

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Título del trabajo

**PROYECTO DE TITULACIÓN**

Previo la obtención del Título de:

**Petróleos con Mención en Recobro por Inyección de Agua y  
Gas**

Selección de pozos con oportunidad de re-inyección para facilitar el  
manejo del agua de formación en superficie en el campo maduro Espol  
ubicado en la cuenca oriente ecuatoriana

Presentado por:

Nataly Cristina Pavón Ayala  
Roberto Ruben Delgado Catagua

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

Año: 2022

## DEDICATORIA

Para mi hijo y mi hermana; mi motor para seguir adelante cada día.

Con toda mi dedicación y cariño.

Nataly.

Para Dios, la virgen y mi familia que me permite cada día ser una mejor persona.

Roberto Ruben Delgado Catagua

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi más sincero agradecimiento a Halliburton por los recursos tecnológicos, que ayudaron para la ejecución de este trabajo de investigación. Nataly

Agradezco a los profesores de ESPOL y especialmente a mi tutor Andres Rios por los conocimientos impartidos y a Schlumberger por ayudarme en mi crecimiento profesional y personal.  
Roberto

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Nataly Cristina Pavón Ayala y Roberto Ruben Delgado Catagua damos mi nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Nataly Cristina Pavón  
Ayala

Roberto Ruben  
Delgado Catagua

# EVALUADORES

.....  
**Nombre del Profesor**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**Nombre del Profesor**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

Los procesos que formaron los yacimientos de hidrocarburos establecen que todo el petróleo y el gas producido arrastra agua; a esta se la denomina agua de formación (Jimenez & Paucar, 2011). El agua de formación puede tener altas concentraciones de sales minerales y elementos contaminantes (Irua, 2017). Inicialmente en el sector petrolero, el agua de formación era desechada al medio ambiente, lo que causó graves impactos (Barba & Martinez, 2009).

Los campos maduros en Ecuador cuyo principal reservorio es la formación Hollín, producen agua de formación en volúmenes considerables. Según algunos autores, con la producción de cada barril de petróleo se genera de dos a tres barriles de agua (Ayala et al., 2020). El constante incremento de producción de agua de formación en pozos productores constituye uno de los problemas que tienen que afrontar las empresas operadoras, incidiendo en costos de personal, infraestructura y tratamiento del agua de formación. (Barrera & Obando, 2019).

La limitación de infraestructura para almacenar y tratar altos volúmenes de líquido en superficie ha llevado a que las compañías de petróleo y gas busquen alternativas para desechar el agua de formación. Según Peralta & Dumani (2017), una alternativa es la re-inyección de agua de formación en reservorios o arenas que no son productoras de petróleo mediante pozos perforados para este fin o pozos cuyo índice económico es bajo y que se han intervenido y reacondicionado para convertirse a re-inyectores.

El campo Espol puede ser catalogado como un campo maduro ya que presenta altos volúmenes de agua de formación, por lo que se requiere seleccionar pozos productores, que actualmente se encuentran cerrados por problemas de rentabilidad, y convertirlos en re-inyectores. El aumento en la capacidad de re-inyección de agua admitirá perforar nuevos pozos o reactivar pozos cerrados y aumentar la producción del campo en estudio al permitir mayor procesamiento de fluidos en superficie.

**Palabras Clave:** Campo maduro, pozos re-inyectores, agua de formación, reservorio Hollín.

## **ABSTRACT**

*The processes that formed the hydrocarbon deposits establish that all the oil and gas produced carries water; this is called formation water (Jimenez & Paucar, 2011).*

*The formation water can have high concentrations of mineral salts and polluting elements (Irua, 2017). Initially in the oil sector, the formation water was discharged into the environment, which caused serious impacts on the environment (Barba & Martinez, 2009).*

*The mature fields in Ecuador, whose main reservoir is the Hollín formation, produce formation water in considerable volumes. According to some authors, with the production of each barrel of oil, two to three barrels of water are generated (Ayala et al., 2020). The constant increase in production of formation water in producing wells constitutes one of the problems that operating companies have to face, influencing personnel, infrastructure and formation water treatment costs. (Barrera & Obando, 2019).*

*Limited infrastructure to store and treat high volumes of surface liquid has led oil and gas companies to seek alternatives for disposing of formation water. According to Peralta & Dumani (2017), an alternative is the re-injection of formation water in reservoirs or sands that are not oil producers through wells drilled for this purpose or wells whose economic index is low and that have been intervened and reconditioned for convert to re-injectors.*

*The Espol field can be classified as a mature field since it has high volumes of formation water, for which it is necessary to select producing wells, which are currently closed due to profitability problems, and convert them into re-injectors. The increase in water re-injection capacity will allow the drilling of new wells or the reactivation of closed wells and increase the production of the field by allowing greater processing of fluids on the surface.*

**Keywords:** *Mature field, re-injector wells, formation water, Hollín reservoir.*

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES .....	5
RESUMEN .....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS.....	VII
SIMBOLOGÍA.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS .....	XII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XIII
CAPÍTULO 1 .....	1
1. Introducción .....	1
1.1. Descripción del problema .....	3
1.2. Justificación del problema .....	3
1.3. Objetivos .....	4
1.3.1. Objetivo General .....	4
1.3.2. Objetivos Específicos .....	4
1.4. Marco teórico .....	4
1.4.1. Ubicación del campo Espol .....	4
Grafico 1.1: Ubicación geográfica campo Espol .....	5
1.4.2. Geología regional .....	5
1.4.2.1. Formación Hollín.....	5
1.4.2.2. Formación Napo .....	6
1.4.3. Estratigrafía del campo Espol.....	8
1.4.4. Pozos perforados .....	10
1.4.5. Consideraciones de la re-inyección de agua en el campo Espol .....	10



1.4.5.1.	Pozos re- inyectores del Agua de Formación.....	11
1.4.5.2.	Completación de pozos re-inyectores .....	12
1.4.5.3.	Trabajo de reacondicionamiento de los pozos para ser intervenidos y convertirlos en re-inyectores .....	12
1.4.5.4.	Características del yacimiento receptor .....	12
1.4.5.5.	Características del agua de formación.....	13
1.4.5.6.	Facilidades y equipos de reinyección.....	13
1.4.5.7.	Criterios establecidos para seleccionar un pozo re-inyector.....	13
CAPÍTULO 2.....		14
2.	Metodología.....	14
2.1.	Recopilación, clasificación, carga y validación de la información.....	15
2.1.1.	Sísmica.....	15
2.1.2.	Datos de pozos.....	17
2.1.3.	Producción del campo .....	19
2.2.	Interpretación sísmica, geológica y petrofísica del campo .....	19
2.2.1.	Interpretación sísmica del campo .....	19
2.2.2.	Interpretación geológica del campo .....	20
2.2.2.1.	Modelo Estratigráfico de la Formación Hollín campo Espol.....	20
2.2.2.2.	Criterios de ubicación de topes del reservorio Formación Hollín .....	20
2.2.2.3.	Modelo estructural .....	22
2.2.2.4.	Cortes estructurales- estratigráficos.....	22
2.2.3.	Interpretación petrofísica del campo.....	22
2.2.3.1.	Estimación de propiedades petrofísicas.....	23
2.2.3.2.	Interpretación de litotipos .....	26
2.3.	Categorización y selección del pozo a ser intervenido .....	27
2.4.	Análisis a detalle del pozo a ser intervenido .....	28

2.4.1. Historial de producción y trabajos de reacondicionamiento .....	29
2.4.2. Estimación de reservas remanentes por pozo .....	29
2.4.3. Estado del cemento en el pozo .....	29
2.4.4. Estado mecánico del pozo .....	29
2.4.5. Capacidad de recepción de la formación.....	29
CAPÍTULO 3 .....	31
3. ANÁLISIS Y Resultados .....	31
3.1 Características generales .....	31
3.2 Interpretación sísmica, geológica y petrofísica del campo .....	31
3.2.1 Interpretación sísmica .....	31
3.2.2 Interpretación geológica del campo .....	40
3.2.2.1 Modelo Estratigráfico y Sedimentológico .....	40
3.2.2.2 Modelo Estructural .....	45
3.2.3 Modelo Petrofísico:.....	47
3.2.3.1 Núcleos De Perforación.....	48
3.2.3.2 Gradiente Geotermal .....	48
3.2.3.3 Salinidades y producción.....	48
3.2.3.4 Estimación del volumen de arcilla .....	49
3.2.3.5 Cálculo de la Porosidad.....	50
3.2.3.6 Estimación de la saturación del agua .....	51
3.2.3.7 Tipos de roca .....	52
3.2.3.8 Modelo de permeabilidad .....	54
3.2.3.9 Cortes de Saturación, Porosidad y Volumen de Arcilla.....	55
3.2.3.10 Resultados de la Evaluación Petrofísica .....	55
3.2.3.11 Definición de los contactos agua petróleo por arena.....	58
3.2.3.12 Análisis de la continuidad y espesor de la arena.....	59

3.3	Categorización y selección del pozo a ser intervenido .....	59
3.4	Análisis a detalle del pozo a ser intervenido .....	65
3.4.1	Análisis de la calidad de agua de la formación .....	67
3.4.2	Tratamiento del agua de formación antes de la reinyección .....	69
3.4.3	Estado mecánico actual del pozo ESPOL 11RE1 .....	70
3.4.4	Historia de producción y reacondicionamientos pozo ESPOL RE1 .....	72
3.4.5	Declinación de producción pozo ESPOL 11-RE1 .....	73
3.4.6	Estado del cemento en el pozo .....	74
3.4.7	Capacidad de recepción de la formación.....	75
3.4.8	Cálculo del radio de avance del pozo Espol 11RE1 .....	79
3.4.9	Detalle del trabajo de reacondicionamiento del pozo Espol 11RE1 a ESPOL 11RE1 WIW .....	83
CAPÍTULO 4 .....		85
4.	Conclusiones Y Recomendaciones .....	85
4.1.	Conclusiones.....	85
4.2.	Recomendaciones.....	87
BIBLIOGRAFÍA .....		88

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
WDW	Pozos perforados para disposición de agua de formación
API	Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo
mD	Milidarcys
BPPD	Barriles de petróleo por día
RQI	Indicador de calidad de roca
PHI	Porosidad Total
K o KTR	Permeabilidad
Sw	Saturación de agua
H	Espesor Total
Boi	Factor volumétrico
MMBls	Millones de barriles de petróleo

# **SIMBOLOGÍA**

## ÍNDICE DE FIGURAS

Gráfico 1.1 Mapa de ubicación .....	5
Gráfico 1.2 Sección estratigráfica de la Formación Hollín y Napo .....	6
Gráfico 1.3 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente .....	7
Gráfico 1.4 Topes formacionales interpretados en el Campo Espol .....	9
Gráfico 2.1 Flujo de trabajo sugerido para seleccionar pozos con oportunidad de convertirse en reinyección de agua de formación.....	14
Gráfico 2.2 Carga de datos sísmicos.....	15
Gráfico 2.3 Formato para carga de datos sísmicos .....	16
Gráfico 2.4 Validación sísmica en una vista de mapa y sección .....	17
Gráfico 2.5 Formato sugerido para carga de encabezados de pozos.....	18
Gráfico 2.6. Topes formacionales definidos para el reservorio Hollín .....	21
Gráfico 2.7 Porosidad (PHI) vs. Permeabilidad escala logarítmica (KTR).....	25
Gráfico 2.8 Relación log RQI vs. Log PHIZ.....	27
Gráfico 2.9 Índice de heterogeneidad o eficiencia .....	28
Gráfico 3.1 Sismograma Sintético Pozo Espol-2 .....	32
Gráfico 3.2 Sismograma Sintético Pozo Espol-21 WDW .....	33
Gráfico 3.3 Marcadores Sísmicos.....	34
Gráfico 3.4 Identificación de Marcadores Sísmicos junto con el pozo Espol-2 calibrado .....	35
Gráfico 3.5 Línea sísmica en la que se presentan los horizontes interpretados.....	36
Gráfico 3.6 Falla interpretada en el campo Espol .....	36
Gráfico 3.7 Tablas T/D empleadas en Velocity Model .....	37
Gráfico 3.8 Modelo de velocidades del campo Espol .....	38
Gráfico 3.9 Velocidades sobre una sección sísmica.....	38
Gráfico 3.10 Mapa estructural en tiempo (TWT) Tope Caliza B.....	39
Gráfico 3.11 Mapa estructural en profundidad SSTVD (pies) Hollín arena S1 .....	40
Gráfico 3.12 Correlación estructural NE-SO. Campo Espol, Formación Hollín. ....	42
Gráfico 3.13 Correlación estructural E-O. Campo Espol, Formación Hollín. ....	42
Gráfico 3.14 Espesor neto intervalo S4 – S5 zone .....	43
Gráfico 3.15 Espesor neto intervalo S3 – S4.....	44
Gráfico 3.16 Modelo estructural campo Espol .....	45

Gráfico 3.17 Configuración de las arenas del Reservorio Hollín.....	46
Gráfico 3.18 Modelo estructural y CAP (-10079 Espol- 2) .....	46
Gráfico 3.19 Salinidad (ppm Cl-) contra tiempo, Campo Espol.....	48
Gráfico 3.20 Interpretación del volumen de arcilla .....	50
Gráfico 3.21 Interpretación de porosidad efectiva .....	51
Gráfico 3.22 Interpretación de Saturación de agua empleando la ecuación de Archie	52
Gráfico 3.23 Relación RQI vs. PHlz para identificar unidades de flujo, FZI .....	53
Gráfico 3.24 Tipos de roca pozo Espol-2.....	53
Gráfico 3.25 Modelos de Permeabilidad en Función de Tipos de Roca de la formación Hollín.....	54
Gráfico 3.26 Cortes de Saturación, Porosidad y Volumen de Arcilla .....	55
Gráfico 3.27 Interpretación petrofísica pozo Espol-21 .....	57
Gráfico 3.28 Contacto agua petróleo pozo Espol-2 .....	58
Gráfico 3.29 Corte estructural campo Espol NE-SO .....	59
Gráfico 3.30: Índice de heterogeneidad.....	63
Gráfico 3.31 Ubicación de pozos con oportunidades de convertirse en re-inyectores .	64
Gráfico 3.32 Ubicación pozo ESPOL-11RE1 .....	65
Gráfico 3.33 Interpretación Petrofísica pozo Espol 11 RE1 .....	66
Gráfico 3.38 Agua de producción .....	69
Gráfico 3.35 Tratamiento del agua de formación.....	69
Gráfico 3.36 Esquema de facilidades para tratamiento del agua de formación.....	70
Gráfico 3.37 Diagrama mecánico pozo Espol 11RE1 .....	71
Gráfico 3.38 Historial de producción y presiones del pozo Espol-11RE1.....	72
Gráfico 3.39 Producción pozo Espol 11RE1 vs Tiempo .....	73
Gráfico 3.40 Registro de cemento pozo Espol 11-RE1.....	75
Gráfico 3.41 Esquema mecánico del pozo Espol-11RE1 .....	76
Gráfico 3.42 Diagrama del survey del pozo .....	77
Gráfico 3.43 Condiciones de presión y temperatura del reservorio.....	77
Gráfico 3.44 Simulación de presiones y barriles de agua .....	78
Gráfico 3.45 Propiedades de inyección establecidas para los pozos Espol 09, 12 y 21. .....	79
Gráfico 3.46 Radio de avance pozo Espol 11RE1 .....	81

Gráfico 3.47 Correlación de pozos cercanos al pozo Espol 11 RE1 ..... 83



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Pozos perforados en el campo Espol .....	10
Tabla 1.2 : Límites permisibles para la descarga de líquidos.....	11
Tabla 2.1 Formato de carga de datos de pozos .....	18
Tabla 2.2 Información de producción disponible.....	19
Tabla 3.1 Pozos con registro sísmico.....	32
Tabla 3.2 Horizontes interpretados Campo Espol .....	34
Tabla 3.3 Topes interpretados.....	41
Tabla 3.4 Información de registros eléctricos .....	47
Tabla 3.5 Valores de GR clean, GR clay. ....	49
Tabla 3.6 Valores de Neutron-Density Clean y Clay.....	49
Tabla 3.7 Valores iniciales de salinidad del agua de formación .....	51
Tabla 3.8: Arena S1: .....	56
Tabla 3.9: Arena S2: .....	56
Tabla 3.10: Arena S3 .....	56
Tabla 3.11: Arena S4 .....	57
Tabla 3.12: Arena S5 .....	57
Tabla 3.13 Última producción registrada .....	60
Tabla 3.14 Pozos cerrados.....	60
Tabla 3.15 Última tasa de producción reportada .....	61
Tabla 3.16 Caudales de agua y aceite mínimos máximos y promedios registrados en el campo Espol .....	61
Tabla 3.17 Índice de heterogeneidad .....	62
Tabla 3.18 Pozos con oportunidades de convertirse en re-inyectores.....	64
Tabla 3.19 Resumen petrofísico pozo Espol 11RE1.....	66
Tabla 3.20 Propiedades químicas del campo Espol .....	68
Tabla 3.21 Producción calculada al 2033 .....	74
Tabla 3.22 Pozos cercanos al pozo candidato a re-inyector.....	82

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1 Volumen de arcilla modelo Lineal de Rayos Gamma .....	23
Ecuación 2.2 Volumen de arcilla modelo crossplot Neutrón - Densidad .....	23
Ecuación 2.3 Porosidad derivada de la densidad .....	24
Ecuación 2.4 Porosidad efectiva .....	24
Ecuación 2.5 Saturación de agua Archie .....	25
Ecuación 2.6 Índice de calidad del reservorio (RQI) .....	26
Ecuación 2.7 Porosidad normalizada .....	26
Ecuación 2.8 Indicador de zonas de flujo o unidades hidráulicas .....	26
Ecuación 2.9 Relación log RQI vs. Log PH <sub>z</sub> .....	27
Ecuación 2.10: Índice de heterogeneidad modificado.....	28
Ecuación 2.11 Índice de heterogeneidad modificado. Tomado de (Irua, 2017).....	28
Ecuación 2.12: Acumulado de inyección .....	30
Ecuación 2.13: Cálculo del radio de avance .....	30
Ecuación 3.1: Ecuación para la declinación de producción del pozo 11RE1 .....	73
Ecuación 3.2 Acumulado de inyección .....	79
Ecuación 3.3 Radio de avance .....	80
Ecuación 3.4 Área de avance.....	80

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El campo ESPOL está situado en la Provincia de Pastaza, fue descubierto originalmente en 1950. La producción inició en mayo de 1999 y es operada al 100% por la operadora asignada al campo; El desarrollo del campo se ha completado en cinco fases que incluyen las facilidades de producción, líneas de flujo, construcción de plataformas de pozos productores y de disposición de agua (WDW).

El acumulado de petróleo producido es de 150 MMBls, proviene de 23 pozos activos, divididos en 21 pozos que producen del reservorio Hollín y 2 pozos que producen del reservorio arenisca T inferior. Actualmente el campo cuenta con 3 pozos perforados para disposición de agua. El crudo producido en el campo varía de 19 a 21 grados API. Según la empresa operadora del campo el petróleo original in situ (POES) es 585 MMBls de petróleo y a la fecha del presente estudio tiene un factor de recobro del 25%.

La producción de petróleo diaria del campo Espol esta alrededor de los 11.800 barriles (BPPD) asociados a un volumen de producción de agua de 204.000 barriles por día. La formación Hollín por sus características geológicas y petrofísicas, porosidad efectiva del 18%, permeabilidad que varía entre 5 – 2000 mD, continuidad lateral y presión de un acuífero de acción infinita, es considerada como la principal productora del campo.

Para llegar a las metas de producción establecidas, y por la gran cantidad de agua asociada a la producción del campo siempre surge la necesidad de evaluar nuevos pozos con baja producción o cerrados para convertirlos en re-inyectores; ya que la empresa operadora depende en gran medida de la eliminación de agua a través del proceso de re-inyección.

El objetivo de la reinyección de agua en el campo ESPOL es disponer el agua producida en el acuífero de fondo de la formación Hollín, de un modo efectivo para así lograr la meta de producción plateada.

En los próximos meses, la empresa operadora busca aumentar su producción a 15.000 BPPD con la perforación de 6 nuevos pozos; Uno de sus principales problemas es la limitación de la infraestructura para almacenar un mayor volumen de agua en superficie. Para resolver este problema, hemos planteado el siguiente tema de investigación: “Selección de pozos con oportunidad de re-inyección para facilitar el manejo del agua de formación en superficie en el campo maduro Espol ubicado en la cuenca oriente ecuatoriana”.

Para este estudio se realizó la revisión y carga de la información disponible. Se revisó y analizó de las características estructurales, geológicas y petrofísicas del yacimiento receptor empleando el software Decision Space de la empresa Halliburton.

Para la selección del pozo candidato reinyector, se realizó el cálculo del índice de heterogeneidad a partir de datos de producción y una hoja Excel. Esta gráfica nos indicó la producción actual para cada uno de los pozos en comparación con el promedio de la producción de petróleo y agua del campo.

El pozo seleccionado como posible candidato para ser re-inyector de agua de formación fue el pozo Espol 11RE1, del cual se analizó a detalle las condiciones geológicas, petrofísicas, de producción y mecánicas para validar su adecuación como un pozo reinyector y definir los intervalos de disparo para la reinyección.

De igual manera, se revisó los análisis fisicoquímicos del agua de formación para evaluar la compatibilidad de la misma, con esto se definió la factibilidad para poder re-inyectar el agua de formación, además se definió el proceso químico previo que se debe realizar al agua de formación para poder reinyectarla.

Al final, mediante un análisis nodal realizado para el pozo Espol11RE1, se estableció los caudales máximos de agua que se pueden reinyectar a la formación y la presión máxima que se puede tener en superficie.

## **1.1. Descripción del problema**

La producción de agua de formación del campo Espol ha incrementado progresivamente; los tres pozos destinados como reinyectores de agua de formación ya no son suficientes por lo que la empresa operadora se ha visto limitada para incrementar la producción al no contar con el espacio necesario para manejar grandes volúmenes de agua.

El análisis técnico busco identificar pozos cerrados o con baja rentabilidad económica, para intervenirlos como re-inyectores en areniscas compatibles; y dar solución al manejo de agua en superficie; y así, la empresa operadora pueda cumplir con un incremento de producción, al perforar nuevos pozos.

## **1.2. Justificación del problema**

Con el incremento de producción de petróleo en el campo se observa también un aumento exponencial de producción de agua de formación; año tras año el manejo de esta se torna costoso, complicado operacionalmente y en este caso limita la producción de la empresa operadora.

Los tres pozos re-inyectores del campo Espol, perforados hasta el momento con este propósito, ya no son suficientes para confinar los grandes volúmenes de agua de formación producidas del reservorio Hollín al subsuelo, lo que representa una limitación en la producción de petróleo para el campo en estudio.

Por este motivo, se planteó el siguiente estudio: “Selección de pozos con oportunidad de re-inyección para facilitar el manejo del agua de formación en superficie en el campo maduro Espol ubicado en la cuenca oriente ecuatoriana”.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo General**

Seleccionar pozos candidatos para convertirlos en re-inyectores y facilitar el manejo de agua de formación en superficie del campo Espol ubicado en la cuenca oriente ecuatoriana.

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Analizar las características estructurales, estratigráficas y las propiedades petrofísicas del reservorio Hollín.
- Evaluar el/los pozos que cumplan las condiciones y parámetros para re-inyección de agua de formación, tomando en cuenta las propiedades fisicoquímicas del agua, presión y características geológicas del yacimiento receptor.
- Verificar que el o los pozos candidatos presenten las condiciones mecánicas que permitan su adecuación como pozos re-inyectores.
- Identificar las características, diseños mecánicos para convertir pozos cerrados no productivos en posibles candidatos a ser intervenidos y ser re-inyectores.

## **1.4. Marco teórico**

### **1.4.1. Ubicación del campo Espol**

El campo de estudio se ubica al occidente de la Cuenca Oriente del Ecuador (ver Gráfico 1.1), dentro del Play Occidental denominado Sistema Subandino. Al norte de la provincia de Pastaza.

**Gráfico 1.1 Mapa de ubicación**

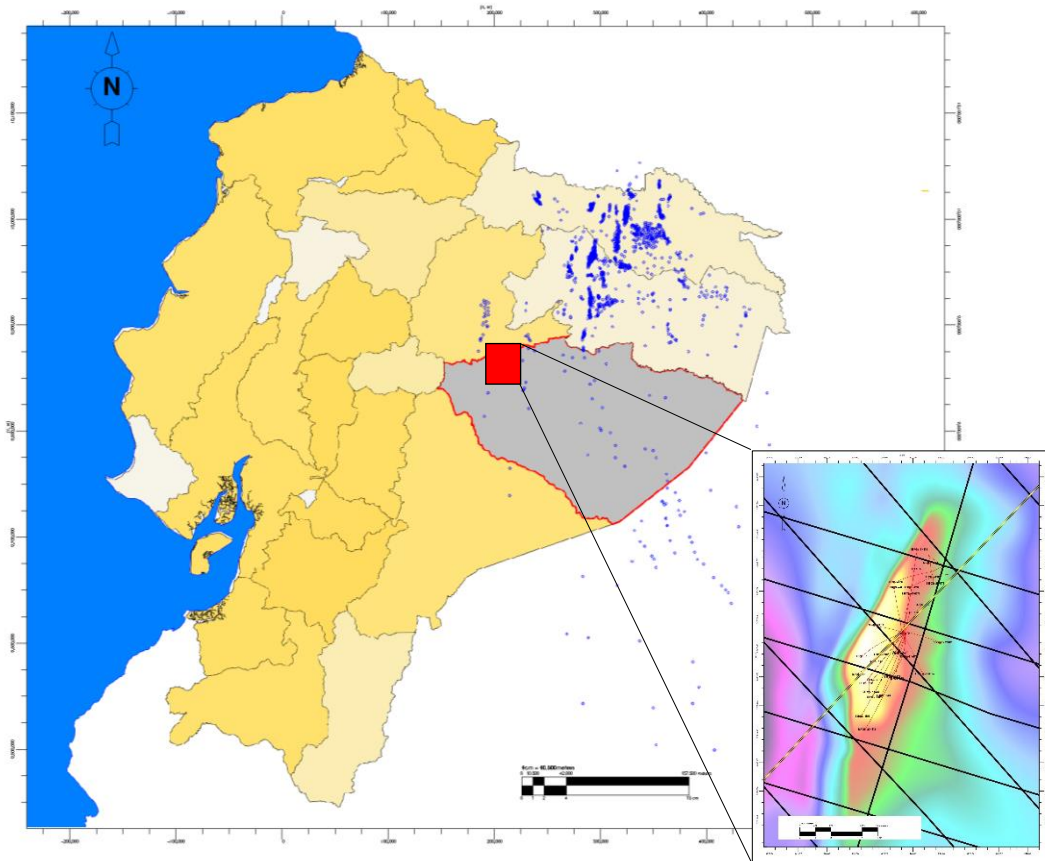


Grafico 1.1: Ubicación geográfica campo Espol

### **1.4.2. Geología regional**

La Cuenca Oriente consiste en una secuencia sedimentaria depositada sobre el basamento del cratón sudamericano. Litológicamente varios autores han dividido esta cuenca en 3 secuencias: Pre-Cretácica, Cretácica y Terciaria.

Las rocas que tienen hidrocarburo forman parte de la sección Cretácica y se describen a continuación:

#### **1.4.2.1. Formación Hollín**

La Formación Hollín descansa en inconformidad sobre la Formación Misahuallí y comprende areniscas cuarzosas, generalmente de grano grueso, porosas y de buena permeabilidad (Tschopp, 1953). Esta formación puede ser dividida en dos segmentos Hollín principal y Hollín Superior. Mientras el Miembro Hollín Principal





Edén Yuturi, VHR, ITT), mientras que al oeste es más calcárea y aumenta el espesor de las lutitas.

Según Rivadeneira y Baby en el 2004, los principales reservorios de la Formación Napo en la Cuenca Oriente corresponden a Arenisca T, Arenisca U, y Arenisca M1; aunque también presenta reservorios marginales como son: Caliza B, Caliza A y Arenisca M2.

Los autores Rivadeneira y Baby mencionan también que la Arenisca T produce crudos livianos y medianos en toda la cuenca y crudos pesados en los campos Culebra-Yulebra y VHR, además que la Arenisca U presenta crudos especialmente medianos y algunos livianos, pero también crudos pesados en los campos Huamayacu, Culebra-Yulebra, Yuca, Cononaco y VHR.

**Gráfico 1.3 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente**

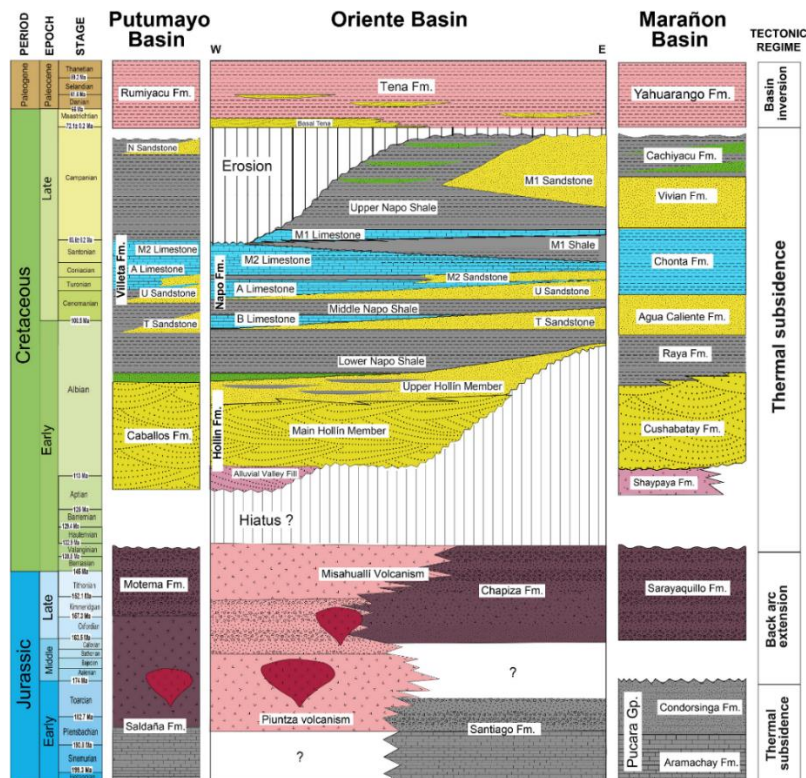


Gráfico 1.3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente . Tomada de Vallejo et al., 2021.

