

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

GESTIÓN DE INFORMACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS COMPLEJOS EN ROCAS ÍGNEAS DEL ECUADOR

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO

OPCIÓN: PROYECTO DE DESARROLLO

BLANCA BEATRIZ ALARCÓN PICO

b.b.alarcon26@gmail.com

Director: DIEGO GABRIEL PALACIOS SERRANO

diego.palacios@halliburton.com

CoDirector: CRISTIAN FERNANDO VALLEJO CRUZ

cristian.vallejo@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2023

APROBACIÓN DEL DIRECTOR

Como director del trabajo de titulación **GESTIÓN DE INFORMACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS COMPLEJOS EN ROCAS ÍGNEAS DEL ECUADOR** desarrollado por **Blanca Beatriz Alarcón Pico**, estudiante de la Maestría en Gestión para la Exploración y Producción de Petróleos, habiendo supervisado la realización de este trabajo y realizado las correcciones correspondientes, doy por aprobada la redacción final del documento escrito para que prosiga con los trámites correspondientes a la sustentación de la Defensa oral.

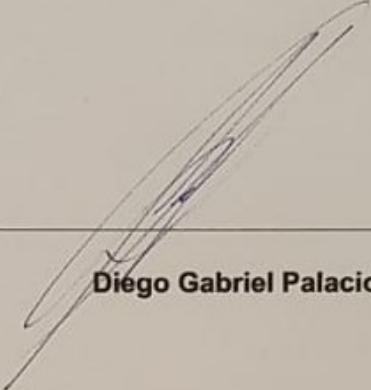


Diego Gabriel Palacios Serrano, Msc.

DIRECTOR

CERTIFICACIÓN

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por la **Ing. Blanca Beatriz Alarcón Pico**, bajo nuestra supervisión.



Diego Gabriel Palacios Serrano, Msc.
DIRECTOR



Cristian Fernando Vallejo Cruz, PhD.
CODIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Blanca Beatriz Alarcón Pico**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Blanca Beatriz Alarcón Pico

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis Padres Héctor (+) y Carmen, que cada día apoyaron con sus consejos y guías.

A mi hijo Nathan la alegría de mi vida que me motiva a ser mejor siempre.

A mamá Blanca, un ejemplo de bondad y enseñanza, que a sus 100 años sigue acompañándonos con su sonrisa y ocurrencias.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a todas las personas que aportaron en el desarrollo de este trabajo de titulación que cada día estuvieron pendientes de su ejecución.

A mi familia por ser incondicionales a pesar de que están lejos, su cariño y amor están presente.

A la empresa Ecuaservoil por el soporte en la búsqueda de información del reservorio en rocas ígneas.

A la empresa PETROAPTOS OIL ENGINEERING por el apoyo técnico, un valioso aporte al desarrollo de geociencias en Ecuador, con el uso del software de simulación tNavigator de Rock Fluid Dynamics.

A la Escuela Politécnica Nacional por impulsar especialidades de la Carrera de Petróleos incentivando a nuevos profesionales a desarrollarse en el área de Gestión de proyectos.

A mis amigos (as) y compañeros (as) de la profesión que compartieron anécdotas, buenos momentos y gratas experiencias, un eterno agradecimiento por su amistad y colaboración.

ÍNDICE DE CONTENIDO

APROBACIÓN DEL DIRECTOR	i
CERTIFICACIÓN	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN	xii
ABSTRACT	xiii
INTRODUCCIÓN	1
PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	2
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
ALCANCE	3
1. MARCO TEÓRICO	4
1.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE ECUADOR	4
1.1.1. Estratigrafía de la Cuenca Oriente durante el Cretácico	5
1.1.2. Volcanismo del Cretácico en la Cuenca Oriente de Ecuador	6
1.2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	8
1.2.1. Ubicación	8
1.2.2. Eventos volcánicos en el área de estudio	8
1.2.3. Sistema Petrolífero del área de estudio	11
1.2.4. Características del cuerpo volcánico	13
1.2.5. Potencial hidrocarburífero en rocas ígneas	18
1.3. CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS	19
1.3.1. Modelo de Datos	20
1.3.2. Modelo Fractura	20
1.3.3. Modelo Estático	20
1.3.4. Modelo Dinámico	21
1.4. GESTIÓN DE PROYECTOS	22
1.4.1. Gestión de la Información	22
1.4.2. Análisis de Incertidumbre	23
2. METODOLOGÍA	24

2.1. DEFINICIÓN DE MARCO LÓGICO	25
2.2. CRITERIOS DE GESTIÓN DE RECURSOS DE INFORMACIÓN	27
2.2.1. Matrices de valoración de los recursos de información:.....	27
2.3. RECURSOS DE INFORMACIÓN APLICANDO CADENA CRÍTICA	28
2.4. METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIO	29
2.5. GESTIÓN DE PROYECTO CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIO	32
2.6. GESTIÓN DE INCERTIDUMBRE DE LOS RECURSOS DE INFORMACIÓN	34
2.7. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN	38
3. GESTIÓN DE LOS RECURSOS DE INFORMACIÓN	39
3.1. RECOPIACIÓN DE LOS RECURSOS DE INFORMACIÓN	39
3.2. INDICADORES DE GESTIÓN DE LOS RECURSOS DE INFORMACIÓN.....	44
3.3. ANÁLISIS DE ASIGNACIÓN DE RECURSOS CON CADENA CRÍTICA	47
3.4. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE	57
3.5. GUÍA METODOLÓGICA	59
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	61
4.1. CARACTERIZACIÓN EN ROCAS ÍGNEAS CAMPO ARMADILLO	61
4.1.1. Modelo Fractura	61
4.1.2. Modelo Sísmico.....	62
4.1.3. Modelo Geológico	65
4.1.4. Modelo Petrofísico.....	68
4.1.5. Creación Modelo Estático.....	76
4.1.6. Estimación POES.....	78
4.1.7. Modelo Dinámico.....	80
4.2. REDUCCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE	85
4.3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	87
4.4. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LOS RECURSOS DE INFORMACIÓN	88
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91
5.1. CONCLUSIONES.....	91
5.2. RECOMENDACIONES.....	92
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
ANEXOS	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 (a) Mapa de Cuenca Oriente y (b) Sección estructural transversal a los Andes.	4
Figura 1.2 Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de Haq et al., 1987.	5
Figura 1.3 Mapa tectónico sintético de la Cuenca Oriente y la distribución de eventos volcánicos. ..	6
Figura 1.4 Modelo tectónico propuesto para el volcanismo intraplaca de la Cuenca Oriente	7
Figura 1.5 Mapa de Ubicación del Campo Armadillo Bloque 55.	8
Figura 1.6 Mapa de localización de eventos extrusivos e intrusos cretácicos en la Cuenca Oriente. Ubicación evento extrusivo Campo Armadillo.	9
Figura 1.7 Columna estratigráfica del cretácico, y edades radiométricas de cuerpos ígneos	10
Figura 1.8 Línea sísmica PE-95-287, Campo Armadillo. Mapeo del área de volcánico.	11
Figura 1.9 Mapa estructural al tope del Volcánico y reflectores en la sísmica campo Armadillo.	14
Figura 1.10 Correlación pozo – pozo, secuencia de roca ígnea. Campo Armadillo.	16
Figura 1.11 Registro Litológico. Volcánico tipo extrusivo con potencial de hidrocarburos.	17
Figura 1.12 Historial de Producción - ARMB-002. Volcánico.	19
Figura 1.13 Fases en la caracterización de reservorios complejos.	19
Figura 1.14 Áreas técnicas que intervienen en modelo estático y dinámico	22
Figura 2.1 Formato de recopilación de datos	29
Figura 2.2 Simulación de sistema de fracturas en reservorio complejo. Software tNavigator.	32
Figura 2.3 Mapa de Procesos: Caracterización de Rocas Ígneas.	33
Figura 2.4 Análisis de Sensibilidad de variables. Caracterización de roca ígnea.	36
Figura 3.1 Estadística de disponibilidad de recursos de información por cada fase	44
Figura 3.2 Estadística de impacto en los recursos de información por cada fase	45
Figura 3.3 Indicadores de gestión de recursos de información	45
Figura 3.4 Resultados Cadena Crítica	56
Figura 3.5 Indicadores de Incertidumbre por disponibilidad de datos	57
Figura 3.6 Indicadores de Incertidumbre por Impacto en el proyecto	57
Figura 3.7 Guía Metodológica para la caracterización de rocas ígneas.	60
Figura 4.1 Sísmica 3D. Campo Armadillo. Identificación de reservorio roca ígnea	61
Figura 4.2 Caracterización del sistema de fracturas	62
Figura 4.3 Visualización de sísmica, identificación de reservorio roca ígnea	63
Figura 4.4 Ajuste sismograma sintético con la sísmica y registros eléctricos.	63
Figura 4.5 Comparación antes y luego del algoritmo Xfreq. Campo Armadillo.	64
Figura 4.6 Sección sísmica. Ubicación de pozos y horizontes. Campo Armadillo	64
Figura 4.7 Mapa estructural del reservorio de roca ígnea.	65
Figura 4.8 Sección sísmica reservorio roca ígnea, presencia de discontinuidades y fallas	66
Figura 4.9 Correlación de registro mineralógico pozos campo Armadillo	66
Figura 4.10 Facies reservorio de rocas ígneas Campo Armadillo	67

Figura 4.11 Recursos de información para la caracterización petrofísica.	68
Figura 4.12 Registros eléctricos reservorio de rocas ígneas. Pozo ARMB-002	69
Figura 4.13 Registros eléctricos reservorio de rocas ígneas. Pozo ARMB-002	69
Figura 4.14 Crossplot y Tipología de roca. Pozo ARMB-002	70
Figura 4.15 Crossplot y Tipología de roca. Pozo ARMB-005	70
Figura 4.16 Histograma de Gamma Ray. Pozo ARMB-002.....	71
Figura 4.17 Histogramas de gamma ray. Campo Armadillo	71
Figura 4.18 Histogramas de Factor fotoeléctrico y Sónico compresional.	72
Figura 4.19 Crossplot Neutrón – Densidad. Data pozos campo Armadillo.....	72
Figura 4.20 Crossplot Neutrón – sónico. Data Armadillo B-002.....	73
Figura 4.21 Resultado de interpretación petrofísica.....	75
Figura 4.22 Diseño de grid modelo estático reservorios de rocas ígneas. Campo Armadillo	76
Figura 4.23 Poblamiento de porosidad. Modelo estático en rocas ígneas. Campo Armadillo.....	77
Figura 4.24 Visualización 3D. Modelo estático en rocas ígneas. Campo Armadillo	77
Figura 4.25 Poblamiento de porosidad. Vista 3D. Modelo estático en rocas ígneas.	78
Figura 4.26 Modelo estático en rocas ígneas, incompleto por la falta de recursos de información.	79
Figura 4.27 Prueba inicial de producción. Reservorio roca ígnea. Pozo ARMB-002.....	81
Figura 4.28 Historial de Producción. Pozo Armadillo B-002.	82
Figura 4.29 Prueba de restauración de presión. Pozo Armadillo B002.	83
Figura 4.30 Interpretación de prueba de restauración de presión. Pozo Armadillo B002.	83
Figura 4.31 Análisis de índice de productividad. Reservorio roca ígnea. Pozo Armadillo B002.	85
Figura 4.32 Incertidumbres en la Caracterización de reservorios de roca ígnea	86
Figura 4.33 Incertidumbres en la Caracterización de reservorios de roca ígnea	86
Figura 4.34 Comparación de costos de inversión.	90

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Eventos Extrusivos en la Cuenca Oriente Ecuador. Información Bio-estratigráfica	9
Tabla 1.2 Diferencias entre reservorio convencional y complejo o volcánico.	12
Tabla 1.3 Información tope - base. Reservorio de rocas ígneas Campo Armadillo.	15
Tabla 1.4 Potencial de producción pozo exploratorio Armadillo 001.....	18
Tabla 1.5 Parámetros de la prueba de producción. Pozo ARMB-002 - Reservorio roca ígnea.	18
Tabla 2.1 Matriz marco lógico para el proyecto de Caracterización de Reservorios en Rocas Ígneas.....	26
Tabla 2.2 Categorización de Disponibilidad de datos e información	27
Tabla 2.3 Categorización de calidad de datos	27
Tabla 2.4 Categorización de confiabilidad de datos.....	28
Tabla 2.5 Categorización de variabilidad de datos.....	28
Tabla 2.6 Actividades en la FASE II – Modelo Fractura	30
Tabla 2.7 Actividades en la FASE III – Modelo Estático.....	30
Tabla 2.8 Actividades en la FASE IV – Modelo Dinámico.....	31
Tabla 2.9 Categorización de impacto/importancia de datos	34
Tabla 2.10 Disponibilidad de los datos y estimación de nivel de incertidumbre	35
Tabla 2.11 Criticidad de los datos y estimación de nivel de incertidumbre	35
Tabla 2.12 Criterios de Incertidumbre sobre conocimiento del Sistema Petrolero.....	36
Tabla 2.13 Criterios de incertidumbre sobre conocimiento de Sísmica 3D	37
Tabla 2.14 Criterios de incertidumbre sobre conocimiento de fracturas naturales.....	37
Tabla 2.15 Criterios de aceptación de los usuarios.....	38
Tabla 3.1 Lista de recursos de información disponibles del Campo Armadillo	40
Tabla 3.2 Lista de recursos de información por pozo. Campo Armadillo.....	41
Tabla 3.3 Check List de recursos de información Campo Armadillo	42
Tabla 3.4 Indicadores de gestión de recursos de información	46
Tabla 3.5 Asignación de recursos de información en las actividades de cadena crítica	48
Tabla 3.6 Asignación de Tiempo (días). Proyecto Caracterización de reservorios de rocas ígneas	51
Tabla 3.7 Cálculo de Buffer de proyecto.....	54
Tabla 3.8 Cadena Crítica para el proyecto de caracterización de reservorios de rocas ígneas	55
Tabla 3.9 Indicadores de gestión de nivel de incertidumbre	58
Tabla 4.1 Facies reservorio roca ígnea.....	67
Tabla 4.2 Parámetros petrofísicos pozo Armadillo B-002	75
Tabla 4.3 Cálculo de POES	79
Tabla 4.4 Detalle de eventos pozo Armadillo B-002	80
Tabla 4.5 Resultados de interpretación y datos del pozo Armadillo B-002	84
Tabla 4.6 Costos de la Operadora	89
Tabla 4.7 Costos de nuevos recursos de información.....	89

LISTA DE ANEXOS

ANEXO I – MODELO FRACTURA.....	100
ANEXO II – FORMATO CHECK LIST.....	105
ANEXO III – FORMATO ENCUESTA	107
ANEXO IV – GUÍA METODOLOGÍA CARACTERIZACIÓN.....	108

RESUMEN

En la caracterización de yacimientos convencionales se utiliza datos validados de los mismos y comparaciones con información de campos vecinos, para reducir la incertidumbre en los resultados. Pero, debido a que cada día hay un mayor descubrimiento de hidrocarburos en yacimientos no convencionales o complejos, se requiere una gestión de la información con diferente metodología permitiendo así, la mejora de los resultados de análisis y la disminución de la incertidumbre.

Este proyecto de tesis resalta el proceso de caracterización de reservorios en rocas ígneas o volcánicas, e incluye una ruta de análisis de datos basados en la gestión de proyectos con cadena crítica, donde se destaca los recursos de información disponibles y no disponibles, calidad de datos, tiempos empleados en cada etapa de análisis, variables críticas y nivel de incertidumbre; identificados en la metodología aplicada durante la caracterización de reservorios complejos en rocas ígneas que contienen hidrocarburos basados en la información disponible del área de estudio del Campo Armadillo (Bloque 55).

Finalmente, se desarrolla una metodología de gestión para la administración de recursos de la información, que ayudará a los técnicos de las áreas de geociencias a caracterizar reservorios complejos; y, a las gerencias, a la toma de decisión asertiva para la inversión de adquisición de nuevos recursos de información con avances tecnológicos, garantizando el éxito en los resultados económicos del proyecto de explotación y futuro plan contingente de desarrollo de zonas complejas en rocas ígneas del Ecuador.

Palabras clave: Caracterización de reservorios, gestión de recursos de información, no convencionales, incertidumbre, rocas ígneas, cadena crítica.

ABSTRACT

In the conventional reservoirs characterization, is common to use local data to validated and comparisons with information from neighboring fields are used to reduce uncertainty in the results. But every day there is more hydrocarbons discovery at unconventional or complex deposits, information management with a different methodology is required, thus allowing the improvement of analysis results and the reduction of uncertainty.

This thesis project highlights the reservoir characterization process in igneous or volcanic rocks, and includes a step an step for data analysis based on the project management with critical chain, where identify available and unavailable information resources, data quality, time schedule by activity, critical variables, level of uncertainty that can be identify in the methodology applied during the complex reservoir characterization at igneous rocks with hydrocarbons based on the available information from Armadillo Block 55 field study area.

Finally, a management methodology guide for information administration resources is developed, which will help technicians in the geosciences areas to characterize complex reservoirs; and, to the managements, making of assertive decision for the investment of acquisition of new information resources with technological advances, guaranteeing the economic success results of the exploitation project and future field development contingent plan of complex zones in igneous rocks from Ecuador.

Key words: igneous rocks, management of information resources, Reservoir Characterization, risk and uncertainty, unconventional, critical chain.

GESTIÓN DE INFORMACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS COMPLEJOS EN ROCAS ÍGNEAS DEL ECUADOR

INTRODUCCIÓN

Los reservorios de petróleo en el mundo, en su mayoría son considerados como “convencionales” y corresponden a rocas sedimentarias: areniscas, calizas y dolomitas (Barrionuevo, 2015). Estos reservorios tradicionales ya fueron analizados y presentan una caracterización con valores de porosidades mayores a 15%, permeabilidades superiores a 500 mD, y viscosidades de petróleos mayores a 17 grados API, ya han sido explotados y desarrollados en los últimos 40 años en la Cuenca Oriente del Ecuador. En la actualidad se evidencia la presencia de hidrocarburos en reservorios “no convencionales” y es un reto el lograr una buena caracterización en reservorios complejos como rocas ígneas, ya que éstas presentan condiciones geológicas y petrofísicas extremas, y requieren mayor capacidad de análisis de los intérpretes y recursos de información con avances tecnológicos (Montagna, Licitra, Gutiérrez y Buhler, 2012).

Hace décadas algunos autores explicaron el potencial de hidrocarburos en rocas ígneas, volcánicas tanto intrusivas como extrusivas, debido a la presencia de fracturas naturales creadas por contracción durante el enfriamiento (Crain, 2011), así como también la alteración meteórica en relieves expuestos, enfriamiento por diferencia de temperatura durante el emplazamiento o cavidades propias (Udden, 1915).

En la cuenca oriente del Ecuador los componentes volcanoclásticos están presentes debido a las evidencias de un volcanismo basáltico alcalino diacrónico a lo largo del corredor Sacha-Shushufindi, en las secciones Napo Superior del Turoniano-Santoniano (áreas Auca-Armadillo) (Mancilla, Albariño, Meissinger, Rivadeneira y Sciamanna, 2008), los cuales consisten en capas finas de tobas basálticas estratificadas, ceniza fina, fragmentos de lapilli, vidrio basáltico y minerales máficos (Cas y Wright, 1987). Estos eventos de volcanismos presentes en el cretácico dieron lugar a un reciente descubrimiento y explotación del primer reservorio volcánico del Ecuador con presencia de hidrocarburos; la interpretación sísmica confirma la presencia de un cuerpo ígneo de tipo extrusivo, con una longitud de casi 5 km, y presencia de fracturas debido a la tectónica (Ecuaservoil, 2017).

Esta secuencia de roca ígnea tiene 300 pies de espesor observado durante la perforación del pozo Armadillo B-002, el análisis petrofísico mediante registros eléctricos dio como resultado un espesor neto de 40 pies, 80% de saturación de hidrocarburos, porosidad efectiva del 14% y permeabilidad de 200 mD. La empresa Ecuaservoil junto con Petroamazonas aprobaron la completación y explotación para evaluar el potencial, con pruebas iniciales de producción de 80 BPPD (barriles de petróleo por día), con un corte de agua menor a 1% BSW (Basic Sediment and Water); la producción de petróleo se ha mantenido hasta la actualidad sin declinar, estos resultados favorables tienen mucha relevancia para el desarrollo hidrocarburífero del campo, de ahí la necesidad de caracterizar el reservorio de roca ígnea para su futuro plan contingente de desarrollo en el Ecuador (Ecuaservoil, 2017).

Con la metodología de marco lógico, se desarrolló el proyecto de caracterización de reservorios que permite identificar y gestionar los recursos de información requeridos, la secuencia de actividades, responsables, tiempo empleado, cálculo del nivel de incertidumbre y toma de decisiones gerenciales (Sánchez, 2007).

La realización de una gestión de información con base al método de cadena crítica, se enfoca en dirigir e identificar las actividades más relevantes, búsqueda de datos que generen el máximo valor y beneficios, optimización de tiempo empleado en tareas y actividades que comparten el mismo recurso, procesamiento y uso de los datos en forma correcta por parte del área técnica específica de geociencias que realiza los estudios en las empresas operadoras (Ferreira, 2016).

Este proyecto deja como resultado una guía metodológica para la gestión de información que ayudará a minimizar la incertidumbre y obtener el éxito en los resultados de caracterización de reservorios complejos en rocas ígneas del Ecuador.

Pregunta de investigación

¿Cuál metodología se aplica para el manejo de los recursos de información disminuyendo la incertidumbre en la caracterización de un reservorio complejo en rocas ígneas del Ecuador?

Objetivo General

Desarrollar una metodología de Gestión de recursos de información para minimizar la incertidumbre en la etapa de caracterización de reservorios en rocas ígneas del Bloque 55 – Campo Armadillo.

Objetivos Específicos

- Analizar las fuentes y recursos disponibles de información del bloque 55 – Campo Armadillo
- Desarrollar un modelo estático dinámico para caracterizar reservorios en rocas ígneas
- Determinar la incertidumbre que genera la falta de recursos de información
- Evaluar los impactos directos e indirectos ante la falta de recursos de la información
- Identificar los recursos de información adicionales para minimizar la incertidumbre en la caracterización de los reservorios complejos.
- Analizar de manera objetiva las comparaciones económicas de la inversión versus el ahorro que se genera al adquirir la información adicional.
- Establecer una metodología de Gestión de recursos de la información

Alcance

La metodología de gestión de recursos de la información se llevará a cabo con la información disponible de los pozos perforados en el Bloque 55 Campo Armadillo.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Generalidades de la Cuenca Oriente Ecuador

La Cuenca Oriente está posicionada en el transarco de los Andes, entre Andes centrales y septentrionales. La subducción de la placa de Nazca por debajo del continente sudamericano, hace que todo el tiempo esté sometida a cambios de esfuerzos compresivos, en consecuencia, es responsable de la fuerte actividad sísmica y volcánica (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004).

La Figura 1.1, muestra la ubicación de la cuenca oriente y la sección estructural transversal a los Andes (Angulo, 2016).

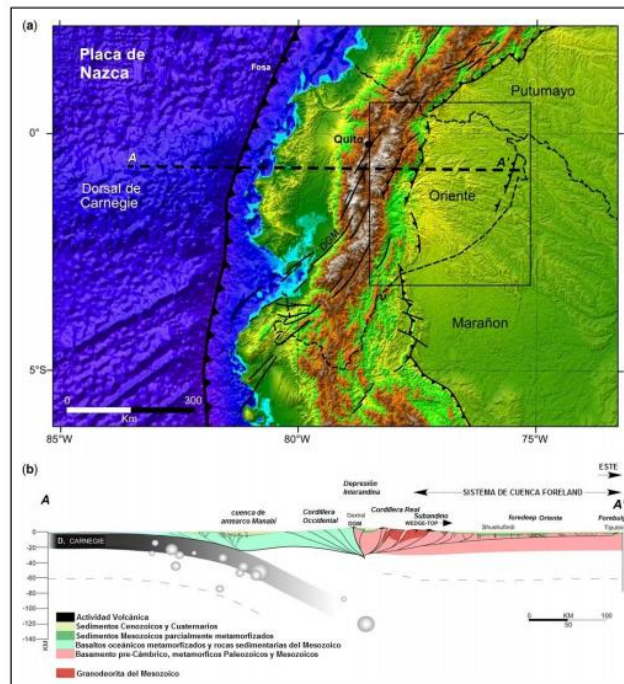


Figura 1.1 (a) Mapa de Cuenca Oriente y (b) Sección estructural transversal a los Andes. (Fuente: Angulo, 2016)

Estos esfuerzos compresivos marcan la inversión tectónica del Cretácico Superior donde se reactivan las estructuras extensivas pre-existentes en un régimen transpresivo, originando migración del magmatismo en dirección sur-suroeste del corredor Sacha-Shushufindi de la Cuenca Oriente, restringiendo la sedimentación del ciclo IV y creando superficies de discontinuidad estratigráficas en la etapa del cretácico Napo Superior (Barragán y Baby, 2004).

1.1.1. Estratigrafía de la Cuenca Oriente durante el Cretácico

La secuencia estratigráfica del cretácico incluye las formaciones Hollín, Napo y Tena Basal, reflejan cambios paleogeográficos, variaciones laterales de facies y fluctuaciones de la línea de costa 200 km (Barragán, Christophoul, White, Baby, Rivadeneira, Ramírez, y Rodas, 2004). En la Figura 1.2, se observa las formaciones y miembros junto a los 5 ciclos sedimentarios que están asociados a las variaciones eustáticas globales del nivel del mar (Haq, Hardenbol, y Vail, 1987).

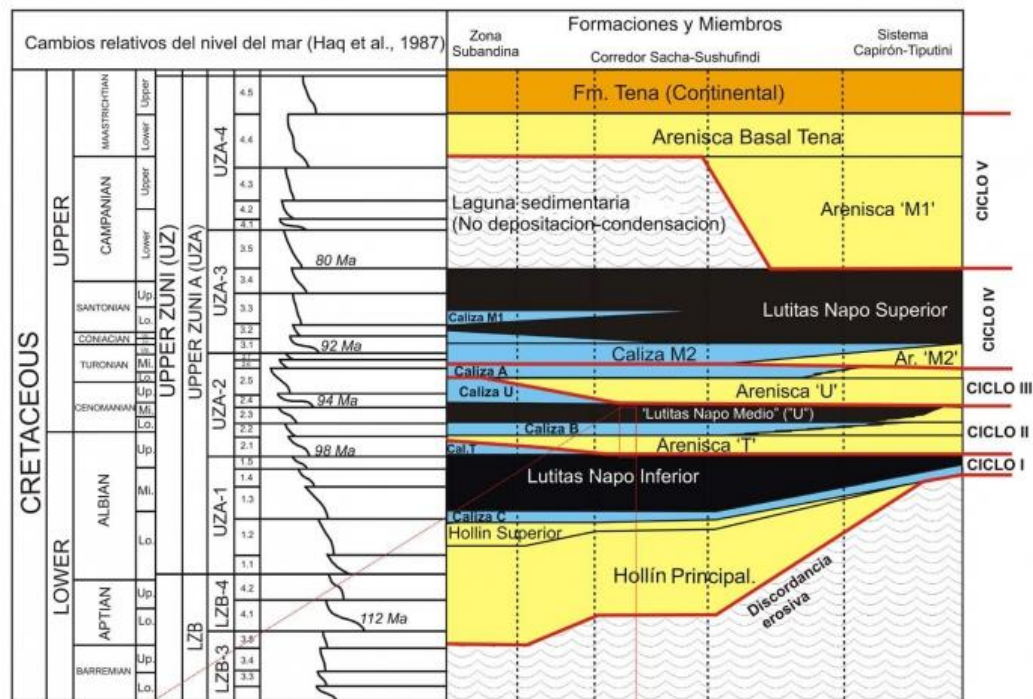


Figura 1.2 Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de Haq et al., 1987. (Fuente: Barragán et al., 2004)

Ciclo IV Sedimentario. (Turoniano-Campaniano Inferior)

Corresponde a la parte superior de la fm. Napo. La secuencia depositacional involucra la parte cuspidal de la Caliza A y la Caliza M2 (Turoniano superior), se caracteriza por el desarrollo de una plataforma carbonática con paleobatimetría relativamente somera donde la influencia o aporte silicoclástico desde el cratón es variable.

En este ciclo se presentan las depositaciones de secuencias volcánicas intrusivos y extrusivos en el evento Turoniano superior (92 Ma) en la escala de Haq et al., 1987 (Barragán et al., 2004).

1.1.2. Volcanismo del Cretácico en la Cuenca Oriente de Ecuador

El volcanismo intraplaca en la cuenca oriente puede ocurrir y generarse por varios mecanismos como slab window (Thorkelson y Taylor, 1989), por la interacción de un punto caliente (Campbell y Griffiths, 1992), por la propagación de un rift (McKenzie y Sykers, 1988), o lo más probable por “slab roll back” de la placa subductada (Hole Saunders, Rogers y Sykers, 1994), que explica el origen del magmatismo alcalino intracontinental.

En la Figura 1.3, se observa el mapa tectónico y distribución de eventos volcánicos en la Cuenca Oriente, el control tectónico en el emplazamiento del volcanismo es ejercido por las estructuras pre existentes triásico-jurásico del paleo-rift tetiano, invertidas en un régimen transpresivo a partir del turoniano ciclo IV.

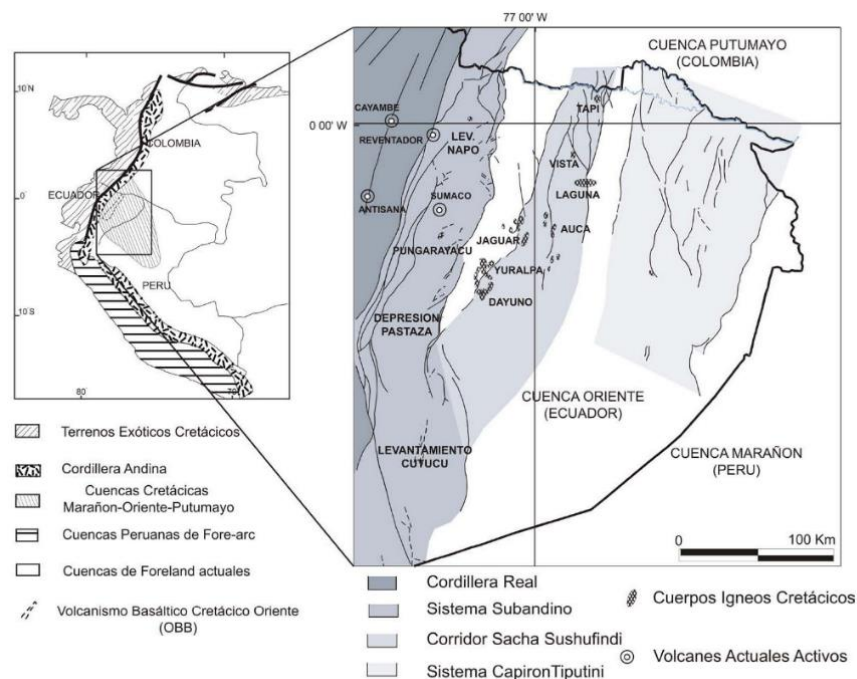


Figura 1.3 Mapa tectónico sintético de la Cuenca Oriente y la distribución de eventos volcánicos. (Fuente: Baby, Rivadeneira, Christophoul, y Barragán, 1999)

El modelo tectónico para el volcanismo alcalino de la Cuenca Oriente se muestra en la Figura 1.4, como el material mantélico astenosférico migra en dirección SSW-NNE de manera lateral y vertical en el evento C- Cretácico (110-80 Ma), en la trayectoria de la subducción jurásica, induciendo el efecto “roll-back” de la placa oceánica subductada, hacia las paleo-estructuras del rift triásico-jurásico o “thin-spot” litosférico, facilitando la evacuación de magmas a la superficie (volcanismo alcalino), a partir del Albiano (-110 Ma).

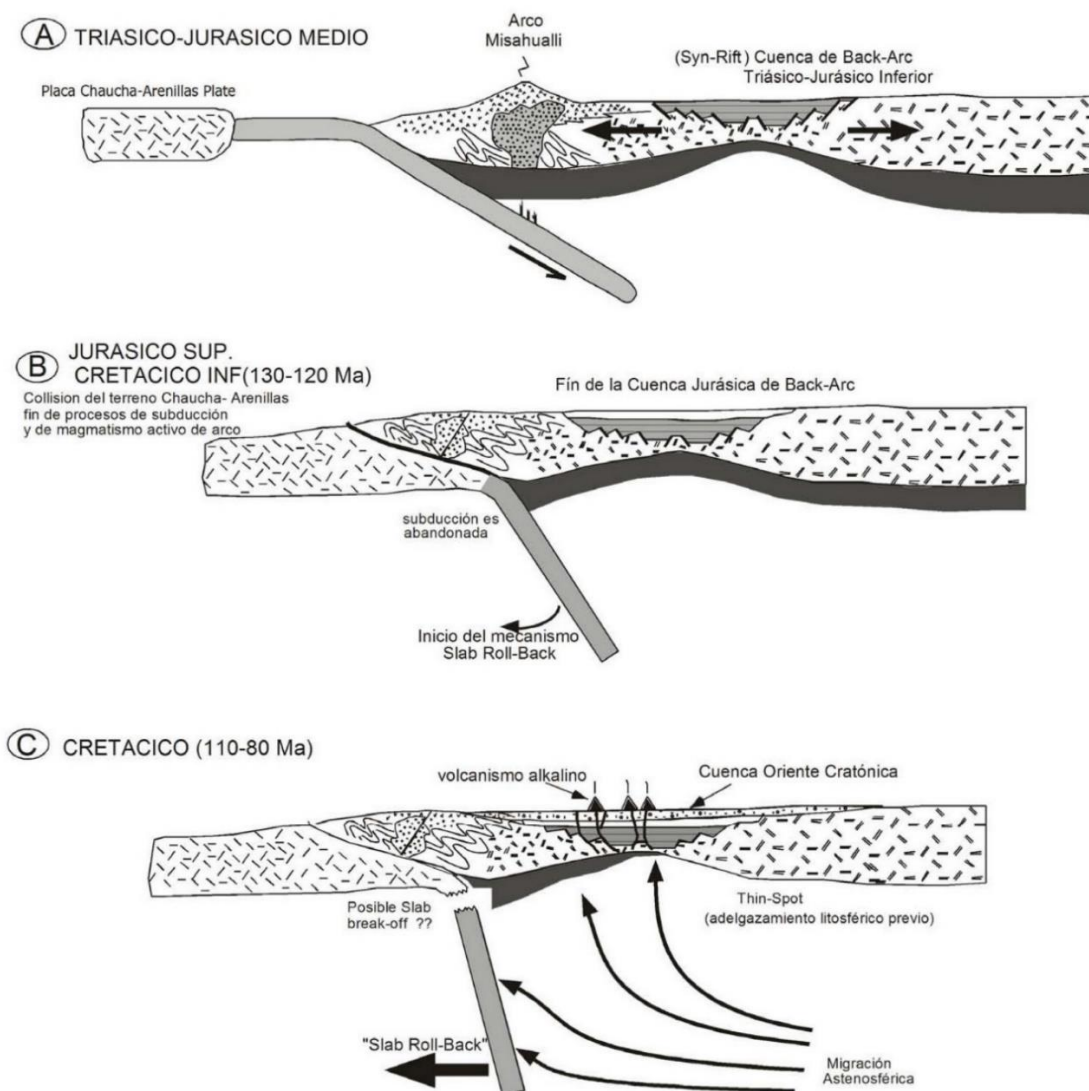


Figura 1.4 Modelo tectónico propuesto para el volcanismo intraplaca de la Cuenca Oriente (Fuente: Baby et al., 2004)

Los componentes volcánicos, constan de capas finas de tobas basálticas estratificadas, ceniza fina, fragmentos de lapilli, vidrio basáltico y minerales máficos (Cas y Wright, 1987).

Con información de secciones sísmicas, análisis de registros eléctricos de pozos que atraviesan cuerpos ígneos, y la descripción de afloramientos en la zona subandina, se evidencia un volcanismo basáltico alcalino diacrónico a lo largo del corredor Sacha-Shushufindi, en Napo Superior del Turoniano (áreas Auca-Armadillo) (Barragán et al., 2004).

1.2. Descripción del Área de Estudio

1.2.1. Ubicación

El área de estudio abarca el bloque 55 Campo Armadillo, ubicado en el centro de la Cuenca Oriente, provincia de Orellana, limita al norte, al sur y al este con el bloque 17 (Hormiguero) y al oeste con el bloque 61 (Auca).

En la Figura 1.5, se presenta el mapa de ubicación del bloque 55 Campo Armadillo.

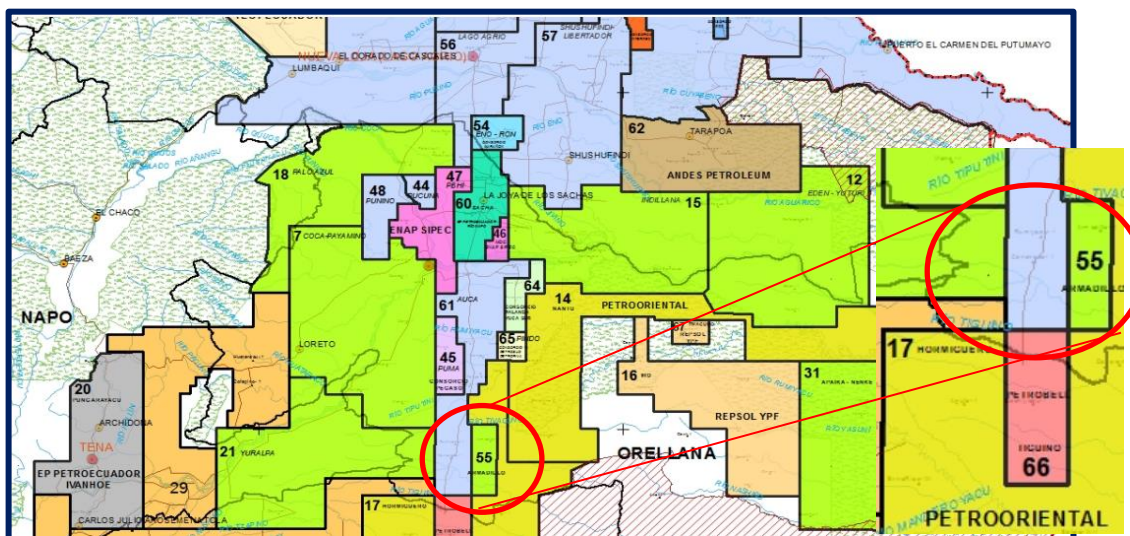


Figura 1.5 Mapa de Ubicación del Campo Armadillo Bloque 55.

