

**IDENTIFICACIÓN DE ZONAS ACUÍFERAS EN LOS CAMPOS LLANITO, GALA,
Y GALÁN, MEDIANTE CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CORRELACIÓN
ESTRATIGRÁFICA.**

EDWIN FERNANDO HERNANDEZ LADINO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**IDENTIFICACIÓN DE ZONAS ACUÍFERAS EN LOS CAMPOS LLANITO, GALA,
Y GALÁN, MEDIANTE CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CORRELACIÓN
ESTRATIGRÁFICA.**

EDWIN FERNANDO HERNANDEZ LADINO

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito Para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleos**

Director:

**Ing. Jorge Andrés Sachica Ávila
Ingeniero de Petróleos-Docente UIS
Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares
ECOPETROL S.A.**

Co- Director

**Ing. Hernán Darío Ramos
Ingeniero Geólogo
Superintendencia de Yacimientos
ECOPETROL S.A.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA.

Dedico este proyecto a:

A mi Virgencita, que siempre ha estado a mi lado, y que ha llenado de bendiciones mi vida, gracias a ti por ser lo que hoy en día soy.

A nuestro señor Jesús, quien me ha dado salud, fortaleza, fé y esperanza para terminar mi carrera profesional.

A mi mamita, que siempre me ha brindado su amor, cariño, su estímulo y apoyo constante, comprensión y paciencia.

A mi papito, que siempre me ha motivado para seguir adelante, que me ha enseñado a levantarme después de las dificultades.

A mi querido hermano, Guillito, mil gracias por su apoyo incondicional, por su motivación, fue ese motor que siempre me empujo para ser mejor cada día.

A mi querido hermano Wilmar, que me enseñó que nunca hay que rendirse, que debo luchar por mis sueños.

A mí querido hermano Javier, que siempre confió en mis capacidades, y ha estado conmigo siempre que lo necesito

A mi hermosa novia Yusely, gracias por estar siempre a mi lado, en los momentos de alegría como en los más difíciles, por tu apoyo y comprensión.

Gracias! Sin ustedes no hubiese podido hacer realidad este sueño.

Edwin Fernando Hernández Ladino.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de petróleos por formar profesionales con alta calidad profesional y humana.

A la compañía colombiana de Petróleos, ECOPETROL S.A por brindarme la oportunidad de aplicar y afianzar mis conocimientos.

A los ingenieros Jorge Andrés Sachica y Hernán Darío Ramos, por haberme dado la oportunidad de participar en este proyecto, así como haber sido mis directores y guías durante este proceso, y sus acertadas recomendaciones y consejos.

A mi hermano Guillermo Alejandro por haber compartido sus conocimientos conmigo y a mis padres, mi novia que siempre me apoyaron...

A todos mis amigos que me acompañaron en el transcurso de mi carrera, con los que compartimos estudio, practicas, borracheras etc.

Mil gracias.....

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	22
1. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	24
1.1. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO DE LA CUENCA VMM.	25
1.1.1. Evidencia de Hidrocarburos	25
1.1.2. Roca Generadora	25
1.1.3. Migración.....	25
1.1.4. Roca Reservorio.....	25
1.1.5. Roca Sello	26
1.1.6. Trampas	26
2. AREA LLANITO-GALA-GALAN.....	27
2.1. CAMPO LLANITO-GALA.....	29
2.1.1. Reseña histórica del campo Llanito-Gala	29
2.1.2. Desarrollo del campo Llanito-Gala	29
2.1.3. Historia de producción Llanito-Gala.	30
2.2. CAMPO GALAN.	35
2.2.1 Reseña histórica del campo Galán.....	35
2.1.2. Historia de producción campo Galán	35
3. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO CAMPOS LLANITO-GALA-GALAN.	38
3.1 YACIMIENTOS DE GAS EN SOLUCION.....	41
3.2 YACIMIENTOS CON EMPUJE PARCIAL DE AGUA.....	42
4. GEOLOGIA DEL AREA.....	43
4.1. TERCIARIO.....	43
4.2 FORMACIÓN REAL	44

4.3 FORMACIÓN COLORADO.....	44
4.4 FORMACIÓN MUGROSA.....	44
4.4.1. Zona C:.....	45
4.4.2. Zona B:.....	45
4.5 FORMACIÓN ESMERALDAS-LA PAZ (ZONA D).....	45
4.6 CRETÁCEO.	46
5. CARACTERISITCAS DE LA ROCA FM MUGROSA	47
6. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	52
7. SISTEMAS FLUVIALES.....	58
7.1. FLUJO DE CANAL.....	58
7.2 FLUJO LLANURA DE INUNDACIÓN.....	58
7.3 FACIES ESTRATIGRÁFICAS DE LA FM MUGROSA.....	59
7.3.1. Facies de llanura de inundación en la Formación Mugrosa:	59
7.3.2. Facies de Paleosuelos en la Formación Mugrosa:	60
7.3.3. Facies de Canal en la Formación Mugrosa:	60
7.3.4. Facies de Lago en la Formación Mugrosa:	60
7.4. CONTINUIDAD DE LAS ARENAS DE CANAL EN LA FM MUGROSA	60
7.5 AMBIENTES DE DEPOSITACION DE LA FORMACION MUGROSA	61
8. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA CORRELACIÓN.....	63
8.1. REGISTRO DE POZO.....	64
8.1.1 Proceso de Obtención de Registros de Pozo.....	65
8.2. REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (CURVA DE SP)	66
8.2.1 Origen del potencial espontáneo.....	67
8.3. REGISTRO DE RAYOS GAMA (REGISTRO GR)	69
8.3.1 Origen de los rayos gamma	70

9. AGUA DE FORMACION.	71
9.1. DEFINICIÓN DE ACUÍFERO	71
9.2. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS	71
9.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN.	74
9.3.1 Aniones:	74
9.3.2 Cationes:	75
9.3.3 BSW:	76
10. PRODUCCION DE AGUA.....	77
10.1 ORÍGENES DE LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.....	78
10.2 PROBLEMAS CERCANOS DEL POZO QUE GENERAN PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.	78
10.2.1 Filtraciones en el casing.	79
10.2.2. Canales detrás del casing.	79
10.2.3 Ruptura de barreras.	81
10.3 PROBLEMAS QUE GENERAN ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA RELACIONADOS CON EL YACIMIENTO.	81
10.3.1 Conificación y formación de crestas.	82
10.3.2 Canalización por zonas de alta permeabilidad.	82
10.4 PRODUCCION DE ARENA DEBIDO AL INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE AGUA.....	83
11. ANALISIS DE INGENIERIA.....	85
11.1 RECOPIACION Y CARGA DE DATOS.	87
11.1.1 Recopilación de datos.	87
11.1.2 Control de calidad y edición de los datos.	89
11.1.3 Control de calidad.	89
11.1.4 Edición de datos.	90
11.1.5 Remoción de datos.....	90
11.1.6 Normalización de los datos.	91

11.1.7 Recopilación de información geológica de la zona de estudio.	91
11.1.8 Clasificación de los datos por formación.	92
11.2 CARGA DE DATOS	96
12. ANALISIS DE CLORUROS CAMPOS LLANITO-GALA-GALAN.....	99
13. ANALISIS DE BSW (Basic Sediments and Water) CAMPOS LLANITO- GALA-GALAN.	159
14. CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS DE LOS CAMPOS LLANITO GALA-GALAN.	178
14.1 REGISTROS DEL ÁREA.....	178
14.1.1 Registro Resistividad.....	178
14.1.2 Registro SP.	180
14.1.3 Registro GR.....	180
14.2 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 1-CAMPO LLANITO.	181
14.3 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 2-CAMPO LLANITO.	183
14.4 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 3-CAMPO LLANITO.	184
14.5 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 4-CAMPO LLANITO.	185
14.6 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 5-CAMPO LLANITO.	186
14.7 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 6-CAMPO LLANITO.	187
14.8 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 7-CAMPO LLANITO.	188
14.9 CORRELACION ESTRATIGRAFICA CAMPO GALA.	189

14.10 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 9-CAMPO GALAN.	190
14.11 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 10-CAMPO GALAN.	191
Correlación 13 Bloque 10. Campo Galán.....	192
14.12 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 11-CAMPO GALAN.	192
14.13 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 12-CAMPO GALAN.	193
15. ANALISIS DE ESPESORES DE LAS ZONAS ACUIFERAS, CAMPOS LLANITO-GALA-GALAN.	196
16. ELABORACION DEL MODELO	214
16.1 DISEÑO DE LA MALLA.....	214
16.2 DEFINICIÓN DEL ESQUELETO	215
16.3 DEFINIR HORIZONTES.....	216
CONCLUSIONES.....	220
RECOMENDACIONES.	222
BIBLIOGRAFIA	223
ANEXOS	226

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1 Ubicación Geográfica-Polígono del bloque Magdalena Medio y área Llanito-Gala-Galán.	28
Ilustración 2 Historia de Producción Campo Llanito.	33
Ilustración 3 Historia de producción del campo Gala.	34
Ilustración 4 Historia de producción del campo Galán.	37
Ilustración 5 Yacimientos con empuje parcial de agua.....	42
Ilustración 6 Mapa de porosidades (en fracción) de la formación mugrosa, Campos Llanito, Gala, Galán.	50
Ilustración 7 columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.	51
Ilustración 8 Sección transversal de la cuenca valle medio del Magdalena.	54
Ilustración 9 Geología estructural del área Llanito-Gala-Galán, modelo 3D.....	54
Ilustración 10 Sistema fluvial.....	59
Ilustración 11 Diagrama que muestra la alta relación entre la geometría de un canal activo individual y la geometría, resultado de los cuerpos de arena formados por canales.	60
Ilustración 12 Depositación agradacional de canales meandriformes.....	61
Ilustración 13 Interpretación registro SP.	68
Ilustración 14 Filtraciones en el casing.....	79
Ilustración 15 Canales detrás del revestidor.....	80
Ilustración 16 Comunicación a través de una barrera	81
Ilustración 17 Conificación de agua.....	82
Ilustración 18 Estratos de alta permeabilidad.....	83
Ilustración 19 Reporte de datos de fluidos de agua de formación VMM	90
Ilustración 20 Subdivisiones de la formación mugrosa, bloque 1 campo Llanito.	92
Ilustración 22 Estado Mecánico del pozo Llanito 6.....	95
Ilustración 23 Ejemplo del archivo (.prn) que se importa a Petrel.	96
Ilustración 24 Generación de puntos correspondientes a valores de cloruros campo Llanito.	97
Ilustración 25 Despliegue de la geometría de pozos y Grid de las formaciones productoras.	98
Ilustración 26 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B1 campo Llanito.....	105

Ilustración 27 Diagrama tornado de cloruros fm Mugrosa B1	106
Ilustración 28 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa b2 campo Llanito.....	108
Ilustración 29 Diagrama tornado de cloruros fm Mugrosa B2.	109
Ilustración 30 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B3 campo Llanito.....	111
Ilustración 31 Diagrama tornado de cloruros fm mugrosa B3.....	112
Ilustración 32 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B4 campo Llanito.....	114
Ilustración 33 Diagrama tornado de cloruros Mugrosa B4.	115
Ilustración 34 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C1 campo Llanito.....	117
Ilustración 35 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C1.	118
Ilustración 36 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C2 campo Llanito.....	120
Ilustración 37 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C2.	121
Ilustración 38 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B1 campo Gala.....	123
Ilustración 39 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B1.	124
Ilustración 40 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B2 campo Gala.....	126
Ilustración 41 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B2.	127
Mapa 14 Cloruros campo Gala-Mugrosa B3.	128
Ilustración 42 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B3 campo Gala.....	129
Ilustración 43 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B3.	130
Ilustración 44 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B4 campo Gala.....	132
Ilustración 45 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B4.	133
Ilustración 46 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C1 campo Gala.....	135
Ilustración 47 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C1.	136
Ilustración 48 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C2 campo Gala.....	138
Ilustración 49 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C2.	139
Ilustración 50 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B1 campo Galán.....	141
Ilustración 51 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B1 campo Galán.	142

Ilustración 52 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B2 campo Galán.....	144
Ilustración 53 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B2 campo Galán.	145
Ilustración 54 Reporte de Crystall ball-cloruros formación Mugrosa B3 campo Galán.....	147
Ilustración 55 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B3 campo Galán.	148
Ilustración 56 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B4 campo Galán.....	150
Ilustración 57 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B4 campo Galán.	151
Mapa 22 Cloruros campo Galán, Mugrosa C1.	152
Ilustración 58 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C1 campo Galán.....	153
Ilustración 59 Diagrama tornado cloruros Mugrosa C1 campo Galán.	154
Ilustración 60 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Colorado campo Galán.....	156
Ilustración 61 Diagrama tornado cloruros fm Colorado campo Galán.	157
Ilustración 62 Figura 58 Diseño de la Malla para el campo Galán.	214
Ilustración 63 Horizontes del acuífero campo Galán	216
Ilustración 64 Armazón Bloque 8, Campo Gala.....	217
Ilustración 65 Modelo tridimensional de las zonas acuíferas campos Llanito, Gala.....	217
Ilustración 66 Modelo tridimensional de las zonas acuíferas campo Galán.	219

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Datos De La Cuenca VMM.....	26
Tabla 2 Potenciales a octubre de 2011, campos Llanito-Gala.	32
Tabla 3 . Potenciales a octubre de 2011, campos Galán	37
Tabla 4 Propiedades del yacimiento, Campo Llanito-Gala.....	38
Tabla 5 Presiones de Yacimiento, campo Llanito-Gala.....	38
Tabla 6 Producción acumulada por formación en los campos Llanito-Gala.	39
Tabla 7 Propiedades del yacimiento, Campo Galán.	39
Tabla 8 Presiones de Yacimiento, campo Galán.....	40
Tabla 9 Yacimientos de gas en solución.	41
Tabla 10 Yacimientos con empuje parcial de agua.	42
Tabla 11 Propiedades y características de la roca, formación Mugrosa.	48
Tabla 12 Tipos de roca formación mugrosa, Campos Llanito, Gala, Galán.	49
Tabla 13 Picks pozos Llanito-14 y Llanito 10.	88
Tabla 14 Well Header pozos Llanito 10 y Llanito 14.	88
Tabla 15 Análisis de Laboratorio, Propiedades del agua de trabajo	91

LISTA DE MAPAS

Pág.

