

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**SIMULACIÓN BIDIMENSIONAL DE RESERVORIO APLICADA A
LA FORMACIÓN HOLLÍN, MEDIANTE AFLORAMIENTOS
ANÁLOGOS EN EL SECTOR CENTRO SHAIME**

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

OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO

WILSON ANTONIO MACIAS ORTIZ
wilson_macias1993@hotmail.com

DIRECTOR:
MSc. FRANKLIN GÓMEZ SOTO
franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, Julio 2019

Certificación

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Wilson Antonio Macias Ortiz, bajo mi supervisión.

MSc. Franklin Gómez Soto
DIRECTOR DE PROYECTO

Declaración de Autoría

Yo, Wilson Antonio Macias Ortiz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí presente es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ninguna calificación profesional para la obtención del título de ingeniero o de ninguna índole académica; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la ley de propiedad intelectual fijada por parte de la Escuela Politécnica Nacional en su reglamento y normativa institucional vigente, cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo a dicha institución.

Wilson Antonio Macias Ortiz

Dedicatoria

El presente documento es el fruto de varios años de estudio, sacrificios y esfuerzos constantes, donde la perseverancia se convierte en excelencia, dedico este trabajo a mi madre Yolanda Ortiz, quien es mi guía, consejera y pilar fundamental, la persona que con todo el cariño y amor supo fomentar en mí valores, los cuales fueron aplicados en mi formación académica y personal, que me motivó para seguir adelante y no decaer ante ninguna adversidad.

A mi padre Ramón Macias, quien fue mi motor para seguir adelante, esa motivación suficiente para abandonar miedos y empezar a tomar control de mi vida, quien me enseñó que la humildad y paciencia son factores clave para un crecimiento personal y profesional.

A mis amigos de la universidad, con quienes compartí muchos momentos de alegrías, tristezas, quienes me enseñaron el valor de la amistad y compañerismo. Donde la alegría de uno es la alegría de los demás.

Wilson Antonio Macias Ortiz

Agradecimiento

Agradezco a Dios, quien me da la oportunidad de vivir cada día, para seguir superándome y cumplir todas las metas que me he trazado, siguiendo siempre el camino de la excelencia con el único fin de cumplir mi sueño más anhelado el cual es la autorrealización.

Agradezco a mis padres por darme la vida, por brindarme todo el apoyo, consejos y amor hacia mí, para poder cumplir mis metas y seguir ese sueño de ser feliz con lo que hago.

Al Ingeniero Gonzalo Cerón quién me apoyó con la idea del tema de tesis y siempre mostró compromiso para el desarrollo del documento.

A mi tutor el Ingeniero Franklin Gómez quién supo ser mi guía para el desarrollo del presente documento. Por la paciencia que mostró ante mí en cada avance del escrito.

A mis amigos por acompañarme en todo el proceso estudiantil, apoyándome con su sabiduría ante temas que desconocía. Por brindarme su amistad y compañerismo.

A mi querida Escuela Politécnica Nacional, que se convirtió en mi segundo hogar, el lugar donde siempre quise estar. Quiero agradecer a todos los profesores que tuve a lo largo de mi formación académica gracias por todo su conocimiento, lo sabré aprovechar de la mejor manera en mi vida profesional.

En fin, quiero dar las gracias a todas las personas que estuvieron en el proceso de realización de este trabajo, apoyándome y aconsejándome, brindando ese granito de arena, los cuales fueron aprovechados y convertidos en esta meta, que es mi graduación.

Contenido

Certificación	I
Declaración de Autoría	II
Dedicatoria	III
Agradecimiento.....	IV
Contenido	V
Índice de Figuras	VII
Índice de Tablas	IX
RESUMEN.....	X
<i>ABSTRACT</i>	XI
INTRODUCCIÓN.....	1
PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	3
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1. MARCO TEÓRICO	5
1.1 Descripción Sedimentológica y Secuencia Estratigráfica.....	5
1.2 Geoestadística.....	5
1.3 Modelo Estático	7
1.4 Modelo Black-Oil	7
1.5 Presiones Capilares.....	7
1.6 Permeabilidades Relativas y Correlación de Wyllie	8
1.7 Simulador TNavigator	9
2 METODOLOGÍA.....	10
2.1 Construcción Modelo Estático	10
2.2 Modelo de Litofacies.....	11
2.3 Modelo de Porosidad.....	14
2.4 Modelo de Permeabilidad	14
2.5 Parámetros de Inicialización del Modelo Dinámico	16
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	23
3.1 Resultados de simulaciones de flujo de fluidos.....	23

3.2	Discusión de Resultados.....	30
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	32
4.1	Conclusiones.....	32
4.2	Recomendaciones.....	33
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	34
	ANEXOS.....	38
	Anexo I. Ubicación del Afloramiento del Área de Estudio	38
	Anexo II. Columna Estratigráfica del Afloramiento.....	39
	Anexo III. Tabla de Muestras del Afloramiento (Litofacies, Trayectorias y Descripción)	40
	Anexo IV. Variograma de Litofacies	42
	Anexo V. Núcleos Recolectados del Afloramiento de la Formación Hollín.....	43
	Anexo VI. Muestras Para Análisis de Presión Capilar	46
	Anexo VII. Datos PVT	47
	Anexo VIII. Correlación de Topes y Bases de Datos Reales	48
	Anexo IX. Figuras de Pozos Verticales, Inyección/Producción y Presión Perfil A	49
	Anexo X. Figuras de Pozos Verticales, Inyección/Producción y Presión Perfil B	56
	Anexo XI. Figuras de Pozos Horizontales, Inyección/Producción y Presión Perfil A	63
	Anexo XII. Figuras de Pozos Horizontales, Inyección/Producción y Presión Perfil B68	

Índice de Figuras

Figura 1. Partes de un Variograma	6
Figura 2. Perfil A de Litofacies	13
Figura 3. Perfil B de Litofacies	13
Figura 4. Perfil A de Porosidad	15
Figura 5. Perfil B de Porosidad	15
Figura 6. Perfil A de Permeabilidad.....	17
Figura 7. Perfil B de Permeabilidad.....	17
Figura 8. Datos de Presión Capilar de los Núcleos del Afloramiento de la Formación Hollín.	19
Figura 9. Curvas de Permeabilidad Relativa del Afloramiento de la Formación Hollín	20
Figura 10. Perfil A Pozos Verticales.....	49
Figura 11. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_1A, Tiempo 1 año.....	49
Figura 12. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_1A, Tiempo 20 años.....	50
Figura 13. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_2A, Tiempo 1 año.....	50
Figura 14. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_2A, Tiempo 20 años.....	51
Figura 15. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_3A, Tiempo 1 año.....	51
Figura 16. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_3A, Tiempo 20 años.....	52
Figura 17. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_1A, Tiempo 1 año.....	52
Figura 18. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_1A, Tiempo 20 años..	53
Figura 19. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_2A, Tiempo 1 año.....	53
Figura 20. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_2A, Tiempo 20 años..	54
Figura 21. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_3A, Tiempo 1 año.....	54
Figura 22. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_3A, Tiempo 20 años..	55
Figura 23. Perfil B Pozos Verticales.....	56
Figura 24. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_1B, Tiempo 1 año.....	56
Figura 25. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_1B, Tiempo 20 años.....	57
Figura 26. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_2B, Tiempo 1 año.....	57
Figura 27. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_2B, Tiempo 20 años.....	58
Figura 28. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_3B, Tiempo 1 año.....	58
Figura 29. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_3B, Tiempo 20 años.....	59
Figura 30. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_1B, Tiempo 1 año.....	59
Figura 31. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_1B, Tiempo 20 años..	60
Figura 32. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_2B, Tiempo 1 año.....	60
Figura 33. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_2B, Tiempo 20 años..	61

Figura 34. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_3B, Tiempo 1 año.....	61
Figura 35. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_3B, Tiempo 20 años..	62
Figura 36. Perfil A Pozos Horizontales.....	63
Figura 37. Perfil A, Acuífero de Fondo, Tiempo 1 año.....	63
Figura 38. Perfil A, Acuífero de Fondo, Tiempo 20 años.....	64
Figura 39. Perfil A, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2A, Tiempo 1 año	64
Figura 40. Perfil A, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2A, Tiempo 20 años	65
Figura 41. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1A, Tiempo 1 año	65
Figura 42. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1A, Tiempo 20 años.....	66
Figura 43. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2A, Tiempo 1 año	66
Figura 44. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2A, Tiempo 20 años.....	67
Figura 45. Perfil B Pozos Horizontales.....	68
Figura 46. Perfil B, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2B, Tiempo 1 año	68
Figura 47. Perfil B, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2B, Tiempo 20 años	69
Figura 48. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1B, Tiempo 1 año	69
Figura 49. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1B, Tiempo 20 años.....	70
Figura 50. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2B, Tiempo 1 año	70
Figura 51. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2B, Tiempo 20 años.....	71

Índice de Tablas

Tabla 1. Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo (Ciclo de Drene Relativo al Agua) .	8
Tabla 2. Formatos de datos Usados en TNavigator	10
Tabla 3. Clasificación de litofacies de la formación Hollín	11
Tabla 4. Template de Litofacies	12
Tabla 5. Configuración Inicial de Equilibrio	21

RESUMEN

Se analizó el comportamiento del fluido en el medio poroso utilizando información de un afloramiento el cual es un análogo de la formación Hollín. Se utilizaron muestras recolectadas e identificadas en el sector sur-oriente del Ecuador, en un afloramiento ubicado en Centro Shaima perteneciente a la provincia de Zamora Chinchipe. Se generó un modelo estático y un modelo dinámico correspondiente a la formación Hollín utilizando el software TNavigator. Se elaboró un grillado básico, distribución de tipos de roca, propiedades petrofísicas y una caracterización dinámica del flujo en el medio poroso. Los datos de porosidad, permeabilidad y litología correspondientes a dos perfiles de estudio del afloramiento fueron utilizados para construir el modelo de litofacies y de propiedades petrofísicas. Los resultados del trabajo corresponden a la simulación de las características de la roca principales de la formación Hollín en dirección horizontal y vertical. Además, se asoció datos de presión capilar obtenidos en laboratorio mediante el uso de un desaturador al comportamiento del fluido en base a la heterogeneidad del reservorio. Los resultados de laboratorio fueron llevados al modelo análogo de la formación Hollín que fue generado utilizando técnicas básicas de geomodelamiento como la interpolación Kriging. El trabajo desarrollado constituye un aporte en el conocimiento del flujo en la formación Hollín y valida el uso de muestras de afloramientos para dicha caracterización dinámica de fluidos.

Palabras clave: Afloramiento Análogo, Formación Hollín, Modelo Petróleo Negro, Simulación Bidimensional, Simulador TNavigator.

ABSTRACT

The behavior of the fluid in the porous medium was analyzed using information from an outcrop which is an analogue of the Hollin formation. Samples collected and identified in the south-east sector of Ecuador were used in an outcrop located in Centro Shaima belonging to the province of Zamora Chinchipe. A static model and a dynamic model corresponding to the Hollin formation were generated using the TNavigator software. A basic grid, distribution of rock types, petrophysical properties and a dynamic characterization of the flow in the porous medium were elaborated. The porosity, permeability and lithology data corresponding to two outcrop study profiles were used to construct the lithofacies and petrophysical properties model. The results of the work correspond to the simulation of the main rock characteristics of the Soot formation in horizontal and vertical direction. In addition, capillary pressure data obtained in the laboratory through the use of a desaturator were associated with the behavior of the fluid based on the heterogeneity of the reservoir. The laboratory results were taken to the analog model of the Hollin formation that was generated using basic geomodelling techniques such as Kriging interpolation. The developed work constitutes in a contribution in the knowledge of the flow in the formation Hollin and validates the use of samples of outcrops for this dynamic characterization of fluids.

Keywords: *Analog Outcrop, Bidimensional Simulation, Black Oil Model, Hollin Formation, TNavigator Simulator.*

SIMULACIÓN BIDIMENSIONAL DE RESERVORIO APLICADA A LA FORMACIÓN HOLLÍN, MEDIANTE AFLORAMIENTOS ANÁLOGOS EN EL SECTOR CENTRO SHAIME

INTRODUCCIÓN

La cuenca oriente es el medio más importante de sustento a nivel energético, científico y económico del Ecuador y ha sido origen de avances tecnológicos y científicos tanto petroleros como geológicos. En su columna estratigráfica cuenta con varias formaciones de interés las cuales juegan un papel crucial, en cuanto a la cantidad de hidrocarburo in-situ que posee el país (Rivadeneira, 2014).

La formación Hollín es considerada el reservorio de mayor contribución de petróleo en la Cuenca Oriente, por esa razón debe ser investigada y caracterizada con el fin de conocer el comportamiento del fluido en función de la distribución litológica (Rivadeneira, 2014).

En función a la explotación, un reservorio requiere de técnicas y procesos nuevos para la extracción de hidrocarburos más difíciles de recuperar, por lo tanto, las caracterizaciones de estas areniscas ayudan a tomar mejores decisiones para futuras operaciones en los diferentes pozos y así asegurar una buena recuperación de crudo.

Debido a la limitada información que se obtiene de un reservorio, su caracterización constituye un reto a nivel de ingeniería de yacimientos muy importante para representar las propiedades litológicas y petrofísicas que influyen en el movimiento de fluidos en el medio poroso. Una principal limitante es la información de las muestras de roca (núcleos), ya que la dimensión de dichas muestras no es representativa con respecto a las dimensiones del reservorio. La heterogeneidad de los reservorios se encuentra presente en diferentes profundidades a lo largo del reservorio, debido a la existencia de discontinuidades y anomalías existentes. Por lo tanto, un solo núcleo no representará la heterogeneidad dentro de una formación evaluada en un plano, el análisis de un afloramiento análogo de petróleo brinda información muy importante para representar las diferentes discontinuidades de las rocas presentes. El uso del afloramiento tiene el fin de evaluar el comportamiento de flujo, considerando las heterogeneidades que limitan el flujo de fluido dentro de un mismo plano (Yeste, et al., 2015).

Para la creación de modelos estáticos las ciencias geológicas se basan en el estudio de afloramientos, de ahí provienen los modelos conceptuales que se han usado en la industria, ya sea para darle lógica o consistencia geológica a los mapas de subsuelo, o para la

programación de los modelos booleanos / probabilísticos, tan promocionados y fuertemente empaquetados en diversos programas disponibles para la industria (Maretto & Zavala, 2005).

Enge, et al. (2007) ofrecen un flujo de trabajo para realizar simulaciones de reservorio a partir de afloramientos; esa metodología se plasma en este trabajo.

El trabajo se centró en la formación Hollín, en un afloramiento del sector sur-oriental del Ecuador, específicamente en Centro Shaime, Zamora Chinchipe, donde la información geológica es muy escasa; actualmente este afloramiento análogo del sistema petrolífero fue caracterizado de acuerdo a propiedades estratigráficas, petrofísicas y sedimentológicas (Romero, 2018).

Se utilizó el *software TNavigator* para generar un modelo estático del afloramiento que incluye datos como: la geometría externa, distribución de facies, propiedades petrofísicas de las rocas en el subsuelo y la interacción con el fluido. Esta información se representó en un modelo bidimensional, que consta de dos perfiles de estudio.

La representación del modelo bidimensional utilizó métodos de modelamiento geoestadístico, donde la herramienta de interpolación Kriging permitió inferir propiedades del yacimiento a lo largo del modelo, donde se representó la distribución de diferentes heterogeneidades (Stephen & Dalrymple, 2002)

Para el análisis del comportamiento de flujo en las diferentes regiones de saturación del modelo dinámico se utilizó datos de permeabilidades relativas de cada grupo de litofacies calculadas a partir de las pruebas de presión capilar realizadas en laboratorio a cada núcleo del afloramiento (Trejo, 2010).

Para la metodología del análisis del flujo se establecieron escenarios como inyección/producción y la influencia de un acuífero, para distintas configuraciones de pozo vertical/horizontal (Stephen & Dalrymple, 2002).

La metodología utilizada en el trabajo aseguró una buena calidad y fiabilidad en el modelo; permitiendo realizar predicciones del movimiento del fluido en función del tiempo y generar estrategias para la explotación de la zona sur oriente del Ecuador (Cabello, et al., 2006).

PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Se puede simular en dos dimensiones la formación Hollín mediante la utilización de muestras de roca obtenidas de afloramientos análogos en el sector de Centro Shaime?

Los afloramientos de rocas sedimentarias han sido tradicionalmente una buena fuente de datos para realizar interpretaciones predictivas aplicadas a la exploración del subsuelo y a la explotación de yacimientos de hidrocarburos (Yeste, et al., 2015).

El estudio de los afloramientos ha incrementado para entender la geometría y arquitectura de los reservorios y evaluar los efectos que las variaciones de estos parámetros podrían tener sobre las operaciones de producción (Hutchinson et al., 1961; Dodge et al., 1971). El enfoque de simulación del afloramiento se limita a modelos bidimensionales que son suficientes para retratar la heterogeneidad del yacimiento, debido a que la población de las muestras recolectadas en Centro Shaime se encuentran ubicadas en perfiles, esto permitirá la optimización de la resolución de la celda de la grilla en dichos perfiles de estudio. (Stephen & Dalrymple, 2002).

Los resultados finales permiten verificar que la utilización de muestras del afloramiento ubicado en Centro Shaime perteneciente a la formación Hollín, son útiles para representar las heterogeneidades de la formación y además permite observar el comportamiento del fluido que atraviesa en cada celda del mallado.

OBJETIVO GENERAL

Realizar una simulación bidimensional del comportamiento del fluido, utilizando afloramientos análogos de la formación Hollín del sector Centro Shaime.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Reducir el número de litofacies que se tienen en la caracterización de (Romero, 2018) que representen de mejor manera las unidades hidráulicas de la formación Hollín mediante el análisis de la permeabilidad y porosidad.
- Realizar pruebas en las muestras de afloramientos para la determinación de curvas de presión capilar en el laboratorio de petrofísica de la Escuela Politécnica Nacional.
- Determinar curvas de permeabilidades relativas, basado en los resultados de pruebas de presión capilar de las muestras de la formación Hollín.
- Construir un modelo estático del reservorio, mediante el ingreso de toda la data, para el inicio de la simulación.

- Realizar simulaciones de flujo de dos dimensiones en el simulador *TNavigator*, en base a las litofacies codificadas en celdas, para varios escenarios, tales como: inyección, producción y presencia de acuífero.
- Comparar con datos reales de campo

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Descripción Sedimentológica y Secuencia Estratigráfica

La formación Hollín se extiende desde Colombia con el nombre de formación Caballos en la cuenca Putumayo hasta Perú con el nombre de Cushabatay en las cuencas Santiago y Marañón (Vallejo, et al., 2017). La formación Hollín en la parte nor-oriental del Ecuador tiene una permeabilidad absoluta promedio que oscila entre 13 a 2700 mD la cual varía en función de cada campo (White, et al., 1995). Existen dos afloramientos, el primero se encuentra ubicado en la casa de máquinas del proyecto Coca-Codo Sinclair al norte de la cuenca oriental y el segundo en centro Shaima al sur oriente del Ecuador, donde se enfoca este trabajo

El Anexo I, muestra la ubicación del afloramiento que se encuentra en la provincia de Zamora Chinchipe, cantón Nangaritza en la sección Centro Shaima-Centro Miazí. El afloramiento corresponde a la formación Hollín, que consta de grandes espesores de areniscas cuarzosas depositadas en un ambiente fluvial, dominado por ríos trenzados de baja sinuosidad (White, et al., 1995) seguido por una transgresión marina. En este sector las lutitas, intercalaciones de arenisca, calizas y carbones se encuentran depositados en un ambiente somero marino (Shanmugam, et al., 2000).

El afloramiento de la formación de Hollín forma parte del cretácico superior y se desarrolla en inconformidad con la Unidad Volcánica Misahuallí, la secuencia consta de un espesor promedio de 200 metros (Tschopp, 1953) incluido la formación Napo.

La sección de la formación Hollín está caracterizada por depósitos fluviales en la base y mareales en la parte superior, consta de facies conglomeráticas cuarzosas, areniscas de grano grueso con estratificación cruzada, además de intercalaciones de arenisca con capas de lodo y aparición de glauconita y bioturbados que indican el inicio de la formación Napo (Romero, 2018).

El Anexo II, muestra el análisis de litofacies y petrofísico realizado por Romero (2018); representado en una columna estratigráfica de 94 metros en la vertical. La sección de Hollín Principal tiene una altura de 24 metros y la sección de Hollín Superior tiene una altura de 70 metros; los análisis petrofísicos indican que la porosidad se encuentra en un rango de 12,1 a 20,4 % y la permeabilidad oscila entre 0,231 y 600 milidarcys, que son parámetros de un buen reservorio.

1.2 Geoestadística

La geoestadística constituye una manera óptima de representar distintas propiedades a nivel espacial en un modelo de simulación, tanto en la geología, ciencias del suelo, agronomía,

etc. Se basa en el estudio de la variabilidad de datos para poder estimar y predecir regiones donde la información es escasa o no existe; es decir, a partir de zonas con datos muestreados, interpolar esa propiedad y llenar de información zonas no muestreadas y lograr una continuidad espacial en función del modelo que se va a construir (Myers, 1987). En el caso del modelo estático, es de mucha importancia ya que representará las distintas heterogeneidades geológicas y apoyará a la veracidad del modelamiento (Díaz & Casar, 2009).

Variograma

Un variograma es una herramienta que analiza el comportamiento espacial de variables sobre un área definida, en función de la distancia de separación entre cada par de muestras del conjunto de datos (Matheron, 1962).

Para un correcto análisis del variograma, las pautas que se deben seguir son: estimación del variograma, ajuste del estimador a un modelo teórico y validación del modelo ajustado. Para el ajuste se cuenta con tres parámetros que son: rango y meseta para la zona de influencia y el efecto pepita para el comportamiento en el origen (Chica, 1987).

El modelo de variograma empleado en este proyecto es exponencial, ya que es ampliamente usado en la industria y brinda un mejor ajuste espacial de las muestras. La figura 1 muestra las partes de un variograma.

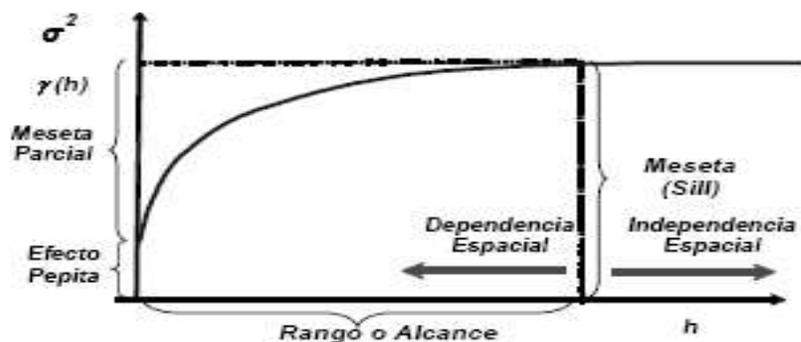


Figura 1. Partes de un Variograma

Fuente: (Mejía, 2006)

Interpolación IDW (Distancia Inversa Ponderada)

El método IDW se fundamenta en la inversa de la distancia elevada a una potencia matemática. La potencia permite controlar la significancia de puntos conocidos en los valores interpolados basándose en la distancia desde el punto de salida. El número predeterminado de potencia es 2 (ESRI, 2016).

Los valores de las celdas se calculan por medio de una composición ponderada de los datos de la muestra; a medida que la separación de los puntos a evaluar y los puntos de su entorno son más cercanos, el modelo incrementa su incidencia y mejora la calidad del mismo. Mientras más grande sea la potencia se reduce el efecto de los puntos que estén más lejos del punto desconocido (QGis, s.f.)

Interpolación Kriging

La interpolación Kriging ofrece predicciones de propiedades de las muestras y las almacena en cada celda de un modelo mediante la utilización de datos espaciales y variogramas, usando estadística. Los datos con mayor cercanía a un punto conocido tienen mayor peso o influencia sobre la interpolación, cabe destacar que la influencia disminuye conforme aumenta la distancia entre los puntos (Villatoro, Enriquez, & Sancho, 2008).

Es importante realizar un análisis de la tendencia de isotropía o anisotropía, la primera cuando no depende de una dirección (ángulo) y la otra para describir una dependencia espacial hacia una o varias direcciones. Si la anisotropía es más fuerte, esta podría describir un área más homogénea según la variable medida, lo cual puede ser útil al determinar parcelas experimentales (Lozano et al., 2004).

1.3 Modelo Estático

El modelo estático permite representar propiedades geométricas de un reservorio en base a un modelo geológico, el cual contiene propiedades petrofísicas, sísmicas y estratigráficas que pueden ser generadas en 2D y 3D, que combinadas con un modelamiento geoestadístico ayuda a comprender la forma del reservorio y calcular volúmenes de hidrocarburos in-situ con una mejor precisión (Schlumberger, 2009).

1.4 Modelo Black-Oil

Es usado para modelar la depletación primaria con petróleos de baja volatilidad, temperaturas constantes a lo largo del yacimiento, donde el gas solo puede estar disuelto en el petróleo y no en el agua, la solubilidad gaseosa depende de la caída de presión, además la composición del petróleo permanece constante. Permite simular los distintos mecanismos de producción como: empuje por agua, gas y capa de gas. El flujo de los fluidos se maneja con la ecuación de balance de materiales para cada fase en una celda y la Ley de Darcy describe el flujo entre celdas (Sorbie, Pickup, & Mackay, 2016).

1.5 Presiones Capilares

Fenómeno que ocurre en la interface de dos fluidos inmiscibles (agua-petróleo o petróleo-gas) y de gran importancia en la simulación de yacimientos debido a que permite representar

la distribución inicial de fluidos en el reservorio, que en términos de mojabilidad se define como la diferencia de presión de la fase no mojante menos la mojante, para procesos de drene se define como la diferencia de presión de la fase desplazante menos la desplazada (Trejo, 2010).

1.6 Permeabilidades Relativas y Correlación de Wyllie

Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es la capacidad que tienen fluidos inmiscibles a moverse uno respecto a otro en un medio poroso y permeable. Matemáticamente es la relación de la permeabilidad efectiva del fluido respecto a la permeabilidad relativa del petróleo medida a la saturación irreductible del agua (Willhite, 1986).

Para calcular las curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar, se emplea la correlación de Wyllie.

Correlación de Wyllie

Wyllie, en el libro *Petroleum Production Handbook*, sugiere ecuaciones empíricas de permeabilidades relativas gas-aceite y agua-aceite para drene en arenas consolidadas y no consolidadas, así como también en rocas calizas oolíticas. Estas ecuaciones se representan en la Tabla 1.

Tabla 1. Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo (Ciclo de Drene Relativo al Agua)

Tipo de formación	Kro	Krw
Arena no consolidada, bien clasificada.	$(1 - S_w^*)^3$	$(S_w^*)^3$
Arena no consolidada, pobremente clasificada.	$(1 - S_w^*)^2(1 - S_w^{*1,5})$	$(S_w^*)^{3,5}$
Arenisca cementada, Calizas oolíticas.	$(1 - S_w^*)^2(1 - S_w^{*2})$	$(S_w^*)^4$
Donde $S_w^* = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi})}$; S_{wi} es agua irreductible		

Fuente: (Wyllie, 1962)

1.7 Simulador TNavigator

El *software* está diseñado para ejecutar simulaciones de reservorios dinámicos en computadoras portátiles, servidores y *clusters HPC* de ingenieros. *TNavigator* está escrito en C++ y diseñado desde cero para ejecutar algoritmos de aceleración en paralelo en sistemas de computación de memoria compartida y distribuida de varios núcleos (Rock Flow Dynamics (RFD), 2019).

El paquete cuenta con una integración de varios módulos en la interfaz. El uso y combinación de módulos *Geology Designer*, *Model Designer*, *PVT Designer*, *VFP Designer*, *Simulator (Black Oil, Compositional o Thermal)*, el *software* ofrece la posibilidad de crear en una interfaz gráfica un modelo estático y dinámico, simulaciones de ejecución, Analizar resultados, hacer comparaciones asistidas de historial y análisis de incertidumbre. (Rock Flow Dynamics (RFD), 2019).

2 METODOLOGÍA

2.1 Construcción Modelo Estático

El modelo estático inicia con el ajuste del sistema de coordenadas de referencia para el lugar en donde realiza el estudio, en este caso Ecuador. Para el proyecto se utilizó el Sistema de Referencia Geocéntrico para las Americas (SIRGAS 1995) en unidades métricas. La data a ser ingresada se realiza en base a los formatos que conforman la Tabla 2:

Tabla 2. Formatos de datos Usados en TNavigator

DATA	FORMATO	NOTAS
Trayectorias de pozos	<i>Deviation</i>	Data: MD, X, Y, Z Unidades: Metros No invertir Z
Marcadores (topes y bases)	<i>Text</i>	Salto de línea = 1
Registros	<i>LAS</i>	Salto de línea = 1
Horizontes	<i>ASCII</i>	Unidades: Metros

Elaborado por: Macias, 2019

En la construcción del afloramiento es necesario ingresar las UTM de las muestras de litofacies de Hollín caracterizadas por Romero (2018) como pozos verticales. En el Anexo III se observa los datos de trayectoria (MD, X, Y, Z) de los pozos.

Para la construcción del afloramiento de Hollín se asignó los siguientes marcadores: “TOP 1” como el inicio de la formación Hollín Superior, “TOP 2” inicio de la formación Hollín Inferior y “BASE” como el fin de Hollín Inferior.

Para los registros de cada muestra la información se cargó en función de la columna estratigráfica de litofacies caracterizadas por Romero (2018).

Los horizontes se generaron con la herramienta de interpolación IDW (distancia inversa ponderada). Una vez creado los horizontes se ajustaron a los marcadores (topes y bases) con la herramienta *HORIZON ADJUSTMENT TO MARKERS*.

El escalamiento se realizó en función de los registros ingresados.