### **1.4.3. Estratigrafía del campo Espol**

La columna estratigráfica generalizada del Campo Espol para el Cretácico está representada por una sección vertical de aproximadamente 1000 pies de espesor de sedimentos silíceo-clásticos y calcáreos, que representan varias secuencias sedimentarias de ambientes de plataforma marina, plataforma calcárea, marinos someros y ambientes fluviales. En el Campo Espol nos enfocamos en definir superficies de correlación al reservorio de la Formación Hollín. Los topes que se definieron para poder realizar este estudio son: Caliza A, Caliza B, Hollín Lmst, arenas S0, S1, S2, S3, S4, S5 y en pozos con la información disponible se pudo definir el tope de la formación Chapiza (ver Gráfico 1.4).

**Gráfico 1.4 Topes formacionales interpretados en el Campo Espol**

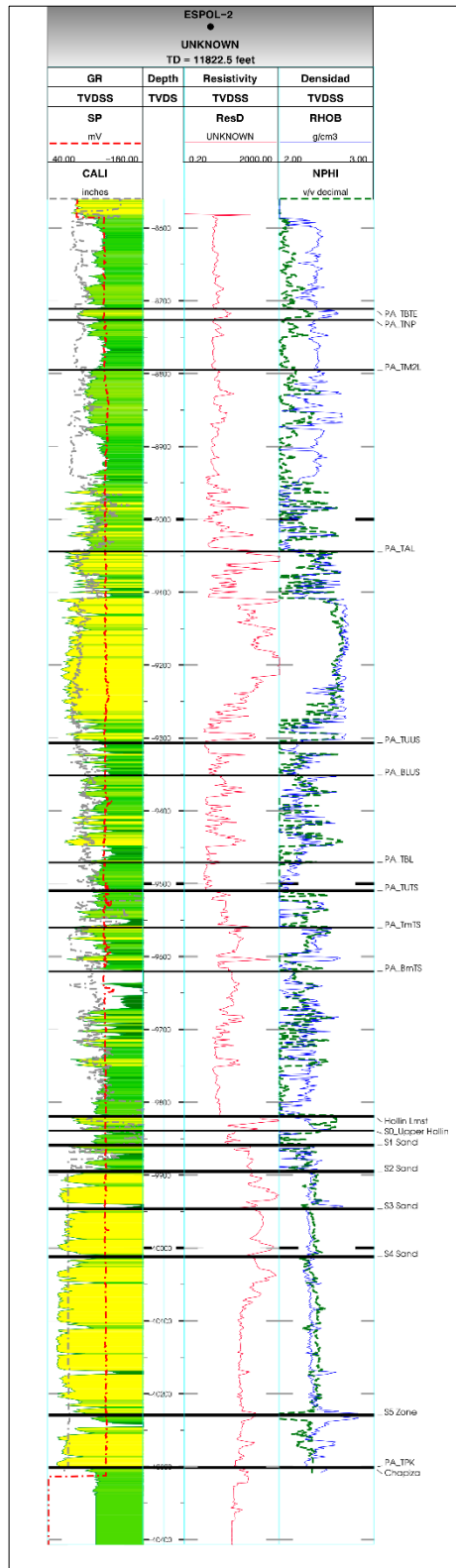


Grafico 1.4. Columna estratigráfica Campo Espol.  
 Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado.

#### 1.4.4. Pozos perforados

El campo Espol está constituido por 23 pozos de producción de crudo y 3 considerados como *disposal* (WDW) o re-inyectores de agua de formación (ver Tabla 1.1).

**Tabla 1.1 Pozos perforados en el campo Espol**

#	Pozo	Status	Intervalos de disparo	
1	ESPOL_10B:MH	Productor	12797	14850
2	ESPOL_11B:MH	Productor	12227	13812
3	ESPOL_11RE1:MH	Productor	11781	11841
4	ESPOL_13H:MH	Productor	12412	14003
5	ESPOL_13Hst2:MH	Productor	11957	14540
6	ESPOL_14H:MH	Productor	13271	14279
7	ESPOL_15H:MH	Productor	14232	16200
8	ESPOL_16st2:MH	Productor	14377	14972
9	ESPOL_17st2:MH	Productor	11907	12020
10	ESPOL_18st3:MH	Productor	13446	13485
11	ESPOL_19H:MH	Productor	13493	14250
12	ESPOL_2:MH	Productor	11312	11395
13	ESPOL_20Hst1:MH	Productor	13255	13573
14	ESPOL_22D:MH	Productor	12454	12778
15	ESPOL_23HST2:MH	Productor	16458	17806
16	ESPOL_24H:MH	Productor	13721	14023
17	ESPOL_3:MH	Productor	11827	11960
18	ESPOL_4H:MH	Productor	12023	13601
19	ESPOL_5H:MH	Productor	12822	14500
20	ESPOL_5H:T	Productor	11501	11670
21	ESPOL_6H:MH	Productor	12400	14232
22	ESPOL_7HO:MH	Productor	13299	14818
23	ESPOL_8st1:MH	Productor	14842	15790
24	ESPOL_12WDW:MH	Disposal		
25	ESPOL_9WDW:MH	Disposal		
26	ESPOL_21WDW:MH	Disposal		

Tabla 1.1 Pozos productores completados a los reservorios Hollín y T; pozos reinyectores de agua de formación e intervalos de disparo. Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado.

#### 1.4.5. Consideraciones de la re-inyección de agua en el campo Espol

La reinyección de agua de formación se emplea para solucionar el problema que genera la producción de petróleo con un alto corte de agua. Por el contenido significativo de contaminantes del agua de formación, este proceso está controlado mediante parámetros listados en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

“Art. 40.- Manejo y tratamiento de descargas líquidas. – numeral 3. “Reinyección de gas, agua de formación, desechos líquidos y semilíquidos. Cuando el operador prevea la perforación de pozos para reinyección de gas, aguas de formación, desechos líquidos y semilíquidos como mecanismo de gestión de desechos, incluirá dicha actividad como parte del proceso de regularización administrativa ambiental, incorporando la información requerida en Norma Técnica que se expida para el efecto. La reinyección procederá una vez que el Operador presente a la Autoridad Ambiental Nacional copia de la aprobación del estudio técnico al que hace referencia el Reglamento de Operaciones Hidrocarbúferas”.

Los límites permisibles para descargas líquidas en cualquier fase de la exploración y perforación petrolera se describen en la tabla 1.2:

**Tabla 1.2 : Límites permisibles para la descarga de líquidos**

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible <sup>1)</sup>	Promedio anual <sup>2)</sup>	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos) <sup>3)</sup>	NH <sub>4</sub> -N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles <sup>3)</sup>		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

Tabla 1.2: Límites permisibles para la descarga de líquidos

Fuente: RAHOE-DECRETO-EJECUTIVO-1215

#### 1.4.5.1. Pozos re-inyectores del Agua de Formación

Se puede intervenir y reacondicionar aquellos pozos que dejaron de producir, que no son económicamente rentables y actualmente se encuentran abandonados. Para determinar si un pozo puede ser re-inyector o no, se debe revisar las

características petrofísicas de la formación, establecer la continuidad lateral del reservorio, analizar el esquema mecánico y definir si las condiciones actuales del pozo permiten su adecuación como pozo reinyector; definir los intervalos para la reinyección.

#### **1.4.5.2. Completación de pozos re-inyectores**

La completación sugerida para un pozo re-inyector consiste en: camisa, packer y tubing, capaz de resistir altas presiones. En pozos abandonados se debe validar el estado del casing para evitar fugas del agua de formación.

#### **1.4.5.3. Trabajo de reacondicionamiento de los pozos para ser intervenidos y convertirlos en re-inyectores**

A continuación, se detalla el procedimiento para reacondicionar un pozo productor y convertirlo en re-inyector.

- Recuperación de equipos
- Limpieza del pozo
- Adquisición de registros eléctricos
- Reforzar los tramos donde se re-inyectará el agua de formación mediante una adecuada cementación.
- Cañoneo en los intervalos definidos para la re-inyección.
- Realizar pruebas de presión a la formación, que determinan parámetros petrofísicos como: porosidad, permeabilidad, saturaciones, índices de inyectividad y presiones de bombeo.

#### **1.4.5.4. Características del yacimiento receptor**

Para poder reinyectar el agua de formación debemos conocer la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y espesor del yacimiento receptor.

#### **1.4.5.5. Características del agua de formación**

Para poder reinyectar el agua de formación debemos caracterizarla químicamente; determinar su composición y con esto asegurarnos que la formación receptora no va a sufrir un taponamiento o disminución de su permeabilidad. Además, con la caracterización validamos que el agua de formación cumpla con los límites permisibles para descargas líquidas descritos en la tabla 1.2.

#### **1.4.5.6. Facilidades y equipos de reinyección**

Las facilidades de superficie y fondo que regularmente se emplean en la reinyección de agua son: Bombas, Motores, Cabezal, tendido de líneas, casing, tubing, camisa deslizable, packer.

#### **1.4.5.7. Criterios establecidos para seleccionar un pozo re-inyector**

Para este estudio se consideró los siguientes criterios:

- Sísmica
- Geología
- Estratigrafía
- Estructura y
- Petrofísica del reservorio o la arena receptora.
- Producción
- Composición química del agua de formación
- Esquema mecánico y
- Estado actual del pozo.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

A continuación, se realiza una descripción breve de las diferentes etapas que se llevaron a cabo para el desarrollo del proyecto de investigación. Esta metodología (ver gráfico 2.1) pretende enlistar y definir un pozo con oportunidad de ser intervenido y convertirse en re-inyector de agua de formación; y de esta forma optimizar el manejo del agua en superficie en el campo Espol.

**Gráfico 2.1 Flujo de trabajo sugerido para seleccionar pozos con oportunidad de convertirse en reinyección de agua de formación.**

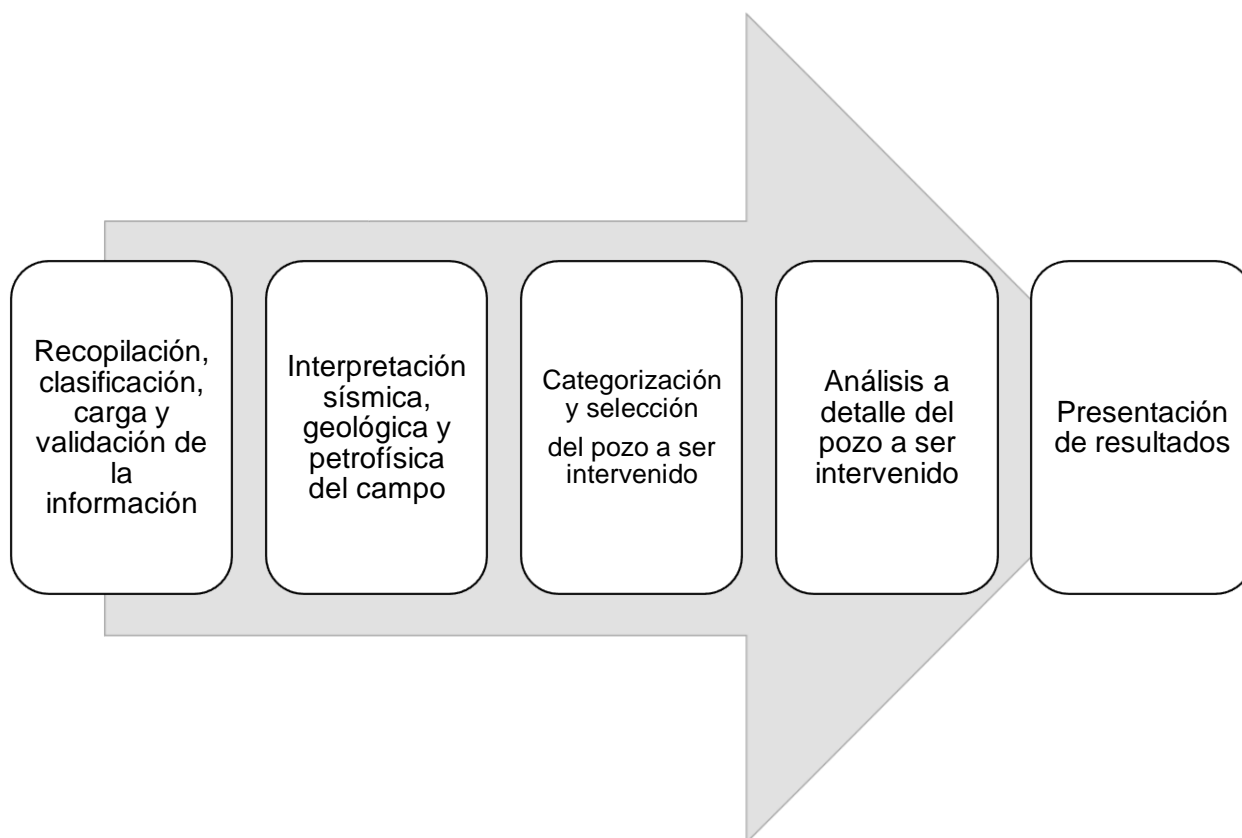


Gráfico 2.1: Esquema del flujo de trabajo sugerido para la selección para definir un pozo con oportunidad de convertirse en reinyector de agua de formación. Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado



## 2.1. Recopilación, clasificación, carga y validación de la información

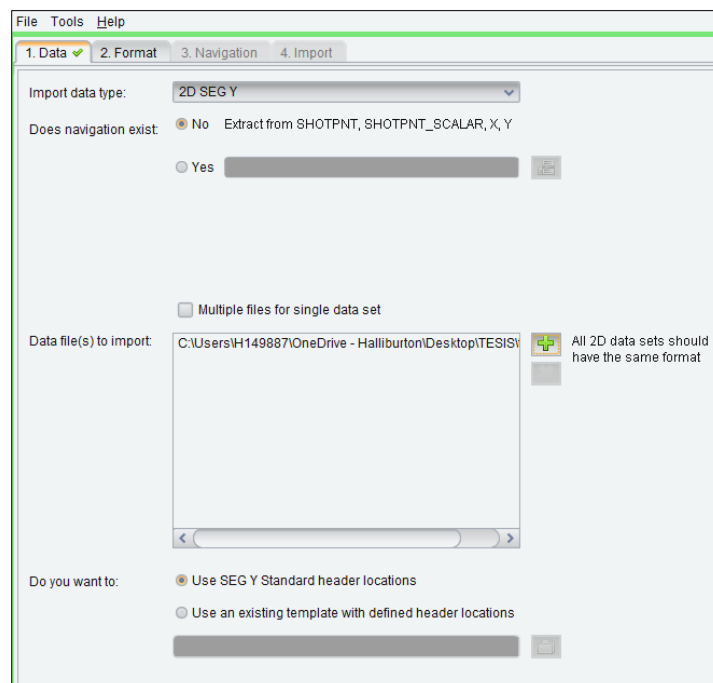
Para el campo Espol existe información disponible que fue adquirida a la largo del desarrollo de este. Esta etapa consistió en la categorización y validación de la información disponible como: sísmica, datos de registro de pozos, estudio convencional de núcleos de perforación, mapas, masterlogs, históricos de producción, entre otra información. Este proceso es fundamental en el estudio de un campo ya que asegura que los datos de entrada brinden la información correcta del subsuelo.

### 2.1.1. Sísmica

La información sísmica disponible para el campo Espol, fueron 13 líneas 2D en formato. segy, las mismas se cargaron en la plataforma OpenWorks parte de la suite de DecisionSpace siguiendo el flujo de trabajo adjunto:

- 1) Abrir el software OpenWorks,
- 2) Ir a la opción Import/Export
- 3) Seleccionar la opción segy import
- 4) Definir el tipo de archivo (2D SEG Y)
- 5) Desde la opción *add data* seleccionar los archivos en formato .seg (ver gráfico 2.2).

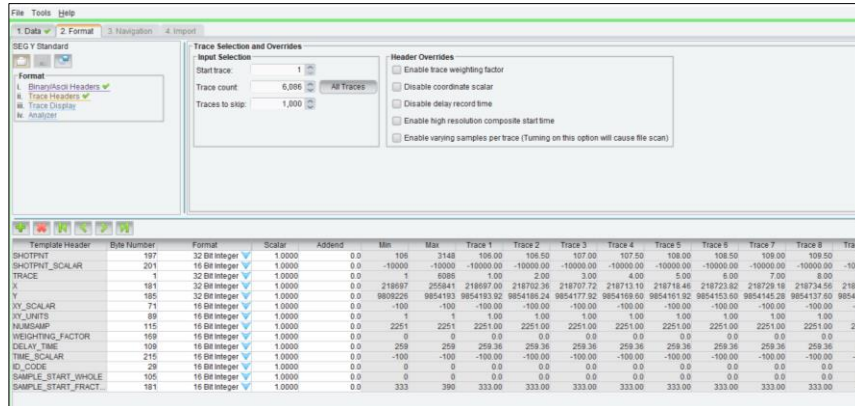
**Gráfico 2.2 Carga de datos sísmicos**



Fuente: OpenWorks

- 6) Ir a la opción Formato
- 7) Definir el formato (*Shotpoint, trace, X y Y*) según la gráfica 2.3

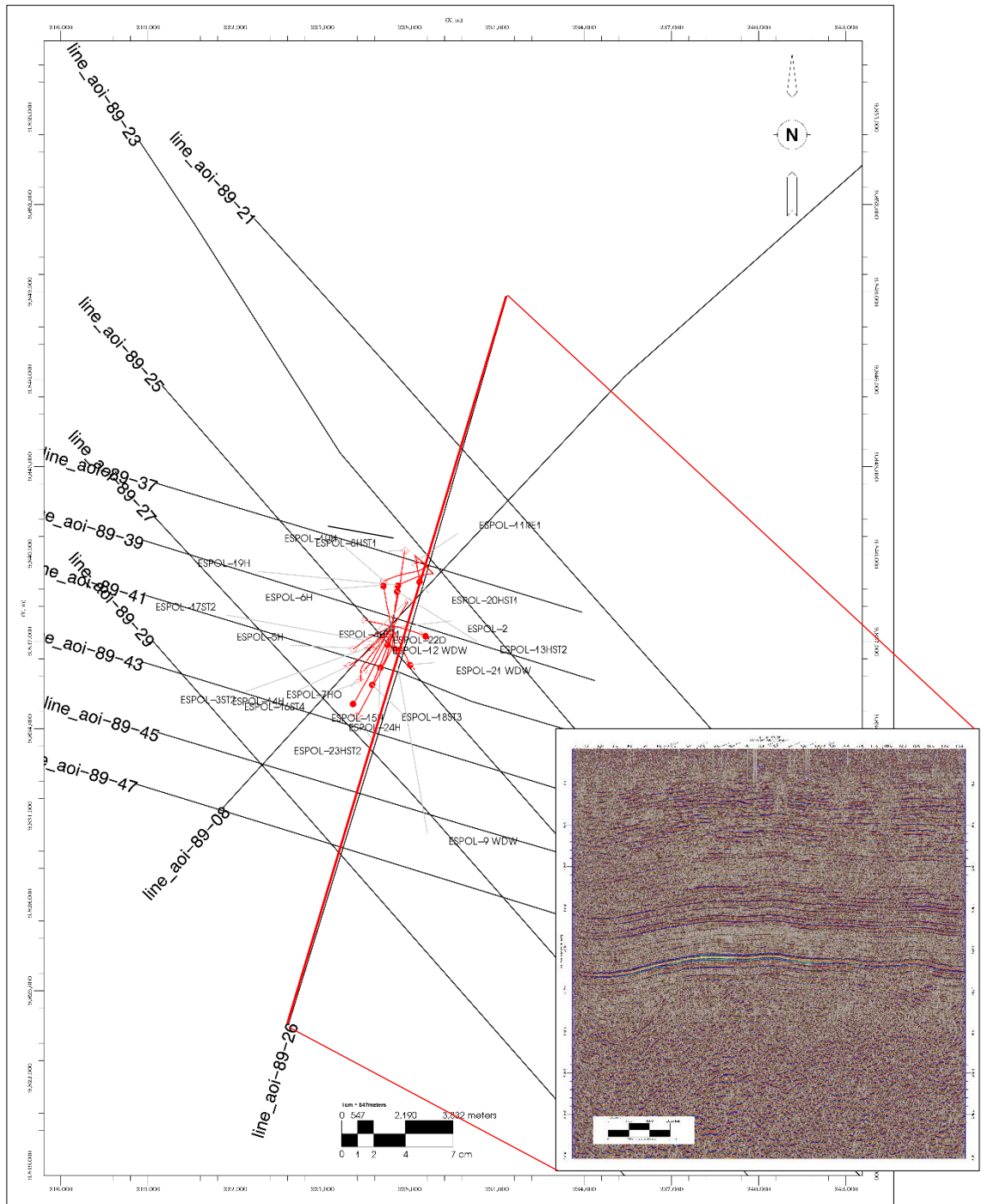
**Gráfico 2.3 Formato para carga de datos sísmicos**



Fuente: OpenWorks

- 8) En la opción navegación, definir el survey sísmico y el nombre de la línea.
- 9) En el Tap Import se establece el nombre del archivo sísmico y se importa los datos.
- 10) Para la validación de la información se empleó la plataforma DecisionSpace Geociencias donde se visualizaron las líneas sísmicas cargadas en una vista de mapa y sección (ver gráfico 2.4).

**Gráfico 2.4 Validación sísmica en una vista de mapa y sección**



Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 2.1.2. Datos de pozos

La información asociada a 23 pozos perforados en el campo Espol fue clasificada ordenada y cargada en la plataforma OpenWorks. Siguiendo el flujo de trabajo adjunto:

- 1) Revisión del encabezado del pozo

- 2) Crear una hoja de Excel con la información del encabezado del pozo: Nombre del pozo, elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie (ver Tabla 2.1)

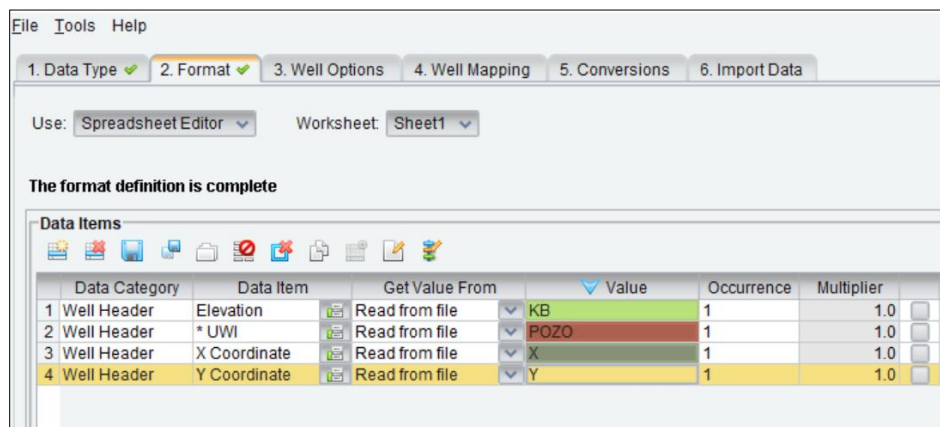
**Tabla 2.1 Formato de carga de datos de pozos**

POZO	KB	X	Y
ESPOL-2	1410	227365	9837493.96
ESPOL-3ST2	1410	227362	9837493.7
ESPOL-4HST1	1430	227349.8	9837493
ESPOL-5H	1430	227352.9	9837493.24

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

- 3) Abrir el software OpenWorks
- 4) Ir a la opción Import/Export
- 5) Seleccionar la opción data import
- 6) Definir el tipo de data que se va a cargar para este caso seleccionar (*Wells*)
- 7) Desde la opción add files buscar el archivo de Excel con la información del encabezado del pozo.
- 8) Ir a la pestaña formato y definir el formato como se puede ver la gráfico 2.5

**Gráfico 2.5 Formato sugerido para carga de encabezados de pozos**



Fuente: OpenWorks

- 9) Marcar las opciones *Well Options*, *Well Mapping*, *Conversions*, seleccionar la opción *Import Data* y seleccionar el botón *Run Import ob*.
- 10) Asociados a los pozos se cargó la información de registros eléctricos disponibles, trayectoria de los pozos e intervalos de disparo.

Con esta información cargada y validada en la base de datos Open Works, se pudo dar paso a la siguiente etapa que fue la interpretación sísmica, geológica y petrofísica del campo.

### 2.1.3. Producción del campo

La información de producción disponible se organizó para su análisis en una hoja de Excel como se adjunta en la tabla 2.2.

**Tabla 2.2 Información de producción disponible**

POZO	Formación	Date	BHP	BSW	FLUID	GAS	OIL_DRY	OIL_NET_S	WATER	WHP	WHT	VSD	HORAS	Salinity	Tasa_DNH	Petroleo_AI	API
ESPOL_10B	Hollin	02-Jun-19	903	96.08	15472	11547.81	606.5	571.33	14865.5	291	213	56	24	396	2250	583.22	
ESPOL_11B	Hollin	01-Jun-10	2677	99	475	133.95	4.75	4.47	470.25	325	163	57	9.5	2000	0	4.766937	17.5
ESPOL_11RE1	Hollin	18-Apr-19	875	99.43	2617	319.44	14.92	14.16	2602.08	286	196	59.7	15.17	670	1300	16.13	0
ESPOL_13Hst2	Hollin	02-Jun-19	1371	97.4	23344	11546.53	606.94	571.27	22737.06	229	218	53.5	24	875	3600	583.16	
ESPOL_14H	Hollin	12-Sep-08	0	97.1	9987	8167.37	289.62	272.25	9697.38	252	207	60	23.45	0	0	292.84	21.4
ESPOL_15H	Hollin	02-Jun-19	1428	97.7	31040	13579.63	713.92	671.86	30326.08	260	213	60	24	411	8000	685.84	

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

## 2.2. Interpretación sísmica, geológica y petrofísica del campo

Para cumplir con los objetivos del estudio se realizó una interpretación sísmica, geológica y petrofísica del campo tomando en cuenta el siguiente flujo de trabajo:

### 2.2.1. Interpretación sísmica del campo

- 1) Para la interpretación sísmica del campo, se adecuó la información mediante la atenuación de ruido empleando un filtro pasabanda. En la suite de interpretación DecisionSpace Geociencias, se seleccionó el módulo de procesos sísmicos, filtros, opción Bandpass Filter se aplicó una frecuencia mínima de 5 y máxima de 45 Hertz.
- 2) Calibración Sísmica. Se realizó una selección de pozos que disponían registros sísmicos (DT), de Densidad (RHOB), sísmica de pozo (Checkshots) y los topes formacionales: CALIZA A, CALIZA B, Tope Hollín LMST. La impedancia acústica obtenida se convolucionó con una ondícula de Ricker de 25 Hz con polaridad americana y fase cero. Para esta calibración se empleó la solución Seismic Analysis.
- 3) Interpretación de Horizontes. Después de realizar los sismogramas sintéticos de del pozo Espol 2 y Espol 21WDW repartidos a lo largo del campo, se interpretó los marcadores sísmicos más coherentes a nivel de la zona de interés: Tope

Caliza A (TCA), Tope Caliza B (TCB), eventos sísmicos positivos constante y continuos a lo largo de todo el campo. El reflector tope caliza B sirvió como guía para obtener los mapas estructurales a los diferentes niveles del reservorio Hollín.

- 4) Interpretación de Fallas. Por la ruptura de los reflectores sísmicos, se identificó una falla principal al oeste del campo que controla la estructura del campo.
- 5) Modelo de velocidades. El cubo de velocidad fue construido con mallas del marcador sísmico: Topes caliza A y B, los topes en profundidad en cada pozo; además de las tablas tiempo profundidad generada en el pozo ESPOL 2. Relacionando tiempo con profundidad en cada pozo obtenemos valores de velocidad para el marcador guía, el mismo es extrapolado a lo largo de la malla lateral y verticalmente, creando así un modelo tridimensional de velocidad que nos permitió convertir datos interpretados en un dominio de tiempo a profundidad.

## **2.2.2. Interpretación geológica del campo**

### **2.2.2.1. Modelo Estratigráfico de la Formación Hollín campo Espol**

El modelo estratigráfico del Campo Espol se enfocó en definir superficies de correlación del reservorio Hollín. Los topes que se interpretaron son el tope Hollín LMST, arenas S0, S1, S2, S3, S4 y S5.

### **2.2.2.2. Criterios de ubicación de topes del reservorio Formación Hollín**

Los topes estratigráficos dentro del reservorio de la Formación Hollín fueron definidos con un análisis de registros eléctricos y registros litológicos de los pozos (masterlog). En este trabajo se interpretó los marcadores Hollín LMST, utilizando los registros eléctricos de densidad, neutrón, Gamma Ray y resistividad principalmente.

## Gráfico 2.6. Topes formacionales definidos para el reservorio Hollín

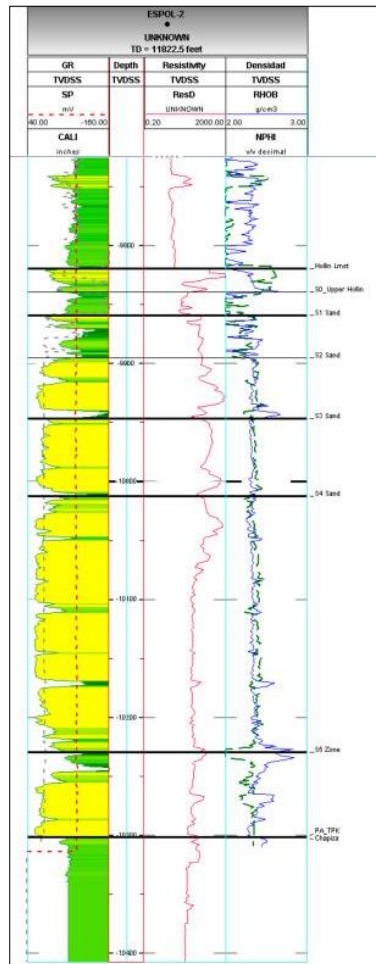


Gráfico 2.6 Topes formacionales definidos para el reservorio Hollín.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El tope Hollín LMST se definió como la superficie en la cual se observa un cambio entre un sistema mareal a un sistema dominado netamente por las mareas. En registros eléctricos este cambio se reconoce como una deflexión en los registros de densidad, hacia valores más positivos, debido al aumento del porcentaje de calizas en los sedimentos, lo que produce un aumento en la densidad.

El tope S0 Hollín se definió como la base del tope Hollín LMST, donde los valores de densidad y resistividad bajan.

El tope S1 Hollín se definió como la primera arena, donde existe un cambio en los valores del gamma ray a valores mucho más bajos, donde empieza a incrementar la densidad y resistividad.

El tope arena S2 Hollín se definió como la superficie en la cual se observa un cambio entre un sistema mareal a un sistema transicional de plataforma marina somera. En registros eléctricos este cambio se reconoce como una deflexión en los registros de densidad, hacia valores más positivos.

Los cuerpos arenosos S3, S4 y S5 se separaron en función de las lutitas que se encuentran en la base o cuando existe un cambio en el gamma Ray de un valor alto a un valor bajo y disminuye notablemente la resistividad.