(Fuente: http://www.geoyasuni.org/wp-content/uploads/2013/07/MAPA_CATASTRAL_ECUADOR_2012.jpg).

1.2.2. Eventos volcánicos en el área de estudio

En base a estudios regionales, se identifica eventos volcánicos de tipo intrusivo y extrusivo presentes en la era cretácica de la Cuenca Oriente, en la Figura 1.6, se observa el mapa de Ecuador con la localización de los eventos extrusivos e intrusivos, resaltado en color rojo se localiza un evento de tipo extrusivo conos de tobas basálticos (Barragán et al, 2004) en el campo Armadillo.

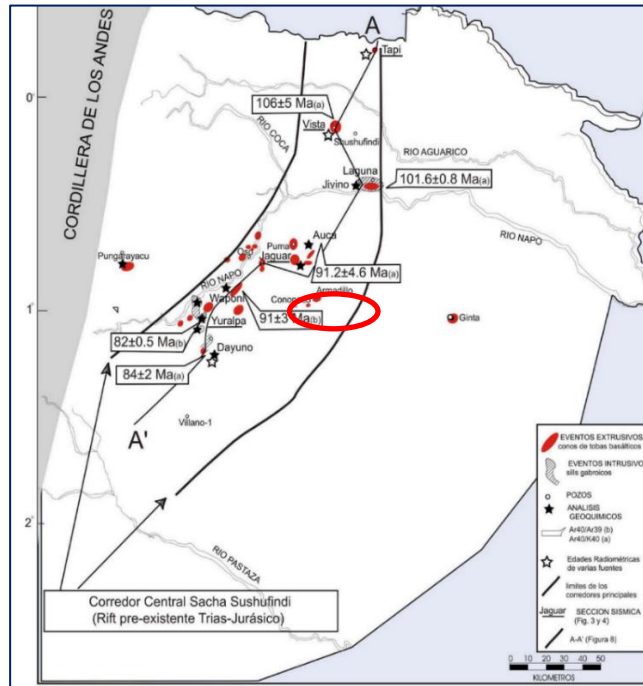


Figura 1.6 Mapa de localización de eventos extrusivos e intrusos cretácicos en la Cuenca Oriente. Ubicación evento extrusivo Campo Armadillo. (Fuente: Barragán et al., 2004)

En la siguiente Tabla 1.1, se muestra los eventos extrusivos localizados en dirección NNE área Tapi hasta SSW área Dayuno, el área Armadillo presenta tobas basálticas con espesor de 40-80 m, intervalo estratigráfico Napo Superior en el Turoniano-santoniano (Barragán et al., 2004).

Tabla 1.1 Eventos Extrusivos en la Cuenca Oriente Ecuador. Información Bio-estratigráfica

		EVENTOS EXTRUSIVOS			
	AREA (*)	Tobas Basálticas	Espesor (m) (**)	Intervalo Estratigrafico	Bioestratigráfica Edad (***)
NNE ↓ SSW	Tapi	▨	100-200	Fm. Hollín	Albiano medio
	Vista	▨	100-200	Hollin Superior - Napo Basal	Albiano medio
	Jivino				
	Lagua			Napo Inferior	Albian superior-Cenomanian Inferior
	Indillana-Itaya	▨	30	Napo Inferior	Albian superior-Cenomanian Inferior
	Ginta	▨	40	Napo Inferior - Napo Medio	Cenomaniano Superior
	Auca	▨	20-100	Napo Superior	Turoniano-Santoniano
	Armadillo	▨	40-80	Napo Superior	Turoniano-Santoniano
	Cononaco	▨	50-70	Napo Superior	Turoniano-Santoniano
	Puma	▨	70	Napo Superior	Coniaciano-Santoniano
	Jaguar	▨	150-200	Napo Superior	Coniaciano-Santoniano
	Pungarayacu	▨	10	Napo Superior	Santoniano -Campaniano
	Waponi				
	Yuralpa	▨	100-150	Napo Superior	Santoniano -Campaniano
Dayuno	▨	100	Napo Superior	Santoniano -Campaniano	

(**) basada en (White, Skopec, Ramírez, Rodas y Bonilla, 1995) y (Jaillard, 1997).

(***) Nuevas determinaciones radiométricas a través del método 40Ar-39Ar.

(Fuente: Barragán et al., 2004)

La columna estratigráfica con los eventos volcánicos del corredor central de la Cuenca Oriente se muestra en la Figura 1.7, la migración de actividad magmática en escala (NNE) a (SSW), para el área de interés Auca Armadillo presente en edades radiométricas 91 ± 4.6 Ma, se manifiesta entre las formaciones caliza M2 y caliza A, del Napo superior, en el Turoniano superior (Barragán et al., 2004).

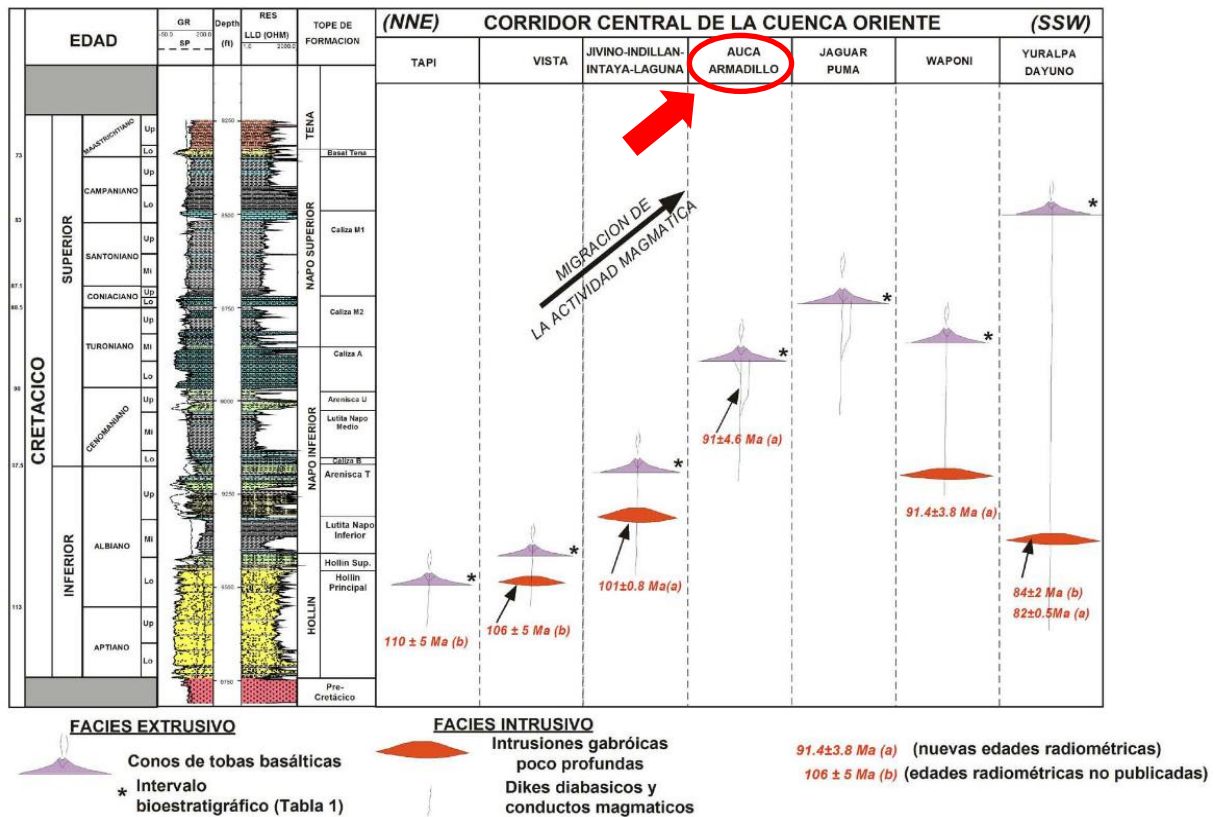


Figura 1.7 Columna estratigráfica del cretácico, y edades radiométricas de cuerpos ígneos (Fuente: Barragán et al., 2004)

Petrográficamente, los cuerpos de facies extrusivas se componen de tobas basálticas estratificadas, con vidrio volcánico, ceniza fina y minerales máficos (Walker, 1993).

En la fase de perforación del pozo exploratorio Armadillo 001, se atraviesa un depósito volcanoclástico cuerpo ígneo de tipo extrusivo, junto con la información de sísmica 2D-3D se confirma que el cuerpo volcánico tiene 2.5 km de largo por 1.6 km de ancho, delimita la estructura del campo en dirección NNE-SSW suprayaciendo y alterando la secuencia de caliza M2, hacia el sur se ramifica como un anticlinal asimétrico en su eje estructural (Ecuaservoil, 2017).

La Figura 1.8, presenta la línea sísmica PE-95-287 del campo Armadillo, con manifestación del volcánico tipo extrusivo en sombreado color rojo, su presencia ocasiona una compactación diferencial de los sedimentos adyacentes (Ecuaservoil, 2017).

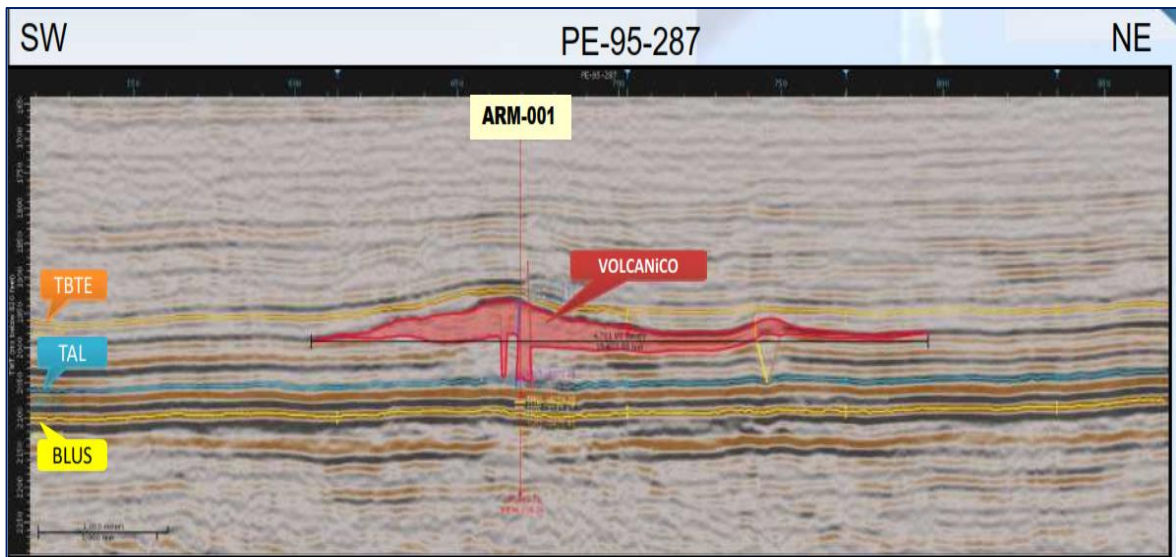


Figura 1.8 Línea sísmica PE-95-287, Campo Armadillo. Mapeo del área de volcánico.
(Fuente: Reporte Geología (Ecuaservoil, 2017))

1.2.3. Sistema Petrolífero del área de estudio

El sistema petrolífero convencional se define bajo los criterios de Magoon y Dow (1994), estos son: roca generadora, roca almacén, roca sello y procesos de generación de trampa, expulsión, migración, acumulación, y preservación de fluidos. Por otro lado, para reservorios complejos de rocas ígneas, tipo volcánico, las rocas generadoras son distintas, se acelera la maduración de fluidos, facilitan la migración de fluidos, crean trampas, reservorios y sellos (Farooqui, Hou, Li, Machin, Neville, Pal y Yang, 2009).

Diferencias entre reservorio complejo y convencional

Es importante conocer las diferencias entre un reservorio convencional versus un reservorio complejo o volcánico, en la Tabla 1.2, se resumen los aspectos que componen un sistema petrolífero comparando ambos tipos de reservorios.

Tabla 1.2 Diferencias entre reservorio convencional y complejo o volcánico.

Variables	Reservorio Convencional	Reservorio Complejo o Volcánico
Porosidad	>15%	< 15%
Tipo de Porosidad	Primaria	Primaria y Secundaria, microfracturas
Permeabilidad	100 a 1000 mD	200 a 5000 mD
Tipo de Roca	Sedimentaria	Volcánica / Roca Ígnea
Nivel de Heterogeneidad	Bajo – Medio	Alto
Trampa	Se requiere de trampa estructural, estratigráfica o combinada	No aplica
Sello	Se requiere sello para impedir la migración de hidrocarburos	El volcánico extrusivo es sello
Migración	Largas distancias	Migra desde rocas sedimentarias de manera vertical o lateral
Presión	Rango de presión normal	Rango de presión anormal (Magma con alto contenido de gases)
Explotación	Alta producción de agua Varios estados de recuperación	Baja o casi nula la producción de agua No hay fases de recuperación

(Fuente: Farooqui et al., 2009). Elaboración propia.

Los sistemas petrolíferos en reservorios de rocas ígneas o volcánico, tiene similares atributos que los reservorios sedimentarios, buena porosidad y permeabilidad con capacidad de migración, esto es posible debido a la presencia de microfracturas o fracturas de tipo naturales, estructurales o por disolución de fluidos (Delpino y Bermúdez, 2009).

Roca Generadora. En general, en el grupo Napo se evidencian varios niveles con propiedades oleogénicas como en caliza A y caliza M2, generadoras de hidrocarburos. En algunos casos los cuerpos ígneos también pueden ser rocas generadoras, pero hacen falta más estudios para reconstruir con detalle la historia de generación-expulsión de la Cuenca Oriente (Albariño, Manacorda, Gil, Salinas, y Bonardo, 2008).

Roca Almacén. Los reservorios de rocas ígneas en su mayoría tienen porosidad primaria y secundaria (Crain, 2011), lo cual favorece al momento de almacenar hidrocarburos.

Roca Sello. La roca sello lo constituyen las mismas rocas volcánicas en secciones pelíticocarbonáticas vinculados con los cortejos transgresivos.

Migración. Las vías de migración están asociadas con el contacto directo e indirecto de los niveles generadores, en el volcánico extrusivo los hidrocarburos migran a través de un sistema de microfracturas o fracturas, o por medio de remigraciones vinculadas al levantamiento del cordón andino, de manera vertical o lateral desde rocas generadoras hasta alcanzar las trampas (Albariño et al., 2008).

Trampas. El entrampamiento es de tipo estructural, en algunos casos anticlinales, conformadas por reactivaciones de falla o estructuras preexistentes que involucran al basamento. Desde el punto de vista estructural y geodinámico, probablemente el Arco de Cononaco haya producido un importante control regional sobre el área analizada de Auca - Armadillo (Albariño et al, 2008).

El potencial de hidrocarburos de las rocas ígneas se convierte en un nuevo objetivo para la exploración petrolera. Alrededor del 1% de la reserva de petróleo a nivel mundial proviene de un reservorio tipo volcánico (Jiaqi, Fanchao, Yan y YuTao, 2010).

1.2.4. Características del cuerpo volcánico

En la Figura 1.9, se elabora el mapa estructural en profundidad en base a la sísmica disponible del campo Armadillo, el cuerpo volcánico es de estructura tipo anticlinal con amplia extensión a lo largo del campo, y en la representación de la sísmica se observa los reflectores caliza A y caliza M2 en color fucsia, el evento volcánico de tipo extrusivo altera la secuencia de caliza M2 (roca generadora), y la reemplaza, extendiéndose y levantando la estructura hacia arriba hasta su límite de sello en la base de Tena Basal.

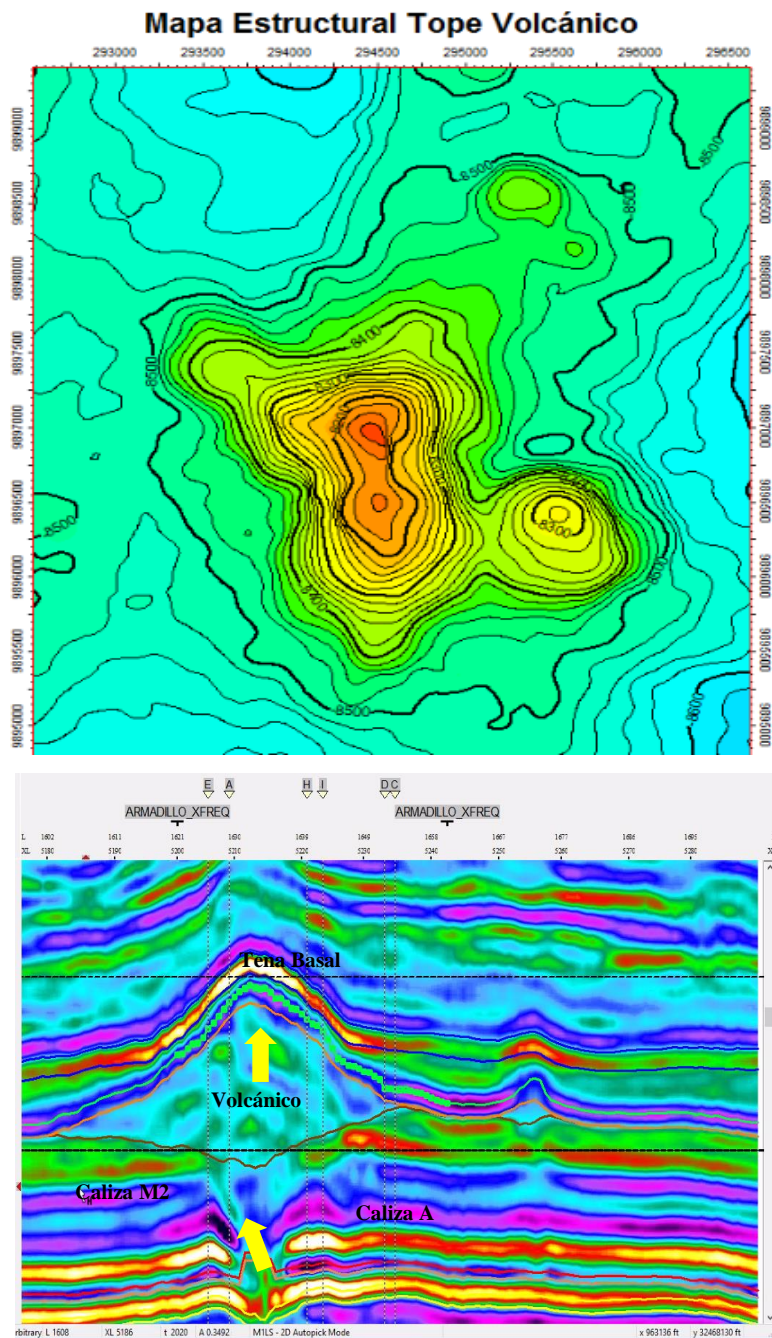


Figura 1.9 Mapa estructural al tope del Volcánico y reflectores en la sísmica campo Armadillo. (Fuente: Ecuaservoil, 2017). Elaboración propia.

La extensión del reservorio de rocas ígneas se corrobora sus espesores, tope y base, con la información de los pozos ya perforados en el Campo Armadillo en la campaña del 2017 al 2018, como se detalla en la Tabla 1.3, y se muestra en la Figura 1.10, una sección de correlación entre pozos (Ecuaservoil 2019).

Tabla 1.3 Información tope - base. Reservorio de rocas ígneas Campo Armadillo.

Pozo	Secuencia	X	Y	Z	MD (ft)
ARMA-001	TVLC	295499.56	9896701.21	-8404	9480
ARMA-001	BVLC	295499.56	9896701.21	-8974	10050
ARMB-002	TVLC	294661.87	9897273.44	-8250	9424.36
ARMB-002	BVLC	294662.41	9897274.71	-8844.79	10019.17
ARMB-003	TVLC	295026.62	9896823.81	-8315	9973.17
ARMB-003	BVLC	295025.4	9896824.42	-8920.49	10578.72
ARMB-004	TVLC	295297.96	9897183.96	-8502	9930.65
ARMB-004	BVLC	295296.29	9897184.67	-8888.24	10316.94
ARMB-005	TVLC	295106.11	9897716.39	-8490.02	9635.22
ARMB-005	BVLC	295104.96	9897712.67	-8869	10014.43
ARMB-006	TVLC	295598.57	9898185.95	-8672.3	10221
ARMB-006	BVLC	295606.72	9898192.04	-8758.59	10313.51
ARMB-007	TVLC	295467.95	9897846.45	-8620.91	10159.42
ARMB-007	BVLC	295468.01	9897846.3	-8710.52	10249.04
ARMB-008	TVLC	295401.02	9897490.85	-8558.36	9792.74
ARMB-008	BVLC	295419.49	9897482.73	-8844.1	10086.06
ARMB-009	TVLC	294849.24	9897993.04	-8494.82	9671.4
ARMB-009	BVLC	294853	9897992.62	-8911.7	10088.48
ARMB-010	TVLC	295050.61	9897392.87	-8370.01	9530.4
ARMB-010	BVLC	295047.27	9897394.2	-8994.14	10154.74

*TVLC. Tope volcánico **BVLC. Base Volcánico

(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

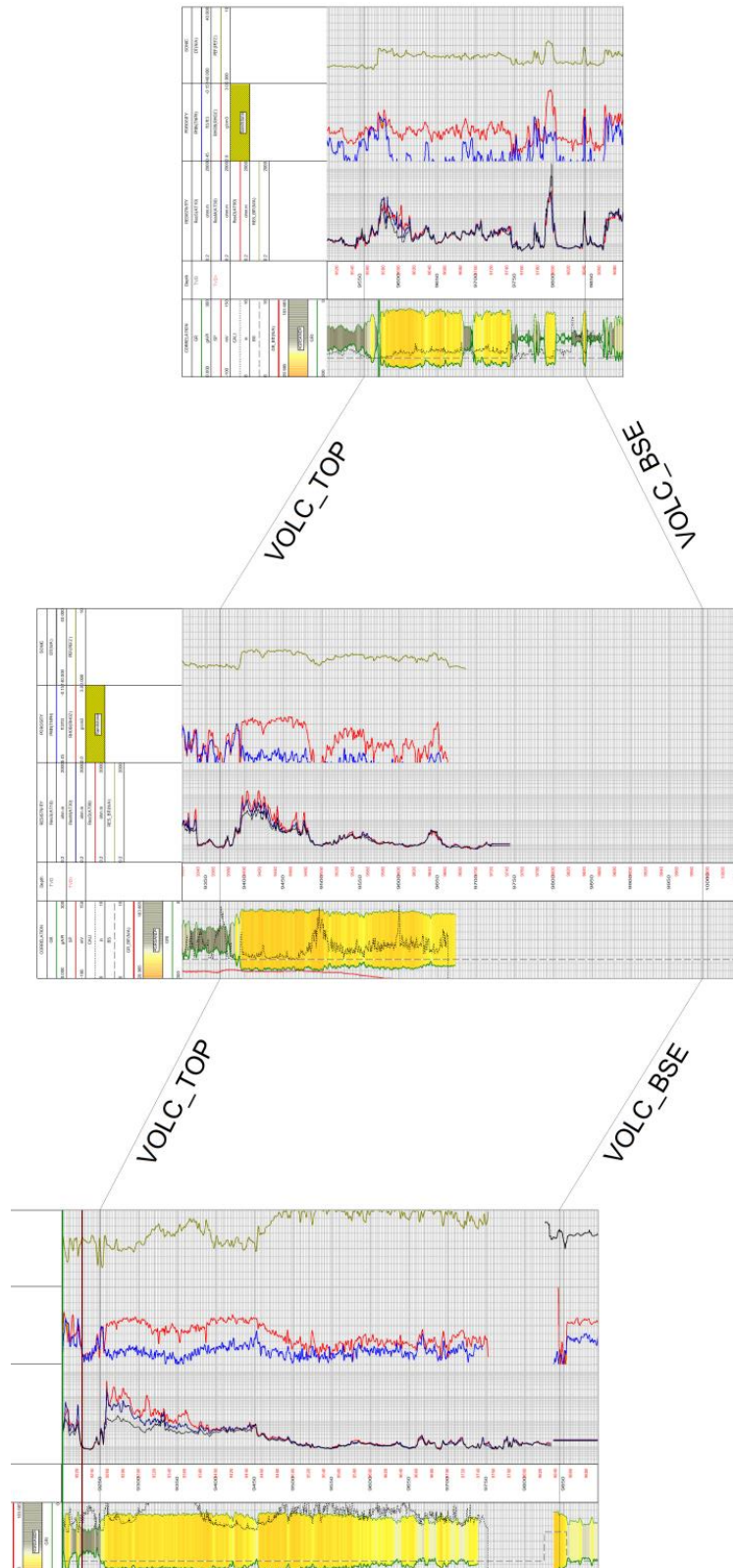


Figura 1.10 Correlación pozo – pozo, secuencia de roca ígnea. Campo Armadillo.
 (Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

La descripción mineralógica obtenida de los informes de geología, se muestra en la Figura 1.11, ésta indica que hay tres comportamientos diferentes en toda la sección del volcánico extrusivo.

En la parte superior se observa brecha volcánica de color gris clara, blocosa, amorfa, muy alterada y deleznable, textura afanítica con inclusiones de fragmentos vitreos, los líticos son angulosos de color verde oscuro y negro. Con presencia de hidrocarburo. También se observan clastos de color rojizo (riolitas).

En la parte central mayor compactación y dureza de color gris verdosa, gris clara, textura brechosa con inclusiones de fragmentos líticos angulosos de color verde claro (clorita), o negro. Con microfracturas rellenas de calcita y manchas de petróleo.

Hacia la parte inferior se observa este cuerpo de color gris oscuro con pequeñas intercalaciones de material tobáceo ligeramente calcáreo de color gris claro, gris oscuro, suave, sub-bloque con inclusiones de fragmentos vitreos (Ecuaservoil, 2017).

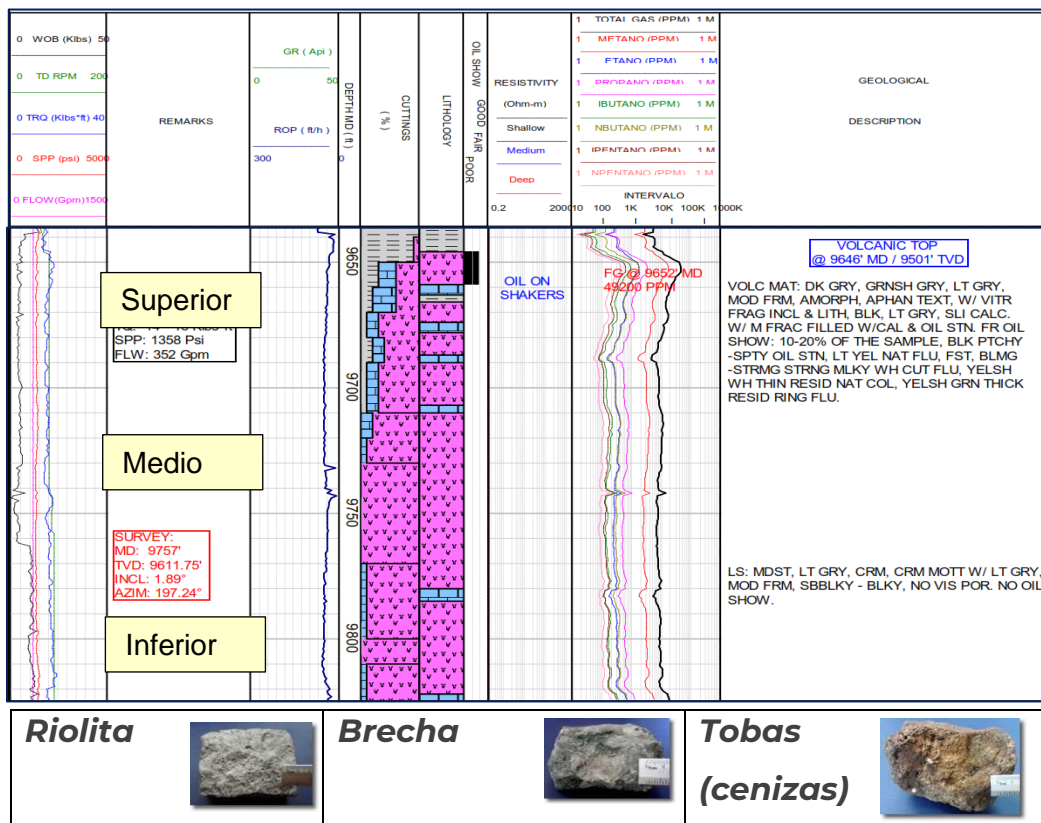


Figura 1.11 Registro Litológico. Volcánico tipo extrusivo con potencial de hidrocarburos. (Fuente: Ecuaservoil, 2017).

1.2.5. Potencial hidrocarburífero en rocas ígneas

El Campo Armadillo dio inicio a sus operaciones en 1997 y se cerró en 1999. En la Tabla 1.4 se resume el potencial de los reservorios convencionales como Basal Tena y arena U inferior, con reservas probadas de 9´ 318. 354 barriles, y crudo de 18 ° API.

Tabla 1.4 Potencial de producción en reservorios convencionales pozo exploratorio Armadillo 001.

Formación	POES MM bls	FR%	Reservas MM bls	Net Pay (h) - ft	Porosidad Efectiva v/v	Sw promedio v/v
Basal Tena	6.12	16%	0.98	7.5	0.16	0.29
U inferior	124.34	17%	21.76	24.5	0.17	0.25

(Fuente: Reporte Producción inicial- Ecuaservoil, 2017).

En 2015, el campo marginal fue asignado a Petroamazonas EP, que mediante contrato de prestación de servicios específicos con financiamiento asumió la empresa Ecuaservoil S.A., (López, 2017), a partir del 2017 se desarrollaron actividades de perforación de 10 pozos y se incrementó la producción del campo en 2,557 BPPD (Ecuaservoil, 2019).

Las pruebas de producción del pozo ARMB-002 confirmaron el potencial de petróleo en el reservorio de roca ígnea, con 16.2° API, crudo mediano, con un corte de agua que inició en 5% y se mantuvo estable cerca de 1% BSW. En la Tabla 1.5, se resumen los parámetros de la prueba inicial de este reservorio complejo.

Tabla 1.5 Parámetros de la prueba de producción. Pozo ARMB-002 - Reservorio roca ígnea.

Parámetros	Unidad	Valor
Fluido Total	BFPD	91
Corte de Agua	%	1
GOR	Scf/bbl	56.07
Presión de burbuja (Pb)	psi	800
Factor volumétrico (Bo)	bbl/STB	1.101
Viscosidad @ 215 °F	cP	25
Presión de Separador	psia	110

(Fuente: Ecuaservoil, 2019)

El potencial de hidrocarburos en el reservorio de roca ígnea del campo Armadillo, se muestra en la Figura 1.12, con una tasa de petróleo promedio que se ha mantenido constante por varios años de 80 BPPD con bajo corte de agua menos del 1%.

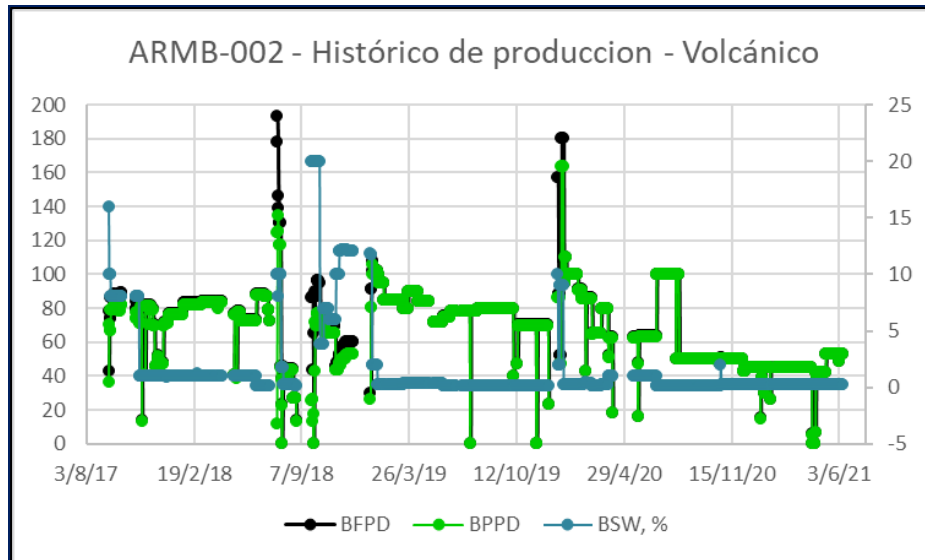


Figura 1.12 Historial de Producción - ARMB-002. Volcánico.
(Fuente: Ecuaservoil, 2021).

1.3. Caracterización de Reservorios

Durante la etapa inicial del desarrollo de un campo, la caracterización de reservorios consiste en un proceso multidisciplinario con base geocientífica que describe las propiedades y características de las rocas que controlan la capacidad de almacenamiento y producción de hidrocarburos basados en tres fases, como se muestra en la Figura 1.13, fase I el modelo de datos, fase II modelo fractura, fase III modelo estático y fase IV modelo dinámico (Arandia, 2018).

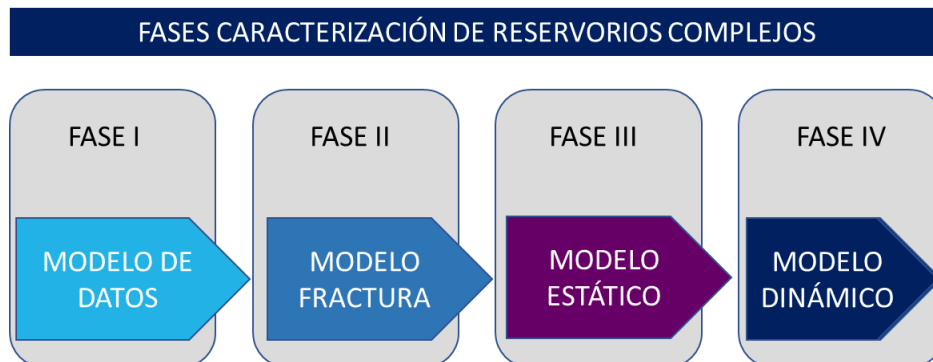


Figura 1.13 Fases en la caracterización de reservorios complejos.
(Fuente: Arandia, 2018). Elaboración propia.

1.3.1. Modelo de Datos

Inicia con la búsqueda y recopilación de datos e información disponibles para realizar la preparación, procesamiento e interpretación de los mismos.

1.3.2. Modelo Fractura

El reservorio tipo complejo contiene rocas ígneas fracturadas con sello en tobas volcánicas, se requiere analizar la distribución, tipo de fractura, dirección de propagación, que conexión tiene la red de fracturas (Patricio, y Herrero, 1997).

1.3.3. Modelo Estático

Consiste en generar un modelo predictivo basado en la integración de la geología, sísmica, sedimentológica, petrofísica y geomecánica, con el fin de calcular los volúmenes de hidrocarburos.

Modelo Sísmico. La interpretación sísmica es el punto de partida en la generación del modelo geológico conceptual, se obtiene variaciones laterales y eventos, calibración de velocidades, ajuste con pozo, y atributos sísmicos.

Modelo Geológico. Integra la información de todos los aspectos geológicos de la roca almacén, tanto regional como local.

Modelo Sedimentológico. Caracteriza las facies que componen las rocas reservorio y sello. La descripción a escala macroscópica se realiza mediante núcleos, muestras de pared y ripios.

Modelo Petrofísico. Se integra los datos obtenidos de núcleos, registros eléctricos básicos, y de avanzada, pruebas de presión y salinidad. Y se obtiene propiedades físicas del medio poroso como la porosidad, permeabilidad, saturación y espesores netos (Gómez, 2016).

Modelo Geomecánico. Con la información de registros de pozo y geología estructural se genera un modelo de propiedades geomecánicas de roca, utilizado para evaluar problemas de estabilidad de hoyo, y modelos de presión de inicio de fractura.

Modelo Geoestadístico. Con la información de registros de pozo y geología estructural se genera un análisis variográfico

Estimación de POES (Petróleo original en sitio). Con uso de métodos volumétricos y probabilísticos se calcula el potencial de hidrocarburos.

1.3.4. Modelo Dinámico

En esta etapa se analiza el comportamiento productivo del reservorio, con sus límites físicos y mecanismos de producción; simulando el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento. Se requiere un proceso de ajuste histórico, comparando la producción real con los resultados de la simulación; finalmente se realiza la predicción y análisis de escenarios de producción (Arandía, 2018).

Historial de Producción. son datos de caudales de producción de petróleo, agua, y gas; los cuales deben estar actualizados a la fecha que se realiza el modelo para una mejor interpretación de resultados.

Datos de Presiones. son importantes las presiones estáticas, de fondo, cabeza, en los separadores y la presión del reservorio, la cual es indicativo de la energía para mantener la producción de fluidos. Estos datos de presión deben ser revisados, analizados, monitoreados y actualizados.

Interpretación de Pruebas de Presión. build ups, prueba de trasciendes, drawdowns, sensores de fondo, entre otros; son analizados e interpretados para determinar variables como permeabilidad, factor de daño, almacenamiento, características de yacimientos naturalmente fracturados (doble porosidad), presencia de heterogeneidades y anisotropía.