Mapa 1 Sistema de fallas área Llanito-Gala-Galán.....	53
Mapa 2 Mapa Estructural del tope de la formación Mugrosa campo Llanito	55
Mapa 3 Mapa Estructural del tope de la formación Mugrosa campo Gala.....	56
Mapa 4 Estructural del tope de la formación Colorado campo Galán.	57
Mapa 5 Distribución de Bloques, campos Llanito, Gala, Galán.....	86
Mapa 6 Cloruros campo Llanito-mugrosa B1.	104
Mapa 7 Cloruros campo Llanito-Mugrosa B2.	107
Mapa 8 Cloruros campo Llanito-mugrosa B3.....	110
Mapa 9 Cloruros campo Llanito-Mugrosa B4.	113
Mapa 10 Cloruros campo Llanito-Mugrosa C1.....	116
Mapa 11 Cloruros campo Llanito-Mugrosa C2.....	119
Mapa 12 Cloruros campo Gala-Mugrosa B1.	122
Mapa 13 Cloruros campo Gala-Mugrosa B2.	125
Mapa 14 Cloruros campo Gala-Mugrosa B3.	128
Mapa 15 Cloruros campo Gala-Mugrosa B4.	131
Mapa 16 Cloruros campo Gala-Mugrosa C1.....	134
Mapa 17 Cloruros campo Gala-Mugrosa C2.....	137
Mapa 18 Cloruros campo Galán-Mugrosa B1.....	140
Mapa 19 Cloruros campo Galán-Mugrosa B2.	143
Mapa 20 Cloruros campo Galán-Mugrosa B3.	146
Mapa 21 Cloruros campo Galán, Mugrosa B4.	149
Mapa 22 Cloruros campo Galán, Mugrosa C1.	152
Mapa 23 Cloruros campo Galán-Colorado.....	155
Mapa 24 BSW campo Llanito-Mugrosa B1.	160
Mapa 25 BSW campo Llanito-Mugrosa B2.	161
Mapa 26 BSW campo Llanito-Mugrosa B3.	162
Mapa 27 BSW campo Llanito-Mugrosa B4.	163
Mapa 28 BSW campo Llanito-Mugrosa C1.	164
Mapa 29 BSW campo Llanito-Mugrosa C2.	165
Mapa 30 BSW campo Gala-Mugrosa B1.	166
Mapa 31 BSW campo Gala -Mugrosa B2.	167
Mapa 32 BSW campo Gala-Mugrosa B3.	168
Mapa 33 BSW campo Gala-Mugrosa B4.	169
Mapa 34 BSW campo Gala-Mugrosa C1.	170

Mapa 35 BSW campo Gala-Mugrosa C2.	171
Mapa 36 BSW campo Galán -Mugrosa B1.	172
Mapa 37 BSW campo Galán -Mugrosa B2.	173
Mapa 38 BSW campo Galán -Mugrosa B3.	174
Mapa 39 BSW campo Galán -Mugrosa B4.	175
Mapa 40 BSW campo Galán -Mugrosa C1.	176
Mapa 41 BSW campo Galán -Colorado.	177
Mapa 42 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B1.....	198
Mapa 43 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B2.....	199
Mapa 44 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B3.....	200
Mapa 45 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B4.....	201
Mapa 46 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa C1.	202
Mapa 47 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B1.....	203
Mapa 48 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B2.....	204
Mapa 49 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B3.....	205
Mapa 50 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B4.....	206
Mapa 51 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa C1.	207
Mapa 52 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B1.....	208
Mapa 53 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B2.....	209
Mapa 54 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B3.....	210
Mapa 55 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B4.....	211
Mapa 56 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa C1.	212
Mapa 57 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-Colorado.	213

LISTA DE CORRELACIONES

	Pág.
Correlación 1 Zona norte bloque 1.....	181
Correlación 2 Zona central bloque 1.Campo Llanito.	182
Correlación 3 Zona sur bloque 1.Campo Llanito.	182
Correlación 4 Zona norte-bloque 2. Campo Llanito.....	183
Correlación 5 Zona sur-bloque 2. Campo Llanito.....	184
Correlación 6 Bloque 3 Campo Llanito.....	185
Correlación 7 Bloque 4. Campo Llanito.....	186
Correlación 8 Bloque 5.Campo Llanito.....	187
Correlación 9 Bloque 6. Campo Llanito.....	188
Correlación 10 Bloque 7. Campo Llanito.....	189
Correlación 11 Bloque 8 Campo Gala.....	190
Correlación 12 Bloque 9.Campo Galán.....	191
Correlación 13 Bloque 10. Campo Galán.....	192
Correlación 14 Bloque 11.Campo Galán.....	193
Correlación 15 Bloque 12. Campo Galán.....	194

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo 1 Hojas de Excel correspondientes a valores de cloruros clasificados por subdivisión de la formación Mugrosa B y C. para los campos Llanito-Gala-Galán.	226
Anexo 2 Producción Acumulada de aceite y agua para cada bloque del campo Llanito.....	232
Anexo 3 Comportamiento del BSW, campo Llanito, Gala, Galán.....	233

TITULO: IDENTIFICACIÓN DE ZONAS ACUÍFERAS EN LOS CAMPOS LLANITO, GALA, Y GALÁN, MEDIANTE CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.*

AUTOR: EDWIN FERNANDO HERNANDEZ LADINO**

PALABRAS CLAVES: Acuífero, BSW (Basic Sediments and Water), Cloruro, VMM (valle medio del Magdalena), correlación.

RESUMEN

El agua afecta todas las etapas de la vida de un campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Este flujo de agua a través del yacimiento, invade las tuberías de producción y las instalaciones de procesamiento, lo cual trae consecuencias desfavorables; es así que la compañía Colombiana ECOPETROL S.A busca formas económicas para mejorar la producción y los servicios de control de agua de los campos Llanito, Gala y Galán en la cuenca del VMM.

Este proyecto busca identificar aquellas zonas, que a lo largo de la historia de producción de los campos, han aportado gran cantidad de agua. Para este propósito se debe conocer muy bien la geología del área, las características del yacimiento y la historia de producción. Además, se involucran los conceptos básicos, los factores influyentes, así como los problemas causados por este fenómeno; utilizando conjuntamente el ion cloruro para conocer la distribución de la salinidad a lo largo de la formación Mugrosa y el uso del BSW para conocer cuales zonas tienen mayor potencia de agua.

De esta manera se lleva a cabo un análisis avanzado de ingeniería, el cual se fundamenta en diversos procesos derivados de la combinación de herramientas disponibles como PETREL®, ArcGis®, Crystal Ball® y otros programas computacionales, para finalizar con un modelo tridimensional de las zonas acuíferas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físico- Químicas, Escuela de Ingeniería de petróleos, director. Jorge Andrés Sachica.

TITLE: IDENTIFICATION OF WATER-BEARING ZONES AT THE FIELDS LLANITO, GALA AND GALAN, BY MEANS OF CHARACTERIZATION OF FLUIDS AND STRATIGRÁFICS CORRELATION.*

AUTHOR: EDWIN FERNANDO HERNANDEZ LADINO**

KEYWORDS: Acuífero, BSW (Basic Sediments and Water), Cloruro, VMM (Middle Valley of the Magdalena), correlación.

ABSTRACT

Water affects all stages of the life of in an oil field, from exploration to field abandonment, through development and production of the same. This flow of water through the reservoir brings adverse consequences, so that the Colombian company ECOPEPETROL S.A is looking for inexpensive ways to improve production and control of water services in the following fields Llanito, Gala and Galan in the VMM basin.

This project seeks to identify those areas that have contributed large amounts of water throughout the history of field production. Therefore, for this purpose we must be very familiar with the geology areas, reservoir characteristics and production history. In addition, these basic concepts include the influential factors and the problems caused by this phenomenon, using the chloride ion for the distribution of the salinity along of the Mugrosa formation, by using BSW in order to know which areas have more power of water.

This will be done by engineering analysis of, which is based on different processes, resulting from the combination of tools available such as PETREL®, ArcGis®, Crystal Ball and other computer programs, to finish with a three-dimensional model of the watersheds.

* Work of degree

** Faculty of Physic- Chemical Engineering, Petroleum Engineering School. Jorge Andrés Sachica.

INTRODUCCION

En los campos maduros, el agua suele percibirse como un mal necesario. Si bien el agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, el exceso de agua producida representa un pasivo y un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas.

La producción de agua en los campos Llanito, Gala y Galán operados por ECOPETROL S.A, presentan el comportamiento esperado para cualquier campo maduro, en los cuales la producción de agua aumenta sustancialmente con el paso de los años. Actualmente tienen una producción de 3.344 BOPD con un BSW del 57% para el campo Llanito, 2.212 BOPD con BSW del 33% para el campo Gala y 1.189 BOPD con BSW del 10 % para el Galán; teniendo presente la superioridad del agua y su aumento constante respecto al aceite, por esta razón es importante identificar las zonas en la formación productora (Mugrosa zona B y zona C) ya estas aportan mayor cantidad de agua a la producción de aceite.

Debido al aumento del corte de agua se elaboro este proyecto a fin de identificar aquellas zonas acuíferas por medio de registros de pozos, que juegan un papel importante en el proyecto, ya que al correlacionarlos e interpretarlos nos proporciona aquellos intervalos de agua con espesores considerables; estas aguas tienen como su principal constituyente el ion cloruro que es uno de los trazadores químicos clásicos del agua de formación, el cual nos proporciona información acerca de los procesos físicos y químicos que ocurren en el yacimiento desde la depositación hasta la época actual. Con el estudio de los iones disueltos se incrementa la caracterización del yacimiento en la cuenca, para el área en estudio se presenta una salinidad variable que va desde los 20.00ppm hasta los 40.000 ppm a medida que se profundiza en la formación, y que es un valor que contribuye en el objetivo de este proyecto. Además, se utiliza información trascendental como datos geológicos, BSW, estados mecánicos de

pozos e histórico de eventos los cuales nos permiten conocer y entender un poco más sobre comportamiento del yacimiento.

Ya realizada la adquisición de datos se carga la información en un software especializado de E&P como los es PETREL ® con el apoyo ArcGis y Crystal Ball entre otros, para, de esta manera realizar la interpretación y el modelo tridimensional de las zonas acuíferas.

Con este trabajo, además de aportar información importante y necesaria de yacimiento que puede ser utilizada por Ecopetrol S.A en estudios posteriores, se pretende dejar de manera muy clara los elementos básicos asociados a la geología del petróleo del área Llanito, Gala. Galán que pueda ser útil a futuro por estudiantes de ingeniería de petróleos y personas en general.

1. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

Hasta principios de los años ochenta la cuenca del Valle Medio del Magdalena aportó la mayor parte del petróleo producido en Colombia. La exploración comercial comienza a principios del siglo XX con el yacimiento del campo la Cira infantas continuando con el descubrimiento de numerosos yacimientos de menor extensión a este pero de considerables reservas. Varios de estos yacimientos ya han pasado su etapa primaria de producción y algunos otros ya comenzaron su etapa de producción secundaria por inyección de agua.

Los mayores volúmenes de aceite original in situ (OOIP) se encuentran en esta cuenca aproximadamente 10.392 millones de petróleo (MMBO) que representan el 38% del OOIP del país.

Contiene 51 campo petrolíferos. De estos campos, existen algunos que por sus características fueron sometidos a recobro mejorado convencional, mediante inundación de agua, como el campo Casabe y el campo la Cira para aumentar la producción de petróleo de ellos y optimizar el factor de recobro de hidrocarburos

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las cordilleras oriental y central de los Andes colombianos, las cuales constituyen sus límites oriental y occidental respectivamente su extensión aproximada es de 32.949 Km².

La secuencia cretácica está compuesta por depósitos calcáreos y siliciclásticos de origen marino a transicional. En contraste, las rocas cenozoicas fueron acumuladas principalmente en ambientes continentales (abanicos aluviales y depósitos fluviales con alguna influencia marina). Tres fases de deformación han sido reconocidas: 1) Fase extensional, 2) Cabalgamiento y 3) Transcurrencia, relacionadas con la mayor parte de las trampas de la cuenca.

1.1. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO DE LA CUENCA VMM.

1.1.1. Evidencia de Hidrocarburos

Después de casi un siglo de exploración en la cuenca, se han descubierto cerca de 2412 MBP y 2,5 TPCG en 51 campos. Dentro de ellos, La Cira-Infantas es el primer campo gigante descubierto en Colombia.

1.1.2. Roca Generadora

Las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo. Su kerógeno es de tipo II, y la reflectancia de vitrinita (R_o) es de 1,1 – 1,2 %.

1.1.3. Migración

La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos. Se han identificado tres tipos: 1) Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2) Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno. 3) Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

1.1.4. Roca Reservorio

El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (Formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa), con promedios de porosidad entre 15-20% y permeabilidad de 20-600 md. Los depósitos calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna)

poseen un importante potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.

1.1.5. Roca Sello

Las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste, Las arcillolitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

1.1.6. Trampas

Cuatro importantes tipos de trampas han sido identificadas: 1) Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento (Contractional fault-related folds hidden beneath surface thrust). 2) Estructuras “dúplex” de cabalgamiento con cierre independiente. 3) Cierres dependientes de falla. 4) Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes

Tabla 1 DATOS DE LA CUENCA VMM.

Area de la cuenca	32 949 km ² /3 294 492 Ha
Pozos perforados	7310
Sísmica 2D	212 programas, 2064 líneas, 27 760,41 km
Sísmica 3D	29 programas, 2438,08 km ²
Campos descubiertos	51
Roca fuente	La luna-simiti-tablazo-rosablanca-Umir.
Roca reservorio	Lisama-esmeraldas-la paz colorado-mugrosa.
Roca sello	Simiti-umir-esmeraldas-mugrosa-la cira-colorado

Fuente: ANH

2. AREA LLANITO-GALA-GALAN

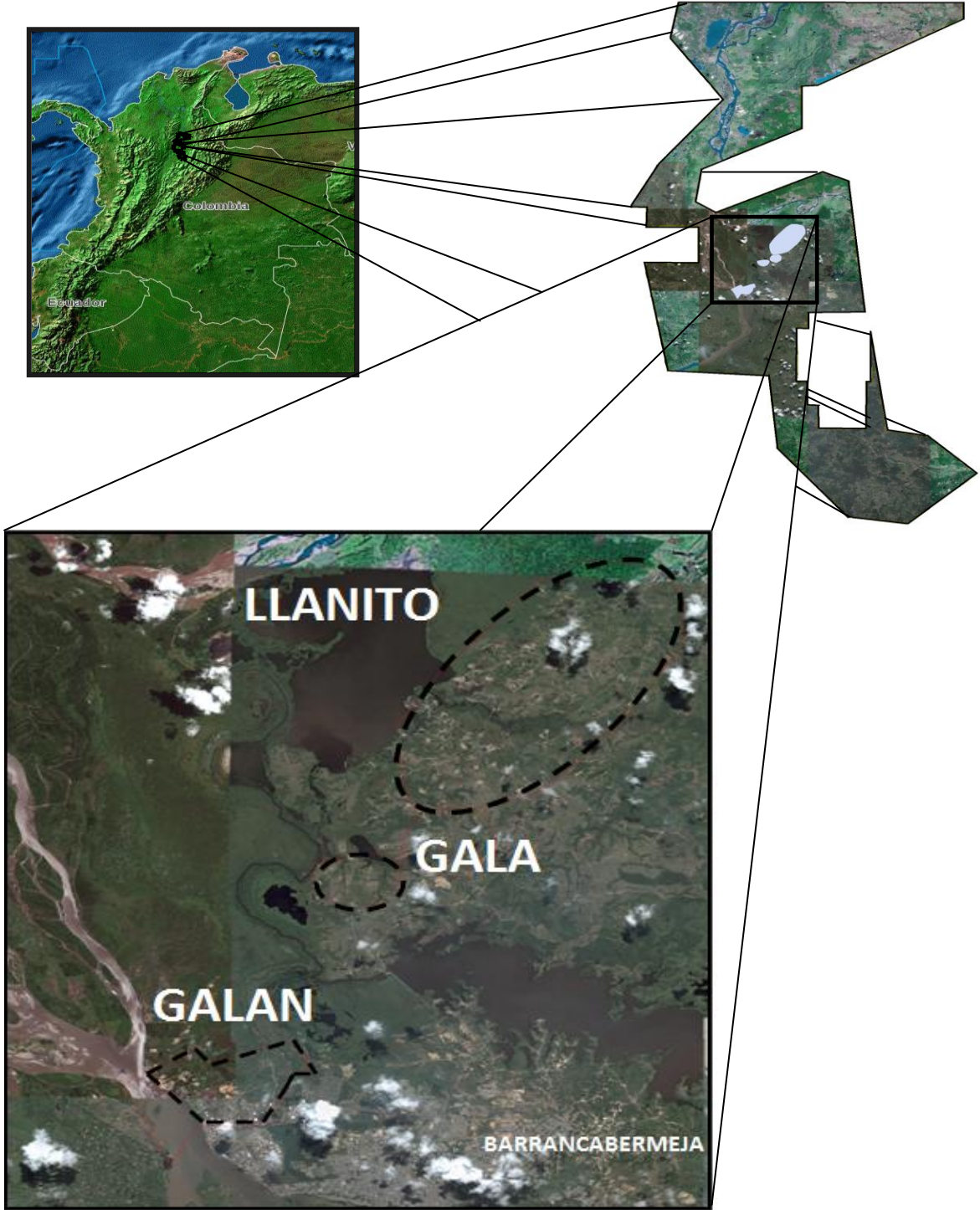
El área productiva Llanito, Gala Galán se encuentra localizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiente a la parte Norte de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el Río Magdalena, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito. El aceite original reportado en la actualidad de 5556 BOPD con un BSW promedio del 57% y 91 pozos activos a Julio de 2011 para el campo Llanito-Gala y 1189 BOPD a octubre de 2011 para el campo Galán.

Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288.000 a 1'277.000

E: 1'022.000 a 1'030.000

Ilustración 1 Ubicación Geográfica-Polígono del bloque Magdalena Medio y área Llanito-Gala-Galán.



Fuente: Autor

2.1. CAMPO LLANITO-GALA

2.1.1. Reseña histórica del campo Llanito-Gala

El programa de exploración empezó el 19 de febrero de la 1955 con la perforación del pozo Llanito-1, que alcanzó los 13500 pies, tocando las formaciones del grupo Calcáreo Basal sin encontrar manifestación de hidrocarburos.

Cinco años más tarde en el mes de octubre se perforaron siete pozos adicionales teniendo como objetivo el terciario (zona B y C de la formación mugrosa) , Llanito 6 y Llanito 8 que fueron abandonados por su alta producción de agua. El pozo Llanito 9 empezó su campaña de perforación el 27 de octubre de 1960, llegando a una profundidad de 7798 pies y por registros como Inducción, Micro Caliper, Dip Meter y Gamma Ray tomado desde 2600 a 7758 pies, fueron cañoneados los intervalos de las formaciones de Mugrosa “B” Y “C” y Esmeraldas “D”, que dio lugar al descubrimiento del Campo Llanito con una producción inicial de 580 BOPD por flujo natural.

2.1.2. Desarrollo del campo Llanito-Gala

A partir del año 1961 se inicia la explotación del Campo Llanito y en octubre de 1964 ya se habían perforaron 44 pozos considerados como parte del primer periodo de desarrollo, de los cuales dos fueron secos, tres gasíferos y el resto productores de aceite.

Durante 1977 se terminó el Pozo Llanito Norte-1, que fue posteriormente abandonado (seco) definiendo el límite Norte del área productora.

El segundo periodo de desarrollo del Campo Llanito se inicia a partir de 1981 con la perforación de ocho pozos reduciendo el área de 120 a 60 acres. Durante este tiempo se perforaron 30 pozos, de los cuales 28 fueron productores.

A finales de 1985 se descubre el campo Gala, ubicado al Sur del Campo Llanito, su desarrollo se completa en 1987 con la perforación de nueve pozos. Adicionalmente en 1988 se perforaron los pozos Cardales- 1 y Yuma-1.

En el primer semestre del año 2004 se dio inicio a la tercera campaña de desarrollo del área, que incluyó la perforación de cinco pozos, (Gala-1 Norte, Gala-9, Llanito-105, Cardales -2 y Cardales -3) con corazonamiento de 148 pies en el Pozo Gala-1 Norte, donde se recuperaron 125.5 pies de los intervalos de interés en las zonas B y C de la Formación Mugrosa; adicionalmente se adquirieron registros especiales, como el de resonancia magnética, y muestreo de fluidos para análisis PVT utilizando sensor óptico de fluidos.

2.1.3. Historia de producción Llanito-Gala.

(1961-1964): El primer periodo de producción comercial del Campo Llanito inició en 1964 con 42 pozos productores, de los que se obtuvo un promedio de producción de 1400 BOPD, (corte de agua 15% y GOR de 450 SCF/STB).

(1964-1967): Este periodo se caracterizó por un mantenimiento en la producción de 2400 BOPD en promedio. Y BSW de 25% debido a trabajos remediales.

(1968): Se observó una declinación constante, del 6% anual en la producción de aceite, y un incremento paulatino del corte de agua en la zona. Este periodo finalizó con una producción promedia de 1800 BOPD, 45% BSW y un GOR de 350 SCF/STB.

(1976-1981): Se observó un incremento en la producción de aceite del Campo Llanito a 1.800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales.

(1981-1984): Segunda campaña de desarrollo, se observa la tendencia ascendente en la producción del área como resultado del programa de perforación en el Campo Llanito, alcanzando una producción máxima aproximada de 4000 BOPD y un BSW del 45% y GOR de 1200 SCF/STB aproximadamente.

(1985): Se produce el descubrimiento y desarrollo del campo Gala el cual aportó inicialmente 590 BOPD con GOR de 200 SCF/STB.

(1985-1987): Se perforaron 10 pozos en el Campo Gala alcanzando una producción aproximada de 2.300 BOPD, con un BSW del 20%, y una GOR de 200 SCF/STB.

(1988): Se produce el descubrimiento del Campo Cardales el cual aportó inicialmente 628 BIs de aceite con un BSW del 2% y GOR de 57 SCF/STB.

(1989-1999): La producción del área ha venido con una declinación aproximada del 10% anual manteniéndose por los trabajos de cañoneo adicional, especialmente en el Campo Llanito-Gala.

(2004): Se dio inicio a la tercera campaña de desarrollo del área. Los pozos Llanito 105, Gala 9, Gala 1 N, Cardales-2 y Cardales-3 fueron perforados entre el 29 de febrero y el 25 abril del 2004. El aporte en términos de producción incremental durante esta campaña de desarrollo fue de 1.476 BOPD.

Tabla 2 Potenciales a octubre de 2011, campos Llanito-Gala.