### **2.2.2.3. Modelo estructural**

Para entender el comportamiento del campo es necesario primero definir su estructura y características como extensión, fallamientos, etc., integrando la información sísmica y datos de pozos existentes.

Por lo tanto, es importante contar con un modelo estructural actualizado, enfocado al reservorio Hollín que es su principal objetivo de producción.

- 1) Una vez convertidos a profundidad los marcadores sísmicos y fallas éstos son llevados a un framework herramienta de la solución DecisionSpace Geociencias, la información de pozos y mallas fueron corregidas y ajustadas a los topos formacionales interpretados.

### **2.2.2.4. Cortes estructurales- estratigráficos**

Con el propósito de entender de mejor manera la estructura interna de los diferentes niveles estratigráficos estudiados en el Campo Espol, se realizaron varias secciones tanto estructurales como estratigráficas en las que se representa la continuidad lateral de los reservorios, los sellos y sus variaciones de espesor dentro del área de estudio.

### **2.2.3. Interpretación petrofísica del campo**

Esta interpretación busca predecir las propiedades petrofísicas y la saturación de hidrocarburos de las rocas que conforman el intervalo estratigráfico de la Formación Hollín en el Campo Espol, en base a una interpretación determinística de registros de pozo, buscan definir la asociación entre la distribución de las propiedades del yacimiento



medidas en laboratorio, las características sedimentológicas y estratigráficas descritas en los núcleos de perforación y el comportamiento de los registros de pozo.

Para el cálculo petrofísico determinístico se empleó la plataforma de interpretación Decision Space Petrophysics, en la cual se ha implementado un flujo de trabajo que involucra la recopilación, carga e interpretación de los perfiles o registros de pozo.

La interpretación petrofísica para la obtención de propiedades y litotipos, propone la siguiente metodología:

- Desarrollo y estructuración de la base de datos.
- Estimación de las propiedades petrofísicas
- Definición de litotipos
- Obtención de un sumario petrofísico.

### 2.2.3.1. Estimación de propiedades petrofísicas

#### 1) Estimación del volumen de arcilla (VSH)

Se calculó a partir de métodos determinísticos como el promedio del volumen por rayos gama lineal y el volumen del *crossplot* neutrón densidad a partir de las siguientes ecuaciones:

#### Ecuación 2.1 Volumen de arcilla modelo Lineal de Rayos Gamma

$$VSH_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}}$$

#### Ecuación 2.2 Volumen de arcilla modelo crossplot Neutrón - Densidad

$$VSH_{ND} = \frac{\emptyset NPHI - \emptyset RHOB}{\emptyset NPHI_{sh} - \emptyset RHOB_{sh}}$$

VSH:	Volumen de Shale
VSH_GR:	Volumen de Shale Modelo Lineal de Rayos Gamma
VSH_ND	Volumen de Shale Modelo Crossplot Neutrón - Densidad
GR_log:	Lectura de los registros de rayos gamma
GR_sh:	Lectura en arcilla
GR_cl:	Lectura en arenisca

ØNPHI:	Porosidad de los registros Neutrón
ØRHOB:	Porosidad de los registros Densidad
ØNPHish:	Porosidad de shale en los registros Neutrón (0.35).
ØRHOBsh:	Porosidad de shale en los registros Densidad (0.02).

## 2) Cálculo de la porosidad efectiva (PHIE)

La porosidad se define como la capacidad que tiene una roca de almacenar petróleo, agua o gas y es denotada por la letra griega Ø. La porosidad total es el volumen poroso de la roca dividido entre el volumen total de la roca, y puede ser expresada como fracción o como porcentaje. Este espacio es ocupado por el fluido que satura a la roca en el subsuelo.

La porosidad efectiva se define cuando los poros están interconectados. Se calculó la porosidad efectiva a partir de la porosidad obtenida de la densidad combinando con el volumen de arcilla interpretado.

Para la porosidad total derivada de la densidad se utilizó la siguiente ecuación:

### Ecuación 2.3 Porosidad derivada de la densidad

$$\phi_D = \frac{RHOB_{ma} - RHOB_L}{RHOB_{ma} - RHOB_F}$$

Donde:

$\phi_D$ :	Porosidad derivada de la densidad.
RHOB <sub>ma</sub> :	Densidad de matriz de la formación (2.65 gr/cc)
RHOB <sub>F</sub> :	Densidad del fluido (1 gr/cc)
RHOB <sub>L</sub> :	Lectura curva densidad del registro (gr/cc)

### Ecuación 2.4 Porosidad efectiva

$$PHIE = \phi_D \times (1 - V_{cl})$$

PHIE:	Porosidad efectiva
ØD:	Porosidad total derivada del registro de densidad
VCL:	Volúmen de arcilla

### 3) Cálculo de la permeabilidad (KTR)

Para el Campo Espol, la permeabilidad fue estimada según la correlación de porosidad vs permeabilidad obtenida de los análisis de núcleos, según el tipo de roca, para ello se ha graficado la relación RQI vs. PHIz para visualizar los tipos de roca presentes en cada reservorio y a partir de allí se construye el grafico Phi vs. Log KTR, haciendo regresiones para cada tipo de roca ver gráfico 2.7.

**Gráfico 2.7 Porosidad (PHI) vs. Permeabilidad escala logarítmica (KTR)**

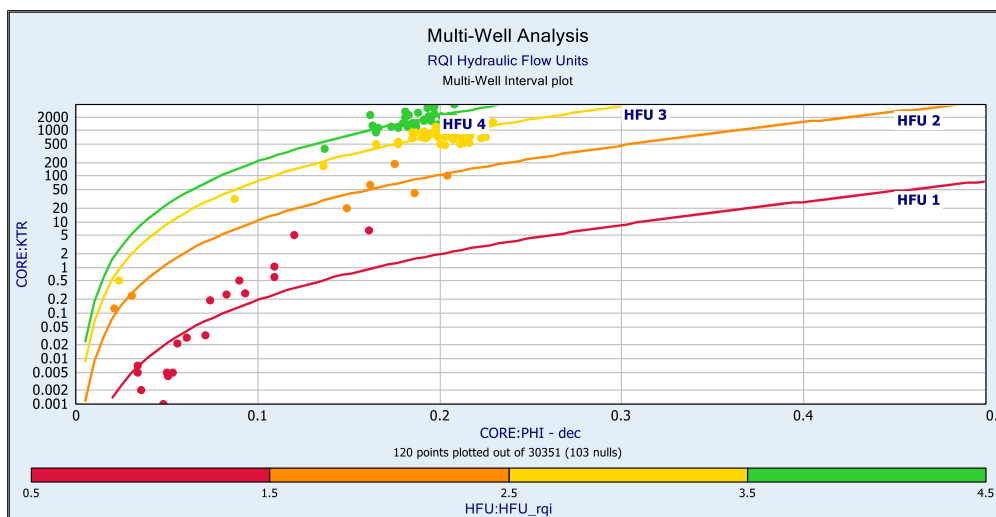


Gráfico 2.7 Relación PHI vs Log KTR para obtener las ecuaciones de permeabilidad.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 4) Cálculo de la saturación de agua para el campo Espol

Para el cálculo de la saturación de agua se empleó la ecuación de Archie (SW):

#### **Ecuación 2.5 Saturación de agua Archie**

$$SW^n = \frac{a * RWZ}{RT * \phi_T^m}$$

Los parámetros por arena se indican en la tabla: 2.1 los valores de salinidad corresponden a información obtenida de análisis del campo.

**Tabla 2.1 : Parámetros utilizados para la obtención de la Saturación de Agua**

UNIDAD/ PROPIEDAD		Hollin LMST	S0	S1	S2	S3	S4	S5
Salinidad	ppm Na Cl-	4033	4859	7044	2076	2065	2065	1287
Temperatura	F	178	179	179	180	181	181	182
Resistividad RW @ TF	Ohm.m	0.587	0.49	0.345	1.09	1.09	1.09	1.7
Propiedades electricas	a	1	1	1	1	1	1	1
	m	2	2	2	2	2	2	2
	n	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 2.1: Parámetros utilizados para la obtencion de la Saturación de Agua, Campo Espol.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 2.2.3.2. Interpretación de litotipos

Para la estimación de litotipos, se construyó un modelo de tipos de roca con los datos convencionales de núcleos, porosidad y permeabilidad (KTR, Phi) disponibles de los pozos Espol 2 y 15H; se utilizó la ecuación del Reservoir Quality Index (RQI), para la estimación de tipos de roca.

Las relaciones o ecuaciones definidas para el modelo de unidades hidráulicas o tipos de roca son las siguientes:

#### Ecuación 2.6 Índice de calidad del reservorio (RQI)

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} [um]$$

#### Ecuación 2.7 Porosidad normalizada

$$PHIz = \frac{\phi}{(1-\phi)},$$

#### Ecuación 2.8 Indicador de zonas de flujo o unidades hidráulicas

$$FZI = \frac{RQI}{PHIz}$$

Se aplica el logaritmo a ambos lados de la igualdad obteniendo:

### Ecuación 2.9 Relación log RQI vs. Log PHIZ

$$\log RQI = \log \varphi_z + \log FZI$$

La ecuación mencionada arriba muestra que, para cada unidad hidráulica, el gráfico log-log de RQI en función de PHIZ, debe ser una línea recta con una pendiente igual a la unidad. La recta cuando PHIZ=1 es un indicador de una zona de Flujo, FZI, un valor único para cada unidad hidráulica. Todas las muestras con similar FZI derriban en una línea recta de pendiente igual a 1 (ver gráfico 2.8).

Los datos de núcleo que poseen similares características de garganta de poro constituyen una unidad hidráulica.

**Gráfico 2.8 Relación log RQI vs. Log PHIZ**

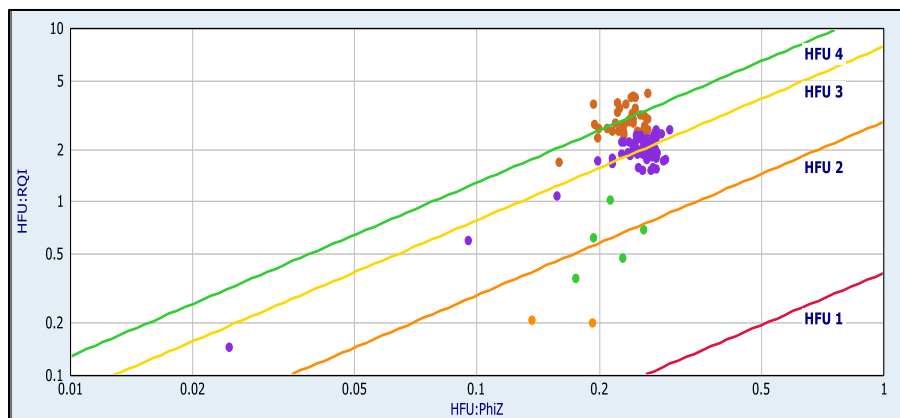


Gráfico 2.8 Relación log RQI vs. Log PHIZ para identificar unidades de flujo, FZI

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 2.3. Categorización y selección del pozo a ser intervenido

Para disponer de un listado inicial de pozos se empleó el índice de heterogeneidad modificado, mencionado en el trabajo de investigación realizado por Angel Irua.

**Ecuación 2.10: Índice de heterogeneidad modificado**

$$MHI_{fluid} = \sum_{t=0}^{t_{max}} \left[ \frac{Fluid_{well} - Fluid_{avgwell}}{Fluid_{maxwell} - Fluid_{minwell}} \right]$$

Ecuación 2.10 Índice de heterogeneidad modificado. Tomado de (Irua, 2017)

Este gráfico nos indica la producción actual de cada pozo en comparación con el promedio de producción del campo.

**Gráfico 2.9 Índice de heterogeneidad o eficiencia**

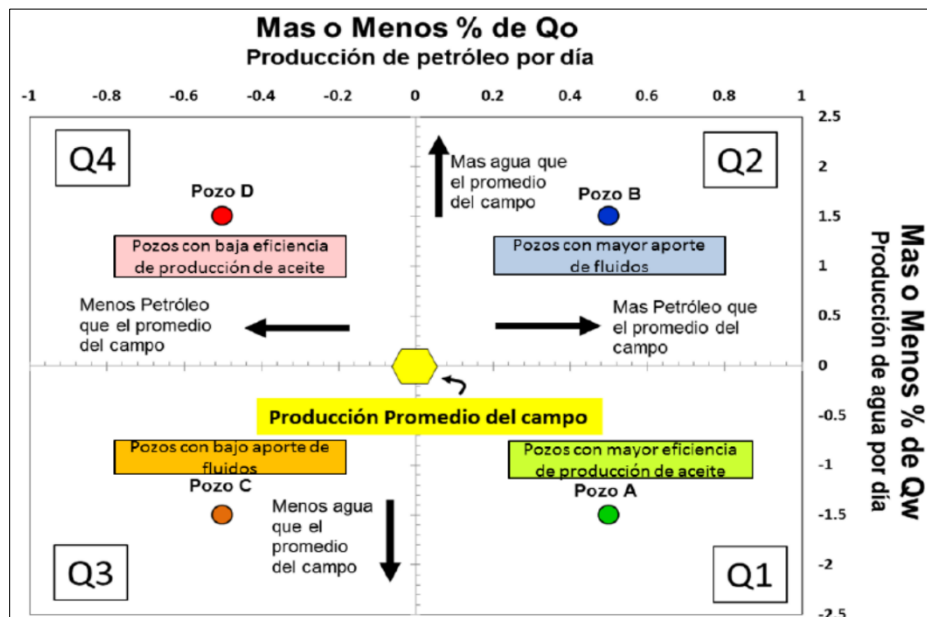


Gráfico 2.10 Índice de heterogeneidad o eficiencia Fuente: (Irua, 2017).

Con el análisis sísmico, geológico, petrofísico y el cálculo del índice de heterogeneidad o eficiencia se definió el pozo que va a ser estudiado a detalle.

**2.4. Análisis a detalle del pozo a ser intervenido**

Se evaluó los pozos con baja eficiencia de producción de aceite y mayor aporte de agua para así plantear la mejor alternativa, que ayuden a la empresa operadora a re-inyectar un mayor volumen agua de formación en el subsuelo y con esto poder perforar nuevos pozos e incrementar la producción del campo Espol.

De este análisis nos centramos en un pozo como posible candidato a reinjector de agua de formación. De este pozo se revisó:

#### **2.4.1. Historial de producción y trabajos de reacondicionamiento**

Con la revisión del historial de producción se definió si el pozo produce por debajo de su límite económico, siendo un candidato para solucionar las limitaciones de inyección del campo mediante la conversión de productor a reinjector.

#### **2.4.2. Estimación de reservas remanentes por pozo**

El análisis de la declinación de la producción de una zona hidrocarburífera es una técnica efectiva, para predecir el comportamiento de un pozo o reservorio. Para aplicar esta técnica se requiere el historial de producción del pozo, con el cual se podrá visualizar el comportamiento de producción como también predecir el comportamiento futuro del reservorio y conocer las reservas remanentes. (Ferrer, 2009).

#### **2.4.3. Estado del cemento en el pozo**

El objetivo de revisar el registro de cemento del pozo seleccionado como posible reinjector de agua de formación es verificar el estado de este en las zonas de interés, zonas sobre y bajo estas; verificar un correcto aislamiento hidráulico de las zonas con potenciales acuíferos que pueden ser utilizados a futuro como fuentes de agua dulce.

#### **2.4.4. Estado mecánico del pozo**

Se estudio el historial de intervención del pozo seleccionado, el tipo de completación y los intervalos de disparo con esto se buscó definir los parámetros relevantes para conversión del pozo cerrado o con baja productividad a re-injector.

#### **2.4.5. Capacidad de recepción de la formación**

Para el cálculo de la capacidad de recepción de la formación se empleó el análisis nodal calibrado de acuerdo con las pruebas de inyectividad realizadas en pozos vecinos. Se

definió el caudal de agua máximo posible que se puede reinyectar, con este valor se calculó el volumen de agua que se va a inyectar durante una vida útil del campo en años (ver ecuación 2.12) y el del radio de avance usando la ecuación 2.13:

**Ecuación 2.11: Acumulado de inyección**

$$W_i = I_w \times t$$

Dónde:

- Wi: Acumulado de inyección (Bls)  
Iw: Caudal de agua inyectada por día (BAPD)  
t: Tiempo de inyección (días)

**Ecuación 2.12: Cálculo del radio de avance**

$$R = \sqrt{\frac{5.615 * W_{cum} * B_{wi}}{3.1416 * H * \emptyset * S_w}} * 0.3048$$

Dónde:

- R: Radio  
W\_cum: Volumen acumulado de agua inyectado en X años  
B\_wi: Factor Volumétrico del agua de inyección  
S\_wi: Saturación de agua inicial  
H: Espesor de la formación  
∅: Porosidad de la formación



# CAPÍTULO 3

## 3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

### 3.1 Características generales

El campo fue descubierto en 1992 con la perforación del primer pozo exploratorio Espol\_02, el cual probó con éxito el reservorio Hollín (1,643 BPPD). La producción comercial del campo inicio en mayo de 1999. El campo Espol tiene un buen desarrollo de la Formación Hollín, y T inferior, mientras que el miembro U de la Formación Napo no se desarrolla. El Campo Espol presenta información sísmica 2D, cuenta con un registro de 4 segundos y un muestreo de 2 milisegundos. Para la realización del modelo estructural del campo Espol, se contó con 13 líneas sísmicas 2D, datos de 23 pozos, topes formacionales, 4 pozos con registro sísmico.

### 3.2 Interpretación sísmica, geológica y petrofísica del campo

#### 3.2.1 Interpretación sísmica

La parte fundamental de la calibración sísmica es la calidad de los datos sísmicos y de pozo para lo cual se hizo el control de calidad de los registros adquiridos en cada pozo: sísmico, densidad, gamma ray y caliper, para luego proceder con la identificación de los marcadores sísmicos cercanos a los niveles estratigráficos de interés en el Campo Espol a través de la generación de los sismogramas sintéticos de los pozos Espol- 2 y Espol 21-WDW.

Se utilizó la información sísmica, Registros Sísmicos (DTCO) (ver tabla 3.1), de Densidad (RHOB), sísmica de pozo (Checkshots) y los topes formacionales, se trabajó en polaridad positiva y con fase cero.

El pozo Espol-2 tiene una mayor longitud de registro lo que permitió una mejor calibración sísmica con eventos superficiales.

**Tabla 3.1 Pozos con registro sísmico**

#	POZO	LOG	TOP DEPTH	BASE DEPTH
1	ESPOL-15P	DT	12612	14350
2	ESPOL-16P	DT	12283.5	13579
3	ESPOL-2	DT	2500	11754.5
4	ESPOL-21 WDW	DT	8377	12774
5	ESPOL-3ST2	DT	9155	12417.5
6	ESPOL-8P	DT	12250.5	14080
7	ESPOL-9 WDW	DT	9501	12200
8	ESPOL-17P	DT	10017	11869.5

Tabla 3.1: Pozos con registro sonico.  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

La generación de sismogramas sintéticos es fundamental para la calibración de los eventos sísmicos con los datos de pozo, con este propósito se ha generado los sismogramas sintéticos para los pozos seleccionados y de esa manera tener mejor definición de los eventos sísmicos en el Campo Espol.

Se calibro considerando los topes caliza A, caliza B. El sismograma sintético creado para el pozo Espol-2 (ver gráfico 3.2) se empleó una ondícula ricker de 25 Hz con polaridad normal.

**Gráfico 3.1 Sismograma Sintético Pozo Espol-2**

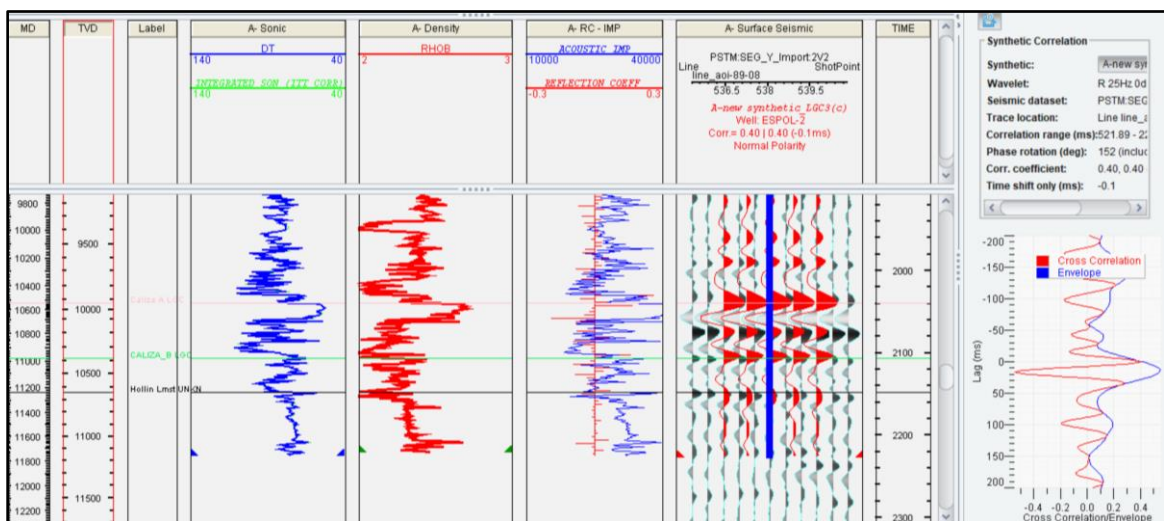


Grafico 3.1: Sismograma Sintético Pozo Espol-2  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Gráfico 3.2 Sismograma Sintético Pozo Espol-21 WDW**

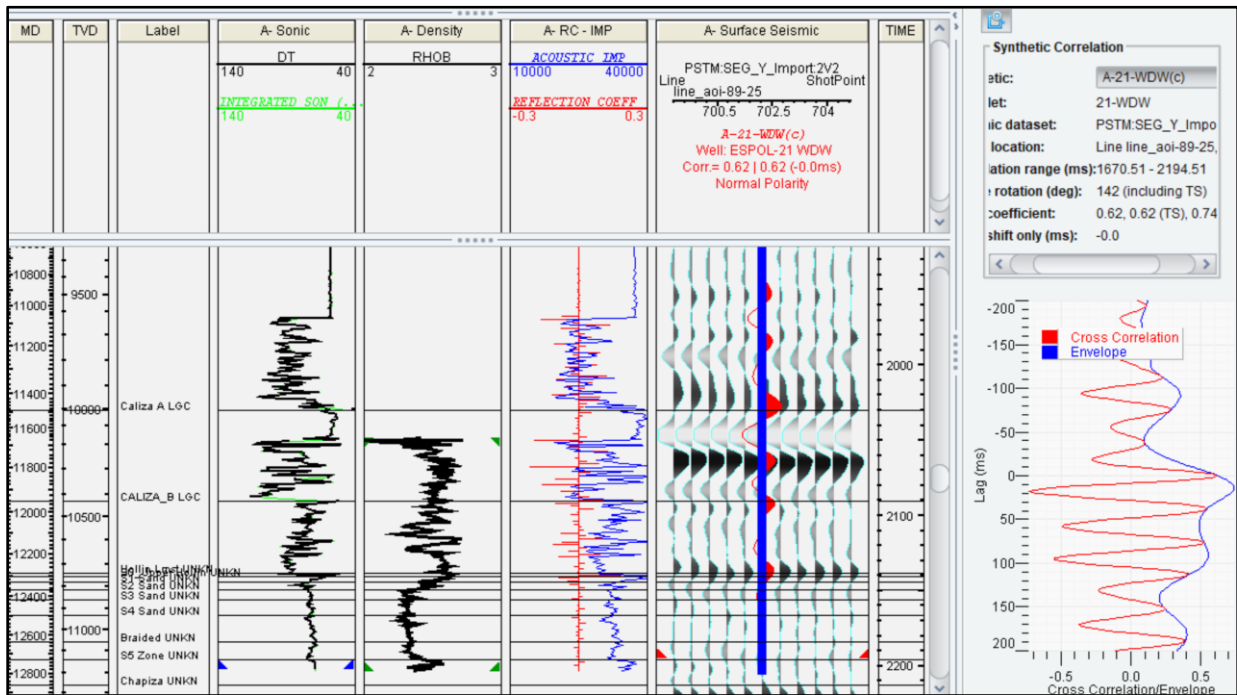


Gráfico 3.2: Sismograma Sintético Pozo Espol-21 WDW

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

La calibración fue buena obteniendo coeficientes de correlación superiores al 60% (ver gráfico 3.2), se generaron tablas tiempo – profundidad para 2 pozos que se incluyeron el modelo de velocidades.

El siguiente paso a la calibración sísmica fue la identificación de los marcadores sísmicos correspondientes a los principales cambios de velocidad dados por los registros de pozo. La interpretación sísmica del campo Espol se realizó para los siguientes eventos Caliza A (TCA) y Caliza B (TCB) (ver tabla 3.2).

Se observó una buena continuidad en la mayoría de reflectores en la zona de interés. La Caliza A correspondería a la respuesta sísmica de amplitud máxima positiva. El evento correspondiente a Caliza B es un máximo de amplitud positiva la misma que presenta moderada continuidad de los eventos (ver gráfico 3.3 y 3.4).

**Tabla 3.2 Horizontes interpretados Campo Espol**

<b>Horizontes intpretados</b>	<b>Dominio</b>
Caliza A (TCA)	TWT
Caliza B (TCB)	TWT

Tabla 3.2 Lista de horizontes interpretados para el modelo estructural del Campo Espol

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Gráfico 3.3 Marcadores Sísmicos**

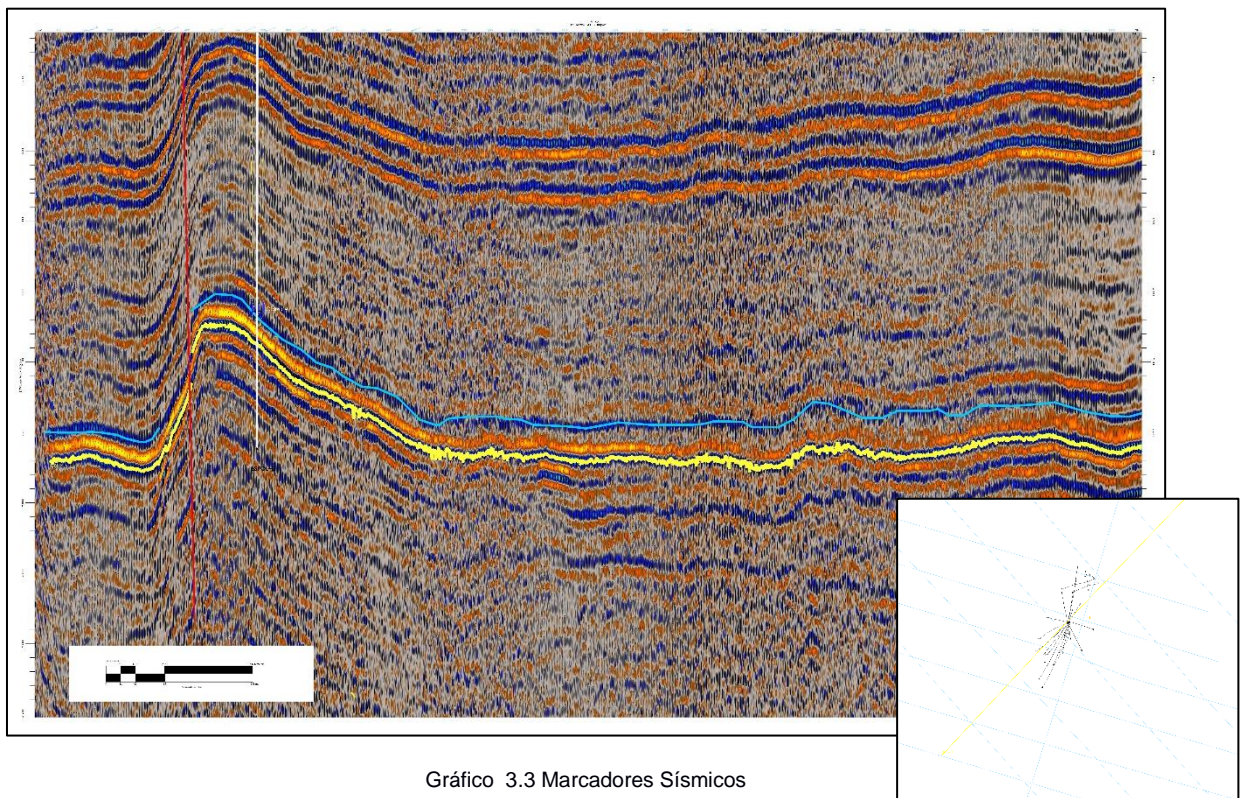


Gráfico 3.3 Marcadores Sísmicos

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### Gráfico 3.4 Identificación de Marcadores Sísmicos junto con el pozo Espol-2 calibrado

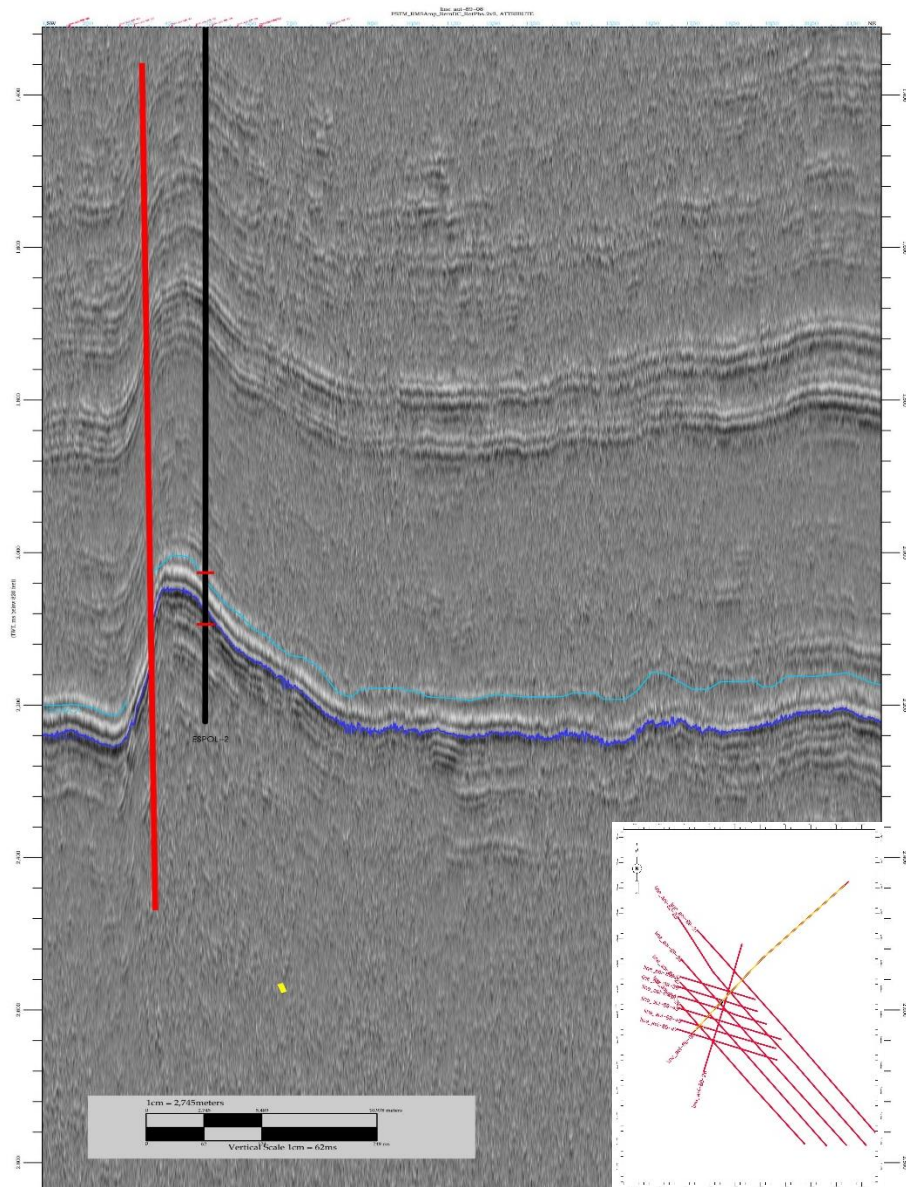


Gráfico 3.4 Despliegue de la línea sísmica en la que se presentan los horizontes interpretados y la falla con dirección NE-SO para el modelo estructural del campo Espol

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Fue interpretado un segmento de falla en el área de estudio (ver gráfico 3.5), pertenece a una falla inversa de alto ángulo con orientación NE-SO la misma que limita al campo, la respuesta sísmica en esta zona indica que el plano de falla afecta a los eventos pre cretácicos, cretácicos y terciarios. La falla interpretada en el campo pertenecen al sistema de fallas inversas presentes en la zona subandina (ver gráfico 3.6).