El análisis de las pruebas de presión en reservorios de rocas ígneas asume un flujo pseudoestable que los gradientes de presión no son estables dentro de la matriz, el caudal de flujo entre la matriz y la fractura adyacente es proporcional a la diferencia entre la presión promedio en la matriz y la presión en la fractura (Cermeño, 2005).

Corte de Agua (BSW%). se monitorea el comportamiento de la producción de agua como indicativo de la energía del reservorio. Se toman muestras en campo, para obtener los parámetros de salinidad de agua y propiedades físicas.

Áreas técnicas involucradas: durante la ejecución de las diferentes etapas en caracterización de rocas ígneas, se asigna las tareas y actividades para las áreas técnicas de geociencias, geología, petrofísica, reservorios, y producción. Todo se integra, en un proceso de revisión y validación, esperando que el resultado de caracterización final tenga bajos niveles de incertidumbre.



Figura 1.14 Áreas técnicas que intervienen en modelo estático y dinámico
(Fuente: Arandía, 2018). Elaboración propia.

1.4. Gestión de Proyectos

La gestión de proyectos permite administrar todas las actividades relacionadas en diferentes etapas durante su ejecución.

Marco Lógico. es una herramienta que ofrece una estructura lógica y facilita el proceso de conceptualización, planificación, ejecución y evaluación de proyectos (Miranda, 2005).

Cadena crítica. es un método analítico de planificación y gestión de proyectos, enfocada al manejo de incertidumbre, que asigna los recursos de la información y tiempos, asegurando que las actividades más importantes tengan disponibles los recursos y que permitan ser ejecutados en el plazo previsto (Pérez de Eulate y Oyarbide, 2005).

1.4.1. Gestión de la Información

La gestión de recursos de información consiste en identificar la fuente, calidad y confiabilidad de datos, estimar el impacto que generan en los resultados del proyecto, quienes son los usuarios, cómo se van a procesar, cómo aplicar el resultado para la correcta toma de decisiones en las empresas (Sánchez y Rodríguez, 2000).

Los criterios que se validan durante la gestión de la información son los siguientes:

Disponibilidad. que los datos y la información se encuentren accesibles, disponibles en formatos editables para su revisión, procesamiento e interpretación.

Calidad. totalidad de características basadas en su capacidad para cumplir los requerimientos de su uso.

Confiabilidad. cuando los datos se ajustan al propósito para el que fueron destinados, que sean coherentes para la interpretación.

Compleitud. Los datos deben estar completos para garantizar su confiabilidad y calidad.

Variabilidad. se refiere a la magnitud de los cambios de procesos geológicos, propiedades petrofísicas, u otra variable del reservorio.

Validación. implica un proceso que asocia resultados con otra referencia verificada, para asegurar la coherencia requerida entre zonas productoras y propiedades petrofísicas.

Escala de adquisición de datos. escala grande y pequeña de toma de datos, desde microscópica hasta megascópica en la sísmica de superficie.

1.4.2. Análisis de Incertidumbre

Como parte complementaria a la gestión del recurso de información, se considera la estimación de la incertidumbre, que existe en todos los procesos de validación, procesamiento, interpretación y análisis de datos, el éxito del proceso de caracterización de reservorios se consigue con niveles bajos de incertidumbre (Gómez, 2011).

Impacto. nivel de relevancia, qué variables impactan de manera directa a los resultados de procesamiento o de interpretación. durante la caracterización. **Gráfico Tornado.** Se utiliza para representar los resultados de un análisis de sensibilidad, evaluando el impacto de múltiples variables al mismo tiempo (Village, 2011).

Manejo de la incertidumbre. consiste en identificar, cuantificar, y buscar alternativas para mitigar o reducir la incertidumbre durante el proceso de caracterización de reservorios.

2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este proyecto se utiliza una metodología de tipo descriptiva, en la cual se describe y analiza cada una de las etapas y actividades del flujo de trabajo para la caracterización de reservorios complejos, en base a los principios de la teoría de marco lógico fue desarrollada una matriz del proyecto de gestión de información para la caracterización de reservorios en rocas ígneas del Campo Armadillo (Sánchez, 2007).

Una vez definido el marco lógico, se desarrolla un flujo de trabajo con todos los resultados de modelo fractura, estático y modelo dinámico, con el objetivo de desarrollar una guía metodológica integral; así como también, se aplica la gestión de los recursos de la información, bajo una adaptación de los principios de la teoría de restricciones o cadena crítica del Dr. Eliyahu Goldratt (Ferreira, 2016), donde se identifica cada una de las actividades que integran el proyecto de caracterización de reservorios en rocas ígneas, las interrelaciones entre sí, actividades críticas, sus necesidades, limitaciones en la asignación de recursos, tiempo estimado de ejecución, responsables y entregables (Pérez de Eulate y Oyarbide, 2005).

El universo de datos utilizados fue la información disponible del Campo Armadillo obtenida en su etapa de desarrollo a partir del año 2017 al presente (10 pozos). La información se basó en la interpretación de sísmica 3D, informes de geología estructural y estratigráfica, mapas estructurales, reportes de eventos de perforación y completación de pozo, registro mineralógico, reporte geológico, registros eléctricos a hueco abierto y entubado, petrofísica del reservorio de rocas ígneas, diagramas de pozos, coordenadas, tope base oficiales, surveys, pruebas iniciales, histórico de producción, pruebas de restauración de presión build ups, datos textuales, visuales y empíricos (Ecuaservoil, 2019).

Con un enfoque analítico se identifica las fuentes de información, requerimiento de procesamiento, interpretación, análisis de los impactos directos e indirectos; estimación de incertidumbre, definición de criterios en base a las entrevistas y encuestas con los usuarios de las áreas técnicas, y análisis costo-beneficio para la inversión de nuevos recursos de la información.

Se realiza un mapa de procesos para la gestión de proyectos de la caracterización de reservorios, agrupando todas las actividades de las áreas técnicas, identificación de fuentes de datos, las entradas, recursos, controles, entregables y resultados (Wallace, 2014).

Las entrevistas y encuestas, usadas como método de investigación empírica, se utiliza para definir los criterios aceptables por parte de la operadora, frente al manejo de incertidumbres a la toma de decisiones (Ávila, González, y Licea, 2020).

En el proceso de caracterización de reservorios, se emplea el software de simulación tNavigator de Rock Fluid Dynamic versión 20.1, para carga de datos, control de calidad, visualización, generación de mapas, correlaciones, histogramas, crossplots, resultados de interpretación petrofísica, creación de malla para modelo estático, definición de tipo de roca, poblamiento de propiedad porosidad. Como parte integral del entendimiento del sistema complejo, se hace referencia al software FracMan, el cual se utiliza para describir los sistemas de fracturas naturales y doble porosidad.

La guía metodológica y el check list de recursos de información, son el resultado de la gestión del proyecto, el cual contempla todas las actividades, sus necesidades de recursos de información, su nivel de impacto e incertidumbre.

2.1. Definición de marco lógico

En base a los lineamientos de manejo de proyectos, se desarrolló una matriz de marco lógico para la caracterización de reservorios en rocas ígneas como se observa en la Tabla 2.1, con el objetivo de identificar las actividades, recursos de información y limitantes que se gestionen, proporcionando alternativas de mejora en la incertidumbre de resultados (Sánchez, 2007).

Tabla 2.1 Matriz marco lógico para el proyecto de Caracterización de Reservorios en Rocas Ígneas.

Proyecto: Caracterización de Reservorios en Rocas Ígneas				
	OBJETIVOS	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS
FIN DEL PROYECTO	Implementar una guía metodológica para la caracterización de reservorios en rocas ígneas	Check List del proceso de caracterización de reservorios de rocas ígneas y recursos de información	Informe de Caracterización de reservorios Entregables verificados en Check List	Falta de presupuesto
PROPÓSITO	<ul style="list-style-type: none"> Realizar la gestión de recursos de información con cadena crítica Analizar costo-beneficio de la inversión en la adquisición de nuevos datos 	Criterios de gestión de la información Calidad-Disponibilidad-Impacto Identificación de recursos adicionales Análisis costo-beneficio	Informes de Gestión de la información Encuesta a técnicos y usuarios Resultados costo-beneficio	Falta de recursos de información Incertidumbre en Modelo dinámico
COMPONENTES	<ul style="list-style-type: none"> Reducir la incertidumbre de los resultados Mejorar la caracterización de reservorios complejos 	Nivel de incertidumbre disminuye desde Alto a Bajo Análisis de Riesgo disminuye desde Crítico a Moderado	Cálculo de nivel Incertidumbre (bajo) Disponibilidad de recursos de información mayor al 50%	Alto nivel de riesgo e incertidumbre Falta de inversión para adquirir nuevos datos
ACTIVIDADES	<ul style="list-style-type: none"> Aplicar Guía metodológica para caracterización de rocas ígneas Realizar gestión de la información por fases del proceso Recomendar la adquisición de nuevos datos de los recursos de información de mayor impacto Integrar resultados de las fases del proceso por cada área técnica Realizar Análisis de riesgo e Incertidumbre Realizar Análisis costo-beneficio de la inversión para nuevos recursos de información 	Presupuesto asignado para la adquisición de recursos de información adicionales <ul style="list-style-type: none"> Registros de imagen \$ 40k Registro Sónico Dipolar \$ 55k Cores y análisis de laboratorio: \$ 185k Resonancia Magnética \$65k Presiones y muestras fluido \$ 150k Sísmica de pozo VSP \$ 56k 	Informe de Validación de Modelo estático Ajuste historia Comparación con campos similares Informe final de Caracterización de reservorios	Falta de recursos de información Falta de datos de campos similares Poca experiencia de los técnicos de geociencias Falta de presupuesto

(Fuente: Sánchez, 2007). Elaboración propia.

2.2. Criterios de gestión de recursos de información



Toda la información y datos no estructurados que se encuentran disponibles, son recopilados, revisados y analizados en matrices de valoración de los recursos de información, que se completa en conjunto con el equipo multidisciplinario de las áreas técnicas.

2.2.1. Matrices de valoración de los recursos de información:

Los recursos de la información obtenidos de diferentes fuentes, se analizan y gestionan bajo criterios de calidad de datos, confiabilidad, disponibilidad, variabilidad, impacto dentro de las actividades, asignándoles una ponderación de acuerdo a rangos de categorización, como se detalla a continuación en las siguientes matrices (Sampieri, Fernández, y Baptista, 2014).

Disponibilidad. si los datos e información se encuentran o no disponibles, entregados y listos para ser usados. En la Tabla 2.2, se muestra la categorización por disponibilidad de datos.





Tabla 2.2 Categorización de Disponibilidad de datos e información

Disponible	Se tiene acceso a los datos e información	
No Disponible	No es posible acceder a los datos, pendiente adquisición	

(Fuente: Rico y Alonso, 2009). Elaboración propia.

Calidad. durante la revisión de datos, se verifica si cada uno cumplen o no con su aplicación o uso, por ejemplo, si los datos de registros eléctricos están afectados por condición de hoyo, la calidad corresponde a regular (10-60%), ya que requiere correcciones ambientales para mejorar su calidad. En la Tabla 2.3, se muestra la categorización, rangos de porcentaje y asignación de colores (Rico y Alonso, 2009).

Tabla 2.3 Categorización de calidad de datos

Muy Buena	Los datos están conforme a su uso	80-100%	
Buena	Datos están conforme de manera parcial	60 – 80%	
Regular	Datos con afectación, requiere corrección	10 - 60%	
Pobre	Datos no correctos, no están conforme a su uso	< 10%	

(Fuente: Rico y Alonso, 2009). Elaboración propia.

Confiabilidad y completitud. revisión si los datos están completos o incompletos, si existe coherencia entre la información proporcionada y la realidad, son confiables o no. En la Tabla 2.4, se muestra la categorización (Rico y Alonso, 2009).

Tabla 2.4 Categorización de confiabilidad de datos

ALTO	La información está completa, alta confiabilidad	75 - 100%	
MEDIO	La información está parcialmente incompleta, baja resolución, poca confiabilidad	45 - 75%	
BAJO	Poco valor al resultado final, datos incompletos	< 45%	

(Fuente: Rico y Alonso, 2009). Elaboración propia.

Variabilidad. qué tan influenciado son los datos, por ejemplo, datos de permeabilidad relativas son susceptibles y pueden variar ante eventos externos. En la Tabla 2.5, se tiene la categorización para la variabilidad de los datos.

Tabla 2.5 Categorización de variabilidad de datos

ALTO	La información y datos tienen alto grado de variabilidad	75 - 100%	
MEDIO	La información y datos varían muy poco en el tiempo	45 - 75%	
BAJO	Los datos no varían, permanecen igual	< 45%	

(Fuente: Rico y Alonso, 2009). Elaboración propia.

También es importante el diferenciar qué datos o resultados, requieren validación o calibración durante su revisión y uso en la caracterización de reservorios.

2.3. Recursos de información aplicando cadena crítica

Los recursos de información y datos validados, se utilizan en diferentes actividades requeridas para la caracterización de roca, de fluidos y del sistema roca – fluido.

Cada actividad tiene asignado los recursos de información requeridos, con mayor o menor impacto en los resultados, así como también los responsables, estimación del tiempo a emplear, considerado un rango desde optimista, más probable hasta pesimista; en la Figura 2.1, se muestra el formato de recopilación de datos, lista de tareas o actividades,

el tipo de recurso asignado, el área que fue asignado, la estimación del tiempo o duración por cada tarea y finalmente los entregables (Sáez, 2021).

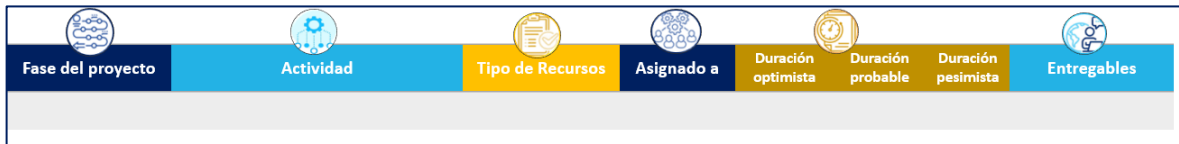


Figura 2.1 Formato de recopilación de datos
(Fuente: Sáez, 2021)

Mediante la aplicación de cadena crítica en la gestión del proyecto de caracterización de reservorios en rocas ígneas, se organizan las tareas y actividades en un cronograma, identificando la relación y dependencia entre ellas, secuencia, si son o no actividades críticas, estimación de buffers o tiempos de holgura por cada tarea, reordenando aquellas actividades que coincidan en tiempo y que son realizadas con el mismo recurso de información. Al final del cronograma, se asigna un único buffer, con la técnica de la regla del 50%, es decir sumando todos los tiempos de holgura que se consideraron por cada actividad, multiplicado por 0.5 (Vázquez, Amiama, y Barrasa, 2017).

2.4. Metodología para la caracterización de reservorio

Es importante considerar en la caracterización en reservorios de rocas ígneas o complejas que la estructura de roca contiene micro fracturas naturales, es una geometría irregular de sistema poral con alto nivel de heterogeneidad, presencia de doble porosidad primaria y secundaria. Los mecanismos de flujo de fluidos están directamente relacionados con los canales preferenciales creados por fracturas, y en algunos casos requiere de una estimulación adicional que conecte más el reservorio (Baker, Yarranton, y Jensen, 2015).

Para el proceso de caracterización de reservorios en roca ígnea naturalmente fracturado, similar al identificado en el Campo Armadillo, se utiliza una metodología enfocada a detectar y evaluar de manera cuantitativa y cualitativa, las propiedades que afectan directamente al flujo de los fluidos presentes; como la porosidad de fractura, permeabilidad de fractura, estratificación, anisotropía, entre otros (Carmona y Fernández, 2014).

Las actividades identificadas por cada fase han sido recopiladas en el formato check list del Anexo IV, en la Tabla 2.6 es la lista de actividades para la fase I modelo de fractura, en

la Tabla 2.7, actividades para la fase II modelo estático, y en la Tabla 2.8, para la fase III modelo dinámico caracterización de fluido y del sistema roca-fluido, utilizando toda la información disponible local como regional; el resultado debe ajustarse a la realidad para que los planes de desarrollo y explotación de Campos sean exitosos (Quispe, 2016).

Tabla 2.6 Actividades en la FASE II – Modelo Fractura

	Caracterización de Roca
1	Análisis de ambientes de depositación
2	Análisis de Geología regional
3	Análisis mineralógico
4	Cálculo de porosidad secundaria con registro sísmico dipolar
5	Estimación de permeabilidad de fractura
6	Interpretación de registro de Imágenes de pozo
7	Cálculo de propiedades elásticas de roca – Modelo geomecánico
8	Análisis de las direcciones de propagación de fracturas
9	Construir una grilla 3D con fallas y sistema de fracturas

(Fuente: Quispe, 2016). Elaboración propia.

Tabla 2.7 Actividades en la FASE III – Modelo Estático

	Caracterización de Roca
10	Carga y edición de superficies sísmicas 2D-3D formato segy, creación y visualización
11	Carga de coordenadas, trayectorias de pozo, y registros eléctricos OH
12	Interpretación sísmica, relación de conversión de tiempo a profundidad
13	Cálculo de la curva de velocidad sintética, impedancia acústica sintética, coeficiente de reflexión
14	Visualización 2D y 3D, histogramas, crossplots de registros GR, Porosidad, K
15	Revisión de análisis de cores (convencional y avanzado)
16	Interpretación petrofísica, propiedades de roca y fluidos
17	Calibración de petrofísica con datos de cores Por, K.
18	Tipificación de rocas y unidades de flujo
19	Modelado estructural y estratigráfico
20	Realizar el escalamiento de las propiedades petrofísicas asegurándose conservar las propiedades mediante control de calidad
21	Validación de escalamiento con una cross section de todos los pozos, comparar la data original y la escalada

22	Análisis de facies, Variogramas. Interpolación de propiedades: mínimos cuadrados, distancia inversa pesaje (IDW), kriging, simulación gaussiana (SGS).
23	Estimación de Reservas

(Fuente: Quispe, 2016). Elaboración propia.

Tabla 2.8 Actividades en la FASE IV – Modelo Dinámico

	Caracterización de Fluidos
24	Carga de historiales de presión, y de producción
25	Variables en el flujo de trabajo para ejecutar ajuste historia y análisis de incertidumbre.
26	Validar las permeabilidades relativas, efectos capilares, PVT, regiones de equilibrio.
27	Modelo Porosidad doble, doble permeabilidad.
28	Fracturas hidráulicas
29	Inicialización de modelo
30	Ajuste historia de CASO BASE
	Caracterización Roca-Fluido
31	Realizar simulación dinámica de varios escenarios
32	Análisis de mejores realizaciones
33	Análisis de incertidumbres
34	Análisis de escenarios de desarrollo del Campo, toma de decisiones

(Fuente: Quispe, 2016). Elaboración propia.

Con el uso del software tNavigator, se carga los datos para iniciar el proceso de análisis escalado mediante técnicas híbridas para preservar la heterogeneidad del reservorio. Se valida los estudios geofísicos, geología estructural y estratigráfica; las variables correspondientes a la petrofísica tales como volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad total ($Phie$) y secundaria (\emptyset_s), saturación de agua (S_w), permeabilidad (K), resistividad, densidad de grano, mapas estructurales, historiales de producción, ensayos de restauración de presión, entre otros (Ecuaservoil, 2017).

Software de Simulación tNavigator. Este recurso tecnológico se utiliza para visualizar los datos y resultados, desarrollado por Rock Flow Dynamics (RFD) es la primera tecnología de subsuelo totalmente paralela que va desde la construcción de modelos estáticos a la simulación dinámica de reservorios, ejecuta simulaciones en malla fino,

mejorando la definición y detalle de la caracterización de reservorios complejos (Rock Fluid Dynamic, 2019).

En la Figura 2.2, es una referencia de los resultados de un sistema de fracturas que se pueden visualizar en la vista 2D del simulador tNavigator.

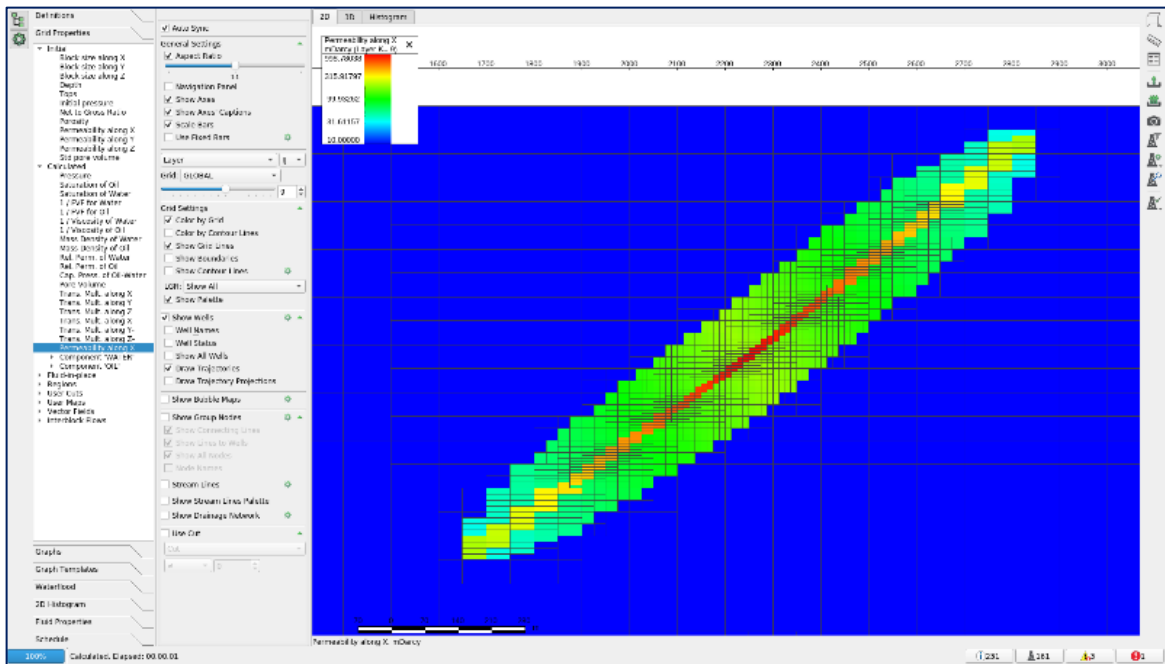


Figura 2.2 Simulación de sistema de fracturas en reservorio complejo. Software tNavigator. (Fuente: Rock Fluid Dynamic, 2020)

2.5. Gestión de proyecto caracterización de reservorio

El proyecto de caracterización de reservorio complejo integra todas las actividades a desarrollarse en las fases de modelo de datos, de fractura, estático y dinámico; en la Figura 2.3, se presenta el mapa de procesos para la gestión de proyectos de la caracterización de reservorios en rocas ígneas, estos procesos se interrelacionan entre sí, van en secuencia, unos deben esperar el resultado de una etapa previa para ser desarrollados, y otros se ejecutan de manera simultánea (Wallace, 2014).

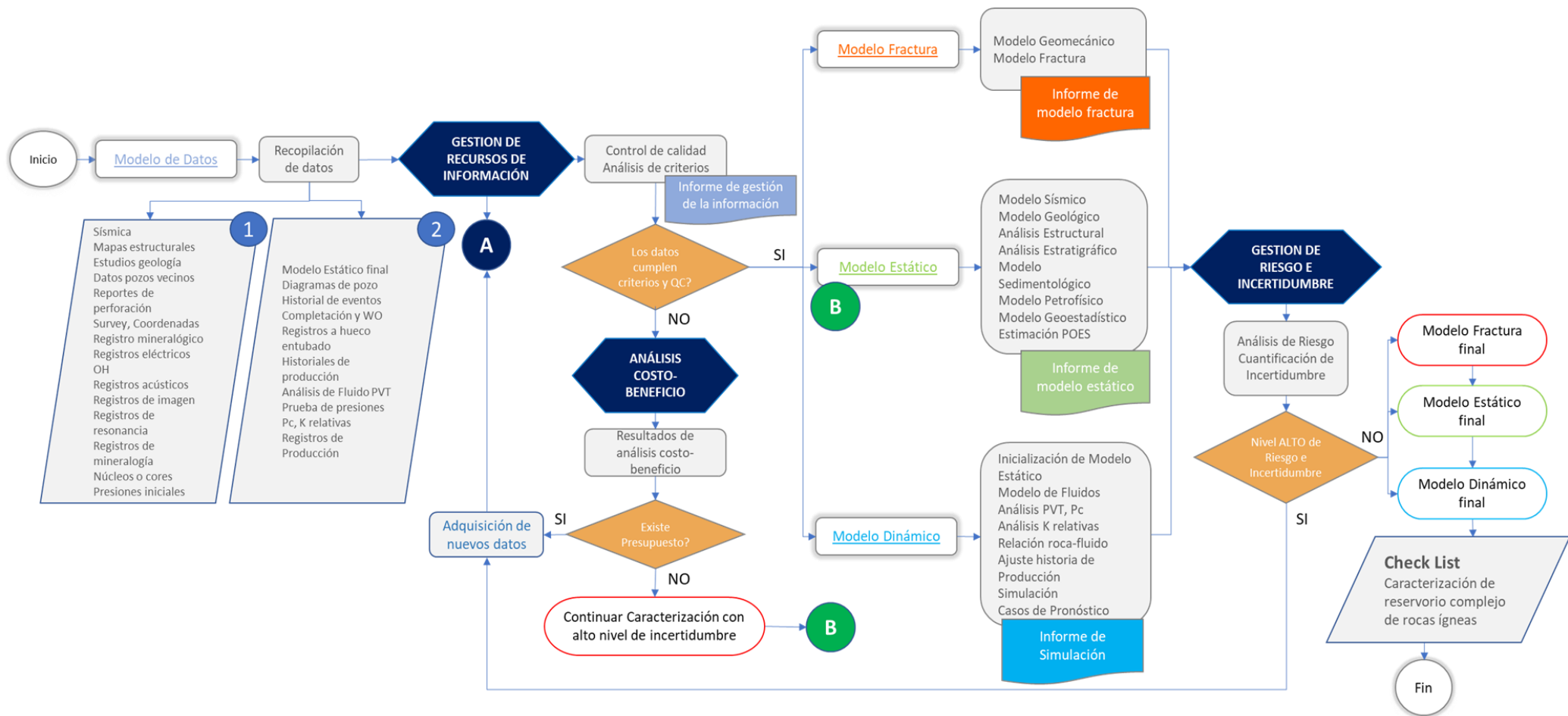


Figura 2.3 Mapa de Procesos: Caracterización de Rocas Ígneas. (Fuente: Wallace, 2014). Elaboración propia.




2.6. Gestión de incertidumbre de los recursos de información

En las diferentes etapas del proyecto de caracterización de reservorios, se presentan varios niveles de incertidumbre relacionada con la calidad de datos, procesamiento e interpretación, falta de información, la heterogeneidad del reservorio, experiencia de los técnicos y la escala en la que fueron adquiridos los datos (Portella, Salomão, Blauth, y Duarte, 2003).

La metodología de estimación de incertidumbre está basada en métodos empíricos numéricos, tomando como variables de impacto e importancia en los resultados de caracterización, el conocimiento o asunciones realizado por los técnicos en las diferentes etapas de análisis. A cada variable de datos o información, se le asigna un factor bajo criterios empíricos, estos se consideran como referencial, y son modificables para cada tipo de proyectos en base al conocimiento local y experiencia de los técnicos (Portella et al., 2003).

Impacto/ importancia. los criterios indican el nivel de influencia que tiene la información y los datos en los resultados del proyecto. En la Tabla 2.9, se muestra la categorización para el impacto e importancia de datos.

Tabla 2.9 Categorización de impacto/importancia de datos

ALTO	El impacto de los datos y la información influyen de manera directa a los resultados del proyecto	75 - 100%	
MEDIO	El impacto de los datos y la información influyen de manera parcial a los resultados del proyecto	45 - 75%	
BAJO	Poca influencia de los datos y la información en los resultados del proyecto	< 45%	

(Fuente: Portella et al., 2003). Elaboración propia.

Esta metodología de tipo conceptual y paramétrica considera los criterios que están directamente relacionados con la incertidumbre de los datos agrupados entre sí, para obtener su vinculación y estimación. Por ejemplo, si los datos que influyen de manera directa a los resultados del proyecto, es decir de alto impacto, no están disponibles, el nivel de incertidumbre se considera alto (Tuz y León, 2013).

En la Tabla 2.10, se realiza la categorización de niveles de incertidumbre de acuerdo a la agrupación de calidad y disponibilidad de los recursos de información.

Tabla 2.10 Disponibilidad de los datos y estimación de nivel de incertidumbre

		Disponibilidad	
		SI	NO
CALIDAD		3	1
Muy Buena	5	15	5
Buena	4	12	4
Regular	3	9	3
Pobre	2	6	2
ND	1	3	1

INCERTIDUMBRE	COLOR
Nivel Alto	
Nivel medio	
Nivel Bajo	

(Fuente: Herrera y Morán, 2010). Elaboración propia.

En la Tabla 2.11, se detalla los criterios agrupados de impacto e importancia en relación a la calidad de datos.

Tabla 2.11 Criticidad de los datos y estimación de nivel de incertidumbre

		CRITICIDAD DE LOS DATOS		
		IMPACTO / IMPORTANCIA		
		Alto	Moderado	Bajo
CALIDAD		6	4	2
Muy Buena	5	30	20	10
Buena	4	24	16	8
Regular	3	18	12	6
Pobre	2	12	8	4
ND	1	6	4	2

INCERTIDUMBRE	COLOR
Nivel Alto	
Nivel medio	
Nivel Bajo	

(Fuente: Herrera y Morán, 2010). Elaboración propia.

Con el análisis de sensibilidad, se estima la influencia de algunas variables en la caracterización de reservorios complejos, como la estructura, el conocimiento del sistema petrolífero, conectividad en la red de fracturas naturales, cálculo de porosidad efectiva, permeabilidad de fractura, caracterización de fluido PVT, entre otras (Suescún, Rodríguez y Cancino, 2009).

En la Figura 2.4, se muestra la influencia de algunas variables en la caracterización de reservorios.

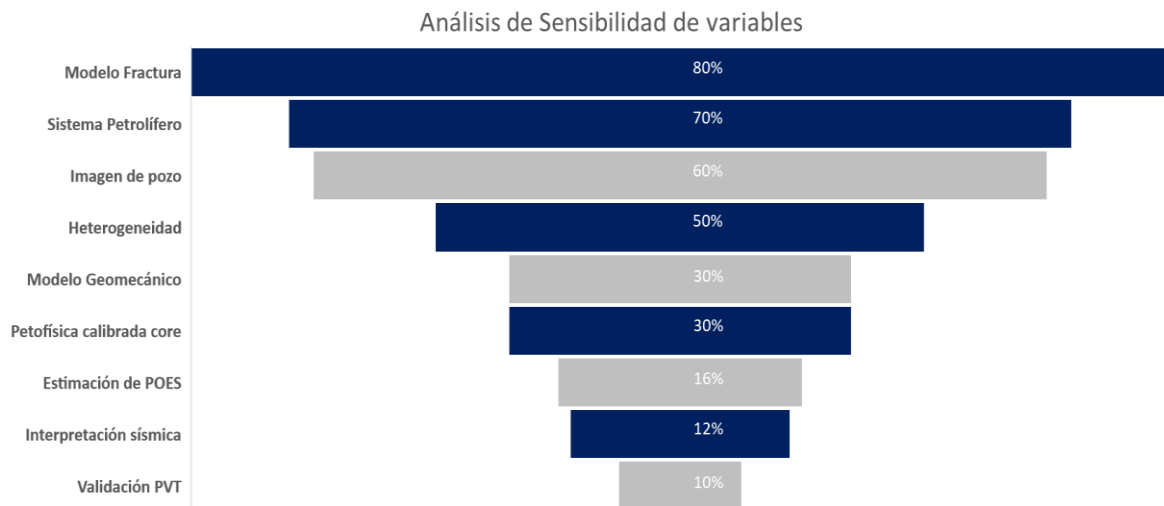


Figura 2.4 Análisis de Sensibilidad de variables. Caracterización de roca ígnea.
(Fuente: Suescún et al., 2009). Elaboración propia.

De acuerdo a lo niveles de investigación petrolera según (Magoon,1994); los criterios se definen en base al nivel de conocimiento y la experiencia de los usuarios (Herrera y Morán, 2010). La Tabla 2.12, presenta los criterios de incertidumbre en base al conocimiento de sistema petrolero.

Tabla 2.12 Criterios de Incertidumbre sobre conocimiento del Sistema Petrolero

Baja	Sistema petrolero bien estudiado, plays explotados, datos disponibles de sísmica 3D	80 – 100%	Buen entendimiento	
Moderado	Sistema petrolero bien explorado, plays confirmados, disponible 2D y 3D	60 - 80%	Conocido	
Alto	Sistema petrolero explorado moderadamente, al menos un play está confirmado, solo disponible 2D	30 – 60%	Hipotético	
Muy Alta	Sistema petrolero poca exploración, no hay plays confirmados, pobre sísmica 2D y pocos datos regionales.	Menor a 30%	Especulativo	

(Fuente: Herrera y Morán, 2010). Elaboración propia

En la Tabla 2.13, se muestra los criterios de incertidumbre en base al conocimiento y entendimiento de los resultados de interpretación de sísmica 3D.

Tabla 2.13 Criterios de incertidumbre sobre conocimiento de Sísmica 3D

Baja	Buena correlación sísmica y mapeo, correlación con pozos. Baja complejidad estructural	80 – 100%	Buen entendimiento	
Moderado	Buena correlación sísmica y mapeo, correlación con pozos. Baja complejidad estructural. Baja incertidumbre en la conversión tiempo -profundidad	60-80%	Conocido	
Alto	Buena correlación sísmica y mapeo, Incertidumbre en la correlación pozos distante Alta complejidad estructural. Baja incertidumbre en la conversión tiempo - profundidad	30 – 60%	Hipotético	
Muy Alta	Correlación irrealizable. Se utiliza modelo por analogías. Alta complejidad estructural Alta incertidumbre en la conversión tiempo - profundidad	Menor a 30%	Especulativo	

(Fuente: Herrera y Morán, 2010). Elaboración propia

En la Tabla 2.14, se muestra los criterios de incertidumbre sobre el conocimiento de fracturas naturales.

Tabla 2.14 Criterios de incertidumbre sobre conocimiento de fracturas naturales

Baja	Fracturas naturales bien identificadas en dirección y magnitud de esfuerzos. Alta probabilidad de mapeo de fracturas en sección estructural	80 – 100%	Buen entendimiento	
Moderado	Las fracturas naturales fueron identificadas en base a datos de pozos vecinos y validadas con data de producción	60-80%	Conocido	
Alto	Las fracturas naturales identificadas de forma cualitativa por inferencia de datos, no existe información ni de pozos vecinos	30 – 60%	Hipotético	
Muy Alta	Las fracturas naturales no tienen suficiente información para ser identificadas, se presume por eventos de perforación, pero no hay como validar sus características	Menor a 30%	Especulativo	

(Fuente: Herrera y Morán, 2010). Elaboración propia

2.7. Criterios de aceptación

En base a los resultados de la encuesta realizada a los diferentes usuarios en cada área técnica del proyecto, se presentan los resultados en la Tabla 2.15, con los criterios de aceptación para los niveles de incertidumbre durante el desarrollo del proyecto de caracterización. Se consideran generales, ya que el criterio depende del tipo de reservorio, complejidad, experiencia y conocimiento local del área de interés (Ávila et al., 2020).

Tabla 2.15 Criterios de aceptación de los usuarios

Categoría	Criterios de aceptación
Calidad de Información y datos	Media a Baja incertidumbre
Conocimiento de los expertos y profesionales	Nivel baja incertidumbre
Incertidumbre en la gestión de recursos de información	Nivel medio a bajo
Indicador disponibilidad de datos	Mayor al 50%
Incertidumbre en la gestión de actividades o tareas	Nivel bajo

(Fuente: Ávila et al., 2020). Elaboración propia.

3. GESTIÓN DE LOS RECURSOS DE INFORMACIÓN

Se inicia con la recopilación de datos e información, verificación del tipo de datos, si proviene de estudios locales o regionales, carga exitosa de datos, control de calidad de registros eléctricos, visualización de mapas, revisión de documentos de referencia, informes operativos, datos directos e indirectos obtenidos en las etapas de exploración, perforación, completación y producción.

En base a la recopilación de datos del Campo Armadillo, y con la información de los 10 pozos, se aplica la metodología descriptiva para gestionar los datos e información que se encuentran disponibles, se identifica las entradas, procesos, entregables y resultados, en las que intervienen las diferentes áreas de caracterización de los modelos fractura, estático y modelo dinámico.

3.1. Recopilación de los recursos de información

La recopilación de recursos de información requiere de la participación de todas las áreas involucradas en la caracterización de reservorios, tales como geofísica, geología, petrofísica, geociencias, reservorios, y producción. En la Tabla 3.1, se presenta la lista de recursos de información disponibles del Campo Armadillo, área responsable, si son datos de la fuente (raw data) o datos ya procesados e interpretados, tipo de información tabulado, imagen o informe, y por último en qué formato se reciben los datos.

Cada área técnica es responsable de hacer buen uso de la información y datos recibidos, en función de los recursos de información que estuvieron planificados y los disponibles se determina qué actividades o tareas son posibles realizar, en caso de tener limitaciones con la disponibilidad de datos e información, se recurre a referencias técnicas de informes y estudios de campos vecinos, o en algunos casos basados en modelos teóricos, se asume parámetros que influenciarán en los resultados de interpretación. Estas consideraciones con el tiempo pierden validez, y deben ser nuevamente revisadas con nuevos datos, resultados de pruebas y ensayos que permitan ir validando los resultados a lo largo de la vida productiva de los campos petroleros (Sampieri et al., 2014).