POTENCIAL OIL / CAMPO (BOPD)

<i>Gala</i>	2.212
<i>Llanito</i>	3.344
TOTAL	5.556

POTENCIAL AGUA- CAMPO (%)

<i>Gala</i>	2.793	33.5%
<i>Llanito</i>	4.776	57.3%
TOTAL	7.569.....	100%

POTENCIAL GAS -CAMPO (KPCD)

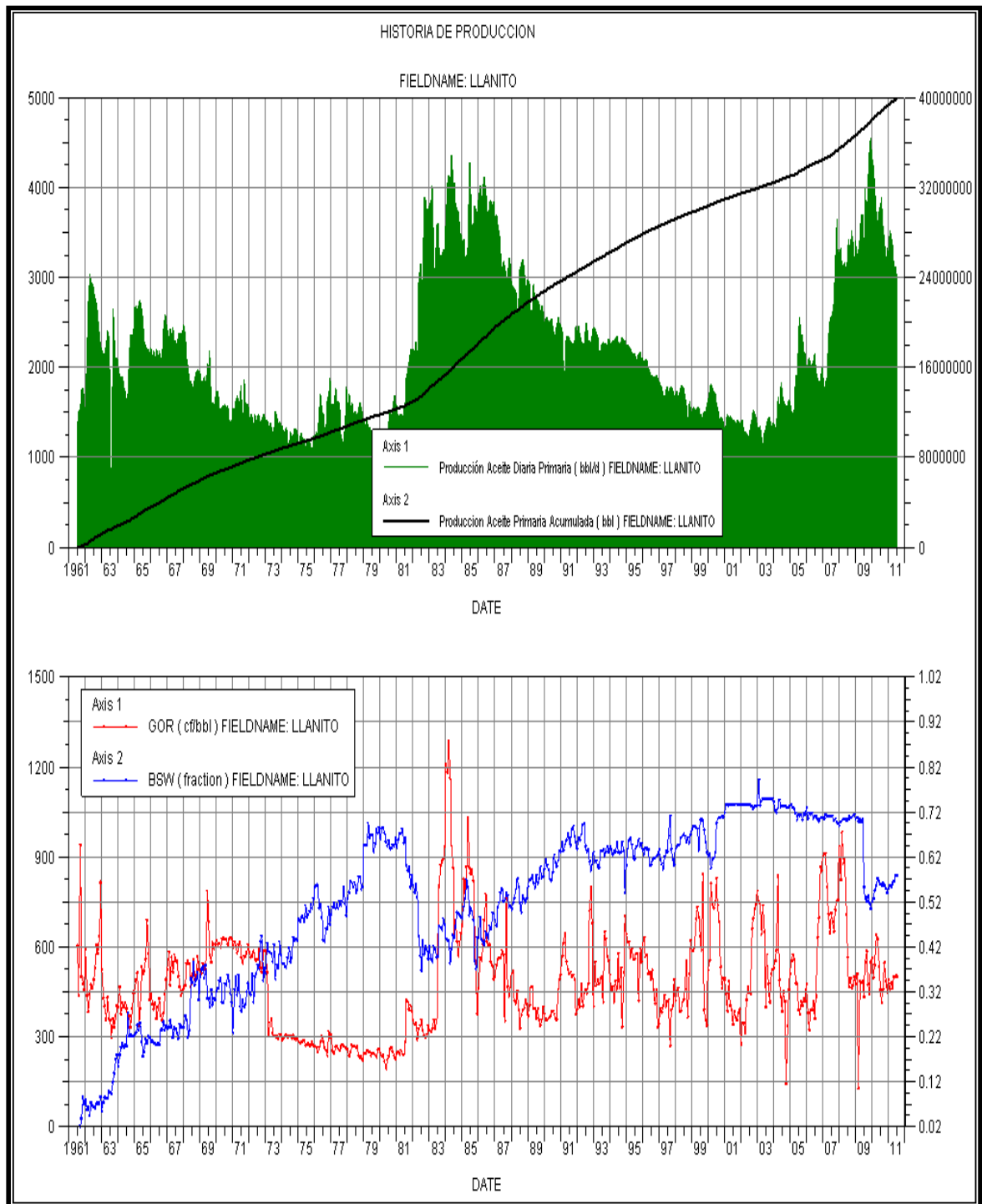
<i>Gala</i>	510
<i>Llanito</i>	2.120
TOTAL	2.630

NUMERO DE POZOS ACTIVOS POR CAMPO

<i>Gala</i>	36
<i>Llanito</i>	55
TOTAL	91

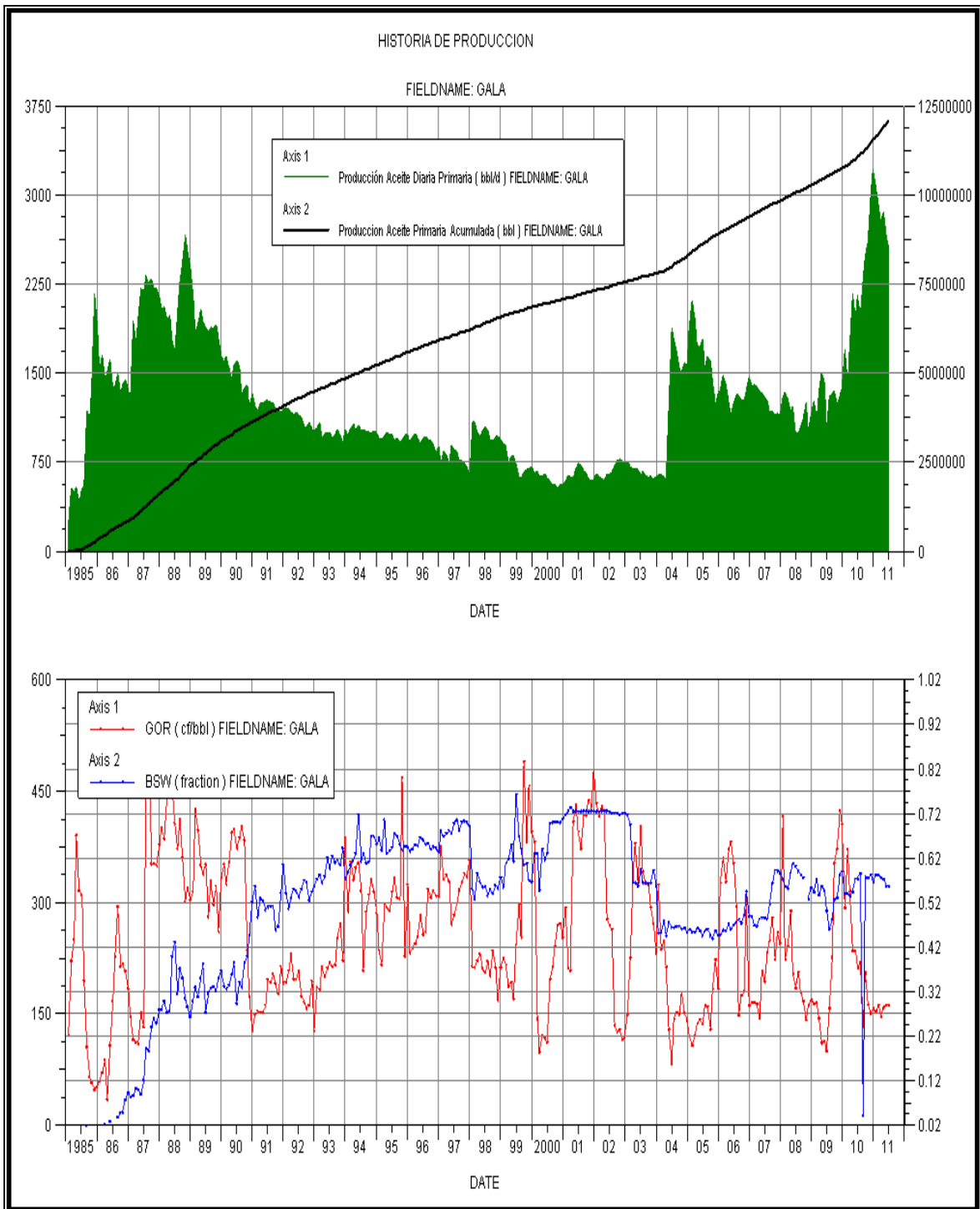
Fuente: Área de Producción Llanito-Gala, ECOPEPETS.A

Ilustración 2 Historia de Producción Campo Llanito.



Fuente. Área Llanito. Bogotá: ECOPETROL S.A., 2011

Ilustración 3 Historia de producción del campo Gala.



Fuente. Área Gala. Bogotá: ECOPETROL S.A., 2011

De acuerdo al comportamiento de la producción, el yacimiento ha mostrado un descenso en la presión que se observa más drástico en los primeros cinco años de producción, sin embargo después desde este tiempo la presión trata de mantenerse, así que se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

2.2. CAMPO GALAN.

2.2.1 Reseña histórica del campo Galán.

La explotación del campo Galán dio inicio la Tropical Oil Company en el año de 1945, al poner en producción al pozo Galán 3 , el cual aportó 643 BOPD, con un corte de agua aproximado del 2%. Durante 1946 la Tropical Oil Company perforó cuatro pozos y suspendió la explotación del campo por no encontrar niveles de producción atractivos. En el año 1953, ECOPETROL S. A reinició actividades de perforación, entre los años de 1954 a 1964, dio inicio a su campaña de desarrollo.

2.1.2. Historia de producción campo Galán

(1945) Se dio inicio a su producción con el pozo Galán 3 que aportó 643 BOPD con un corte de agua del 2%. Año que fue suspendido por baja producción.

(1953): Ocho años más tarde reinicia actividades de perforación ECOPETROL S.A.

(1954-1964): Dio inicio a su campaña de desarrollo , estableciendo un modelo rectangular de espaciamiento de 26 acres para pozos perforados verticalmente y de 13 acres para los 17 pozos desviados, que fueron perforados desde 3 localizaciones múltiples (islas), con el fin de perforar las arenas petrolíferas situadas por debajo del lecho del Rio Magdalena. Acciones que permitieron

aumentar gradualmente la producción de petróleo en este campo. Llegando a sus niveles más altos en abril de 1955 con un aporte de 5390 BOPD y un corte de agua menor al 1% con un total de 28 pozos activos.

(1964): Hasta este año se habían perforado 80 pozos, incluyendo 19 pozos en el campo San Silvestre, el cual se había descubierto en 1958 como una continuidad del campo Galán hacia el Norte.

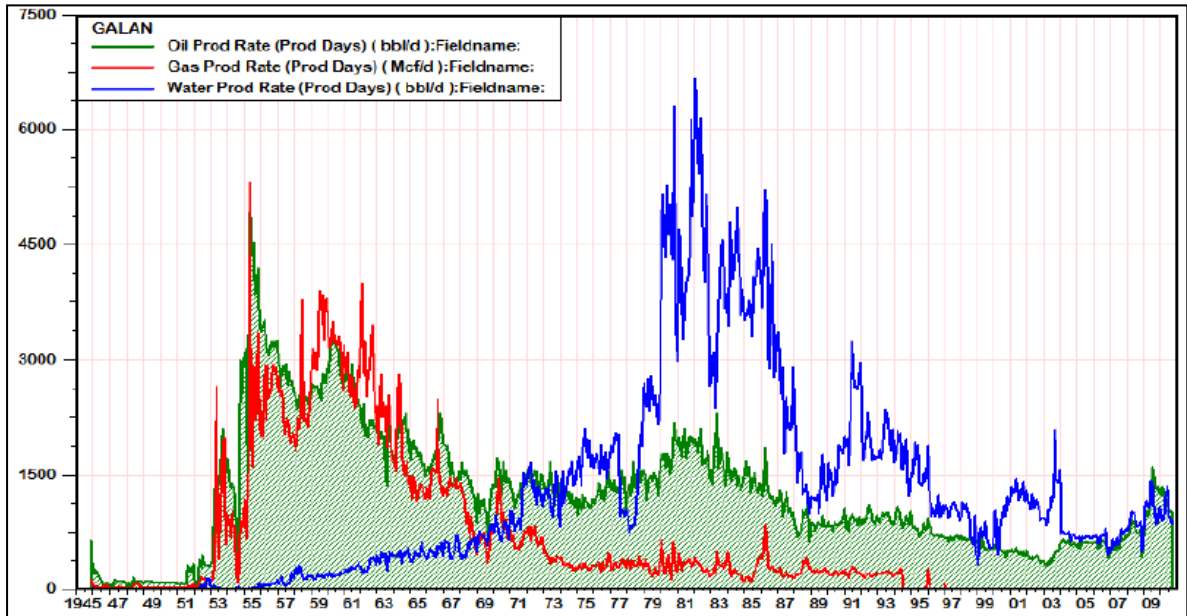
(1977): Se dio inicio al desarrollo Secundario en el campo Galán mediante inyección de agua permitiendo aumentar la tasa de producción durante unos años. La inyección de agua se suspende en 1986 por motivos de represión en el yacimiento.