La grilla donde se alojarán todas las propiedades se creó con la herramienta *BUILD GRID BY HORIZONS* el mallado corresponde a la forma *Corner Point Geometry*. Contiene 20 capas las cuales fueron creadas en función de los horizontes y los espesores de las litofacies en la columna estratigráfica y ayudan a representar de mejor manera el afloramiento.

2.2 Modelo de Litofacies

La formación Hollín se conforma de dos miembros: (1) Hollín Principal o inferior, que consiste en una secuencia predominante de areniscas de planicie fluvial y (2) Hollín superior que grada verticalmente a sedimentos costeros con cuerpos arenosos influenciados por mareas y tormentas, profundizando en ambientes de plataforma (Romero, 2018).

En el sector de centro Shaime, Romero (2018) recolectó diferentes muestras, posterior a eso identificó y caracterizó litofacies de la formación Hollín, creando una columna estratigráfica de 94 metros, la cual tiene 8 litofacies para Hollín Principal siendo 7 litofacies arenosas y 1 lodosa, 17 litofacies para Hollín Superior siendo 2 litofacies supramareales, 7 intramareales y 8 submareales que serán cargadas como pozos verticales en función de sus coordenadas X, Z.

En este estudio se dispuso de 22 muestras que contienen mediciones petrofísicas. Las diferentes litofacies serán reducidas enfocándose en las unidades hidráulicas de las propiedades petrofísicas. En la Tabla 3 se encuentra la clasificación y reducción de las litofacies en función de su permeabilidad.

Tabla 3. Clasificación de litofacies de la formación Hollín

Tipo de Litofacies	Permeabilidad (md)	Código
Arenisca de Grano Grueso	15 – 90	1
Arenisca de Grano Medio	200- 600	2
Arenisca de Grano Fino	100 – 200	3
Lodolita	0,231 – 12	4

Elaborado por: Macias, 2019

Escalamiento

Para el escalamiento de las litofacies se generó un *Template* de datos discretos llamado litofacies (ver Tabla 4) donde se introdujo los valores 1 para grano grueso, 2 grano medio, 3 grano fino y 4 lodolita. Después se usó el método de promediación *Most of* para datos discretos que cargarán los códigos de las litofacies al modelo según la posición de las muestras y serán almacenados en la sección de *BLOCKED WELLS*.

Tabla 4. Template de Litofacies

CÓDIGO	LITOFACIE	COLOR
1	Arenisca de Grano Grueso	
2	Arenisca de Grano Medio	
3	Arenisca de Grano Fino	
4	Lodolita	

Elaborado por: Macias, 2019

Variograma

En el Anexo IV, se observa el variograma de litofacies con una distribución espacial, la cual fue creada con la herramienta *BUILD ANISOTROPIC VARIOGRAM BY LOGS*, que toma los valores de las litofacies reducidas (grano grueso 1, medio 2, fino 3 y lodolita 4).

Se creó un variograma espacial anisotrópico donde los rangos principal, normal y vertical, se ajustaron a diferentes *azimuths* 0° 40° y 90°, donde se identificó que el ángulo que toma la mayor cantidad de datos, reduce la distancia de separación y asegura una buena representación de las litofacies según la columna estratigráfica es de 40°, el efecto *nugget* o pepita es cero lo que mejora la calidad del afloramiento desde el origen.

Propiedad de la grilla

Para representar la propiedad en la grilla se usó la interpolación de Kriging utilizando el variograma litofacies con la herramienta *FACIES MODELING (ZONES & REGIONS)* y el escalado de la sección de *BLOCKED WELLS*

En función de la población y ubicación de las muestras recolectadas del afloramiento, se generaron 20 capas, las cuales serán representadas en dos perfiles A y B que corresponden a los lugares donde existen mayor información y es una de las razones por la cual se opta por una simulación bidimensional.

La figura 2 muestra el perfil A con una longitud de 3883 metros aproximadamente y un espesor de 94 metros y la figura 3 muestra el perfil B con una longitud promedio 3810 metros y un espesor de 94 metros, donde se representa la distribución de las litofacies.

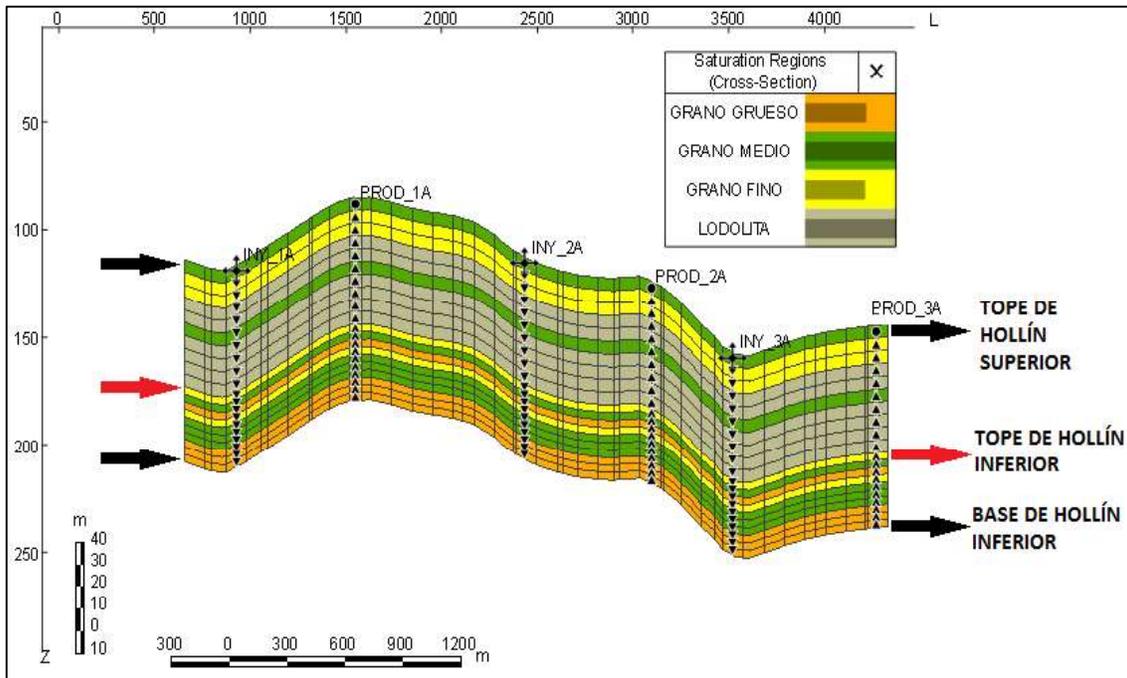


Figura 2. Perfil A de Litofacies
 Elaborado por: Macias, 2019

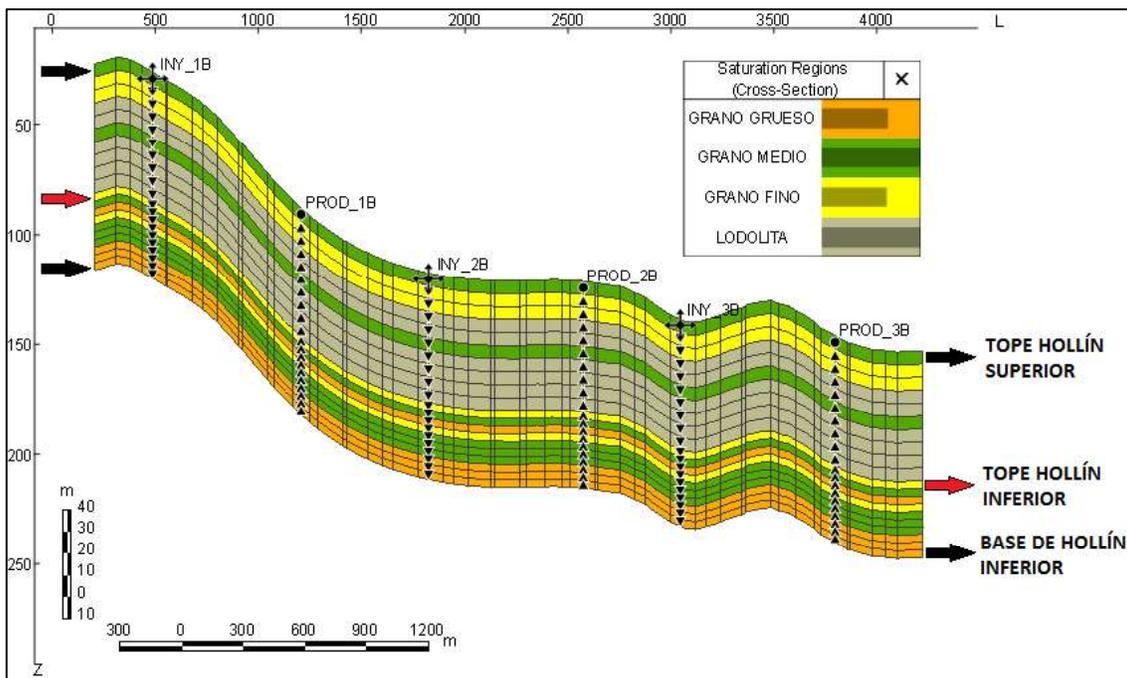


Figura 3. Perfil B de Litofacies
 Elaborado por: Macias, 2019

2.3 Modelo de Porosidad

Para construir el modelo de porosidad se cargó en la sección de registros la data de porosidad en porcentaje de las 22 muestras de Hollín en Centro Shaime.

Escalamiento

Dentro de la sección de la grilla, la opción *BLOCKED WELLS* proporciona herramientas para encontrar el método de promediación que más se ajustó a los datos de los registros; para el estudio se usó el método aritmético ya que respeta la distribución del tamaño del grano en función de las distintas muestras de litofacies de Hollín representadas en la columna estratigráfica de Centro Shaime.

El *template* asignado de porosidad corresponde a datos continuos, que se encuentran dentro de las opciones de *TNavigator*.

Propiedad de la grilla

Para representar la propiedad en la grilla se usó la interpolación Kriging con la herramienta *PROPERTY MODELING (ZONES & REGIONS)*, la cual ofreció una representación congruente con el modelo de litofacies.

De igual manera, se muestran los dos perfiles A y B donde se observan las zonas donde se encuentran las litofacies y su respectiva propiedad de porosidad.

La figura 4 muestra el perfil A con una longitud de 3883 metros aproximadamente y un espesor de 94 metros y la figura 5 muestra el perfil B con una longitud promedio 3810 metros y un espesor de 94 metros, donde pone en evidencia la distribución de las litofacies.

2.4 Modelo de Permeabilidad

La construcción de modelo de permeabilidad usa los datos de permeabilidad absoluta, en milidarcys, que fueron cargados en la sección de registros.

Escalamiento

La opción *BLOCKED WELLS* para el escalado usa un *template* de datos continuos de permeabilidad disponible en *TNavigator*, el método de promediación utilizado es aritmético ya que respeta la distribución de las litofacies en la columna estratigráfica de Hollín en centro Shaime, en función de los valores de permeabilidad de las muestras.

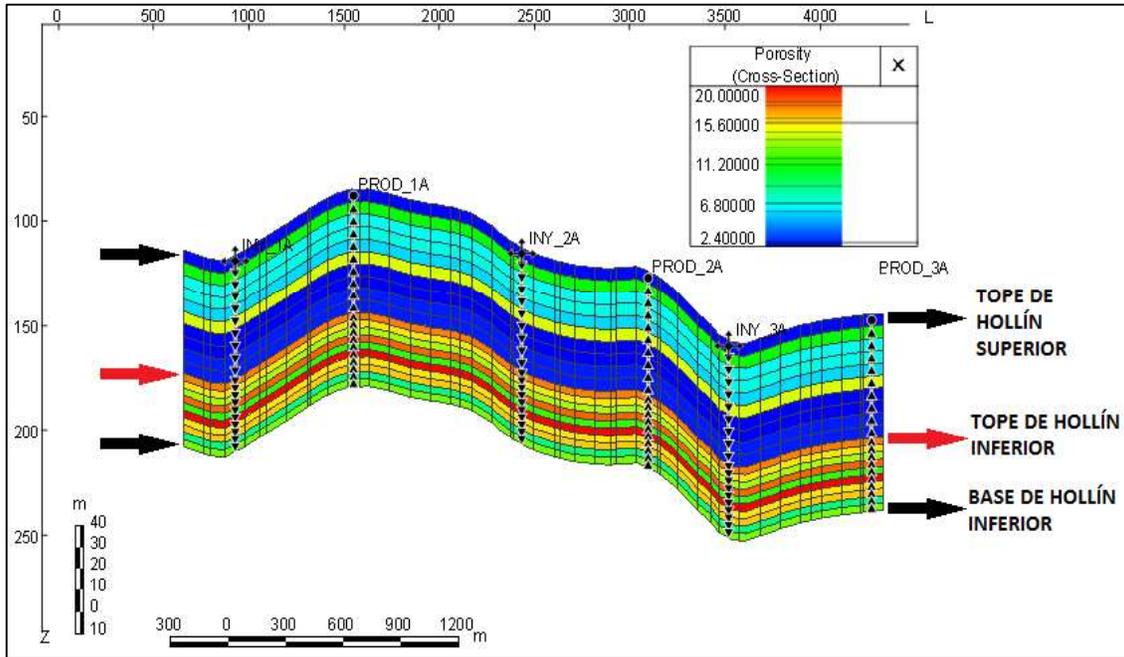


Figura 4. Perfil A de Porosidad

Elaborado por: Macias, 2019

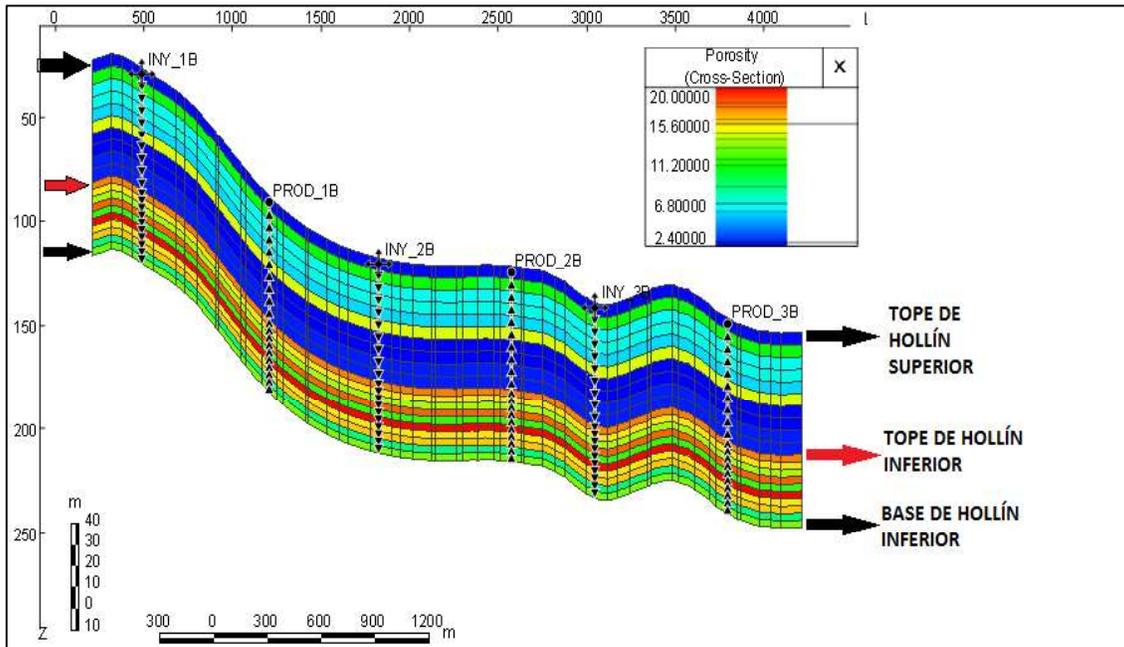


Figura 5. Perfil B de Porosidad

Elaborado por: Macias, 2019

Variograma

El variograma que se utilizó corresponde al utilizado en modelo de litofacies, para mantener la distribución de los datos de permeabilidad en función de las diferentes litofacies

Propiedades de la grilla

Para representar la permeabilidad en la grilla se usó la interpolación de Kriging 3D utilizando el variograma de permeabilidad con la herramienta *INTERPOLATION*.

Se crearon 2 propiedades de permeabilidad (X, Z). Donde la permeabilidad “Z” es igual al 10% de la permeabilidad “X”; esto sobre la base resultados empíricos encontrados en campos recomendado por *TNavigator*, de esta manera se logra representar las zonas de lodolitas que se encuentran entre las litofacies en el afloramiento de la formación Hollín.

Para verificar la información es necesario recurrir a los perfiles A y B donde se muestra la propiedad de permeabilidad.

La figura 6 muestra el perfil A con una longitud de 3883 metros aproximadamente y un espesor de 94 metros y la figura 7 muestra el perfil B con una longitud promedio 3810 metros y un espesor de 94 metros, donde se pone en evidencia la distribución de las litofacies.

2.5 Parámetros de Inicialización del Modelo Dinámico

Curvas de Permeabilidad Relativa

En el anexo 5 se muestra las imágenes de los núcleos recolectados del afloramiento de la formación Hollín en centro Shaime, los cuales ingresarán al plato poroso para ejecutar la prueba de presión capilar.

Se determinaron las curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar obtenidos de pruebas de laboratorio en la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional empleando el equipo desaturador de núcleos (método del plato poroso). La metodología que se utilizó para las pruebas fue:

- Agrupar los núcleos de manera que tengan una permeabilidad absoluta similar, esto para que el flujo del fluido de inyección tenga un impacto similar en cada litofacie. La forma de agrupar corresponde a la Tabla 3.
- Se debe medir las dimensiones de los núcleos y pesarlos secos y calcular volúmenes de poro tal como se muestra en el anexo 6.

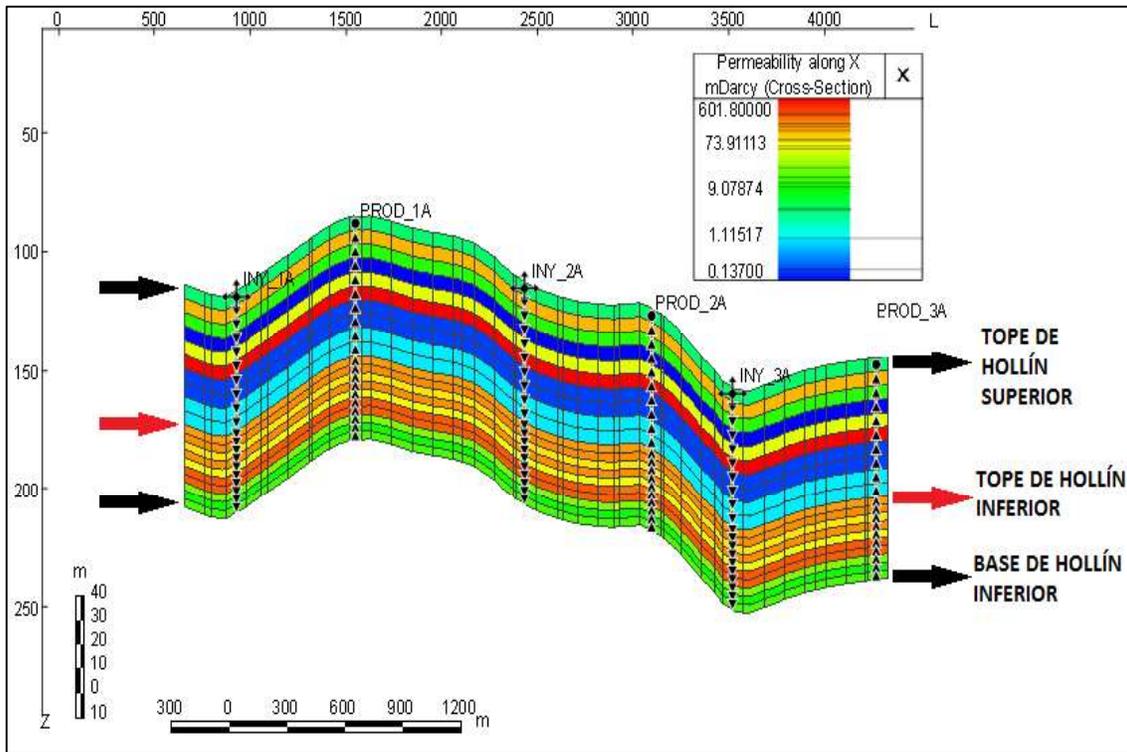


Figura 6. Perfil A de Permeabilidad

Elaborado por: Macias, 2019

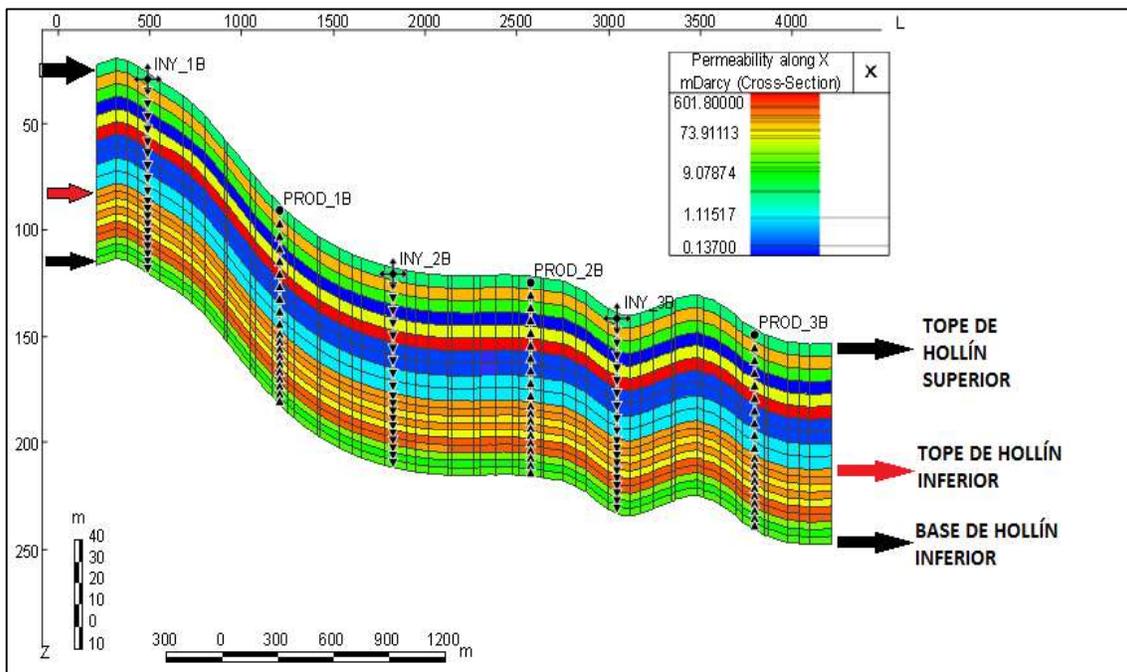


Figura 7. Perfil B de Permeabilidad

Elaborado por: Macias, 2019

- El recipiente saturador se debe llenar un litro de agua, suficiente para que cubra los núcleos, se debe añadir 4000 ppm de NaCl para representar la salinidad promedio de Hollín. Después el recipiente debe cerrarse y se debe verificar que no ingrese ni tampoco salga aire del recipiente. Con una bomba de vacío se debe extraer el aire que se encuentra dentro del recipiente, esto para dejar todo el sistema sin oxigenación. Y dejar que el agua ingrese a los poros de los núcleos para cada muestra se sature al 100% de agua el tiempo estimado para que una muestra se sature de agua es de 2 a 3 días.
- A continuación, se debe pesar el núcleo saturado, y colocarlo en el desaturador para proceder la fase de drene de agua por medio de la inyección de nitrógeno. El nitrógeno entra al sistema desaturador por un juego de válvulas, y con el aumento de la presión el nitrógeno desplaza al agua que se encuentra en el núcleo, la presión debe ser controlada y se debe tomar mínimo 5 puntos de presión para poder realizar una curva de presión capilar.
- El mismo proceso repetir para cada grupo de litofacies.
- Después de ingresar los datos observados el programa del equipo de desaturación calculará las saturaciones de agua en función del aumento de la presión.
- Cuando ya se obtiene los valores de las curvas de presión capilar, estas deben ser convertidas en curvas de permeabilidad relativa mediante el uso de la correlación de Wyllie.

Para este estudio se seleccionaron 10 *Plugs* (núcleos), en el anexo 6 se muestra las litofacies que fueron seleccionadas para cada grupo (grano grueso, grano medio, grano fino y lodolita) y el respectivo dimensionamiento de cada núcleo.

Las curvas de permeabilidad relativa se calcularon empleando la correlación de Wyllie; esta correlación permite ingresar distintos tipos de cementación de areniscas, ya que en el afloramiento se tienen litofacies consolidadas y no consolidadas.

Se añadieron dos muestras que tenían un comportamiento diferente dentro de un mismo grupo de litofacies para que sea más realista el movimiento del fluido, y en base a cada grupo se realizó una promediación de curvas, que generalizaron el comportamiento de flujo y se representó en 3 curvas de permeabilidad relativa.

La figura 8 muestra las curvas de presión capilar en la fase de drenaje obtenidos en laboratorio. La prueba permite observar las distintas litofacies presentes y la saturación residual de cada una. También se observa que el nivel libre de agua es muy bajo debido a que a bajas presiones la saturación de agua se reduce rápidamente del límite de 100% inicial.

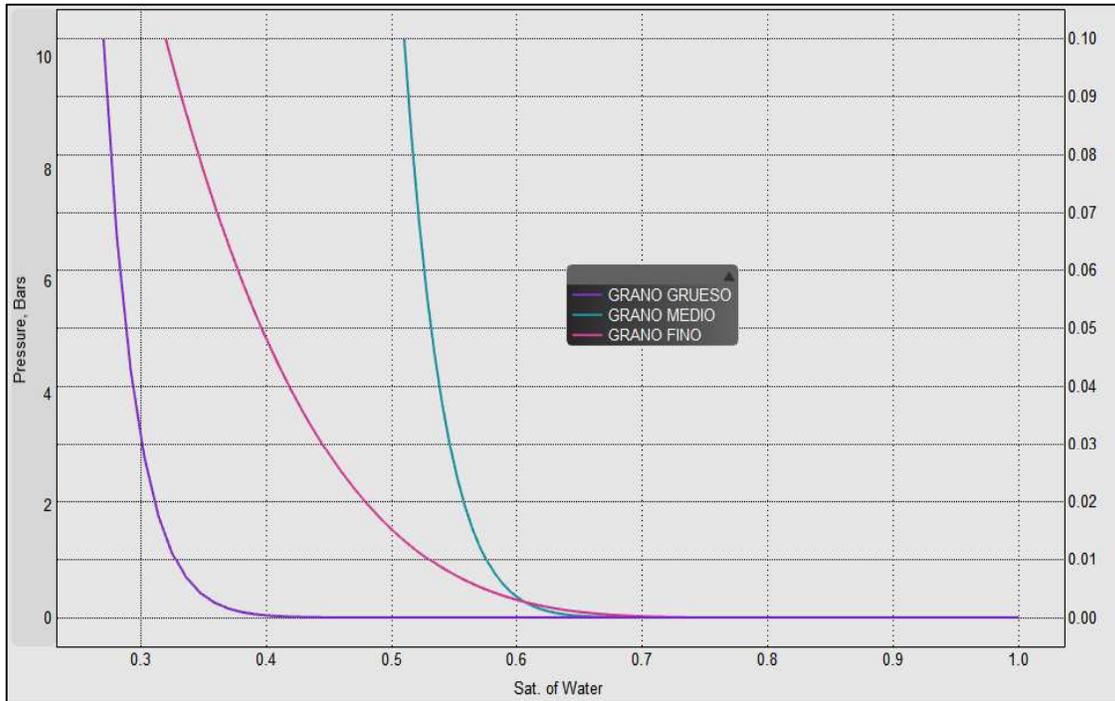


Figura 8. Datos de Presión Capilar de los Núcleos del Afloramiento de la Formación Hollín.

Elaborado por: Macias, 2019

La figura 9 muestra las curvas de permeabilidad relativa de las litofacies de grano grueso, medio y fino, calculadas a partir de datos de presión capilar de los núcleos recolectados del afloramiento de la formación de Hollín en el sector Sur Oriente del Ecuador. Las curvas de permeabilidad relativa correspondiente a las lodolitas no se las consideró porque actúan como una roca sello; es decir, no existe movimiento del fluido dentro de ellas.

En la figura 9 se puede observar las curvas de permeabilidad relativa de la arenisca de grano grueso en fase de drene, la cual presenta una saturación de agua irreductible igual a 0,27, que tiene congruencia con la saturación irreductible de la figura 8 de la presión capilar. Además, se observa que la saturación de petróleo residual es 0,2 la cual corresponde a la información recopilada del campo Villano.

Las curvas de permeabilidad relativa del grupo arenisca de grano medio, en fase de drene, presenta una saturación de agua irreductible igual a 0,51, y se mantiene la saturación de petróleo residual en 0,2.

Para el grupo arenisca de grano fino, en fase de drene, se observa que la saturación de agua irreductible es 0,32, la saturación de petróleo residual es 0,2 correspondiente a la formación del campo Villano.