Tabla 3.1 Lista de recursos de información disponibles del Campo Armadillo

Item	Area	Descripción	Raw Data	Procesado, interpretado	Tipo de Datos	formato
1	Geofísica	Líneas Sísmica 2D	X	X	Imagen	sgy
2	Geofísica	Sísmica 3D	X	X	Cubo sísmico	sgy
3	Geofísica	Interpretación sísmica		X	Imagen	snr
4	Geofísica	Atributos Sísmicos	X	X	Imagen	pdf
5	Geofísica	Xfreq - Reprocesamiento Sísmico	X		Informe	pdf
6	Geología	Mapas Estructurales		X	Imagen	pdf
7	Geología	Mapas de Porosidad		X	Imagen	pdf
8	Geología	Estudio Sedimentología		X	Informe	pdf
9	Geología	Mapa de Facies		X	Imagen	pdf
10	Geociencias	Resumen Ejecutivo		X	Informe	pdf
11	Geología	Ubicación del Campo	X		Imagen	pdf
12	Geología	Correlación estratigráfica	X		Imagen	bmp
13	Geología	Estudio Geoquímica superficie		X	Informe	pdf
14	Geología	Análisis Geoestadístico		X	Informe	pdf
15	Geociencias	Plan de Desarrollo. Armadillo		X	Informe	pdf
16	Geociencias	Evaluación Técnica. Armadillo	X	X	Informe	pdf
17	Geología	Análisis de Núcleos	X	X	Informe	pdf
18	Petrofísica	Registros eléctricos	X	X	Tabulados	las
19	Petrofísica	Interpretación petrofísica		X	Tabulados	las/pdf
20	Reservorios	Análisis de fluidos PVT		X	Informe	pdf
21	Producción	Historico de Presiones iniciales	X	X	Tabulados	pdf
22	Producción	Historiales de Producción	X		Tabulados	excel
23	General	Información campos vecinos	X		Informe	pdf

(Fuente: Ecuaservoil 2019). Elaboración propia.

En la Tabla 3.1 se observa que los recursos de información disponibles del campo, en su mayoría son informes de datos procesados o interpretados, lo cual genera incertidumbre, ya que muchos resultados no están validados, y se debe volver analizar los datos de la fuente o raw data, para tener una mejor caracterización del reservorio de roca ígnea.

Toda la información y datos disponibles desglosados por cada pozo, se observa en la Tabla 3.2, desde el pozo ARMA-001 hasta el pozo ARMB-010, en sombreado de color verde se representa la disponibilidad, el 100% de los pozos cuentan con datos de coordenadas, survey, masterlog, reportes de perforación, registros a hueco abierto y diagramas; y en sombreado amarillo, los datos que están incompletos en el pozo ARMB-002, por ultimo las casillas en blanco representan la falta de información, la no disponibilidad de datos.

Tabla 3.2 Lista de recursos de información por pozo. Campo Armadillo.

POZO	Coordenadas	Survey	Mastellog	Reporte Perforación	Reporte de Geología	Datos Salinidad de agua	Registro OH Básico	Registro Dipolar	Interpretación Petrofísica	Registro de Imagen	Registro Resonancia	Modelo Geomecánico	Registro CH Cemento	Diagrama	Análisis de Núcleos	Presiones del reservorio	Análisis Fluido PVT	Historico de Producción	Build ups	Fracturamiento Hidraulico	Re cañoneo Estimulación	Registros de Producción	Diseño Levantamiento Artificial
ARMA-001																							
ARMB-002																							
ARMB-003																							
ARMB-004																							
ARMB-005																							
ARMB-006																							
ARMB-007																							
ARMB-008																							
ARMB-009																							
ARMB-010																							

(Fuente: Ecuaservoil 2019). Elaboración propia.

Todos los recursos de información a nivel regional, local, del Campo Armadillo y sus 10 pozos, luego de ser recopilarlos, se diligencia el formato check list, el cual se aplica como base para verificar qué recursos de información son requeridos en el proceso de caracterización de reservorios de roca ígnea con presencia de fracturas naturales, de esta forma se determina si los recursos de información son suficiente para el desarrollo de cada fase del proyecto.

El formato check list diligenciado con la información del Campo Armadillo, se muestra en la Tabla 3.3, además de verificar la disponibilidad de los recursos, también se identifica el nivel de impacto que cada uno de los recursos de información tiene en los resultados de la caracterización de reservorios de rocas ígneas.

Tabla 3.3 Check List de recursos de información Campo Armadillo

Listado de Recursos de Información		Impacto en la Caracterización			Check List
MODELO FRACTURA		de reservorios complejos			
Información General					
1	Información de pozos vecinos	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
2	Interpretación sísmica - Atributos Varianza	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
Área: GEOCIENCIAS					
3	Análisis de fallas y horizontes	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
4	Tope - Base oficiales (ft - MD/TVD)	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
5	Registro VSP - Sísmica de pozo	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
6	Registro GR-Densidad-Neutron-Sónico	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
7	Registro Sónico Dipolar orientado	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
8	Registro de Imagen	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
9	Registro Resonancia Magnetica	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
10	Registro de Saturación	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
11	Registro de Producción - PLT	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
12	Pruebas Leak Off Test	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
13	Descripcion mineralógica de cuttings	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
14	Análisis de CORES	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
15	Presión Capilar	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>

Listado de Recursos de Información		Impacto en la Caracterización			Check List
MODELO DINÁMICO		de reservorios complejos			
Información General					
1	Estudios previos del área de interés	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
2	Información de pozos vecinos	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
Área: INGENIERÍA DE RESERVORIOS					
3	Registros de evaluación de cemento	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
4	Registros de producción	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
5	Validación de propiedades de fluido PVT	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
6	Presión capilar	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
7	Permeabilidades relativas	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
8	Presiones de reservorio	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
Área: PRODUCCIÓN					
9	Diagramas de pozo	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
10	Pruebas de producción	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
11	Historial de producción	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
12	Análisis de agua producida (salinidades)	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
13	API Fluido producido	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
14	Historial de presiones de cabeza, estáticas, y fondo fluyendo	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>

Listado de Recursos de Información		Impacto en la Caracterización de reservorios complejos			Check List
MODELO ESTÁTICO					
Información General					
1	Estudios previos del área de interés	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
2	Información de pozos vecinos	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
3	Informes de Geología regional	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
4	Mapa de ubicación del campo	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
5	Mapa de localización de pozos	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
Área: GEOFÍSICA					
6	Información sísmica (líneas o cubo sísmico)	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
7	Interpretación de la sísmica	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
8	Velocidades obtenidas de la sísmica	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
9	Re procesamiento de la sísmica	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
10	Estudios geoquímicos del área	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
11	Atributos sísmicos	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
12	Sismogramas sintéticos	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
13	Ajuste sísmica con datos de pozo	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
Área: GEOLOGÍA					
14	Coordenadas (x,y) de pozos	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
15	Reportes geológicos de pozos	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
16	Mapas estructurales	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
17	Correlaciones pozo-pozo	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
18	Análisis mineralógicos y litológico	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
19	Análisis de cromatografía	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
20	Datos de LOT (Leak off test)	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
21	Estudio de láminas delgadas	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
22	Estudio sedimentológico	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
23	Estudios de núcleos o cores SCAL	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
24	Estudios de núcleos avanzada	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
25	Estudios de geoquímica	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
26	Columna estratigráfica	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
Área: PETROFÍSICA					
27	Registros eléctricos a hueco abierto: gamma ray, SP, caliper, resistividades, densidad, neutrón, sísmico, PEF, microresistividades	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
28	Registros de avanzada: Sísmico dipolar, resonancia magnética, mineralógico, imagen de pozo	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
29	Resultados Interpretación petrofísica	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
30	Tipología de roca	Alto	Medio	Bajo	<input checked="" type="checkbox"/>
31	Unidades de flujo	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
32	Ajuste Por, K con datos de cores	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>
33	Mapas de propiedades: Por, K, Sw	Alto	Medio	Bajo	<input type="checkbox"/>

(Fuente: Ecuaservoil 2019). Elaboración propia.

3.2. Indicadores de gestión de los recursos de información

En base a los resultados del check list, se realiza el indicador de disponibilidad de datos, lo ideal es tener el 100% de los recursos disponibles. La estadística para cada fase del proyecto se observa en la Figura 3.1, en sombreado azul oscuro el resultado de disponibilidad para el modelo fractura del 20% (3 de 15), para el modelo estático del 64% (21 de 33), y para el modelo dinámico solo el 36% (5 de 14) de recursos de información están disponibles.

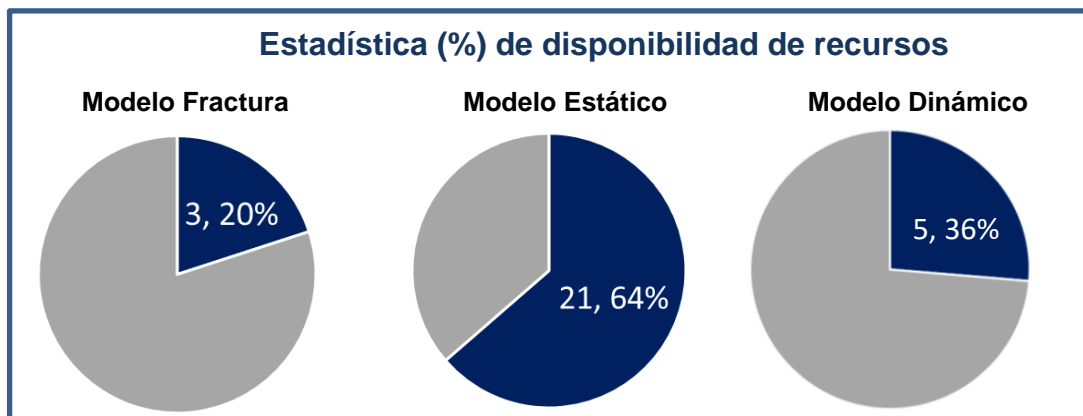


Figura 3.1 Estadística de disponibilidad de recursos de información por cada fase
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Estos porcentajes de disponibilidad de datos por debajo del 30%, para el caso de modelo fractura y dinámico, indica que los recursos de información no son suficientes para cumplir con las actividades del proyecto de caracterización de reservorios de rocas ígneas. El criterio mínimo requerido es del 50%. En el caso de modelo estático con 64% de disponibilidad de datos, si es posible continuar con el procesamiento e interpretación de datos para la caracterización. En general la disponibilidad de todos los recursos en el proyecto es del 47% (29 de 62).

En la Figura 3.2, se obtiene la estadística del nivel de impacto que representa cada recurso de información para los resultados de caracterización de reservorios, datos con alto impacto se representan con la barra verde claro, datos con medio impacto barras de color amarillo, y datos con bajo impacto se representan con barras de color rojo. Para la fase de modelo fractura la distribución indica que los recursos de información impactan más en los resultados, para modelo estático el impacto de los datos e información es de medio a alto, y para el modelo dinámico los datos son de nivel medio de impacto en los resultados.

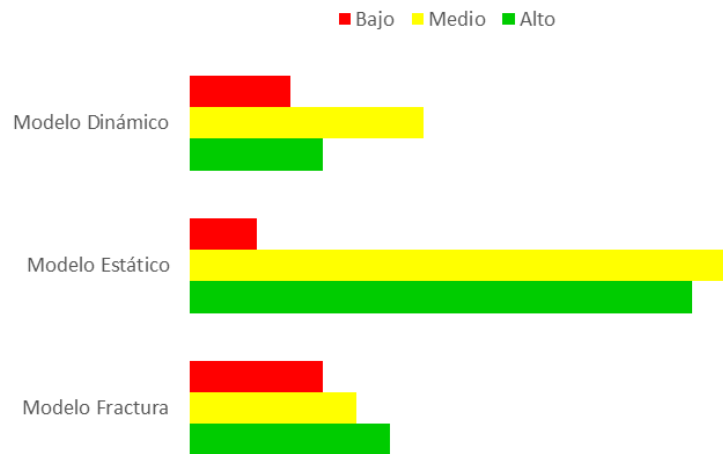


Figura 3.2 Estadística de impacto en los recursos de información por cada fase
(Fuente: Ecuaservoil, 2019. Elaboración propia)

Los resultados de la gestión de recursos de información, se muestran en la Figura 3.3, representando por indicadores, en general la calidad de los recursos de información es buena aceptable, con un nivel de confiabilidad alta del 20% y confiabilidad media del 80%, la completitud de los datos, un 63% en nivel alto, 30% en nivel medio, y un 7% de los datos están incompletos; la variabilidad de los datos la mayoría 82% tiene nivel bajo, y el 57% de los datos si requieren ser validados.

INDICADORES DE GESTION DE INFORMACIÓN

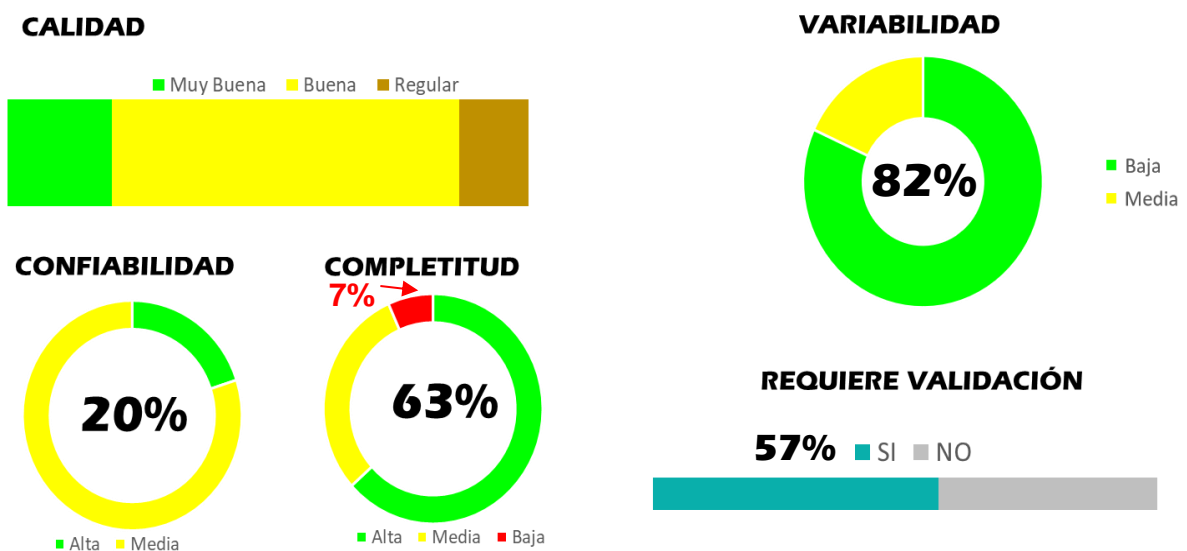


Figura 3.3 Indicadores de gestión de recursos de información
(Fuente: Sánchez y Rodríguez, 2000). Elaboración propia.

Tabla 3.4 Indicadores de gestión de recursos de información

Recurso de Información	Indicadores de Gestión de Recursos de Información						Requiere Validación
	Disponibilidad	Calidad	Confiable	Completo	Variabilidad	Requiere Validación	
1 Estudios previos del área de interés	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	NO	
2 Información de pozos vecinos	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	NO	
3 Informes de Geología regional	Verde	Amarillo	Verde	Amarillo	Amarillo	NO	
4 Mapa de ubicación del campo	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
5 Mapa de localización de pozos	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
6 Información sísmica (líneas o cubo sísmico)	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	NO	
7 Interpretación de la sísmica	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	SI	
8 Velocidades obtenidas de la sísmica	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	SI	
9 Re procesamiento de la sísmica	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarillo	SI	
10 Atributos sísmicos	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
11 Sismogramas sintéticos	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	SI	
12 Ajuste sísmica con datos de pozo	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	SI	
13 Coordenadas (x,y) de pozos	Verde	Verde	Verde	Amarillo	Verde	SI	
14 Reportes geológicos de pozos	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	NO	
15 Mapas estructurales	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	SI	
16 Correlaciones pozo-pozo	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	SI	
17 Análisis mineralógicos y litológico	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	NO	
18 Análisis de cromatografía	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	NO	
19 Datos de LOT ((Leak off test)	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	SI	
20 Estudio de láminas delgadas	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Verde	NO	
21 Estudio sedimentológico	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
22 Estudios de núcleos o cores SCAL	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
23 Estudios de núcleos avanzada	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
24 Estudios de geoquímica	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
25 Columna estratigráfica	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
26 Registros eléctricos a hueco abierto:	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Verde		
gamma ray, SP, caliper, resistividades, densidad, neutrón, sónico, PEF, microresistividades	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Verde	SI	
Registros de avanzada: Sónico dipolar orientado, resonancia magnética, mineralógico, imagen de pozo	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
29 Resultados Interpretación petrofísica	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	SI	
30 Tipología de roca	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Verde	SI	
31 Unidades de flujo	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	SI	
32 Ajuste Por, K con datos de cores	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
33 Registros de evaluación de cemento	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
34 Registros de producción	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
35 Validación de propiedades de fluido PVT	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
36 Presión capilar	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
37 Permeabilidades relativas	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	
38 Diagramas de pozo	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	NO	
39 Pruebas de producción	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	NO	
40 Presiones de reservorio	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	SI	
41 Historial de producción	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	SI	
42 Análisis de agua producida (salinidades)	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	SI	
43 API Fluido producido	Verde	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	SI	
44 Historial de presiones de cabeza, estáticas, y fondo fluyendo	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	NO	

(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Luego de la gestión con los criterios de disponibilidad de datos y el impacto en los resultados, se continúa la gestión de recursos analizando las variables como calidad, confiabilidad, completitud, variabilidad, si requiere o no validación, se completa los criterios en la Tabla 3.4.

En resumen, de los recursos de información sólo está disponible el 47% del total de información requerido para realizar la caracterización de reservorios en rocas ígneas, de los pocos datos e información disponible la calidad es buena, con bajo nivel de variabilidad, confiables, en su mayoría están completos y más de la mitad de los datos requieren validación o ajuste.

3.3. Análisis de asignación de recursos con cadena crítica

Con la metodología de cadena crítica, se define todas las actividades y su asignación de recursos de información en base al mapa de procesos del proyecto de caracterización de reservorios. En la Tabla 3.5, se muestra el listado de recursos de información, identificando la fuente, requerimiento, formato, escala de geociencias, resultados de interpretación, los controles que ayudan a validar los resultados, entregables y en qué proceso se utilizan.

Tabla 3.5 Asignación de recursos de información en las actividades de cadena crítica

Fuente	Requerimiento	Formato	Escala de geociencia	Área usuaria	Procesamiento / Interpretación	Controles	Entregable	Resultado
Adquisición de datos sísmicos	Líneas sísmica 2D, Cubo sísmico 3D	SGY Imagen	Megascópica	Geofísica Geología	Re procesamiento, interpretación sísmica, Velocidades Atributos, sismogramas sintéticos, Horizontes, sistema de Fallas	Calibración sísmica de superficie con sísmica de pozo VSP, CS Ajuste modelo de velocidades	Mapas en tiempo y profundidad Modelo de velocidades Modelo de Fallas Ajuste sísmica-pozo Análisis de Atributos	Modelo Sísmico - Geológico
Información del área (pozos vecinos)	Estudios regionales, afloramientos Resultados petrofísicos, mapas estructurales, correlaciones, histórico producción, salinidades	Físico o digital (pdf, ppt)	Macroscópica	Todos	Ninguno	Correlaciones pozo a pozo y comparación de resultados	Modelo Conceptual de Geología – Estructural – Estratigráfico Entendimiento sistema petrolífero	Modelo Geológico Modelo de Sedimentología
Mapas Estructurales	Mapas en tiempo y profundidad Tope - Base	Imagen	Megascópica	Geología	Correlaciones pozo-pozo Mapa de espesores Mapa de propiedades		Correlaciones pozo-pozo Mapa de espesores Mapa de propiedades	Caracterización de roca
Registros Eléctricos OH (Wireine, LWD)	Básicos: GR-RES-SP-DEN-CN, PEF, Sónico, caliper, microresistividades	las pdf	Mesoscópica	Geología, Petrofísica, Ing. Reservorios	Interpretación con métodos determinísticos y estocásticos Cálculo de propiedades roca-fluido	Control de calidad de curvas de registros Calibración de resultados petrofísica con datos de cores	Propiedades petrofísicas Vsh, NTG, Por, K, Sw, Sxo, CAP Tipología de roca, RQL, FZI Modelo de Saturación de fluidos	Modelo Petrofísico Contacto agua-petróleo
Etapas perforación de pozo	Informes de perforación Datos pesos de lodo LOT, temperatura Registro Litológico Coordenadas (x, y) objetivo de pozo, Survey, Columna estratigráfica. Toma de Cores (núcleos)	Pdf Excel	Macroscópica	Todos	Información complementaria Análisis y descripción de secuencias del pozo	Comparación con data de pozos vecinos	Reportes Diarios Masterlog Columna estratigráfica Survey, Coordenadas	Análisis mineralógico

Fuente	Requerimiento	Formato	Escala de geociencia	Área usuaria	Procesamiento / Interpretación	Controles	Entregable	Resultado
Laboratorio	Análisis SCAL – cores Estudios RDX	pdf	Microscópica	Geología, Petrofísica	Calibración de interpretación petrofísica: Por, K		Petrofísica ajustada Caracterización de Roca	Calibración de datos
Registros de Avanzada	Sónico Dipolar, Imagen de pozo, resonancia magnética, presiones	las Dlis pdf	Mesoscópica	Geología, Petrofísica	Cálculos de propiedades geomecánicas Identificación e interpretación de tipo de fracturas Análisis distribución poral		Dirección y magnitud de esfuerzos Sistema de fracturas	Modelo Geomecánico Modelo de Fracturas
Etapa completación y pruebas	Histórico de eventos WO Presiones, build ups	Excel Pdf	Macroscópica	Ingeniería, Ing, Reservorios	Análisis de eventos Presión de reservorio	Monitoreo y análisis de presiones Análisis de restauración de producción	Información complementaria de eventos	Modelo Dinámico
Toma de muestras de fluido PVT	Análisis de Laboratorio PVT, Pc, K relativas	Pdf	Mesoscópica	Ing. Reservorios / Simulación	Validación de datos de fluidos, presión capilar, ajuste de permeabilidades relativas	Validación de PVT	Modelo de fluidos PVT	Caracterización de Fluidos
Sistema de producción	Historial de producción	Ofm, excel	Macroscópica	Ing. Reservorios Ing. Producción	Pwf, análisis de caudales, sistema de empuje, BSW%	Análisis de productividad	Análisis de Sensibilidad Ajuste Historia de producción	Caracterización Flujo de fluidos

(Fuente: Carmona y Fernández, 2014). Elaboración propia.

Para cada una de las tareas y actividades se asigna los recursos de información y personal técnico responsable.

El análisis de los recursos, continua con la definición de tiempos, estableciendo la duración que tendrá cada actividad, los usuarios de las diferentes áreas técnicas son los encargados en asignar esta variable de tiempo, clasificado en tres categorías: tiempo o duración optimista, más probable y pesimista. Por lo general, los usuarios al momento de estimar los tiempos, siempre lo sobre estiman, hacia la asignación de tiempo pesimista, con la intención de disponer con tiempo de holgura por cada actividad, en caso de presentarse un imprevisto. Estos tiempos de holgura, se les conoce con buffers (Sáez, 2021), y en la metodología de cadena crítica, se los considera al final del proyecto, sumando todos los tiempos pesimistas menos los tiempos probables para cada actividad, al final a toda la suma de tiempo extra se obtienen el 50%, y ese valor de buffer del proyecto se lo considera al final como una actividad más.







Los tiempos asignados para el proyecto de caracterización de reservorios de rocas ígneas se lo realiza en “días”. La asignación de tiempos para cada una de las actividades que conforman las fases del proyecto de caracterización de reservorios, se resume en la Tabla 3.6 (Carmona y Fernández, 2014).







Luego con la información completada de los tiempos, se analiza los buffers, en la Tabla 3.7, se presenta el cálculo de los tiempos más probables por cada fase, la diferencia entre el tiempo más probable y el pesimista, se obtiene los tiempos de holgura o buffers, se realiza la sumatoria y el 50%, para así obtener el valor de buffer del proyecto total calculado en 35 días (Ferreira, 2016).



Con la asignación completa de los recursos, identificación de actividades, definición de tiempos y buffers del proyecto, se realiza el cronograma adaptado a la metodología de cadena crítica, en la Tabla 3.8, se muestra los resultados, la relación entre actividades, algunas empiezan al mismo tiempo porque comparten recursos de información, identificación de tareas sin completar por la falta de recursos, tiempos más probables de ejecución de tareas y la consideración de una actividad más para el tiempo de holgura o buffer del proyecto final (Pérez de Eulate y Oyarbide, 2005).

Tabla 3.6 Asignación de Tiempo (días). Proyecto Caracterización de reservorios de rocas ígneas

 Fase del proyecto	 Actividad	 Tipo de Recursos	 Asignado a	 Duración optimista	Duración probable	Duración pesimista	 Entregables
FASE I. Modelo de Datos	Revisión de estudios previos	Informes, tesis, reportes	Geociencias	2	3	5	Resumen ejecutivo
FASE I. Modelo de Datos	Validación de datos disponibles de campos vecinos	Registros, correlaciones, historiales, resultados	Geociencias	1	2	4	Base de datos referencial
FASE I. Modelo de Datos	Recopilación de datos e información	Raw data, sgy, las, pdf, imagen, Reporte de perforación, LOT	Geociencias	1	2	4	Base de datos (estático) Datos de salinidades Presiones LOT
FASE I. Modelo de Datos	Revisión, QC de datos, aplicar criterios de gestión: calidad, variabilidad,	Base de datos estático – Excel	Geociencias	1	2	3	Gestión de información
FASE II. Modelo Fractura	Carga de registros eléctricos y cálculo de propiedades geomecánicas	Registros OH y sónico	Geociencias	1	2	3	Propiedades geomecánicas
FASE II. Modelo Fractura	Interpretación de imágenes de pozo, dirección de esfuerzos	Registro Imagen . Sonico dipolar orientado	Geociencias	2	2	3	Modelo geomecánico 1D
FASE II. Modelo Fractura	Integración modelo fractura		Geociencias	2	2	3	Modelo red de fractura
FASE III. Modelo Estático - Sísmico	Carga de datos Sísmicos	Líneas sísmicas o cubo (SGY) Software tNavigator	Geofísica	1	2	3	Carga exitosa
FASE III. Modelo Estático - Sísmico	Revisión QC datos sísmicos	Datos SGY cargados en tNavigator	Geofísica	1	1	1	
FASE III. Modelo Estático - Sísmico	Interpretación sísmica Conversión a profundidad Horizontes y estructura	Carga exitosa de datos sísmicos	Geofísica	2	3	6	Interpretación sísmica Sismogramas sintéticos Análisis de Velocidades
FASE III. Modelo Estático – Sísmico	Mapas estructurales Definición de Polígonos	Interpretación sísmica	Geofísica	1	2	6	Análisis estructural y estratigráfico
FASE III. Modelo Estático – Sísmico	Análisis de Fallas Análisis de Atributos sísmicos	Análisis estructural y estratigráfico Interpretación petrofísica	Geofísica	1	2	6	Atributos sísmicos
FASE III. Modelo Estático – Geológico	Análisis mineralógico	Reportes geología, descripción de rípios	Geología	4	6	8	Columna stratigráfica, topes y bases (ft)

 Fase del proyecto	 Actividad	 Tipo de Recursos	 Asignado a	 Duración optimista	Duración probable	Duración pesimista	 Entregables
FASE III. Modelo Estático – Geológico	Revisión de análisis SCAL – cores Porosidad-Permeabilidad	Informe análisis SCAL cores	Geología	1	2	3	Resultados validados de análisis de cores
FASE III. Modelo Estático – Geológico	Correlaciones Análisis de tendencias isócronas	Análisis estructural y estratigráfico	Geología	1	2	4	Análisis de facies mapas isopacos de arena neta/gross
FASE III. Modelo Estático – Sedimentológico	Análisis sedimentológico	Análisis SCAL, Análisis de facies, Análisis estructural estratigráfico, Análisis mineralógico	Geología	1	2	4	Modelo sedimentológico
FASE III. Modelo Estático – Geológico	Análisis Estratigráfico Análisis Estructural	Mapas en tiempo y profundidad, espesores de arena	Geología	2	3	4	Análisis estructural estratigráfico
FASE III. Modelo Estático – Geológico	Validación estructural, ambientes depositación (sedimentología), mineralogía	Modelo sísmico, Modelo sedimentológico, cores, análisis mineralógico	Geología	1	2	4	Modelo geológico
FASE III. Modelo Estático – Petrofísico	Carga de registros OH, revisión QC, correcciones ambientales	Archivos *.las Análisis mineralógico, topes y bases (ft), dato de salinidades (ppm Na Cl-)	Petrofísico	4	6	8	Interpretación petrofísica (Vsh, Por, Perm, Sw, Espesor neto, espesor total)
FASE III. Modelo Estático – Petrofísico	Tipificación de rocas Identificación de unidades hidráulicas	Interpretación petrofísica	Petrofísico	3	5	8	RQI / FZI Modelo de Saturación
FASE III. Modelo Estático – Petrofísico	Calibración de Por, K con data de cores	Interpretación petrofísica, data de cores	Petrofísico	3	5	8	Modelo Petrofísico
FASE III. Modelo Estático - Integración	Carga de datos y resultados en simulador tNavigator	Coordenadas, surveys, registros de cada pozo, sísmica interpretada, horizontes, fallas, polígono, Por-K calibradas con cores, mapas estructurales	Geociencias	1	2	3	Visualización de datos 2D-3D
FASE III. Modelo Estático - Integración	Creación de Acuíferos	Modelo de Saturación	Geociencias	1	2	3	Modelo de Acuíferos

 Fase del proyecto	 Actividad	 Tipo de Recursos	 Asignado a	 Duración optimista	Duración probable	Duración pesimista	 Entregables
FASE II. Modelo Estático - Integración	Creación de GRID (malla)		Geociencias	2	3	5	Mallado de modelo
FASE II. Modelo Estático - Integración	Modelado de Facies	Mallado de modelo	Geociencias	1	2	4	Mapas de Facies
FASE II. Modelo Estático - Integración	Modelado de propiedades Poblado de porosidad, permeabilidad, Sw	Visualizaciones 2D-3D	Geociencias	2	4	6	Mapa de propiedades
FASE II. Modelo Estático - Integración	Escalamiento	Mapas de propiedades	Geociencias	2	4	6	
FASE II. Modelo Estático - Integración	Modelo Geoestadístico	Mapas de facies y propiedades	Geociencias	1	2	3	Análisis variográfico
FASE II. Modelo Estático - Integración	Estimación de POES	Cálculo volumétrico	Geociencias	2	3	4	Resultados modelo estático
FASE I. Modelo de Datos	Recopilación de datos e información (2)	Historial de eventos Completación y WO por cada pozo Historiales de producción, Presiones, análisis de fluido PVT	Reservorios	1	2	4	Base de datos (2)
FASE I. Modelo de Datos	Revisión (2) , QC de datos, aplicar criterios de gestión: calidad, variabilidad,	Base de datos estático – Excel	Reservorios	1	2	3	Gestión de información
FASE III. Modelo Dinámico	Análisis de presiones de reservorio y historial de producción		Reservorios	1	2	4	
FASE III. Modelo Dinámico	Inicialización de modelo	Resultados Modelo Estático	Reservorios	1	1	2	
FASE III. Modelo Dinámico	Modelo de acuífero y sus conexiones	Historial de producción de agua, contacto de fluidos	Reservorios	1	2	3	Mapa de acuíferos
FASE III. Modelo Dinámico	Análisis de Pc y K relativas	Estudio avanzado cores	Reservorios	1	1	2	Análisis k relativa y PC
FASE III. Modelo Dinámico	Análisis y Validación de fluido PVT	Informe de análisis PVT	Reservorios	1	1	2	Validación PVT

 Fase del proyecto	 Actividad	 Tipo de Recursos	 Asignado a	 Duración optimista	Duración probable	Duración pesimista	 Entregables
FASE III. Modelo Dinámico	Ajuste historia CASO BASE	Datos validados	Reservorios	1	2	4	CASO BASE
FASE III. Modelo Dinámico	Casos de Simulación	CASO BASE	Reservorios	2	3	5	Análisis de sensibilidad o pronósticos
FASE III. Modelo Dinámico	Análisis de Incertidumbre	(n) Casos de Simulación	Reservorios	1	1	2	Resultados MODELO DINÁMICO
FASE III. Modelo Estático-Dinámico	Desarrollo y estrategia operativa	Resultados del Modelo Dinámico y Estático	Geociencias	1	1	2	Estrategia operativa
FASE III. Modelo Estático-Dinámico	Gestión de reservorios y decisiones económicas	Estrategia operativa	Geociencias	1	1	2	Toma de Decisiones gerenciales

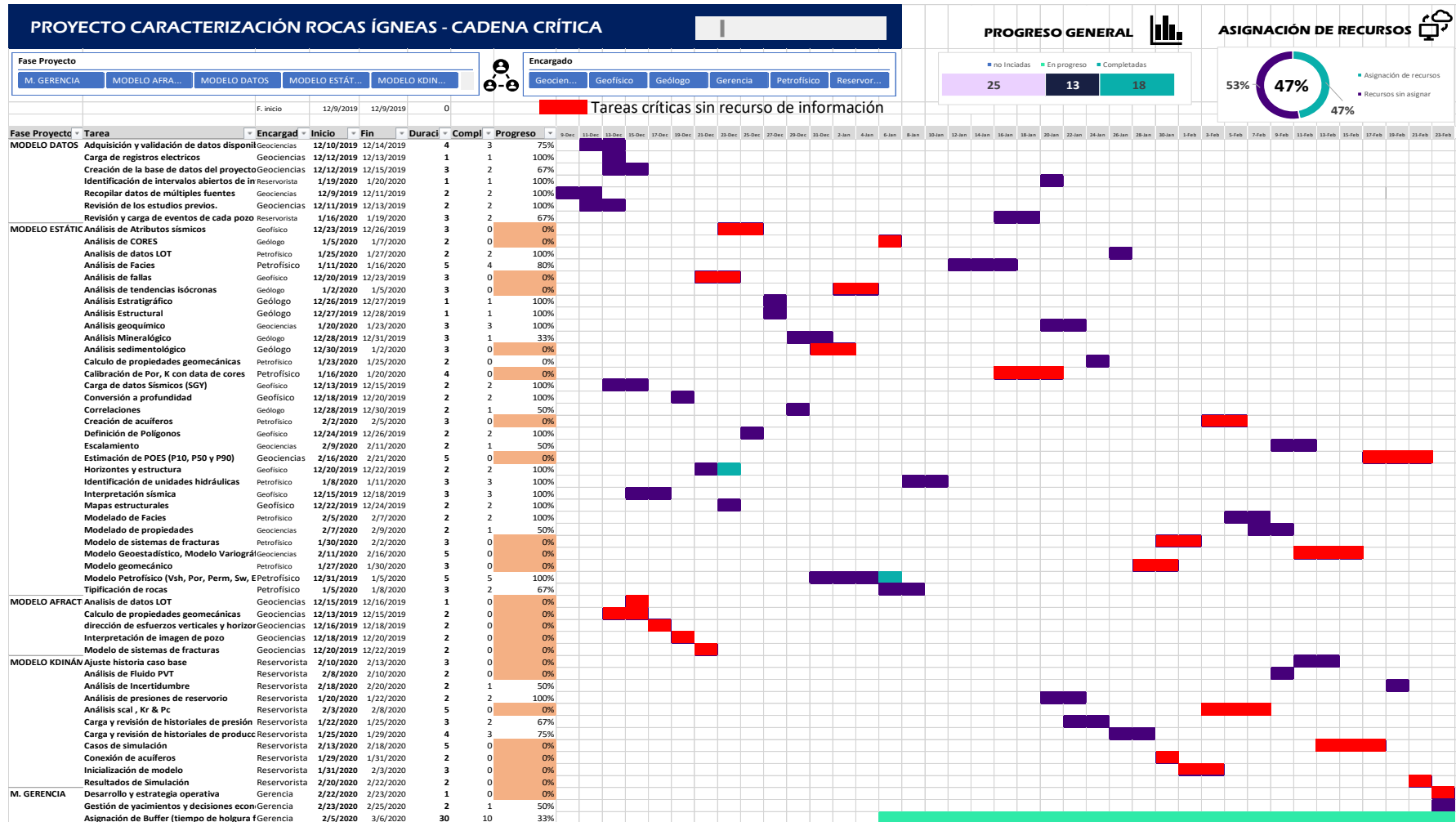
(Fuente: Carmona y Fernández, 2014). Elaboración propia.

Tabla 3.7 Cálculo de Buffer de proyecto

	Duración probable	Duración (pesimista)	Buffers
FASE I	11	23	12
FASE II	6	9	3
FASE III	65	107	42
FASE IV	15	28	13
		TOTAL	70
	Buffer final	(50%)	35

(Fuente: Ferreira, 2016). Elaboración propia.

Tabla 3.8 Cadena Crítica para el proyecto de caracterización de reservorios de rocas ígneas



(Fuente: Pérez de Eulate y Oyarbide, 2005). Elaboración propia.

La aplicación de cadena crítica para el proyecto de caracterización de reservorios complejos tiene como resultado 18 actividades completadas, 13 en progreso y 25 no completadas, con una asignación de recursos de información del 47%, y la intervención de 6 técnicos profesionales de las áreas de geofísica, geología, petrofísica, geociencias, reservorios y la gerencia. Las actividades críticas del proyecto, son identificadas en el proceso, 22 tareas críticas que tienen mayor impacto en los resultados, no fueron completadas debido a la falta de recursos de información.

En la Figura 3.4, se muestra la estadística de los tiempos y recursos empleados en la cadena crítica.