(1980): Se implantó en el Campo San Silvestre el piloto de inyección de agua carbonatada, suspendiéndose por problemas de corrosión en los pozos que conformaban el modelo.

(1989): Se dio inicio al piloto de inyección cíclica de CO₂, en el campo Galán el cual se suspendió al año siguiente básicamente por falta de disponibilidad de gas. Hasta la fecha estos campos se han perforado 145 pozos de los cuales 30 se encuentran activos

(2010): En el año 2010 debido al proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja que tiene como objeto la ampliación de la capacidad del tipo de crudo que se maneja, además una conversión profunda con las mejores tecnología de procesamiento, se estudio la posibilidad de reubicar o abandonar algunos pozos del campo Galán ya que se encuentran en el área prevista para la expansión de la refinería.

Ilustración 4 Historia de producción del campo Galán.



Fuente: Fuente. Área Galán. Bogotá: ECOPETROL S.A., 2009

Tabla 3 . Potenciales a octubre de 2011, campos Galán

POTENCIAL OIL –GALAN (BOPD)

<i>Galán</i>	1.189
--------------	-------

POTENCIAL AGUA –GALAN (%)

<i>Galán</i>	769.....9.1%
--------------	--------------

POTENCIAL GAS –GALAN (KPCD)

<i>Galán</i>	0
--------------	---

NUMERO DE POZOS ACTIVOS/ CAMPO GALAN

<i>Galán</i>	30
--------------	----

Fuente: Área de Producción Llanito-Gala, ECOPETROL S.A

3. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO CAMPOS LLANITO-GALA-GALAN.

Tabla 4 Propiedades del yacimiento, Campo Llanito-Gala

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO			
PARAMETRO	UNIDADES	MUGROSA B	MUGROSA C
PROF. promedio	Pies	5200	5800
H promedio	Pies	50	40
Ø promedio	Porcentaje	17	18
K promedio	Md	150	180
Swi	porcentaje	40	40
Presión de Yacimiento	Psi	2400	2800
Temperatura de Ycto	°F	135	140
Salinidad agua	ppm	23500	29900
Viscosidad	Cp	19.4	
F.V.F	RB/STB	1.094	1.105
GOR	SCF/STB	200	200
Gravedad específica	API	21	23

Fuente: Producción incremental área Llanito. Bogotá: ECOPEPETROL S.A., 2009.

Tabla 5 Presiones de Yacimiento, campo Llanito-Gala.

PRESIONES DE YACIMIENTO		
CAMPO	MUGROSA B	MUGROSA C
Llanito	2250 psi	2700 psi
Gala	2280 psi	2600 psi

Fuente: Producción incremental área Llanito. Bogotá: ECOPEPETROL S.A., 2009.

Las características promedio del crudo que se produce en este campo corresponden a la Zona B, de la Formación Mugrosa, el cual tiene una gravedad promedio entre 20° y 22° API, con un GOR promedio de 500 y 400 SCF/STB respectivamente

Con base en la información presentada en las tablas, la zona B y C son las formaciones con mejores propiedades de yacimiento del campo y teniendo en cuenta la producción acumulada, mediante el siguiente diagrama se puede afirmar el gran desempeño que ha tenido en su vida productiva la formación mugrosa por esto se escogió dicha formación como base de estudio.

Tabla 6 Producción acumulada por formación en los campos Llanito-Gala.

FORMACION	PETROLEO-MBL	GAS -MPC	AGUA-MBL
<i>Colorado</i>	1,362	671,440	4,861
<i>Mugrosa B</i>	20,666	10,707,871	25,487
<i>Mugrosa C</i>	11,258	4,970,147	10,546
<i>Esmeralda</i>	0,411	164,886	0,281
<i>Toro shale</i>	0,628	364,520	0,650
TOTAL	34,324	16,878,864	41,825

Fuente: información de Producción campo Llanito

En el Campo Galán parte de su producción proviene de Formación Colorado.

Tabla 7 Propiedades del yacimiento, Campo Galán.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

PARAMETRO	UNIDADES	COLORADO
<i>Espesor neto</i>	Pies	26
<i>Ø promedio</i>	porcentaje	21
<i>K</i>	md	250
<i>Swi</i>	porcentaje	25
<i>Salinidad de agua</i>		20000
<i>Presión de Yacimiento</i>	Psi	1880
<i>Presión actual</i>	°F	1600
<i>Gravedad especifica</i>	API	18.5
<i>Viscosidad</i>	Cp	19.4
<i>GOR inicial</i>	SCF/STB	150
<i>BSW inicial</i>	porcentaje	0

Fuente: Producción incremental área Galán. Bogotá: ECOPETROL S.A., 2009.

Tabla 8 Presiones de Yacimiento, campo Galán.

PRESIONES DEL YACIMIENTO

CAMPO	MUGROSA B	MUGROSA C	COLORADO
Galán	2370 psi	2780 psi	1880 psi

Fuente: Producción incremental área Galán. Bogotá: ECOPETROL S.A., 2009.

Para el área Llanito Gala Galán de acuerdo al comportamiento de la producción se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

El Empuje por Gas en Solución es a veces llamado Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo. En un reservorio de Empuje por Gas en Solución no existe capa de gas, asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como Empuje por Expansión de Fluidos. Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil.

3.1 YACIMIENTOS DE GAS EN SOLUCION

Tabla 9 Yacimientos de gas en solución.

CARACTERITICAS	TENDENCIA
<i>Presión del yacimiento</i>	Declina rápidamente y continuamente
<i>GOR de superficie</i>	Primero es bajo, luego se eleva hasta un máximo y luego cae.
<i>Producción de agua</i>	Ninguna –parcialmente
<i>Comportamiento del pozo</i>	Requiere bombeo desde la etapa inicial
<i>Recuperación esperada</i>	5 al 30% del OOIP

Fuente: yacimientos, oliproduction.net

El yacimiento de los campos Llanito-Gala-Galán también es sometido a un empuje parcial de agua. En este tipo de yacimiento cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al yacimiento de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. La Intrusión ocurre debido a:

(a) Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

(b) El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al yacimiento de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie. Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los yacimientos por empuje de agua se denominan:

(c) Reservorios por empuje de fondo, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse

verticalmente. En este tipo de reservorios la Conificación puede convertirse en un gran problema.

(d) Reservorios por empuje lateral, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados.

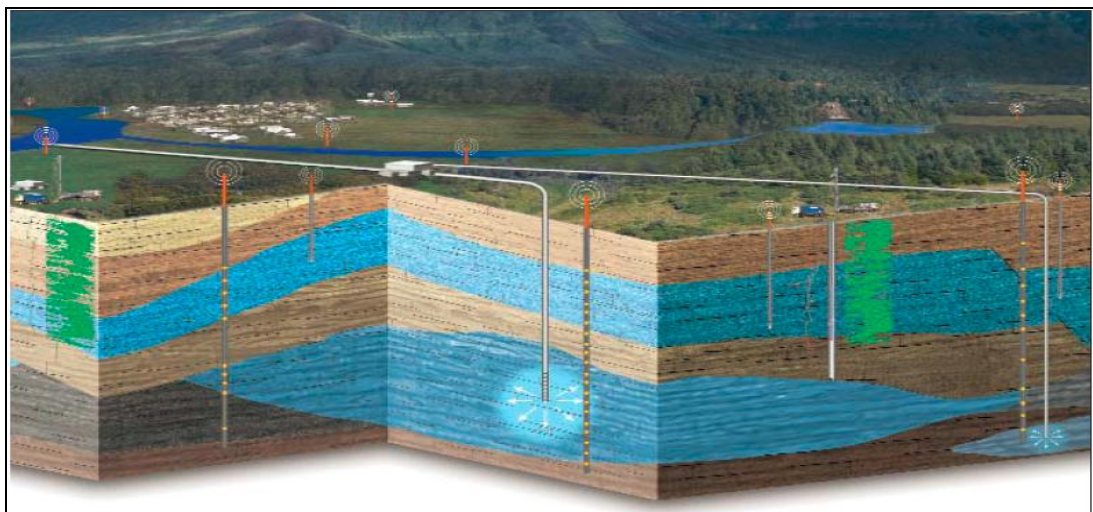
3.2 YACIMIENTOS CON EMPUJE PARCIAL DE AGUA.

Tabla 10 Yacimientos con empuje parcial de agua.

CARACTERISITCAS	TENDENCIA
<i>Presión de yacimiento</i>	Permanece alta
<i>GOR de superficie</i>	Permanece bajo
<i>Producción de agua</i>	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables.
<i>Comportamiento del pozo</i>	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva
<i>Recuperación esperada</i>	10 al 70% del OOIP

Fuente: yacimientos, oliproduction.net

Ilustración 5 Yacimientos con empuje parcial de agua



Fuente: "control de agua" oilfield review

4. GEOLOGIA DEL AREA.

La geología es uno de los factores que ejerce mayor influencia sobre la presencia y distribución del agua subterránea (acuíferos) en la corteza terrestre. El ambiente físico donde ocurren los procesos hidrogeológicos es netamente geológico; las aguas subterráneas se acumulan y se mueven en el interior de las formaciones geológicas (roca-sedimento). El tipo de roca, las estructuras geológicas y los depósitos no consolidados, condicionan el funcionamiento de los acuíferos. Así mismo, las condiciones hidrodinámicas y las propiedades geológicas de las rocas y sedimentos determinan la composición química del agua que contienen.

Los campos Llanito-Gala-Galán presentan ambientes geológicos muy variados y muy complejos. En el subsuelo se encuentran rocas y sedimentos de distinta litología, edad y origen, que determinan sus características y propiedades para la circulación del agua (medio poroso o fracturado) y su capacidad para almacenarla y transmitirla. Debido a los procesos geológicos que han sufrido algunas formaciones litológicas, se han conformado estructuras y zonas con condiciones singulares para la acumulación y distribución de las aguas subterráneas.

4.1. TERCIARIO.

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

4.2 FORMACIÓN REAL.

Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores grises verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

4.3 FORMACIÓN COLORADO.

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

4.4 FORMACIÓN MUGROSA.

Es de edad oligoceno inferior, conformada por depósitos fluviales en un ambiente que varía entre meandriforme-anastomosado, es una de las formaciones más importantes en la explotación de hidrocarburos en Colombia. La Formación Mugrosa presenta una secuencia de arenisca gris verdosas, lodolitas grises y capas de areniscas conglomeráticas, intercaladas con shales y lodolitas. Está compuesta en su tope por un paquete de lutita de aproximadamente 200 ft de espesor, con abundante bioturbación. Ésta es una de las unidades más productivas de petróleo en la concesión de Mares. El ambiente de depositación se considera como continental fluvial, conformada por canales meandriformes que se caracterizan por ser granodecrecientes hacia el tope en la facies de canal y granocreciente en la facies de crevasse splay (Ortiz, A. 2001).

4.4.1. Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blanca. Con un espesor promedio de 550 pies, (Estudio integrado de yacimientos Campo Llanito Gala, 2003).

4.4.2. Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies. El contacto inferior de la Formación Mugrosa es aparentemente discordante con la Formación Esmeraldas, en cambio el contacto superior con la Formación Colorado es concordante. El nombre de la formación fue dado por A. K. Gill (1958), a la parte inferior del grupo Chuspas y fue tomado de la quebrada Mugrosa su edad es considerada Eoceno superior – Oligoceno inferior. La parte media consta de shales moteados con algunas intercalaciones de arenisca. El espesor varía entre 500 y 800 m, según Clavijo, J., 2001.

4.5 FORMACIÓN ESMERALDAS-LA PAZ (ZONA D).

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies. Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silícea, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

4.6 CRETÁCEO.

El contacto superior de la secuencia cretácea es discordante con los sedimentos del Eoceno. El espesor promedio de estos sedimentos en el área es del orden de los 4000 pies y fueron perforados por el Pozo Llanito 1.

5. CARACTERISITCAS DE LA ROCA FM MUGROSA

El almacón de las arenas está compuesto por cuarzos monocristalinos, feldespatos potásicos, líticos, y presencia de mineral de mica y líticos arcillosos que reducen la porosidad al ocupar los poros y las gargantas.

Presenta cemento arcilloso conformado por diferentes tipos de minerales arcillosos (montmorillonita, caolita e illita) así como calcáreo principalmente calcita. Reportado de esta forma por: prognosis- Campaña de perforación Llanito-Gala-Cardales vigencia 2007.