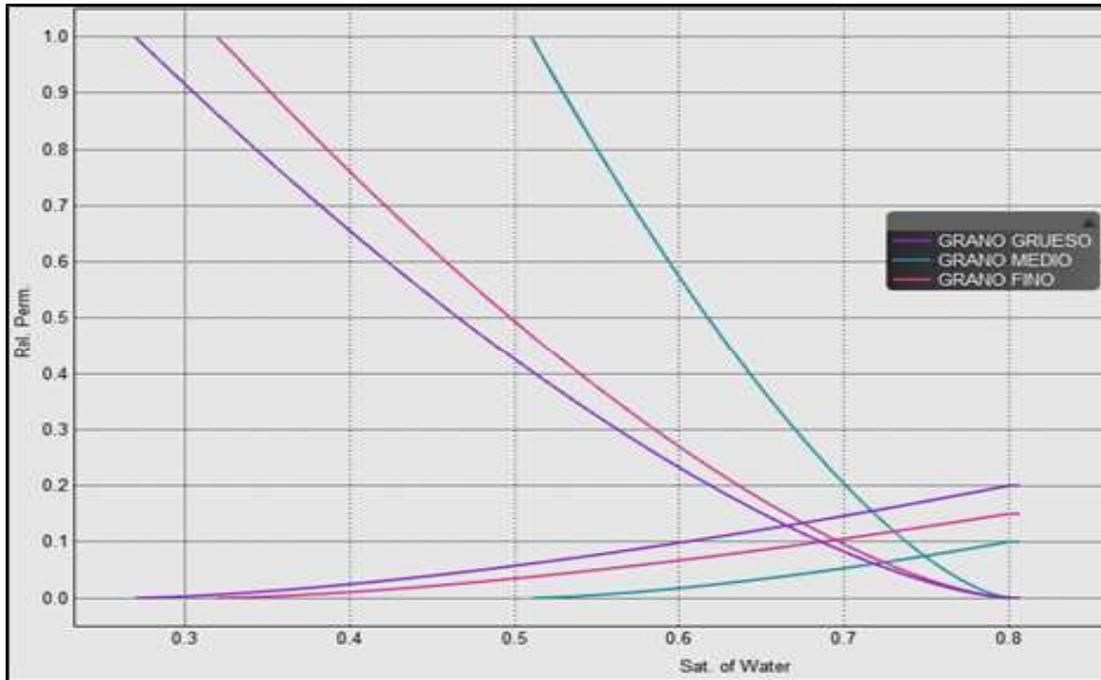


Figura 9. Curvas de Permeabilidad Relativa del Afloramiento de la Formación Hollín
Elaborado por: Macias, 2019

Las curvas de permeabilidad relativa del grupo lodolita, en fase de drene presentan un rango de movilidad de 0,68 a 0,78 en zonas donde existen areniscas lodosas debido a que estas rocas presentan una porosidad y permeabilidad muy bajas cercanas a cero. En donde existen lodolitas masivas la movilidad es cero. Debido a que estas rocas son consideradas como sellos.

Las tres curvas permiten inferir que la formación Hollín es fuertemente mojable al agua, ya que se observa que los cruces de cada curva, se localizan a una saturación de agua mayor a 50%, también se puede verificar que la saturación promedio irreductible es mayor al 20% y la permeabilidad relativa máxima a el agua para cada litofacie es menor a 30%.

Modelo PVT

La Interfaz de *TNavigator "PVT Designer"*, permite crear y cargar datos de pruebas de PVT. Para el desarrollo del trabajo se utilizó petróleo muerto, la presión de burbuja almacenada fue 30 bares (435 psi), la temperatura registrada fue de 101°C que son datos propios del campo Villano (bloque 10) para la fase de petróleo (Almeida, 2017); el anexo 7 muestra los datos PVT tomados para la simulación.

Condiciones Iniciales

La Tabla 5 proporciona los datos iniciales ingresados al simulador para la región de equilibrio, considerando referencias bibliográficas del campo Villano y valores observados dentro de la generación del modelo estático.

Tabla 5. Configuración Inicial de Equilibrio

PARÁMETRO	VALOR	NOTA
Presión inicial	350 (bares)	(Almeida, 2017)
Profundidad	295 (metros)	Profundidad máxima en el modelo
WOC	295 (metros)	Profundidad máxima en el modelo
Pc @ WOC	0 (bares)	La presión capilar es cero cuando se acerca a el nivel libre de agua
GOC	0 (metros)	No existe contacto gas petróleo
Pc @ Goc	0 (bares)	No existe gas

Elaborado por: Macias, 2019

Región de Equilibrio, Saturación y PVT

Para que el modelo pueda arrancar es necesario la generación de las regiones de equilibrio, saturación y PVT.

La región de equilibrio toma los valores iniciales de presión, profundidad, contacto agua-petróleo, y brinda el punto de arranque para que el simulador realice las operaciones matemáticas.

La región de saturación toma los valores de los códigos de las litofacies y asigna una curva de permeabilidad relativa, a cada grupo de litofacies, para de esta manera identificar la movilidad del fluido en cada región.

La región PVT es generada para que en ella se pueda almacenar los datos PVT en función de cada región de saturación y el tiempo.

Configuración de Pozos y Acuífero

El modelo dinámico arranca sin pozos, es decir los datos de las muestras no serán definidos como pozos para la simulación.

Durante la simulación se añadirán pozos productores e inyectores. Cada perfil tendrá pozos verticales como horizontales para poder evaluar el comportamiento de flujo.

El acuífero se añadirá como pozo horizontal a cada perfil, para poder controlar la inyección y la presión que ejercerá al afloramiento.

Los casos que se repasarán son:

1. Perfiles A y B con pozos verticales
2. Perfiles A y B con Pozos horizontales con presencia de un acuífero

Para arrancar la simulación se toman las propiedades generadas en la grilla y se asignan los *keywords* a cada propiedad. En la simulación, en la sección de *RUNSPEC*, se utilizó el simulador *Black Oil*, además se estableció que solamente existirá petróleo y agua durante toda la simulación indicando un yacimiento subsaturado.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

3.1 Resultados de simulaciones de flujo de fluidos

En el Anexo VIII se muestra la correlación del registro eléctrico *Gamma Ray* de un pozo del campo Villano con los valores de permeabilidad absoluta del afloramiento realizada en laboratorio a cada núcleo. El registro eléctrico *Gamma Ray* presentó una gran similitud con la columna estratigráfica del afloramiento en cuanto a zonas permeables. En cada columna estratigráfica se observó un patrón muy similar en permeabilidad la cual permitió correlacionar topes, bases y zonas permeables; Esto brindó más robustez al modelo y permitió realizar las simulaciones de flujo con mayor seguridad.

La trayectoria de los pozos verticales abarca toda la columna estratigráfica dividiendo en 10 celdas a la formación de Hollín Inferior y 10 celdas de mayor tamaño a Hollín superior.

La trayectoria de un pozo Horizontal se desarrolla en una sola litofacie, y abarca todo el largo del modelo.

El tiempo de simulación en el cual se analizará el movimiento del fluido y el cambio de presión será de 20 años, con una distribución en el análisis de $t = 1$ año y $t = 20$ años.

El modo de control de los pozos inyectores será la presión de inyección, que se ajustó a 500 bares.

El modo control de los pozos productores será la presión de fondo, que fue ajustada a 200 bares.

El límite máximo donde una roca se satura de agua es de 0,79, ya que las saturaciones irreductibles de petróleo tienen un valor de 0,2 en los pozos del campo Villano.

Flujo con pozos verticales

Perfil A

En el Anexo IX, en la figura 10, se muestra 3 pozos verticales de inyección (INY_1A, INY_2A, INY_3A) y 3 pozos verticales de producción (PROD_1A, PROD_2A, PROD_3A), los cuales fueron colocados estratégicamente para observar el movimiento del fluido, y los efectos de la gravedad en cada sección. La gráfica corresponde a la saturación de agua al tiempo $t=0$.

En base a los resultados, el avance de agua en la formación será observado en las celdas donde se encuentra la trayectoria del pozo. Cada celda tiene una longitud de 100 metros.

En Hollín Inferior existe más contenido de petróleo que en Hollín Superior debido a que en Hollín Inferior no existe zonas impermeables que actúen como sellos y limiten el flujo.

En las figuras 11 y 12 se muestran los resultados obtenidos en el pozo INY_1A,

En la figura 11 se muestra las características después de un año de inyección en el pozo INY_1A.

Hollín superior

La formación corresponde a las 10 primeras celdas contadas desde la parte superior de la figura, se observa que el agua ha desplazado una cierta cantidad de petróleo se estima que el frente de avance del agua con respecto al pozo inyector se encuentra a 50 metros en la región donde existe grano medio de alta permeabilidad y el valor de la saturación de agua es igual a 60%. El factor de transmisibilidad es de 34.52 considerando que no existe daño en la formación. En las regiones de lodolita masiva la inyección de agua no tiene efecto, salvo en zonas donde existen areniscas lodosas en ese caso la inyección tiene un efecto muy pequeño. Las lodolitas cuentan con una saturación de agua de 0,74 indicando una movilidad baja. En la zona del tope de la formación, en la región de grano medio existe la presencia de glauconita, estas reducen la transmisibilidad severamente y el flujo de fluido en ese sector se limita. la saturación de agua en ese sector es de 54%. En cuanto a la presión, no tiene buena comunicación en la zona de lodolitas ni en las intercalaciones de arenisca lodolita.

Hollín inferior

La formación corresponde a las 10 celdas restantes de menor tamaño, la saturación de agua en un año, no ha tenido gran cambio debido a que el agua todavía no desplaza a todo el petróleo, se mantiene en 40% aproximadamente. Además, se observa que la inyección de agua afecta relativamente más a la zona de areniscas de grano fino debido a que no son muy consolidadas. También se puede ver que las areniscas de grano medio tienen mejor transmisibilidad debido a que cuentan con mayor permeabilidad absoluta y la saturación es más alta alrededor de 50%. Las zonas de areniscas de grano grueso, no presentan una buena conectividad poral por lo que su permeabilidad disminuye y limita el flujo de fluido dentro de ellas. Se puede contrastar lo dicho viendo los valores bajos de transmisibilidad. En cuanto a la presión, en Hollín inferior se mantiene constante en todas las litofacies alrededor de 390 bares.

En la figura 12 se observa las características del pozo inyector INY_1A, después de 20 años de inyección.

Hollín superior

Para la formación en las primeras 10 celdas, los cambios más significativos ocurren en las zonas de areniscas de grano medio de mayor permeabilidad donde el contenido de agua

aumentó hasta valores promedios de 0,78. La presión tiende a estabilizarse cerca de la zona de grano medio con alta permeabilidad en las regiones de zonas de lodolitas arenosas. En las intercalaciones y lodolitas masivas la presión ha aumentado de 380 a 440 bares.

Hollín inferior

Para la formación en las 10 últimas celdas, la saturación en las areniscas de grano grueso presenta valores 0,4 indicando que todavía no satura los 100 metros de la celda. Las areniscas de grano medio y fino ya poseen valores de 0,78 lo cual indica que ya saturaron la celda. La presión se mantiene constante en toda la columna con un valor de 450 bares.

Las figuras 13, 14, 15, 16, presentan a los pozos INY_2A e INY_3A, para $t= 1$ año y $t= 20$ años.

los resultados arrojan una gran similitud con las características del pozo INY_1A, en cuanto al barrido esto debido al cambio en la saturación de agua. Además, los pozos al estar ubicados en una zona baja con respecto al pozo INY_1A, poseen un mejor barrido en lugares donde la inyección es ascendente y se puede verificar en la saturación de agua la cual aumenta ligeramente en las zonas de arenisca de grano medio tanto en la formación Hollín superior como en Hollín inferior.

Rata de inyección

La rata de inyección promedia en la formación Hollín inferior en el pozo INY_2A después de 20 años es de 145 metros cúbicos/día partiendo de 95 metros cúbicos por día. En Hollín superior es de 579.52 metros cúbicos por día en la zona de grano medio partiendo de 386 metros cúbicos por día. Lo que indica que la inyección sucede más rápido en la formación Hollín superior.

Pozos de producción

La figura 17 y 18 muestran al pozo PROD_1A, en los tiempos 1 año y 20 años respectivamente

Para Hollín inferior mantiene una presión de fondo muy similar en el transcurso de los 20 años, debido a que se encuentra en medio de dos pozos inyectores, no existe una marcada diferencia entre presiones para cada litofacies. El corte de agua en Hollín inferior es de 52%.

En Hollín superior la presión actúa de diferente forma en función del tiempo, en la zona de lodolitas, la presión disminuye en función del tiempo y en la zona de areniscas de grano medio aumenta lo que indica que la arena de mayor producción en Hollín superior es la arena de grano medio. El corte de agua en Hollín superior es de 40%.

Las figuras 19 y 20 muestran al pozo PROD_2A, en los tiempos 1 año y 20 años respectivamente. El comportamiento es igual al pozo anterior. Pero se evidencia un ligero incremento en la presión de fondo para cada celda a comparación del pozo PROD_1A, lo cual permite expresar que la mayor producción será del pozo PROD_2A. La saturación de agua en Hollín superior aumenta levemente eso quiere decir que la influencia de los pozos inyectoros alcanzó al pozo productor.

Las figuras 21 y 22 muestran al pozo PROD_3A, en los tiempos 1 año y 20 años respectivamente, la presión de fondo declina rápidamente, a comparación de los demás pozos, debido a que no tiene la influencia cercana de un pozo inyector. Lo que comunica que la presión caería más rápido, pero el yacimiento seguiría siendo subsaturado.

Análisis general

Los pozos han recuperado presión y la producción sigue aumentando. Existe mayor presión de inyección acumulada en la zona de Hollín superior. La presión total después de 20 años, es muy similar a la presión de reservorio y se mantiene el yacimiento subsaturado.

La producción más alta viene de la formación Hollín inferior. Y el pozo que producirá más es el pozo PROD_2A, ya que cuenta con una mayor presión de fondo para cada litofacie tanto en Hollín superior como en Hollín inferior y tiene a favor la gravedad para que cada fluido pueda circular hasta dicho pozo.

Perfil B

En el Anexo X, en la figura 23, en similitud con el perfil A, se muestra 3 pozos verticales de inyección (INY_1B, INY_2B, INY_3B) y 3 pozos verticales de producción (PROD_1B, PROD_2B, PROD_3B), los cuales fueron colocados estratégicamente para observar el movimiento del fluido, considerando los efectos de la gravedad en cada sección. La gráfica corresponde a la permeabilidad del petróleo al tiempo $t=0$.

Este perfil cuenta con una inclinación la cual servirá para ver si existe alguna modificación en el flujo del fluido debido a la gravedad.

Al igual que en el perfil A, el flujo será evaluado en base a la representación de la saturación de agua.

La figura 24, 26, 28 muestra tres pozos inyectoros INY_1B, INY_2B, _INY_3B para un tiempo de un año.

En Hollín inferior se observa que el avance del agua en la arenisca de grano medio con respecto a la inyección del pozo INY_1B es pequeño ya que el valor de la saturación de agua en ese momento es de 0,6.

En Hollín Superior específicamente en las zonas de areniscas de grano medio y fino existe mayor cantidad de agua barriendo el petróleo, el avance de inyección de agua en estas areniscas con respecto a los pozos inyectoros es pequeño ya que la saturación de agua presenta valores de 0,5

En Hollín superior cabe destacar que la inyección es más significativa en el pozo de Inyección INY_2B.

La zona de arenas de grano fino y lodolitas en Hollín superior tiene el mismo avance de fluido en comparación con los demás pozos, pero si se evalúa la dirección contraria al perfil es decir ascendente hacia el pozo productor PROD_1B. Conlleva a inferir que no importa la inclinación del yacimiento, siempre que la inyección sea ascendente el barrido de petróleo aumentará debido a la diferencia de gravedades específicas como la del petróleo y un fluido más denso como el agua.

La figura 30, 32, 34 muestra pozos productores PROD_1B, PROD_2B, PROD_3B para un tiempo de un año.

El pozo PROD_1B presenta un corte agua mayor en las zonas de areniscas de grano fino tanto en Hollín inferior como superior el valor se encuentra en 0,76.

El pozo PROD_2B declina rápidamente, aquí la segregación gravitacional para la producción es la que gobierna el movimiento.

Análisis general

En hollín inferior la presión de inyección se muestra uniforme, mientras que en hollín superior la presión tiene más incidencia en la zona de areniscas de grano medio, y poca en la región de sello entre Hollín inferior y superior.

La distribución de la presión de fondo en Hollín inferior se mantiene uniforme, sin embargo, en Hollín superior el efecto de la presión tiende a aumentar.

Los pozos productores, declinan rápidamente cuando no tienen cerca un pozo de inyección, pero sigue manteniendo la condición de subsaturación.

Las figuras 25, 27, 29 muestra el avance de agua para un tiempo de 20 años en los pozos inyectoros INY_1B, INY_2B, INY_3B.

En Hollín Inferior el avance del agua más sobresaliente se encuentra en las en las zonas de areniscas de grano medio.

En Hollín superior en el pozo inyector INY_1B, se puede observar el efecto de la gravedad condicionando al fluido. El frente de desplazamiento en la litofacie de grano medio en Hollín Superior es ligeramente mayor que en la zona inferior de Hollín y esto es debido a que la permeabilidad en esta zona es la más alta de toda la formación Hollín.

Las figuras 31, 33, 35, muestra el cambio en 20 años de los pozos productores PROD_1B, PROD_2B, PROD_3B.

La presión se mantiene uniforme en todo el perfil de estudio, la inyección transmite y mantiene la presión en los pozos productores que aseguran una buena producción de petróleo.

El corte de agua solo ha incrementado en las zonas de areniscas de grano fino debido a que estas rocas no son muy consolidadas.

La presión en Hollín superior, en las zonas de areniscas de grano medio tienen valores más altos.

Flujo con pozos horizontales, con presencia de acuífero de fondo

El acuífero será diseñado y emulado como un pozo horizontal inyector llamado ACUIFERO ubicado debajo de la zona de grano grueso en Hollín inferior, el modo de control del acuífero será por medio de la presión de inyección la cual es de 700 bares.

Perfil A

En el Anexo XI, en la figura 36, muestra tres pozos horizontales, dos pozos productores ubicados; el primero en la arenisca de grano fino en Hollín inferior y el segundo ubicado en la arenisca de grano medio en Hollín superior. Además, un pozo inyector ubicado en la zona de grano fino en Hollín superior.

En las figuras 37, 39, se muestra el avance de agua después de 1 años de inyección en los pozos ACUÍFERO, INY_2A.

En Hollín inferior el avance de agua por medio del acuífero es relativamente pequeño, y es debido a que la permeabilidad vertical es solo el 10% de la horizontal el valor de la saturación de agua es de 0,33.

La inyección de agua es pequeña alrededor de 14 metros cúbicos por día. La transmisibilidad aumenta cuando la inyección ocurre en la zona más profunda del perfil debido a que la

distancia del reservorio al acuífero es cada vez más pequeña y dicho acuífero tendrá más influencia.

En Hollín superior el pozo inyector INY_2A tiene un avance de agua más reducido en la vertical debido a que existen zonas de menor permeabilidad arriba y debajo del pozo productor la saturación de agua es 0,475.

La inyección de agua es de 14 metros cúbicos por día y la transmisibilidad aumenta cuando el perfil aumenta en profundidad.

Las figuras 41, 43, muestra las características de los pozos de producción a un año de inyección PROD_1A, PROD_2A.

Se puede observar que la presión del acuífero, todavía no influye completamente en el fondo del pozo la producción de petróleo aumenta ya que el agua barre más cantidad de petróleo. El corte de agua para el pozo de producción de hollín inferior es de 0,6.

La presión en la arenisca de grano fino en Hollín inferior no varía significativamente en un año, en Hollín superior en la arenisca de grano medio varia en 10 bares.

En las figuras 38 y 40 muestra el avance de agua después de 20 años de inyección de pozos ACUÍFERO e INY_2A.

En Hollín inferior el avance de agua con respecto al acuífero es suficiente para alcanzar al pozo de producción. El corte de agua fue de 0,87 y la producción de agua supera a la de petróleo.

En Hollín superior el pozo inyector INY_2A, tuvo un avance de agua relativamente alto indicando la presencia de lodolitas las cuales no permiten el paso de fluido.

Para el pozo de producción el corte de agua se elevó a 0,52

En las figuras 42 y 44 muestra las características a los 20 años de pozos productores PROD_1A Y PROD_2A, donde se puede observar que incrementa la presión del pozo PROD_1A, y ya influyo el acuífero en el pozo productor debido a que el corte agua es de 0,87.

El pozo PROD_2A, aumenta el corte de agua a 0,52.

Perfil B

En el anexo XII, en la figura 45, se muestra tres pozos horizontales, dos pozos productores ubicados; el primero en la arenisca de grano fino en Hollín inferior y el segundo ubicado en la

arenisca de grano medio en Hollín superior. Además, un pozo inyector ubicado en la zona de grano fino en Hollín superior.

En las figuras 46, 47, muestra los flujos de inyección para los tiempos $t=1$ año y $t=20$ años. El acuífero de fondo es igual al perfil A

Los resultados son muy similares a los del perfil A en el avance del agua de inyección, debido a que los efectos de la gravedad no influyen cuando la inyección es vertical al modelo.

Las gráficas 48, 49, 50 y 51, muestra las caídas de presión en los pozos de producción las cuales son muy similares a las caídas de presión en el perfil A. las demás características como la transmisibilidad y el corte de agua son iguales a las del perfil A.

3.2 Discusión de Resultados

En este trabajo se analizó el comportamiento del fluido en base al conocimiento litológico de un afloramiento de Hollín situado en la zona sur oriente del Ecuador.

Los parámetros petrofísicos se analizaron y compararon con datos reales del campo Villano ubicado en el bloque 10 operado actualmente por AGIP. El campo Villano produce solo de la formación Hollín, lo que funciona como medio comparativo para evaluar el comportamiento de flujo de fluido en el afloramiento.

Como se observa en el anexo VIII se analizó la columna estratigráfica del afloramiento con la columna estratigráfica de un pozo del campo Villano, mediante el uso de registros eléctricos y en específico con los datos de los registros *GAMMA RAY*, se comparó cada valor de permeabilidad absoluta del afloramiento respetando la columna estratigráfica generada por Romero (2018). Esto se lo realizó observando las zonas más permeables y menos permeables del registro eléctrico y verificando que corresponda con los patrones de los valores del afloramiento; donde si se observa un valor de permeabilidad pequeño corresponde a un valor alto de *GAMMA RAY*, al finalizar el proceso se observó que existe una gran semejanza en las columnas estratigráficas, algunas litofacies tendieron a desaparecer, debido a la sedimentación en función de la longitud de la formación.

Se respetó el orden litológico y aseguró una mejor construcción del modelo estático en *TNavigator* que representó a la formación Hollín con una gran similitud.

La herramienta IDW para la generación del modelo estático presentó interpolaciones incorrectas ya que al aumentar la potencia tomó valores donde no existía información y generó un modelo que no representó la columna estratigráfica. La herramienta que se utilizó fue la de Kriging ya que generó un modelo más estable a pesar de la limitada información; la

herramienta fue capaz de respetar la distribución litológica en función de la columna estratigráfica.

En laboratorio la curva de permeabilidad relativa para el grupo de litofacies de grano grueso, tuvo una saturación de agua irreductible de 0,27, también el cruce de las curvas de permeabilidad relativa al petróleo y al agua estuvieron por encima de una saturación de 0,5 y la permeabilidad relativa del agua máxima por debajo de 0,3, lo que indicó que la arenisca de grano grueso corresponde a una roca hidrófila. La saturación de agua irreductible presentó un valor pequeño debido a que el tamaño del grano ofrece un espacio poral amplio. (Sorbie, et al., 2016)

Para el grupo de areniscas de grano medio, la saturación irreductible fue de 0,51 y el punto de cruce de las curvas correspondió a 0,75 y la permeabilidad relativa máxima de agua tuvo un valor de 0,1, lo que indicó que el grupo es hidrófilo, la saturación de agua aumentó debido a que el tamaño del grano ha disminuido y por ende el espacio poral también, lo que ocasionó que el poro se llenará más rápido de agua y el proceso de drene llegó más rápido a la saturación irreductible.

Para el grupo de areniscas de grano fino, la saturación irreductible fue de 0,32 y el punto de intersección de las curvas se encontró en 0,69 y la permeabilidad máxima de agua fue de 0,18 lo que indicó que el grupo de litofacies es hidrófilo, la saturación irreductible debería incrementar ya que el tamaño del poro se reduce, pero se observó que no es así el comportamiento y esto se debió a que algunas muestras de grano fino tienen una permeabilidad alta y no son consolidadas lo que ocasionó que exista mayor movilidad; similar a la arenisca de grano medio.

Para el grupo de lodolitas la saturación de agua irreductible fue de 0,68 y la intersección de las curvas fue 0,78 y la permeabilidad relativa máxima de agua fue 0,1, que indicó que el grupo de lodolitas son hidrófilas; además, se observó que tienen poca movilidad porque existen algunas areniscas lodosas e intercalaciones de lodolita-arenisca que poseen porosidad pobre y una permeabilidad muy baja.

Las lodolitas masivas fueron representadas como rocas sello y se encontraron en la zona de transición de Hollín Inferior al Superior.

Las curvas de permeabilidad relativa dependieron de la permeabilidad absoluta; en el campo Villano la permeabilidad absoluta promedio es de 1700 mD (Almeida, 2017), por ende la saturación de agua irreductible será menor a la saturación irreductible en el afloramiento debido a que la permeabilidad absoluta promedio fue de 400 mD.

El flujo de inyección observado en la formación Hollín tanto en la zona inferior como en la superior correspondió a un flujo tipo pistón con fugas, debido a que el frente de avance del agua no fue el mismo en cada litofacie a pesar de que la presión de inyección fue la misma para cada litofacie.

El efecto de la gravedad en la inyección solo fue visible cuando los pozos inyectoros son verticales. El acuífero tuvo una fuerte influencia en los pozos productores horizontales después de 10 años de inyección, lo que permitió asegurar que la mejor estrategia para una recuperación secundaria en la formación Hollín es la inyección de agua.

Las trayectorias de pozo más recomendables fueron las horizontales ya que la caída de presión es menor en comparación con trayectorias verticales.

La zona donde existió mayor cantidad de petróleo fue Hollín Inferior, pero también aconsejable explotar la zona superior en la zona de areniscas de grano medio ya que tuvo la permeabilidad más alta de toda la formación Hollín.

Una forma de tener todo el potencial de Hollín Superior es realizar un fracturamiento hidráulico con un pozo horizontal, para aumentar la permeabilidad vertical y resolver las bajas permeabilidades de las zonas lodosas. La misma acción se debe hacer en Hollín Inferior para tener una mayor producción de petróleo.

El estudio de la geomecánica será de gran utilidad en la zona sur oriental para diseñar pozos horizontales que puedan ser explotados de las formaciones de Hollín Inferior y Superior simultáneamente.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- El método de interpolación de Kriging brindó un mejor ajuste comparado con el método ponderación de distancias inversas (IDW). A pesar de que los datos son limitados la mejor representación se la consiguió con Kriging.
- El afloramiento de centro Shaime la formación de Hollín superior en su mayor parte es lodoso debido a que cuenta con areniscas de grano medio a fino, areniscas lodosas que reducen su permeabilidad a comparación de la zona centro norte del Ecuador.
- La permeabilidad promedio del afloramiento es 400 md teniendo un máximo de 600 md, y un mínimo de 0,231 md que a comparación del sector centro-norte de la cuenca oriente es bajo, ya que en promedio los campos de la zona centro-norte tienen permeabilidades de 13 a 2700 mD, y es un fuerte indicador de que la permeabilidad se reduce a medida que se acerca a los afloramientos.
- La aplicación de 4 litofacies en el presente modelo está ajustado a los resultados de análisis de núcleos (presiones capilares) obtenidos en el laboratorio. Esto permite obtener un modelo dinámico más estable en cuanto a tiempo de corrida y en cuanto a estabilidad de la misma. Dichas unidades hidráulicas, además preservan la información litológica asociada a las propiedades petrofísicas del afloramiento.
- Las diferentes predicciones (corridas de simulación) del movimiento del fluido brindaron información muy relevante para entender el comportamiento de los fluidos en el medio poroso y así determinar una mejor estrategia para la explotación de la zona sur oriente. Una opción es crear pozos con trayectorias horizontales que aseguran una reducción en la caída de presión de fondo y un incremento en la producción de petróleo, siempre y cuando los pozos se sitúen en una sección de grano medio. Que son lugares de alta permeabilidad.
- Los datos obtenidos de las pruebas de presión capilar fueron realizados en base a la correcta aplicación de los manuales de operación y mediante correlaciones se determinaron curvas de permeabilidad relativa eficientes y ofrecieron un flujo similar al flujo de un campo de la Cuenca Oriente.
- El modelo estático representó las inconformidades del afloramiento y aseguró una distribución correcta de las litofacies caracterizadas en la zona sur oriente en el afloramiento de centro Shaime.

