	5014.7	1.122	1.122	174.0	0.8281	#N/A	#N/A
	6014.7	1.115	1.115	174.0	0.8334	#N/A	#N/A

Fuente: Petroamazonas EP

ANEXO N°3

CORTE ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICA ARENISCA A INFERIOR ENTRE LOS POZOS I1-P1A-P2A-P3A-P4A

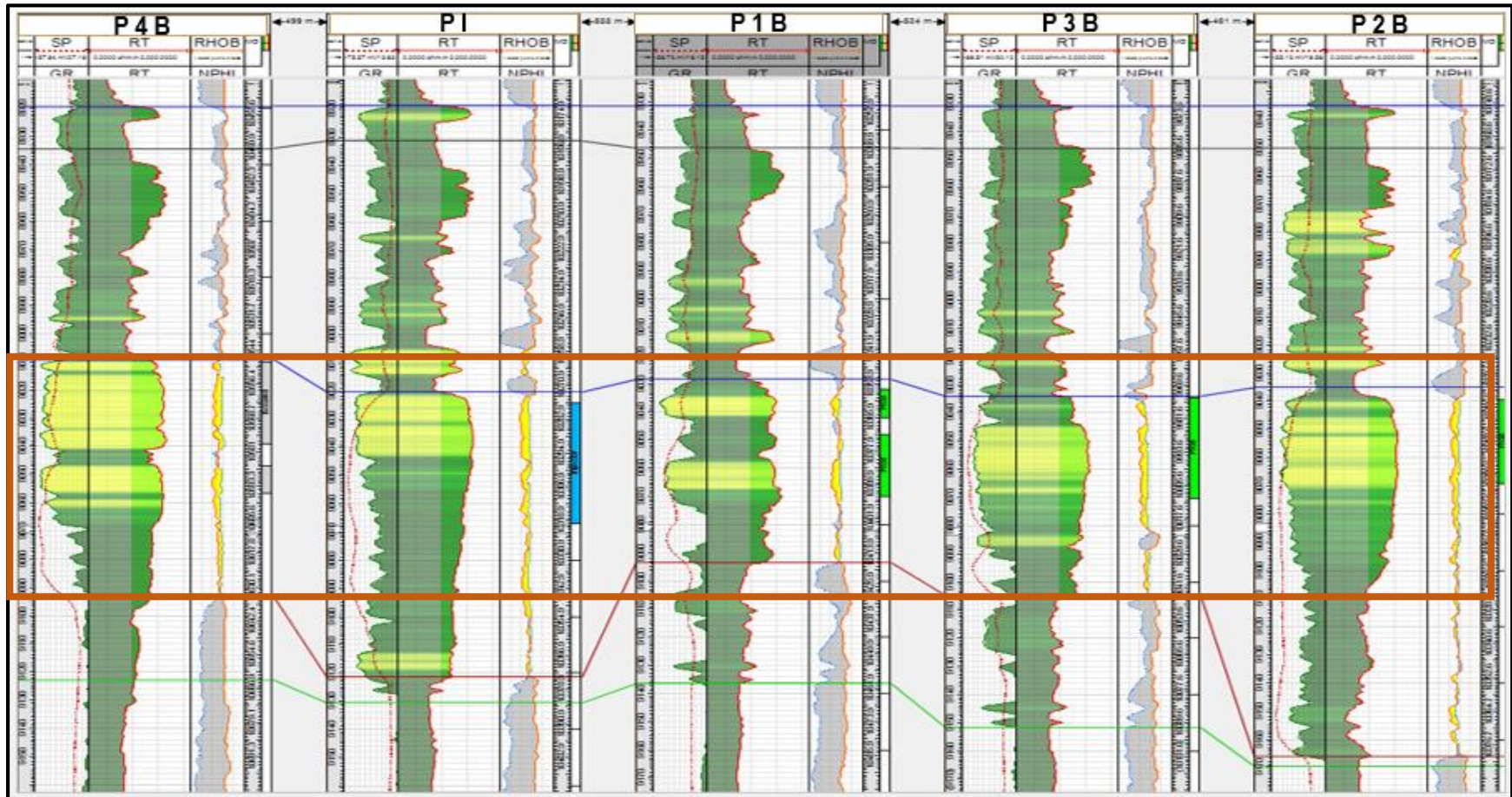


Fuente: Petroamazonas EP

Realizado por: Jiménez, 2019

ANEXO N°4

CORTE ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICA ARENISCA B INFERIOR ENTRE LOS POZOS I1-P1B-P2B-P3B-P44



Fuente: Petroamazonas EP

Realizado por: Jiménez, 2019

ANEXO N°5

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL MÉTODO ANALÍTICO DE DYKSTRA PARSONS, ARENISCA A INFERIOR

CAPAS	PERMEABILIDAD ORDENADA (mD)	$\sum k_i \times \frac{\beta_o}{\beta_w}$	WOR	fw	A	Ea	Ei	Ed	NP2	ΔNP	$\Delta NP \times WOR$	WD	WP	Wi (bl)	t (días)	t(años)	qo (bl)	FR
1	627.20	758.790	9.672	0.906	0.515	0.660	0.490	0.569	76226.847	76226.847	737284.577	93492.23	737284.577	1587630.872	529.210	1.450	277.277	0.135
2	557.20	1432.893	10.826	0.915	0.502	0.666	0.597	0.569	93552.896	17326.050	187567.935	114742.6	924852.512	1796159.943	598.720	1.640	250.230	0.166
3	554.46	2103.681	40.808	0.976	0.414	0.707	0.605	0.569	100768.866	7215.969	294469.040	123593	1219321.552	2099358.896	699.786	1.917	70.780	0.179