Se debe tener en cuenta que los campos Llanito, Gala. Galán presentan una formación altamente arcillosa, con alta salinidad lo que afecta la toma de registros e imposibilita el establecimiento de valores de porosidad y resistividad, que permite identificar el carácter petrolífero o acuífero de una zona, además del alto grado de fallamiento que incrementa esta dificultad.

La zona presenta 7 tipos de rocas las cuales presentan las siguientes características:

Tabla 11 Propiedades y características de la roca, formación Mugrosa.

Tipo	Φ (%)	K	Redondez	Tamaño Grano	Características Generales	Litología	Cementación
1	21.3	alta	subangular	Grueso 0.6mm	Potencial de ycto con capacidad de almacenar fluidos a muy altas tasas	Areniscas, fragmentos de cuarcita, fragmentos sedimentarios de lutitas	Cantidades pequeñas de arcilla y caolita en los poros
2	21.7	alta	Subredondeada	Medio 0.28- 0.34mm	Parches de arenisca muy finos, la compactación ha resultado en solamente pérdida menor de porosidad y permeabilidad	Arenitas líticas y feldespáticas	Cantidades pequeñas de arcilla y caolita
3	19	<50md	subangular	Fino 0.18-0.23	Compactación por enterramiento	Areniscas limpias	Calcita y arcilla
4	13.9	6-20 D	subredondeada	Grueso a medio	Extensa compactación, capacidad de almacenar fluidos	Arenitas líticas y feldespáticas, contiene lutita	Cementadas por anhidrita
5	14.6	baja		medio	No tiene capacidad de almacenamiento		
6	9.9	baja	angular		No tiene calidad de yacimiento, rocas sellos	Arenitas muy lutíticas y limolitas lutíticas	
7	8.4	baja			No tiene potencial para almacenamiento, sello	Lutitas limosas	

Fuente: modificada Vessel, Mugrosa, ICP 2007

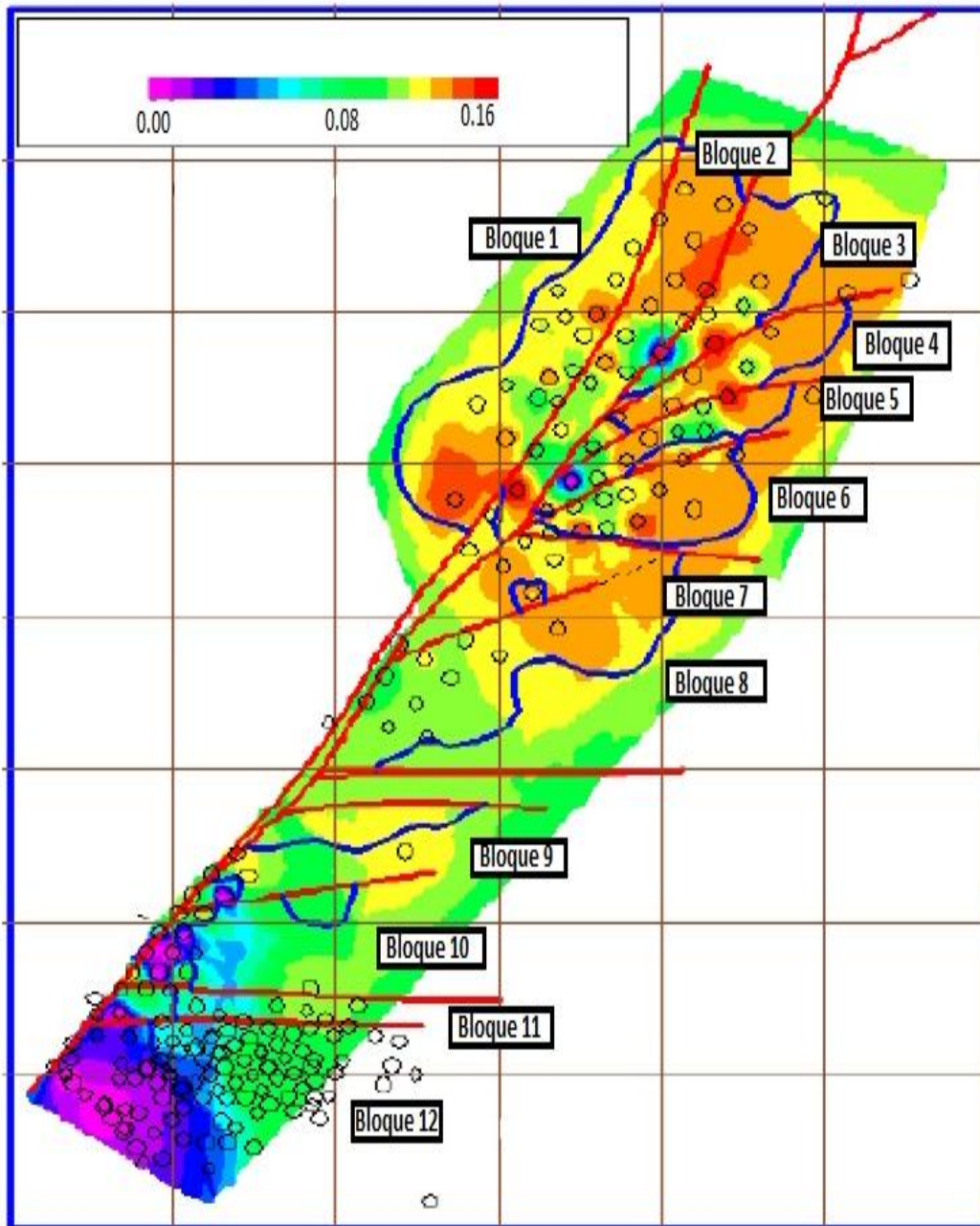
Tabla 12 Tipos de roca formación mugrosa, Campos Llanito, Gala, Galán.

TIPO DE ROCA	POROSIDAD PROMEDIO (%)	POROSIDAD MAXIMA (%)	POROSIDAD MINIMA (%)
1	21.30	25.30	15.51
2	21.74	27.99	15.69
3	19.02	31.43	8.63
4	13.98	25.78	3.30
5	14.65	17.89	9.36
6	9.93	21.38	2.66
7	8.49	12.75	4.95

Fuente: modificada Vessel, Mugrosa, ICP 2007

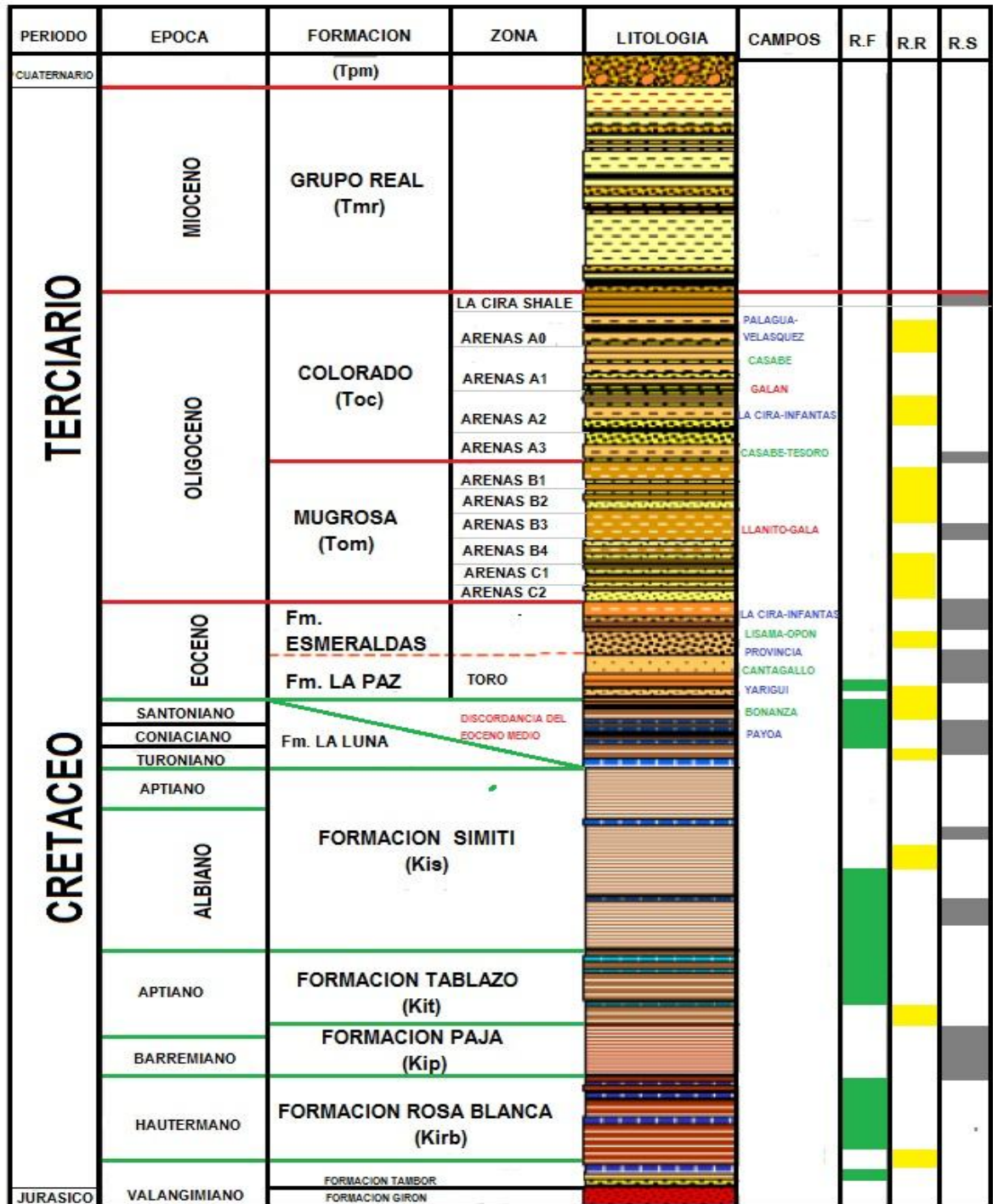
Podemos observar el potencial de arenas más probable corresponde a las rocas de tipo 1 y 2 seguidas de las rocas tipo 3 y 4, con valores de porosidad más altos comparados con los otros tipos de roca y con alto potencial de almacenamiento de fluidos (agua o petróleo). En cuanto a las variables petrofísicas podemos decir que la porosidad del área oscila entre los 15% y 21% y la permeabilidad en un rango 150- 250 md. Es muy importante para el desarrollo del proyecto conocer la distribución de las porosidades en el área, de esta manera nos proporciona una idea de las zonas en las cuales podemos tener un volumen poroso que permita el almacenamiento de fluidos (agua o petróleo).

Ilustración 6 Mapa de porosidades (en fracción) de la formación mugrosa, Campos Llanito, Gala, Galán.



Fuente: modificada prognosis campaña de perforación campo Llanito.

Ilustración 7 columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Autor

6. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.

La estructura del área corresponde a un anticlinal con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al Norte, controlada por fallas de Rumbo de dirección Suroeste – Noreste, que corresponden a la prolongación Norte de la denominada falla de Casabe. Con cierre propio en el sector más Norte. El flanco este del anticlinal está controlado por fallas normales con dirección Noreste – Este que dividen la estructura en bloques (Figura 4). En el Bloque VI, sector que comprende los pozos Cardales uno, dos, tres, y el Pozo Galán 64, se detecta una falla normal en la parte Oeste del bloque, con dirección Suroeste-Noreste; sin ser muy clara su continuidad hacia el Este; lo anterior hace que la estructura se amplié hacia el Sur y Suroeste, (Santa cruz, 2004).

Asociado a la falla se desarrolla un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes, en “echelon” y cabeceo preferencialmente al norte, controlados por fallas normales que conforman estructuras, en algunos casos, en forma de flor negativa característico de esta tectónica, lo cual compartimentaliza la estructura en bloques limitados al norte y al sur por fallas normales.

De acuerdo al comportamiento de la producción del campo Llanito se puede identificar que un factor en la acumulación de hidrocarburos es debido a la calidad de los diferentes tipos de roca, además de la posición estructural de las diferentes unidades.

El carácter sellante de las fallas depende de los tipos de depósito que se enfrenten a través del plano de falla y del salto relativo de las mismas

Mapa 1 Sistema de fallas área Llanito-Gala-Galán.