4.2 Recomendaciones

- Continuar con estudios similares, donde se pueda asociar información de muestras de roca obtenidas en afloramientos con datos reales de pozos perforados en diferentes unidades de los reservorios de la Cuenca Oriente
- Se recomienda promover el uso del *software* disponible en el laboratorio de la facultad de Ingeniería en geología y petróleos, y que el personal docente y estudiantes se involucren más en el desarrollo de este tipo de proyectos que asocian información geológica con información del comportamiento del fluido en el medio poroso.
- Continuar con análisis teórico y mediante el uso de simulación con la aplicación de métodos de recuperación mejorada utilizando información analógica de los diferentes reservorios de la Cuenca Oriente. Esto con el objetivo de obtener información básica para la elaboración de proyectos de grado y a su vez contribuir con mayor conocimiento para los estudiantes. Utilizar las muestras de roca de afloramientos de Hollín de Shaima para futuros análisis de núcleos y el desarrollo de futuros proyectos de titulación e investigación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Almeida, B. (2017). *Fracturamiento Termico Inducido para Mejorar las Tasas de Inyección de Agua en el Campo Villano*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Cabello, P., Lopez-Blanco, M., Falivene, O., Arbués, P., Ramos, E., Cabrera, L., & Marzo, M. (2006). *Geo-Temas* 9. 45-48.
- Chica, M. (1987). *Análisis Geoestadístico en la Explotación de los Recursos Minerales*. Granada, España: Ed. Mario Chica-Olmo.
- Díaz, M., & Casar, R. (2009). *Geoestadística Aplicada*. Mexico DF, Mexico: Instituto de Geofísica, UNAM.
- Dodge, C. F., Holler, D. P., & Meyer, R. L. (1971). AAPG. *Bulletin* 55, 1814-1820.
- Enge, H., Buckley, S., Rotevant, A., & Howell, J. (2007). *From outcrop to reservoir simulation model: Workflow and procedures*. *Geosphere*; December 2007; v. 3; no. 6; p. 469–490; doi: 10.1130/GES00099.1.
- ESRI. (2016). *ARCMAP-ARCGIS*. Obtenido de Spatial Analyst: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/how-idw-works.htm>
- Hutchinson, J. R., Dodge, C. F., & Olasek, T. L. (1961). *Journal of Petroleum Technology* 13, 223-230.
- Lozano, Z., Bavo, C., Ovalles, F., Hernández, R. M., Moreno, B., Piñango, L., & Villanueva, J. G. (2004). *Selección de un diseño de muestreo en parcelas experimentales a partir del estudio de la variabilidad espacial de los suelos*. *Bioagro* 16(1):1-17.
- Maretto, H., & Zavala, C. (2005). *Modelado de reservorios: los afloramientos como modelo base a utilizar en subsuelo, ejemplo en sedimentos eólicos de la Fm Tordillo*. Universidad Nacional del Sur -Instituto Argentino de Oceanografía - CONICET: ResearchGate, Conference Paper.
- Matheron, G. (1962). *Tratado de Geoestadística Aplicada*. Paris, Francia: Tomo 1 y 2.
- Mejía, O. (2006). *Técnicas Geoestadísticas en Hidrogeología*. Medellín, Colombia: Dyna, Nro. 152, pp 137-149. ISSN 0012-7353.
- Myers, D. E. (1987). *Optimization of Sampling Locations for Variogram*. *Water Resources Research*. 23(3): 283(93).

- QGIS. (s.f.). *Análisis Espacial (Interpolación)*. Obtenido de Documentación QGIS 2.14: https://docs.qgis.org/2.14/es/docs/gentle_gis_introduction/spatial_analysis_interpolation.html#figure-idw-interpolation
- Rivadeneira, M. (2014). *Breve Reseña Histórica de la Exploración Petrolera de la Cuenca Oriente*. Quito, Ecuador: ISSN N 07 68-424X.
- Rock Flow Dynamics (RFD). (2019). *Black Oil Simulator*. Australia: <https://rfdyn.com/tnavigator/tnavigator-modules/black-oil-simulator/>.
- Romero, C. W. (2018). *Identificación Y caracterización de Facies de la Formación Hollín en Centro Shaima: El Registro de una Transición Fluvio-Marina en la Región Sur Oriental del Ecuador*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Schlumberger. (2009). *Petrel Online Help*. Petrel Introduction course Schlumberger.
- Shanmugam, G., Poffenberger, M., & Toro, J. (2000). *Tide Dominated Estuarine Facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") formations (Cretaceous) Sacha Field Orient Basin*. AAPG Bulletin V84.
- Sorbie, K., Pickup, G., & Mackay, E. (2016). *Reservoir Simulation*. Edimburgo, Reino Unido: Institute of Petroleum Engineering.
- Stephen, K., & Dalrymple, M. (2002). *Reservoir Simulations Developed From an Outcrop of Incised Valley Fill Strata*. AAPG Bulletin v 86 No 5, 797-822.
- Trejo, J. R. (2010). *Determinación de las Curvas de Permeabilidades Relativas Para El Sistema Agua-Aceite A Partir de Datos de Saturación de Agua y Presión Capilar*. México DF, México.
- Tschopp, H. J. (1953). *Oil Exploration In The Oriente of Ecuador*. AAPG Bulletin 37(10).
- Vallejo, C., Tapia, D., Gaibor, J., Steel, R., Cardenas, M., Winkler, W., . . . Figuera, M. (2017). *Geology of the Late Cretaceous oil reservoirs of eastern Ecuador: a sedimentological, seismostratigraphic and provenance*. Quito, Ecuador: Conference: VIII Jornadas en Ciencias de la Tierra.
- Villatoro, M., Enriquez, C., & Sancho, F. (2008). *COMPARACIÓN DE LOS INTERPOLADORES IDW Y KRIGING EN LA VARIACIÓN ESPACIAL DE pH, Ca, CICE y P DEL SUELO*. Agronomía Costarricense 32(1): 95-105. ISSN:0377-9424.
- White, H. J., R. A., Skopec, F. A., Ramires, Rodas, & Bonila, G. (1995). *Characterization of the Hollin and Napo Formations*. Memoir 62 pg 573-596.

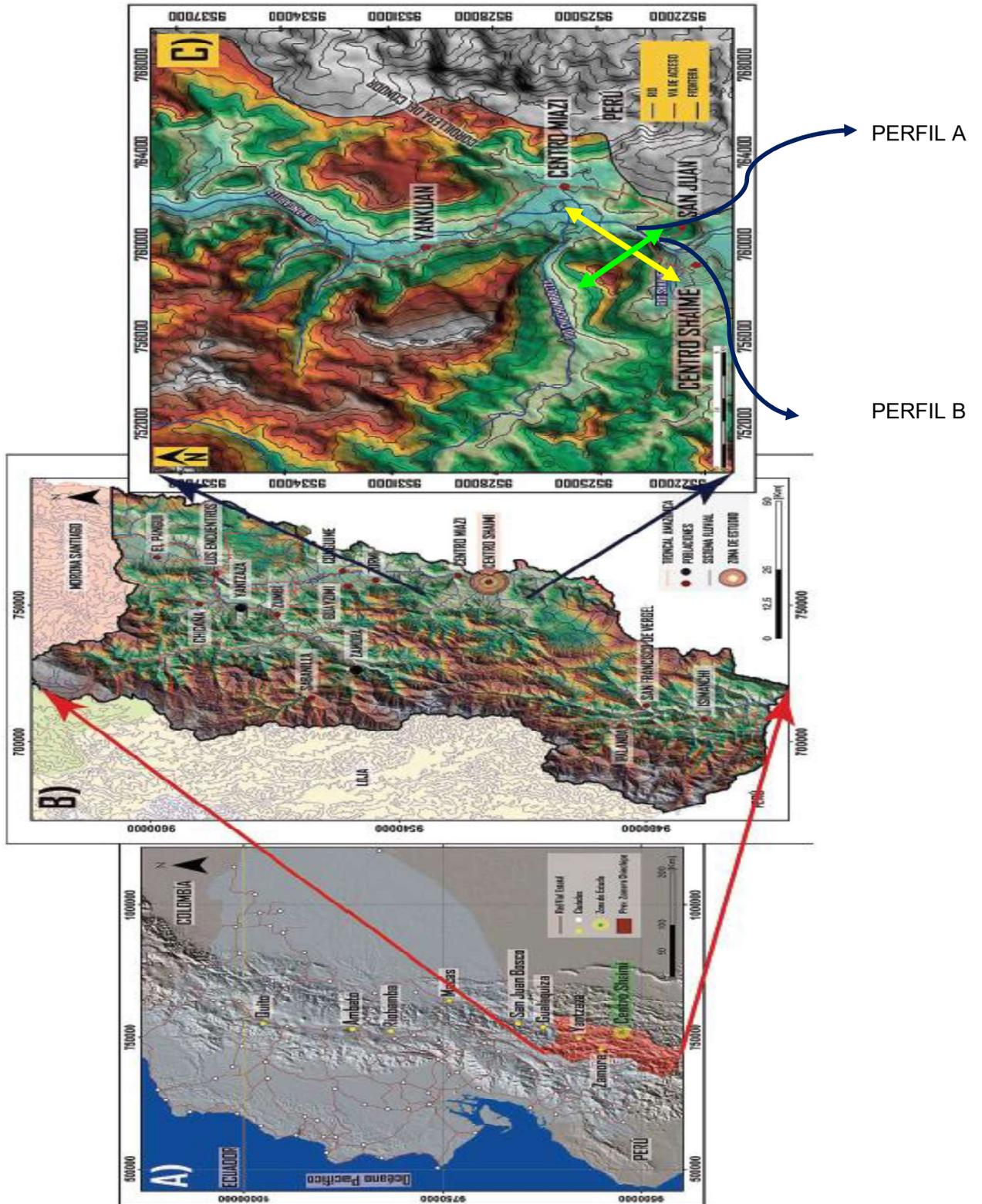
Willhite, P. (1986). *Waterflooding*. Serie SPE.

Wyllie, M. (1962). *PETROLEUM PRODUCTION HANDBOOK*. New York: AIME, vol. 210, 190-95.

Yeste, L. M., Henares, S., Fernández, J., Teixido, T., Peña, J. A., & Viseras, C. (2015). Geomodelización 3D De Análogos Aflorantes De Reservorios Sedimentarios: Ejemplo Triásico. *Geogaceta* ,57, 95-98.

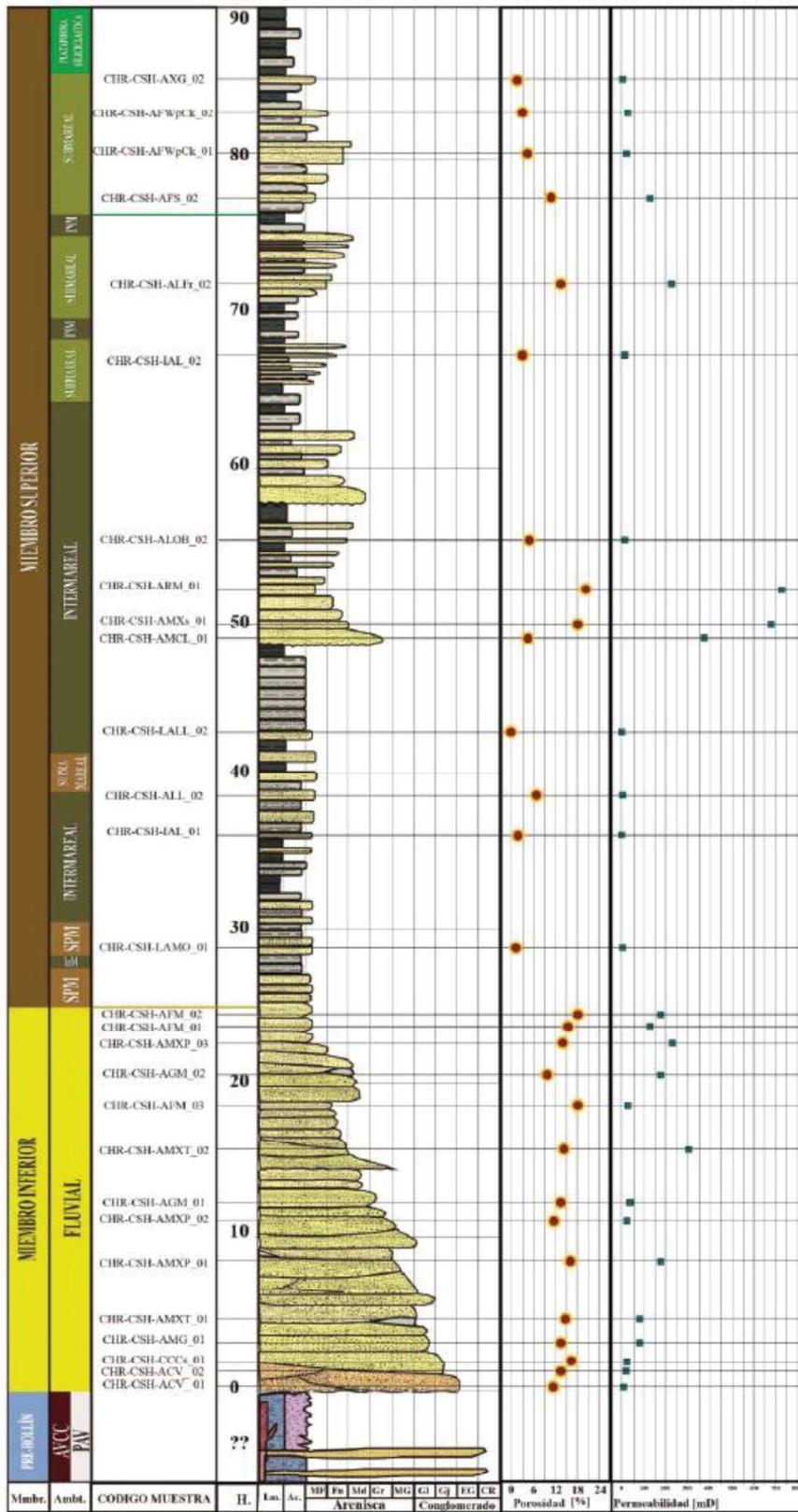
ANEXOS

Anexo I. Ubicación del Afloramiento del Área de Estudio



Fuente: (Romero, 2018)

Anexo II. Columna Estratigráfica del Afloramiento



Fuente: (Romero, 2018)

Anexo III. Tabla de Muestras del Afloramiento (Litofacies, Trayectorias y Descripción)

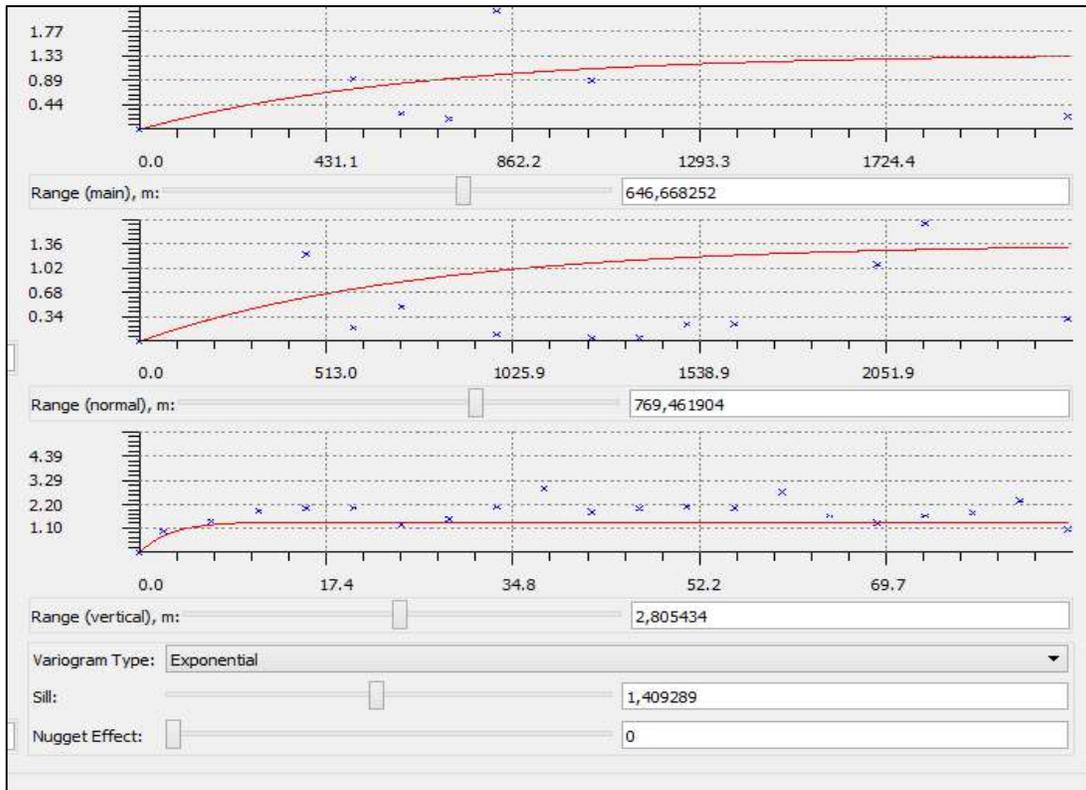
MUESTRAS	X	Y	CODIGO DE MUESTRA	ϕ (%)	K (md)	CÓDIGO SIMULACIÓN	LITOLOGIA
A41	759162	9522831	CHR-CSH-IAL_01	2.4	0.231	4	intercalaciones de arenisca y lodolita
A46	759832	9522542	CHR-CSH-ALL_02	9.2	4.45	4	arenisca con finas laminadas de lodo
A56	760461	9522423	CHR-CSH-ALOB_02	5.2	5.147	4	arenisca limosa con laminación ondulítica y bioturbación
A42	760003	9521996	CHR-CSH-IAL_02	5.1	8.17	4	intercalación de arenisca y lodolita
A61	759022	9522944	CHR-CSH-AFWp-Ck_02	6.8	12	3	arenisca de grano fino con laminación Wispy y Crinkle
A60	759369	9522848	CHR-CSH-AFWp-Ck_01	7.1	12.5	3	arenisca de grano fino con laminación Wispy y Crinkle
A10	758421	9524915	CHR-CSH-ACV_01	13.2	15.95	1	arenisca de grano grueso con clastos volcánicos
A14	760541	9524091	CHR-CSH-CCGCs_01	16.5	25.1	3	conglomerado de cuarzo clasto soportado
A30	759988	9523222	CHR-CSH-AFM_02	16	75.23	3	arenisca de grano fino masiva
A18	760600	9524272	CHR-CSH-AGM_02	17.8	81.41	1	arenisca de grano grueso masiva
A17	760499	9524785	CHR-CSH-AGM_01	14.1	89.01	1	arenisca de grano grueso masiva

CONTINUACIÓN...

A64	759373	9522750	CHR-CSH-AFS_02	11.3	132.4	3	arenisca de grano fino con estructuras sigmoidales. migración de dunas, barras fluviales, intermareales y submareales afectas ligeramente por olas
A31	760184	9523486	CHR-CSH-AFM_03	18.3	185.1	3	arenisca de grano fino masiva
A20	758834	9522483	CHR-CSH-AMG_01	15.5	212.4	2	arenisca de grano medio gradada, escombros pseudo plásticos baja intensidad y viscoso
A59	759040	9522875	CHR-CSH-ALFr_02	12.4	219.1	3	arenisca lodosa con laminación flaser
A29	759892	9522999	CHR-CSH-AFM_01	19.3	255.4	3	arenisca de grano fino masiva
A26	758336	9524506	CHR-CSH-AMXP_01	20.4	295.3	2	arenisca de grano medio con estratificación cruzada planar
A23	760583	9524621	CHR-CSH-AMXT_01	19.3	350.7	2	arenisca de grano medio con estratificación cruzada transversal
A48	760276	9521607	CHR-CSH-AMCL_01	7	375.2	2	areniscas de grano medio con clastos de lodo
A51	760169	9521803	CHR-CSH-AMXs_01	17.2	698.2	2	arenisca de grano medio con estratificación cruzada y finas capas de arcilla
A53	759275	9522720	CHR-CSH-ARM_01	19.7	732.1	2	arenisca con ripples de marea

Elaborado por: Macías, 2019

Anexo IV. Variograma de Litofacias



Elaborado por: Macias, 2019

Anexo V. Núcleos Recolectados del Afloramiento de la Formación Hollín

CÓDIGO DE MUESTRA	LITOLÓGÍA (CÓDIGO)	IMAGEN DEL NÚCLEO
CHR-CSH-AMG_01	2	
CHR-CSH-AFM_03	3	
CHR-CSH-ALFr_02	3	

CONTINUACIÓN...

<p>CHR-CSH-AMXT_01</p>	<p>2</p>	
<p>CHR-CSH-AMXP_01</p>	<p>2</p>	
<p>CHR-CSH-IAL_01</p>	<p>4</p>	
<p>CHR-CSH-ALOB_02</p>	<p>4</p>	

CONTINUACIÓN...

<p>CHR-CSH-ACV_01</p>	<p>1</p>	
<p>CHR-CSH-CCGCs_01</p>	<p>3</p>	
<p>CHR-CSH-AGM_02</p>	<p>1</p>	

Elaborado por: Macias, 2019

Anexo VI. Muestras Para Análisis de Presión Capilar

CÓDIGO	MUESTRA	K (mD)	Φ	DIAMETRO (CM)	LONGITUD (CM)	VOLUMEN BULK (CM3)	VOLUMEN POROSO (mL)
2	CHR-CSH-AMG_01	212,38	0,155	2,501	5,6	27,51	4,264
3	CHR-CSH-AFM_03	185,1	0,183	2,402	4,09	18,53	3,391
3	CHR-CSH-ALFr_02	219,1	0,124	2,45	3,11	14,66	1,818
2	CHR-CSH-AMXT_01	350,67	0,193	2,43	3,12	14,46	2,792
2	CHR-CSH-AMXP_01	295,25	0,204	2,51	3	14,84	3,028
4	CHR-CSH-IAL_01	0,231	0,024	2,51	2,95	14,59	0,350
4	CHR-CSH-ALOB_02	5,147	0,052	2,5	7,3	35,83	1,86
1	CHR-CSH-ACV_01	15,95	0,132	2,51	4,81	23,80	3,14
3	CHR-CSH-CCGCs_01	25,1	0,165	2,5	2,09	10,25	1,69
1	CHR-CSH-AGM_02	81,41	0,178	2,41	1,98	9,03	1,607

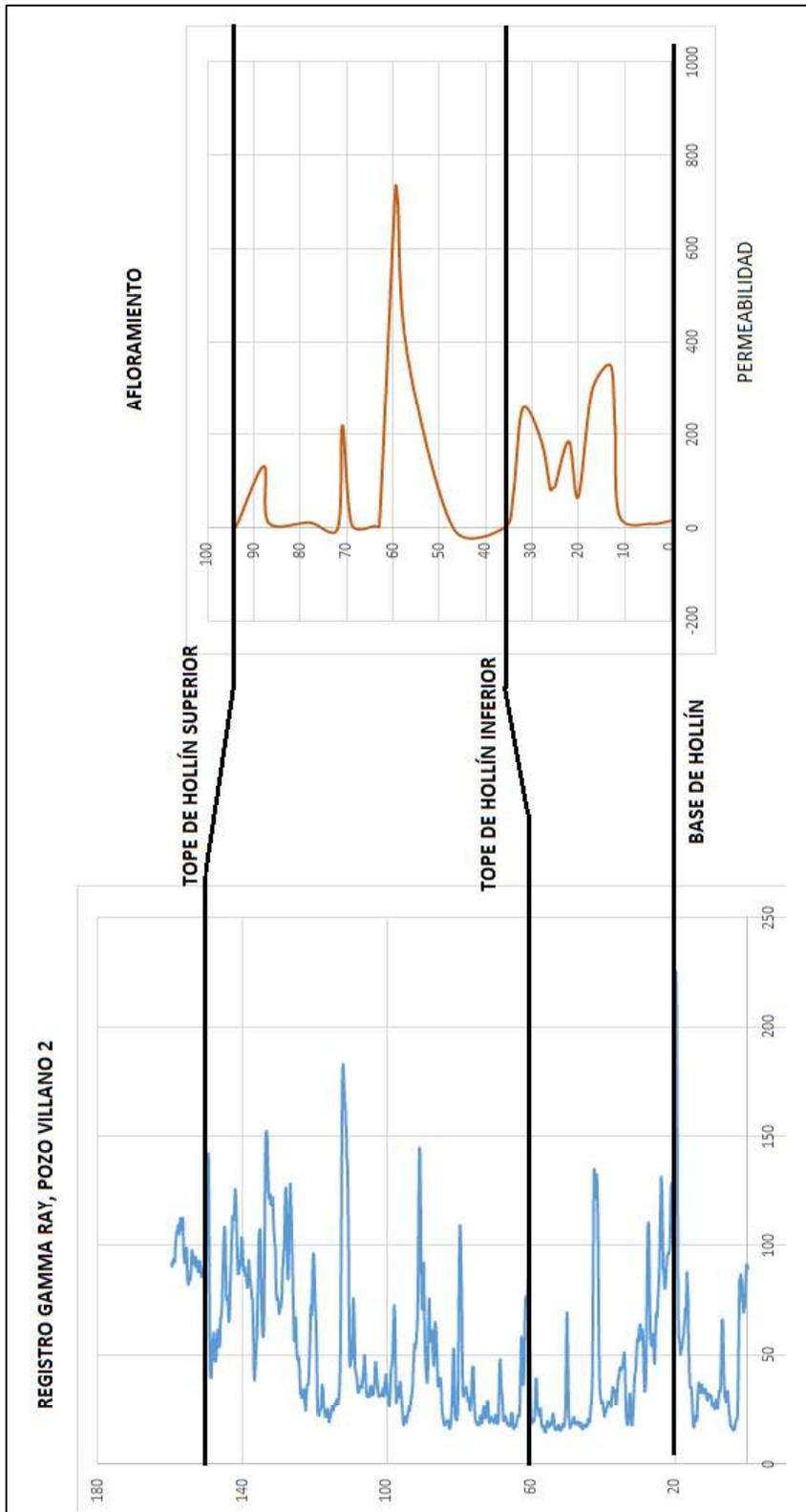
Elaborado por: Macias, 2019

Anexo VII. Datos PVT

Pressure, Bars	FVF, rm ³ /sm ³	Viscosity, Cp
40	1.10632544	18.3334593
42.1052632	1.10630215	18.3334593
58.1578947	1.10612457	18.3334593
74.2105263	1.10594703	18.3334593
90.2631579	1.10576951	18.3334593
106.315789	1.10559202	18.3334593
122.368421	1.10541455	18.3334593
138.421053	1.10523712	18.3334593
154.473684	1.10505972	18.3334593
170.526316	1.10488234	18.3334593
186.578947	1.10470499	18.3334593
202.631579	1.10452767	18.3334593
218.684211	1.10435038	18.3334593
234.736842	1.10417312	18.3334593
250.789474	1.10399588	18.3334593
266.842105	1.10381867	18.3334593
282.894737	1.1036415	18.3334593
298.947368	1.10346435	18.3334593
315	1.10328723	18.3334593

Elaborado por: Macias, 2019

Anexo VIII. Correlación de Topes y Bases de Datos Reales



Elaborado por: Macias, 2019

Anexo IX. Figuras de Pozos Verticales, Inyección/Producción y Presión Perfil A

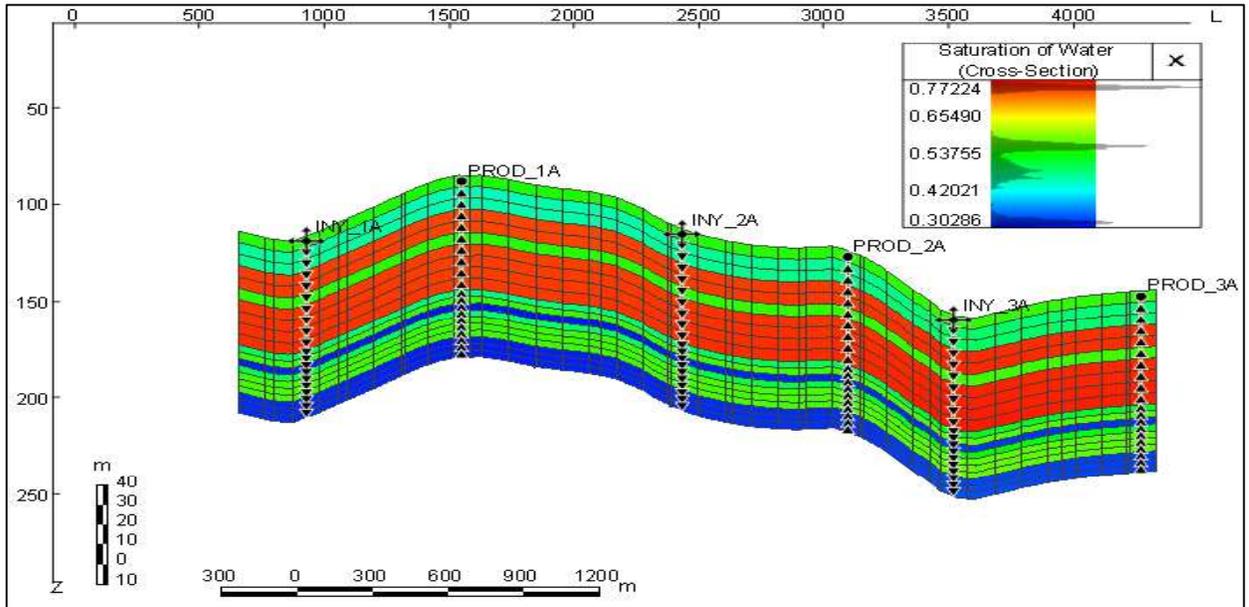


Figura 10. Perfil A Pozos Verticales
Elaborado por: Macias, 2019

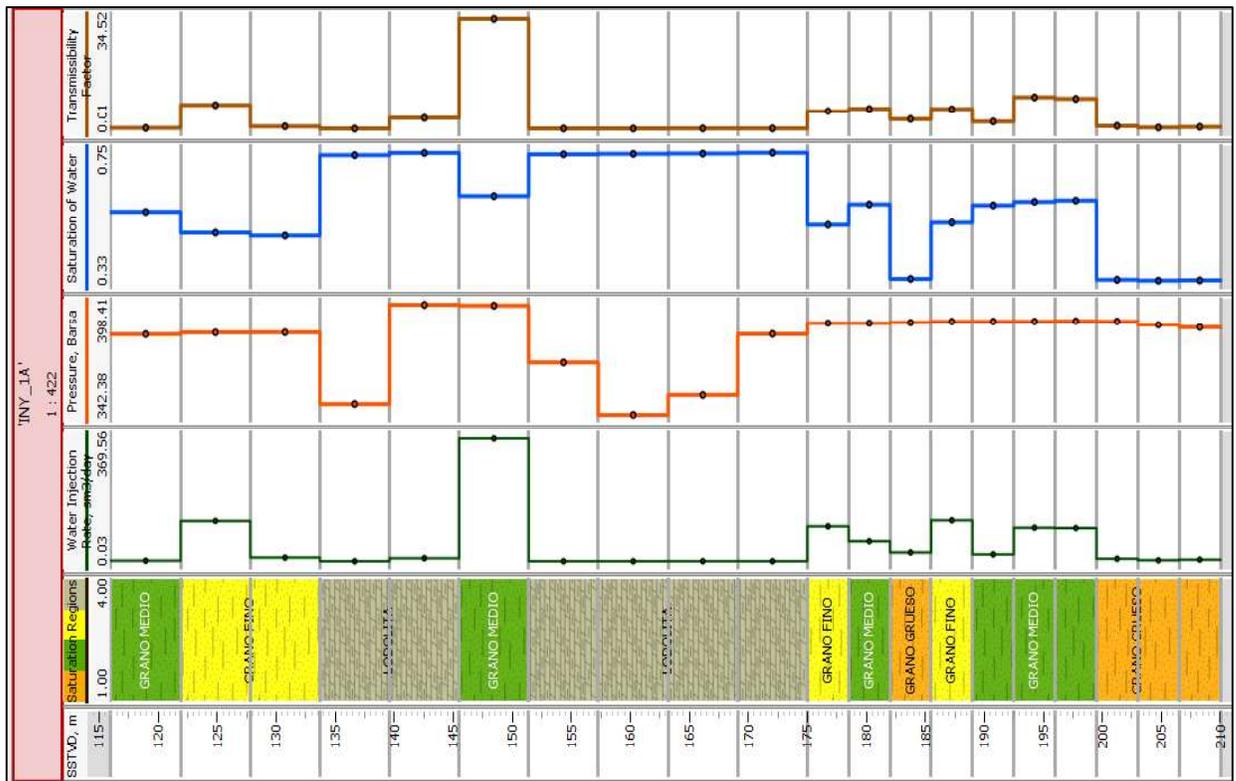


Figura 11. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_1A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