### Gráfico 3.5 Línea sísmica en la que se presentan los horizontes interpretados

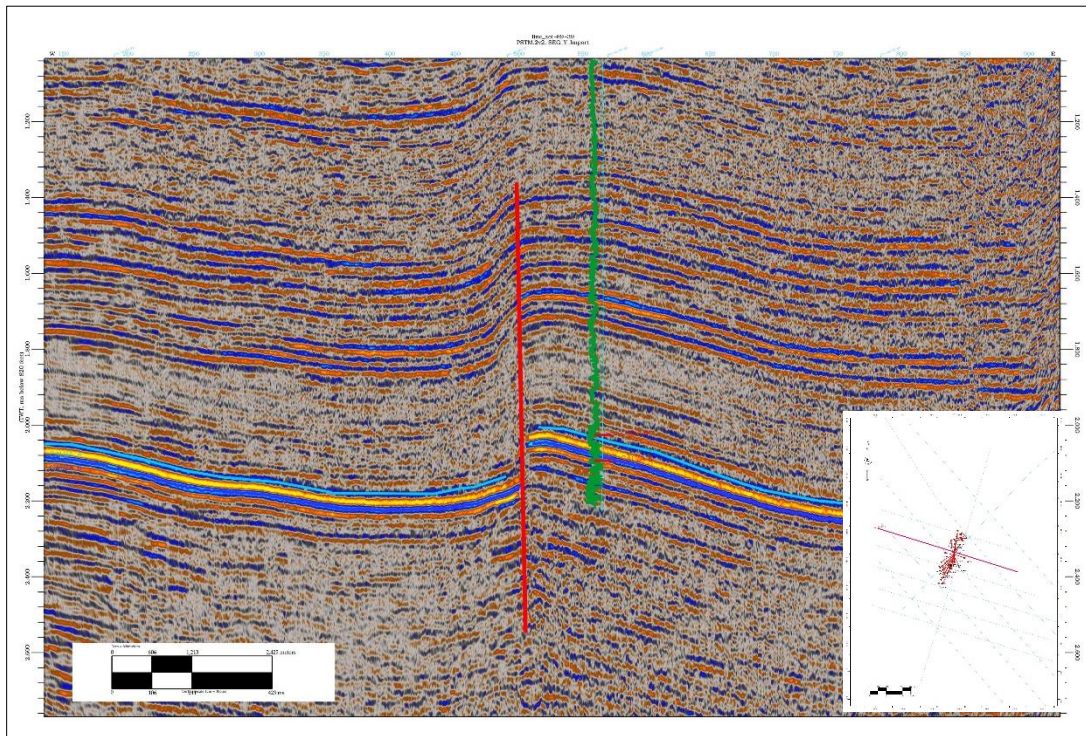


Gráfico 3.5 Despliegue de la línea sísmica en la que se presentan los horizontes interpretados y la falla con dirección NE-SO para el modelo estructural del campo Espol.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### Gráfico 3.6 Falla interpretada en el campo Espol

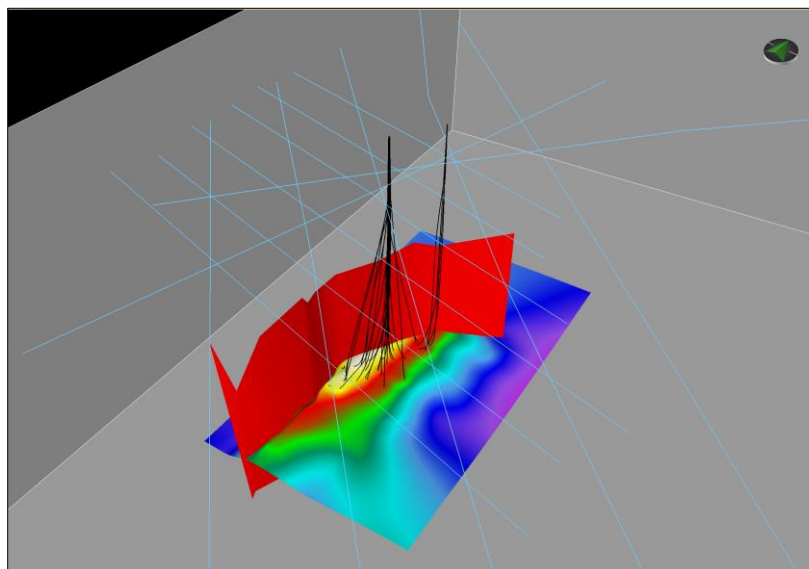


Gráfico 3.6 Muestra el despliegue del plano de falla interpretada en el campo Espol, donde se aprecia que la falla principal interpretada en el campo tienen una dirección NE-SO, con un cierre estructural.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El modelo de velocidades generado para este estudio presenta buena relación con el componente estructural, pero cabe mencionar que la mayoría de los datos disponibles y utilizados están alineados en dirección NE-SO por lo que la dirección de las velocidades presenta un gradiente predominante en este sentido.

El modelo de velocidades del campo Espol contiene los datos de entrada: las tablas Tiempo/Profundidad obtenidas de 2 sismogramas sintéticos, las superficies en tiempo generadas en base a los horizontes interpretados (Tope Caliza A, Tope Caliza B), y los topes formacionales correspondientes a estas superficies, como muestra el gráfico 3.7.

**Gráfico 3.7 Tablas T/D empleadas en Velocity Model**

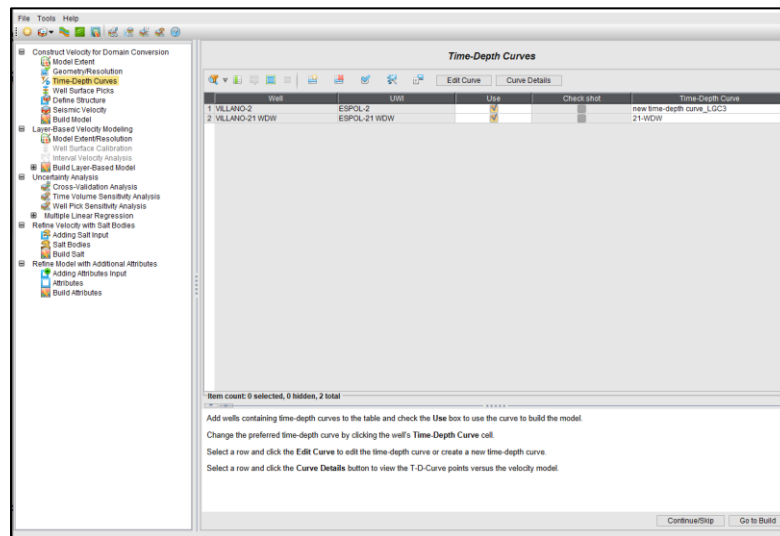


Gráfico 3.7 Datos de ingreso para el Modelo de Velocidad

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Las funciones de velocidad de los pozos en estudio fueron generadas durante el proceso de calibración pozo/sísmica y utilizadas en el modelo de velocidades. Las mismas que siguen el tren de velocidades local, siendo la sección cretácica la que posee mejor control de datos y en especial la zona de interés con los marcadores sísmicos ya indicados.

La calibración del volumen de velocidades se realizó a partir de tablas Tiempo/Profundidad, superficies, y los topes formacionales de 20 pozos (ver gráfico 3.8 y 3.9).

**Gráfico 3.8 Modelo de velocidades del campo Espol**

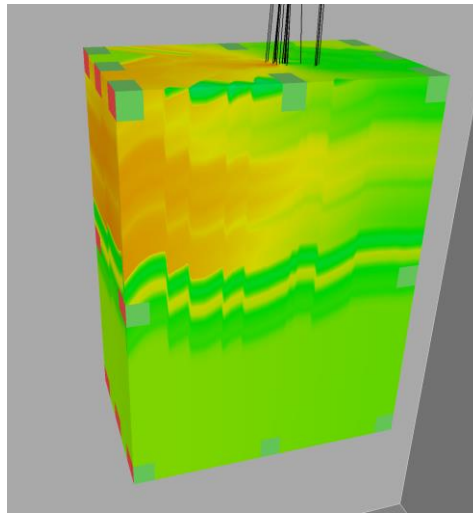


Gráfico 3.8: Modelo de velocidades del campo Espol  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Gráfico 3.9 Velocidades sobre una sección sísmica**

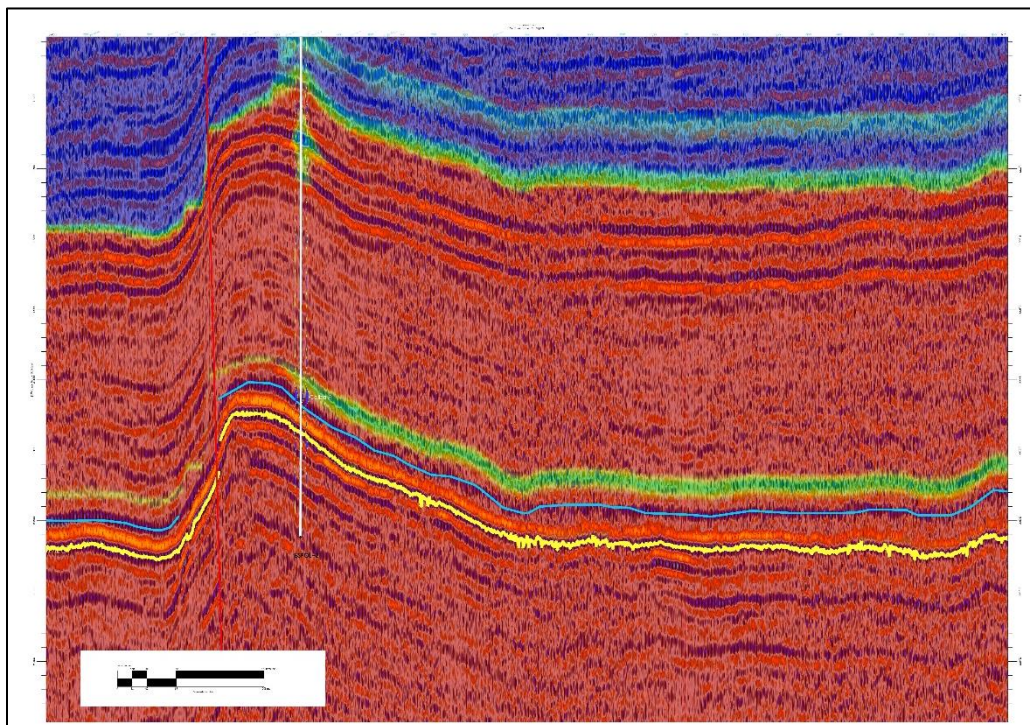


Gráfico 3.9 Velocidades sobre una sección sísmica  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

La interpretación sísmica se ha ejecutado con el objetivo de obtener como resultado mapas estructurales en tiempo (ver gráfico 3.10), los mismos que se utilizaran en la conversión a profundidad.



### Gráfico 3.10 Mapa estructural en tiempo (TWT) Tope Caliza B

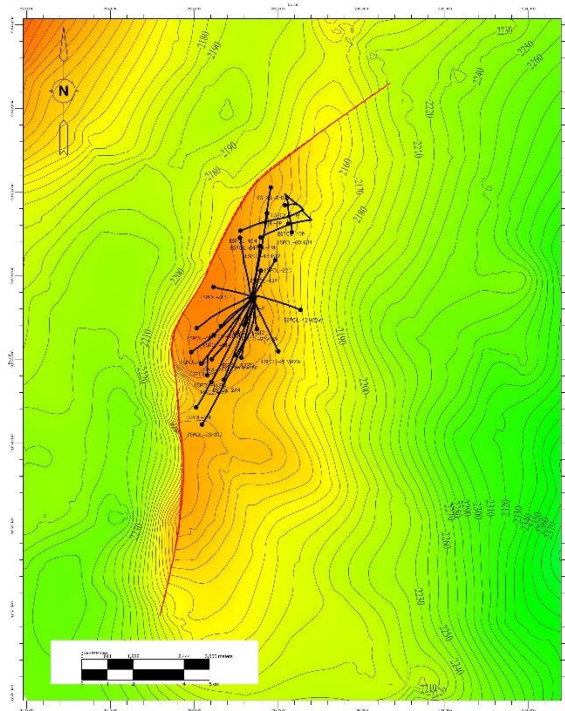
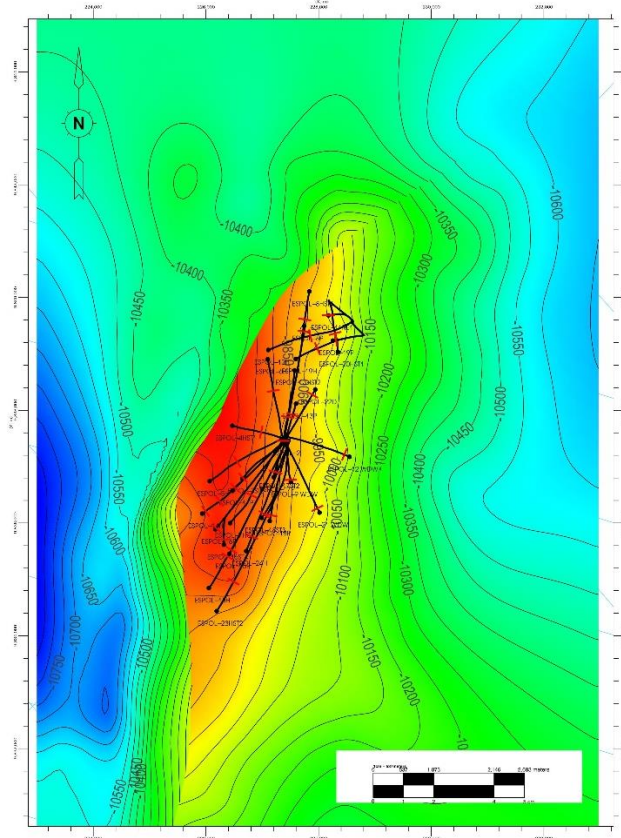


Gráfico 3.10: Mapa estructural en tiempo (TWT) Tope Caliza B , C. I. 10ms  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Los mapas en profundidad son producto de la interpretación sísmica. La generación de estos mapas se inicia con la conversión de los horizontes en tiempo, utilizando el modelo de velocidades generado para este propósito. La configuración estructural en profundidad de los horizontes interpretados para el Campo Espol presenta congruencia entre los aspectos y trenes estructurales observados en la interpretación en tiempo y hace honor a la información en profundidad de los pozos.

La configuración estructural en profundidad en el campo Espol presenta un relieve alto con orientación ligeramente NE-SO (ver gráfico 3.11), donde la zona estructuralmente más alta para el reservorio de Hollín se presenta en la parte central del campo.

**Gráfico 3.11 Mapa estructural en profundidad SSTVD (pies) Hollín arena S1**



Grafica 3.11 Mapa estructural en profundidad SSTVD (pies) Hollín arena S1, C.I.:50ft.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

## 3.2.2 Interpretación geológica del campo

### 3.2.2.1 Modelo Estratigráfico y Sedimentológico

Los criterios de correlación para los topes estratigráficos en el Campo Espol se tomaron como base los análisis realizados en el campo Yuralpa, cercano a la zona de estudio. Los criterios de correlación se basaron en la forma del registro (especialmente GR), el cruce de los registros Densidad/Neutrón y cambios en la tendencia de los valores de GR, Densidad, neutrón y sínico.

Para definir el modelo estratigráfico del Campo Espol se interpretaron los registros eléctricos disponibles para 23 pozos perforados en el campo. Se definieron los topes secuenciales para la formación Hollín.

**Tabla 3.3 Topes interpretados**

<b>Formacion</b>	<b>Nemonico</b>
Caliza A	TCA
Caliza B	TCB
Hollin Lmst	Hollin Lmst
S0_Upper Hollin	S0
S1 Sand	S1
S2 Sand	S2
S3 Sand	S3
S4 Sand	S4
Braided	Braided
S5 Zone	S5
Chapiza	Chapiza

Tabla 3.3 Lista de topes interpretados  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

La Fm. Hollín, se dividió en seis unidades estratigráficas principales, La unidad superior asociada a un ambiente marino profundo limitada por los topes Hollin Lmst hasta la arena S1, una unidad media, asociada a ambientes de depositación con influencia mareal, limitada por los topes S1 y S2, y una unidad inferior de dominio fluvial, en ocasiones con alguna influencia marina, limitada por los topes S3 y S4.

El tope formacional S3 se definió como la superficie formada por areniscas con un tamaño de grano que va de grueso a medio con estratificación cruzada, existen paquetes grano decreciente, con bases erosivas y láminas milimétricas, discontinuas de materia orgánica, presentan una saturación moderada de petróleo y en ciertas zonas se observan zonas con arcillas. Este intervalo se interpreta como canales de ríos distributarios con influencia mixta fluvial-mareal (ver gráfica 3.12 y 3.13).

**Gráfico 3.12 Correlación estructural NE-SO. Campo Espol, Formación Hollín.**

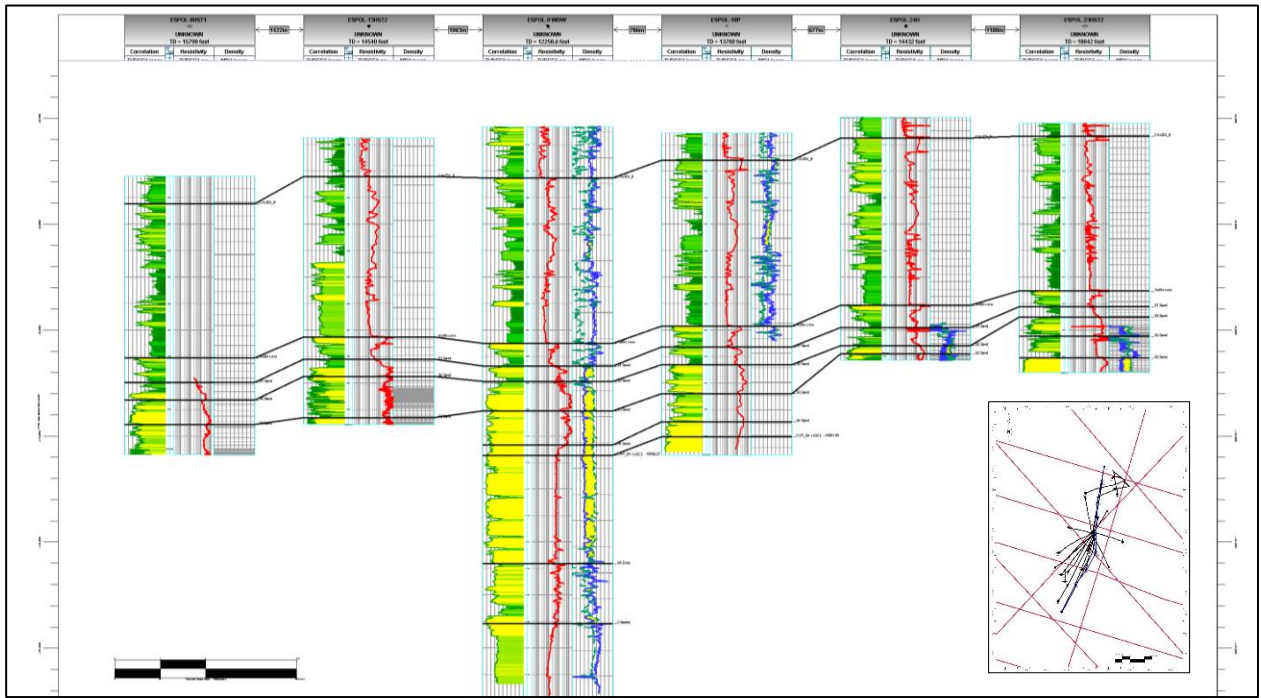


Gráfico 3.12 Correlación estructural NE-SO. Campo Espol, Formación Hollín.  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Gráfico 3.13 Correlación estructural E-O. Campo Espol, Formación Hollín.**

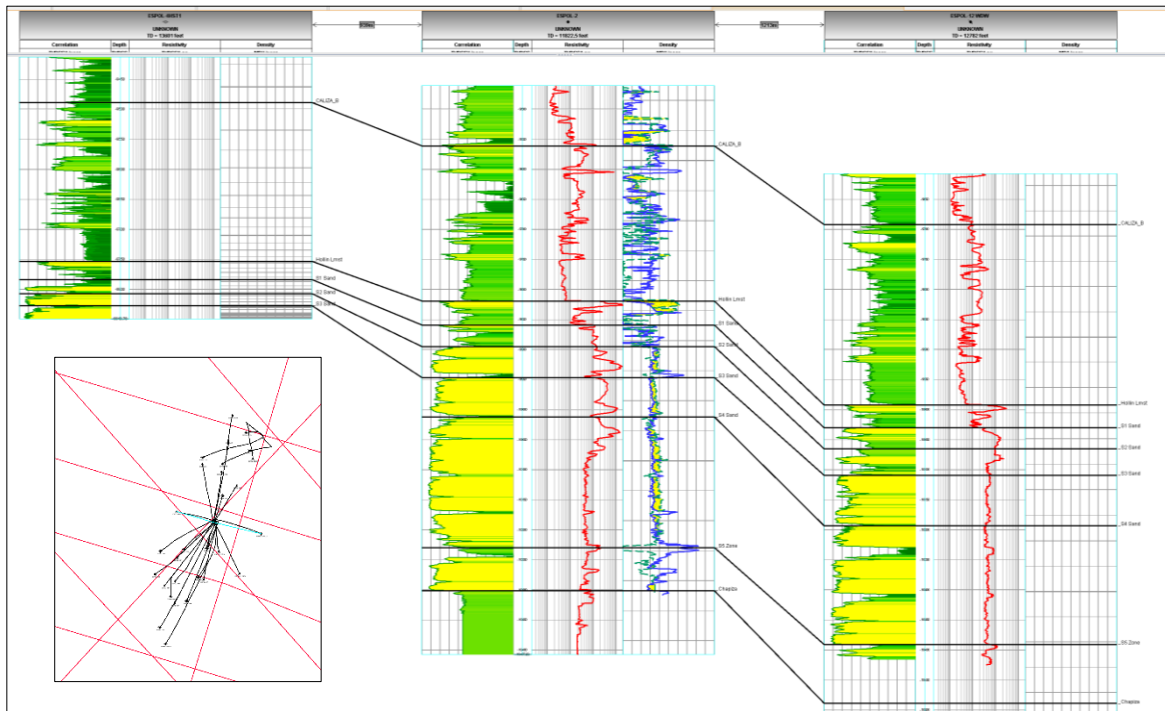


Gráfico 3.13 Correlación estructural E-O. Campo Espol, Formación Hollín  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El espesor neto para el intervalo de la arena S4 varia de 200 a 250 ft. Con una buena continuidad en el área norte y sur ver (gráfico 3.14).

**Gráfico 3.14 Espesor neto intervalo S4 – S5 zone**

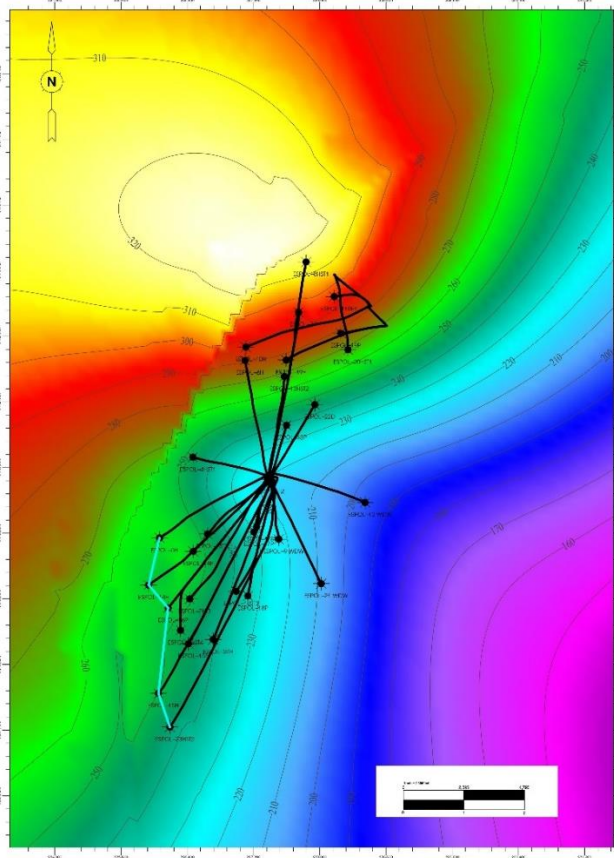


Gráfico 3.14 Espesor intervalo S4 – S5 zone  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El espesor neto para el intervalo de la arena S3 varia de 50 a 80 pies. Con una reducción de espesor en el área central del campo (ver gráfico 3.15).

**Gráfico 3.15 Espesor neto intervalo S3 – S4**

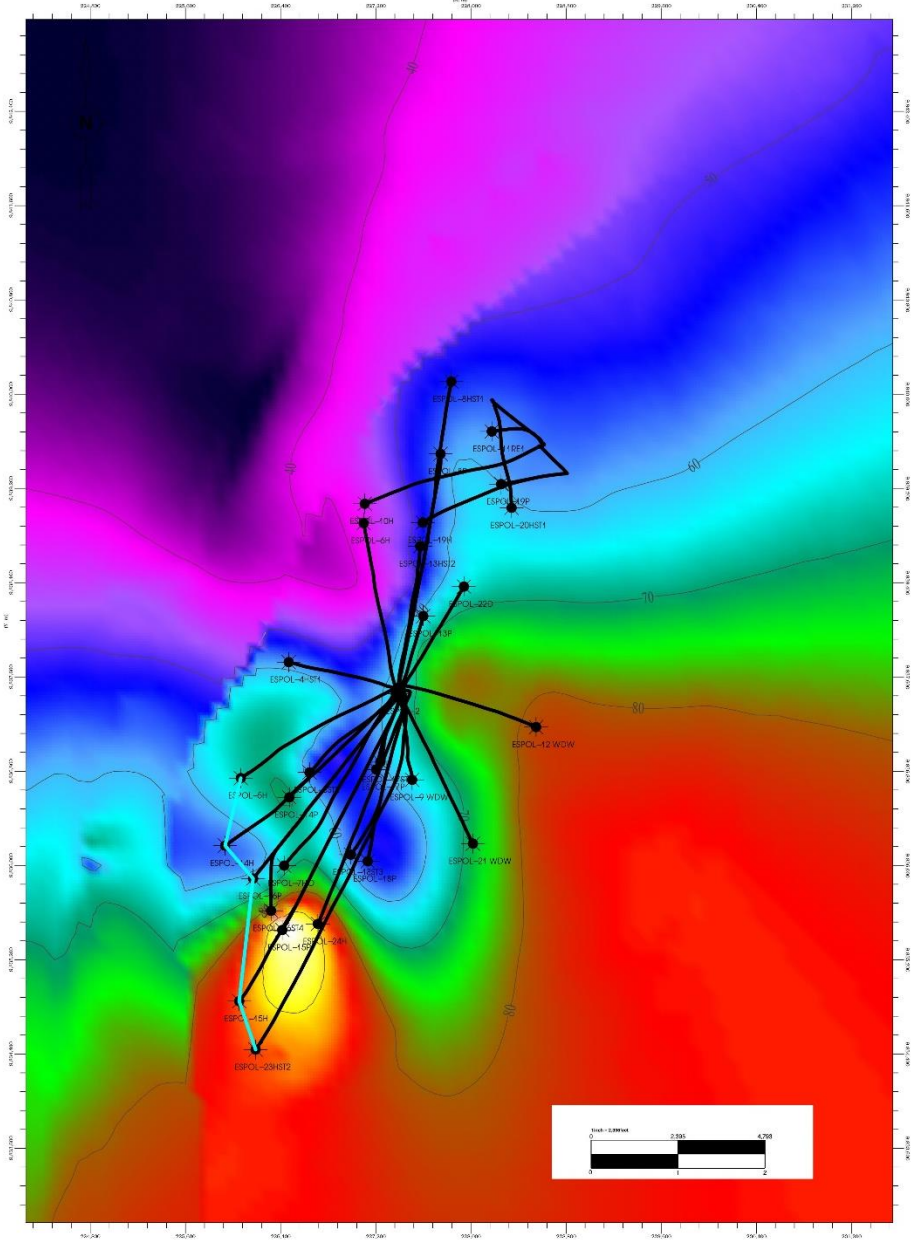


Gráfico 3.15 Espesor intervalo S3 – S4  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.2.2 Modelo Estructural

El campo Espol que forma parte del grupo de estructuras productoras y a la vez forma parte del tren de anticlinales fallados con orientación NE\_SO existentes en el flanco oeste en la Cuenca Oriente.

El modelo estructural ha sido definido en base a interpretación sísmica 2D y principalmente la integración de datos geológicos y sedimentológicos. La geometría estructural de Espol se ha interpretado como lineamientos estructurales propios de la tectónica inversa.