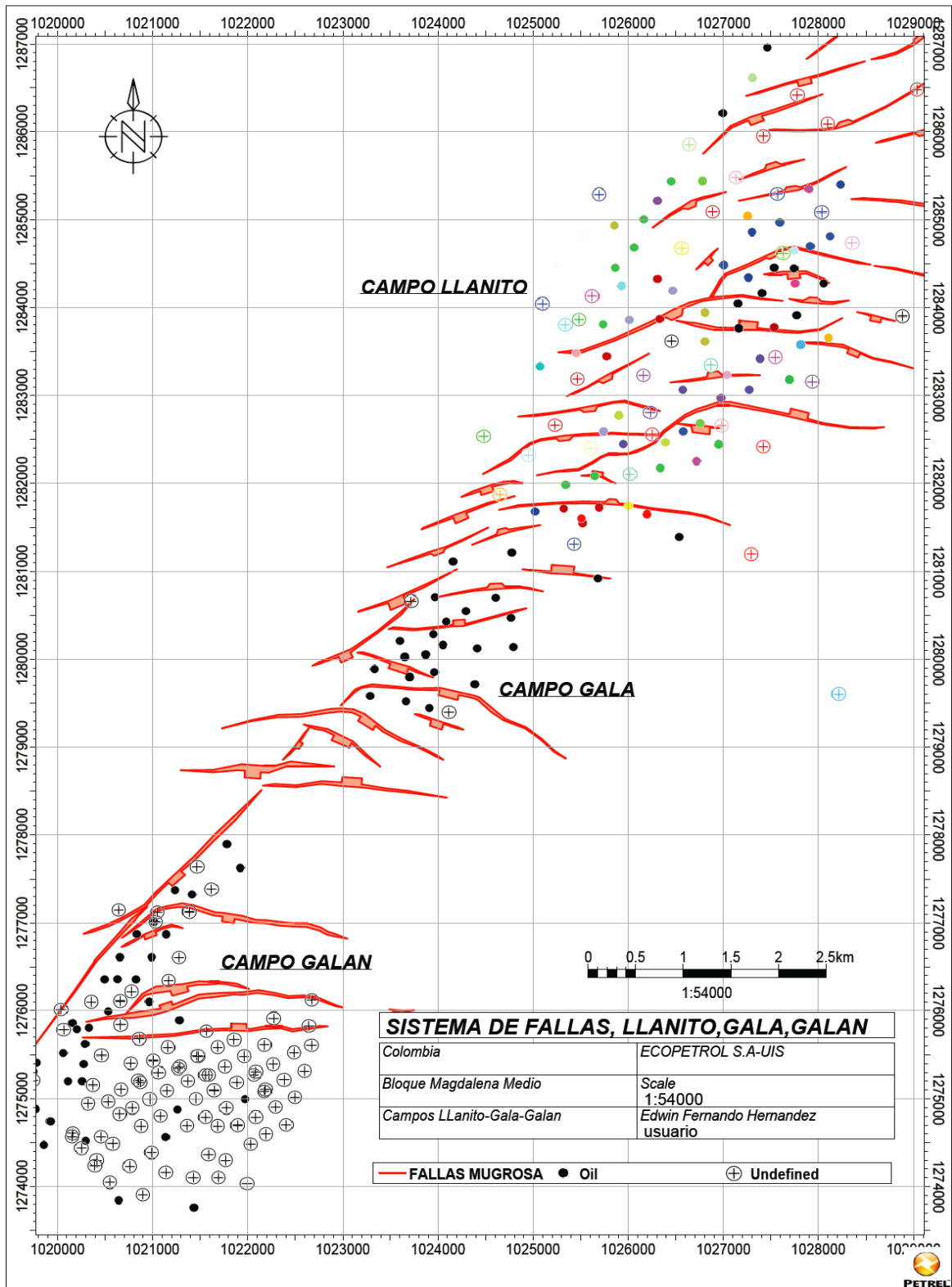


Ilustración 8 Sección transversal de la cuenca valle medio del magdalena.

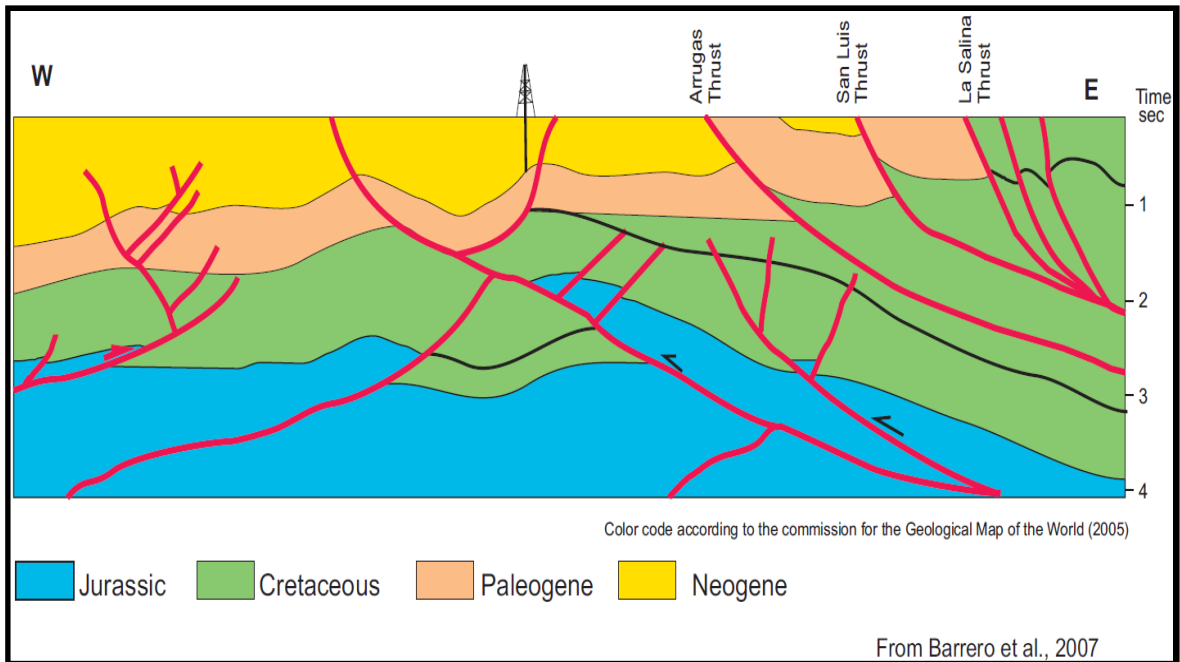
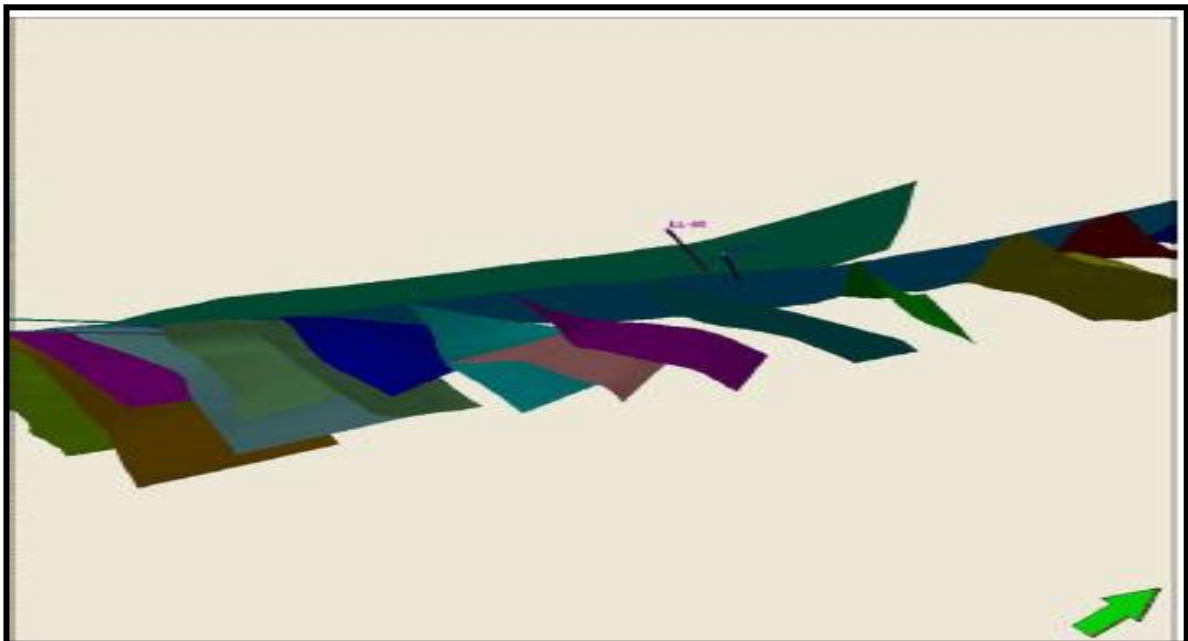
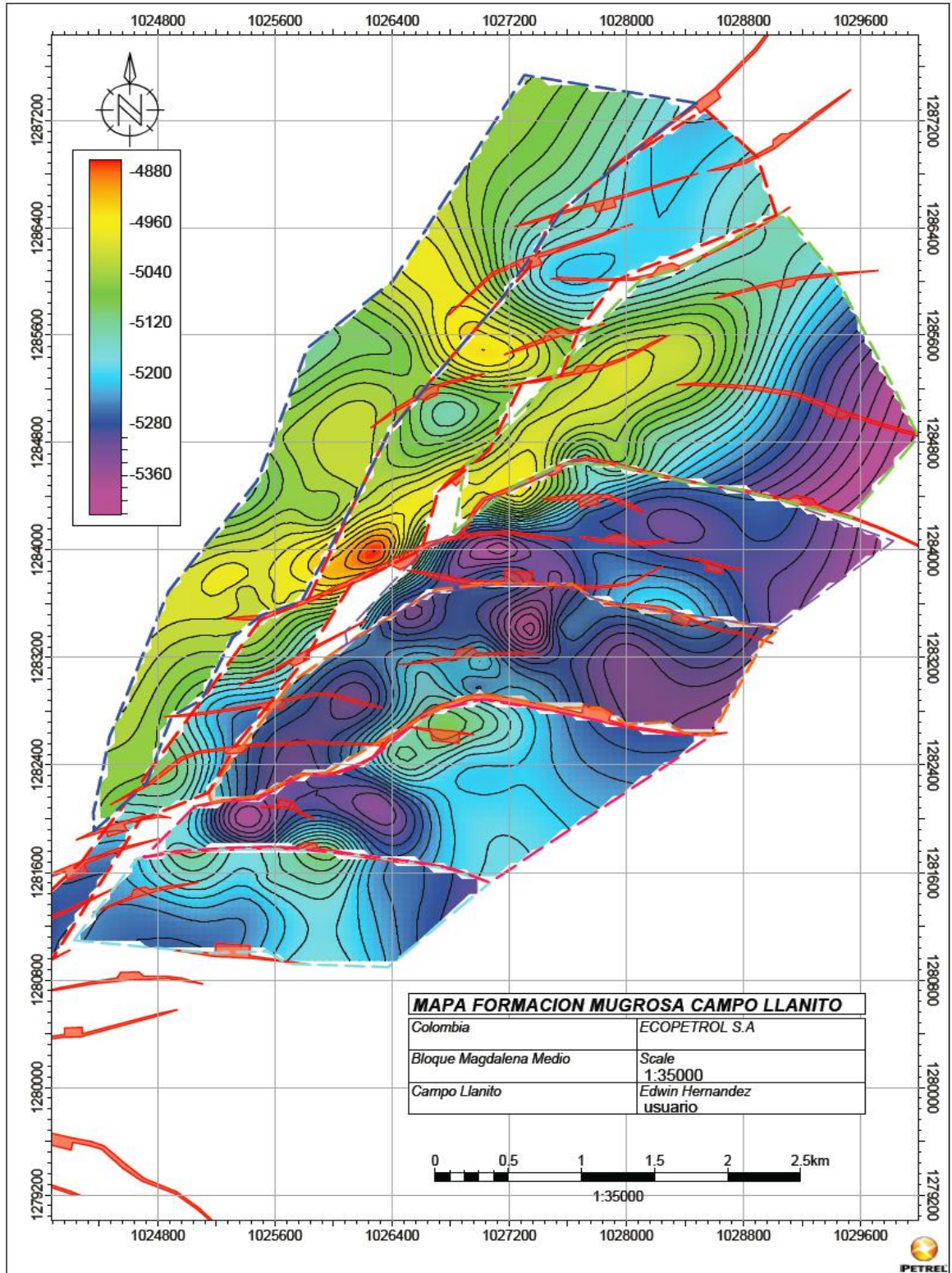


Ilustración 9 Geología estructural del área Llanito-Gala-Galán, modelo 3D.