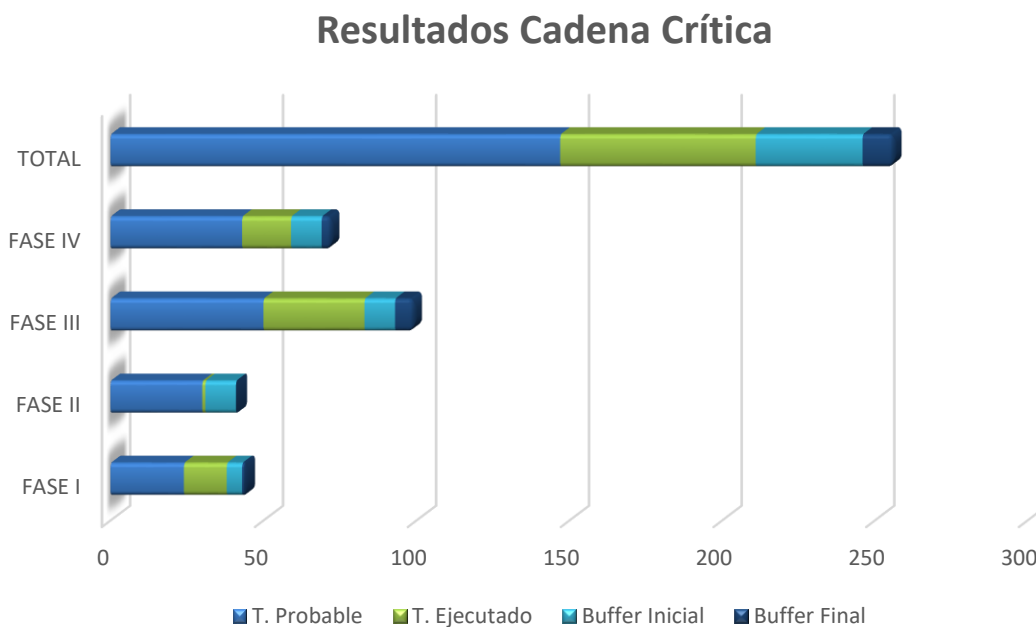


Figura 3.4 Resultados Cadena Crítica
(Fuente: Pérez de Eulate y Oyarbide, 2005). Elaboración propia.

Tiempo de duración del proyecto (estimado): 147 días (4 meses y medio)

Tiempo de duración del proyecto (real): 64 días (2 meses)

Buffer del proyecto (estimado): 35 días

Buffer del proyecto (real): 10 días

3.4. Análisis de Incertidumbre

Para cada recurso de información y actividades se diligencia la Tabla 3.9, de acuerdo a la metodología, cada usuario definió los criterios de la información disponible, y el nivel de impacto que tiene en los resultados.

Así también se muestra en la Figura 3.5, la estadística del nivel de incertidumbre en calidad de datos por disponibilidad y en la Figura 3.6, el nivel de incertidumbre por impacto en el proyecto.

Incertidumbre por Disponibilidad

■ Nivel Bajo ■ Nivel Medio ■ Nivel Alto

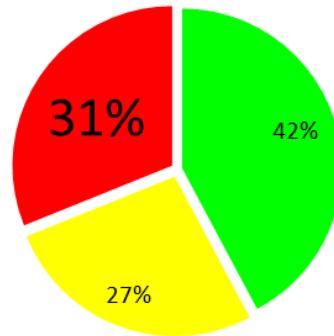


Figura 3.5 Indicadores de Incertidumbre por disponibilidad de datos (Fuente: Suescún, et al., 2009). Elaboración propia.

Incertidumbre por Impacto

■ Nivel Bajo ■ Nivel Medio ■ Nivel Alto

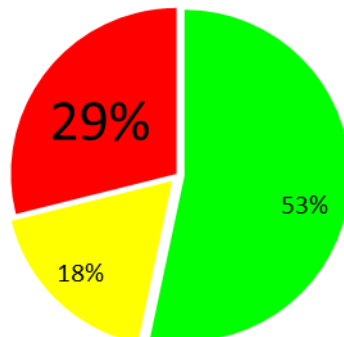


Figura 3.6 Indicadores de Incertidumbre por Impacto en el proyecto (Fuente: Suescún et al., 2009). Elaboración propia.

Tabla 3.9 Indicadores de gestión de nivel de incertidumbre

RECURSO DE INFORMACION	CALIDAD	IMPACTO/ IMPORTANCIA	DISPONIBILIDAD	INCERTIDUMBRE POR IMPACTO	INCERTIDUMBRE POR DISPONIBILIDAD
Estudios previos del área de interés	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Información de pozos vecinos	Regular	Bajo	SI	Nivel Alto	Nivel Medio
Informes de Geología regional	Regular	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Medio
Mapa de ubicación del campo	Muy Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Mapa de localización de pozos	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Información sísmica (líneas o cubo sísm)	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Interpretación de la sísmica	Pobre	Alto	SI	Nivel Medio	Nivel Alto
Velocidades obtenidas de la sísmica	Regular	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Medio
Re procesamiento de la sísmica	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Estudios geofísicos del área	Pobre	Moderado	SI	Nivel Medio	Nivel Alto
Atributos sísmicos	Regular	Moderado	NO	Nivel Medio	Nivel Alto
Sismogramas sintéticos	Regular	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Medio
Ajuste sísmica con datos de pozo	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Coordenadas (x,y) de pozos	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Reportes geológicos de pozos	Regular	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Medio
Mapas estructurales	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Correlaciones pozo-pozo	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Análisis mineralógicos y litológico	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Análisis de cromatografía	Regular	Moderado	SI	Nivel Medio	Nivel Medio
Datos de LOT (Leak off test)	Regular	Moderado	SI	Nivel Medio	Nivel Medio
Estudio de láminas delgadas	ND	Moderado	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Estudio sedimentológico	ND	Moderado	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Estudios de núcleos o cores SCAL	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Estudios de núcleos avanzada	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Estudios de geoquímica	Regular	Bajo	SI	Nivel Alto	Nivel Medio
Columna estratigráfica	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Registros eléctricos a hueco abierto: gamma ray, SP, caliper, resistividades, densidad, neutrón, sísmico, PEF, microresistividades	Pobre	Alto	SI	Nivel Medio	Nivel Alto
Registros de avanzada: Sísmico dipolar orientado, resonancia magnética, mineralógico, imagen de pozo	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Resultados Interpretación petrofísica	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Tipología de roca	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Unidades de flujo	Regular	Moderado	SI	Nivel Medio	Nivel Medio
Ajuste Por, K con datos de cores	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Mapas de propiedades: Por, K, Sw	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Registros de evaluación de cemento	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Registros de producción	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Validación de propiedades de fluido P _v	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Presión capilar	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Permeabilidades relativas	ND	Alto	NO	Nivel Alto	Nivel Alto
Diagramas de pozo	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Pruebas de producción	Regular	Moderado	SI	Nivel Medio	Nivel Medio
Presiones de reservorio	Regular	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Medio
Historial de producción	Buena	Alto	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Análisis de agua producida (salinidad)	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
API Fluido producido	Buena	Moderado	SI	Nivel Bajo	Nivel Bajo
Historial de presiones de cabeza, estáticas, y fondo fluyendo	Regular	Moderado	SI	Nivel Medio	Nivel Medio

(Fuente: Suescún et al., 2009). Elaboración propia.

3.5. Guía Metodológica

El objetivo de la metodología propuesta es mejorar la capacidad de análisis en reservorios complejos de rocas ígneas, mediante la integración de recursos de información, usuarios de todas las áreas técnicas involucradas, con información de alto impacto y buena calidad de datos para describir reservorios naturalmente fracturados como el volcánico de tipo extrusivo con presencia de hidrocarburos que se encuentra en el Campo Armadillo.

Esta guía integra un modelo de datos para asegurar que toda la información disponible se considere, con un diagnóstico inicial de la calidad de datos se tendrá resultados más confiables y disminuirá las incertidumbres durante el proceso; incluye un modelo fractura porque en las zonas complejas se requiere de estudios adicionales, tales como, geomecánica de roca, análisis de registros sísmico dipolar orientado para determinar velocidad de roca y propiedades elásticas, interpretación de imágenes micro resistivas de pared de pozo para caracterizar el sistema de fracturas presentes, estimación de doble porosidad y permeabilidad, toma y análisis de cores para ajuste de resultado petrofísico, análisis de resonancia magnética para la caracterización de sistema poral, entre otros (Carmona y Fernández, 2014).

Esta guía metodológica aplica para cualquier ambiente complejo de reservorios de rocas ígneas con presencia de fracturas naturales, se muestra a continuación, en la Figura 3.7.

Guía Metodológica caracterización de reservorios complejos rocas ígneas

Requerido

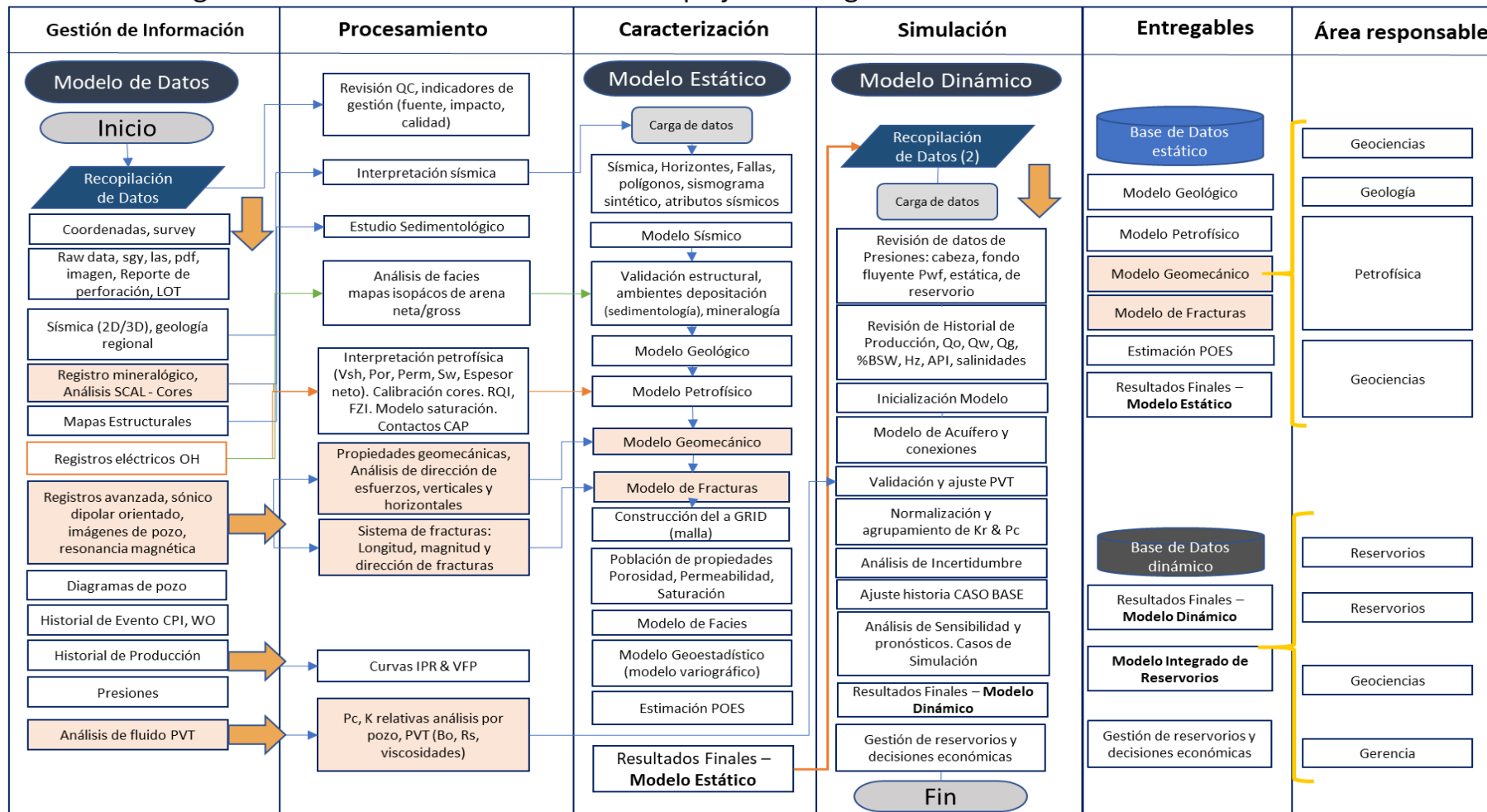


Figura 3.7 Guía Metodológica para la caracterización de rocas ígneas. (Fuente: Carmona y Fernández, 2014). Elaboración propia.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Caracterización en rocas ígneas Campo Armadillo

Con el uso de la guía metodológica, se describe paso a paso los resultados obtenidos en cada actividad desarrollada para el proyecto de caracterización de rocas ígneas del Campo Armadillo; durante la carga y visualización de datos se utiliza el software tNavigator (Rock Fluid Dynamic, 2019).

En la Figura 4.1, se visualiza los resultados de la sísmica 3D del Campo Armadillo con la ubicación de los pozos ARM1, ARM2 y ARM3, se identifica la estructura del reservorio de roca ígnea.

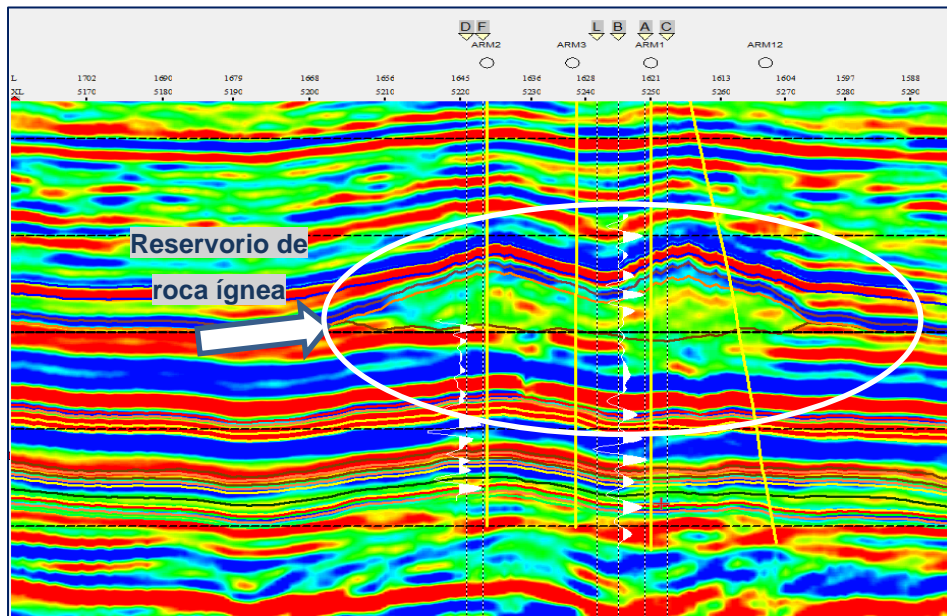


Figura 4.1 Sísmica 3D. Campo Armadillo. Identificación de reservorio roca ígnea
(Fuente: PetroAptos, 2019)

4.1.1. Modelo Fractura

La caracterización del modelo fractura, permite entender la distribución del sistema poral, tipo de conexión del reservorio y las direcciones preferenciales del flujo de fluidos. Con el cuadro de la Figura 4.2, se identifica los recursos de información requeridos, que al ser interpretados permite conocer la calidad del reservorio complemente fracturado (Cermeño, 2005).

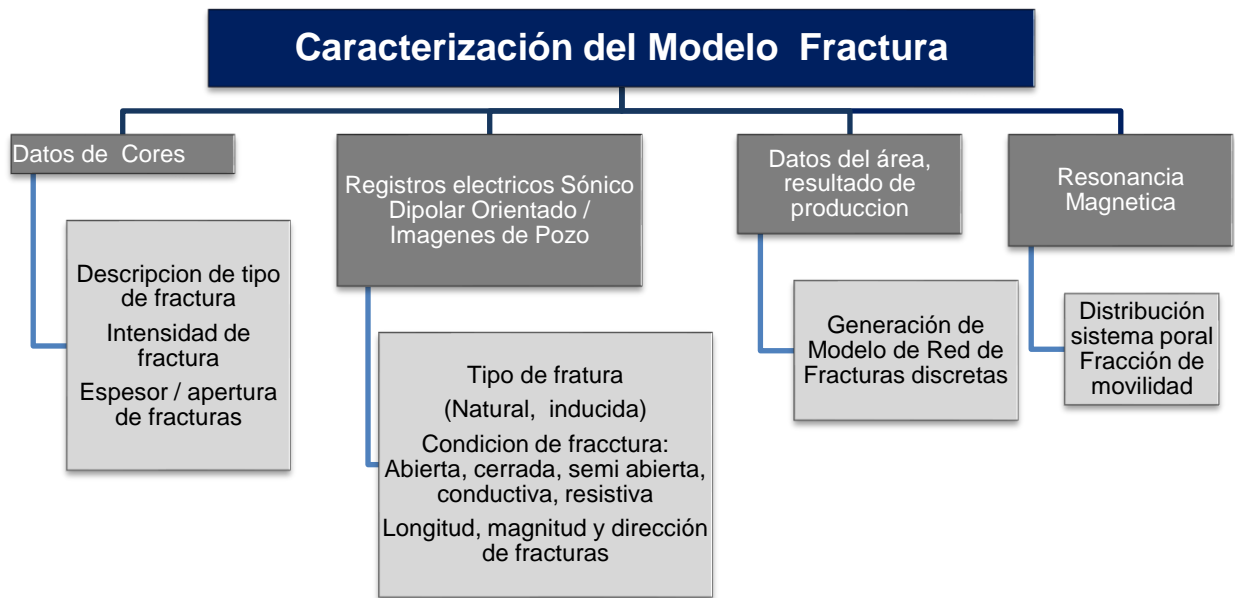


Figura 4.2 Caracterización del sistema de fracturas
(Fuente: Cermeño 2005). Elaboración propia.

Sin embargo, debido a la falta de recursos de información, como datos de cores, registro sísmico dipolar orientado, imágenes, datos del área; y resonancia magnética, no es posible continuar con las actividades de análisis. En el Anexo I, se muestra un ejemplo de modelo de fractura en rocas ígneas como referencia.

4.1.2. Modelo Sísmico

El área del cubo sísmico total del Campo Armadillo es de 295 kilómetros cuadrados (km²). El resultado de interpretación define la estructura del reservorio de roca ígnea o volcánico de tipo extrusivo, con un espesor en tiempo de aproximadamente 40 milisegundos, y en profundidad un espesor estimado de 230 pies, con presencia de fallas, discordancias y micro fracturas, se reduce hacia los extremos.

La presencia del volcánico de tipo extrusivo afecta al componente estructural y estratigráfico del campo, creando un efecto pull-up de levantamiento de estructura falso, lo cual incide en las secuencias de areniscas cercanas como Basal Tena (formación Tena) y arenisca U (formación Napo), los datos interpretados de la sísmica 3D, presentan problemas de velocidades y anisotropía, existe distorsión en la profundidad de los reflectores, lo que genera errores en la interpretación y pronosis de horizontes.

Esto se corrobora, al comparar las profundidades de las prognosis en los pozos a perforar versus los datos reales, las secuencias de interés se encuentran mucho más arriba o abajo de lo programado. En la Figura 4.3, se observa los resultados de la interpretación sísmica que confirma la presencia del reservorio de roca ígnea.

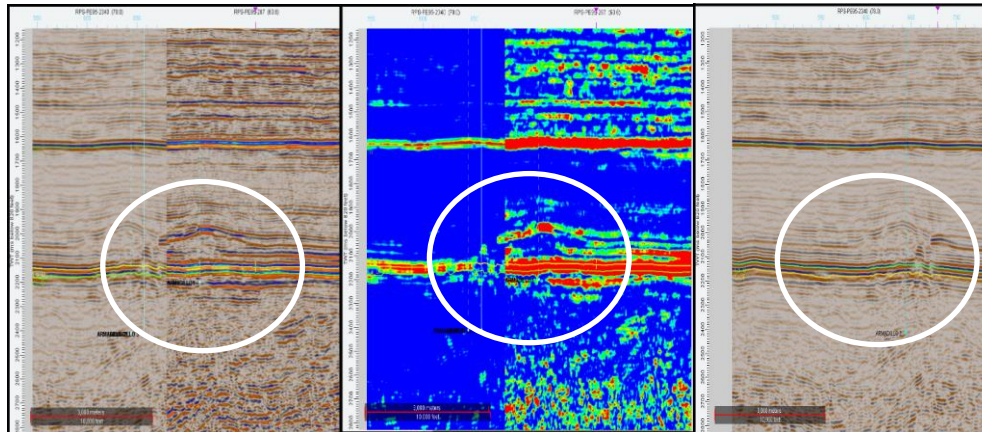


Figura 4.3 Visualización de sísmica, identificación de reservorio roca ígnea
(Fuente: Ecuaservoil 2019)

Sismograma Sintético: los resultados de la interpretación sísmica se calibran con la información de pozo, al generar el sismograma sintético se realiza el ajuste de los eventos, marcadores y zonas de interés, como se observa en la Figura 4.4.

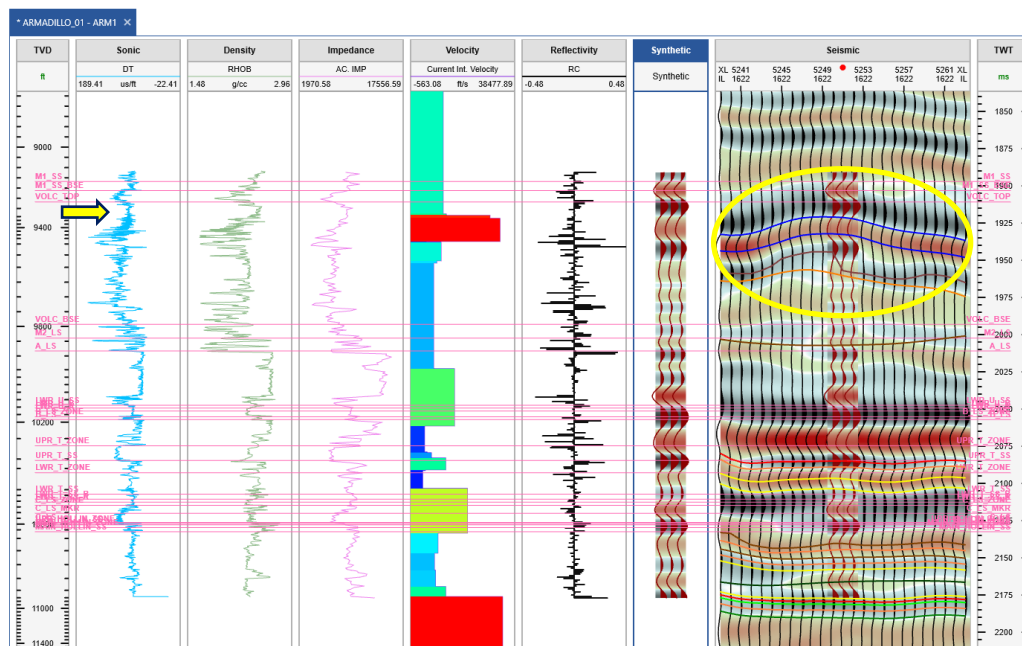


Figura 4.4 Ajuste sismograma sintético con la sísmica y registros eléctricos.
(Fuente: PetroAptos 2019).

La calidad de datos sísmicos es buena, sin embargo, se requiere de un reprocesamiento de datos para mejorar la resolución vertical. Con fines técnicos, se realiza una prueba aplicando el algoritmo Xfreq a una línea extraída del volumen 3D apilado de Armadillo, como se muestra en la Figura 4.5, los datos de la sísmica mejora en frecuencia y resolución sísmica, se visualiza mejor la parte estratigráfica, se logra un mejor ajuste con el sismograma sintético y curva de gamma ray.

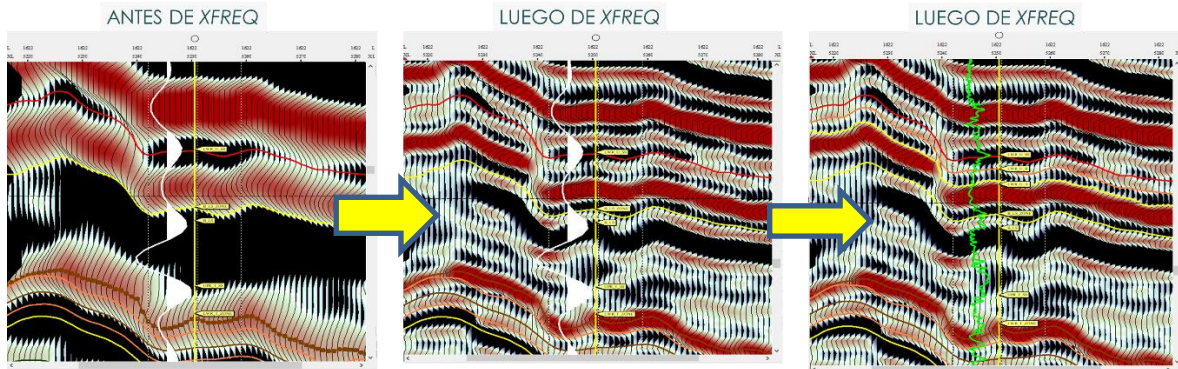


Figura 4.5 Comparación antes y luego del algoritmo Xfreq. Campo Armadillo. (Fuente: PetroAptos, 2019).

Las anomalías del volcánico son focalizadas y permiten determinar el tamaño aproximado de área de toda la sección de rocas ígneas, como se observa en la Figura 4.6, de la sección sísmica con la ubicación de pozos y horizontes.

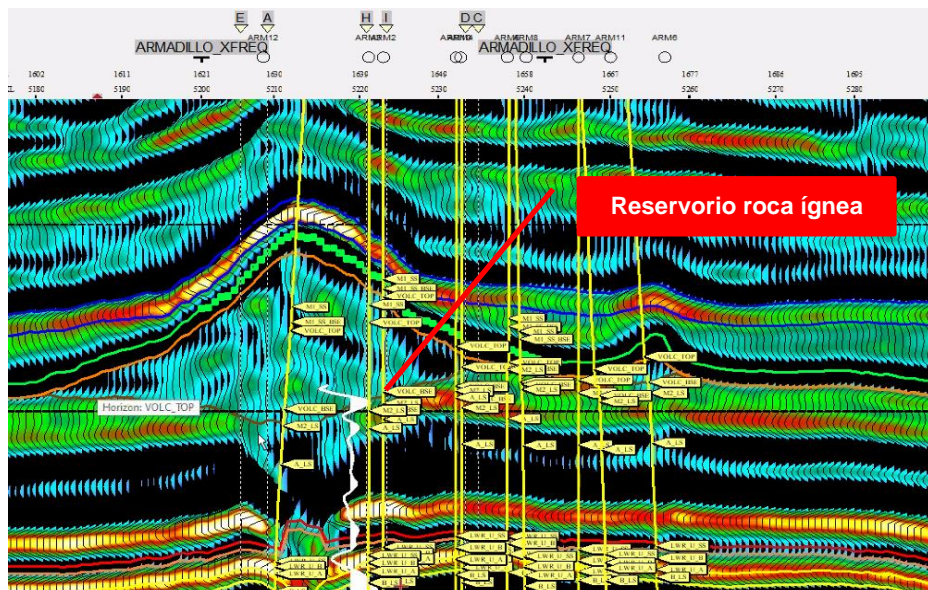


Figura 4.6 Sección sísmica. Ubicación de pozos y horizontes. Campo Armadillo (Fuente. PetroAptos, 2019). Elaboración propia.

A partir de la interpretación de la sección sísmica procesada, se genera el mapa al tope del volcánico picando las discordancias y anomalías que se presentan en la sísmica arriba del reflector de la Caliza M2. El método de generación del mapa es de mínima curvatura, el tamaño de la grilla es 30x30, el nivel considerado es cada 10 ms. En la Figura 4.7, se muestra el mapa estructural del reservorio de roca ígnea.

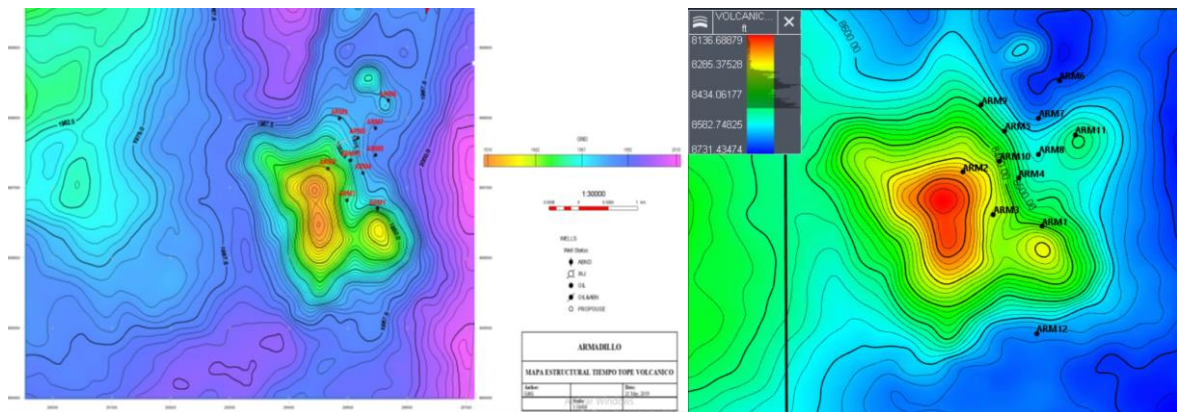


Figura 4.7 Mapa estructural del reservorio de roca ígnea.
(Fuente: PetroAptos 2019). Elaboración propia.

Los reflectores sísmicos cercanos a la zona del reservorio de roca ígnea son caliza A y caliza M2, confirman una discontinuidad lateral. La anisotropía produce una distorsión en la profundidad de los reflectores lo cual a su vez genera errores en la interpretación y aumenta el nivel de incertidumbre. Este problema se puede resolver aplicando migración prestack en profundidad (PSDM) y un análisis de atributos sísmicos (PetroAptos, 2019).

4.1.3. Modelo Geológico

En el modelo geológico se analiza la parte estructural, y estratigráfica del campo, a partir del análisis de registros mineralógicos, registros eléctricos a hueco abierto, pruebas de presión, y la interpretación sísmica, se obtiene las características geológicas, litología, geometría, profundidad, relieve, definición de la orientación de los elementos estructurales, trampas estratigráficas y delimitar el reservorio.

En la Figura 4.8, se observa la sección sísmica con la presencia de discontinuidades y fallas.

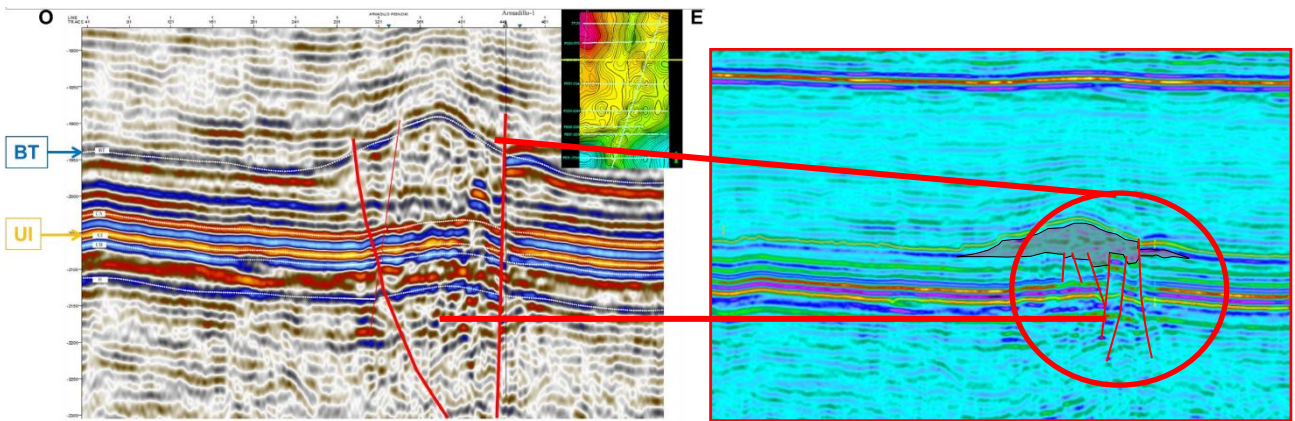


Figura 4.8 Sección sísmica reservorio roca ígnea, presencia de discontinuidades y fallas (Fuente: Ecuaservoil, 2019).

Aspectos Estructurales: La estructura del Campo Armadillo se define como un anticlinal asimétrico de 8 km de largo, y 2 km de ancho, con una superficie de 459 acres, la dirección preferencial de eje principal NE-SW, está limitado por una falla al NE de dirección NE-SW.

Aspectos Estratigráficos: El estrato de reservorio de roca ígnea es continuo con grandes espesores, presencia de hidrocarburos en superficie, buena señal de cromatografía, en la Figura 4.9, se muestra la correlación del registro mineralógico de los pozos Armadillo B-002 hasta el Armadillo B-005, el valor de gas más representativo para el reservorio de roca ígnea FG = 4.06 % @ 9491 ft y background Gas BG = 0.62 %.

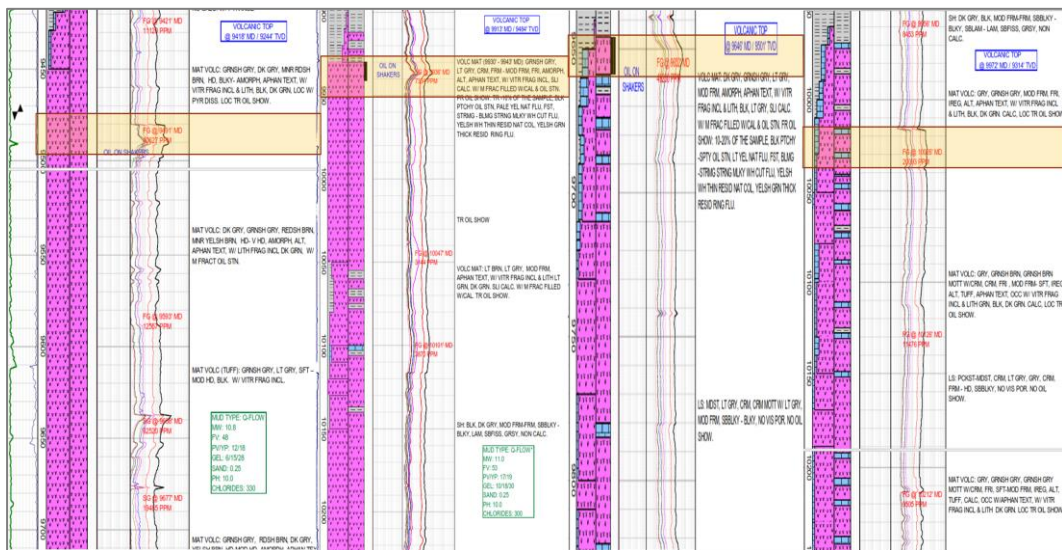


Figura 4.9 Correlación de registro mineralógico pozos campo Armadillo (Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Facies: El modelo de facies hace parte integral del modelo geológico, describe como están distribuidos los diferentes estratos que componen las secuencias de rocas ígneas, en este caso del Campo Armadillo fue realizado un análisis de facies categorizando dos tipos, volcánico y lutita, como se observa en la Tabla 4.1, la condición del volcánico con porosidad corregida (PHIEC) mayor al 12%, y volumen de arcillosidad (Vsh) menor al 40%. La representación de facies en la estructura del reservorio de roca ígnea se observa en la Figura 4.10.

Tabla 4.1 Facies reservorio roca ígnea

Facies	Código	Condiciones
Volcánico	1	PHIEC > 0.12 y Vsh < 0.4
Lutita	0	PHIEC < 0.12 y Vsh > 0.4

(Fuente: PetroAptos, 2019). Elaboración propia.

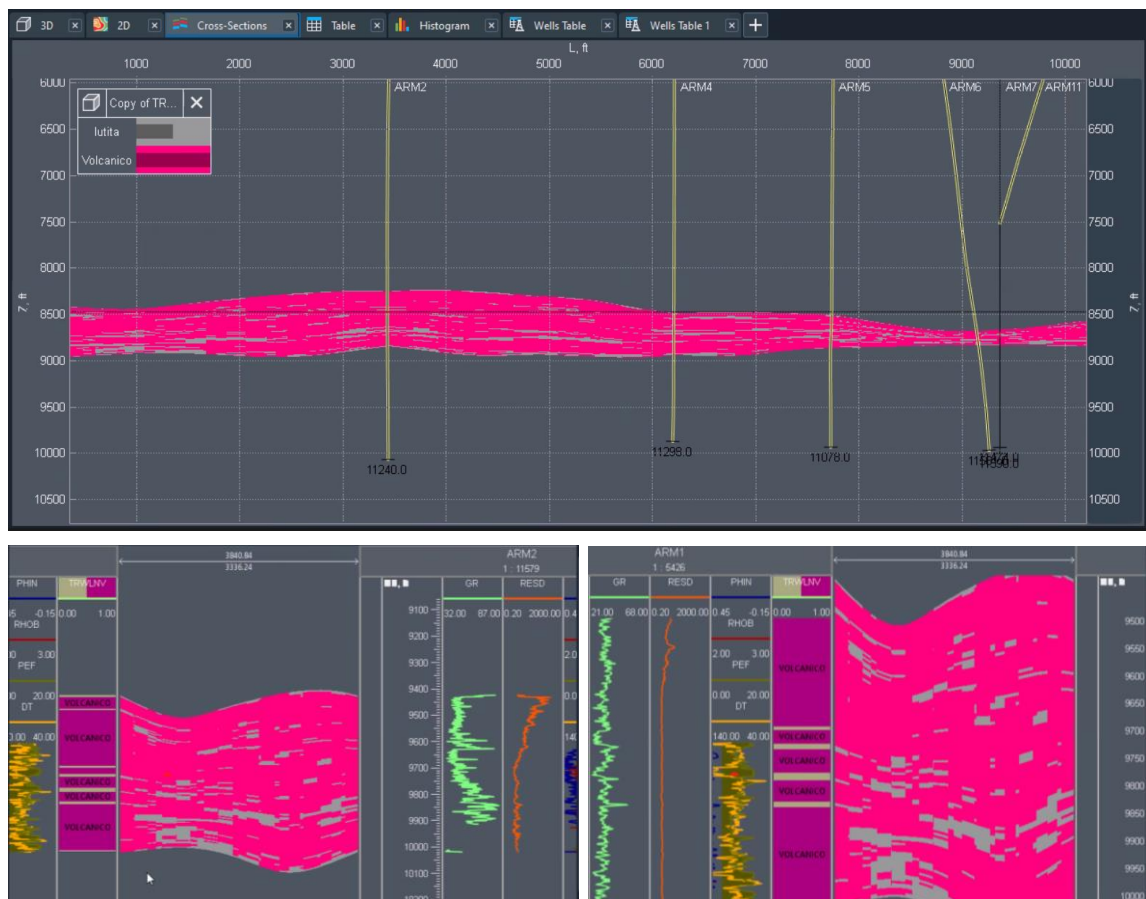


Figura 4.10 Facies reservorio de rocas ígneas Campo Armadillo
(Fuente: PetroAptos, 2019). Elaboración propia.