A partir de las líneas sísmicas interpretadas, se observa que la estructura de Espol está formada por un anticlinal de orientación NE-SO, asimétrico, limitada por fallas inversas las mismas que definen los rasgos estructurales del campo (ver grafica 3.18).

**Gráfico 3.16 Modelo estructural campo Espol**

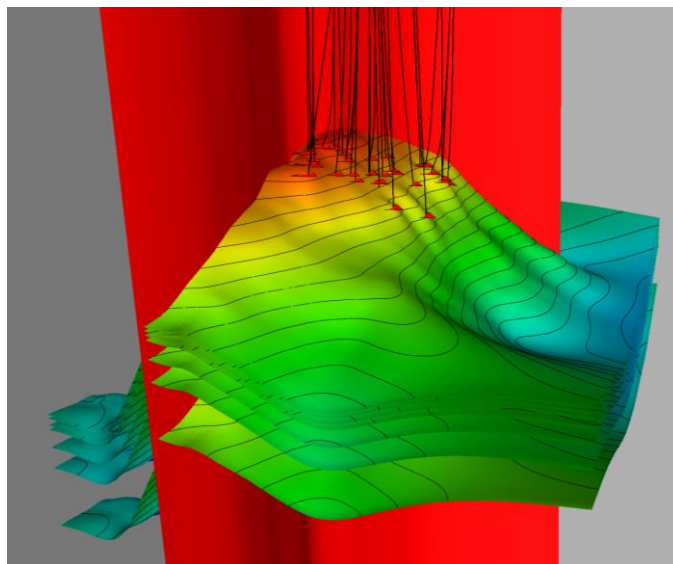


Gráfico 3.16: Modelo estructural campo Espol  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Una vez convertidos a profundidad los marcadores sísmicos y la falla éstos son llevados a un framework que incluye la información de todos los pozos, aquí la grid empelada como guía fue la Caliza B, bajando por espesor a los diferentes topes interpretados como son Hollín Lmst, S0, S1, S2, S3, S4, Braided S5 y Chapiza. Las superficies fueron corregidas y ajustadas a los topes (ver gráficos 3.17 y 3.18).

**Gráfico 3.17 Configuración de las arenas del Reservoirio Hollín.**

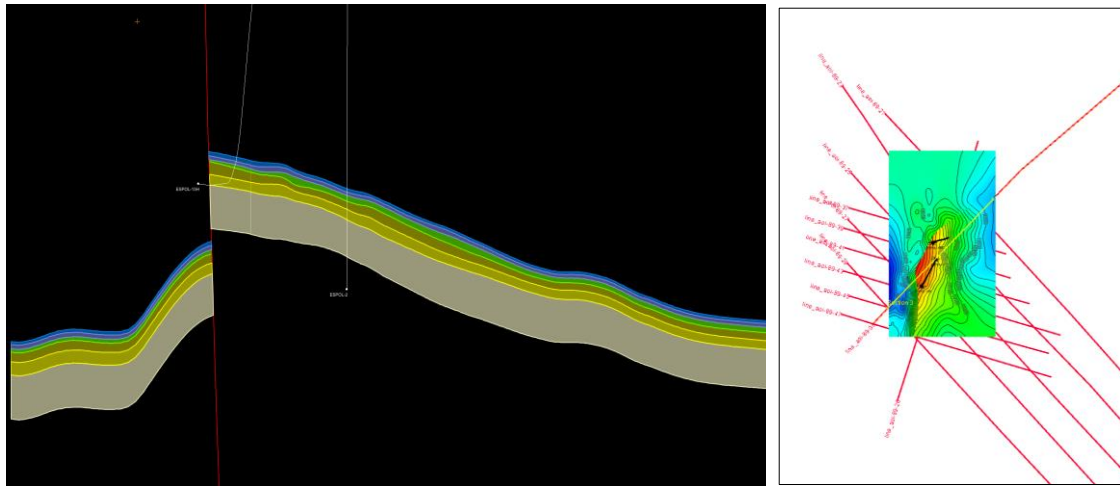


Gráfico 3.17 Configuración de las arenas del Reservoirio Hollín  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Gráfico 3.18 Modelo estructural y CAP (-10079 Espol- 2)**

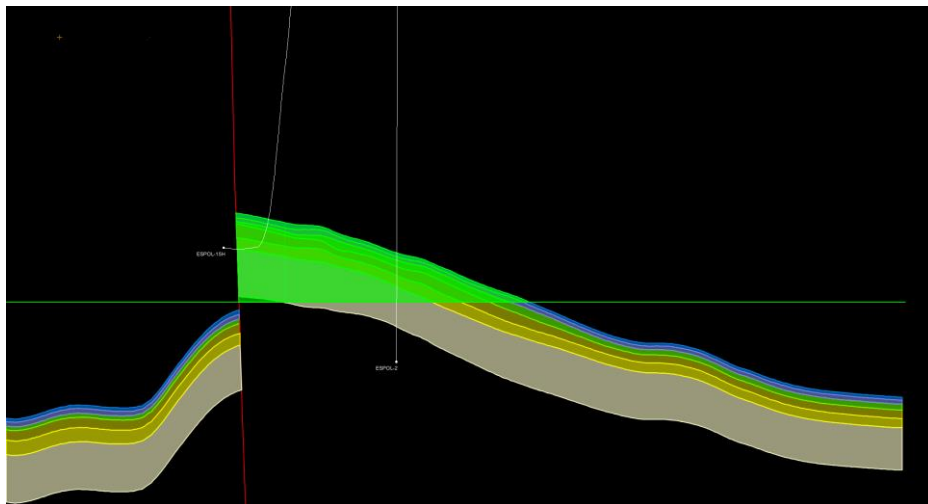


Gráfico 3.18 Modelo estructural Arenisca Hollin con el contacto Agua-Petróleo (-10079 Espol- 2)



### 3.2.3 Modelo Petrofísico:

La información disponible de registros de pozo se indica en la tabla 3.4:

**Tabla 3.4 Información de registros eléctricos**

Well	Curve	Name Unit	Type	Minimum	Maximum	Average	Top Depth	Bot. Depth
ESPOL-20HST	GR	gAPI	GammaRa	14.06	248.6	90.8617	11895	13624
ESPOL-17ST2	GR	gAPI	GammaRa	25.71	250.73	131.8738	11282	12007
ESPOL-22D	GR	gAPI	GammaRa	10	463	83.2429	10455.5	12780
ESPOL-11RE1	GR	gAPI	GammaRa	16.3908	307.0432	90.5096	10486.272	12121.772
ESPOL-21 WD	GR	gAPI	GammaRa	16.72	269	90.5095	8000	12971
ESPOL-18ST3	GR	gAPI	GammaRa	17	262	123.8194	9000	13684.5
ESPOL-6H	GR	gAPI	GammaRa	7.21	218.381	69.3541	2310.5	14179
ESPOL-9 WDV	GR	gAPI	GammaRa	-0.3191	187.1469	78.4436	9500	12215
ESPOL-3ST2	GR	gAPI	GammaRa	12.4219	241.625	58.2895	4562	12408.5
ESPOL-2	GR	gAPI	GammaRa	14.2344	225.616	61.8487	114.5	11822.5
ESPOL-23HST	GR	gAPI	GammaRa	9	372	153.8876	6216	18009.5
ESPOL-19H	GR	gAPI	GammaRa	15.45	281.43	97.3985	8600	14323.5
ESPOL-24H	GR	gAPI	GammaRa	16	311	87.7985	7036	14399.5
ESPOL-21 WD	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.0365	0.4704	0.1913	11655	12959
ESPOL-17ST2	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.1068	0.5143	0.1723	11896	12030
ESPOL-18ST3	NPHI	ft3/ft3	Neutron	-9.99	0.522	-1.2564	13300	13717
ESPOL-23HST	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.058	0.7923	0.1853	16430.5	17953
ESPOL-3ST2	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.0028	0.4812	0.203	9155	12417.5
ESPOL-19H	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.1072	0.4641	0.1529	13240	14272
ESPOL-9 WDV	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.0055	0.6489	0.2332	9500	12215.5
ESPOL-2	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.0471	0.6307	0.3474	8719	11724.5
ESPOL-6H	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.024	0.661	0.2441	10940	12163.5
ESPOL-11RE1	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.0215	0.4212	0.1717	10486.272	12116.272
ESPOL-24H	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.0465	0.4707	0.1757	13488	14343.5
ESPOL-22D	NPHI	ft3/ft3	Neutron	-997.808	0.6141	-143.758	11521.5	12723
ESPOL-20HST	NPHI	ft3/ft3	Neutron	0.0203	15.887	0.2002	12750	13541
ESPOL-17ST2	RESD	ohm.m		2.435	1980.601	597.5969	11890	12030
ESPOL-21 WD	RESD	ohm.m		0.94	1000	49.3601	11656	12782.5
ESPOL-18ST3	RESD	ohm.m		0.1	5000	1051.051	13300	13691.5
ESPOL-3ST2	RESD	ohm.m		0.1559	16129.29	128.1268	9149.5	12408.5
ESPOL-6H	RESD	ohm.m		0.102	1000	357.2074	12359	14187
ESPOL-23HST	RESD	ohm.m		0.4	10740.3	287.0557	13920	17987
ESPOL-9 WDV	RESD	ohm.m		0.333	1950	71.9072	9500	12246
ESPOL-19H	RESD	ohm.m		1.05	5000	104.7673	11084	13211
ESPOL-22D	RESD	ohm.m		-906.277	10740.3	176.3409	10846	12757
ESPOL-11RE1	RESD	ohm.m		0.9427	1105.378	88.2891	10476.272	12118.272
ESPOL-20HST	RESD	ohm.m		0.1	4790.63	376.9893	12760	13601
ESPOL-24H	RESD	ohm.m		1.2555	13553.38	217.7156	11242	14377.5
ESPOL-2	RESD	ohm.m		0.1796	7883.36	147.825	9995	11822.5
ESPOL-17ST2	RHOB	g/cm3	Density	1.824	2.476	2.3006	11896	12030
ESPOL-21 WD	RHOB	g/cm3	Density	1.08	2.94	2.4561	11662	12782.5
ESPOL-18ST3	RHOB	g/cm3	Density	2.1	2.88	2.413	13300	13659
ESPOL-3ST2	RHOB	g/cm3	Density	1.5534	2.7872	2.4407	9155	12417.5
ESPOL-2	RHOB	g/cm3	Density	1.286	2.828	2.3099	2645	11724.5
ESPOL-6H	RHOB	g/cm3	Density	1.896	3.324	2.4267	10940	12167
ESPOL-9 WDV	RHOB	g/cm3	Density	1.955	4.629	2.5065	9500	12233
ESPOL-19H	RHOB	g/cm3	Density	1.7	2.49	2.3256	13240	14275.5
ESPOL-22D	RHOB	g/cm3	Density	0.8598	2.8194	2.3264	12400	12737.5
ESPOL-11RE1	RHOB	g/cm3	Density	2.0967	2.7594	2.4946	10482.772	12124.272
ESPOL-20HST	RHOB	g/cm3	Density	0.5	2.75	2.3399	12736	13545
ESPOL-24H	RHOB	g/cm3	Density	0.5061	2.8897	2.347	13503.5	14358.5
ESPOL-23HST	RHOB	g/cm3	Density	1.6107	2.8088	2.3562	16430.5	17968

Tabla 3.4: Información de registros electricos  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.1 Núcleos De Perforación

Existe disponibilidad de información de núcleos de perforación en tres pozos con información de la Formación Hollín. La información recopilada y organizada está referida a los registros gamma ray (core gamma) de núcleo, análisis petrofísicos básicos, análisis petrofísicos especiales y la descripción sedimentológica y estratigráfica de los pozos Espol-2, 3ST-2 y 15H.

### 3.2.3.2 Gradiente Geotermal

La temperatura de formación es un parámetro entre otros que debe ser considerado ya que  $R_m$ ,  $R_{mf}$  y  $R_w$  varían con la misma. Para el Campo Espol se calculó la temperatura de formación utilizando la fórmula del Gradiente Geotermal; el gradiente obtenido para el campo fue de  $0.93\text{ }^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$ .

### 3.2.3.3 Salinidades y producción

El análisis de fluidos se orientó a la identificación de los valores reportados de salinidad del agua de formación durante el tiempo de producción del campo (año 1999 al 2019) para la formación Hollín. Los resultados fueron tabulados y graficados en función de salinidad en ppm  $\text{Cl}^-$  contra tiempo. Obteniendo un promedio de salinidad de 1200 ppm.  $\text{Cl}^-$  (ver gráfico 3.19).

**Gráfico 3.19 Salinidad (ppm  $\text{Cl}^-$ ) contra tiempo, Campo Espol**

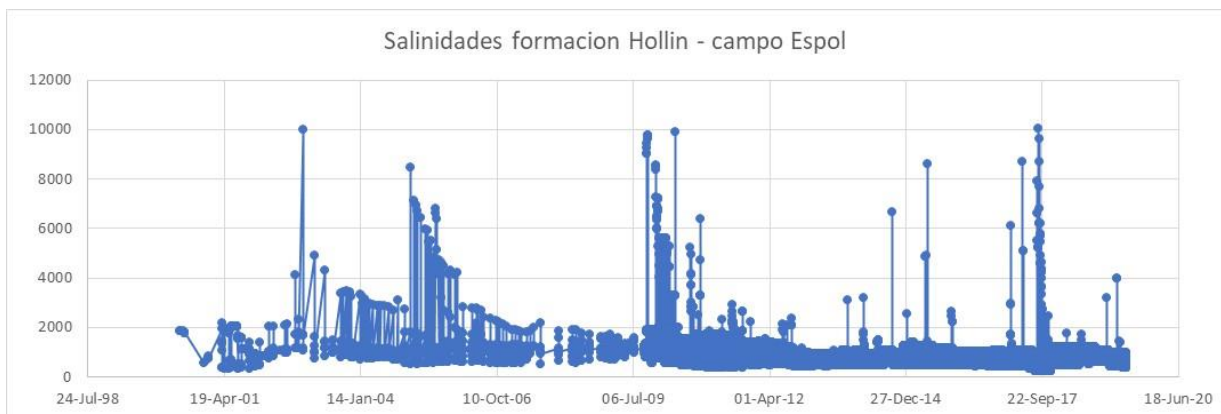


Gráfico 3.19. Gráfico de salinidad (ppm  $\text{Cl}^-$ ) contra tiempo, Hollín principal, Campo Espol. En la figura se observa el comportamiento de salinidad en veinte (20) pozos con eventos repostados en Hollín principal.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.4 Estimación del volumen de arcilla

Para estimar el volumen de arcilla se utilizó una combinación entre los métodos de Gamma Ray y el gráfico cruzado densidad vs. Neutrón. Empleando la formula definida en el capítulo 3.

Los valores empleados para este cálculo del volumen de arcilla para cada una de las zonas se detallan en la tabla 3.5:

**Tabla 3.5 Valores de GR clean, GR clay.**

Zone	Gr	Gr	Gr	Gr
# Name	Use	Clean	Clay	Method
1: Hollin Lmst	✓	41	125	Linear
2: S0_Upper Hollin	✓	41	125	Linear
3: S1 Sand	✓	38	125	Linear
4: S2 Sand	✓	23	125	Linear
5: S3 Sand	✓	22	125	Linear
6: S4 Sand	✓	18	125	Linear
7: Braided	✓	14.2	125	Linear
8: S5 Zone	✓	14.2	125	Linear
9: Chapiza	✓	14.2	125	Linear

Tabla 3.5 Valores de GR clean, GR clay.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Los valores definidos para el volumen de arcilla por el método de densidad Neutrón se pueden revisar en la tabla 3.6:

**Tabla 3.6 Valores de Neutron-Density Clean y Clay**

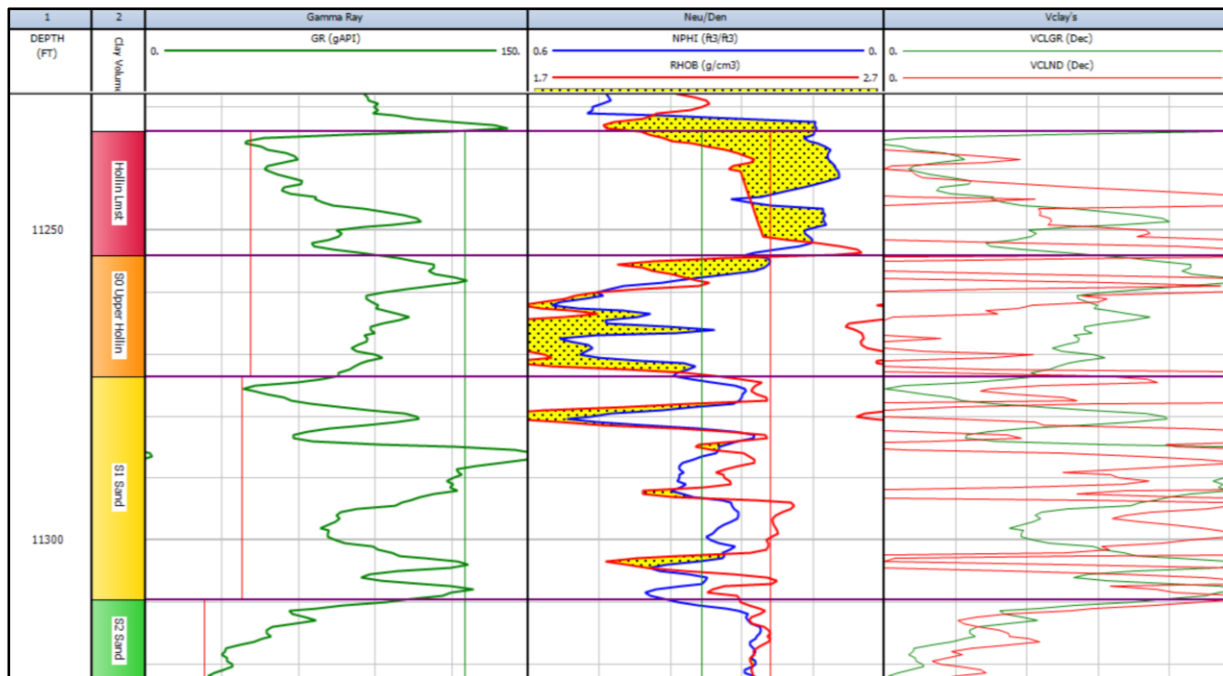
Zone	ND	ND Neu	ND Den	ND Den	ND Den	ND Neu	ND Neu
# Name	Use	Clay	Clay	Clean1	Clean2	Clean1	Clean2
1: Hollin Lmst	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
2: S0_Upper Hollin	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
3: S1 Sand	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
4: S2 Sand	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
5: S3 Sand	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
6: S4 Sand	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
7: Braided	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
8: S5 Zone	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205
9: Chapiza	✓	0.307	2.38	2.67457	2.311	-0.05005	0.205

Tabla 3.6 Valores de Neutron-Density Clean y Clay.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El gráfico 3.20 nos indica la interpretación del volumen de arcilla mediante el registro de gamma ray y el doble indicador densidad -neutron, la interpretación fue realizada en función de las zonas o topes formacionales definidos para cada pozo.

**Gráfico 3.20 Interpretación del volumen de arcilla**

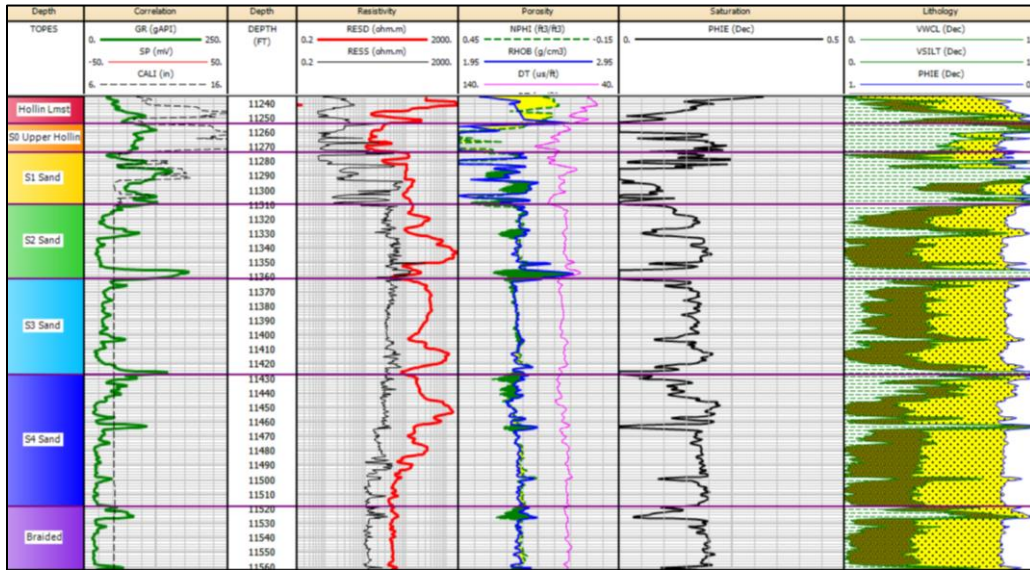


Plot de interpretacion del volumen de arcilla  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.5 Cálculo de la Porosidad

La porosidad total se estimó utilizando el registro de la porosidad derivada de la densidad. El modelo de porosidad total fue calculado usando la porosidad derivada de la densidad, para posteriormente calcular la porosidad efectiva multiplicando la porosidad total ( $\emptyset$ ) por la fracción de arcilla contenida en el reservorio. Se utilizó 2.65 gr/cc para la densidad de matriz (ver gráfico 3.21).

### Gráfico 3.21 Interpretación de porosidad efectiva



Plot con información de porosidad efectiva  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

#### 3.2.3.6 Estimación de la saturación del agua

Para la estimación de la saturación de agua se empleó los valores de saturación de agua iniciales para el campo definidos en la tabla 3.7 y la ecuación de Archie.

Tabla 3.7 Valores iniciales de salinidad del agua de formación

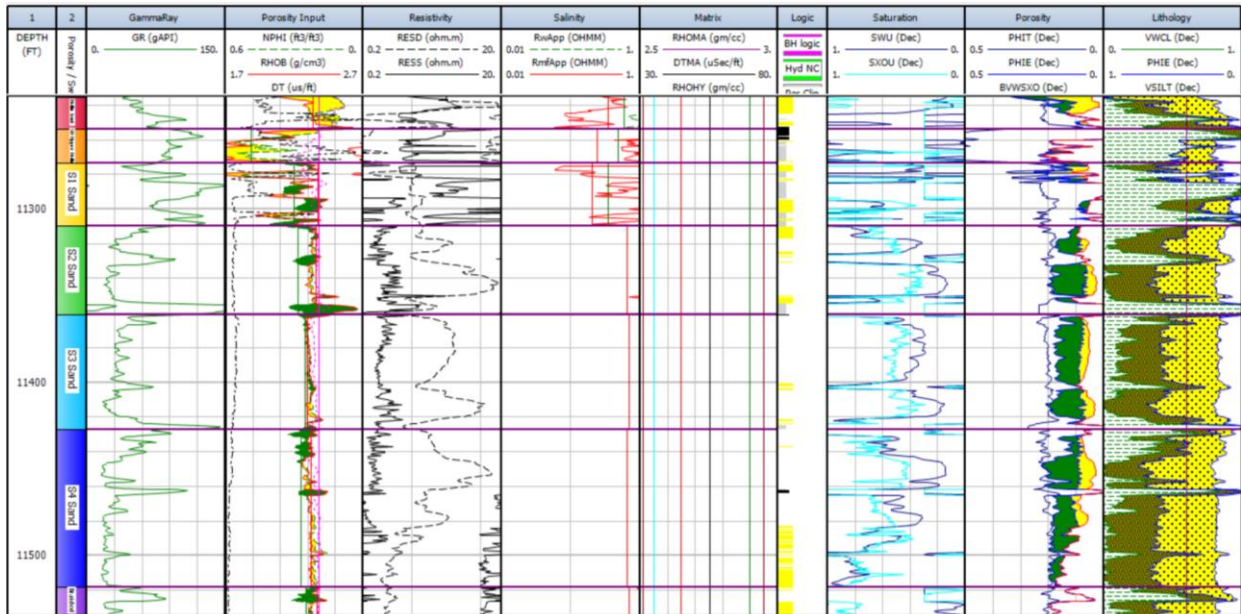
UNIDAD/ PROPIEDAD		Hollin LMST	S0	S1	S2	S3	S4	S5
Salinidad	ppm Na Cl-	4033	4859	7044	2076	2065	2065	1287
Temperatura	F	178	179	179	180	181	181	182
Resistividad RW @ TF	Ohm.m	0.587	0.49	0.345	1.09	1.09	1.09	1.7
Propiedades electricas	a	1	1	1	1	1	1	1
	m	2	2	2	2	2	2	2
	n	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 3.7: Valores iniciales de salinidad del agua de formación.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

En la gráfica 3.22 se muestra el plot de interpretación de saturación de agua y porosidad efectiva.

**Gráfico 3.22 Interpretación de Saturación de agua empleando la ecuación de Archie**

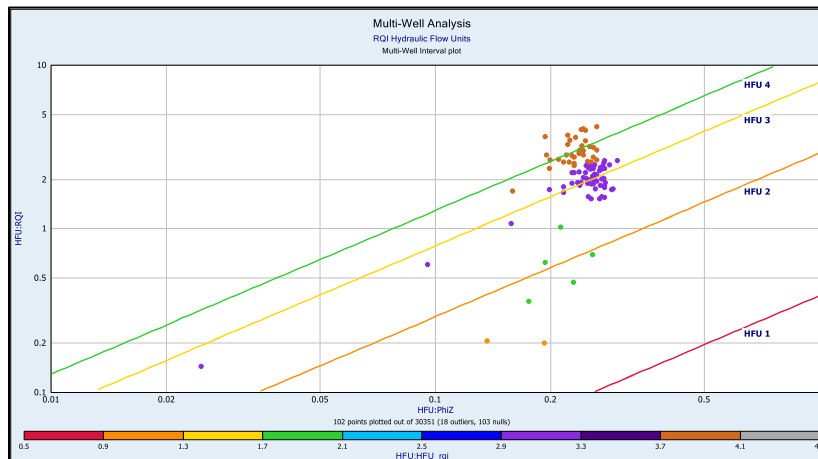


Plot de interpretacion de la saturación de agua  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.7 Tipos de roca

Para definir posibles unidades de flujo se construyó el grafico RQI vs. PH1z tomando datos de núcleos para la formación Hollín. Mediante el grafico log-log de RQI vs. PH1z se procuró aproximar las posibles unidades de flujo que pueden existir y obtener los rangos de FZI para cada tipo de roca y con esto tratar de conseguir una jerarquización para cada unidad de flujo (ver gráfica 3.23).

**Gráfico 3.23 Relación RQI vs. PHlz para identificar unidades de flujo, FZI**



Relación logRQI vs. logPHlz para identificar unidades de flujo, FZI.

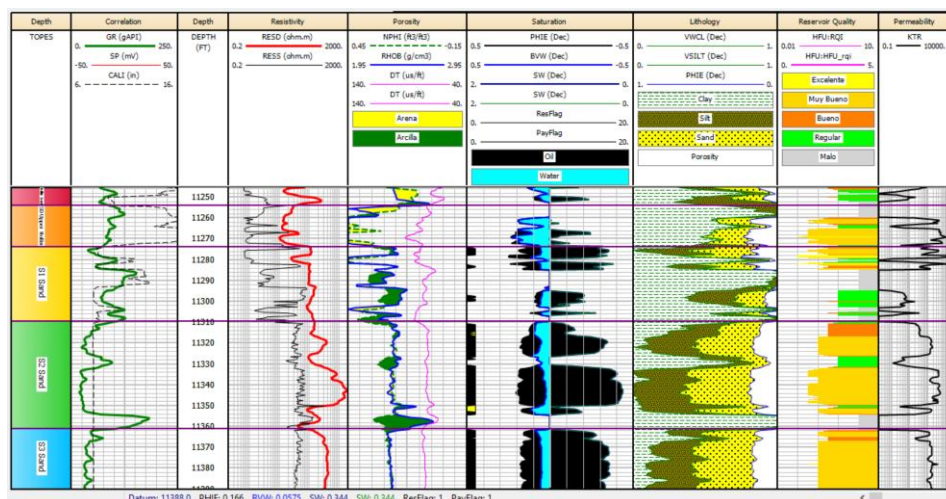
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Se agrupo las unidades de flujo en 4 tipos. Se clasificaron según el rango de valores de RQI de la siguiente manera:

- Tipo Roca 1: FZI  $\geq 10$
- Tipo Roca 2:  $10 > FZI \geq 5$
- Tipo Roca 3:  $5 > FZI \geq 2$
- Tipo Roca 4: FZI  $< 2$ , Posible Sello

La gráfica 3.24 muestra el plot de interpretación que indica el volumen de arcilla, la permeabilidad, tipos de roca, porosidad y saturación de agua.