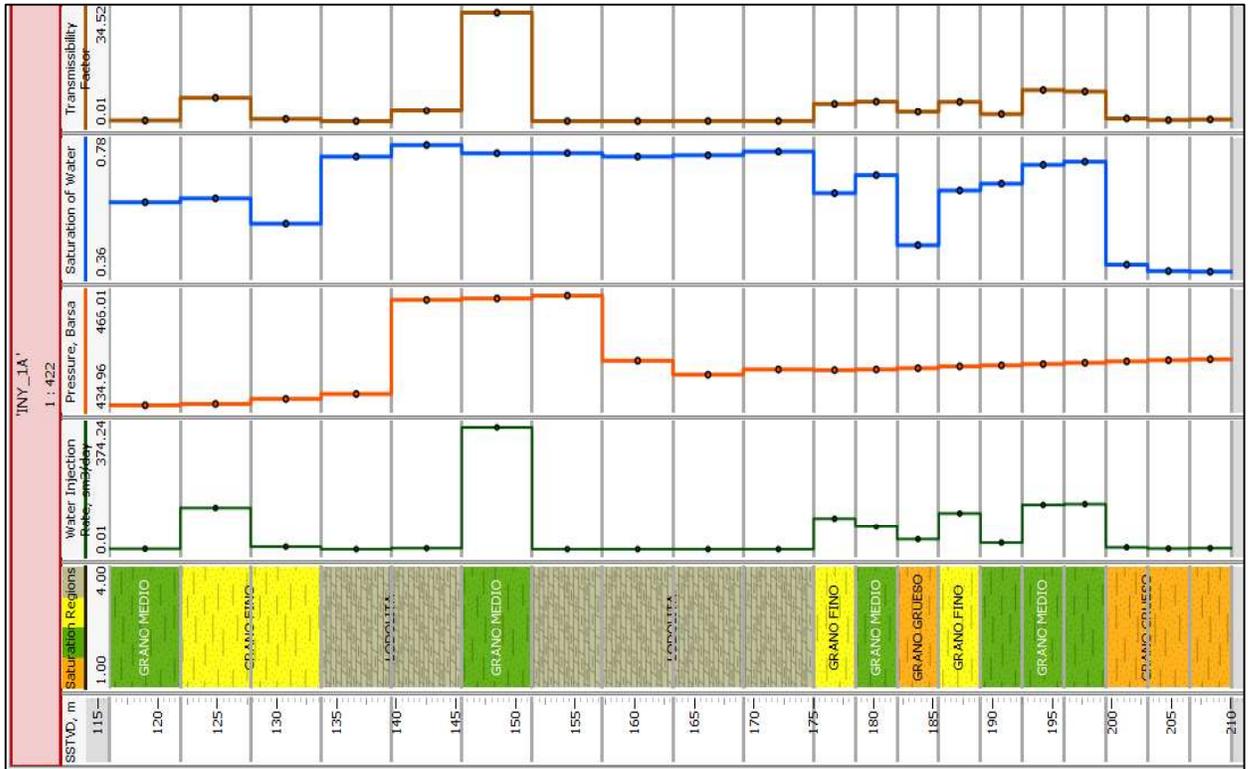


Figura 12. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_1A, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

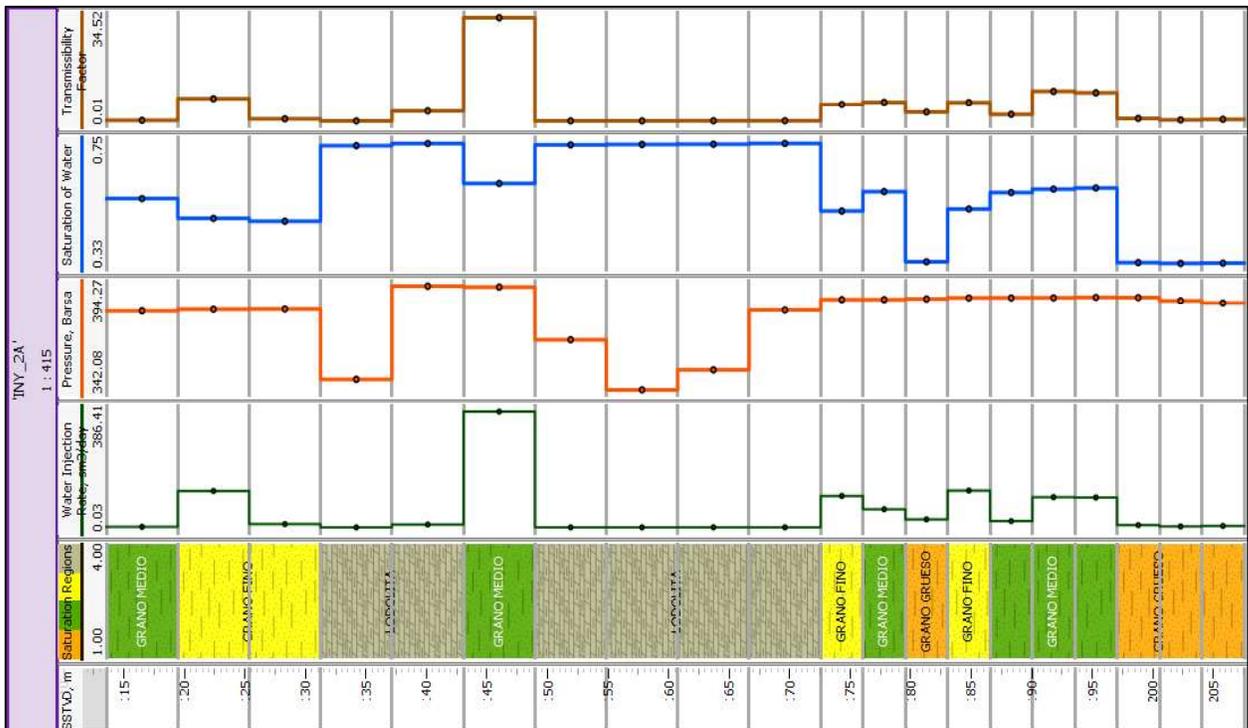


Figura 13. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_2A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

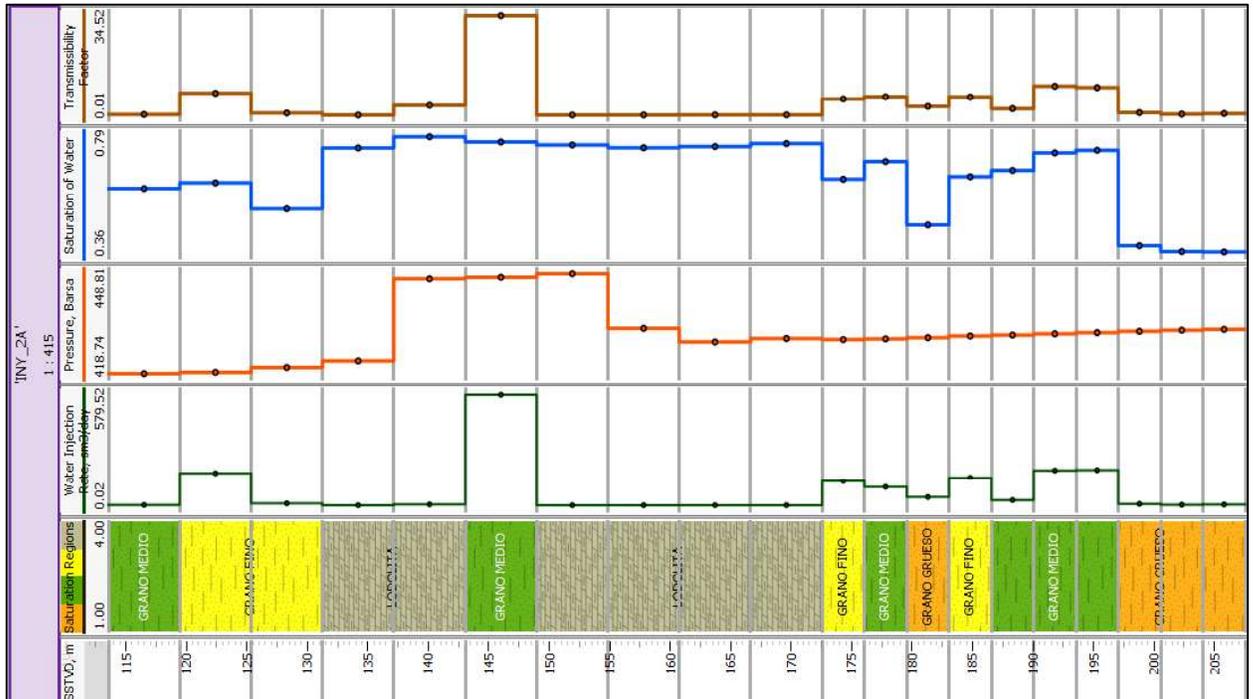


Figura 14. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_2A, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

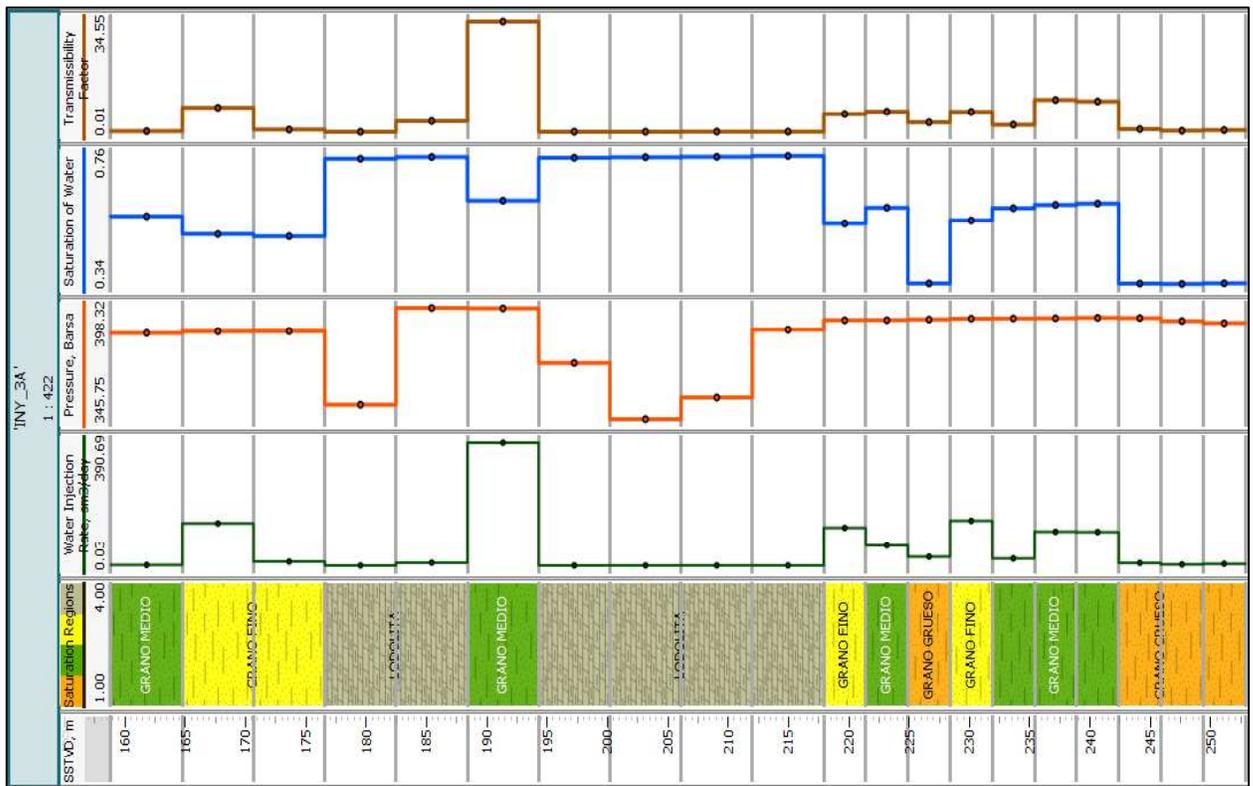


Figura 15. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_3A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

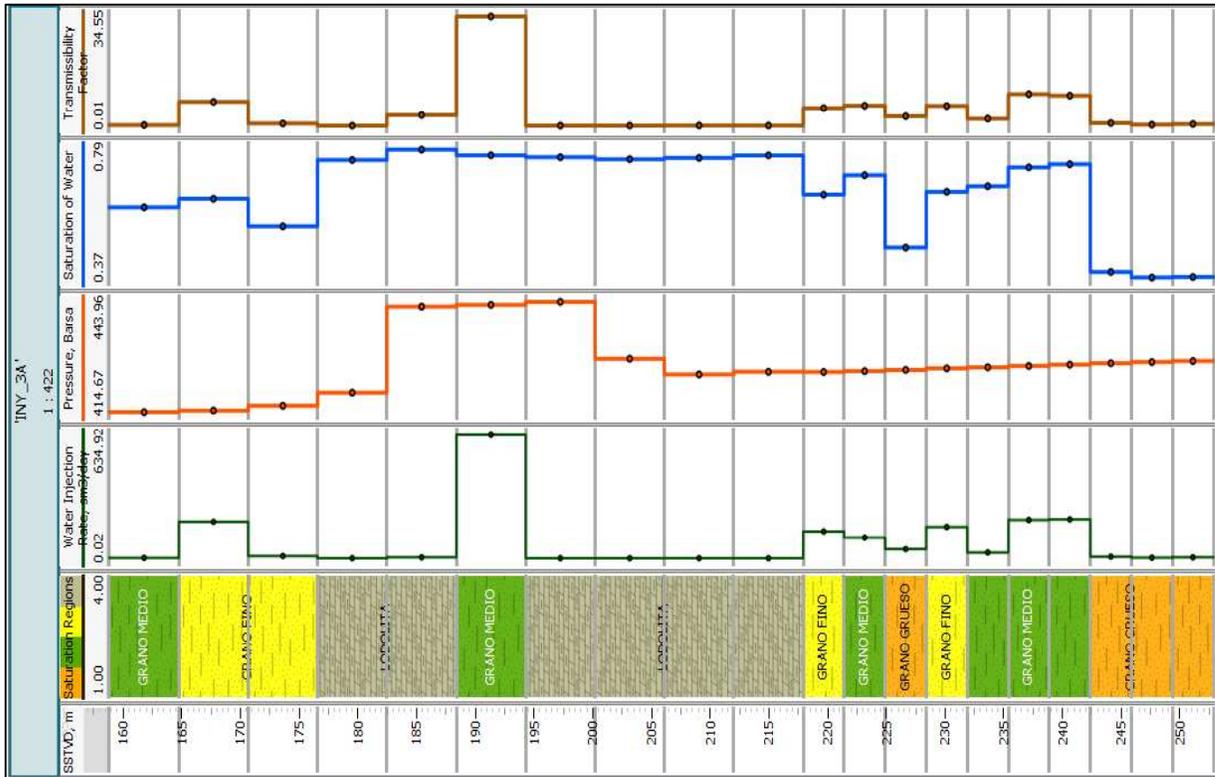


Figura 16. Perfil A, Características del Pozo Inyector INY_3A, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

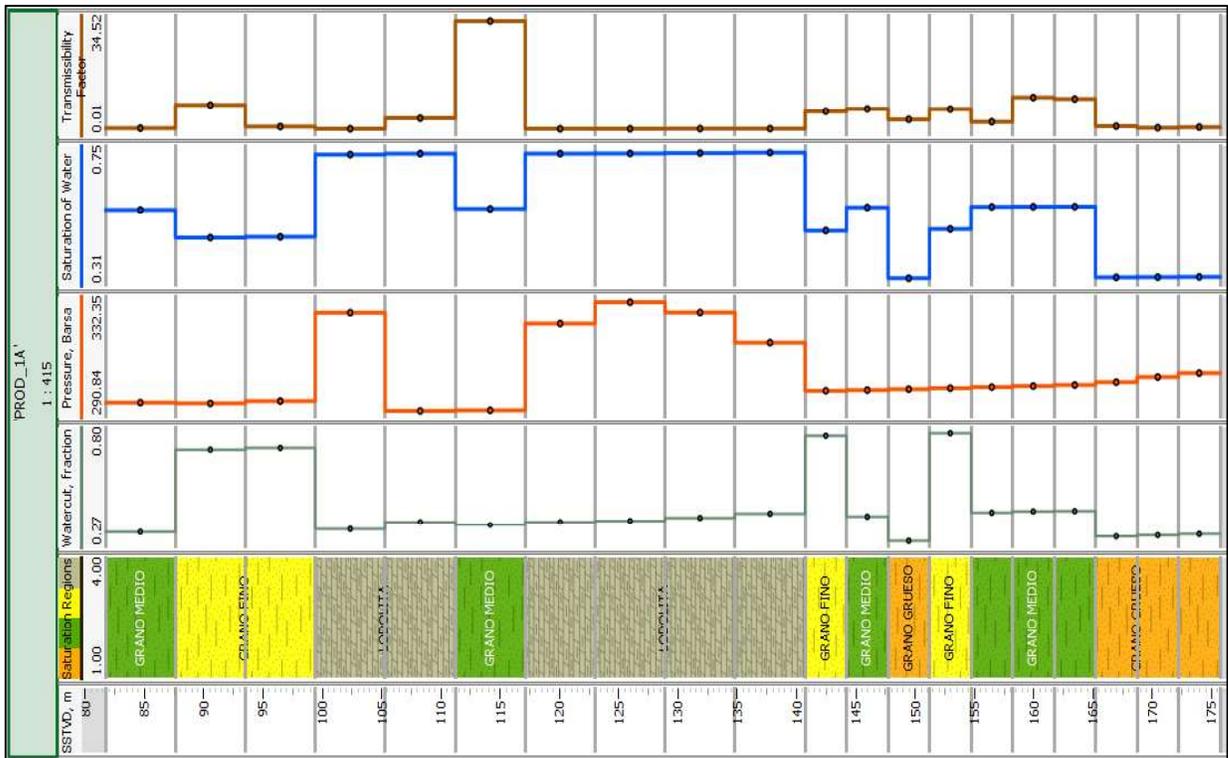


Figura 17. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_1A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

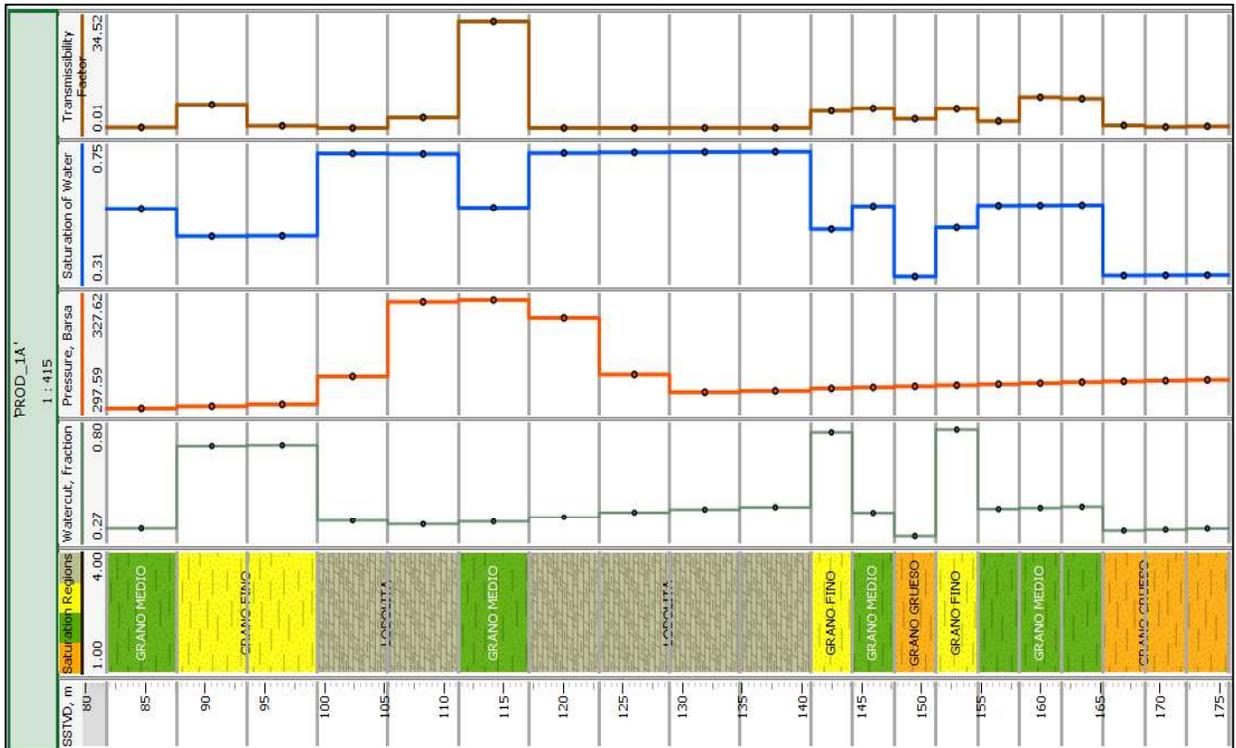


Figura 18. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_1A, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

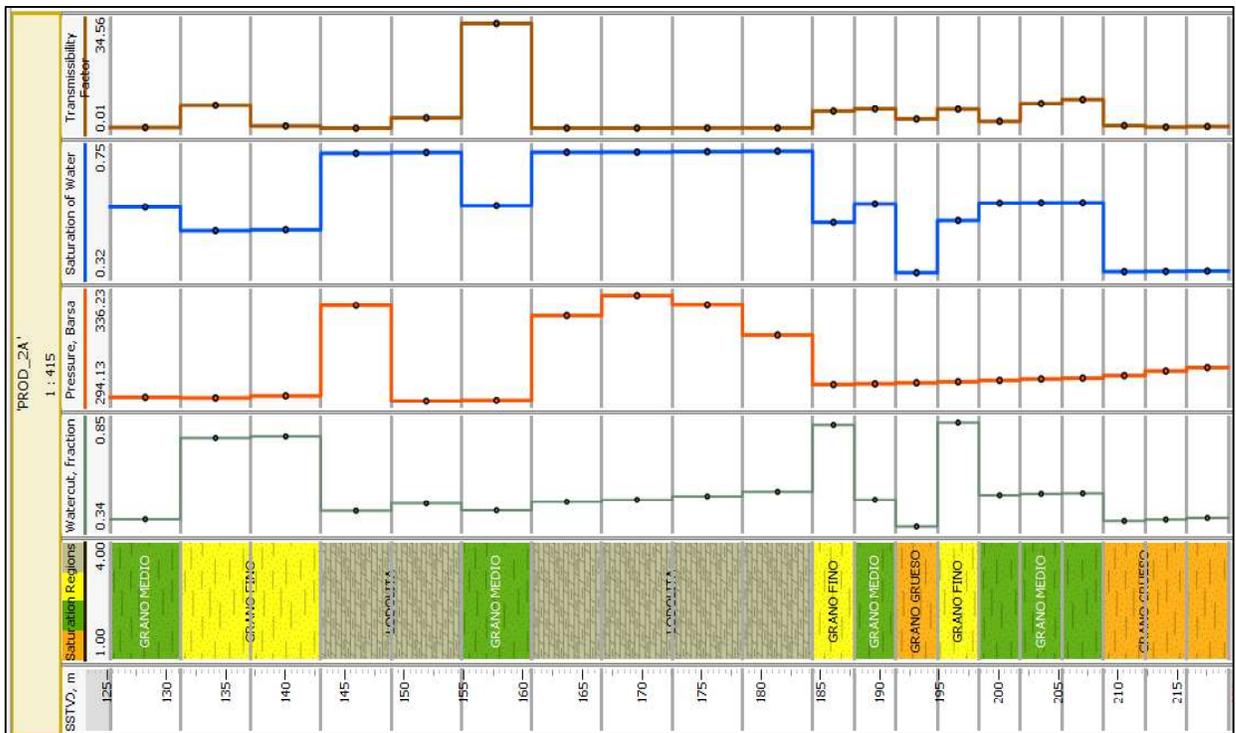


Figura 19. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_2A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

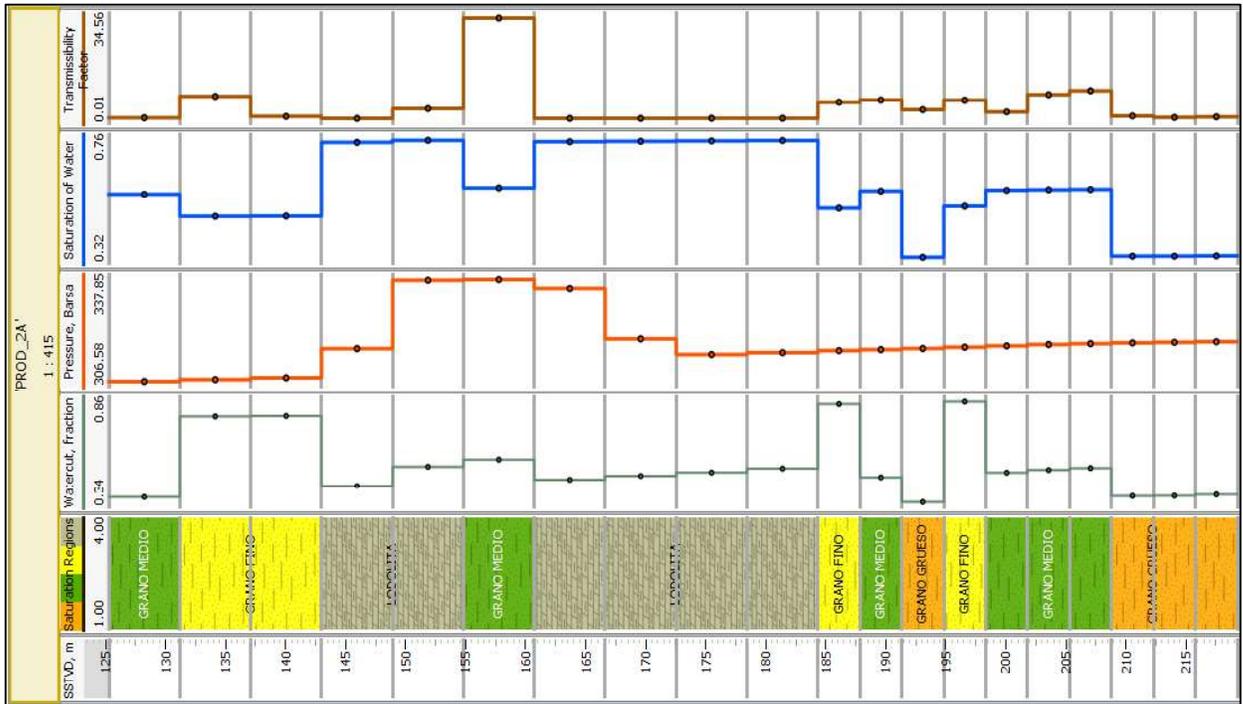


Figura 20. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_2A, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