4.1.4. Modelo Petrofísico

La petrofísica en rocas ígneas tiene una diferente metodología, debe considerar el tipo de reservorio complejo con presencia de micro fracturas naturales, los principales cálculos son el volumen de arcillosidad, sistema doble porosidad, porosidad primaria o de matriz, porosidad secundaria o de fractura, permeabilidad de fractura. En la Figura 4.11, se define qué recursos de información son necesarios para la caracterización petrofísica.

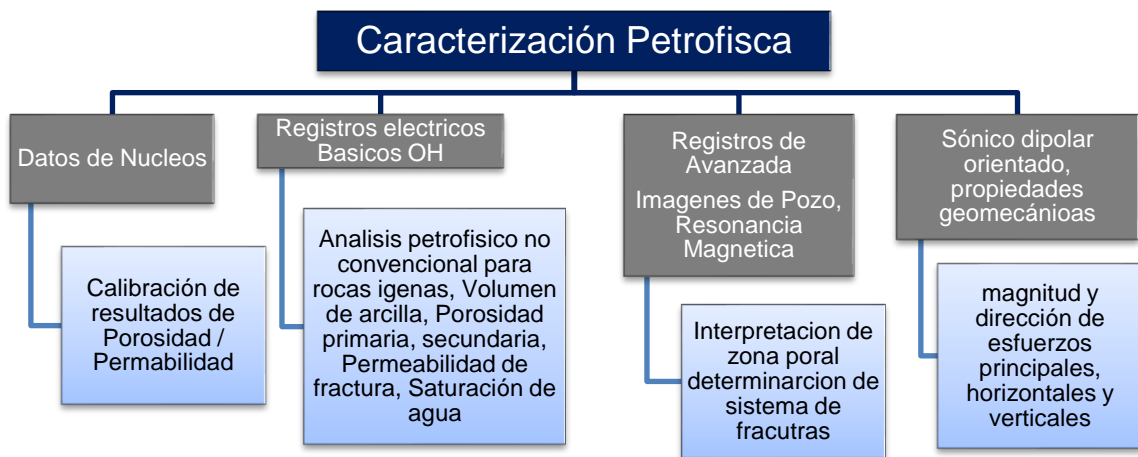


Figura 4.11 Recursos de información para la caracterización petrofísica. (Fuente: GuoXin, YuHua, Jie, FengPing, ChangHai, Neville, y YouQing, 2007). Elaboración propia.

El modelo petrofísico para el Campo Armadillo se desarrolla con la información de registros eléctricos de 10 pozos ya perforados, de los cuales solo 6 tomaron registros eléctricos en el cuerpo de roca ígnea.

Registros eléctricos: sólo se dispone de los registros básicos a hueco abierto, curva de gamma ray (GR), caliper (CAL), bit size (BS), resistividades a diferentes profundidades de investigación, porosidad densidad (DEN) y neutrón (CN). Los datos adquiridos para el pozo ARMB-002 fueron en sección de hoyo 12 ¼", con presencia de derrumbes; para los demás pozos la toma de registro se realizó en hoyo de 8 1/2".

En la Figura 4.12, se observa la sección de registros eléctricos para el pozo ARMB-002, las respuestas de gamma ray, indica valores bajos que corresponde a rocas ígneas básicas (gabbros y basaltos), y valores altos corresponde a rocas ígneas ácidas (granitos y riolitas).

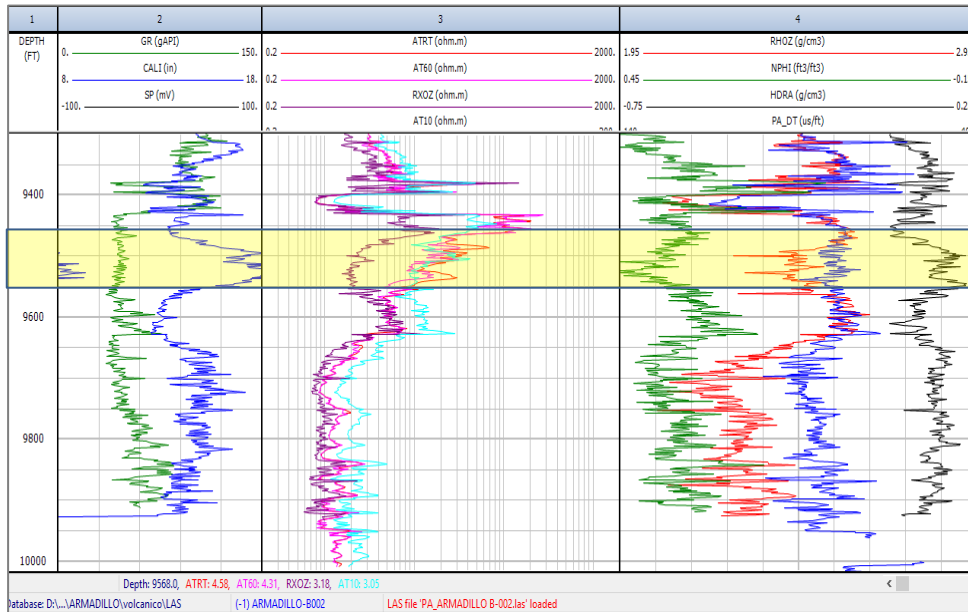


Figura 4.12 Registros eléctricos reservorio de rocas ígneas. Pozo ARMB-002 (Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Las curvas densidad y neutrón tienen respuesta de una zona arcillosa porosidad neutrón con valores bajos, poros abiertos con poca conexión; densidad de pozo con valores altos, en general difieren los resultados frente a zonas de interés convencionales, para este pozo ARMB-002, las curvas no son representativas debido a la presencia de derrumbes.

Utilización de crossplots: Para la caracterización de la porosidad se analiza la respuesta de neutrón y densidad, en este caso debido a litología de roca ígnea y la presencia de micro fracturas el resultado es una data dispersa como se observa en la Figura 4.13.

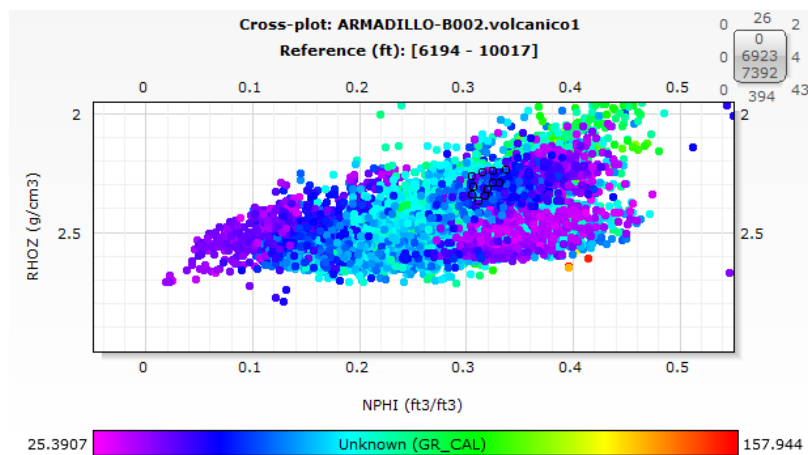


Figura 4.13 Registros eléctricos reservorio de rocas ígneas. Pozo ARMB-002 (Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Los resultados del crossplot densidad neutrón, con la interpretación de zonas de interés y la tipificación de roca para el pozo ARMB-002, se muestran en Figura 4.14, y para el caso del pozo ARMB-005 en la Figura 4.15.

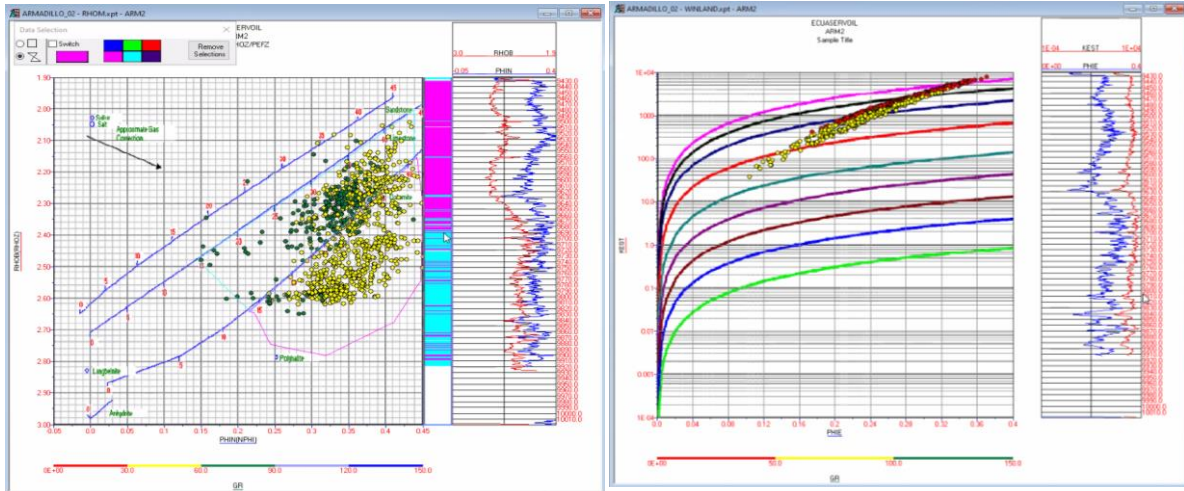


Figura 4.14 Crossplot y Tipología de roca. Pozo ARMB-002
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

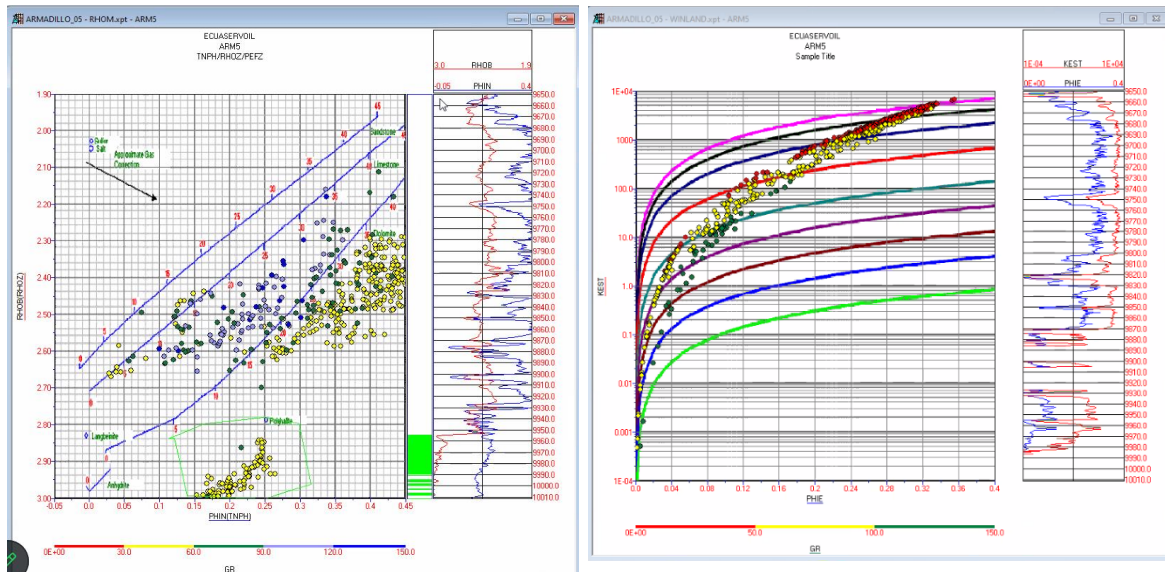


Figura 4.15 Crossplot y Tipología de roca. Pozo ARMB-005
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Se realiza una comparativa de la información de los pozos ARMB-002 con ARMB-005, encontrándose con la novedad de las curvas están afectadas en el pozo ARMB-002 debido al derrumbe, son de baja confiabilidad; en cambio para el pozo ARMB-005 se observa datos más consistentes.

Cálculo del volumen de arcilla: se utiliza como método determinístico los valores de GR (rayos gamma). En la Figura 4.16, se muestra el histograma de rayos gamma y se establece los límites GRclean 10 gAPI y GR Shale 85 gAPI.

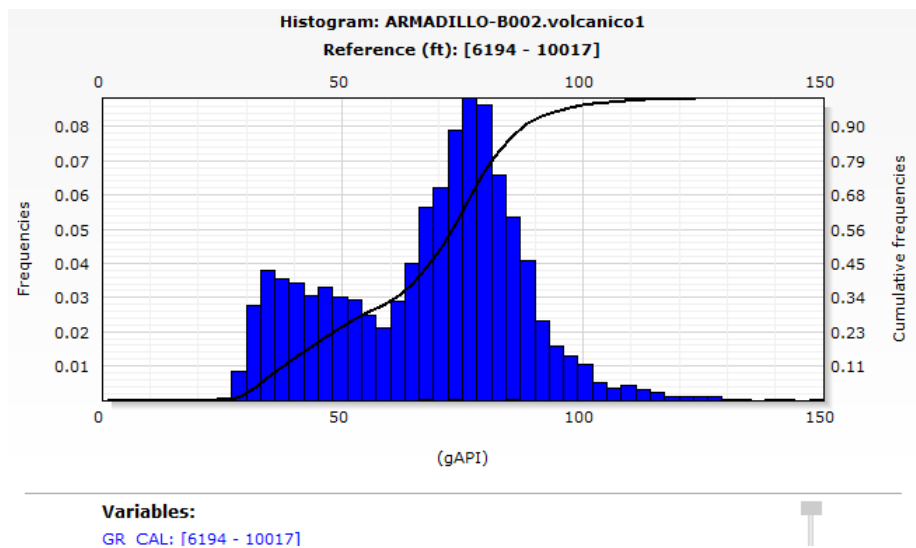


Figura 4.16 Histograma de Gamma Ray. Pozo ARMB-002
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

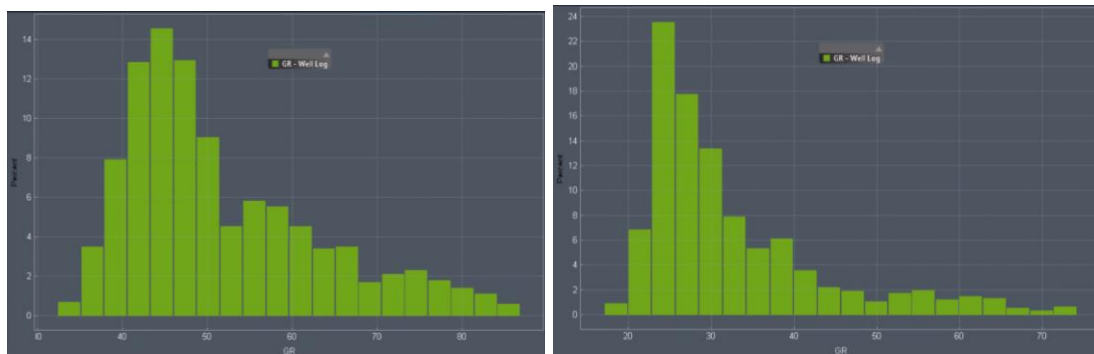


Figura 4.17 Histogramas de gamma ray. Campo Armadillo
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Los histogramas y crossplots se realizan para algunos pozos, con la finalidad de observar el comportamiento de distribución de datos, en su mayoría no son consistentes, debido a la característica de reservorio heterogéneo, en la Figura 4.17 se observan los resultados para gamma ray, las respuestas de un pozo a otro, son diferentes debido a la anisotropía alta del reservorio complejo. En la Figura 4.18, se presenta el histograma para factor fotoeléctrico (PEF) y en la derecha el tiempo de tránsito compresional DTC. Y en la Figura 4.19, se presenta los histogramas de las variables densidad y neutrón.

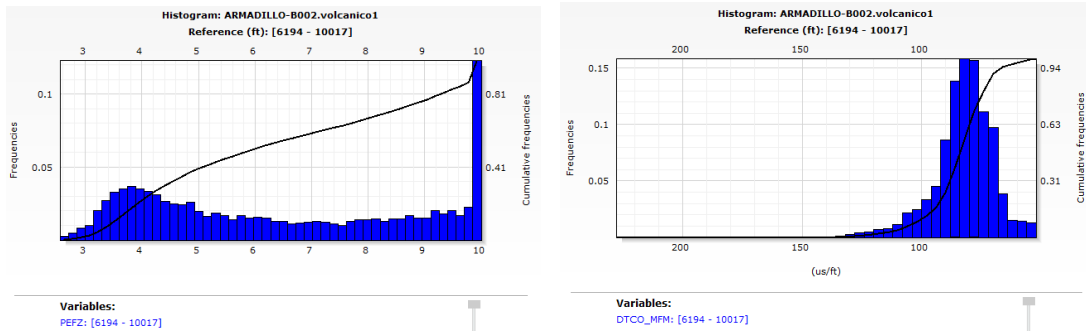
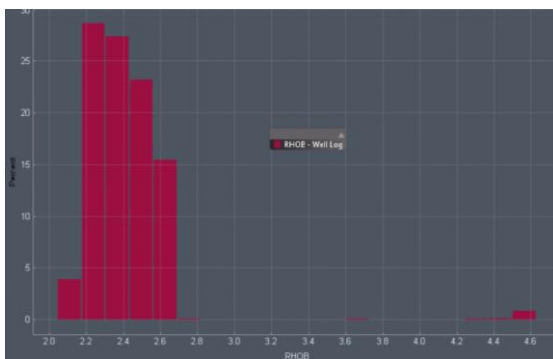
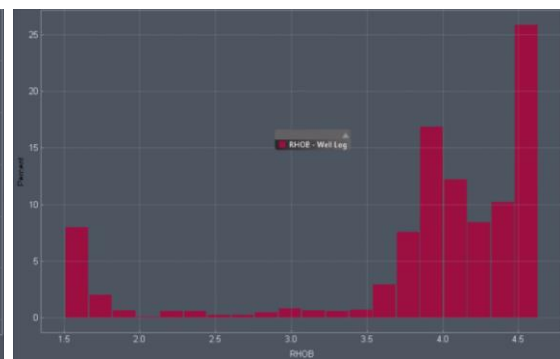


Figura 4.18 Histogramas de Factor fotoeléctrico y Sónico compresional.
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

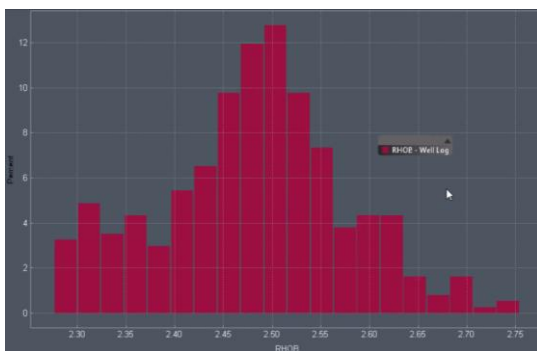
ARM2



ARM3



ARM 6



ARM2 – NEUTRON

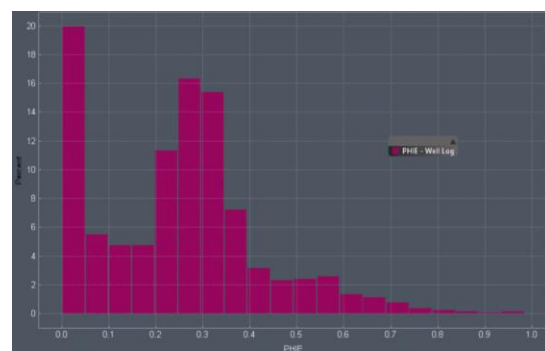


Figura 4.19 Crossplot Neutrón – Densidad. Data pozos campo Armadillo
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Cálculo de porosidad: Para los cálculos de porosidad primaria y secundaria o de fractura se utiliza las siguientes formulas, considerando un modelo de doble porosidad.

Porosidad de la matriz (micro fracturas):

$$\varnothing_{matriz} = \frac{V_{poros}}{V_{matriz}} \dots \dots \dots ec. 1$$

Porosidad de la fractura

$$\varnothing_{frac} = \frac{V_{fractura}}{V_{total}} \dots \dots \dots \text{ec. 2}$$

Porosidad total

$$\varnothing_{total} = \frac{V_{poros} + V_{fractura}}{V_{total}}; \varnothing_{matriz} + \varnothing_{fractura} \dots \dots \dots \text{ec. 3}$$

$$\varnothing_{frac} = \varnothing_{neutron\ gamma} - \varnothing_{sónico}$$

La porosidad secundaria o de fractura, obtenida de la interpretación de registros sínicos combinado con la porosidad calculada del registro neutrón y rayos gamma (Rivera, 2014), se muestra en la Figura 4.20 el gráfico crossplot de porosidad secundaria, con los datos de neutrón y sínico DT, del pozo Armadillo B-002.

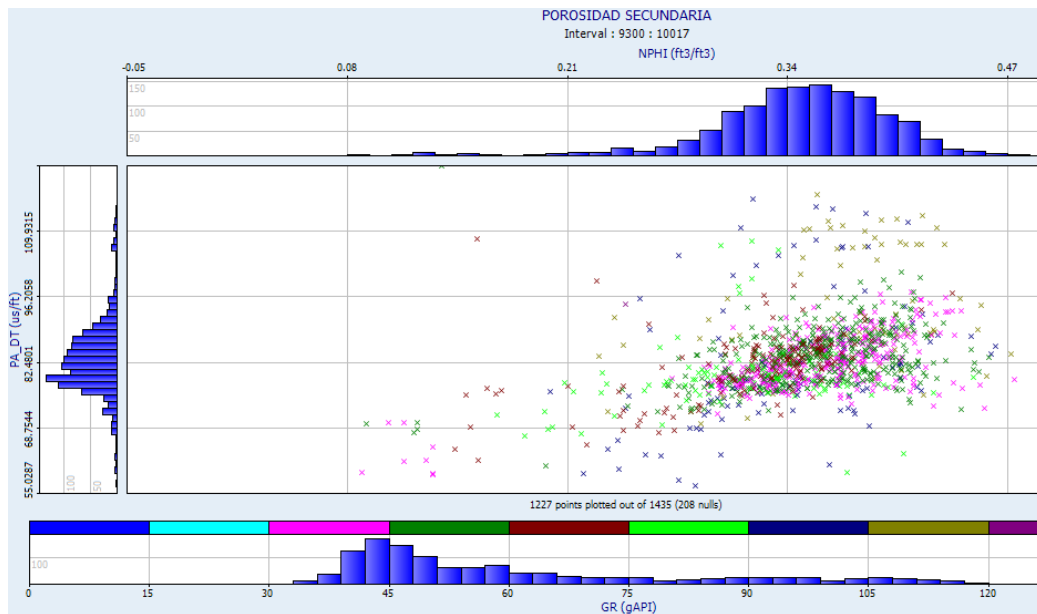


Figura 4.20 Crossplot Neutrón – sínico. Data Armadillo B-002.
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Cálculo de permeabilidad: La permeabilidad o capacidad de flujo es determinada por el tamaño de las fracturas, su apertura y continuidad a lo largo de los planos de estratificación. En el Campo Armadillo durante la perforación de sección de volcánico se presentaron pérdidas de fluido, lo cual evidencia que existen micro fracturas, se presume dos escenarios, el primero que la matriz tiene capacidad de almacenamiento, pero baja

permeabilidad, y el otro caso que la permeabilidad de la matriz es baja, y el caudal aportado proviene solo del sistema de fracturas (Rivera, 2014).

Existe un nivel alto de incertidumbre, ya que la permeabilidad está referida al sistema de doble porosidad. En el caso de disponer los recursos de información adicional, se puede estimar esta variable, con la siguiente formula:

$$k = \frac{0.544 \times 10^8 \times w^3}{h}, \dots \dots \dots \text{ec. 4}$$

donde K (permeabilidad de fractura - Darcy), h (ancho de fractura - pulgadas), y w (apertura de fractura - pulgadas)

Cálculo de Saturación: La saturación de agua se calcula con método (Aguilera, 1995), ya que al inicio la producción de fluidos se da por el sistema de fracturas, en función del corte de agua (BSW) y las viscosidades de los fluidos.

$$S_{wf} = \frac{\mu\omega * BSW}{\beta_0 * \mu_0 + \mu\omega * BSW} \dots \dots \dots \text{ec. 5}$$

Para el cálculo de saturación de agua en la matriz se estima la fórmula de Archie modificado, considerando que el exponente de cementación (m) se relaciona directamente con la presencia de fracturas abiertas. Para el caso de micro fracturas que prevalece la matriz, se considera $m=2$, si se confirma la existencia de un plano de fractura $m=1$, y para sistemas de fracturas tipo cavernas $m>2$ (Cabrejo, 2010).

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_{esD} * (V_{sh} * PHIEC)^m} \right)^{(1/n)} \dots \dots \dots \text{ec. 6}$$

Como resultado del modelo petrofísico solo se realiza el análisis a nivel de la matriz, porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Queda incompleto el análisis hasta obtener más recursos de información.

En la Figura 4.21, se presenta los resultados finales de la caracterización petrofísica.

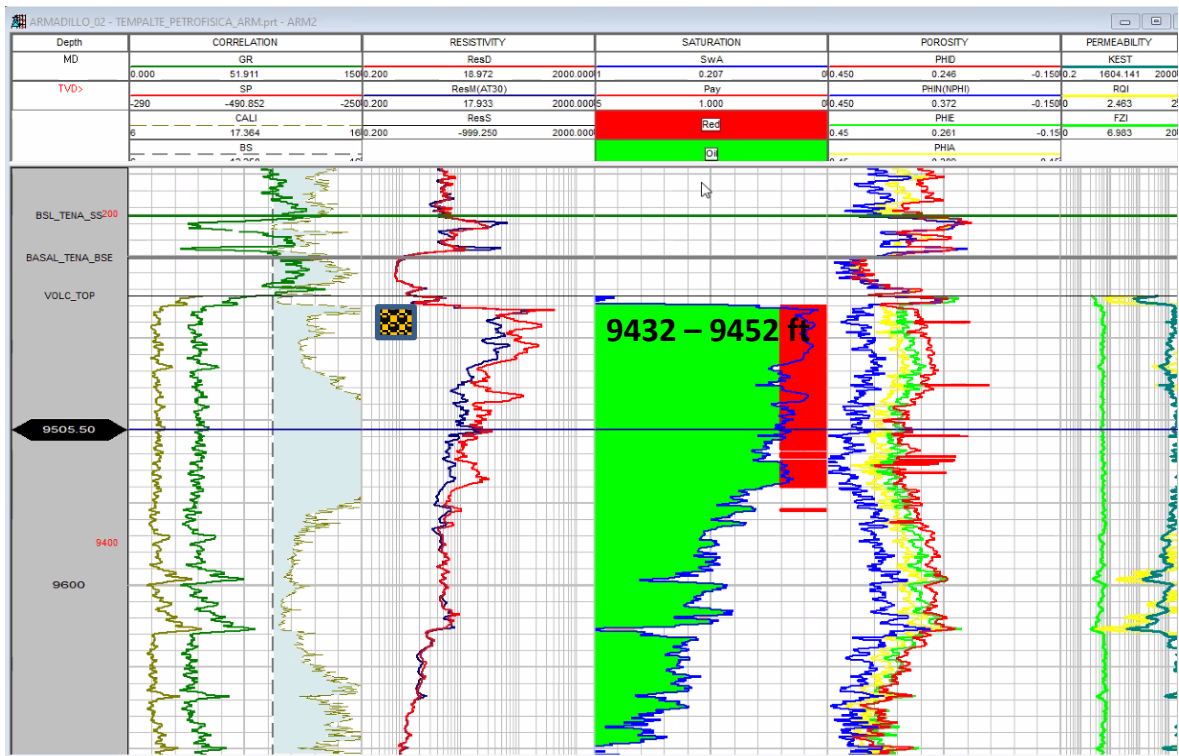


Figura 4.21 Resultado de interpretación petrofísica
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

El resumen de parámetros del modelo petrofísico se detalla en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Parámetros petrofísicos pozo Armadillo B-002

Variable	Nombre	Valor	Unidad
Volumen de Arcillosidad	Vsh	45%	Porcentaje
Densidad de la matriz	Den-m	2.62	gr/cc
Densidad zona volcánico	Den-V	2.48	gr/cc
Sónico zona volcánico		72	us/ft
Porosidad de matriz	PHIEC	12.6%	Porcentaje
Resistividad de agua	Rw	0.05	Ohm.m
Resistividad de shale	Rsh	20	Ohm.m
Exponente de saturación	n	2	Adimensional
Exponente de Cementación	m	1, 2 2	Adimensional
Factor de tortuosidad	a	1	Adimensional
Saturación de Agua	Sw	28%	Porcentaje
Modelo de Saturación		Aguilera, 1995	
Permeabilidad	mD	20	mili Darcy

Espesor neto	ft	20	Pies
Espesor bruto	ft	126	Pies

(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

4.1.5. Creación Modelo Estático

Los resultados en esta fase de modelo estático ayudan a entender las características de las rocas ígneas productoras de hidrocarburos, tanto cualitativa como cuantitativamente, definiendo la geometría del yacimiento, las propiedades físicas de la roca y físico-químicas de los fluidos, y el volumen de hidrocarburos almacenados.

Se inicia con la carga de datos tales como coordenadas, trayectorias de pozo, resultados obtenidos de la interpretación petrofísica, horizontes y fallas, estructura geológica, se define el polígono y se diseña una malla o grid. Para el Campo Armadillo el seteo de parámetros de la grid se muestra en la Figura 4.22, celdas activas 962800, dimensiones 91x 90 x 120.

Una vez definida la grid, se realiza el poblamiento de propiedades, en términos de porosidad, se realiza la distribución a lo largo del campo, como se observa en la Figura 4.23.

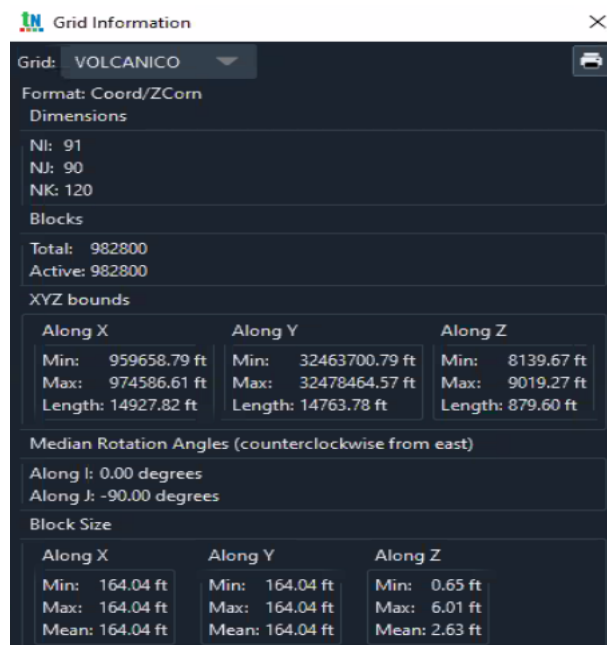


Figura 4.22 Diseño de grid modelo estático reservorios de rocas ígneas. Campo Armadillo (Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

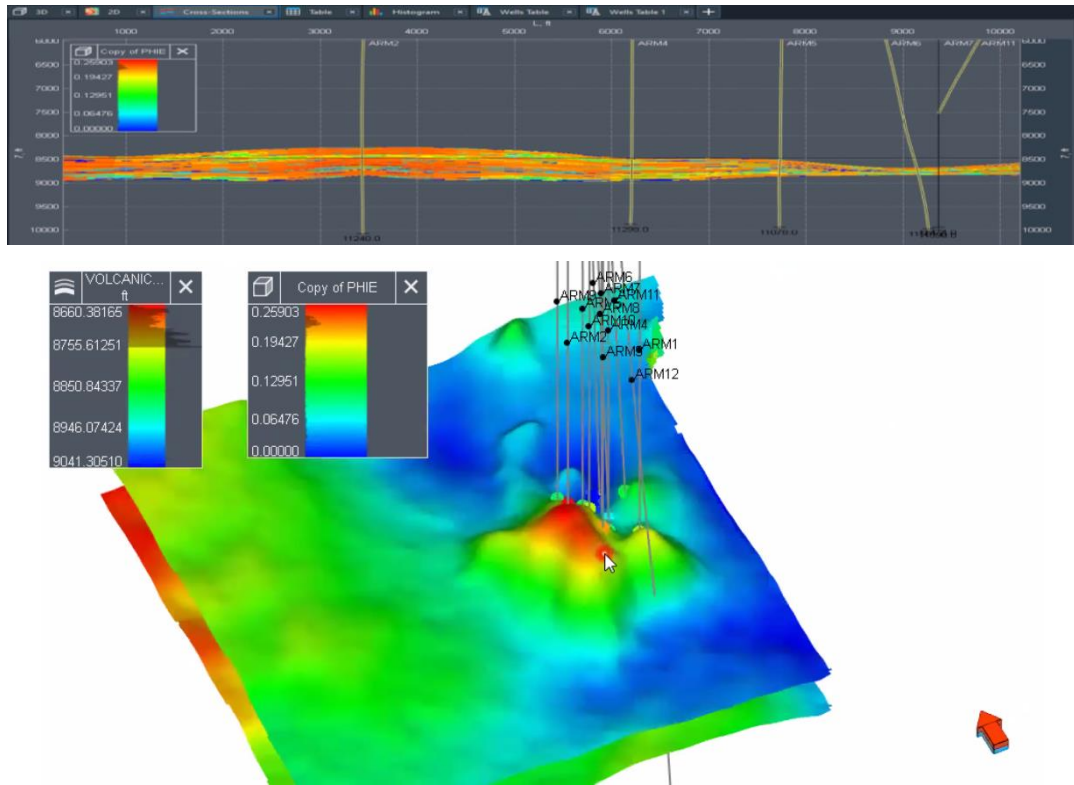


Figura 4.23 Poblamiento de porosidad. Modelo estático en rocas ígneas. Campo Armadillo (Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

El modelo estático en visualización 3D con la propiedad de porosidad se observa en las Figuras 4.24 y Figura 4.25.

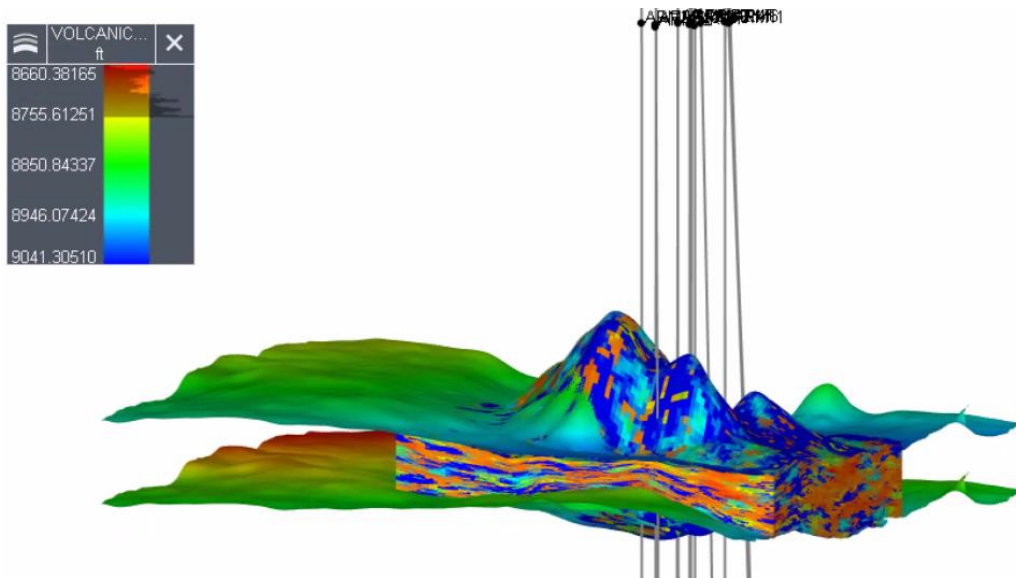


Figura 4.24 Visualización 3D. Modelo estático en rocas ígneas. Campo Armadillo (Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

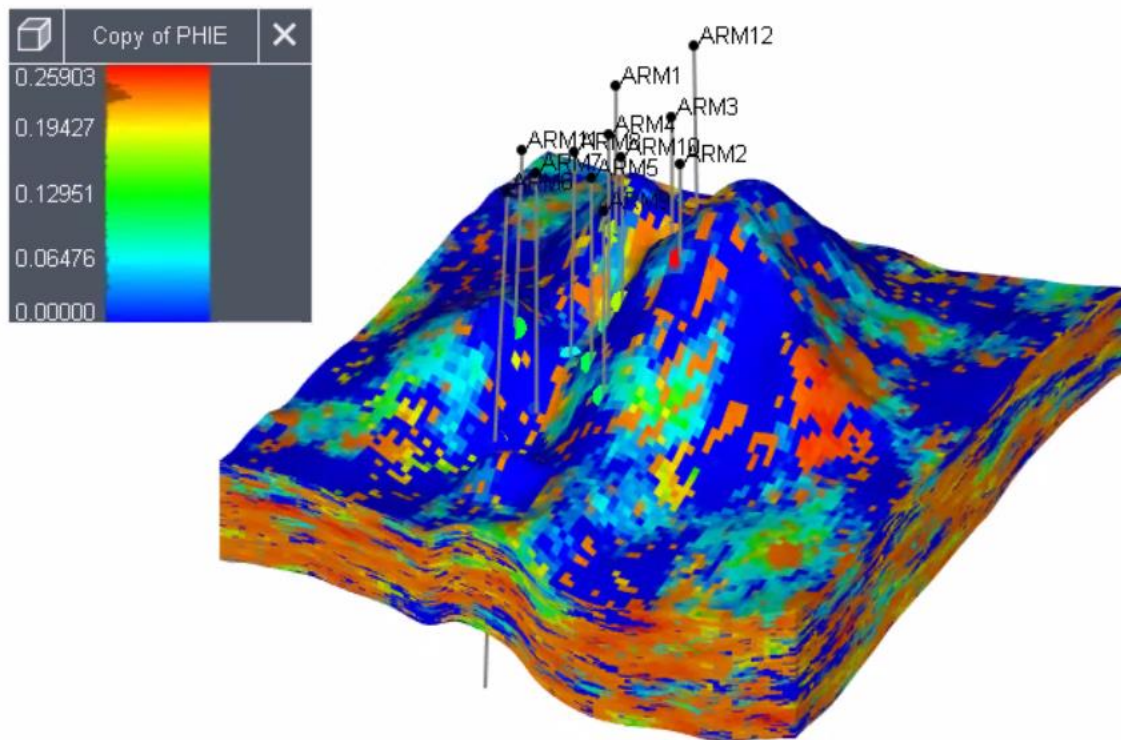


Figura 4.25 Poblamiento de porosidad. Vista 3D. Modelo estático en rocas ígneas.
(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

4.1.6. Estimación POES

Se realiza mediante cálculos volumétricos de tipo determinístico, para estimar la cantidad de petróleo en sitio, no asociado a reservas, debido a la falta de recursos de información (Villalba, 2017).

$$\text{POES (MMBP)} = \frac{7758 \times A \times \text{NGR} \times \text{Por} \times (1 - S_w)}{\text{Boi} \times 10^6} \dots\dots\dots \text{ec. 6}$$

Donde:

- POES:** Petróleo Original en sitio
- 7758:** Constante
- A:** Área en acres
- NGR:** Relación espesor de arena neta vs espesor total
- Por:** Porosidad
- (1 - Sw):** Saturación de Petróleo
- Boi:** Factor Volumétrico a condiciones iniciales (BY/BN)

En la Tabla 4.3, se resume el cálculo estimado de petróleo original en sitio para el reservorio de roca ígnea.