**Gráfico 3.24 Tipos de roca pozo Espol-2**



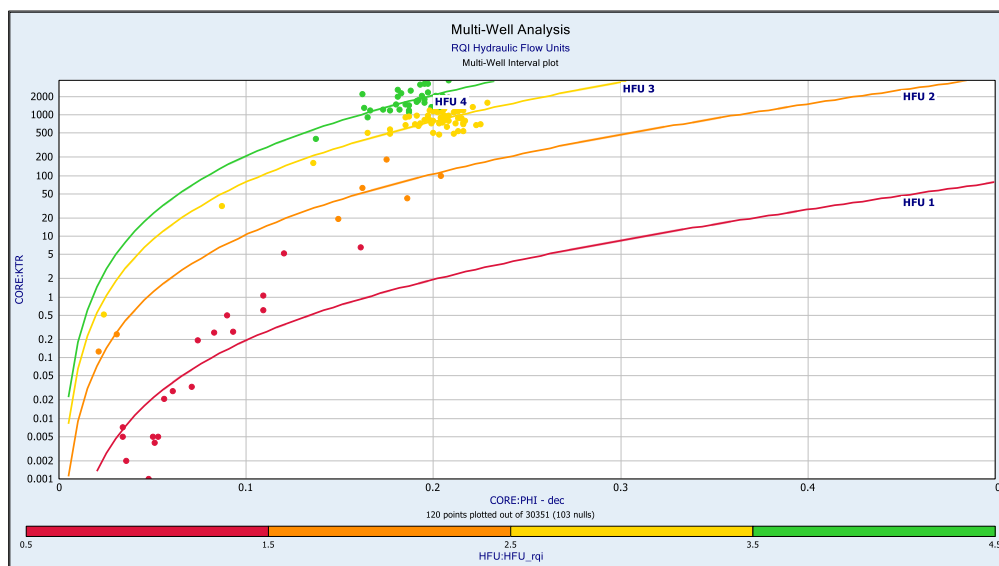
Tipos de roca pozo Espol-2

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.8 Modelo de permeabilidad

Para el Campo Espol, la permeabilidad fue estimada según correlación de porosidad vs permeabilidad obtenida de los análisis de núcleos, según el tipo de roca, para ello se han graficado la relación RQI vs. PHIZ para visualizar los tipos de roca presentes en cada reservorio y a partir de allí se construyó el grafico Phi vs. Log K, haciendo regresiones para cada tipo de roca (ver gráfica 3.25):

**Gráfico 3.25 Modelos de Permeabilidad en Función de Tipos de Roca de la formación Hollín**



Modelos de Permeabilidad en Función de Tipos de Roca de la formación Hollín

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Las ecuaciones de permeabilidad según el tipo de roca se muestran a continuación:

- HFU 1:  $\text{Perm} = \text{Phi}^3 * ( 0.391 / (0.0314 * (1.0-\text{Phi})) )^2 \quad R^2= 0.70$
- HFU 2:  $\text{Perm} = \text{Phi}^3 * ( 2.904 / (0.0314 * (1.0-\text{Phi})) )^2 \quad R^2= 0.95$
- HFU 3:  $\text{Perm} = \text{Phi}^3 * ( 7.872 / (0.0314 * (1.0-\text{Phi})) )^2 \quad R^2= 0.92$
- HFU 4:  $\text{Perm} = \text{Phi}^3 * ( 12.953 / (0.0314 * (1.0-\text{Phi})) )^2 \quad R^2=0.37$

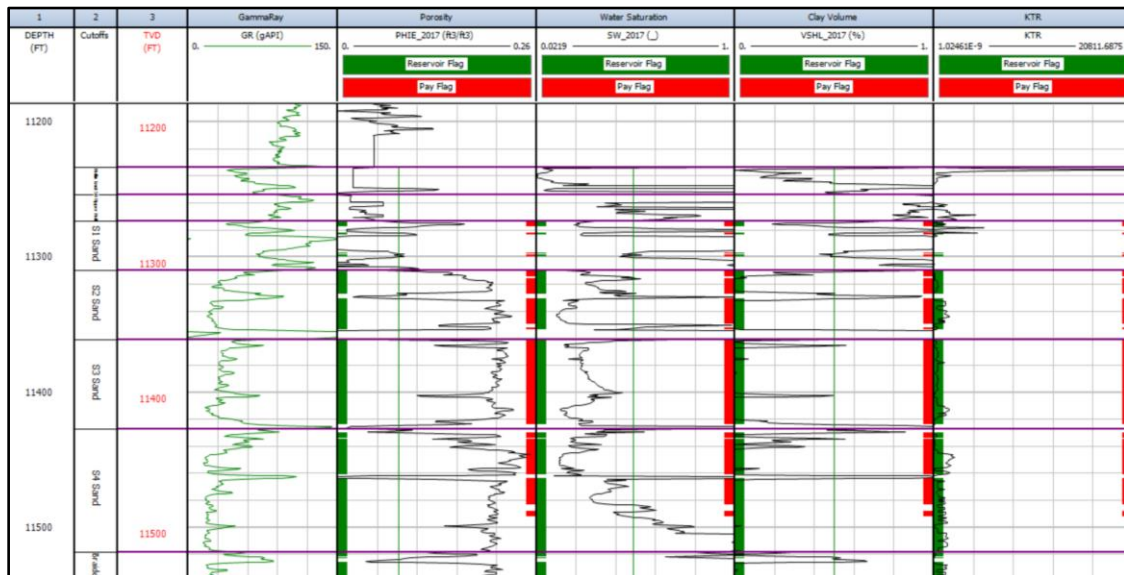
De acuerdo con los datos de Phi vs. K graficados, se puede notar que las unidades de flujo (HFU 4 HFU a 2) tendrían características de roca reservorio. En cambio, la HFU 1 no estaría entre las rocas reservorio por sus valores bajos de K, y podría ser catalogado como sello.



### 3.2.3.9 Cortes de Saturación, Porosidad y Volumen de Arcilla

Para el cálculo de las zonas saturadas que se utilizaron los siguientes valores de corte en las evaluaciones de registros eléctricos, con un 8% para la porosidad efectiva, 50% para la saturación de agua y un 50% para el volumen de arcilla (ver gráfico 3.26).

**Gráfico 3.26 Cortes de Saturación, Porosidad y Volumen de Arcilla**



Cortes de Saturación, Porosidad y Volumen de Arcilla

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.10 Resultados de la Evaluación Petrofísica

El modelo petrofísico ha sido calibrado pozo a pozo con la información de producción y pruebas de pozos, además de ha revisado que las zonas identificadas y saturadas son reconocidas como productoras de cada intervalo. Se ha calibrado el análisis de tipos de roca. Los valores promedio de propiedades petrofísicas para el Campo Espol se pueden resumir en las siguientes tablas 3.8 a la 3.12.

**Tabla 3.8: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S1**

Well	Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
ESPOL-2	S1 Sand	TVD	ft	11268.72	11304.7	35.97	\$6.50	0.181	0.112	0.278	0.399	275.647	0.73	0.53
ESPOL-23HST2	S1 Sand	TVD	ft	11186.45	11206.65	20.21	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-22D	S1 Sand	TVD	ft	11366.59	11405.26	38.83	\$10.84	0.279	0.195	0.241	0.207	4817.869	2.11	1.6
ESPOL-21 WDW	S1 Sand	TVD	ft	11390.53	11425.11	34.72	0	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-20HST1	S1 Sand	TVD	ft	11262.84	11322.29	59.46	\$18.45	0.31	0.199	0.421	0.053	1189.837	3.67	2.13
ESPOL-19H	S1 Sand	TVD	ft	11215.2	11237.39	22.18	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-18ST3	S1 Sand	TVD	ft	11238.11	11267.84	29.73	16.94	0.57	0.209	0.348	0.012	992.476	3.54	2.31
ESPOL-24H	S1 Sand	TVD	ft	11225.84	11260.58	34.72	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-11RE1	S1 Sand	TVD	ft	11296.72	11331.23	34.37	\$6.76	0.197	0.19	0.398	0.143	944.784	1.28	0.77
ESPOL-9 WDW	S1 Sand	TVD	ft	11297.89	11326.88	29.04	\$13.27	0.457	0.172	0.202	0.222	475.421	2.28	1.82
ESPOL-6H	S1 Sand	TVD	ft	11231.54	11262.14	30.54	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---

Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
S1 Sand					39.27333	61.595	0.315	0.204	0.2055	0.062	741.661	12.57	9.995

Tabla 3.8: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S1

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Tabla 3.9: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S2**

POZO	FORMACI	DEPTH	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
ESPOL-2	S2 Sand	TVD	ft	11304.7	11356.17	51.31	35.98	0.701	0.189	0.244	0.061	6.8	5.14
ESPOL-23HST2	S2 Sand	TVD	ft	11206.65	11242.84	36.17	\$11.95	0.33	0.201	0.291	0.197	2.41	1.71
ESPOL-22D	S2 Sand	TVD	ft	11405.26	11480.07	74.69	48.38	0.648	0.205	0.275	0.11	9.93	7.2
ESPOL-21 WDW	S2 Sand	TVD	ft	11425.11	11469.66	44.47	30.46	0.685	0.192	0.22	0.09	5.86	4.57
ESPOL-19H	S2 Sand	TVD	ft	11237.39	11220.07	*24.23	\$4.65	0.192	0.197	0.329	0.094	0.92	0.61
ESPOL-18ST3	S2 Sand	TVD	ft	11267.84	11333.48	65.76	\$52.24	0.794	0.21	0.193	0.001	10.95	8.83
ESPOL-24H	S2 Sand	TVD	ft	11260.58	11276.22	*38.71	\$27.80	0.718	0.192	0.352	0.001	5.33	3.45
ESPOL-11RE1	S2 Sand	TVD	ft	11331.23	11372.59	41.34	35.17	0.851	0.198	0.311	0.126	6.98	4.81
ESPOL-9 WDW	S2 Sand	TVD	ft	11326.88	11382.39	55.18	\$38.31	0.694	0.215	0.173	0.039	8.24	6.81
ESPOL-6H	S2 Sand	TVD	ft	11262.14	11288.88	*26.72	\$0.00	0	---	---	---	---	---

Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
S2 Sand					52.70286	38.27333	0.3852	0.202	0.232667	0.083	1164.748	7.365	5.71

Tabla 3.9: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S2

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Tabla 3.10: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S3**

Well	Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
ESPOL-2	S3 Sand	TVD	ft	11356.17	11422.13	65.85	61.96	0.941	0.201	0.261	0.039	424.94	12.45	9.2
ESPOL-22D	S3 Sand	TVD	ft	11480.07	11504	23.95	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-21 WDW	S3 Sand	TVD	ft	11469.66	11541.83	72.36	9.99	0.138	0.218	0.465	0.022	1805.097	2.18	1.17
ESPOL-18ST3	S3 Sand	TVD	ft	11333.48	11351.3	17.74	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-24H	S3 Sand	TVD	ft	11276.22	11274.35	*1.87	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-11RE1	S3 Sand	TVD	ft	11372.59	11424.33	51.71	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-9 WDW	S3 Sand	TVD	ft	11382.39	11446.73	64.53	61.23	0.949	0.207	0.15	0.085	1058.382	12.69	10.79
ESPOL-6H	S3 Sand	TVD	ft	11288.88	11322.03	33.18	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---

Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
S3 Sand					67.58	44.39333	0.676	0.208667	0.292	0.048667	1096.14	9.106667	7.053333

Tabla 3.10: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S3

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Tabla 3.11: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S4**

Well	Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
ESPOL-2	S4 Sand	TVD	ft	11422.13	11513.05	91.01	53.96	0.593	0.204	0.277	0.041	728.786	11.02	7.97
ESPOL-21 WDW	S4 Sand	TVD	ft	11541.83	11666.42	124.25	0	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-11RE1	S4 Sand	TVD	ft	11424.33	11516.92	92.66	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-9 WDW	S4 Sand	TVD	ft	11446.73	11540.43	93.76	2.61	0.028	0.18	0.154	0.233	379.073	0.47	0.4
ESPOL-6H	S4 Sand	TVD	ft	11322.03	11348.3	26.26	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---

Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
S4 Sand					92.385	28.285	0.3105	0.192	0.2155	0.137	553.9295	5.745	4.185

Tabla 3.11: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S4

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Tabla 3.12: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S5**

Well	Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
ESPOL-2	S5 Zone	TVD	ft	11639.42	11711.35	71.95	0.5	0.007	0.18	0.486	0.206	252.761	0.09	0.05
ESPOL-21 WDW	S5 Zone	TVD	ft	11751.28	11872.58	121.35	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---
ESPOL-9 WDW	S5 Zone	TVD	ft	11670.94	11783.89	112.97	\$0.00	0	---	---	---	---	---	---

Zone Name	Type	Units	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av KTR	Phi*H	PhiSo*H
S4 Sand					71.95	0.5	0.007	0.18	0.486	0.206	252.761	0.09	0.05

Tabla 3.12: Resumen de Propiedades Petrofísicas, arena S5

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El gráfico 3.27 muestra un plot con la información adquirida e interpretada como volumen de arcilla, permeabilidad, tipos de roca, porosidad efectiva y saturación de agua del pozo Espol-21. Los gráficos de la interpretación realizada para el resto de pozos se puede encontrar en la sección de anexos.

**Gráfico 3.27 Interpretación petrofísica pozo Espol-21**

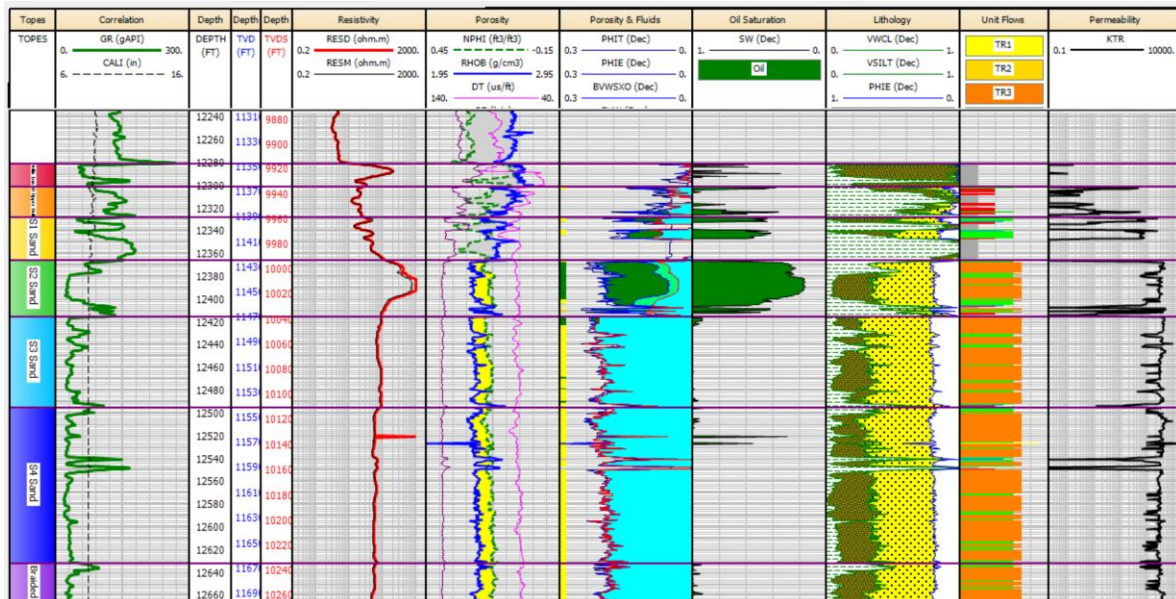


Gráfico 3.27 Interpretación petrofísica pozo Espol-21

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.11 Definición de los contactos agua petróleo por arena

Se revisó el contacto agua-petróleo original en la Formación Hollín para el pozo Espol-2 ubicado en el centro del campo, definiéndose 2 límites inferiores de petróleo; uno para la arena S2 a -9936 pies en TVDSS, el límite inferior de petróleo para la arena S3 a -10.007 pies en TVDSS y el contacto agua-petróleo para la arena S4 original se ubicó a -10079 pies en TVDSS (ver gráfico 3.28).

**Gráfico 3.28 Contacto agua petróleo pozo Espol-2**

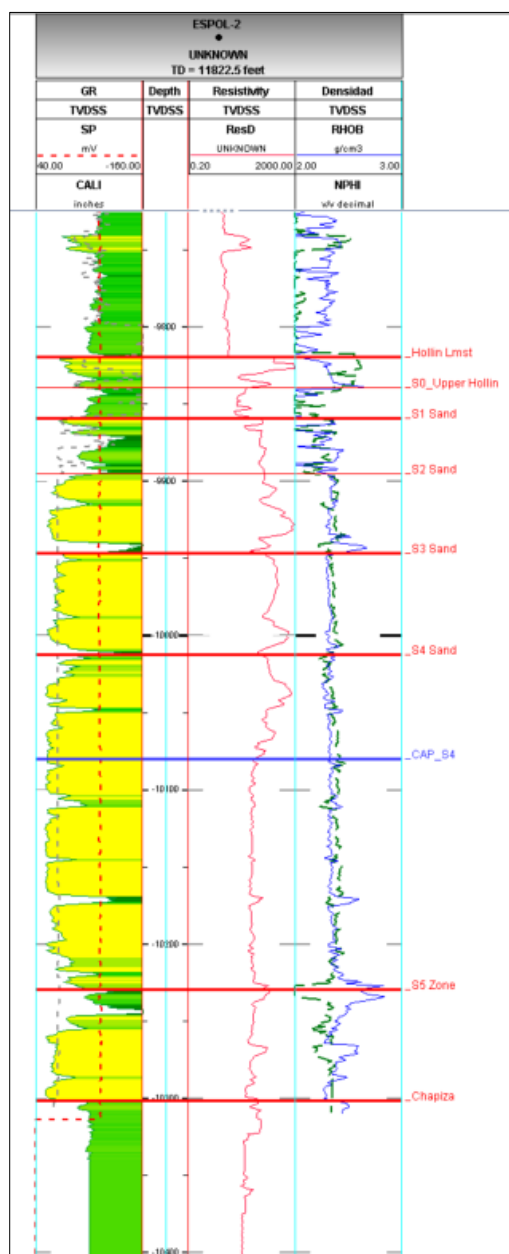
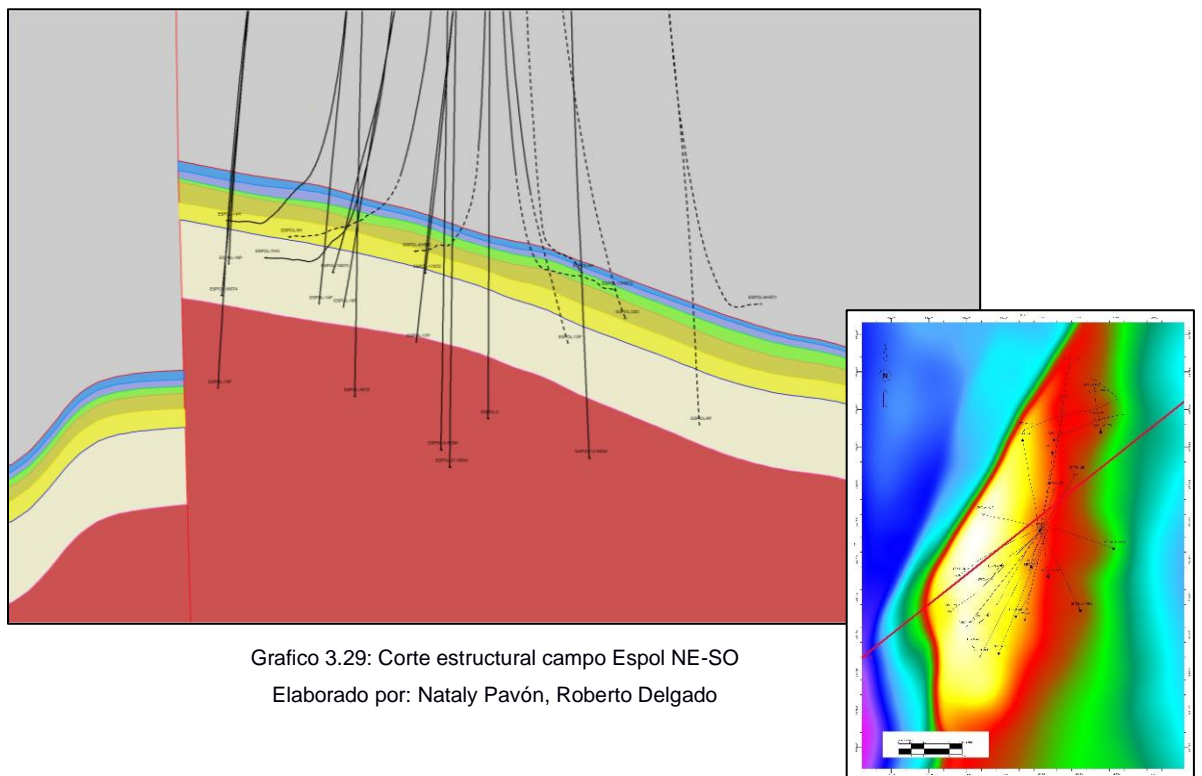


Gráfico 3.28: Contacto agua petrolero arena S4.  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.2.3.12 Análisis de la continuidad y espesor de la arena

Con el propósito de entender de mejor manera la estructura interna de los diferentes niveles estudiados en el Campo Espol, se realizaron varias secciones en las que se buscó representar la continuidad lateral de las principales arenas y sus variaciones de espesor dentro del área de estudio. Podemos decir que las arenas S3 y S4 pueden ser candidatas para la re-inyección de agua de formación por que presentan buena continuidad lateral (ver gráfico 3.29).

**Gráfico 3.29 Corte estructural campo Espol NE-SO**



### 3.3 Categorización y selección del pozo a ser intervenido

Una vez analizada las características geológicas del campo y realizada una revisión petrofísica de cada pozo, se empleó el índice de heterogeneidad para establecer los pozos activos o inactivos, con alta producción de agua.

Además, se consideró los siguientes parámetros:

- El pozo seleccionado debe estar en condición de abandono o cerrado por su baja producción.

- El pozo debe tener excelentes condiciones entorno a tubería, revestimiento y cemento. Con el fin de evitar comunicaciones entre los intervalos empleados para la reinyección y las arenas productoras.
- El agua de formación se reinyectará a una formación que no sea productora y tenga buenas características petrofísicas, es decir buena porosidad efectiva y permeabilidad.
- El agua de formación reinyectada no debe contener solidos disueltos con esto evitamos que tape los poros de la formación y esta admita un caudal menor de agua.

Para este análisis se requiere la última producción registrada por pozo, la misma que se detalla en la siguiente tabla 3.13:

**Tabla 3.13 Última producción registrada**

Completion	Formacion	Date	BHP	BSW	FLUID	GAS	OIL DRY	OIL NET S	WATER	WHP	WHT	VSD	HORAS	Salinity	Tasa DNH	Petroleo AI	API
ESPOL_10B	Hollin	02-Jun-19	903	96.08	15472	11547.81	606.5	571.33	14865.5	291	213	56	24	396	2250	583.22	
ESPOL_11B	Hollin	01-Jun-10	2677	99	475	133.95	4.75	4.47	470.25	325	163	57	9.5	2000	0	4.766937	17.5
ESPOL_11RE1	Hollin	18-Apr-19	875	99.43	2617	319.44	14.92	14.16	2602.08	286	196	59.7	15.17	670	1300	16.13	0
ESPOL_13Hst2	Hollin	02-Jun-19	1371	97.4	23344	11546.53	606.94	571.27	22737.06	229	218	53.5	24	875	3600	583.16	
ESPOL_14H	Hollin	12-Sep-08	0	97.1	9987	8167.37	289.62	272.25	9697.38	252	207	60	23.45	0	0	292.84	21.4
ESPOL_15H	Hollin	02-Jun-19	1428	97.7	31040	13579.63	713.92	671.86	30326.08	260	213	60	24	411	8000	685.84	
ESPOL_16st2	Hollin	05-Jan-08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ESPOL_16st4	Hollin	10-Mar-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3000	0	0
ESPOL_17st2	Hollin	02-Jun-19	811	94.64	15608	15884.53	836.59	785.89	14771.41	217	216	64	24	842	1250	802.25	
ESPOL_18st3	Hollin	02-Jun-19	896	91.76	15198	23867.13	1252.32	1180.83	13945.68	215	208	64.5	24	446	1600	1205.41	
ESPOL_19H	Hollin	02-Jun-19	0	97.77	14488	6171.74	323.08	305.35	14164.92	294	208	60	24	578	1400	311.7	
ESPOL_2	Hollin	02-Jun-19	1730	92.27	6420	9430.45	496.27	466.57	5923.73	201	216	61.5	24	611	800	476.29	
ESPOL_20Hst1	Hollin	02-Jun-19	797	95.95	14120	10916.31	571.86	540.09	13548.14	297	208	60	24	992	780	551.33	
ESPOL_22D	Hollin	02-Jun-19	1842	92.9	9873	13345.45	700.98	660.27	9172.02	203	214	58.8	24	521	1500	674.01	
ESPOL_23HST2	Hollin	02-Jun-19	983	91.13	14999	25258.44	1330.41	1249.67	13668.59	210	215	55	24	429	3900	1275.68	
ESPOL_24H	Hollin	02-Jun-19	834	88.54	12106	26360.72	1387.35	1304.2	10718.65	212	213	55.6	24	678	4500	1331.35	
ESPOL_3	Hollin	02-Jun-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1800	0	
ESPOL_4H	Hollin	02-Jun-19	1393	98.34	31312	9853.14	518.88	487.49	30793.12	239	216	65.1	24	749.33	4000	497.63	
ESPOL_5H	Hollin	31-Dec-09	2194	97.5	9568	6745.44	239.2	224.85	9328.8	550	211	42	18	0	0	235.95	20.3
ESPOL_6H	Hollin	02-Jun-19	1203	96.87	27600	16394.33	863.88	811.11	26736.12	252	218	54	24	528	3600	828	
ESPOL_7HO	Hollin	02-Jun-19	0	95.87	7072	5554.53	292.07	274.81	6779.93	205	213	40.5	24	792	3400	280.53	
ESPOL_8st1	Hollin	02-Jun-19	635	90.22	2628	4920.08	257.02	243.42	2370.98	199	198	56	24	701	480	248.49	

Tabla 3.13: última Producción registrada del campo Espol

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Podemos decir que los pozos enlistados en la tabla 3.14 actualmente se encuentran cerrados, ya que reportan valores de producción cero.

**Tabla 3.14 Pozos cerrados**

Completion	Formacion	Date	Qo	Qw
ESPOL_16st2	Hollin	05-Jan-08	0	0
ESPOL_16st4	Hollin	10-Mar-18	0	0
ESPOL_3	Hollin	02-Jun-19	0	0

Tabla 3.14: Pozos cerrados campo Espol

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Se tomo la información de producción de pozos tanto activos como inactivos, para ello se consideró la última tasa reportada en la Tabla 3.15.

**Tabla 3.15 última tasa de producción reportada**

Completion	Formacion	Date	Qo	Qw
ESPOL_10B	Hollin	02-Jun-19	606.5	14865.5
ESPOL_11B	Hollin	01-Jun-10	4.75	470.25
ESPOL_11RE1	Hollin	18-Apr-19	14.92	2602.08
ESPOL_13Hst2	Hollin	02-Jun-19	606.94	22737.06
ESPOL_14H	Hollin	12-Sep-08	289.62	9697.38
ESPOL_15H	Hollin	02-Jun-19	713.92	30326.08
ESPOL_17st2	Hollin	02-Jun-19	836.59	14771.41
ESPOL_18st3	Hollin	02-Jun-19	1252.32	13945.68
ESPOL_19H	Hollin	02-Jun-19	323.08	14164.92
ESPOL_2	Hollin	02-Jun-19	496.27	5923.73
ESPOL_20Hst1	Hollin	02-Jun-19	571.86	13548.14
ESPOL_22D	Hollin	02-Jun-19	700.98	9172.02
ESPOL_23HST2	Hollin	02-Jun-19	1330.41	13668.59
ESPOL_24H	Hollin	02-Jun-19	1387.35	10718.65
ESPOL_4H	Hollin	02-Jun-19	518.88	30793.12
ESPOL_5H	Hollin	31-Dec-09	239.2	9328.8
ESPOL_6H	Hollin	02-Jun-19	863.88	26736.12
ESPOL_7HO	Hollin	02-Jun-19	292.07	6779.93
ESPOL_8st1	Hollin	02-Jun-19	257.02	2370.98

Tabla 3.15: última Producción registrada del campo Espol  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Con estos valores se calculó la producción promedio tanto de petróleo como de agua para las arenas del reservorio Hollín. El caudal de petróleo promedio (Qo avg), el caudal de agua promedio (Qw avg). Además, se obtuvo los valores de máximo caudal de petróleo (Qoil max), mínimo caudal de petróleo (Qoil min), máximo caudal de agua (Qwmax) y mínimo caudal de agua (Qwmin), la información se detalla en la tabla 3.16.

**Tabla 3.16 Caudales de agua y aceite mínimos máximos y promedios registrados en el campo Espol**

Qo Max	Qo Min	Qw max	Qwmin	Qo average	Qw average
1387.35	4.75	30793.12	470.25	595.082105	13295.813

Tabla 3.16: Caudales de agua y aceite minimos maximos y promedios registrados en el campo Espol  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Estos valores obtuvieron para calcular el índice de heterogeneidad modificado para agua y petróleo. Los resultados se indican en la Tabla 3.17.

**Tabla 3.17 Índice de heterogeneidad**

Completion	Formacion	Date	MHI Oil	MHI Water
ESPOL_10B	Hollin	02-Jun-19	0.00825828	0.051765792
ESPOL_11B	Hollin	01-Jun-10	-0.4269724	-0.42296665
ESPOL_11RE1	Hollin	18-Apr-19	-0.4196167	-0.35266229
ESPOL_13Hst2	Hollin	02-Jun-19	0.00857652	0.311357314
ESPOL_14H	Hollin	12-Sep-08	-0.2209331	-0.11867058
ESPOL_15H	Hollin	02-Jun-19	0.08595248	0.561631118
ESPOL_17st2	Hollin	02-Jun-19	0.17467662	0.048662853
ESPOL_18st3	Hollin	02-Jun-19	0.47536373	0.021431592
ESPOL_19H	Hollin	02-Jun-19	-0.1967323	0.028661778
ESPOL_2	Hollin	02-Jun-19	-0.0714683	-0.24311955
ESPOL_20Hst1	Hollin	02-Jun-19	-0.016796	0.008321355
ESPOL_22D	Hollin	02-Jun-19	0.0765933	-0.13599612
ESPOL_23HST2	Hollin	02-Jun-19	0.53184428	0.012293604
ESPOL_24H	Hollin	02-Jun-19	0.57302755	-0.08499072
ESPOL_4H	Hollin	02-Jun-19	-0.0551151	0.577033354
ESPOL_5H	Hollin	31-Dec-09	-0.2574006	-0.13082576
ESPOL_6H	Hollin	02-Jun-19	0.19441479	0.44323995
ESPOL_7HO	Hollin	02-Jun-19	-0.2191611	-0.21488344
ESPOL_8st1	Hollin	02-Jun-19	-0.2445119	-0.3602836

Tabla 3.17: Índice de Heterogeneidad Modificado para petróleo y agua  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Los resultados enlistados en la tabla 3.17 se graficaron en un plano de coordenadas, siendo el eje X la heterogeneidad de petróleo y el eje Y la heterogeneidad de agua. La gráfica 3.30 nos indica la heterogeneidad de producción tanto para los pozos activos como inactivos del reservorio Hollín.