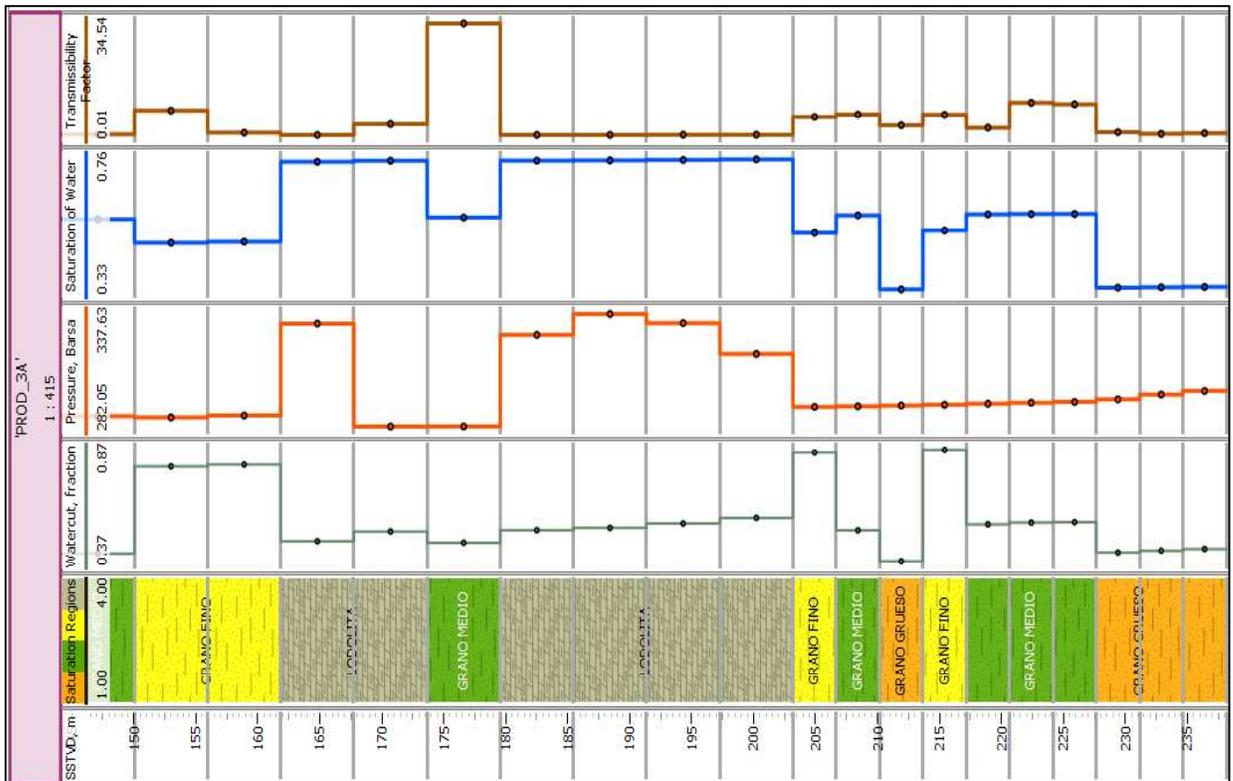


Figura 21. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_3A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

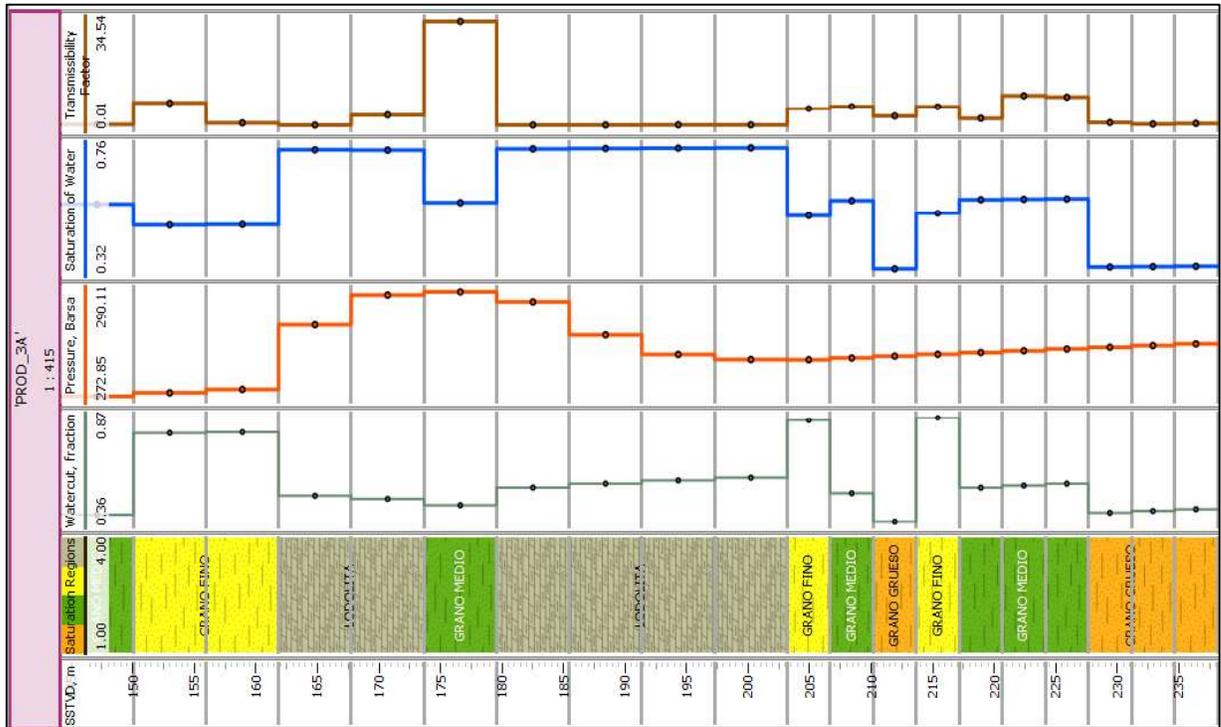


Figura 22. Perfil A, Características del Pozo Productor PROD_3A, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

Anexo X. Figuras de Pozos Verticales, Inyección/Producción y Presión Perfil B

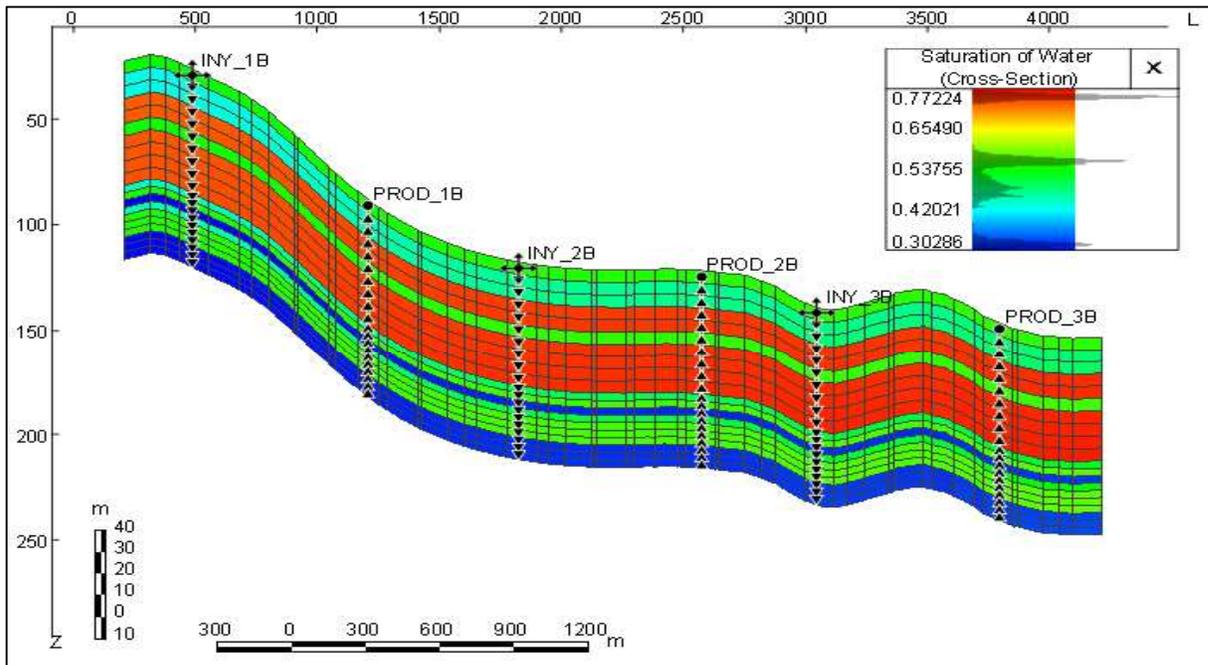


Figura 23. Perfil B Pozos Verticales
Elaborado por: Macias, 2019

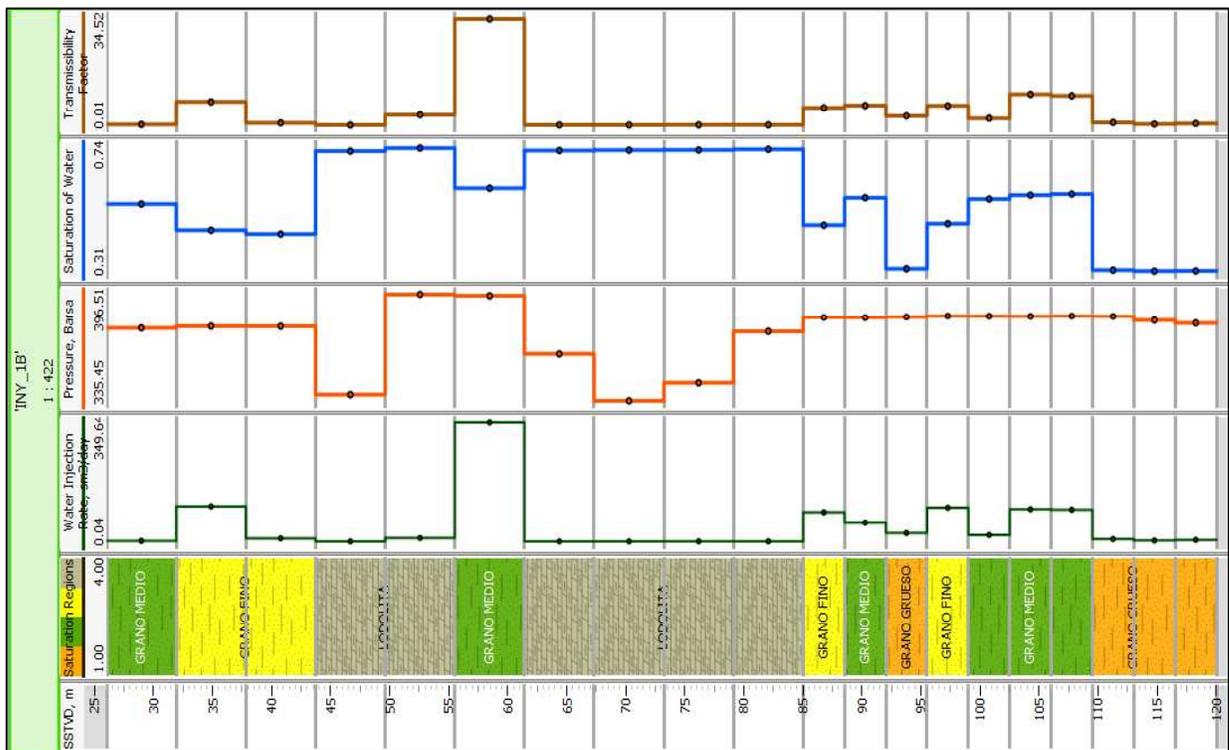


Figura 24. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_1B, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

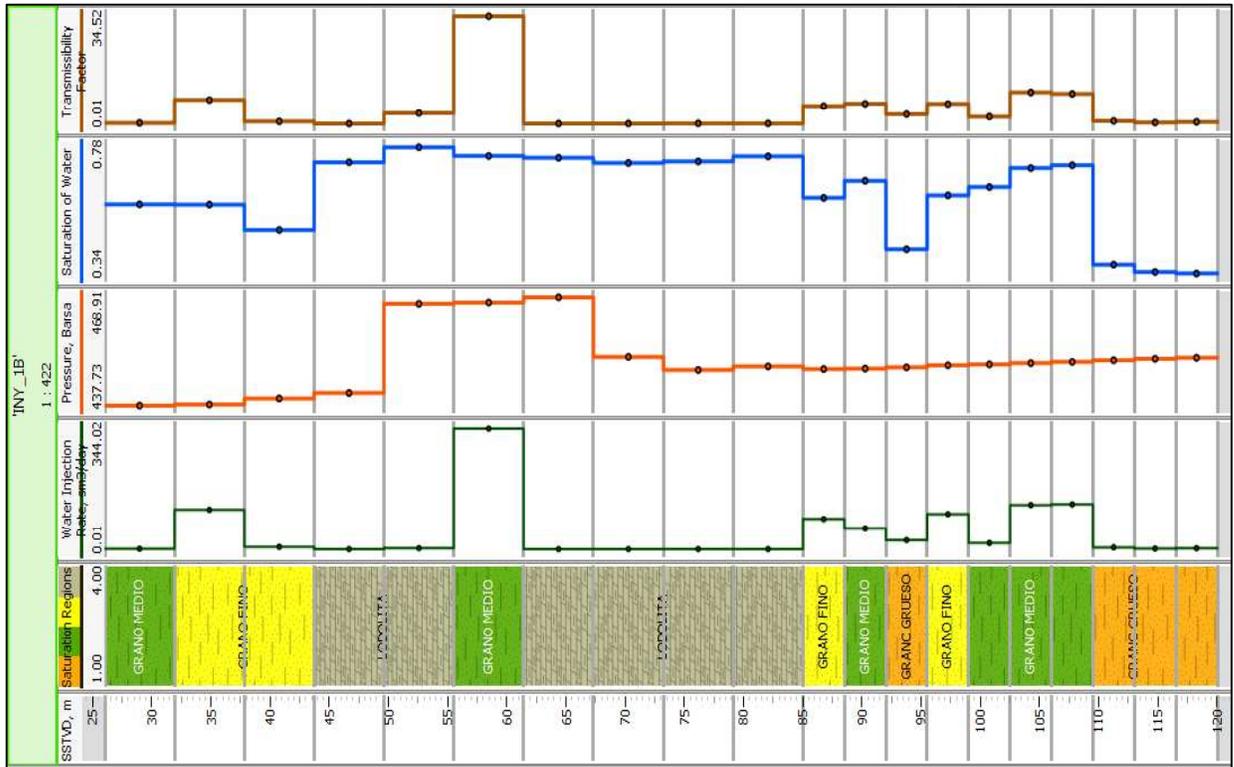


Figura 25. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_1B, Tiempo 20 años
 Elaborado por: Macias, 2019

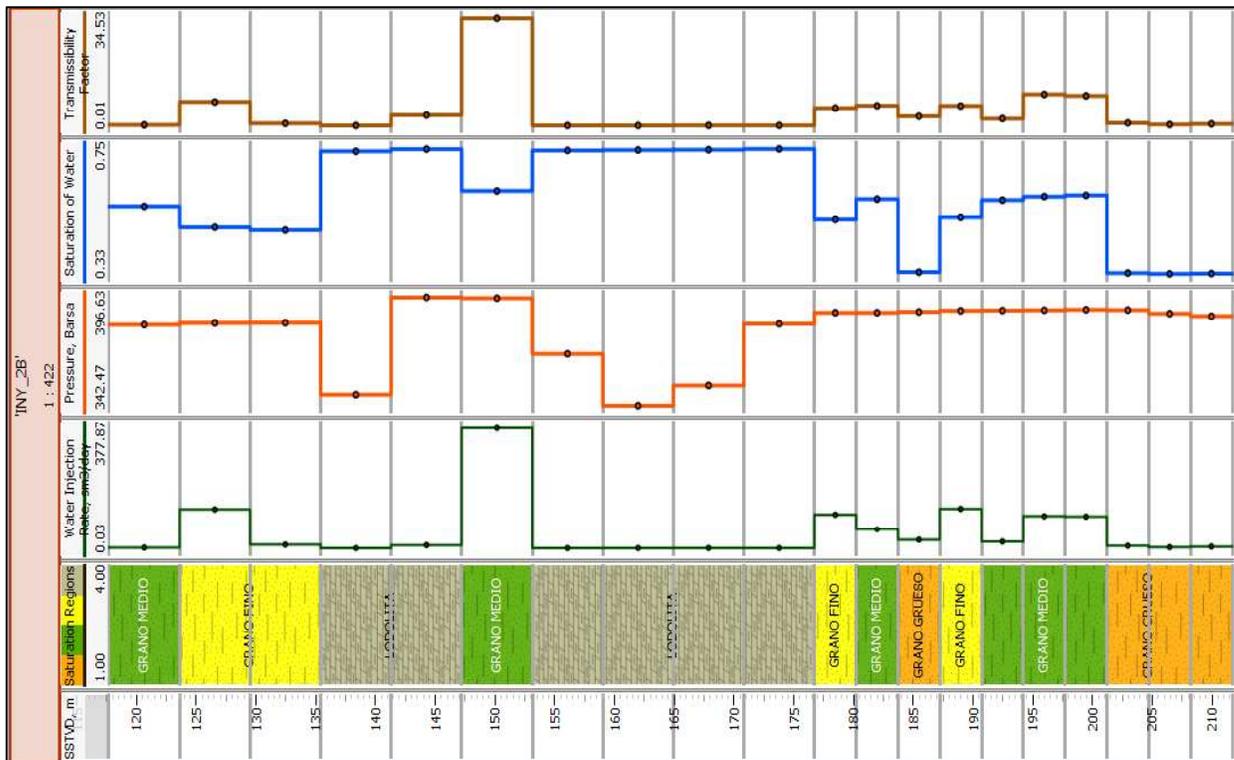


Figura 26. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_2B, Tiempo 1 año
 Elaborado por: Macias, 2019

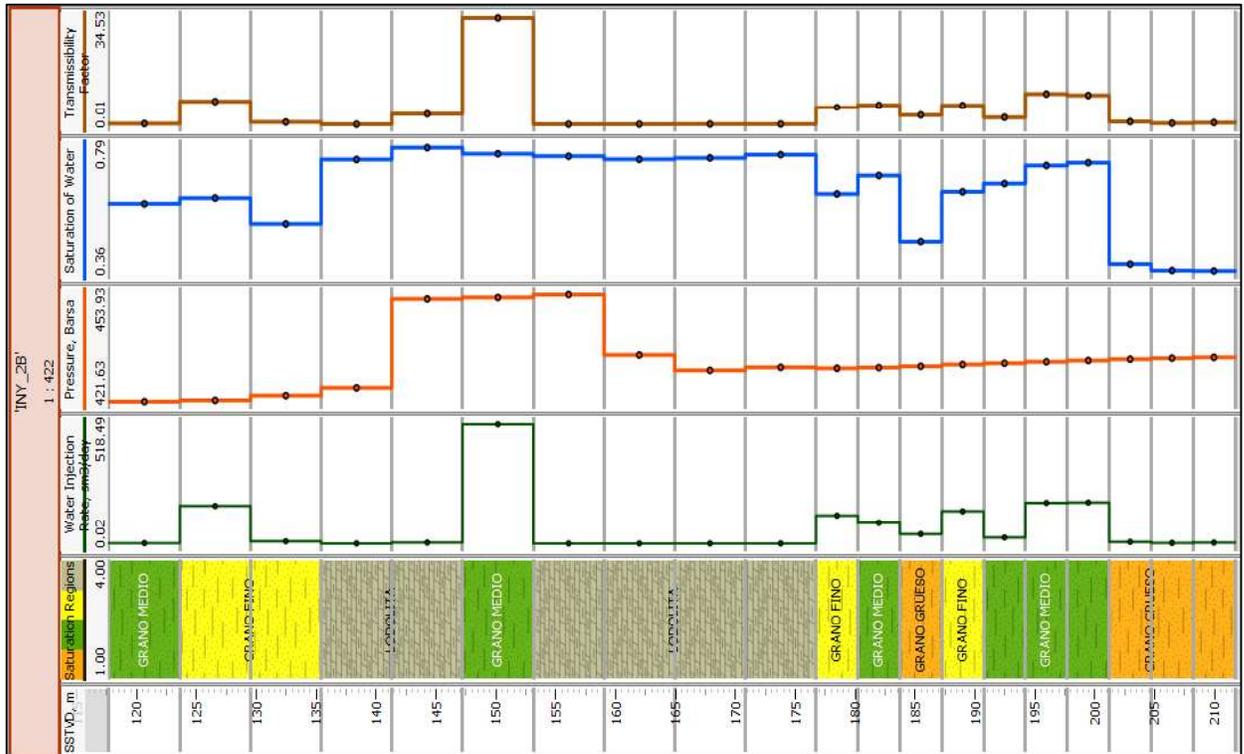


Figura 27. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_2B, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

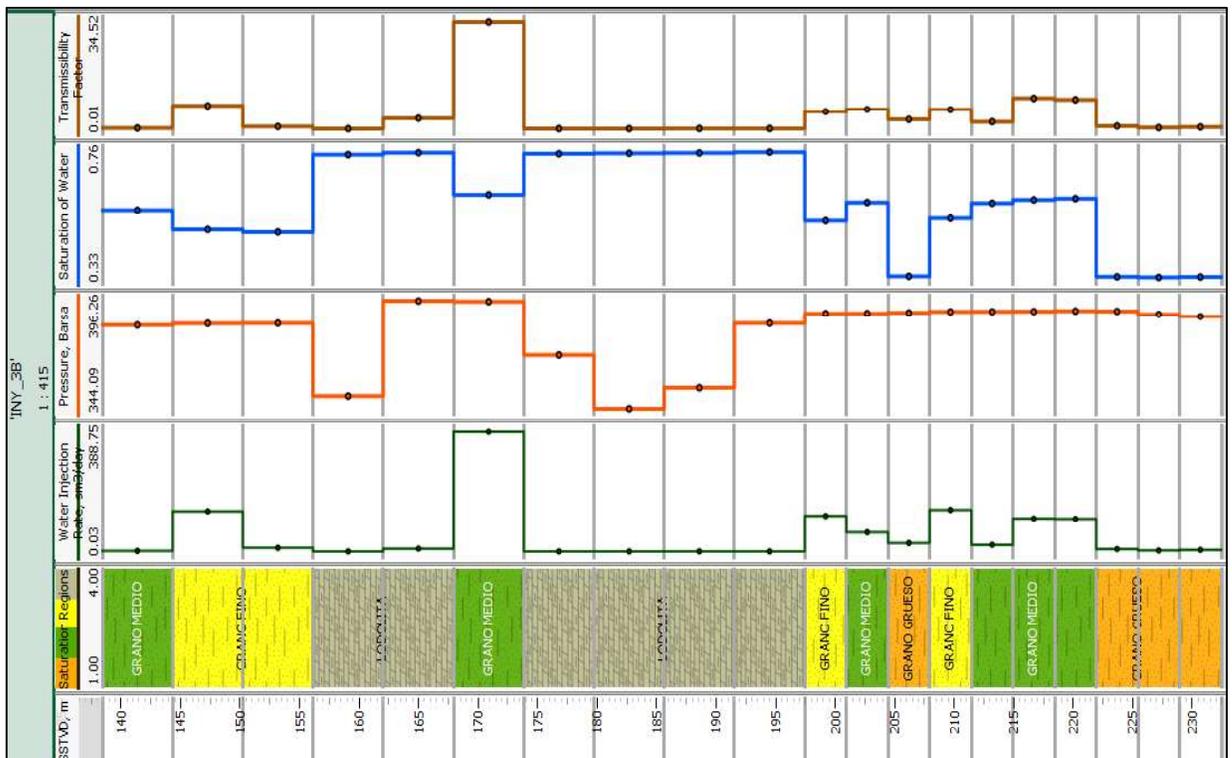


Figura 28. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_3B, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

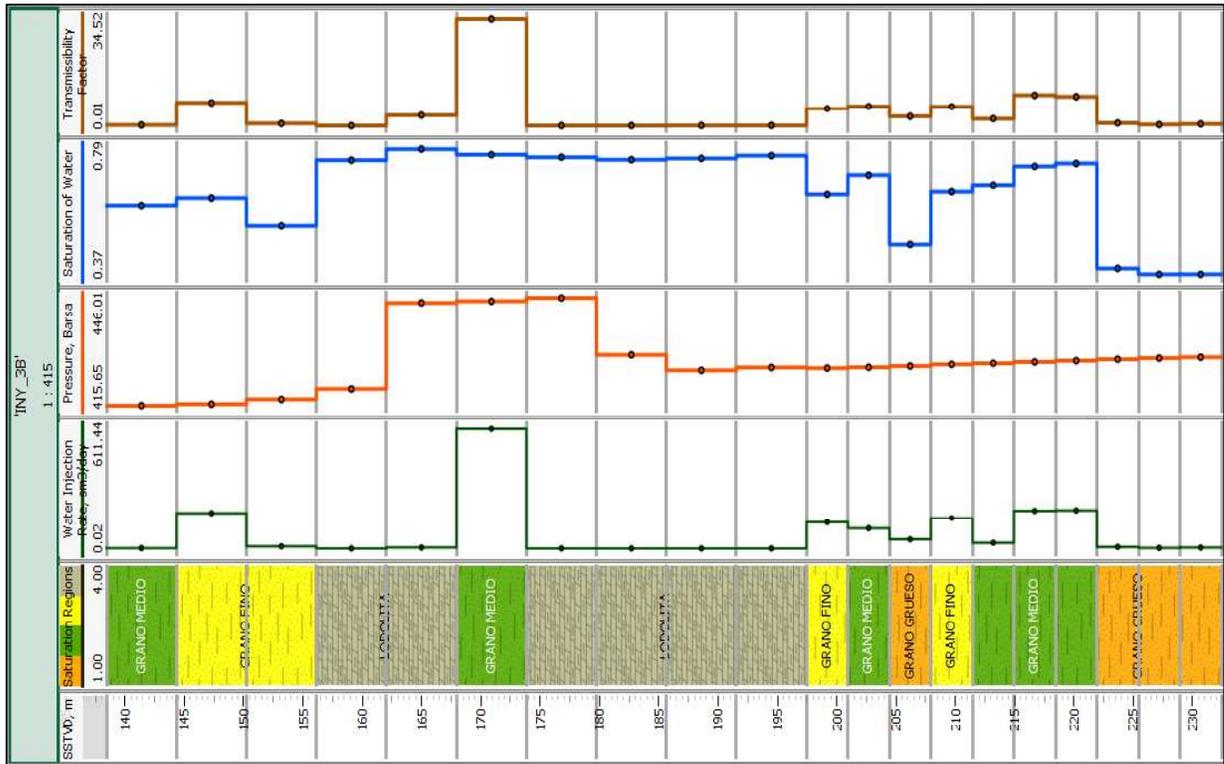


Figura 29. Perfil B, Características del Pozo Inyector INY_3B, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

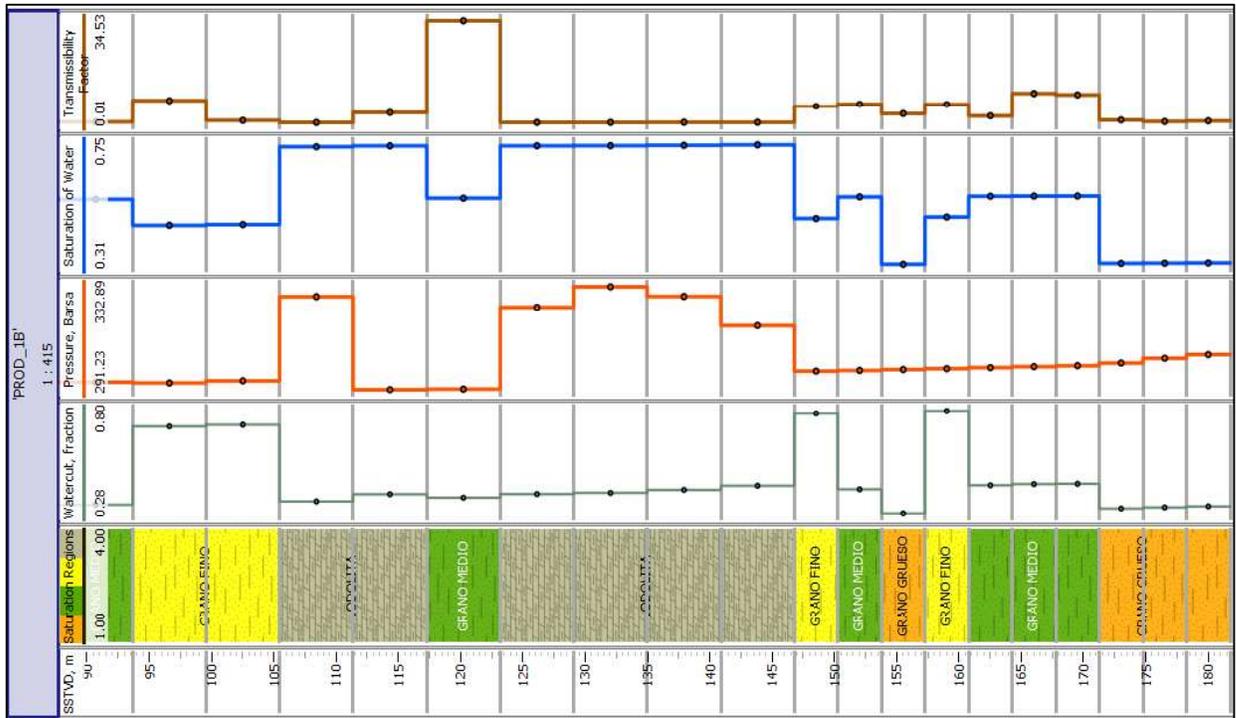


Figura 30. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_1B, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

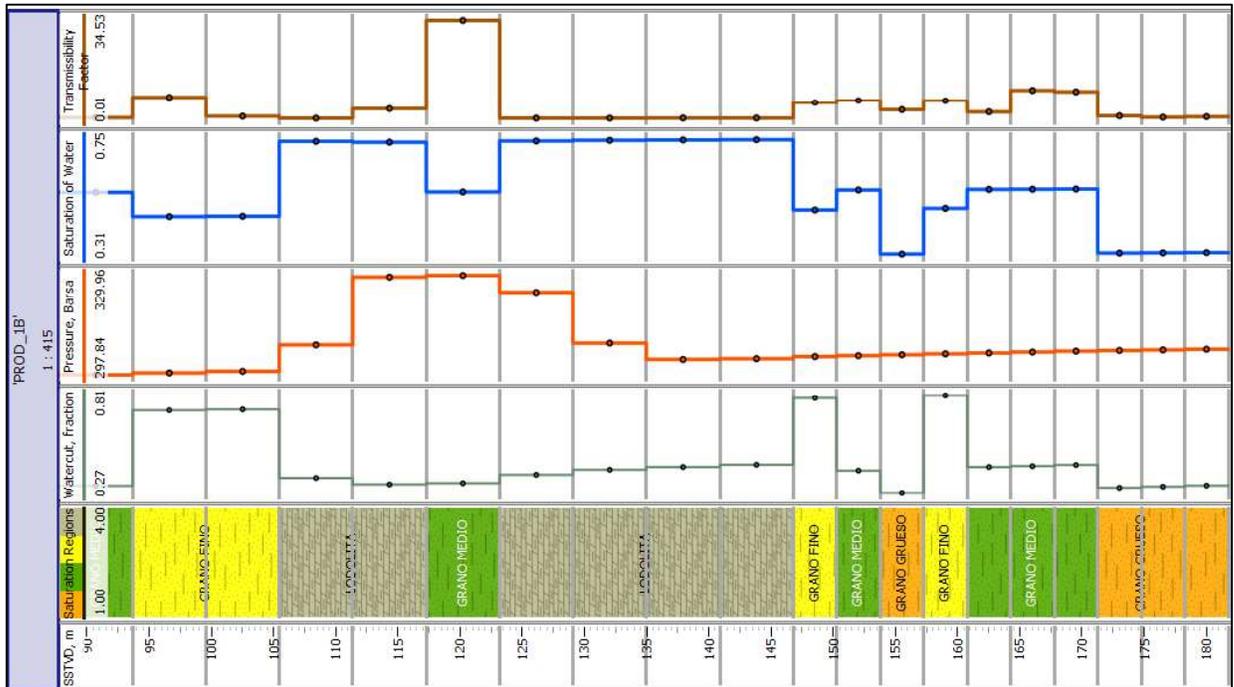


Figura 31. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_1B, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