Tabla 4.3 Cálculo de POES

Proyecto:	CAMPO ARMADILLO					Profundidad del Objetivo:	9400 ft		
Locación:	Bloque 55, Cuenca Oriente, Ecuador					Evaluador por:	Blanca Alarcon		
Objetivo Geológico:	RESERVORIO ROCA ÍGNEA					Fecha:	Abril.2020		
Parámetros Volumétricos (Unidad = MBO)						Objetivo Mapeado*	Moda	Media	Desviación Standard
	99%	90%	Media	50%	10%	1%			
Estimación radio drenaje (m)	250	270	280	300	350		18	280	28
Estimación radio drenaje (ft)	825	891	924	990	1155		61	924	92
Area Productiva (Km2)	30	26	22	18	16		21.87	22	4.48
Zona de pago y Área productiva									
Volumen total de roca (acre-ft)	3213	5049	9180	18360	27540		129.12	9180	8225.28
Net to gross (fracción)									
Neto GRV (acre-ft)	2892	4544	8262	16524	24786		104.59	8262	7402.752
Intervo neto de pago (ft)	7	11	20	40	60		326.87	20	17.92
Area productiva (acres)	459	459	459	459	459			459	0
Net GRV (acre-ft)	3213	5049	9180	18360	27540	9180		9180	8225.28
Porosidad (fracción)	0.1	0.12	0.14	0.16	0.18	0.14	0.00	0.14	0.024
Saturación de Hidrocarburos (fracción)	0.2	0.15	0.12	0.1	0.08	0.12	0.00	0.12	0.036
1/Boi (bbl/ BF)	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	0.00	1.01	0
Unidades de factor de conversión	7758	7758	7758	7758	7758	7758	0.00	7758	0
Eficiencia de recobro (fracción)	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.03	0.00	0.03	0.012
Factor de Recobro (bbl/a-f)	50	60	80	100	120	80	820.00	80	22.4
OOIP (MMbbl)	1.97	3.96	8.69	20.31	35.03	20.31			

(Fuente: Villalba, 2017). Elaboración propia.

En la Figura 4.26, tenemos la visualización 3D del modelo estático preliminar.

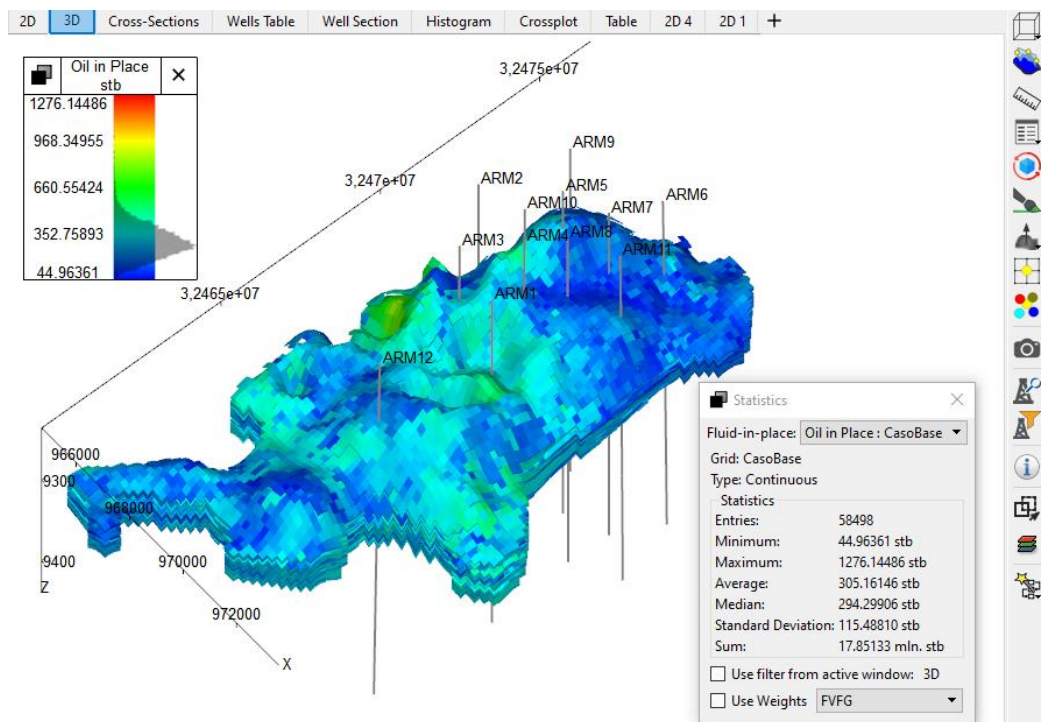


Figura 4.26 Modelo estático en rocas ígneas, incompleto por la falta de recursos de información. (Fuente: Ecuaservoir, 2019). Elaboración propia.

La fase de modelo estático esta realizado con un nivel de incertidumbre alto, por la falta de recursos de la información, las propiedades de porosidad solo fueron poblados la porosidad de matriz sin calibración, no se cuenta con el análisis de cores para el ajuste, tampoco análisis del sistema de fractura direcciones, ni los datos de permeabilidad de fractura, para obtener la capacidad del paso de fluidos, al final se obtiene un modelo estático incompleto que requiere de más adquisición de datos para lograr una buena caracterización de reservorios y resultados confiables.

4.1.7. Modelo Dinámico

El modelo dinámico integra la información que se obtiene en los eventos posteriores a la completación de pozos, toma de presiones de fondo fluvente, de reservorio, en cabeza de pozo, historia de la producción, pruebas de restauración de presión, y el historial de eventos desarrollados en la vida productiva del campo.

En el Campo Armadillo, el único pozo que ha producido del reservorio de rocas ígneas es el Armadillo B-002, pozo direccional tipo S, completado con revestidor 7", P110, 26 ppf, disparos abiertos desde 9432 ft a 9452 ft (20 pies), la secuencia de eventos del pozo productor se muestra en la Tabla 4.4.

Secuencia de Eventos: Desde la perforación del pozo, completación se enumera todos los eventos en lo que ha sido intervenido el pozo.

Tabla 4.4 Detalle de eventos pozo Armadillo B-002

EVENTO	FECHA	OBSERVACIÓN
Perforación	27 mayo 2017	Sección 12 ¼", se presentaron novedades, pérdida de circulación de fluidos, presencia de derrumbes
Completación	3 junio 2017	Se realiza pruebas en Hollín superior, U inferior sin éxito
Disparos 1 (reservorio roca ígnea)	2 julio 2017	Intervalo 9432 – 9452 ft, con cargas 4.5", 60° fase, 5 dpp con TCP bajo balance. Soplo débil.
Prueba Inicial	4 julio 2017	Flujo Natural con unidad MTU
Tratamiento Químico	19 Julio 2017	Solvente, demulsificante y biocida

Sistema hidráulico – Monitoreo unidad MTU	20 Julio 2017	Queda en producción 80 bppd con 1% BSW
WO #1 – Disparos 2	12 julio 2018	Intervalo 9452 – 9472 (20 pies) adicionales cargas connex TCP bajo balance. No hay soplo
Cambio de sistema de levantamiento a BES	25 julio 2018	Completación con BES
WO #2 – Pulling BES	18 sep 2018	
WO #3 – Cambio a sistema de levantamiento BES	12 dic 2019	Completación con BES

(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

Historial de producción: En la Figura 4.27, se detalla la prueba de producción del pozo Armadillo B-002, se observa un comportamiento consistente de la producción de hidrocarburos con bajo corte de agua por debajo del 1% BSW. El historial de producción se muestra en la Figura 4.28, los primeros años 2017, 2018 presenta un resultado de producción a flujo natural y sistema hidráulico, constante, a partir del cambio de sistema de levantamiento artificial, el caudal de petróleo disminuye de 80 bppd a 50 bppd.

ECUASERVOIL SERVICIO DEL ECUADOR		REPORTE DE EVALUACIÓN DE POZO CON BOMBA JET											10 Puntos CALA Oil Engineering Co.		
TÉCNICOS:		R. Solorzano / Iglesias / M. Jorge					COMPañÍA:		ECUASERVOIL						
FECHA DE INICIO:		jueves, 20 de Setiembre de 2018					FECHA FINAL:								
BOMBA JET / GEOMETRIA:		BOMBA JET PARKER CO DE 31/2 x2,81 "E7"					POZO:		ARMADILLO B 02						
PROFUNDIDAD (sl-sl):		9291 pies					ZONA:		ROCA ÍGNEA						
AFORO TANQUE:		1,87 bls/pulg					INTERVALOS:		9432'-9472'						
PROFUNDIDAD NO-GO		pies													
HORA	DATOS DE INYECCIÓN						DATOS DE PRODUCCIÓN						OBSERVACIONES		
	PRESIÓN DE INYECCIÓN	INYECCION HORA	INYECCION DÍA	TOTAL INYECTADO	SALINIDAD INYECCION	BSW % INYECCION	BSW % FORMACION	PRODUC. HORA	PRODUC. DÍA	TOTAL RECUP.	BSW % RETORNO	BSW % L. PRODUCCION		PRESIÓN SEPARADOR	SALINIDAD RETORNO
lunes, 22 de Octubre de 2018															
6:00	2400	79	1900	51671		94	23	3.5	84	2431	91	4	100		L= 9' 7" 6/8 DIESEL 126
7:00	2400	78	1870	51749		93	24	2.3	56	2433	91	4	100		L= 9' 9"
8:00	2400	78	1870	51827		93	17	2.1	50	2435	91	4	100		L= 9' 10" 1/8
9:00	2400	78	1860	51904		93	8	1.9	45	2437	91	4	100		L= 9' 11" 1/8
10:00	2400	78	1870	51982		93	40	3.0	73	2440	91	4	100		L= 10' 3/4
11:00	2400	78	1860	52060		93	47	3.5	84	2444	91	4	100		L= 10' 2" 5/8
12:00	2400	78	1860	52137		94	7	2.8	67	2447	91	4	100		
13:00	2400	78	1860	52215		94	7	2.8	67	2449	91	5	100		
14:00	2400	78	1860	52292		94	7	2.8	67	2452	91	5	100		
15:00	2400	78	1860	52370		94	7	2.8	67	2455	91	5	100		
16:00	2400	78	1860	52447		94	7	2.8	67	2458	91	5	100		
17:00	2400	78	1860	52525		94	7	2.8	67	2461	91	5	100		
18:00	2400	78	1860	52602		94	7	2.8	67	2463	91	5	100		DIESEL GLS 461
19:00	2400	78	1860	52680		94	7	2.8	67	2466	91	5	100		
20:00	2400	77	1850	52757		94	8	2.8	67	2469	91	4	110		
21:00	2400	75	1804	52832		94	10	2.8	67	2472	91	4	120		
22:00	2400	75	1804	52907		94	10	2.8	67	2474	91	4	105		
23:00	2400	78	1860	52985		94	7	2.8	67	2477	91	4	100		
0:00	2400	75	1804	53060		94	10	2.8	67	2480	91	4	100		

Figura 4.27 Prueba inicial de producción. Reservorio roca ígnea. Pozo ARMB-002 (Fuente: Ecuaservoil, 2019).

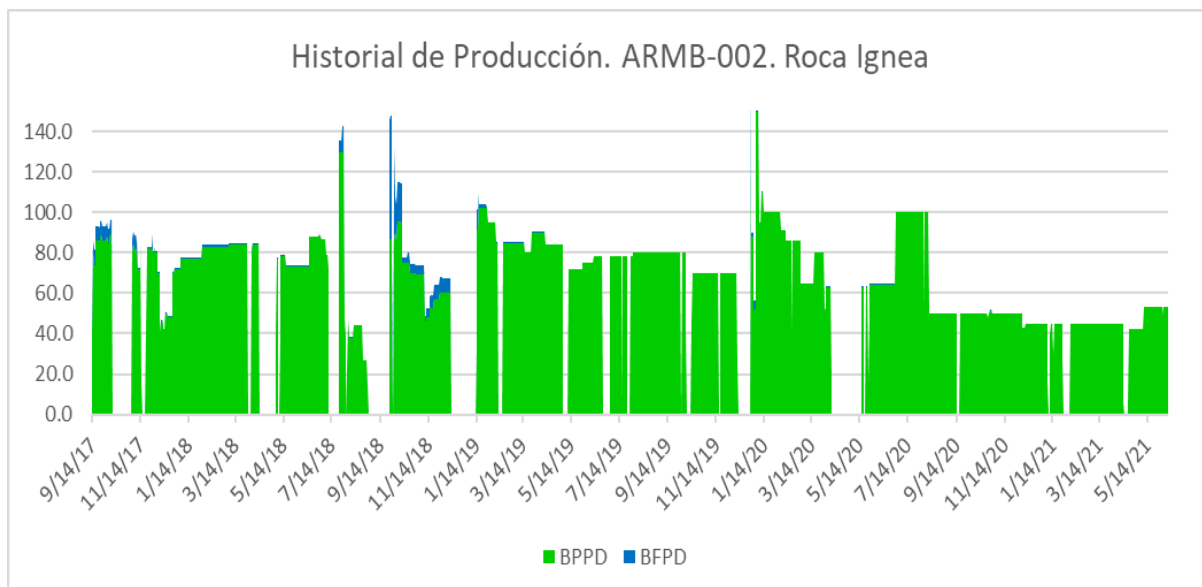


Figura 4.28 Historial de Producción. Pozo Armadillo B-002.
(Fuente: Ecuaservoil, 2021). Elaboración propia.

El historial de producción inicia en julio 2017 con un caudal de petróleo de 80 bppd con bajo corte de agua, la producción del reservorio de roca ígnea se ha mantenido constante, los eventos de apagado del pozo que se muestra como gaps de información, indican los intervenciones de reacondicionamiento (WO) programados, como el re disparo de la zona de interés, toma de pruebas restauradoras de presión, cambio de sistema de levantamiento de bombeo hidráulico a electro sumergible (BES), entre otros.

Historial de Presión: Con el análisis y la interpretación de las pruebas de pozos se definen las condiciones del sistema pozo-yacimiento y se determina variables como: permeabilidad, factor de daño, características de yacimientos naturalmente fracturados, así como condiciones dinámicas, y presencia de heterogeneidades. En la Figura 4.29, se muestra los resultados de la prueba de restauración de presión para el reservorio de rocas ígneas del pozo Armadillo B-002.

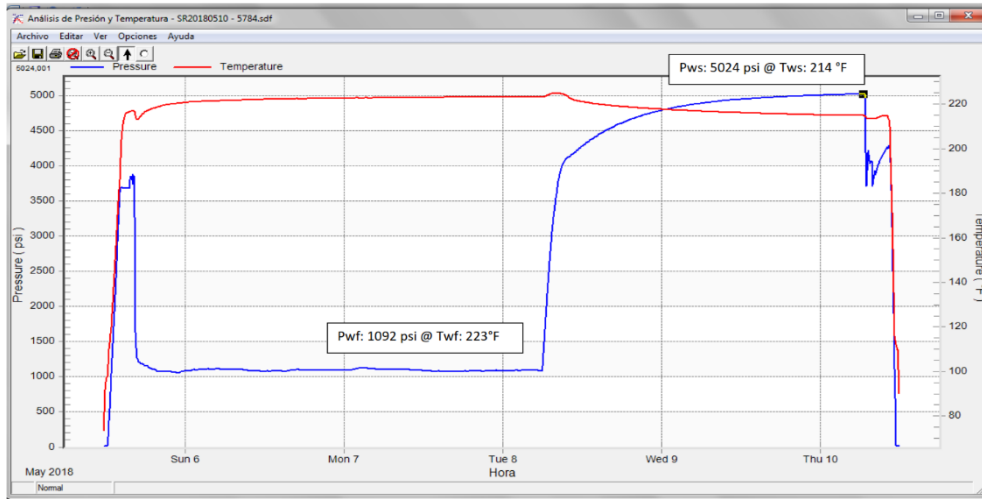


Figura 4.29 Prueba de restauración de presión. Pozo Armadillo B002.
(Fuente: PetroAptos, 2019)

Los resultados de interpretación de la prueba de restauración de presión se muestran en la Figura 4.30.

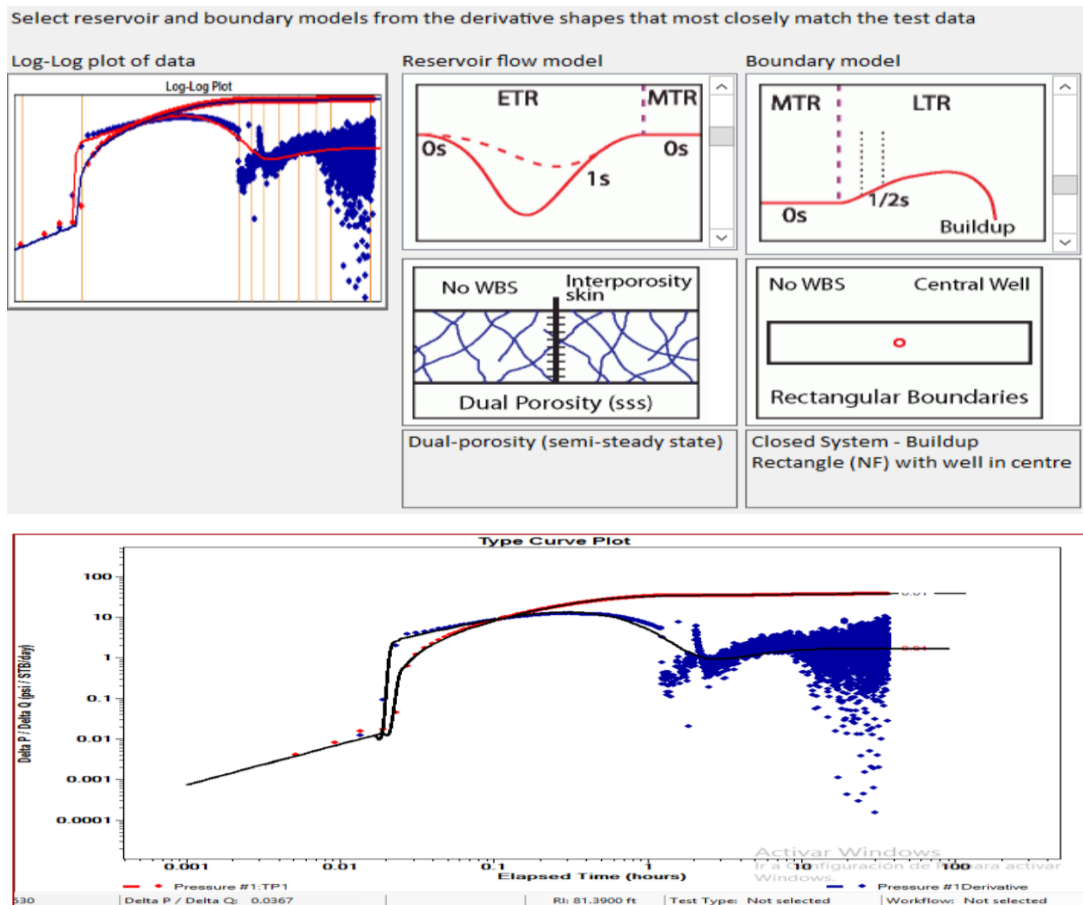


Figura 4.30 Interpretación de prueba de restauración de presión. Pozo Armadillo B002.
(Fuente: PetroAptos, 2019)

Los resultados del análisis de restauración de presiones ajustan con un modelo de doble porosidad, en un sistema cerrado rectangular el análisis trasciente de presión indica un daño de formación de $S = 6.3$, y una permeabilidad de matriz de 8.6 mD.

Como la permeabilidad es muy baja, se presume que todo el sistema petrolífero del reservorio de rocas ígneas contiene una red de fracturas conectadas entre sí, y toda la permeabilidad es la contribución directa de la fractura (Rivera, 2014). Los valores utilizados como dato de entrada junto con resultados se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Resultados de interpretación y datos del pozo Armadillo B-002

Descripción	Unidad	Valor	Nota
Presión de yacimiento	psia	5,154	
Presión de burbuja	psia	803	
Área de Drenaje	acres	459.14	
Permeabilidad	md	8.6	(de matriz)
Factor de daño		6.3	Skin ALTO
Índice de productividad	STB/day/psi	0.02	
Potencial absoluto de flujo abierto	STB/day	94.13	Oil
Presión de prueba 1	psia	1,637	
Presión de prueba 2	psia	1,200	
Tasa de producción 1	STB/day	69.1	
Tasa de producción 2	STB/day	77.67	
Presión de cierre estimada	psia	5,160	
AOF de la prueba	STB/day	94.17	
Viscosidad de petróleo	cp	25	
Gravedad del petróleo	API	16	
Corte de Agua	BSW%	0.08	
Gravedad del gas	Sp grav	0.7	
Relación gas-petróleo (producido)	Scf/STB	120	
Gas-oil-ratio	Scf/STB	120	GOR
Oil formation volumen factor	RB/STB	1.01	

(Fuente: PetroAptos, 2019). Elaboración propia.

Índice de productividad: en la Figura 4.31, se muestra la estimación de índice de productividad IPR. La línea IPR azul representa las condiciones actuales del pozo, es decir con un daño de $S=6.3'$, la curva se ajusta con una tasa de 70 bfpd, en el caso aplicar técnicas de remoción de daño y disminuir a $S=3$, se obtiene la curva rosada, a la misma P_{wf} la producción se podría incrementar a 92 bfpd; y en el otro caso si se remueve el daño a $S=0$, se obtiene la curva magenta, a la P_{wf} de 1637 psi, se alcanzaría los 120 bfpd.

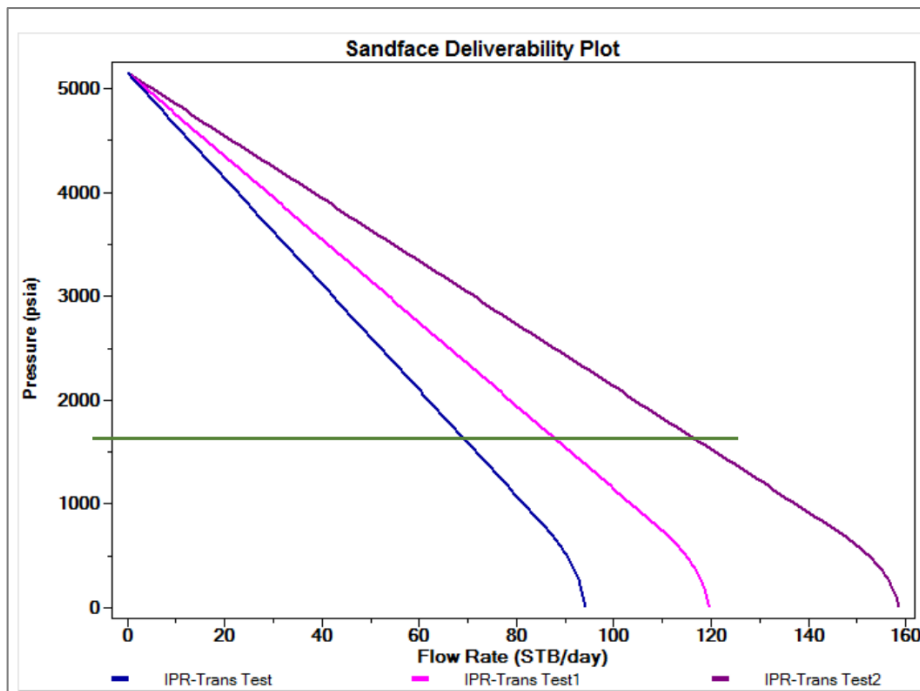


Figura 4.31 Análisis de índice de productividad. Reservorio roca ígnea. Pozo Armadillo B002. (Fuente: PetroAptos, 2019)

4.2. Reducción de la Incertidumbre

Una vez analizados los recursos de información, y la aplicación en todas las áreas técnicas, se generan los análisis y resultados que impactan en niveles de incertidumbre.

En cada fase del proyecto, se ha identificado que la incertidumbre siempre está presente, desde la adquisición de los datos, la etapa de análisis e interpretación, que los resultados estén sujetos al nivel de experiencia de los técnicos, que la falta de recursos de información afecte a la calidad de análisis, que en cada actividad o tarea se realice un buen manejo de los recursos de información; todo incide y los niveles de incertidumbre siguen aumentando.

En la Figura 4.32 se describe los parámetros importantes de las fases de caracterización de reservorios, donde se observa mayores niveles de incertidumbre.

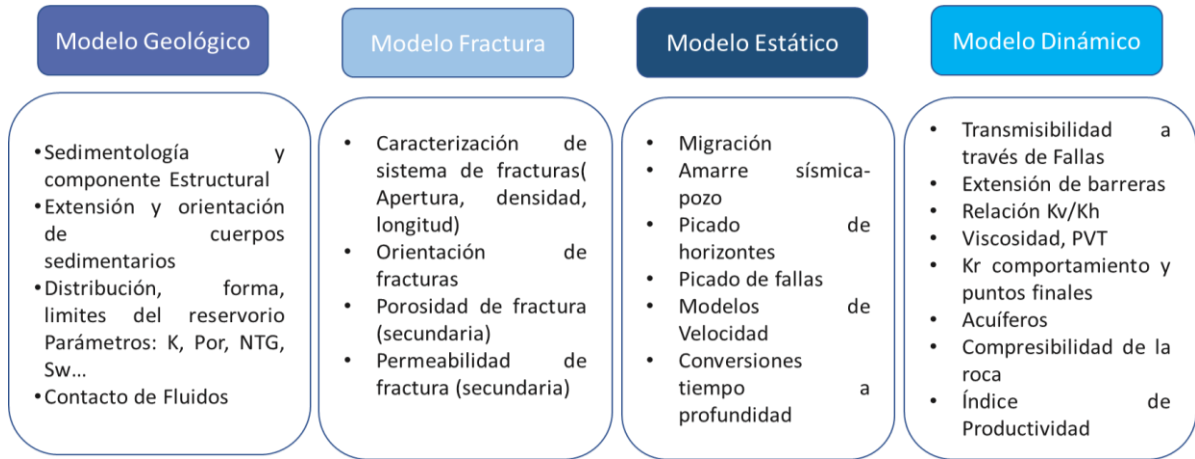


Figura 4.32 Incertidumbres en la Caracterización de reservorios de roca ígnea (Fuente: PetroAptos, 2019)

En la Figura 4.33, se detalla las recomendaciones de toma de información cuando hay incertidumbre en algunas áreas.

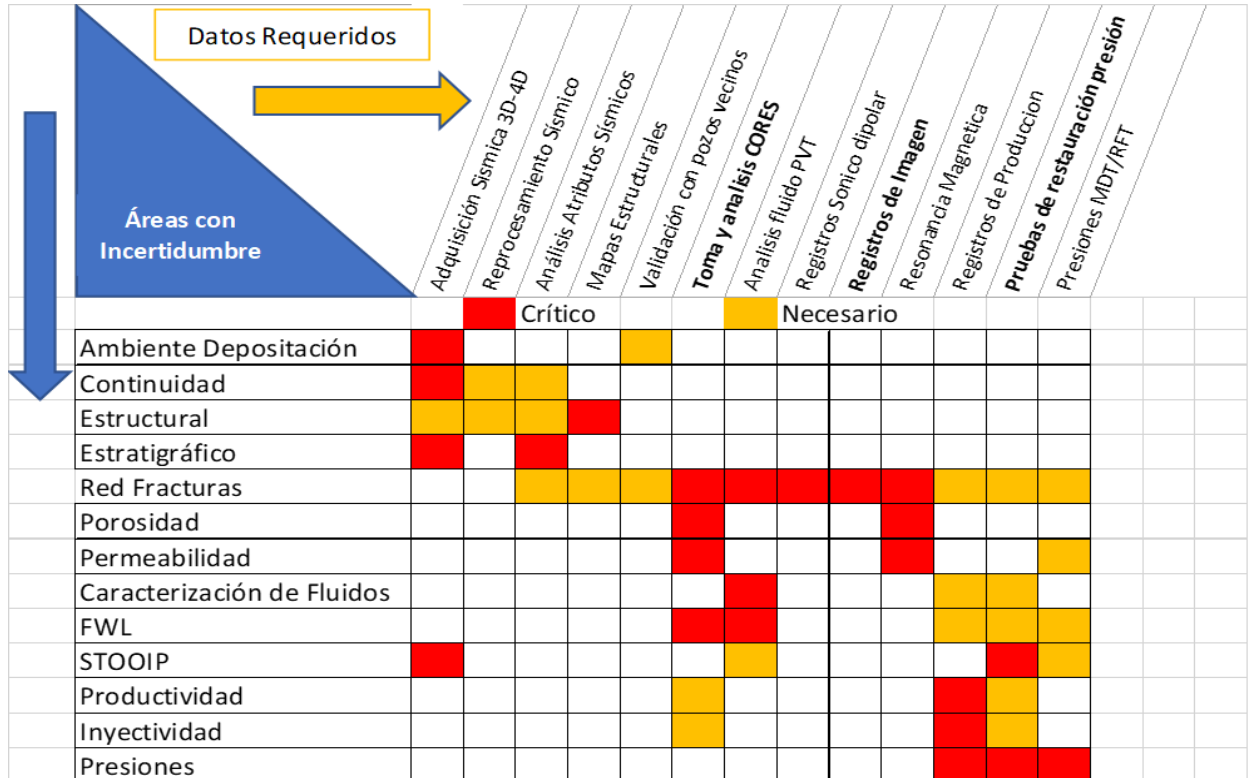


Figura 4.33 Incertidumbres en la Caracterización de reservorios de roca ígnea (Fuente: PetroAptos, 2019)

Para la reducción de incertidumbre se comiende contar con un plan de adquisición de información, definiendo los recursos necesarios para lograr un buen entendimiento de la caracterización de reservorios, una alternativa adicional es la validación con datos e información de campos aledaños. En el caso del Campo Armadillo se utilizará datos de pozos vecinos de las áreas cercanas de Cononaco y Auca Sur (Campos de EP Petroecuador), para lograr un mejor ajuste de resultados (Galacho, 2003).

4.3. Discusión de Resultados

El proyecto de caracterización de reservorios en rocas ígneas requiere de varios recursos de información de avanzada. Es importante identificar cada tarea y actividad para asignar los recursos adecuados, estimando tiempos sin mucha holgura para lograr optimizar la ejecución de proyectos con menores incertidumbres en el proceso.

La asignación de recursos debe ser planificada, y estará a cargo de los técnicos de cada área como geología, reservorios, e ingeniería de producción, este proceso inicia con la identificación de una necesidad en correspondencia a sus funciones y actividades, precisar el tipo de información que se necesita y en qué etapa de la operación ya sea perforación, completación, producción, luego se debe revisar sus respectivos justificativos y aprobar el plan de adquisición de recursos de información y por ultimo emplear de manera eficiente de los recursos disponibles (Arévalo, 2007).

El proceso de caracterización se realiza de manera incompleta, debido a la limitación de falta de recursos de información, se requiere una decisión gerencial para la asignación de nuevos recursos y poder completar la secuencia de guía metodológica.

Para disminuir la incertidumbre se recomienda describir y comprender el reservorio de rocas ígneas con mayor cantidad de información disponible, la geología es de tipo compleja, existe heterogeneidad, y se requiere que los especialistas tengan metodologías de análisis con un riguroso control de calidad, monitoreo de variables del yacimiento en el tiempo, y la medición de los datos en las pruebas de producción para determinar los comportamientos dinámicos del reservorio.

El manejo de la incertidumbre es posible reducirla con el entendimiento de la geología y la heterogeneidad del yacimiento, con especialistas, haciendo control de calidad, gestión de recursos de información, realizando un monitoreo continuo del comportamiento del pozo a través de su producción, y observando todos los cambios del comportamiento roca-fluido.

Los modelos deben ser supervisados y monitoreados por el equipo técnico de cada empresa para asegurar así la calidad. El análisis de las variables de incertidumbres debe estar consensuadas con el equipo técnico.

La finalidad de la Gestión de la información es ofrecer mecanismos que permitan a las empresas adquirir al mejor precio posible la obtención de datos e información con calidad y exactitud, para desarrollar proyectos de caracterización de reservorios que impacten de manera directa en la toma de decisiones.

4.4. Análisis costo-beneficio de los recursos de información

La toma de decisiones gerenciales para lograr una exitosa gestión de los recursos de información considera el analizar de manera objetiva tanto técnica como económica el beneficio para lograr los objetivos de la caracterización de reservorios.

La adquisición de nuevos recursos de información involucra una inversión fuera del presupuesto de la operadora. Las consecuencias directas es el manejo de proyecto de caracterización de reservorios con alto nivel de incertidumbre, y limitan la toma de decisiones para los futuros trabajos de mejora en la productividad del reservorio complejo.

La inversión adicional tiene resultados inmediatos en el conocimiento del área de estudio. El beneficio es la disminución del nivel de incertidumbre, la posibilidad de tomar decisiones más asertivas para incremento de producción, para el desarrollo del plan contingente de explotar nuevas reservas en el reservorio de rocas ígneas.

A continuación, en la Tabla 4.6, se tiene la referencia de los costos invertidos en las etapas de perforación y completación de pozos.

Tabla 4.6 Costos de la Operadora

Descripción	Costo (USD \$ dólares)
Perforación	US\$ 1,300.000
Completación	US\$ 450,000
Estudios técnicos previos	US\$ 120,000
Intervenciones WOs (2)	US\$ 600,000
Total, de inversiones de la Operadora	US\$ 2,470,000

(Fuente: Ecuaservoil, 2019). Elaboración propia.

De los recursos de información que no están disponibles, se tiene en la Tabla 4.7, la referencia de costo para la adquisición de los nuevos recursos de información.

Tabla 4.7 Costos de nuevos recursos de información

Item	Descripción del Servicio	Costo US\$	Referencia
1	Registros de Imagen de Pozo (Resistiva)	\$ 40,000.00	Dato estimado AFE Pozo
2	Toma de Cores (Núcleos) – 60 pies incluyendo preservación	\$ 75,000.00	Costo referencial empresa (Adrialpetro)
3	Análisis y pruebas laboratorio Cores (Núcleos) – 60 pies	\$ 110,000.00	Costo referencial empresa CORELAB Colombia
4	Registro de Resonancia Magnética	\$ 65,000.00	Dato estimado AFE Pozo
5	Toma de Presiones (20 puntos) y muestras de fluidos (2)	\$ 150,000.00	Dato estimado AFE Pozos
6	Toma y muestras de fluidos PVT	\$ 80,000.00	Costo referencial empresa CORELAB
7	Sísmica de pozo VSP	\$ 56,000.00	Dato estimado AFE Pozo

(Fuente: Cotización varios proveedores). Elaboración propia.

Se selecciona los recursos más críticos como la toma de cores, con registro de imagen y la toma de muestras de fluidos PVT, dando un total de US\$ 230,000 para inversión adicional.

Se realiza un análisis comparativo de los costos que tomó la perforación del pozo, de completación, de eventos programados WO, con la inversión de nuevos recursos de información, como se puede observar en la Figura 4.34, la inversión a realizar en adquirir información adicional que complementa la caracterización de rocas ígneas es apenas del 9 %, de lo que ha invertido la operadora en el pozo.