4	470.32	2672.676	47.909	0.980	0.409	0.710	0.714	0.569	119458.157	18689.292	895382.895	146515.4	2114704.447	3017352.184	1005.784	2.756	60.504	0.212
5	446.00	3212.249	80.773	0.988	0.397	0.716	0.758	0.569	127744.606	8286.449	669324.919	156678.8	2784029.366	3696702.087	1232.234	3.376	36.187	0.227
6	389.20	3683.105	64.441	0.985	0.402	0.714	0.852	0.569	143158.478	15413.872	993280.003	175583.9	3777309.368	4708629.865	1569.543	4.300	45.219	0.254
7	381.32	4144.428	109.193	0.991	0.392	0.718	0.874	0.569	147787.428	4628.950	505449.038	181261.3	4282758.406	5219679.028	1739.893	4.767	26.854	0.262
8	373.92	4596.798	436.881	0.998	0.383	0.723	0.889	0.569	151513.081	3725.652	1627667.167	185830.8	5910425.573	6851853.507	2283.951	6.257	6.758	0.269
9	309.00	4970.628	1556.291	0.999	0.380	0.725	0.938	0.569	160183.113	8670.032	13493095.558	196464.6	19403521.130	20355438.110	6785.146	18.589	1.900	0.284
10	190.51	5201.103		1.000	0.379	0.725	1.000	0.569	170801.068	10617.956	0.000	209487.5	19403521.130	20368283.762	6789.428	18.601	0.000	0.303

Realizado por: Jiménez, 2019

ANEXO N°6

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL MÉTODO ANALÍTICO DE DYKSTRA PARSONS, ARENISCA B INFERIOR.