**Gráfico 3.30: Índice de heterogeneidad**

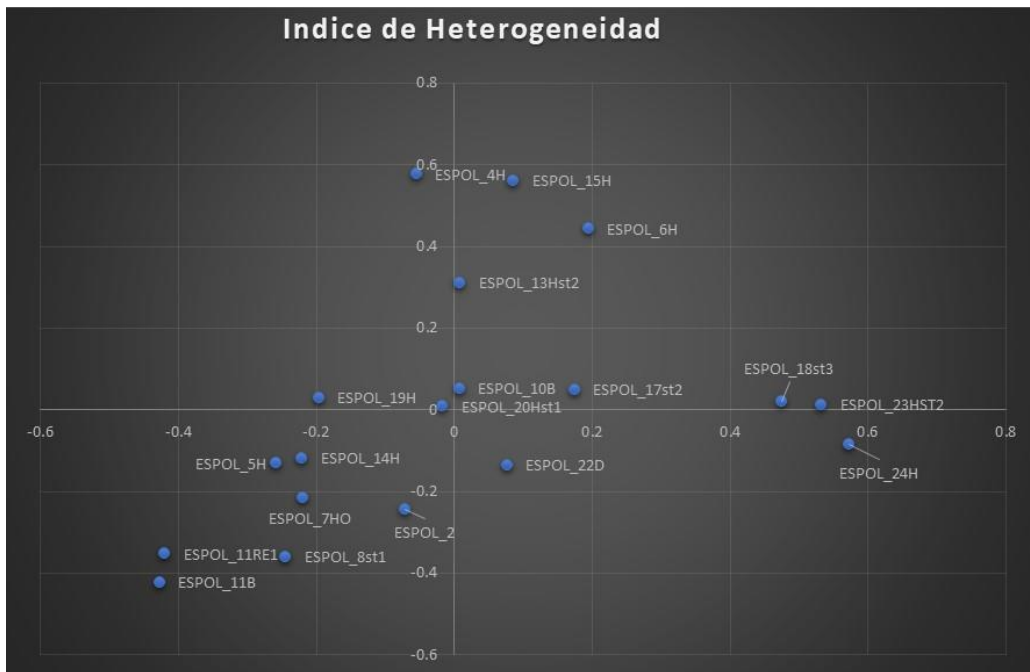


Gráfico 3.30: Jerarquización de pozos del campo Espol  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Después de realizar los cálculos y analizar la gráfica se seleccionó una lista de pozos con oportunidades para convertirse en reinyectores. Del total de 10 pozos estudiados se seleccionó 1 pozo (Espol 11RE1) con buena oportunidad de convertirse en re-inyector, porque fue perforado hasta -10.190 atravesando un espesor de 70 pies de la arena s4 considerada como candidata para reinyección de agua de formación; en la zona del pozo

la arena posee una buena continuidad lateral y excelentes propiedades petrofísicas que favorecerían para la reinyección de agua de formación.

El listado de los 10 con oportunidad de convertirse en re-inyectores se encuentra en la tabla 3.18.

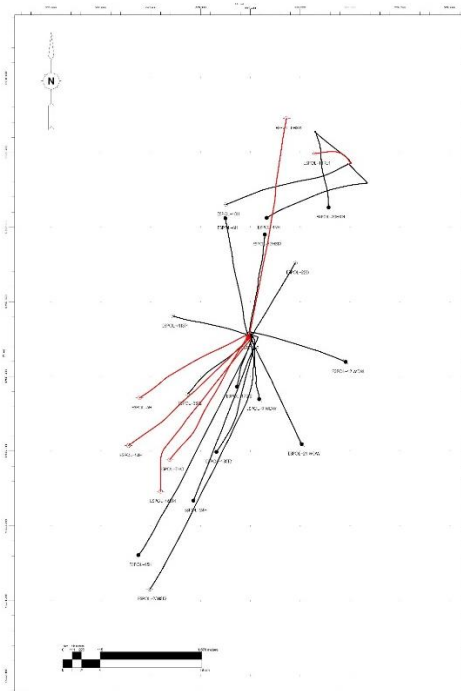
**Tabla 3.18 Pozos con oportunidades de convertirse en re-inyectores**

Completion	Formacion	Date	Qo	Qw
ESPOL_16st2	Hollin	05-Jan-08	0	0
ESPOL_16st4	Hollin	10-Mar-18	0	0
ESPOL_3	Hollin	02-Jun-19	0	0
ESPOL_11B	Hollin	01-Jun-10	4.75	470.25
ESPOL_11RE1	Hollin	18-Apr-19	14.92	2602.08
ESPOL_14H	Hollin	12-Sep-08	289.62	9697.38
ESPOL_2	Hollin	02-Jun-19	496.27	5923.73
ESPOL_5H	Hollin	31-Dec-09	239.2	9328.8
ESPOL_7HO	Hollin	02-Jun-19	292.07	6779.93
ESPOL_8st1	Hollin	02-Jun-19	257.02	2370.98

Tabla 3.18: Pozos con oportunidades de convertirse en re inyectores  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

En el gráfico 3.31 se muestra la ubicación de los pozos de la tabla 3.18.

**Gráfico 3.31 Ubicación de pozos con oportunidades de convertirse en re-inyectores**



Ubicación de pozos con oportunidades de convertirse en re inyectores  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.4 Análisis a detalle del pozo a ser intervenido

Se realizó un análisis detallado para el pozo Espol 11-RE1, considerado como el principal candidato para ser convertido en un pozo reinyector por su ubicación estructural, parámetros petrofísicos y espesor de la arena s4 considerada como candidata a reinyectar el agua de formación.

El pozo Espol 11RE1 se encuentra localizado en el extremo norte del campo cerca del POZO-ESPOL 20ST y 8ST1. Como podemos observar en la gráfica 3.32.

**Gráfico 3.32 Ubicación pozo ESPOL-11RE1**

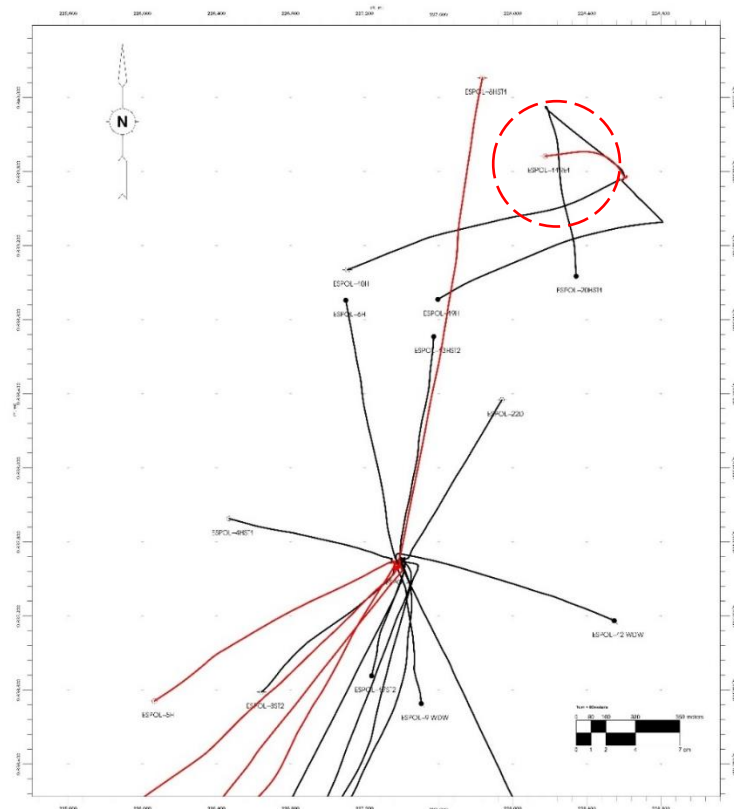


Gráfico 3.32 Ubicación pozo ESPOL-11RE1  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El análisis petrofísico de los registros corridos en el Espol 11-RE1, muestra la presencia de hidrocarburos en la arena S3 con alta saturación inicial de agua de formación. Por otra parte, el intervalo de la arena S2 presenta varios cuerpos con alta saturación de hidrocarburos, ya producidos, que no constituyen reservas remanentes económicamente rentables por drenar en el pozo.

Los intervalos productores de la arena S2 están constituidos de arenas de buena porosidad y permeabilidad muy similares a la arena S3 con facies que van de muy buenas a buenas. Por lo que se propone aislar los intervalos abiertos S2 y S3 y disparar en la arena S4.

En la tabla 3.19, se establecen los intervalos de reinyección propuestos en la arena S4, cuyos parámetros petrofísicos promedio son: porosidad de 19% y permeabilidad de 1.333 mD.

Resumen de la interpretación petrofísica realizada por arena productora y posibles receptoras de agua de formación del pozo ESPOL 11-RE1 (ver gráfico 3.33).

**Tabla 3.19 Resumen petrofísico pozo Espol 11RE1**

Zone Name	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av KTR Ari	Phi*H TVD	PhiSo*H TVD
S0_Upper Ho	11271.63	11296.72	25.08	1.12	0.045	0.086	1	0.419	43.449	0.1	0
S1 Sand	11296.72	11331.23	34.37	28.35	0.825	0.187	0.594	0.192	956.804	5.29	2.15
S2 Sand	11331.23	11372.59	41.34	37.54	0.908	0.196	0.328	0.133	1253.313	7.34	4.93
S3 Sand	11372.59	11424.33	51.71	51.2	0.99	0.191	0.427	0.157	1173.54	9.79	5.61
S4 Sand	11424.33	11516.92	92.66	87.41	0.76	0.193	0.907	0.056	1333.292	13.58	1.26

Tabla 3.19: Resumen petrofísico pozo Espol 11RE1.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Gráfico 3.33 Interpretación Petrofísica pozo Espol 11 RE1**

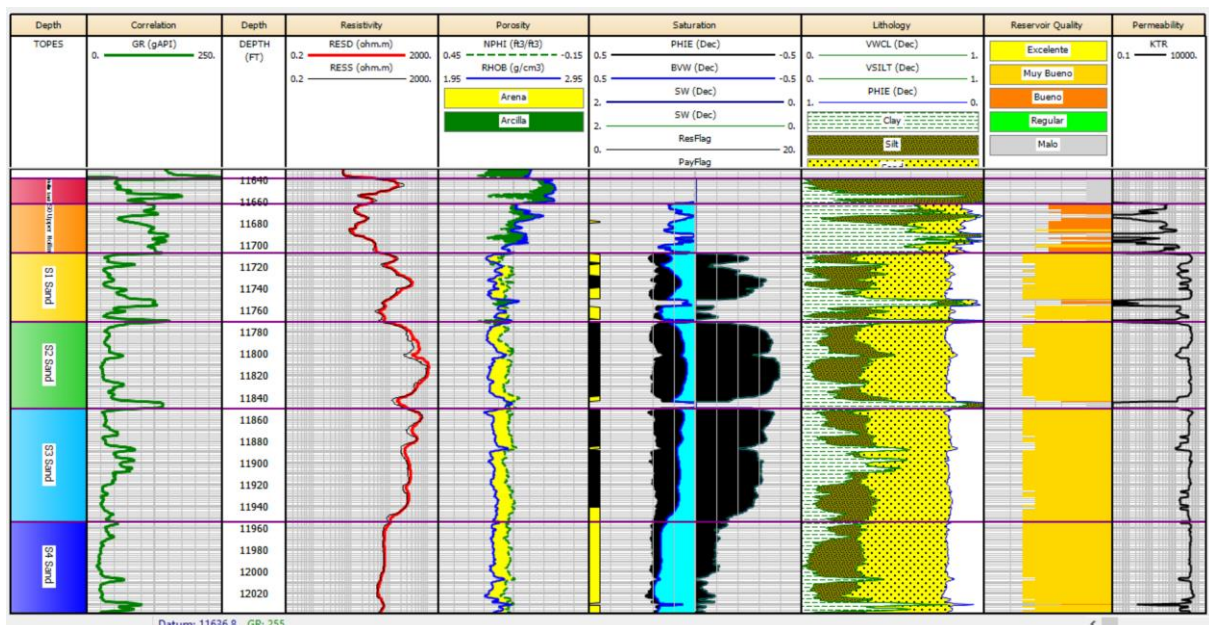


Gráfico 3.33 Interpretación Petrofísica pozo Espol 11 RE1

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

En función del análisis geológico y petrofísico, se verifica que el pozo Espol 11RE1 es un potencial candidato para la reinyección de agua de formación en la arena S4 (intervalos: 11424' – 11516' TVD; un total de 90' TVD) por debajo de la zona inicialmente saturada en hidrocarburos, donde se cuenta con buenas características petrofísicas y alta saturación de agua (90%), en un área confinada por capas impermeables, que evitarían problemas de producción de agua en pozos productores cercanos y contaminación de estratos de agua dulce.

El análisis geológico muestra que el reservorio Hollín al ser el yacimiento más profundo y con empuje de fondo, está aislada de los acuíferos superficiales por las lutitas Napo inferior, Napo medio y Superior, así como por el nivel impermeable de Caliza "B", el intervalo lutítico-calcáreo con esporádicas areniscas a la base de Arenisca "U Inferior", la Caliza "U Media" depositada sobre la Arenisca "U Inferior" y las lutitas a la base de "U Superior", intervalo lutico-calcáreo entre "U Superior" y base Arenisca "M-2", Caliza "M-2", intervalo lutito-calcárea entre Caliza "M-2" y Base Arenisca "M-1", lutitas sobre la Arenisca "M-1" y los sedimentos impermeables de las arcillolitas de la formación Tena (ver gráfica 1.2).

Los acuíferos de agua dulce de la Cuenca Oriente, empleados para el consumo y actividad del ser humano se encuentran localizados en formaciones superficiales hasta aproximadamente 2500' TVD de profundidad, mientras que el intervalo a disparar en la arena S4 en el pozo Espol 11RE1 están a 11424' aislados de los estratos superficiales por estratos impermeables de las formaciones Napo y Tena, siendo los mismos sellos naturales que impiden la migración de fluidos hacia las formaciones superficiales que contiene agua dulce.

### **3.4.1 Análisis de la calidad de agua de la formación**

El agua de formación producida en el campo Espol es separada del crudo y del gas en superficie. Los químicos utilizados para la separación son antiespumantes, controladores de escala, anticorrosivos, anti parafínicos.

Adicional el agua de producción para ser inyectado debe cumplir el Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador (RAOHE), Decreto 1215 (Renovables, 2008). Se realizó las pruebas físicas y químicas del campo ESPOL (ver tabla 3.20) y a continuación se describe las propiedades químicas del agua de formación. Las mismas cumplen con las normas ambientales que exige el decreto.

**Tabla 3.20 Propiedades químicas del campo Espol**

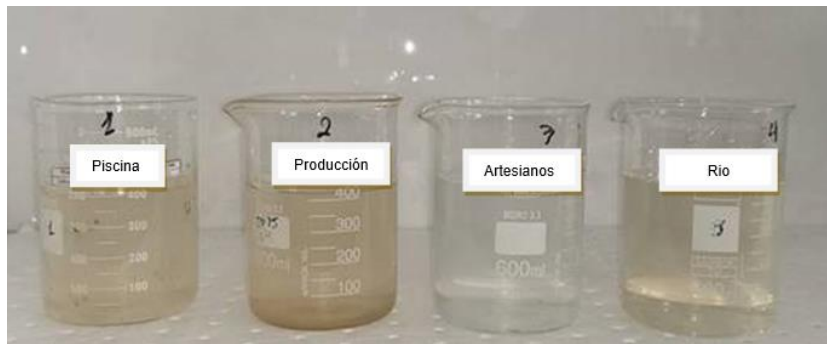
SODIO (Na)	(mg/l)	8300
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	102
CALCIO (Ca)	(mg/l)	320
STROINSIUM (Sr)	(mg/l)	
BARIO (Ba)	(mg/l)	4
HIERRO (Fe)	(mg/l)	1,1
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	9600
SULFATOS (SO <sub>4</sub> )	(mg/l)	360
BICARBONATOS (HCO <sub>3</sub> )	(mg/l HCO <sub>3</sub> )	1257
ACIDOCARBOXILICOS	(mg/l HAC)	10
SOLIDOS DISULETOS (Calculado)	(mg/l)	19954,1
DENSIDAD (STP)	(g/l)	1,009
GRAVEDAD ESPECIFICA	(lb/pie <sup>3</sup> )	1,0138
CO <sub>2</sub> DISUELTO EN AGUA	(gm/l)	292
H <sub>2</sub> S	(mg/l)	0,002
SUP. Ph (medido) STP	(ph)	6,74
ACEITE EN AGUA	(ppm)	42
OXIGENO DISUELTO	(ppb)	90

Tabla 3.20: Propiedades químicas del campo Espol. Fuente: Compañía Operadora  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Adicional a los análisis fisicoquímicos realizados en este estudio de la arena Hollín en el campo demuestran que el agua de formación de esta unidad geológica puede emplearse en otras actividades como son las operaciones de perforación y workover y así reducir la huella hídrica de los nuevos pozos optimizando el uso del recurso.

Los resultados del agua de formación para perforación son aceptables, con valores de cloruros, dureza, hierro y TSS lo suficientemente bajos para no ser considerados como un posible problema a la hora de mezclar las formulaciones de los fluidos de perforación y procesos de reinyección. En el gráfico 3.38 se describe las características físicas del agua de producción

**Gráfico 3.34 Agua de producción**



Fuente: Compañía Operadora

### 3.4.2 Tratamiento del agua de formación antes de la reinyección

El tratamiento químico realizado en el campo Espol para el agua que se inyecta en los pozos reinyectores (Espol 9, Espol 12, Espol 21) se detalla en el gráfico 3.35:

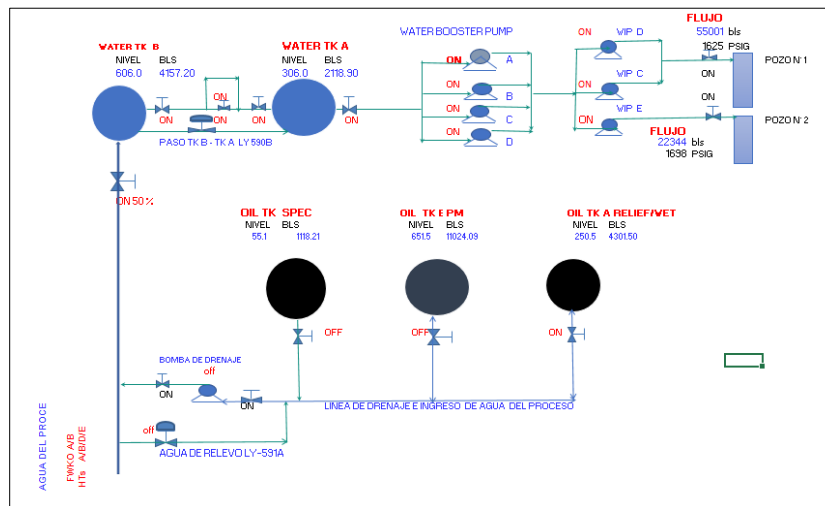
**Gráfico 3.35 Tratamiento del agua de formación**

Producto y consumo de Químicos				
PRODUCTO	NIVEL AYER(GLS)	NIVEL HOY(GLS)	TANQUEO	CONSUMO
Antiescala IS-3609	270.72	245.34		25.38
Quimifloc Q-764 [ 20%] con Agua potable	16.00	57.40	55	13.60
Demulbreak 100	32.19	32.19		0
Demulsificante Demulbreak PT 3308	105.75	105.75		0.0
Antiespumante MX800	318.94	279.18		39.8
Antiparafínico Parafin 908	314.71	279.18		35.5
Quimifloc Q-120 [ 20%] con Agua potable	52.45	42.30		10.15
Proterquim 1278	262.0	251.0		11.00
Degrease 707 - Wip	46.00	46.00		0.00
Biocida BAC-98 TAMBOR NEGRO	54.43	54.43		0
Biocida BAC-98 thps Nuevo WIP	0	0.00		0
H2STREAT 400	0.00	0.00		0.00

Fuente: Compañía Operadora

A continuación, en el gráfico 3.36, se presenta un esquema de las facilidades de superficie de la estación en el Campo en la cual se realiza el proceso de deshidratación, donde se separa el petróleo del agua de formación la misma que será reinyectada.

**Gráfico 3.36 Esquema de facilidades para tratamiento del agua de formación.**



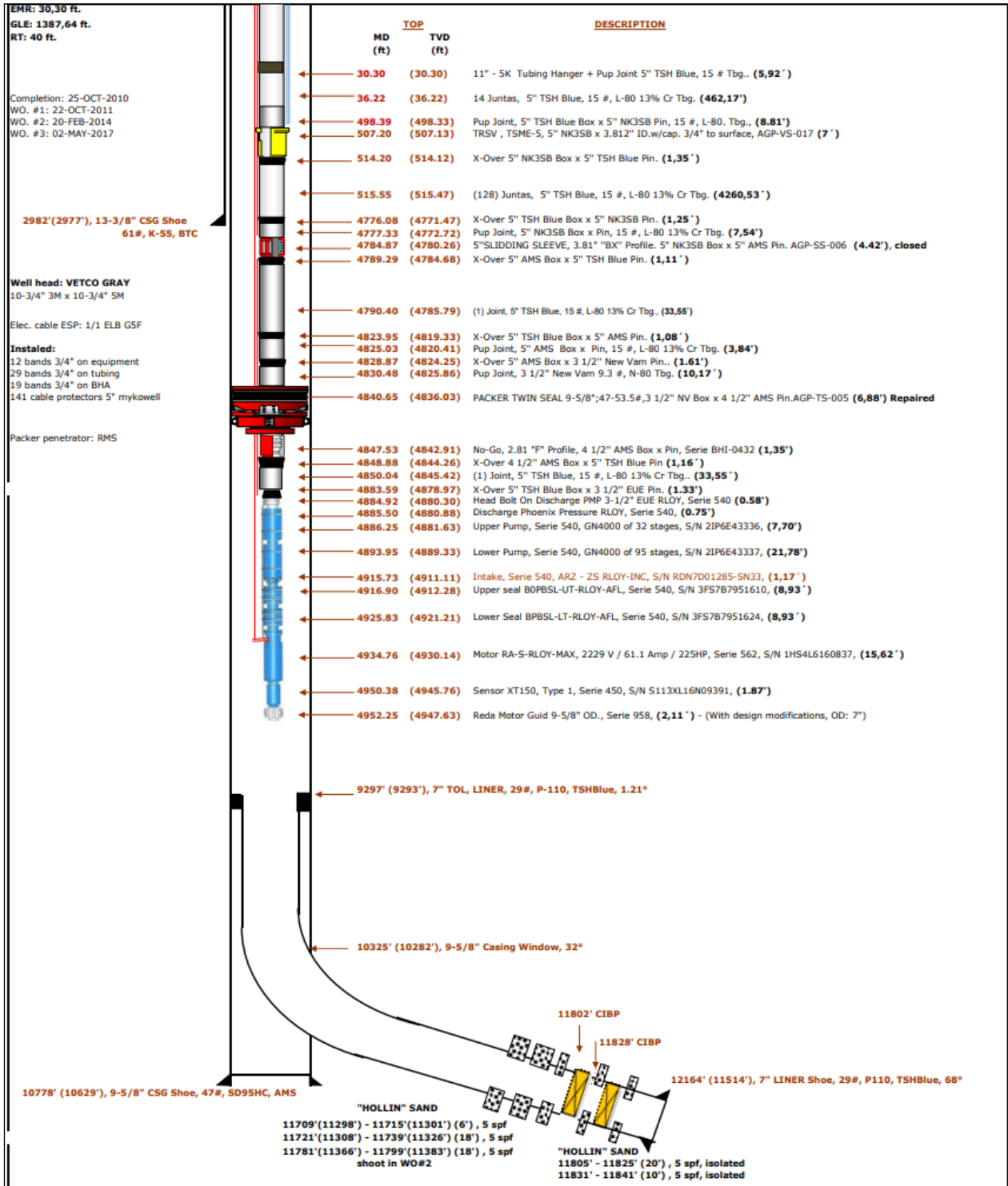
Fuente: Compañía Operadora

### 3.4.3 Estado mecánico actual del pozo ESPOL 11RE1

El pozo ESPOL 11RE1 es un pozo productor con una bomba reda ubicado en el casing de 9-5/8" serie 958 ubicado a 4952 pies. El esquema del diseño actual se lo muestra en la gráfica 3.37



Gráfico 3.37 Diagrama mecánico pozo Espol 11RE1



Fuente: Compañía Operadora

### 3.4.4 Historia de producción y reacondicionamientos pozo ESPOL RE1

La explotación del reservorio Hollín registró una presión de fondo de 2165 psi, la última presión registrada fue de 2552 psi, existe un aumento de presión lo que nos indica una operación realizada para recuperar la producción del pozo, al revisar la tendencia de la línea de producción podemos decir que esta se mantiene constante por el mecanismo de producción del acuífero activo asociado al reservorio Hollín (ver grafica 3.38).

**Gráfico 3.38 Historial de producción y presiones del pozo Espol-11RE1**

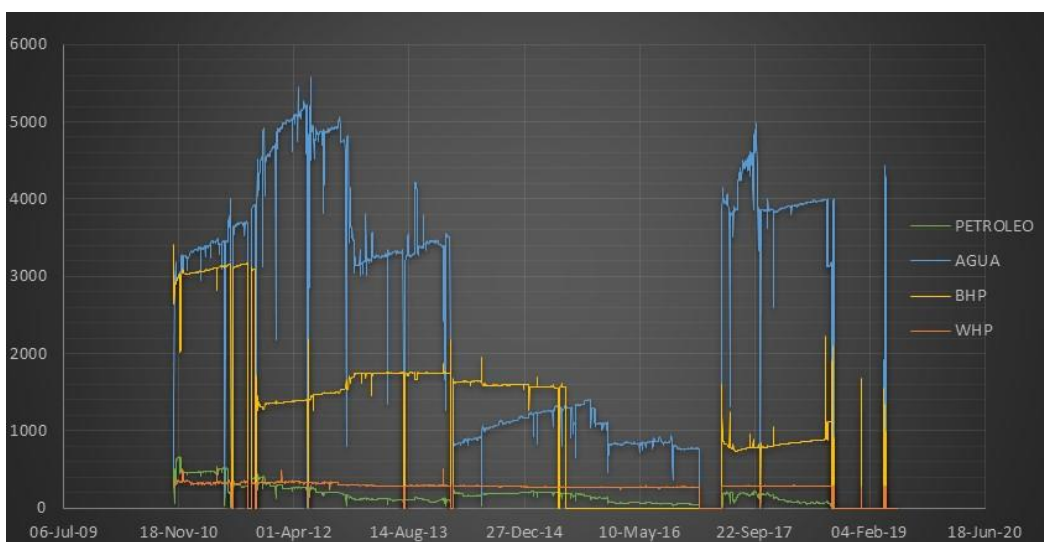


Gráfico 3.38 Historial de producción y presiones del pozo Espol 11RE1

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El pozo Espol 11RE1 produjo aproximadamente por 1 año y 10 meses con una tasa de 665 BPPD, tiene un acumulado de petróleo 489.356.1 barriles, y 7'481.206 barriles de agua, el BSW se incrementa al año de producción. Actualmente posee un BSW de 99%, con una producción de 15 barriles lo que nos indica que mantener la producción del pozo ya no es rentable económicamente y requiere una acción inmediata. Produce un crudo de 21 grados API.

### 3.4.5 Declinación de producción pozo ESPOL 11-RE1

**Gráfico 3.39 Producción pozo Espol 11RE1 vs Tiempo**

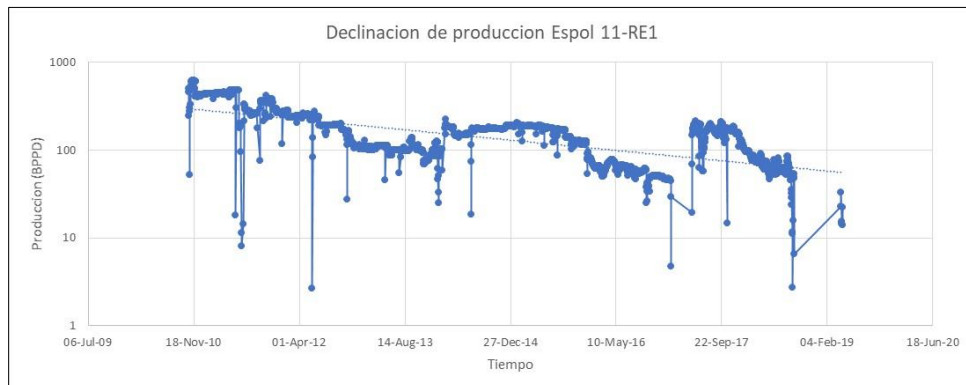


Gráfico 3.39 Producción pozo Espol 11RE1 vs Tiempo

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Se declino la producción con la declinación de ARPS como podemos observar en la grafica 3.39, para poder tener un valor de las reserva remanentes del pozo Espol 11 RE1 .

**Ecuación 3.1: Ecuación para la declinación de producción del pozo 11RE1**

$$y = 2E + 218e^{-0.247X}$$

Dónde:

Y: Produccion anual

X: tiempo en años

Tenemos un coeficiente de correlacion de 88%, lo que nos indica que la declinacion es aceptable.

De la tabla 3.21 calculada podemos decir que las reservas remanentes calculadas en base a la declinacion de produccion para el pozo 11 RE1 al 2033, fecha considerada por la terminación del contrato del campo con el estado son apenas 13.070 barriles.

**Tabla 3.21 Producción calculada al 2033**

Año	#	BPPD	Producción Anual	Producción anual Acumulada
2010	1	507	182462	182462
2011	2	357	128397	310859
2012	3	219	78838	389696
2013	4	106	38233	427930
2014	5	166	59807	487737
2015	6	173	62311	550048
2016	7	61	22139	572187
2017	8	113	40851	613039
2018	9	49	17650	630688
2019	10	18	6442	637130
2020	11	14	5017	642147
2021	12	11	3907	646055
2022	13	8	3043	649098
2023	14	7	2370	651468
2024	15	5	1846	653313
2025	16	4	1437	654751
2026	17	3	1119	655870
2027	18	2	872	656742
2028	19	2	679	657421
2029	20	1	529	657950
2030	21	1	412	658362
2031	22	1	321	658682
2032	23	1	250	658932
2033	24	1	195	659127

Tabla 3.21 Producción calculada en función de la ecuación exponencial al 2033

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Tomando en consideración las reservas de 13.070 barriles y el último valor de producción, podemos decir que el pozo Espol 11 RE1 es un buen candidato para ser considerado como pozo reinyector de agua de formación.