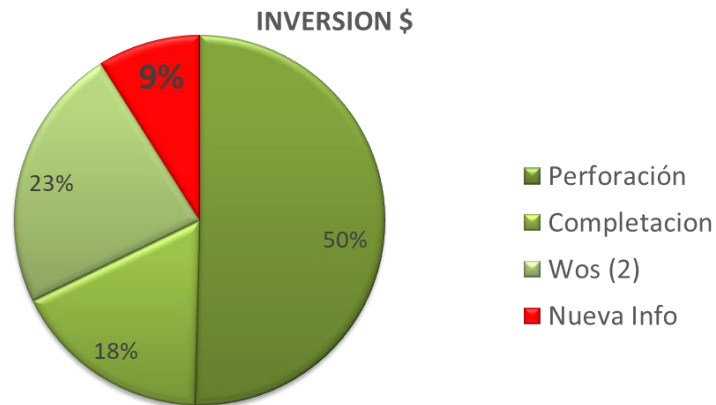


Figura 4.34 Comparación de costos de inversión.
(Fuente: Elaboración propia).

Decisión Gerencial: En esta etapa luego de gestionar los recursos se sigue una matriz de decisiones gerenciales, para cada impacto se evalúa en qué condiciones la empresa operadora puede optar por un poco, media o completa inversión en la adquisición de datos (Pulgarin y Rivera, 2012).

Cuando no esté disponible un recurso de información crítico, se deberá planificar la adquisición respondiendo a las siguientes preguntas:

- ✓ ¿Por qué la necesidad de datos?
- ✓ ¿Qué dificultades se presentarán en la toma de esos datos?
- ✓ ¿Para qué se usarán los datos?, ¿Cuál es su importancia o impacto?
- ✓ ¿De cuánto es la inversión para la toma de datos?

Cuando se conocen todos los resultados posibles con sus probabilidades, conociendo el nivel de incertidumbre asociado la toma de decisión es de bajo riesgo, y queda a disposición de la Operadora en tomar la decisión que le convenga a su proyecto.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- La gestión de los recursos de información y datos que se encuentran disponibles para el proyecto son insuficientes para lograr una buena caracterización de reservorios en rocas ígneas
- El proyecto bajo la metodología de gestión se lo ha realizado considerando las limitaciones de la falta de recursos de información disponible del bloque 55, sin embargo, debido al potencial de hidrocarburo que fue demostrado con pruebas de producción en el reservorio volcánico
- Debido a la limitación de no disponer de los recursos de información en actividades claves de la cadena crítica, no fue posible realizar el modelo fractura, ni completar el proceso de caracterización.
- La metodología utilizada difiere de la convencional por la presencia de micro fracturas naturales que deben ser modeladas o representadas en los simuladores de avanzada.
- Con la guía metodológica elaborada es posible realizar el análisis de los sistemas complejos de volcánico naturalmente fracturado para el reservorio de roca ígnea
- El potencial hidrocarburífero del reservorio de roca ígnea se logra determinar por los historiales de producción que observan a lo largo de la vida productiva del pozo ARMB-002, pero no es posible realizar pronóstico a futuro debido a que no está caracterizado el mecanismo
- Para el área de interés Auca Armadillo hacen falta datos, como toma registros eléctricos de avanzada, sónico dipolar, imagen de pozo, toma y análisis de cores, y toma de fluidos PVT; son las variables más críticas que se requieren para mejorar la incertidumbre y completar el proyecto de caracterización de reservorios.
- Las fuentes de información para la caracterización de reservorios complejos son accesibles, de acuerdo al análisis realizado la mayoría se adquieren en la etapa de perforación y completación de pozos.

- La gestión de información inicia desde la planificación, aprobación de gerencia, adquisición, procesamiento de datos y resultados.
- El aporte de la información de Campos cercanos o vecinos, la información de Campos análogos ayuda a que se puedan lograr la comprobación de ciertas hipótesis a cerca del conocimiento de la red de fracturas naturales presentes en el cuerpo ígneo de Armadillo.
- El nivel de incertidumbre estimado fue del 31% por disponibilidad de datos, y del 29% por impacto en resultados.
- El objetivo final de la gestión de información es maximizar el valor y los beneficios derivados del uso de los datos, optimizando el costo de adquisición, procesamiento y uso de la información.
- Grupos multidisciplinarios integrados resultan en incrementos de productividad y agregación de valor para las empresas, la caracterización de reservorios es “Escuchar al yacimiento”, y asegurar un plan de desarrollo de explotación de reservas de hidrocarburos con menor incertidumbre y altas posibilidades de éxito.

5.2. Recomendaciones

- Se recomienda realizar la toma y análisis de cores, para el ajuste de valores de porosidad y permeabilidad, así como también la distribución volumétrica de las propiedades petrofísicas y físicas de la roca.
- Con la data calibrada con cores, se podrá mejorar el modelo sedimentológico y determinar la incidencia de la actividad volcánica identificada en el área.
- Es importante realizar la planificación de toma de registros de avanzada, como lo son Imagen resistividad de pozo, o resonancia magnética; de esta manera se valida el modelo de fracturas y permite mejorar el cálculo de POES.
- La solución para la parte estructural en Armadillo es una migración prestack en profundidad (PSDM).
- El uso del algoritmo XFREQ permitirá obtener un incremento importante en la resolución vertical de la sísmica, lo cual se reflejará en un mayor detalle de la estratigrafía del Campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Albariño, L., Manacorda, L., Gil, M., Salinas, A., y Bonardo, M. (2008). Las Secuencias Cretácicas Del Suroriente Y El Subandino Sur. Un Modelo Secuencial, Cuenca Oriente. Ecuador.
- Aguilera R. (1995). Natural Fractured Reservoir, PennWell Books, Segunda Edición
- Angulo, A. (2016). Arquitectura estructural y estratigráfica de la secuencia pre-aptiense, en la sección norte del corredor Sacha-Shushufindi. pag 4. Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Arandia Ospina, A. D. (2018). Caracterización petrofísica y sedimentológica de las arenas del mioceno temprano como potencial gasífero presentes en la Cuenca de la Guajira, Campo Chuchupa en el área de influencia del pozo "C1". (Trabajo de pregrado). Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Sogamoso. <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/2264>
- Ávila, H. F., González, M. M., & Licea, S. M. (2020). La entrevista y la encuesta: ¿métodos o técnicas de indagación empírica? *Didasc@ lia: didáctica y educación* ISSN 2224-2643, 11(3), 62-79.
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (Eds.). (2004). La cuenca Oriente: geología y petróleo (Vol. 144). Institut français d'études andines.
- Baby, P., Rivadeneira M., Barragán, R., Christophoul, f., Bes de Berc, S., Deniaud, J., Vega, J., Dávila, C., Bernal, C., Diaz, M., Galarraga, M., León, E., Rosero, J., Rosero, M. Valdez, A., 2004 – Estructura y dinámica sedimentaria de la Cuenca Oriente. Cuartas Jornadas en Ciencias de la Tierra, Escuela Politécnica Nacional, p. 106; Quito (Ecuador).
- Baker, R. O., Yarranton, H. W., y Jensen, J. (2015). Practical reservoir engineering and characterization. Gulf Professional Publishing.
- Barragán, R., y Baby, P. (2004). Magmatismo alcalino intra-placa en la Cuenca Cretácica Oriente, Ecuador: evidencias geoquímicas, geocronológicas y tectónicas. In Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (Eds.), La Cuenca Oriente: Geología y petróleo. Institut français d'études andines. doi:10.4000/books.ifea.2996
- Barragán, R., Christophoul, F., White, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramírez, F., Rodas, J. (2004). Estratigrafía secuencial del cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador. In Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (Eds.), La Cuenca Oriente:

Geología y petróleo. Institut français d'études andines.
doi:10.4000/books.ifea.2992

- Barrionuevo, M. (2015). Las rocas volcánicas del grupo choiyoi como reservorio de hidrocarburos. Yacimiento 25 de Mayo - Medanito s.e. (38° 1'43" LS y 67° 53'45" LO, Cuenca Neuquina, Argentina. Tesis Doctoral. Buenos Aires, Universidad nacional de Salta Facultad de ciencias naturales, Argentina.
- Cabrejo, I. T., Pineda, E. P., Gómez, R., & Castellanos, D. (2010). Metodología para la caracterización petrofísica de yacimientos naturalmente fracturados. Fuentes: El reventón energético, 8(1), 5.
- Carmona Torres, D. G., & Fernández Sánchez, V. I. (2014). Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros. Universidad Autónoma de México.
- Campbell, I. H., & Griffiths, R. W. (1992). The changing nature of mantle hotspots through time: implications for the chemical evolution of the mantle. *The Journal of Geology*, 100(5), 497-523.
- Cas, R. A., y Wright, J. V. (1987). Volcanic successions, modern and ancient: A Geological Approach to Processes, Products and Successions. New York: Chapman y Hall.
- Cermeño rodríguez, HÁ (2005), INTERPRETACION DE DATOS DE PRUEBA DE POZOS EN RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima Perú.
- Crain, E. R. (2011). UNICORNS IN THE GARDEN OF GOOD AND EVIL: Part 8 – Igneous and Metamorphic Reservoirs. Reservoir Issue 6.
- Delpino. H., y Bermúdez, A. M. (2009). Petroleum systems including unconventional reservoirs in intrusive igneous rocks (sills and laccoliths). *The Leading Edge*.
- Ecuaservoil (2017). Plan de Desarrollo campo Armadillo., Reportes de Geología, Informes de interpretación sísmica, descripción mineralógica, geoestadística, geoquímica, Perforación y completación en cuerpo ígneo pozo Armadillo B-002.
- Ecuaservoil (2019). Modelo geológico de U inferior, información de (10) pozos perforados y completados, topes y base oficiales, datos de núcleos y análisis PVT pozo Armadillo 007.
- Ecuaservoil (2021). Historial de producción reservorio roca ígnea. Pozo Armadillo B-002.
- Farooqui, M. Y., Hou, H., Li, G., Machin, N., Neville, T., Pal, A., ... & Yang, X. (2009). Evaluating volcanic reservoirs. *Oilfield Review*, 21(1), 36-47.
- Ferreira, U. (2016). Ventajas de la gerencia de proyectos de perforación aplicando cadena crítica. *Maestria en Gerencia de Operaciones*. Universidad de la Sabana, Chia.

- Galacho, M. C.; Guillermo F. Monsalvo¹; Pablo Vázquez Aynos¹, Marcelo E. Peña².(2003) LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y LOS MODELOS INTEGRALES. AUTOCORRELADOS. Congreso de Hidrocarburos
- Gómez Herrera J., (2011), Metodología para el análisis del riesgo petrolero y toma de decisiones. caso de estudio franja norte de crudos pesados, sector guanabo – seboruco, cuba. Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, juliog@ceinpet.cupet.cu, ormoran@ceinpet.cupet.cu.
- Gómez, Zamanda L. (2016), Desarrollo de los modelos estático y dinámico del yacimiento mediante simulación numérica para la formación carbonera c7 del campo ubicado en el bloque río meta – cuenca de los llanos orientales, universidad de américa facultad de ingenierías, Bogotá Colombia.
- GuoXin, L., YuHua, G., Jie, Z., FengPing, Y., ChangHai, Y., Neville, T. J., y YouQing, Z. (2007). Petrophysical Characterization Of A Complex Volcanic Reservoir. *SPEWLA 48th, Annual Logging Symposium*, (págs. 1-15).
- Haq, B.U., Hardenbol, J., Vail, P.R. (1987). Chronology of sea levels since the Triassic. *Science*, 235: 1156-1167.
- He, J., Xie, J., Sarma, P., Wen, X. H., Chen, W. H., & Kamath, J. (2016). Proxy-based work flow for a priori evaluation of data-acquisition programs. *SPE Journal*, 21(04), 1400-1412.
- HOLE M., ROGERS, G. y SAUNDERS A., 1991 - Relation between alkalic volcanism and slab-window formation. *Geology*, 19: 657-600.
- Herrera, J. E. G., & Morán, O. R., (2010). METODOLOGIA PARA EL ANÁLISIS DEL RIESGO PETROLERO Y TOMA DE DECISIONES. CASO DE ESTUDIO FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS, SECTOR GUANABO-SEBORUCO, CUBA.
- Hole, M. J., Saunders, A. D., Rogers, G., & Sykes, M. A. (1994). The relationship between alkaline magmatism, lithospheric extension and slab window formation along continental destructive plate margins. *Geological Society, London, Special Publications*, 81(1), 265-285.
- Jaillard E., (1997). Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador. *Petroproducción – Orstom*, 163 p.
- López Ramírez Gissel (2017), Análisis y determinación de límites económicos en pozos productores de los bloques 55 y 61 del oriente ecuatoriano, Universidad Central del Ecuador, pregrado. Obtenido de <http://200.12.169.19/bitstream/25000/13262/1/T-UCE-0012-69-2017.pdf>

- Magoon, L. B., y Dow, W. G. (1994). The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction.
- Mancilla, O., Albariño, L., Meissinger, V., Rivadeneira, M., y Sciamanna, S. (2008). Sistemas Petroleros de la cuenca oriente, Ecuador. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (págs. 287-311). Mar de Plata: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/303851380_Sistemas_Petroleros_de_la_cuenca_orientecuencaorienteecuador
- Mckenzie D. y Bickle M. (1988). The volume and composition of melt generated by extension of the lithosphere. *Journal of Petrology*, 29: 625-679.
- Miranda, J. J. M. (2005). Gestión de proyectos. MMEditores.
- Montagna, A., Otalora, N., Gutiérrez, F., Sánchez, M., y Grisolia, J. (2012). Algunas consideraciones sobre el ajuste roca - perfil a partir de los análisis de DRX y los perfiles de Espectroscopía elemental de pozo. Caso de estudio: la FM LAJAS en el yacimiento Cupen Mahuida. Simposio Evaluación de Formaciones (págs. 49-73). Argentina: Actas IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Montagna, A., Licitra, D., Gutiérrez, F. y Buhler, M. (2012). Análisis estratigráfico - sedimentológico, a partir de la integración de datos de subsuelo y superficie, de la Formación Lajas Inferior en el yacimiento Cupen Mahuida, Neuquén, Argentina. III Jornadas de Geociencias de YPF S.A. Comodoro Rivadavia.
- Patricio, B., & Herrero, C. (1997, September). Reservorios Naturalmente Fracturados en Rocas Volcánicas Jurásicas, Cuenca de Magallanes, Chile. In 6th Simposio Bolivariano (pp. cp-117). EAGE Publications BV.
- Perez de Eulate, U. A., y Oyarbide Zubillaga, A. (2005). La aportación de la "cadena crítica" frente a la gestión clásica de proyectos. *IX Congreso de Ingeniería de Organización*. Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Mondragón.
- Petroamazonas (2014), Reporte Geológico de Cuencas del Sur.
- Petroaptos (2019), Proyecto Armadillo, Informe de resultados prueba xfreq, modelo estático y dinámico del campo Armadillo – Bloque 55
- Petrokem (2017), Registro mineralógico pozo Armadillo 002
- Portella, R. C. M., Salomão, M. C., Blauth, M., & Duarte, R. L. B. (2003, February). Uncertainty quantification to evaluate the value of information in a deepwater reservoir. In SPE Reservoir Simulation Symposium. OnePetro.
- Pulgarin, Sergio Andres and Rivera Rodríguez, Hugo Alberto, (2012). Las Herramientas Estratégicas: Un Apoyo Al Proceso De Toma De Decisiones Gerenciales (Strategic Tools: Supporting the Managerial Decision Making Process). Criterio

- Libre, Vol. 10, Number 16, January-June 2012, pp. 89-114. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2121616>
- Quispe Conislla, J. W. (2016), Aplicación del análisis de datos dinámicos en la caracterización de reservorios. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Rico, J. J. H., & Alonso, J. A. V. (2009). La calidad de los datos. Libre Empresa, 6(1), 43-50.
- Rivera Chavez, Eva Yarisol, (2014). Construcción de un modelo de Simulación para yacimientos naturalmente fracturados y su aplicación. Universidad Nacional autónoma de México
- Rock Fluid Dynamic (2019). Descripción Técnica Software de simulación Tnavigator. Obtenido de <https://rfdyn.com/>
- Sampieri, R., Fernández, C., & Baptista, L. (2014). Definiciones de los enfoques cuantitativo y cualitativo, sus similitudes y diferencias. RH Sampieri, Metodología de la Investigación, 22.
- Sáez Marcos, C. (2021). Gestión de Proyectos mediante cadena crítica (CCPM Crítica Chain Project Management).
- Sánchez, N. (2007). El marco lógico. Metodología para la planificación, seguimiento y evaluación de proyectos. Visión gerencial, (2), 328-343.
- Sánchez Barbara S., Rodríguez Muñoz J., (2000) LA INFORMACIÓN COMO RECURSO EN EL DESARROLLO DE LAS ORGANIZACIONES DE LAS ADMINISTRACIONES PÚBLICAS, Universidad de la Habana Cuba, N.º 3, PÁGS. 155-165
- Secretaría de Hidrocarburos (2012), Mapa de Bloques Ecuador. Disponible en: http://www.geoyasuni.org/wp-content/uploads/2013/07/MAPA_CATASTRAL_ECUADOR_2012.jpg
- Suescún, E. J. C., Rodríguez, A. O., & Cancino, O. P. O. (2009). Selección de un escenario óptimo de explotación para un sector del campo Tibú mediante análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos. Thorkenson D. y Taylor R. (1989). Cordilleran slab windows. Geology, 17,833-836 .
- Udden, J. A. (1915). Oil in an igneous rock. Economic Geology, 10(6), 582–585. doi:10.2113/gsecongeo.10.6.582
- Village, Greenwood (2011). Uncertainty Analysis in Reservoir Characterization and Management: How Much Should We Know About What We Don't Know?. Uncertainty Analysis and Reservoir Modeling, pg 1–16. doi:10.1306/13301404M963458

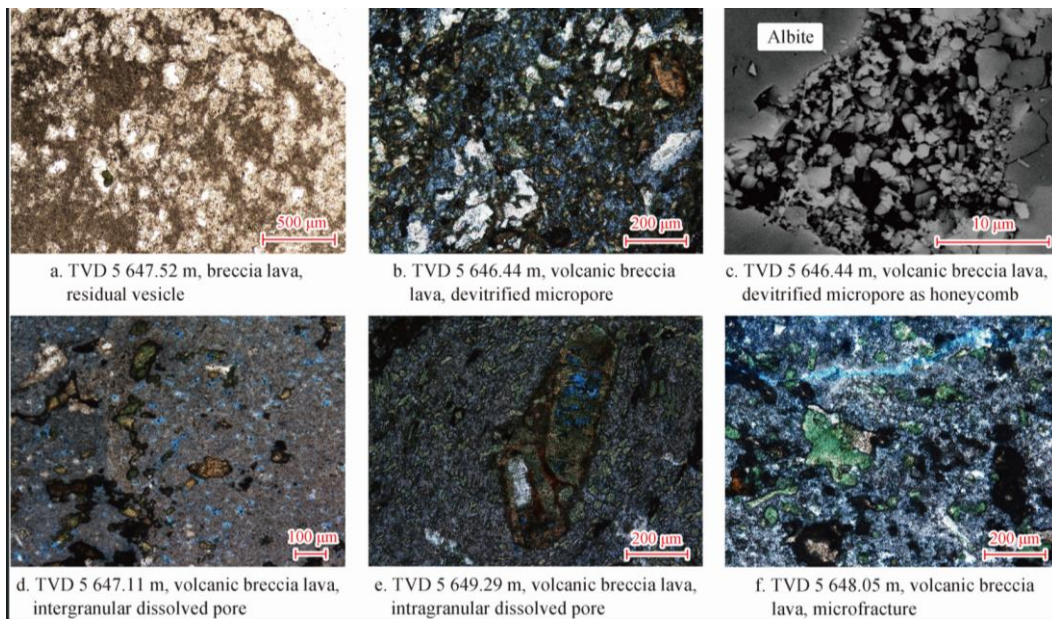
- Vázquez García, E., Amiama Ares, C., & Barrasa Rioja, M. (2017). CADENA CRÍTICA: DIMENSIONAMIENTO DE LOS BUFFERS DEL PROYECTO.
- Villalba, Y. (2017). ESTIMACIÓN PROBABILÍSTICA DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE LOS YACIMIENTOS U6 MEL 166 Y U6 101 DEL CAMPO MELONES DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, USANDO EL MÉTODO DE RIESGO E INCERTIDUMBRE. *Tesis de Grado - Departamento de Ingeniería del Petróleo*. Universidad del Oriente, Venezuela. Obtenido de <http://hdl.handle.net/123456789/2797>
- Walker, G. P. (1993). Basaltic-volcano systems. Geological Society, London, Special Publications, 76(1), 3-38.
- Wallace, W. (2014). Gestión de proyectos. Reino Unido: Heriot-Watt University.
- White, H., Skopec R., Ramírez F., Rodas J. y Bonilla G., (1995). Reservoir characteristics of the Hollin and Napo formations, western Oriente basin, Ecuador. In: American Association of Petroleum Geologist Memoir 62: 573-596.
- Zhang, K., Wang, Z., Jiang, Y., Wang, A., Xiang, B., Zhou, N., & Wang, Y. (2020). Effects of weathering and fracturing on the physical properties of different types of volcanic rock: Implications for oil reservoirs of the Zhongguai relief, Junggar Basin, NW China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107351.

Anexos

ANEXO I

MODELO FRACTURA

Para yacimientos volcánicos con presencia de fracturas naturales, es necesario representar la heterogeneidad real en las condiciones productivas. En la caracterización se debe conocer la apertura de fractura, frecuencia o densidad, así como la dirección de propagación de los esfuerzos horizontales.



Es posible realizar la caracterización por los siguientes medios:

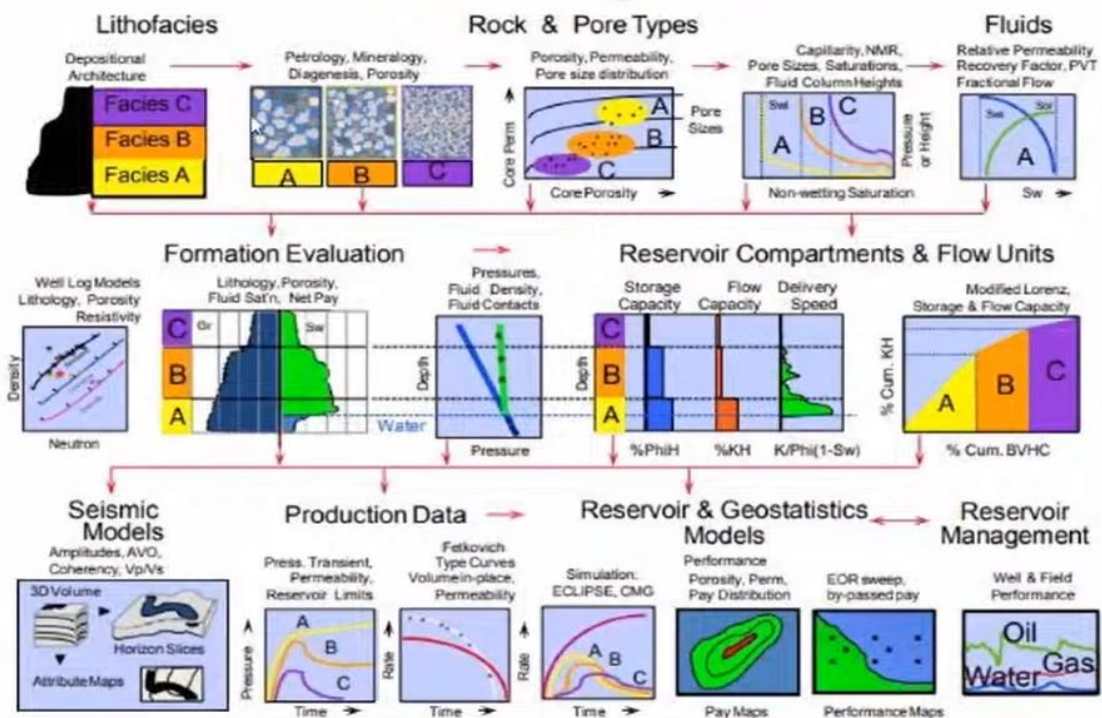
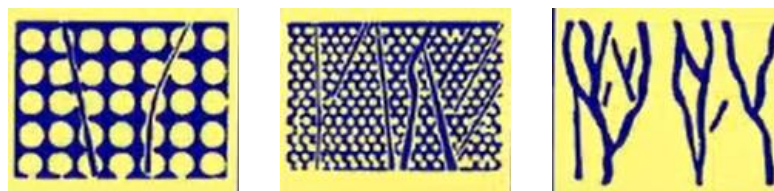
Métodos directos	Métodos indirectos
Análisis de cores	Perforación – Leak off test
Ripios o cortes de perforación	Análisis de registros sísmicos dipolares, Por, K, Sw de matriz y fractura
Análisis de registros de imagen, intensidad de fracturas	Pruebas de pozo
Análisis de magnitud y dirección de esfuerzos	Histórico de producción

La representación del sistema de fracturas debe ser modelada bajo criterios de interpretación avanzados, considerando la distribución de la porosidad, morfología de la

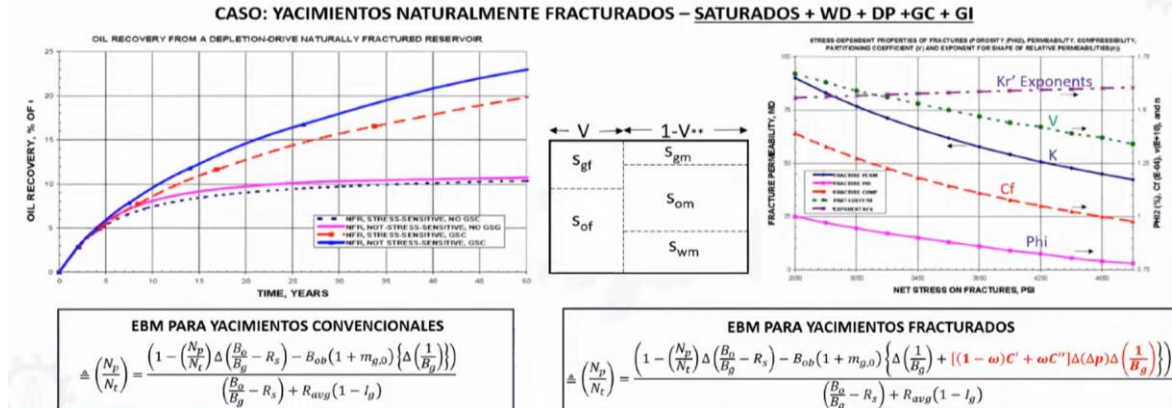
fractura, interacción matriz- fractura y el almacenamiento relativo del sistema matriz – fractura.

Las fracturas se presentan de manera natural o inducidas, su dirección de propagación depende de la tensión regional. Las fracturas inducidas se propagan de manera perpendicular a la falla o fractura, suele estar en posiciones ortogonales, y son generadas por los esfuerzos de corte durante los eventos de perforación y completación de pozos.

La caracterización del sistema roca fluido para zonas complejas de volcánico con fracturas, se considera tres posibles escenarios, el primero (a) presencia de alta capacidad de almacenamiento en la matriz y poca capacidad en las fracturas, el otro (b) similar capacidad de almacén de la matriz y las fracturas, y por último (c) donde toda la capacidad de almacén está en las fracturas. Como se observa en la siguiente figura:



La estimación de la compresibilidad de la fractura en la recuperación de petróleo



$$C' = \frac{C_w S_{wif} + C_f}{1 - S_{wif}} \quad C' = \frac{C_w S_{wim} + C_m}{1 - S_{wim}} \quad \omega = \frac{OOIP_f}{OOIP_t}$$

Fractura Individual	Caracterización intrínseca	Ancho de fractura		
		Tamaño de fractura	Menor	Fracturas en un estrato potencial
			Promedio	Fracturas en múltiples capas
			Mayor	Fracturas de larga extensión
	Naturaleza de fractura	Apertura	Abierta	Semi-abierta
Ambiente del reservorio	Orientación de fracturas	Azimuth y ángulo		
Red de Fracturas	Distribución de fracturas	Esfuerzos in sitio		
		Densidad de fracturas		

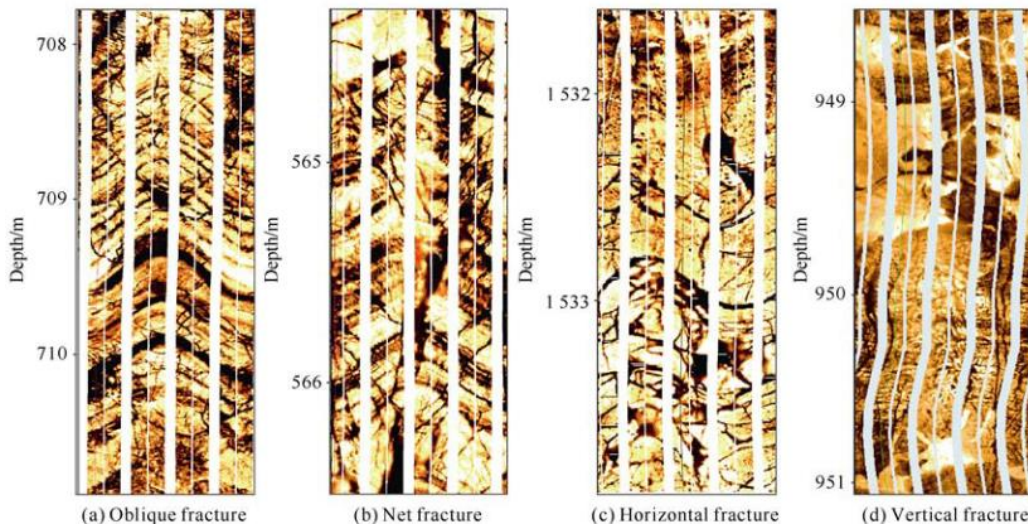
La estimación correcta de Sw en la matriz, la compresibilidad de la fractura es importantes. Inicialmente el no contar con los recursos de información es posible generar un modelo analítico como el balance de materia. Solo si hay datos disponibles, realizar un modelo numérico y ayudar en los resultados finales, no se recomienda hacer modelos números convencionales.

Respuesta típica de Registros de imágenes en rocas ígneas con fracturas.

A continuación, una representación de la respuesta de imágenes de pozo en rocas ígneas con presencia de fracturas.



Ejemplo de Imagen en rocas ígneas



Ejemplos de imagen de pozo en rocas ígneas. Muestra las diferentes texturas de acuerdo a su tipo de fracturamiento.

Fracturas primarias. Son las creadas por explosión, mantos de grava, fracturas por contracción, fracturas por meteorización, y fracturas estructurales formadas por deformación o deslizamiento inducido por tensiones tectónicas (Zhang, Wang, Jiang, Wang, Xiang, Zhou, y Wang, 2020).

Fracturas secundarias. Son las fracturas no estructurales, fracturas erosionadas y fracturas por disolución de fluidos durante los procesos mecánicos, químicos y biológicos, lixiviación y enterramiento (Delpino y Bermúdez, 2009).

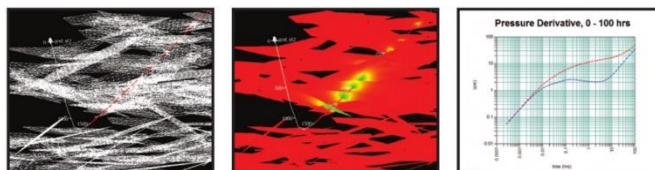
Tipo de Imagen	Tonalidad	Resistividad	Interpretación Geológica
ESTATICA	Clara	ALTA	Estructura Masiva
	Obscura	BAJA	Fracturada y porosa
	Mixta	Heterogénea	Masa de roca heterogénea
DINAMICA	Clara	ALTA	Brechas Volcánicas, Roca Fragmentada, magma
	Amarilla – Naranja	MEDIA	Matriz de roca
	Obscura	BAJA	Fracturada y porosa

Software FRAC MAN. Como parte de los recursos que se requieren para la Caracterización de rocas ígneas está el software FracMan, que integra datos sísmicos, atributos, geomecánica, y geología (Estructura, pliegues, fallas y estratigrafía) y registros eléctricos para crear una caracterización más completa de la red de fracturas.

FRACMAN el simulador de flujo de porosidad dual integrado analiza estos datos para proporcionar información de:

- Orientación y tamaño de fracturas.
- Geometría de la fractura, Intensidad de fractura y espaciamiento.
- Apertura y permeabilidad de fractura
- Es posible correlacionar la permeabilidad (K_f) con:
 - Estratificación mecánica.
 - Estrés, deformación o curvatura.
 - Atributos sísmicos
- Modelado realista de fracturas

Este solucionador se utiliza para validar el modelo y calibrar las propiedades de la fractura contra los datos reales de las pruebas de pozo, es compatible con el simulador de reservorios TNAVIGATOR.



ANEXO II

FORMATO CHECK LIST – RECURSOS DE INFORMACIÓN

Listado de Recursos de Información		Impacto en la Caracterización de reservorios complejos			Check List
MODELO ESTÁTICO					
Información General					
	Estudios previos del área de interés	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Información de pozos vecinos	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Informes de Geología regional	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Mapa de ubicación del campo	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Mapa de localización de pozos	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
Área: GEOFÍSICA					
	Información sísmica (líneas o cubo sísmico)	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Interpretación de la sísmica	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Velocidades obtenidas de la sísmica	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Re procesamiento de la sísmica	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Estudios geofísicos del área	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Atributos sísmicos	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Sismogramas sintéticos	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Ajuste sísmica con datos de pozo	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
Área: GEOLOGÍA					
	Coordenadas (x,y) de pozos	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Reportes geológicos de pozos	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Mapas estructurales	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Correlaciones pozo-pozo	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Análisis mineralógicos y litológico	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Análisis de cromatografía	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Datos de LOT (Leak off test)	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Estudio de láminas delgadas	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Estudio sedimentológico	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Estudios de núcleos o cores SCAL	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Estudios de núcleos avanzada	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Estudios de geoquímica	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Columna estratigráfica	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
Área: PETROFÍSICA					
	Registros eléctricos a hueco abierto: gamma ray, SP, caliper, resistividades, densidad, neutrón, sónico, PEF, microresistividades	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Registros de avanzada: Sónico dipolar, resonancia magnética, mineralógico, imagen de pozo	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Resultados Interpretación petrofísica	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Tipología de roca	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Unidades de flujo	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Ajuste Por, K con datos de cores	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>
	Mapas de propiedades: Por, K, Sw	● Alto	● Medio	● Bajo	<input type="checkbox"/>

Listado de Recursos de Información MODELO FRACTURA		Impacto en la Caracterización de reservorios complejos			Check List
Información General					
1	Información de pozos vecinos				<input type="checkbox"/>
2	Interpretación sísmica				<input type="checkbox"/>
Área: GEOCIENCIAS					
3	Análisis de fallas y horizontes				<input type="checkbox"/>
4	Tope - Base oficiales (ft - MD/TVD)				<input type="checkbox"/>
5	Registro VSP - Sísmica de pozo				<input type="checkbox"/>
6	Registro GR-Densidad-Neutron-Sónico				<input type="checkbox"/>
7	Registro Sónico Dipolar orientado				<input type="checkbox"/>
8	Registro de Imagen				<input type="checkbox"/>
9	Registro Resonancia Magnética				<input type="checkbox"/>
10	Registro de Saturación				<input type="checkbox"/>
11	Registro de Producción - PLT				<input type="checkbox"/>
12	Pruebas Leak Off Test				<input type="checkbox"/>
13	Descripción mineralógica de cuttings				<input type="checkbox"/>
14	Análisis de CORES				<input type="checkbox"/>
15	Presión Capilar				<input type="checkbox"/>

Listado de Recursos de Información MODELO DINÁMICO		Impacto en la Caracterización de reservorios complejos			Check List
Información General					
	Estudios previos del área de interés				<input type="checkbox"/>
	Información de pozos vecinos				<input type="checkbox"/>
Área: INGENIERÍA DE RESERVORIOS					
	Registros de evaluación de cemento				<input type="checkbox"/>
	Registros de producción				<input type="checkbox"/>
	Validación de propiedades de fluido PVT				<input type="checkbox"/>
	Presión capilar				<input type="checkbox"/>
	Permeabilidades relativas				<input type="checkbox"/>
	Presiones de reservorio				<input type="checkbox"/>
Área: PRODUCCIÓN					
	Diagramas de pozo				<input type="checkbox"/>
	Pruebas de producción				<input type="checkbox"/>
	Historial de producción				<input type="checkbox"/>
	Análisis de agua producida (salinidades)				<input type="checkbox"/>
	API Fluido producido				<input type="checkbox"/>
	Historial de presiones de cabeza, estáticas, y fondo fluyendo				<input type="checkbox"/>

ANEXO III

FORMATO DE ENCUESTA

Encuesta Caracterización de Reservorios

Objetivo: Conocer su criterio técnico para evaluar los niveles de incertidumbres que se estiman en la caracterización de reservorios complejos de rocas ígneas. Con fines educativos para el aporte de la tesis de maestría sobre gestión de recursos de la información.

1.- ¿Qué porcentaje (%) asociado a la disponibilidad de datos, es aceptable?

- 1. 100% de disponibilidad de información
- 2. Por encima del 50% de disponibilidad de información
- 3. Entre el 30 - 50% de disponibilidad de información
- 4. Por debajo del 30% de disponibilidad de información

2.- ¿En cuanto a la Calidad de información, que nivel es aceptable?

- 1. Muy buena Calidad de información
- 2. Buena Calidad de información
- 3. Regular Calidad de información
- 4. Pobre Calidad de información

3.-Cuál sería su criterio para el nivel de Incertidumbre aceptable?

Opciones	BAJA	MEDIA	ALTA	N/A
	< 45%	45 - 75%	75 - 100%	
1. Calidad de datos				
2. Impacto/Importancia de datos				
3. Gestión de Información				
4. Gestión de actividades				
5. Conocimiento de los técnicos				

4.- ¿Está de acuerdo en que, la inversión en nuevos datos, disminuirá la incertidumbre de los resultados?

- 1. Si
- 2. No

5.- ¿Qué sugerencias para disminuir el nivel de incertidumbre nos puede recomendar?

Fecha y firma:

ANEXO IV

GUIA METODOLÓGICA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE ROCAS ÍGNEAS

Guía Metodológica caracterización de reservorios complejos rocas ígneas

Requerido