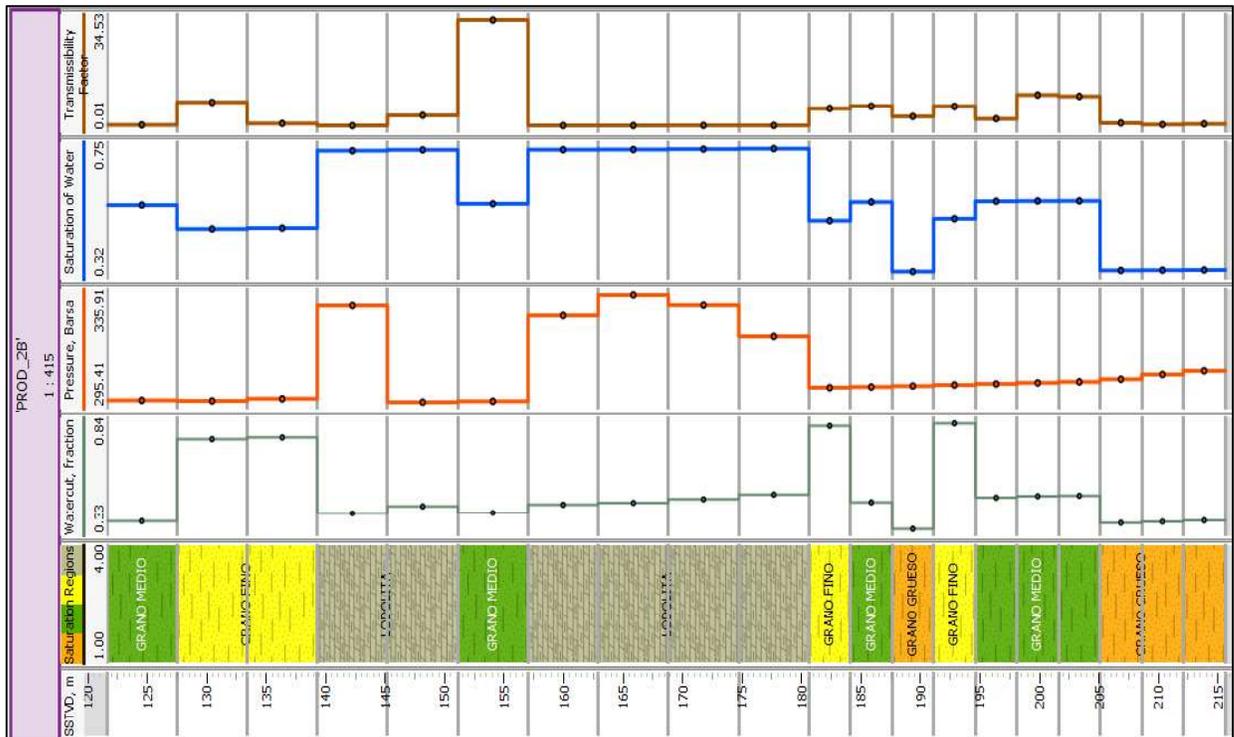


Figura 32. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_2B, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

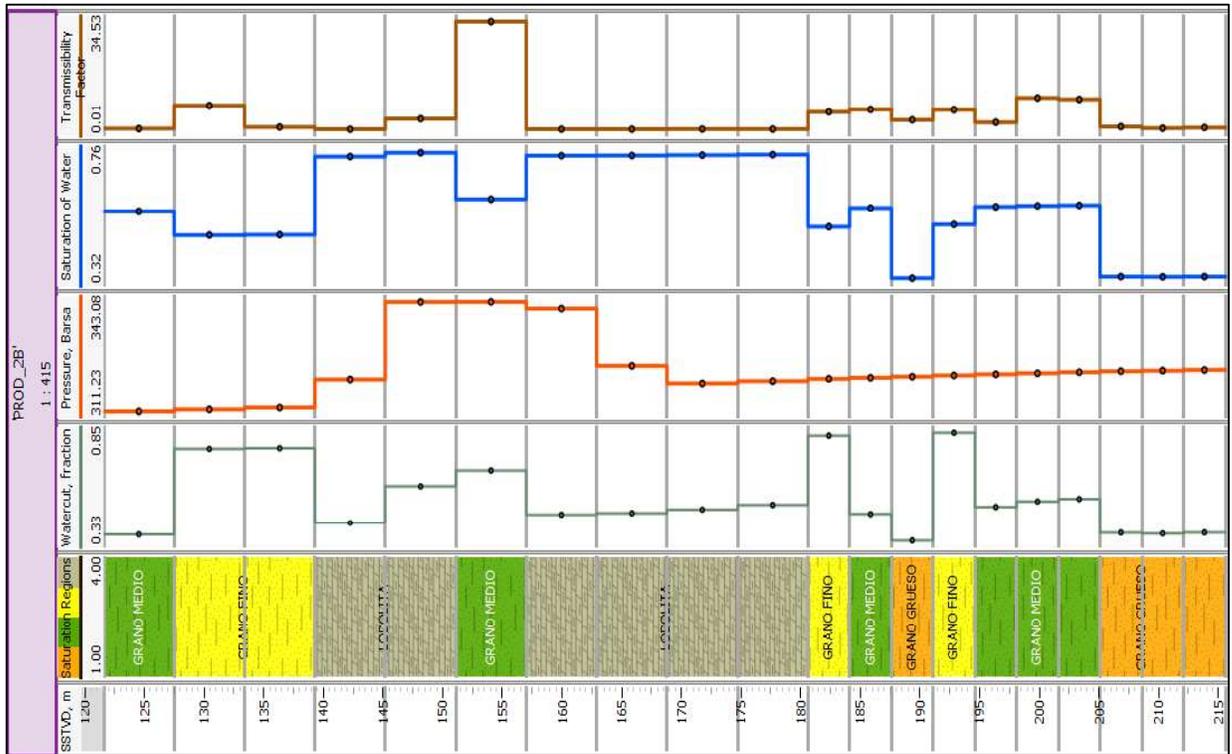


Figura 33. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_2B, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

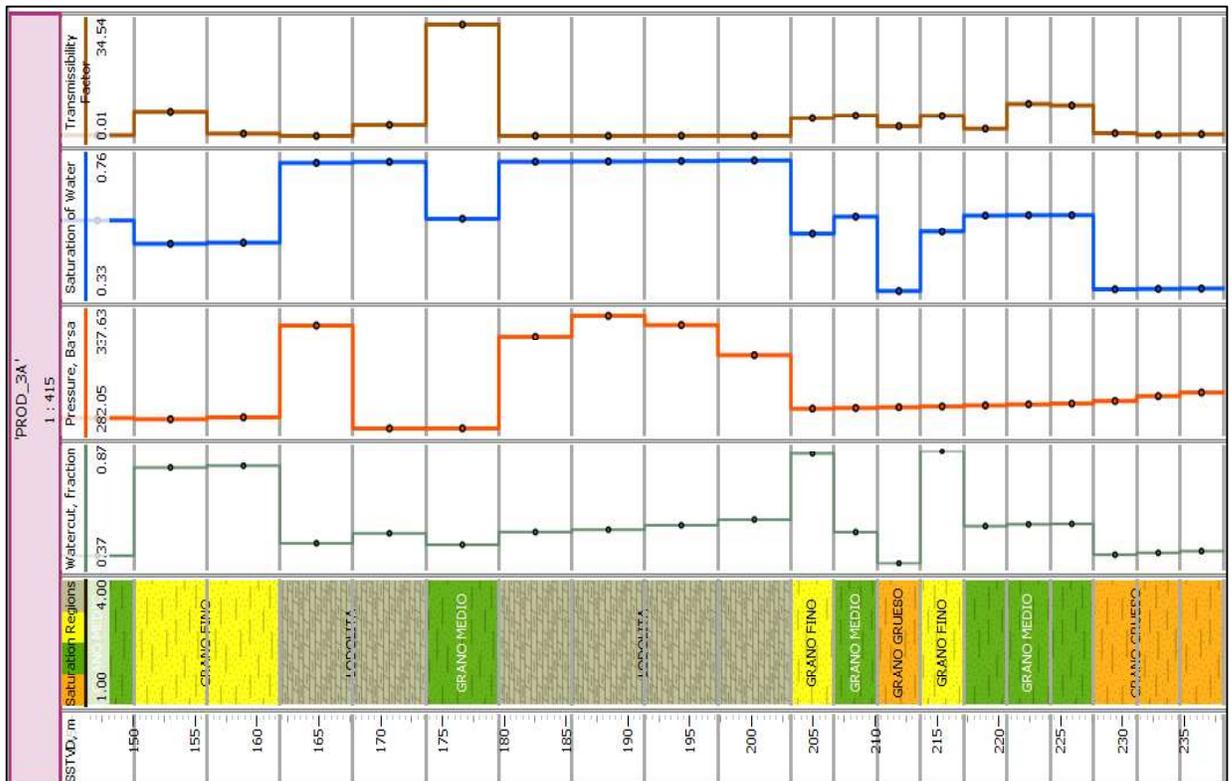


Figura 34. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_3B, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

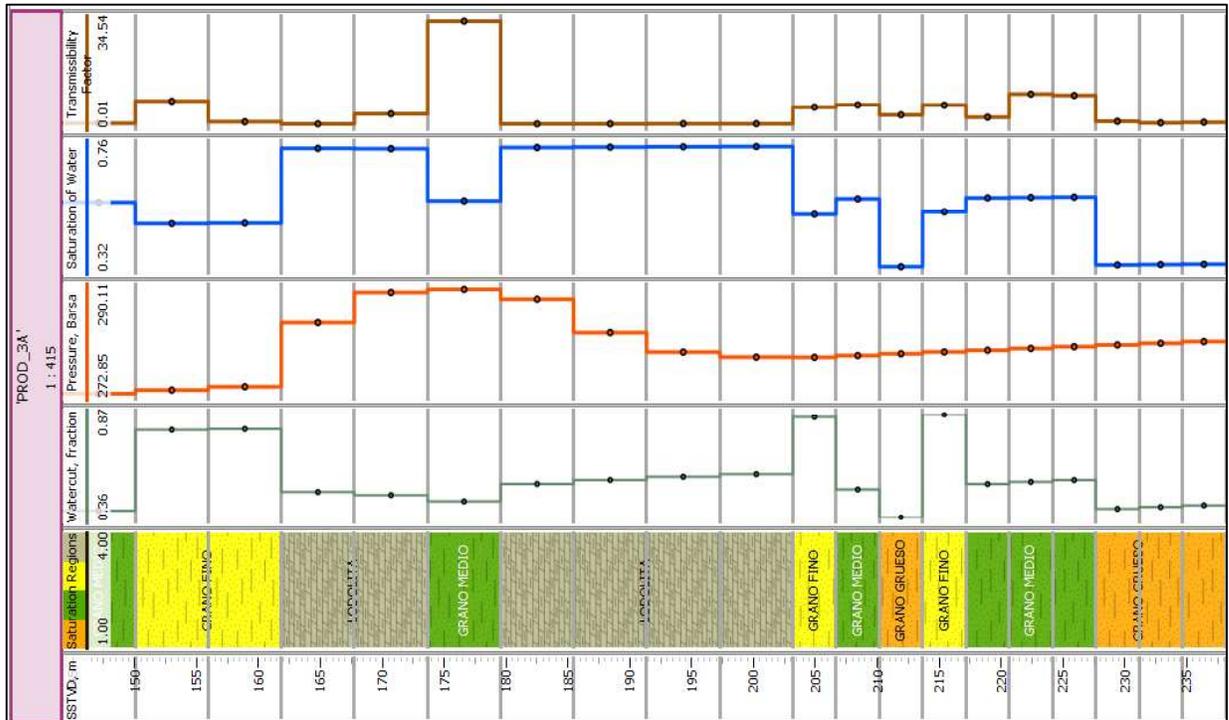


Figura 35. Perfil B, Características del Pozo Productor PROD_3B, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

Anexo XI. Figuras de Pozos Horizontales, Inyección/Producción y Presión Perfil A

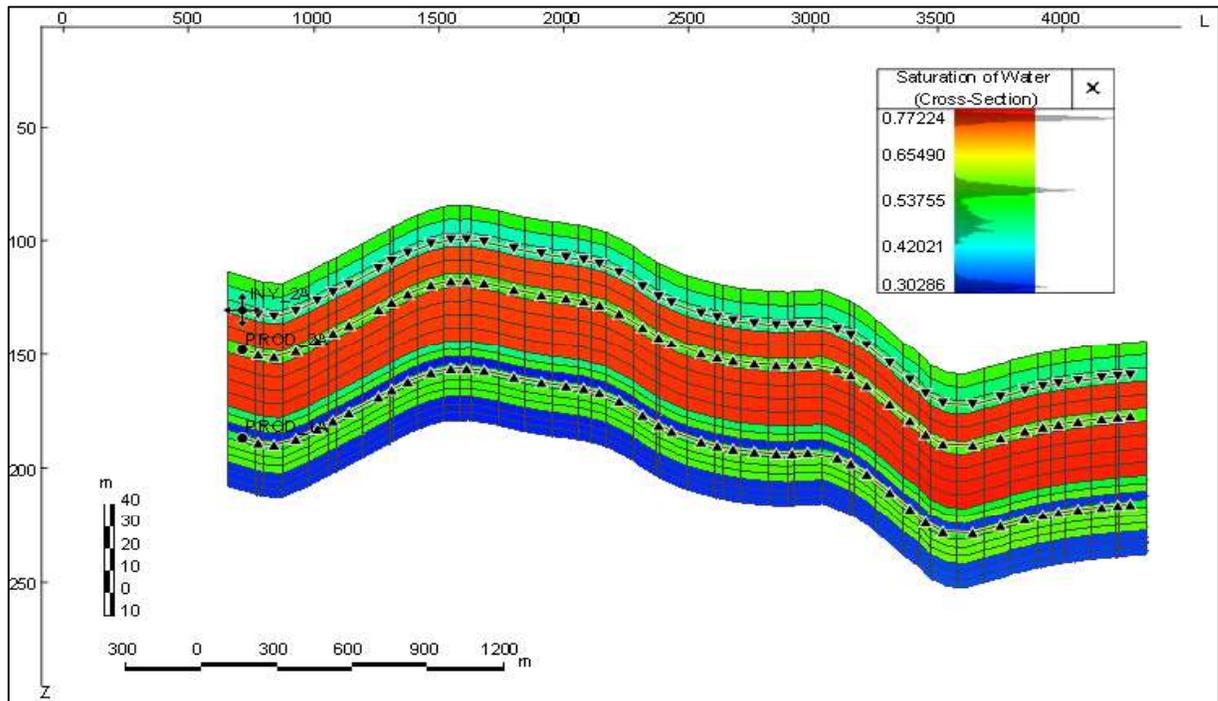


Figura 36. Perfil A Pozos Horizontales
Elaborado por: Macias, 2019

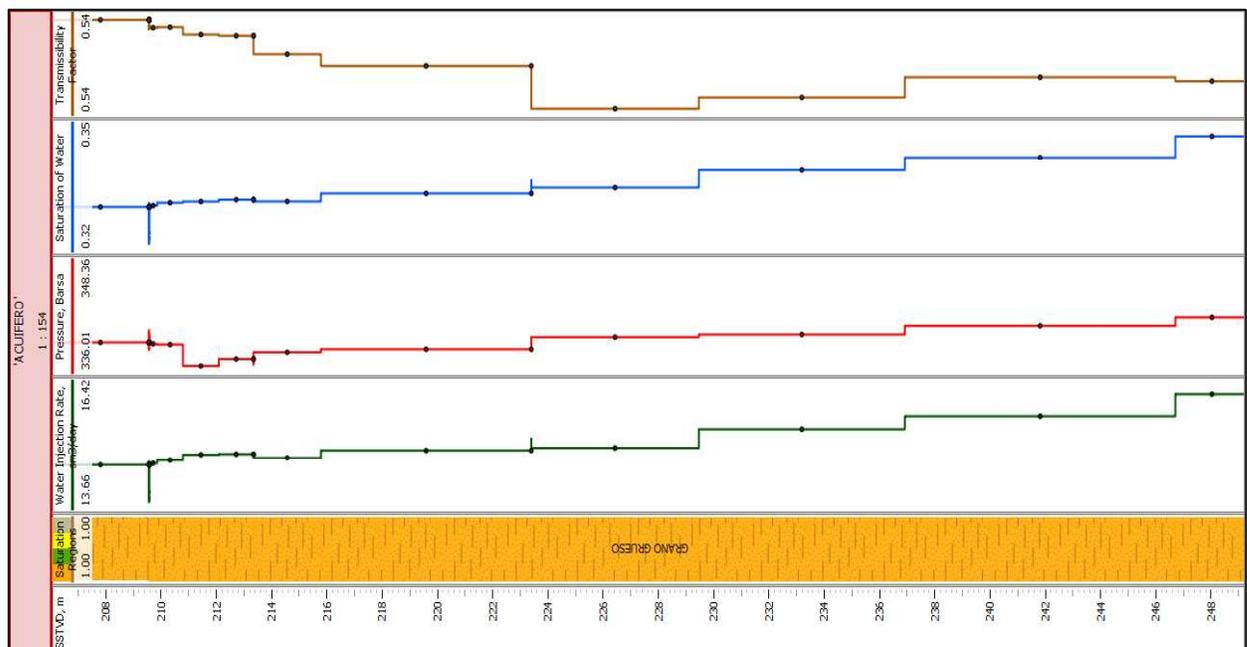


Figura 37. Perfil A, Acuífero de Fondo, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

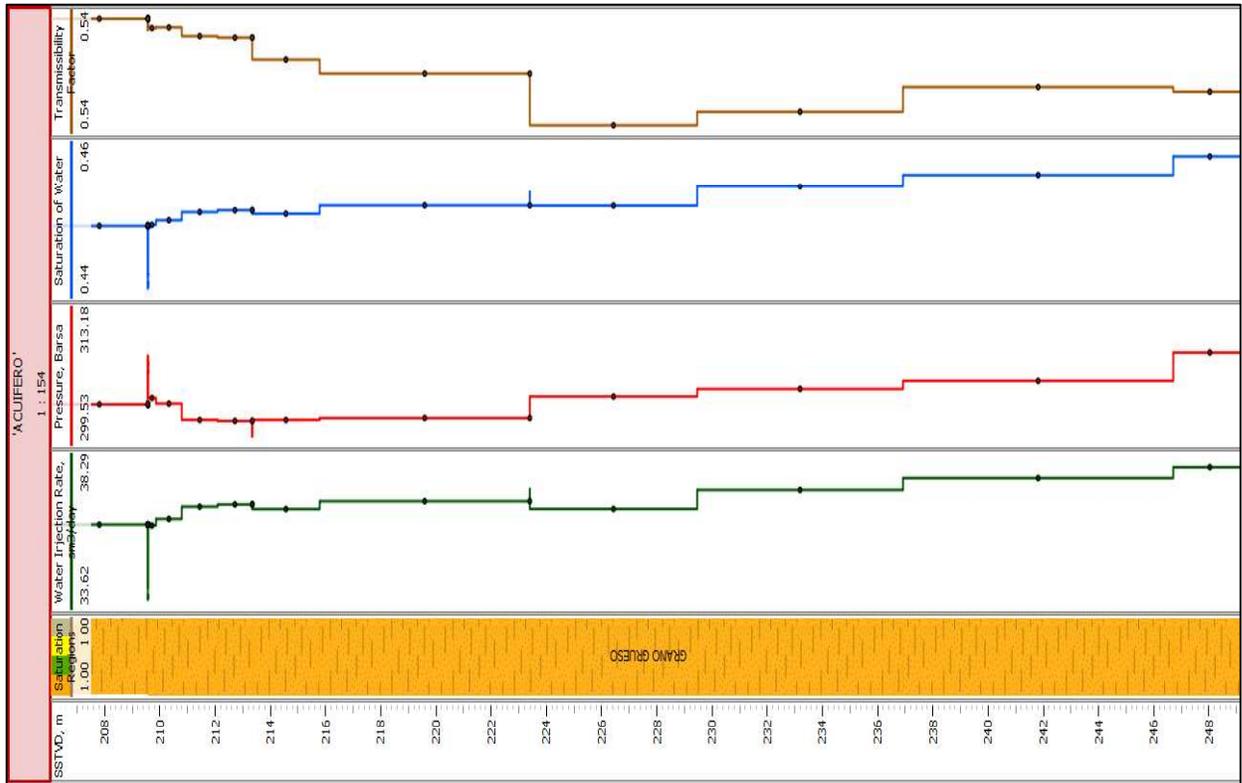


Figura 38. Perfil A, Acuífero de Fondo, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

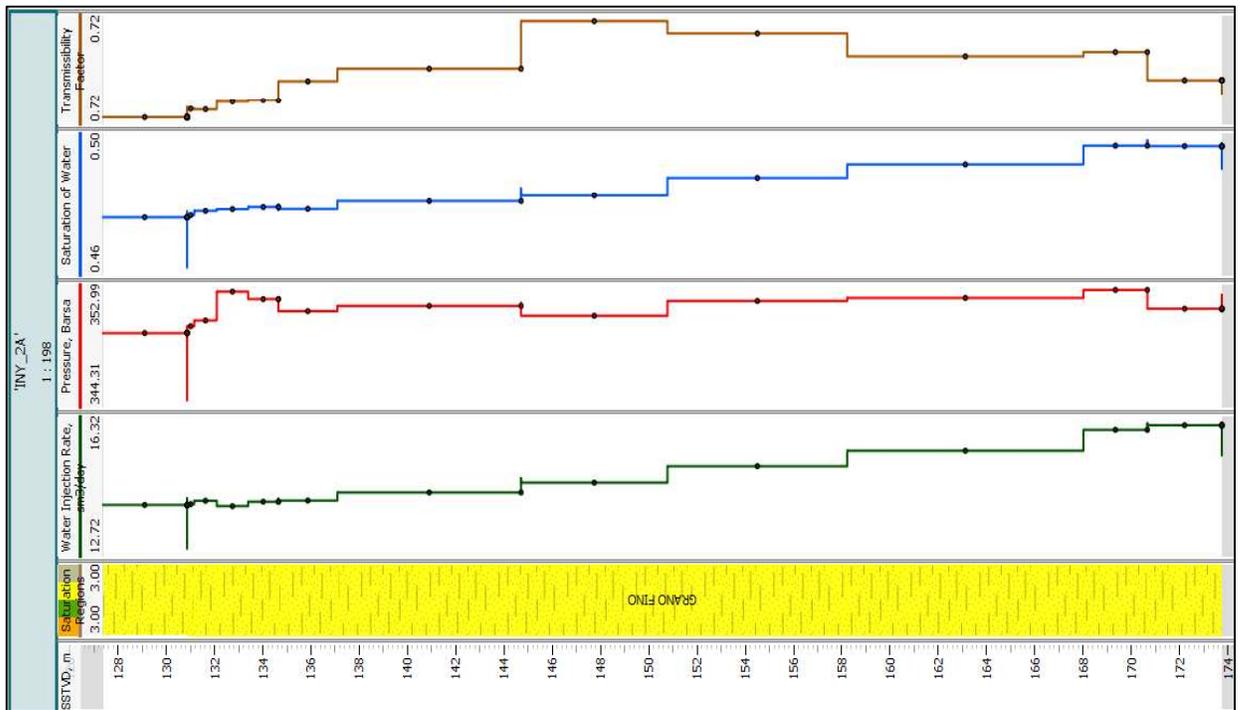


Figura 39. Perfil A, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

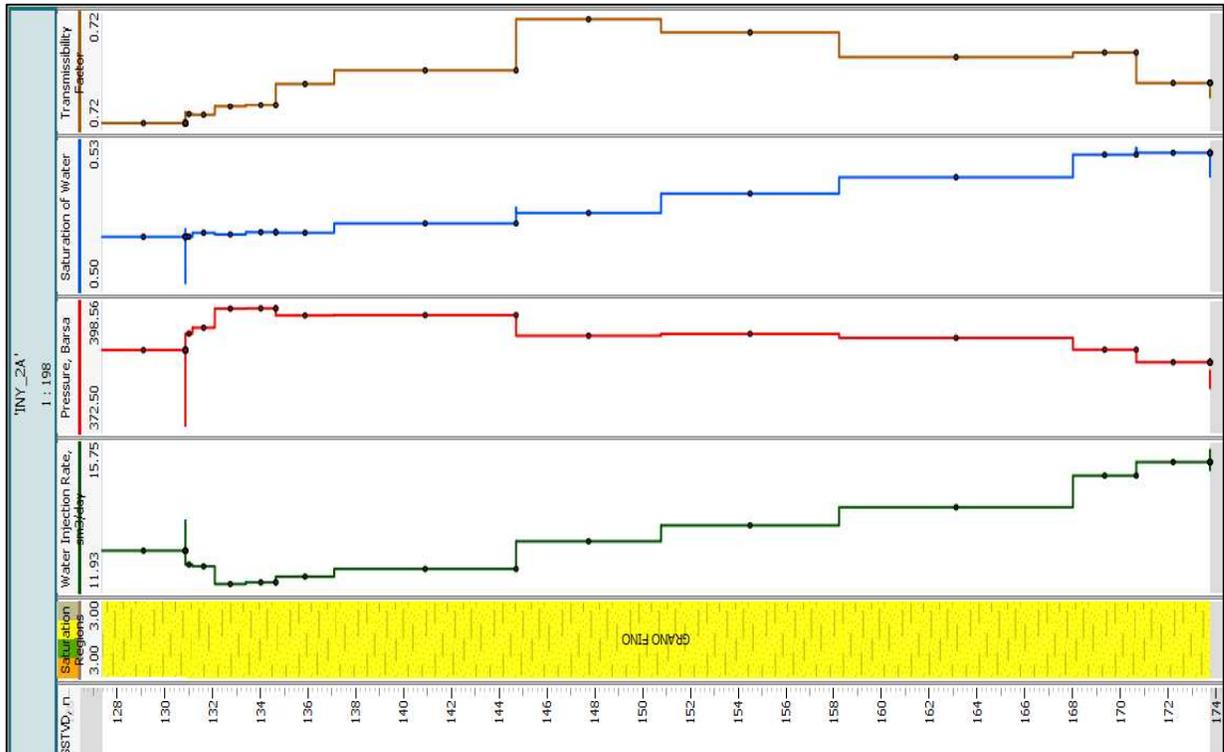


Figura 40. Perfil A, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2A, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

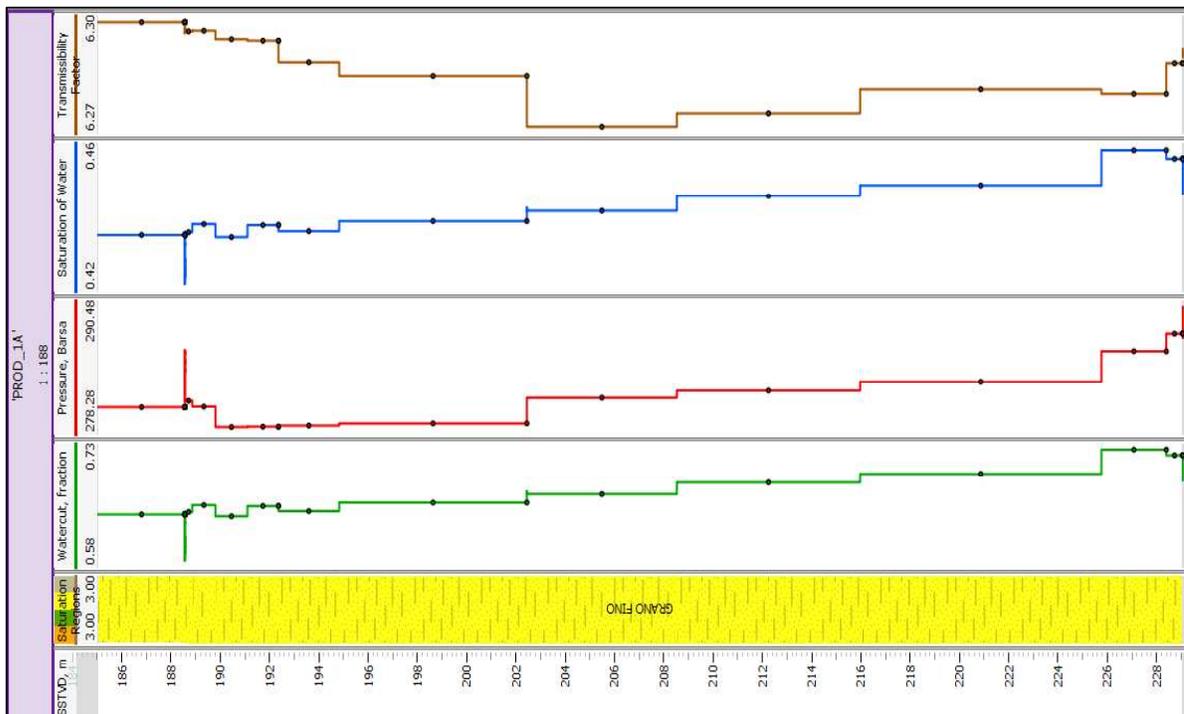


Figura 41. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1A, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