### 3.4.6 Estado del cemento en el pozo

En el registro de cementación del Espol 11RE1, se observa un cemento en condiciones aceptables para aislar las zonas productoras (arenas S2 y S3) y disparar la zona propuesta para reinyección (arena S4) (ver gráfico 3.40)

### Gráfico 3.40 Registro de cemento pozo Espol 11-RE1

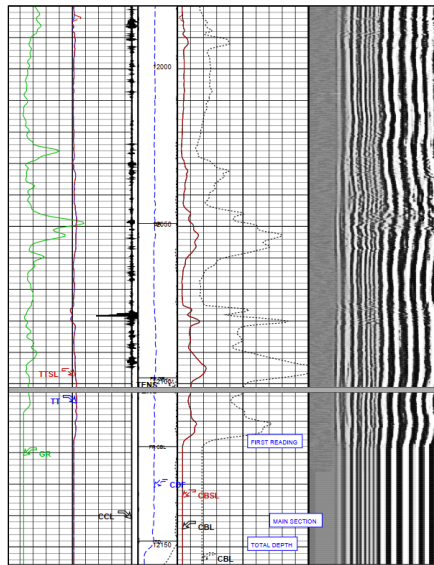


Gráfico 3.40 Registro de cemento pozo Espol 11-RE1  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

#### 3.4.7 Capacidad de recepción de la formación

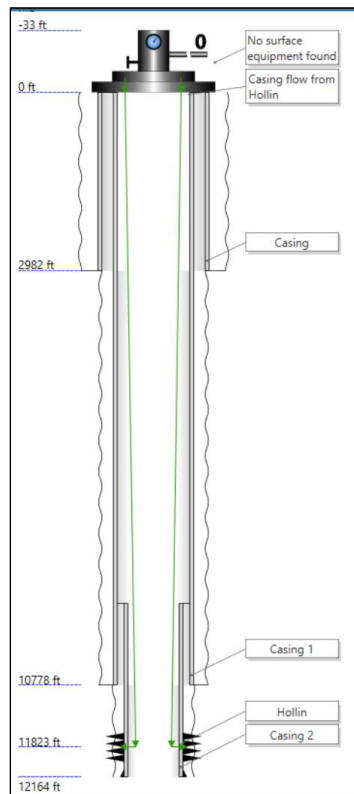
La ubicación estructural del pozo Espol 11RE1 y las excelentes propiedades petrofísicas del intervalo seleccionado, constituyen un adecuado escenario para incrementar los volúmenes de reinyección de agua de formación en el campo.

El volumen de reinyección que se calculó para el pozo Espol 11 RE1 en el cuerpo arenoso S4 que tiene un espesor de 70 pies TVD y es una arena continua y se comprobó por registros eléctricos como por parte de geología estos espesores, Adicional nos permitió realizar un análisis nodal y realizar sensibilidades para encontrar la óptima tasa de inyección.

En este estudio se realizó diferentes sensibilidades para poder identificar la correcta tasa de inyección y máximos caudales que puede ser inyectado en la formación Hollín arena S4.

Es primordial encontrar el esquema mecánico óptimo por lo que se realizó varios esquemas mecánicos para el pozo ESPOL 11R1WIW y se determinó que el mejor esquema mecánico es sin tubería de completación dado que aumenta las pérdidas de fricción y disminuye el índice de inyectividad y aumenta la presión del sistema en superficie (ver gráfico 3.41).

**Gráfico 3.41 Esquema mecánico del pozo Espol-11RE1**

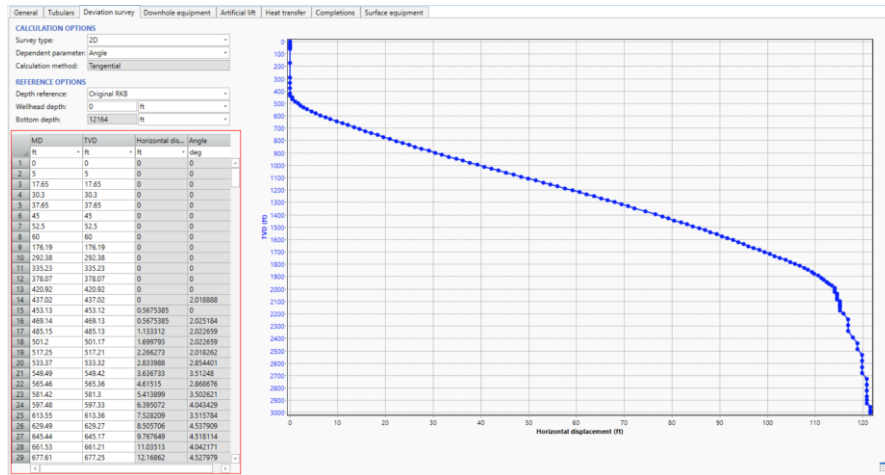


	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Casing	Casing	0	2982	12.515	0.43	0.001	...
2	Casing	Casing 1	0	10778	8.681	0.472	0.001	...
3	Liner	Casing 2	9297	12164	6.184	0.408	0.001	...
+								

## Survey y geometría del Pozo

Se realizó un análisis de los surveys y geometría del pozo (ver gráfico 3.42)

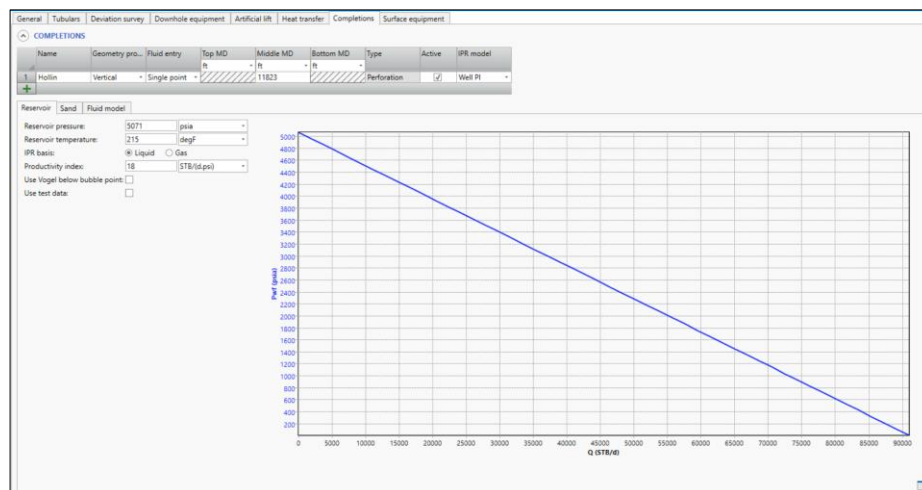
**Gráfico 3.42 Diagrama del survey del pozo**



Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Una vez subida la data revisamos los datos upstream y down stream para este pozo. En pruebas de inyectividad de pozos cercanos se obtuvo una máxima presión de 3150 psi en la cabeza de pozo por equipo de superficie y una temperatura promedio de 90° F en superficie (ver gráfico 3.43). Con las simulaciones obtenidas en el reservorio Hollín S4, se puede inyectar sobre los 90,000 barriles de agua de formación.

**Gráfico 3.43 Condiciones de presión y temperatura del reservorio.**

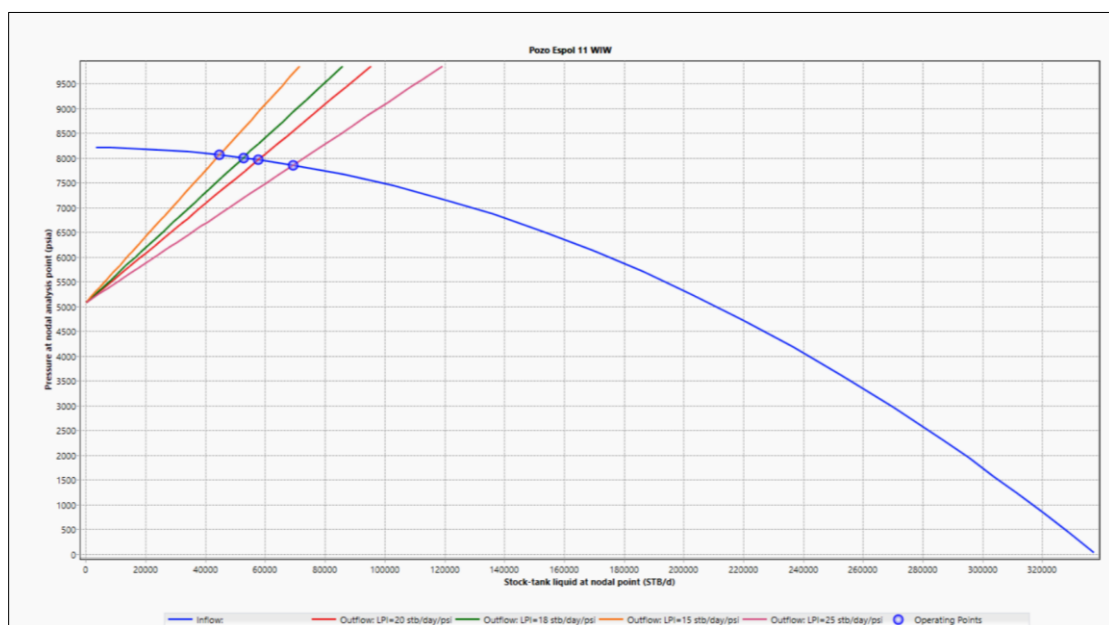


Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

Se realizó una sensibilidad a diferentes tasas de inyectividad con los siguientes valores 15/18/20/25 stb/d/psi (ver gráfico 3.44) encontrando que los barriles óptimos a inyectar son de 57,730 barriles de agua de formación teniendo una presión en fondo de 7957 psi.

**Gráfico 3.44 Simulación de presiones y barriles de agua**

Select columns...				
Operating point		ST Liq. at NA	P at NA	
		STB/d	psia	
1	LPI=20 stb/day/psi Flowrate=57730.91 sbbl/day	57730.91	7957.566	
2	LPI=18 stb/day/psi Flowrate=52694.28 sbbl/day	52694.28	7998.618	
3	LPI=15 stb/day/psi Flowrate=44764.22 sbbl/day	44764.22	8056.016	
4	LPI=25 stb/day/psi Flowrate=69431.69 sbbl/day	69431.69	7848.448	



Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

En el cruce de estas curvas a la presión de 7957 psi se aprecia el máximo caudal de reinyección posible para el pozo Espol 11RE1 (+/- 57,730 bwpd), Adicional se revisó la historia del campo y se observó que no existe problemas para sobrepasar el punto de fractura 15 ppg, aunque el modo de reinyección utilizada en el campo ESPOL es de fractura abierta para maximizar la cantidad de reinyección. En el campo ESPOL el promedio de inyectividad es 19.20 bwpd/psi (ver gráfico 3.45).



**Gráfico 3.45 Propiedades de inyección establecidas para los pozos Espol 09, 12 y 21.**

		ESPOL V-09	ESPOLV-12	ESPOL V-21	CPF-1	CPF-2
Fecha de completación		Dec-98	Mar-03	Feb-21	Oct-98	Jan-98
Caudal de Inyección	BWPD	52230	50630	44186	59023	22196
WHIP	Psi	3105	3129	3308	1595	1696.8
Oil ppm	ppm	11.7	11.7	11.7	16.6	16.6
WHIT	°F	188.7	188.7	188.7	144.8	144.8
Temperatura del reservorio	°F	215	215	215	157	157
Presión del reservorio	Psi	5071	5071	5071	3287	3287
Índice de Inyección	BWPD/Psi	21.31	20.31	15.89	35.49	10.47
Profundidad total	ft TVD	11931	11993	11994	477	9342
Tope de intervalos perforados	ft TVD	11477	11561	11631	9071	8958
Total de intervalos perforados	ft	204	281	116	176	265
Intervalo total de inyección, ILT	ft	70	N.A	35	16	79
Inclinación	°	11	32	24	26	6
Total de agua Inyectada @ Enero	MMBls	184	300	146	310	126
Modo de Inyección	SPE 116218	Fractura Abierta	Fractura Abierta	Fractura Abierta	Fractura Abierta	Fractura Abierta
Tipo de Completación		Monobore 7" 1000 ft Fyber Glass removed	Monobore 7"	Monobore 7" Hydraulic Fracture (proppant)	Monobore 7" 300 ft Fyber Glass	Monobore 7" 500 ft Fyber Glass

Fuente: Compañía Operadora

### 3.4.8 Cálculo del radio de avance del pozo Espol 11RE1

Para calcular el área de avance estimada para el pozo Espol 11RE1 se calculó que en el pozo va a inyectar 55.840 Barriles de agua y que su vida útil sería de 11 años (finalización del contrato de concesión del campo).

#### Ecuación 3.2 Acumulado de inyección

$$W_i = I_w \times t$$

Dónde:

W<sub>i</sub>: Acumulado de inyección (Bls)

I<sub>w</sub>: Caudal de agua inyectada por día (BAPD)

t: Tiempo de inyección (días)

$$W_i = 57.730 \frac{bls}{dia} \times (11 \text{ años} * 365 \frac{días}{año})$$

$$W_i = 231.785.950 \text{ bls.}$$

Con el agua inyectada calculamos el radio de avance:

El cálculo del radio de avance se realizó usando la Ecuación 3.3.

### Ecuación 3.3 Radio de avance

$$R = \sqrt{\frac{5.615 * W_{cum} * B_{wi}}{3.1416 * H * \emptyset * S_w}} * 0.3048$$

Dónde:

R:	Radio
W_cum:	Volumen acumulado de agua inyectado en 11 años (231.785.950 bls)
B_wi:	Factor Volumétrico del agua de inyección (1)
S_wi:	Saturación de agua inicial (0.15)
H:	Espesor de la formación (70 ft)
∅:	Porosidad de la formación (0.19)

Asumiendo el caudal máximo estimado de +/- 57.730 BAPD para la arena Hollín S4 obtenido mediante análisis nodal y con las propiedades petrofísica descritas anteriormente, el radio de avance estimado para un periodo de tiempo de 11 años es de **R<sub>D</sub>= 4391 metros.**

El área de avance calculada es la siguiente:

### Ecuación 3.4 Área de avance

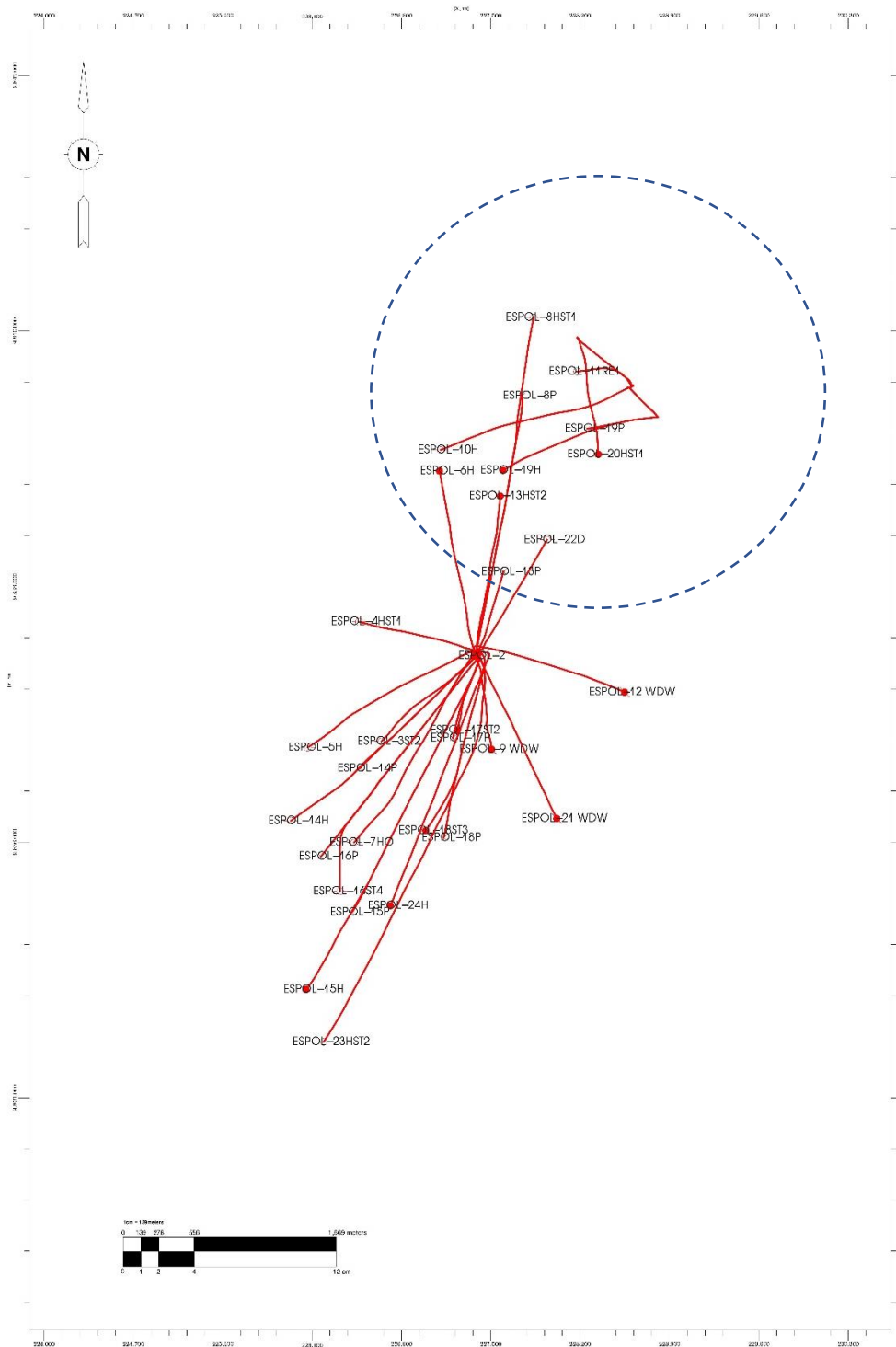
$$A = \pi r^2$$

$$A = 3.1416 \times 4391^2$$

$$A = 60.572.815 \text{ m}^2$$

En la gráfica 3.46 podemos observar el radio de avance al cabo de 11 años.

**Gráfico 3.46 Radio de avance pozo Espol 11RE1**



**Gráfico 3.46 Radio de avance pozo Espol 11RE1**  
 Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

El pozo productor más cercano al pozo candidato a re-inyector es el pozo ESPOL 8ST1 que se encuentra a una distancia de 550 m (ver tabla 3.21). Sin embargo, la conversión a reinyector del pozo Espol 11RE1 no afectaría el desempeño de producción de los pozos cercanos (abiertos en arenas superiores), ya que los intervalos propuestos para la reinyección se encuentran a 60 pies por debajo de las zonas productoras (ver gráfico 3.47). De manera que, la reinyección de agua se realizaría bajo el contacto agua-petróleo (zona del acuífero de fondo).

**Tabla 3.22 Pozos cercanos al pozo candidato a re-inyector**

POZOS CERCANOS AL POZO ESPOL-11RE1 (CANDIDATO A RE-INYECTOR)			
CAMPO	POZO	ARENA PRODUCTORA	DISTANCIA AL POZO 11RE1
ESPOL	ESPOL-11-RE1	S2	0
ESPOL	ESPOL-8HST1	S3	550
ESPOL	ESPOL-20HST1	S1	670
ESPOL	ESPOL-19H	S1	960
ESPOL	ESPOL-13HST2	S2,S3	1140
ESPOL	ESPOL-6H	S1,S2, S3, S4	1200
ESPOL	ESPOL-10H	S1, S2	1300
ESPOL	ESPOL-22D	S1,S2,S3	1350

Tabla 3.22 Pozos cercanos al pozo candidato a re-inyector  
Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

**Gráfico 3.47 Correlación de pozos cercanos al pozo Espol 11 RE1**

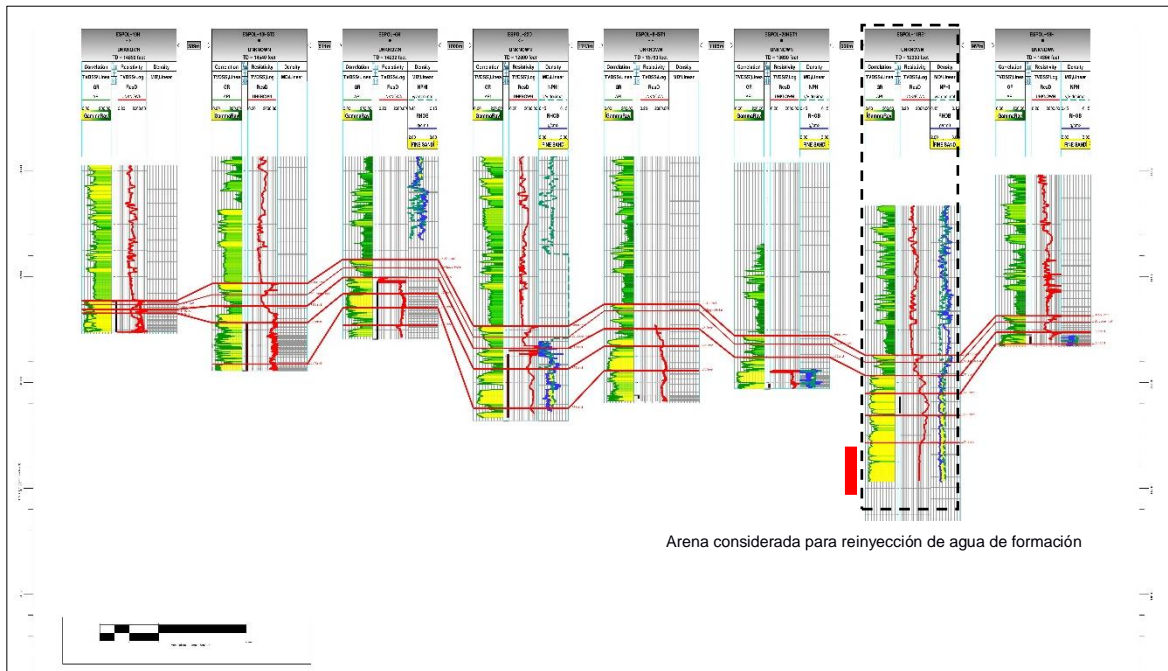


Gráfico 3.47 Correlación de pozos donde se indica la arena S4 donde se reinyectara el agua de formación.

Elaborado por: Nataly Pavón, Roberto Delgado

### 3.4.9 Detalle del trabajo de reacondicionamiento del pozo Espol 11RE1 a ESPOL 11RE1 WIW

El cambio de pozo productor a reinyector requiere de un trabajo de reacondicionamiento que permita adecuar al pozo para su nueva función, a continuación, se detalla el procedimiento sugerido para realizar la conversión del pozo Espol 11 RE1 en reinyector:

- Armar taladro de workover al pozo.
- Conectar líneas, llenar tanques y preparar fluido de control especial para Hollín para evitar migración de finos y controlar el pozo se requiere circular en reversa a través del tubing.
- Armar en paradas 5" drill pipe.
- Desarmar cabezal, armar BOP, instalar tapón de prueba en la cabeza de tubería y probar BOP.
- Sacar tubería 5" NK3SB Pin, 15 #, L-80. Tbg, Quebrar a los caballetes. Inspeccionar visualmente la tubería, reportar si existe corrosión y/o escala.

Sacar y desarmar equipo BES, cable eléctrico y capilar + chequear visualmente estado del equipo.

- Bajar tubería 3 ½" drill pipe con retenedor de cemento y realizar operación de cementación
- Esperar 72 horas y bajar tubería 3 ½" drill pipe en paradas con conexión para realizar drillout de cemento y packers, sacar, desarmar bha en superficie.
- Armar BHA de limpieza rotatorio para liner de 7" y casing de 9 5/8" y bajar en 3 ½" drill pipe hasta tope del collar flotador, circular píldoras de limpieza píldora viscosa surfactante más viscosa hasta retornos limpios. Evaluar la cantidad de limalla recogido durante el trabajo de limpieza.
- Se realizará una sola prueba de inyektividad ya que no existe espacio suficiente para colocar packers y herramientas.
- Prueba exitosa con índice de inyektividad sobre 20 stb/day si la prueba no es exitosa se baja wireline y se recañonea zona arena S4
- Sacar a superficie y desarmar BHA de limpieza.
- Desarmar BOP.
- Armar sección C del cabezal de productor a cabezal de re-inyección 11" x 7" x 5,000 psi.
- Rig down.

Realizar prueba con bombas de alta presión a diferentes tazas de reinyección.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1. Conclusiones

Para una mejor caracterización del reservorio Hollín se lo dividió en Hollín Lmst, arena S0, S1, S2, S3, S4, S5 y Chapiza. Las arenas productoras en la zona norte son principalmente las arenas S1, S2 y S3.

Por la buena continuidad lateral se consideraron los intervalos arenosos S3 y S4 para reinyectar el agua de formación. Se empleó el gamma ray y el gráfico cruzado de densidad Neutrón, obteniendo una curva de Vclay promedio en la arena S4 menor al 5% y una porosidad efectiva de un 18 a un 20%.

A partir de correlaciones realizadas en sentido noreste-suroeste el espesor de la arena S4 aumenta en el norte del campo. De correlaciones realizadas en sentido oeste – este podemos decir que el espesor de la arena S4 se reduce si vamos hacia el este del campo o mientras cae la estructura.

Al revisar la información de producción, geología e interpretación petrofísica podemos decir que el pozo candidato idóneo para convertirse en reinector de agua de formación es el pozo Espol-11RE1 por su continuidad lateral y características en la arena S4.

A la fecha de análisis y con la información disponible del pozo Espol 11RE1 tiene una producción de petróleo de 15 BPPD y un BSW del 99%. Podemos decir que este pozo tiene una baja producción y eficiencia en relación con pozos cercanos como son el pozo 8ST1, 19H y 20H.

De los mapas de espesor realizados para el intervalo arenoso S4 podemos decir que en la zona del pozo Espol 11RE1 tenemos un espesor neto de tope a base de 90 pies que van a ser para reinyección.

El contacto agua petróleo para la arena S4 se profundiza hacia la parte norte de la estructura en el área del pozo Espol 11RE1 tiene un valor de -10.118 TVDSS. Mientras que en la zona norte al contacto agua petróleo observado en el pozo Espol 2 está en -10.085 TVDSS.

El intervalo considerado para disparar y abrir la zona para reinyección de agua de formación en el pozo Espol 11RE1 es de 11424 a 11516 en TVD. La arena S4 se definió como receptora de agua de formación con un valor neto de reservorio de 90 pies, una porosidad del 19%, un volumen de arcilla menor al 5% y una permeabilidad de 1333 mD.

Durante la perforación de los pozos en el campo ESPOL se tiene que los acuíferos de agua dulce de la Cuenca Oriente, empleados para el consumo y actividad del ser humano se encuentran localizados en formaciones superficiales hasta aproximadamente 2500' TVD de profundidad, mientras que el intervalo a disparar en la arena S4 en el pozo Espol 11RE1 están a 11424' aislados de los estratos superficiales por estratos impermeables de las formaciones Napo y Tena, siendo los mismos sellos naturales que impiden la migración de fluidos hacia las formaciones superficiales que contiene agua dulce

El campo Espol está limitado por una falla inversa de alto ángulo, que según la información sísmica revisada afecta tanto la secuencia cretácica como terciaria, razón por la cual para reinyección de agua se decidió seleccionar el pozo Espol 11RE1 que está alejado de la zona de falla y así evitar la migración de fluidos a través de esta.

Las condiciones mecánicas del pozo Espol 11RE1 se observa buen estado en el casing 9-5/8, liner 7, adicional el registro de cemento aceptable cubriendo la zona productora (arenas S2 y S3) y parte de la zona propuesta para reinyección (arena S4).



El pozo productor más cercano al pozo candidato a re-inyector es el pozo ESPOL 8ST1 que se encuentra a una distancia de 550 m. Sin embargo, la conversión a reinyector del pozo Espol 11RE1 en la arenisca S4 no afectaría el desempeño de producción de los pozos cercanos (abiertos en arenas superiores), ya que los intervalos propuestos para la reinyección se encuentran a 60 pies por debajo de las zonas productoras

Al realizar la declinación del pozo Espol 11RE1 se espera para el 2023 una producción menor a los 10 BPPD, lo que hace que mantener este pozo ya no se rentable económicamente. Para este pozo se calculo al 2033 un acumulado de 13.000 barriles.

De las sensibilidades realizadas del pozo ESPOL 11R1 se obtiene que el mínimo índice de reinyectividad es 15 stb/day/psi alcanzando un caudal mínimo de de 44,764 BWPD y si se realizara alguna estimulación al campo se llegaría a un índice de inyectividad de 25 stb/day/psi se podría alcanzar un máximo caudal de 69,431 BWPD con presiones de máximas de fondo de 7848 psi.

#### **4.2. Recomendaciones**

Realizar una interpretación petrofísica más a detalle, para el cálculo de la saturación de agua realizar una reinterpretación en función de los valores de salinidad obtenida de la producción del campo.

Automatizar el proceso para selección de pozos con oportunidad de convertirse en reinyectores de agua de formación, ya que en este caso el campo cuenta con 23 pozos que hace más fácil su análisis. Pero al analizar un campo con más de 100 pozos esta tarea podría llevar varios meses.

Se recomienda realizar estudios de agua de formación para verificar la compatibilidad con operaciones de workover y completación y así reducir la huella Hídrica y Huella de carbono del campo.

# BIBLIOGRAFÍA

Irua, A. (2017). *METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS CON OPORTUNIDADES DE CONVERTIRSE EN REINYECTORES EN CAMPOS PETROLÍFEROS*. UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.

Polo, R. (2013). *MODELADO INTEGRAL DE ANÁLISIS NODAL SUBSUELO – SUPERFICIE – ECONÓMICO DE LOS POZOS DE LA ESTACIÓN NORTE 2 DEL CAMPO SACHA, ABRIL 2013. Proyecto* (Issue June). UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR FACULTAD.

Irua, A. (2017). *METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS CON OPORTUNIDADES DE CONVERTIRSE EN REINYECTORES EN CAMPOS PETROLÍFEROS*. UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.

Polo, R. (2013). *MODELADO INTEGRAL DE ANÁLISIS NODAL SUBSUELO – SUPERFICIE – ECONÓMICO DE LOS POZOS DE LA ESTACIÓN NORTE 2 DEL CAMPO SACHA, ABRIL 2013. Proyecto* (Issue June). UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR FACULTAD.

ASQUITH, G. and KRYGOWSKI, D. 2004. Basic Well Log Analysis. Second Edition. AAPG Methods in Exploration Series, No. 16. American Association of Petroleum Geologist. Tulsa, Oklahoma.

CRAIN, E. R. 2006. Petrophysical Handbook. CD-ROM. 3 Millennium Edition. Alberta, Canada.

DAKE L.P., Fundamentals of Reservoir Engineering, Developments of Petroleum Science 8, Elsevier Scientific Publishing Company, 1978, Chapter 10, exercise 10-3, pge 384-388.

DAVIES, S.J. and Elliot, T. 1997. Spectral gamma ray characterization of high-resolution sequence stratigraphy: examples from Upper Carboniferous fluvio-deltaic systems, County Clare, Ireland. Geological Society Special Publication No 104, pp 25-35.

JONES C. STANLEY, SPE, Marathon Oil Co, Two-Point Determination of Permeability and PV vs. Net Confining Stress, SPE 15380, SPE Formation Evaluation, March 1988.

LOVELL, M. and PARKINSON, N. 2002. Geological Applications of Well Logs. AAPG Methods in Exploration Series, No. 13. American Association of Petroleum Geologist. Tulsa, Oklahoma.

PARKINSON, D. N. 1996. Gamma – ray spectrometry as a tool for stratigraphical interpretation: examples from the western European lower Jurassic. Geological Society Special Publication No 103, pp 231-255.

WYLLIE, M.R.J., and Rose, W.D., 1950, Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electrical Log Data: Jour. Petrol. Technol., 2, pp. 105-118.