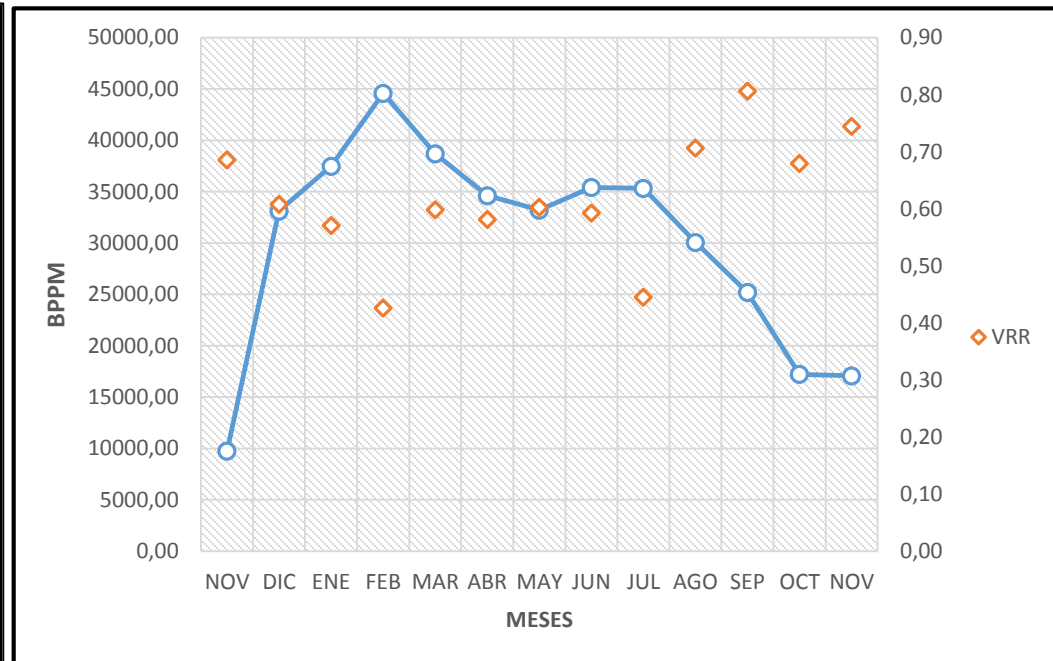
CAPAS	PERMEABILIDAD ORDENADA (mD)	$\sum k_i \times \frac{\beta_o}{\beta_w}$	WOR	fw	A	Ea	Ei	Ed	NP2 (bl)	ΔNP	$\Delta NP \times WOR$	WD	WP	Wi (bl)	t (días)	t(años)	qo (bl)	FR
1	589.00	703.759	0.206	0.171	0.376	0.727	0.675	0.536	310358.281	310358.281	63896.817	380654.4	63896.817	2401074.270	960.430	2.631	2019.653	0.210
2	512.60	1316.232	0.456	0.313	0.307	0.765	0.759	0.536	367190.594	56832.313	25923.668	450359.3	89820.485	2494903.279	997.961	2.734	1672.542	0.248
3	487.32	1898.500	0.794	0.443	0.245	0.803	0.787	0.536	399967.123	32776.529	26016.372	490559.7	115836.857	2560082.255	1024.033	2.806	1357.748	0.270
4	487.32	2480.768	1.303	0.566	0.186	0.843	0.787	0.536	420014.992	20047.868	26114.123	515148.4	141950.980	2610150.309	1044.060	2.860	1057.705	0.284
5	440.60	3007.213	2.065	0.674	0.133	0.882	0.827	0.536	461738.234	41723.243	86174.067	566321.9	228125.047	2746176.843	1098.471	3.010	794.507	0.312
6	360.00	3437.354	3.172	0.760	0.092	0.916	0.899	0.536	520837.736	59099.501	187489.913	638807.5	415614.960	3004281.016	1201.712	3.292	583.701	0.352
7	290.60	3784.574	4.841	0.829	0.059	0.945	0.968	0.536	578562.604	57724.868	279424.734	709607	695039.693	3352677.548	1341.071	3.674	416.986	0.391
8	263.20	4099.055	7.967	0.888	0.030	0.971	0.995	0.536	611395.629	32833.025	261583.181	749876.7	956622.874	3653490.836	1461.396	4.004	271.600	0.413
9	257.20	4406.367	17.170	0.945	0.003	0.997	1.000	0.536	630800.638	19405.009	333181.095	773677	1289803.969	4009857.750	1603.943	4.394	134.039	0.426
10	256.60	4712.962		1.000	-0.024	1.024	1.000	0.536	648103.680	17303.042	0.000	794899.2	1289803.969	4030532.062	1612.213	4.417	0.000	0.438

Realizado por: Jiménez, 2019

ANEXO N°7

RESULTADOS OBTENIDOS – VRR – ARENISCA A INFERIOR.