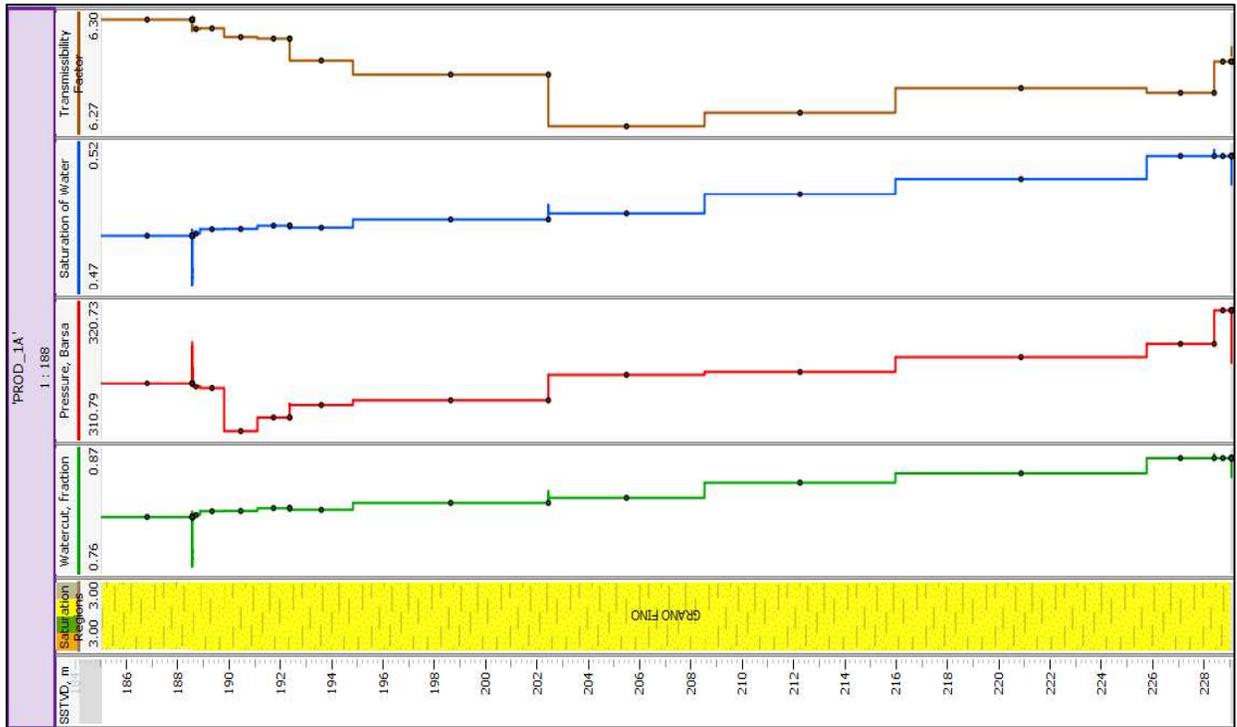


Figura 42. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1A, Tiempo 20 años

Elaborado por: Macias, 2019

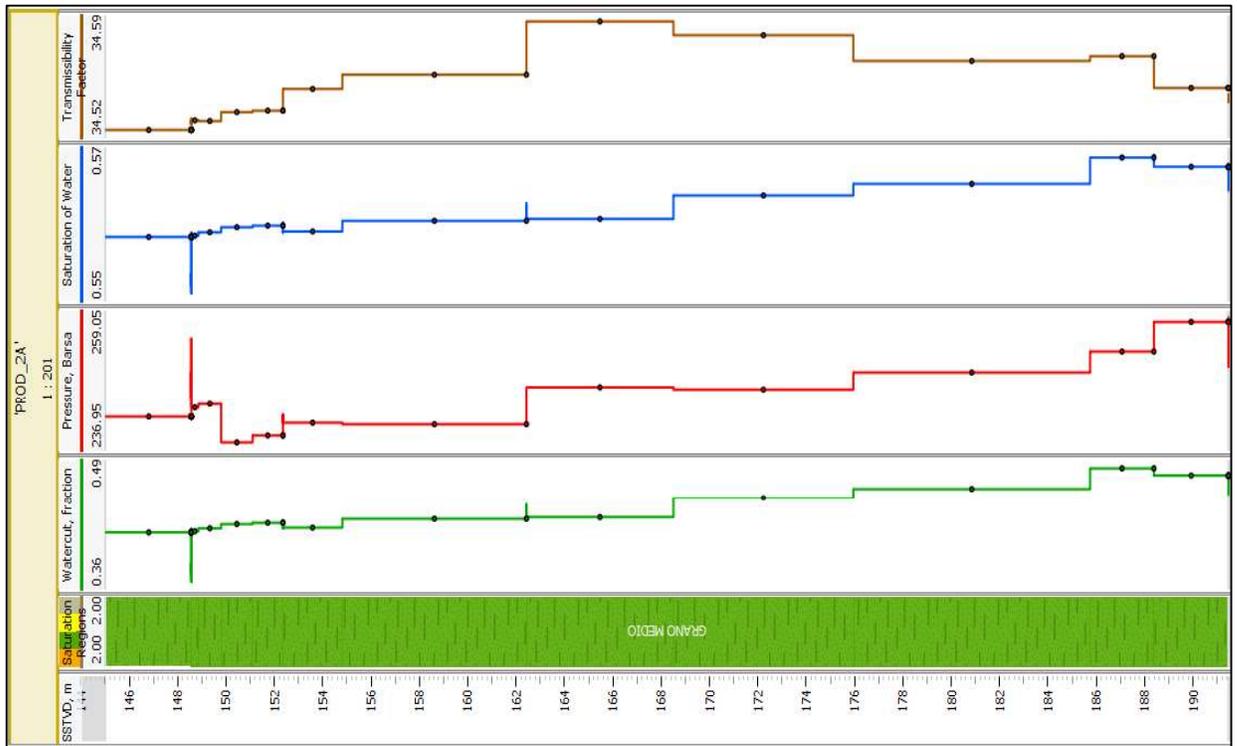


Figura 43. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2A, Tiempo 1 año

Elaborado por: Macias, 2019

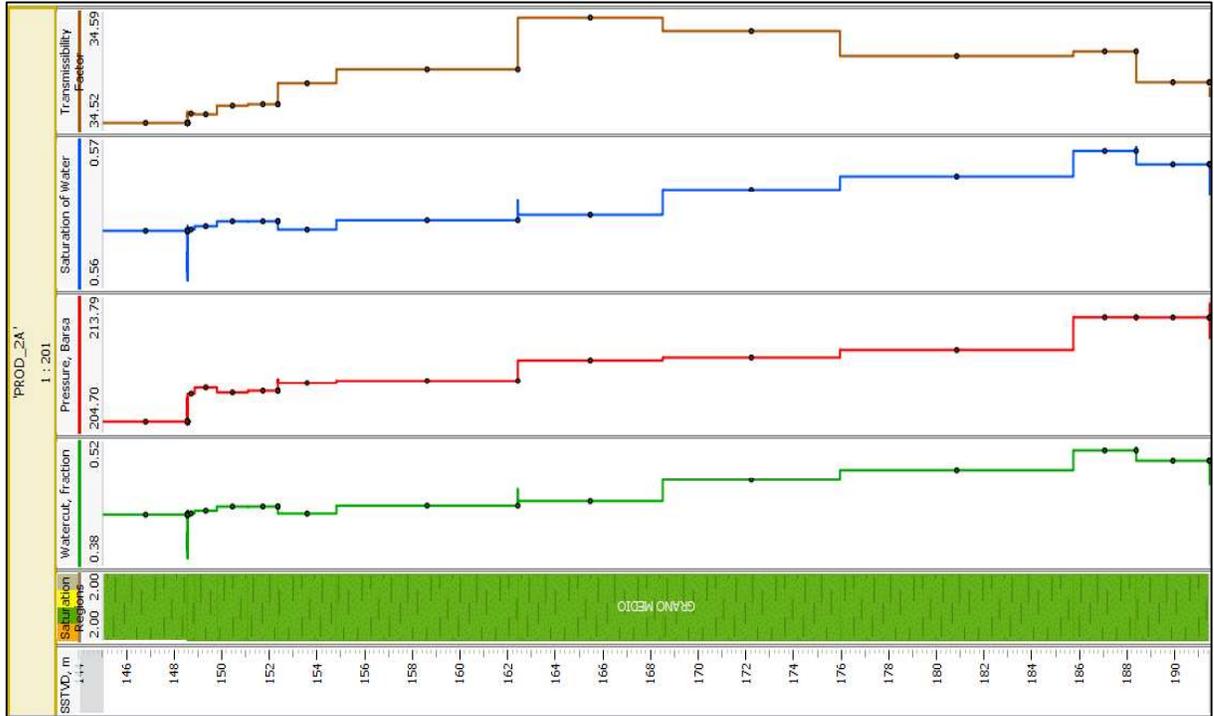


Figura 44. Perfil A, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2A, Tiempo 20 años
 Elaborado por: Macias, 2019

Anexo XII. Figuras de Pozos Horizontales, Inyección/Producción y Presión Perfil B

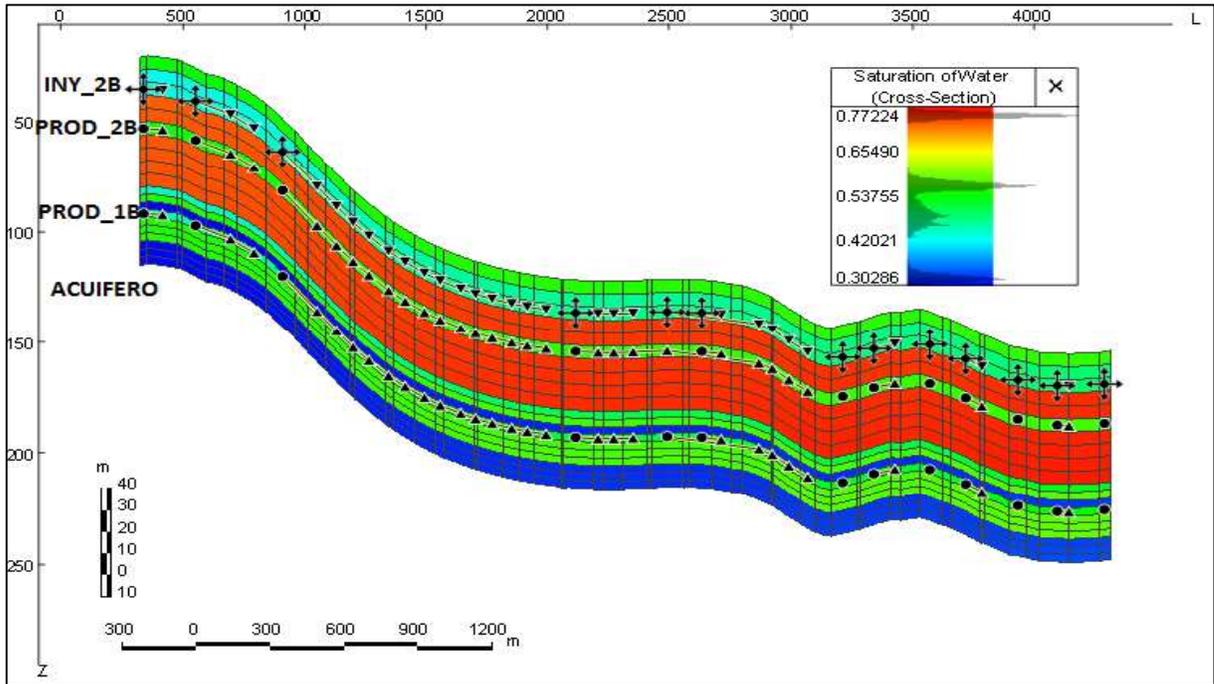


Figura 45. Perfil B Pozos Horizontales
Elaborado por: Macias, 2019

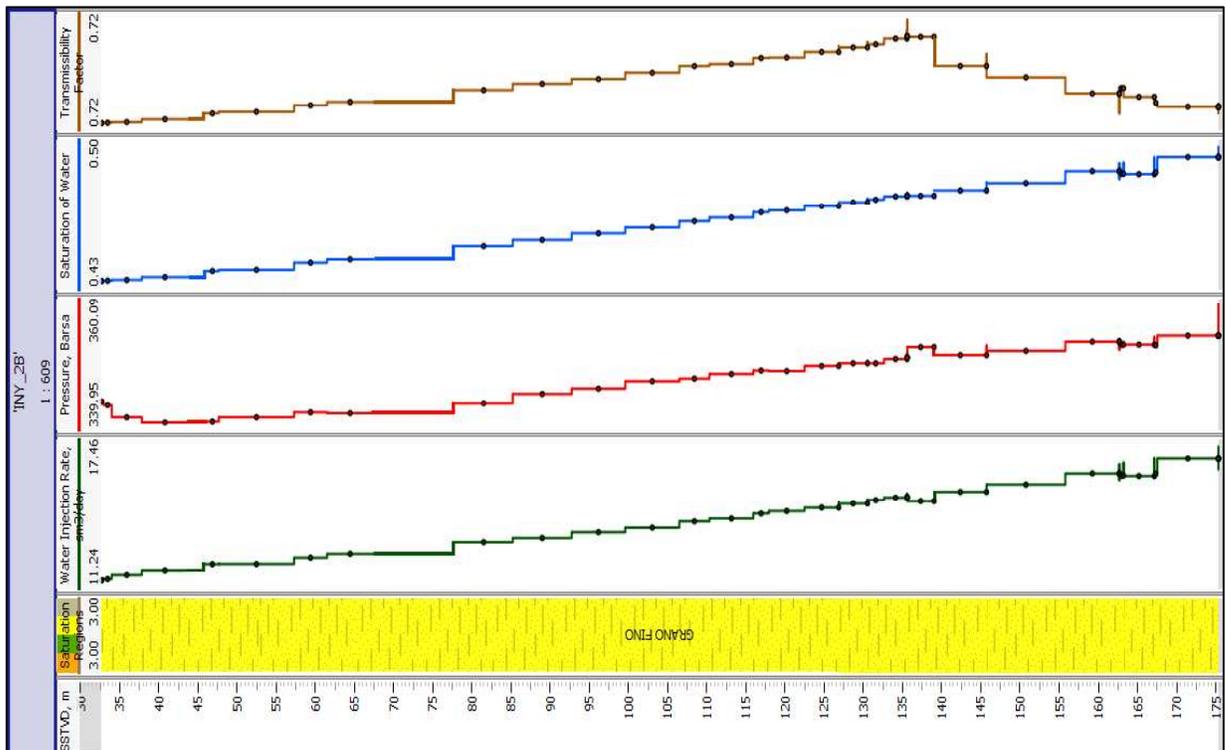


Figura 46. Perfil B, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2B, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

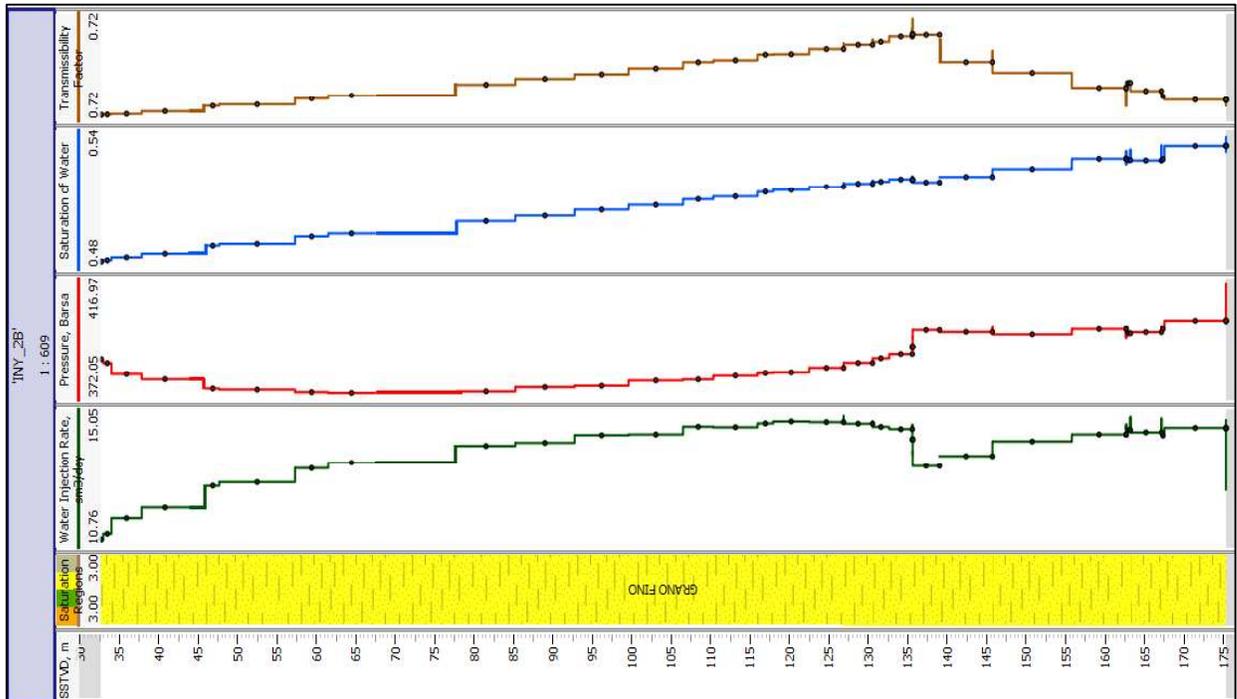


Figura 47. Perfil B, Pozo Inyector Horizontal en Hollín Superior, INY_2B, Tiempo 20 años
Elaborado por: Macias, 2019

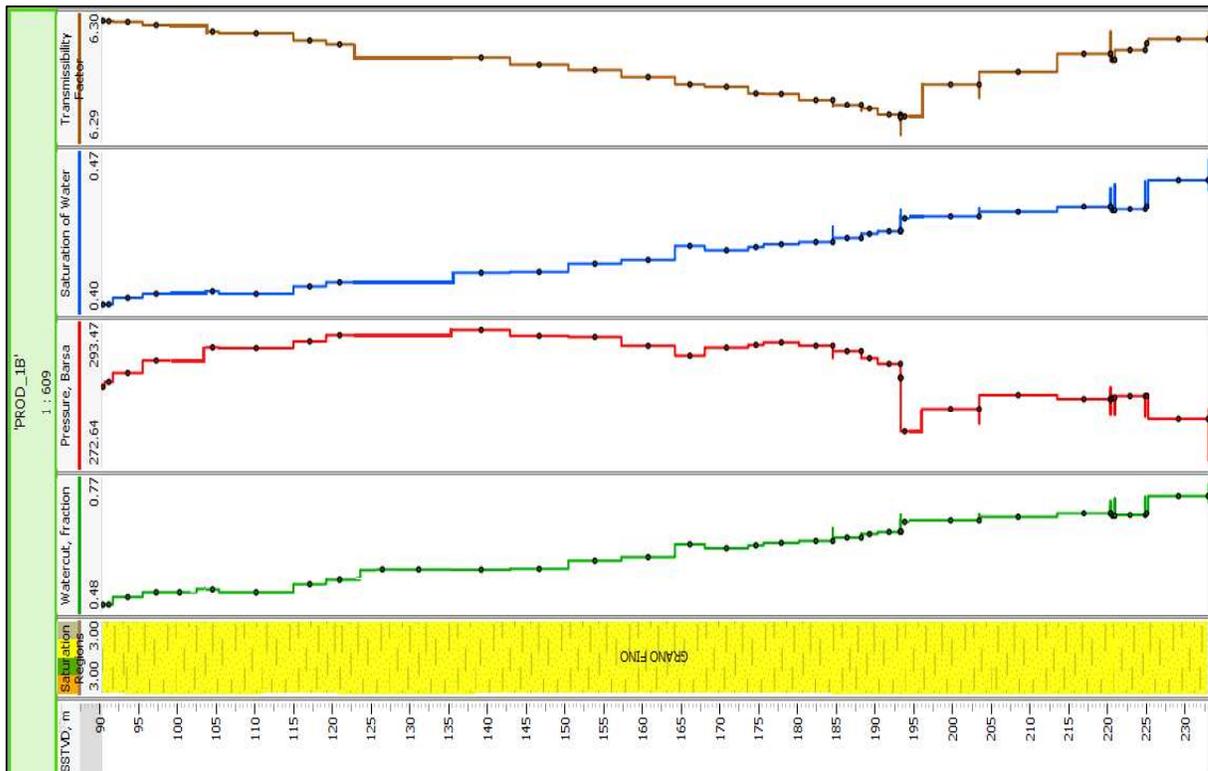


Figura 48. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1B, Tiempo 1 año
Elaborado por: Macias, 2019

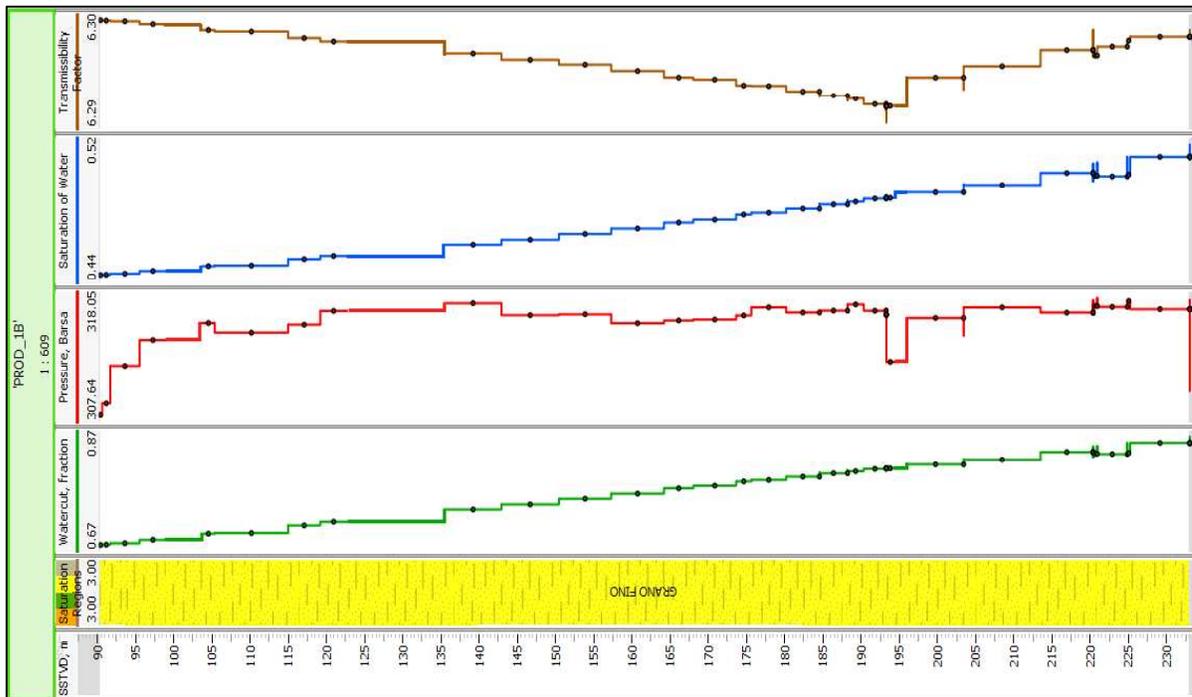


Figura 49. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Inferior, PROD_1B, Tiempo 20 años
 Elaborado por: Macias, 2019

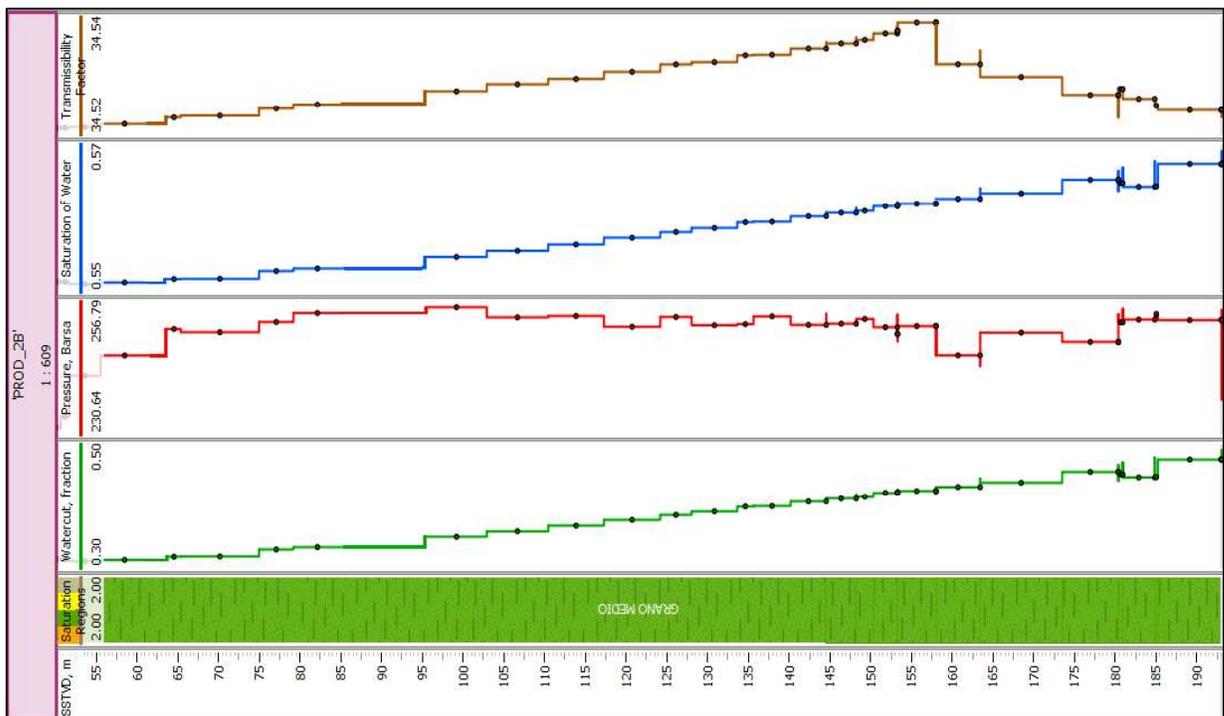


Figura 50. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2B, Tiempo 1 año
 Elaborado por: Macias, 2019

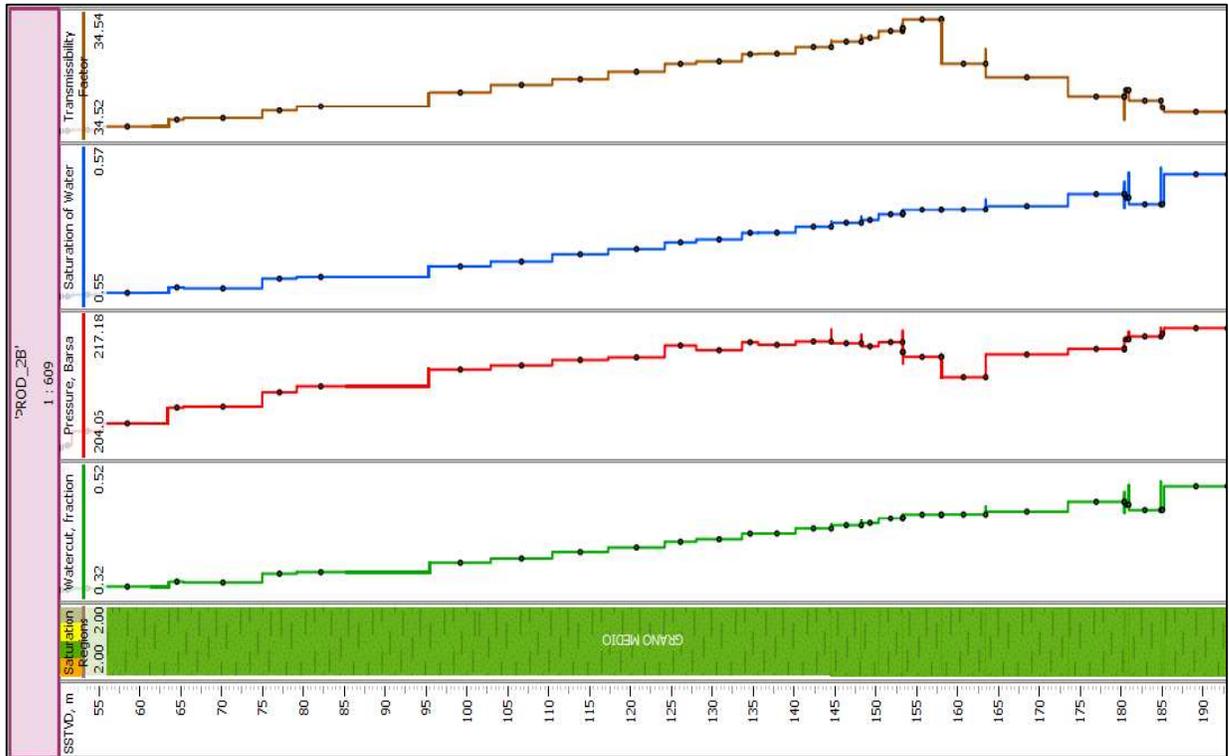


Figura 51. Perfil B, Pozo Productor Horizontal en Hollín Superior, PROD_2B, Tiempo 20 años

Elaborado por: Macias, 2019