MES	PI	TOTAL		VRR
	iw BDAIPM	qo	qw	
NOV	55632.50	9758.18	2550.88	3.88
DIC	46092.55	33115.00	7761.00	0.96
ENE	51776.14	37485.00	7463.00	0.98
FEB	52333.56	44582.00	8074.00	0.84
MAR	77876.18	38699.00	8678.00	1.40
ABR	77126.53	34617.00	11051.00	1.46
MAY	86050.42	33210.00	12915.00	1.62
JUN	85395.24	35412.00	15932.00	1.45
JUL	59850.74	35335.00	18544.00	0.98
AGO	90652.66	30062.00	20997.00	1.58
SEP	108233.95	25197.00	17931.00	2.24
OCT	95016.61	17212.00	11288.00	2.96
NOV	109383.10	17077.00	12798.00	3.27

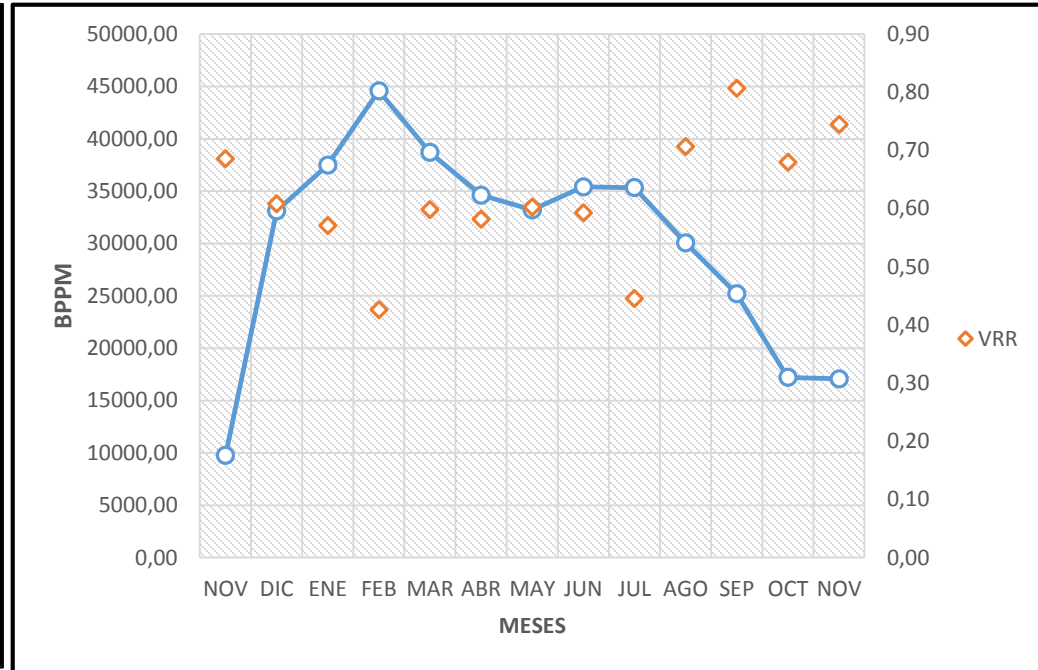


Realizado por: Jiménez, 2020

ANEXO N°8

RESULTADOS OBTENIDOS – VRR – ARENISCA B INFERIOR.

MES	PI	TOTAL		VRR
	iwBDAIPM	qo	qw	
NOV	55633.00	64485.00	10399.00	0.69
DIC	48740.00	65872.00	7902.00	0.61
ENE	58386.00	86919.00	6981.00	0.57
FEB	59014.00	117895.00	9122.00	0.43
MAR	87818.00	127338.00	7081.00	0.60
ABR	86973.00	128787.00	8286.00	0.58
MAY	97036.00	137752.00	9918.00	0.60
JUN	96297.00	138368.00	10636.00	0.59
JUL	67491.00	124965.00	14481.00	0.45
AGO	102225.00	117359.00	15924.00	0.71
SEP	122051.00	118556.00	21295.00	0.81
OCT	107146.00	120177.00	25858.00	0.68
NOV	123347.00	120325.00	33636.00	0.74



Realizado por: Jiménez, 2020