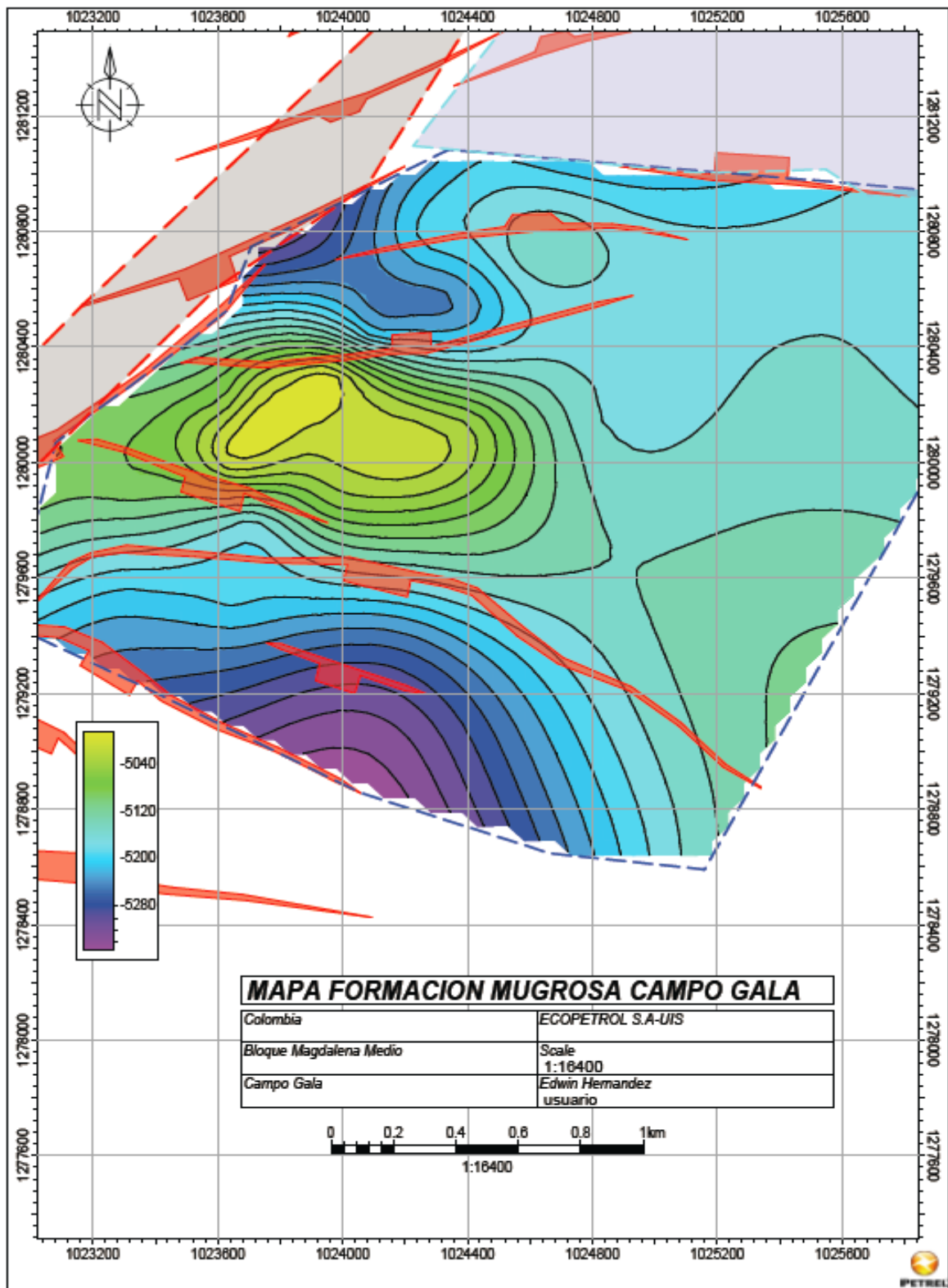


Fuente: Producción incremental área Llanito. Bogotá: ECOPETROL S.A., 2009.

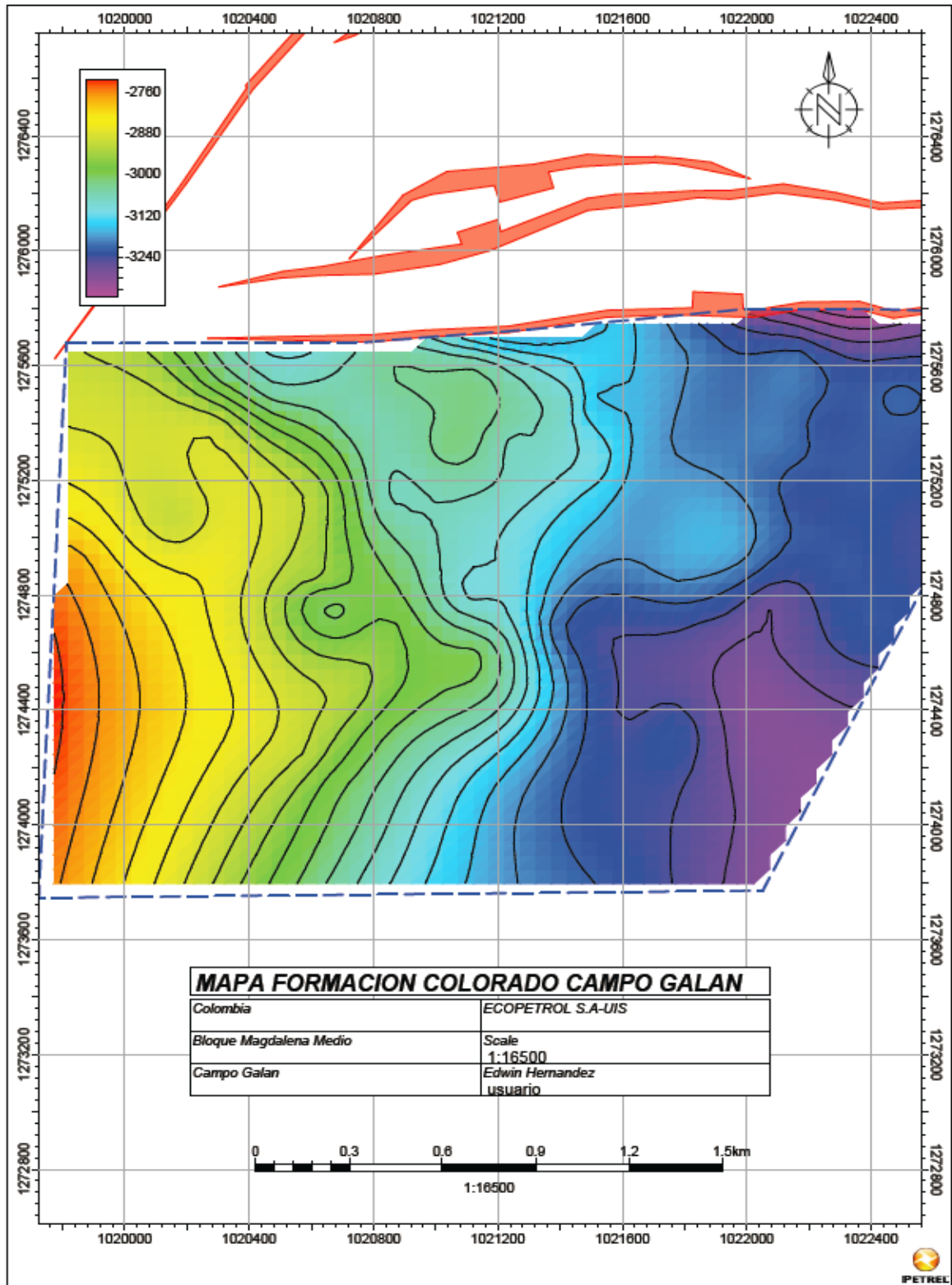
Mapa 2 Mapa Estructural del tope de la formación Mugrosa campo Llanito



Mapa 3 Mapa Estructural del tope de la formación Mugrosa campo Gala.



Mapa 4 Estructural del tope de la formación Colorado campo Galán.



7. SISTEMAS FLUVIALES

Los sistemas fluviales y sus depósitos están constituidos por sedimentos que se acumulan por a la acción de ríos y por proceso de deslizamiento asociados a la gravedad, se reconocen cuatro sistemas fluviales bien definidos: Río recto, río trezado, meandrónico, anastomosados, dependiendo del sistema se observará una arquitectura específica de los depósitos.

7.1. FLUJO DE CANAL

El flujo dentro de un canal y sus efectos en la erosión, transporte y deposición del sedimento están determinados por la distribución de la velocidad y turbulencia. Las áreas de máxima velocidad turbulencia son zonas de erosión en cambio las áreas de mínima velocidad y turbulencia son zonas de deposición.

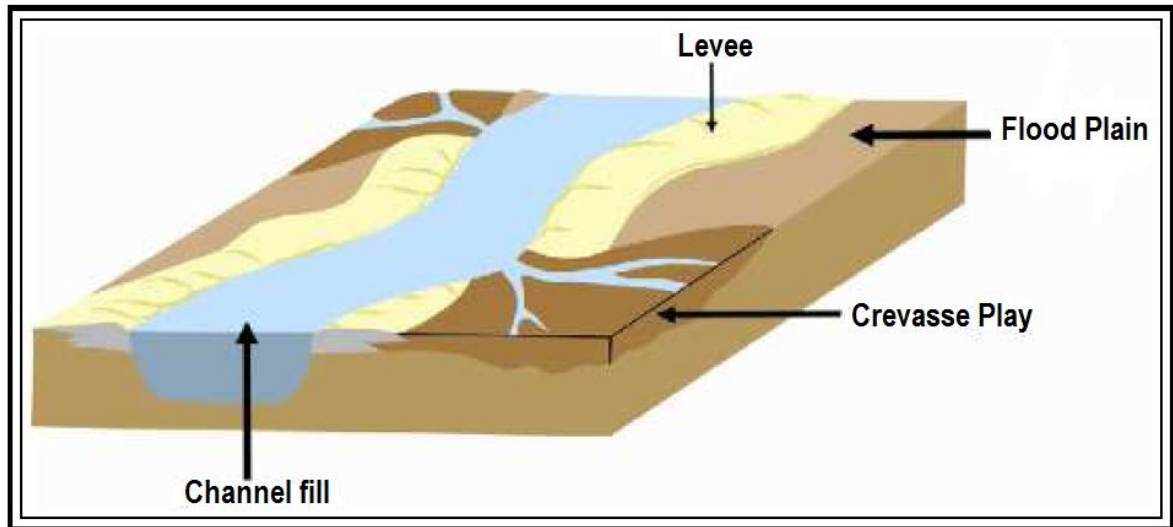
7.2 FLUJO LLANURA DE INUNDACIÓN

Se produce cuando las aguas con sedimentos inundan los bancos o cauces de los ríos. Y vierten el exceso a través de las áreas fuera del canal. El resultado es la acumulación de sedimentos a lo largo de la margen del canal formando una cresta estable o un dique natural conocido como Natural Levee.

Los depósitos Natural Levee y de desbordamiento o Crevasse Play se acumulan cerca de las márgenes de canales activos, en contraste la deposición correspondiente a la llanura de inundación o Flood Plain se pueden extender varios kilómetros. Los Natural Levee se producen por rupturas locales de los Levees drenando el flujo del canal y drenando porciones inferiores de la columna de agua, proporcionando conductos para que los sedimentos en suspensión se dispersen hacia porciones cercanas de la cuenca de inundación.

Finalmente los Crevasse Splay pueden evolucionar en unos canales bien definidos de sobre flujo o convertirse en el lugar por donde cambia el canal principal.

Ilustración 1 Sistema fluvial



Fuente: Expresión morfológica de un sistema fluvial, Miall, 1996

7.3 FACIES ESTRATIGRÁFICAS DE LA FM MUGROSA.

Se denomina facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que permiten diferenciar un conjunto de estratos o paquetes de otros. En su forma más simple es un término descriptivo que se puede mencionar como facies arenosas, facies arenosas con estratificación cruzada, facies lodosas etc. Sin embargo, puede usarse en sentido interpretativo, facies marinas, facies fluviales, facies de canal, facies de *crevasse* etc.

7.3.1. Facies de llanura de inundación en la Formación Mugrosa: Lodolitas, Lodolitas arenosas de tonalidad gris verdosa, laminación plano paralela con grietas de desecación.

7.3.2. Facies de Paleosuelos en la Formación Mugrosa: Arcillolitas y limolitas con paleosuelos.

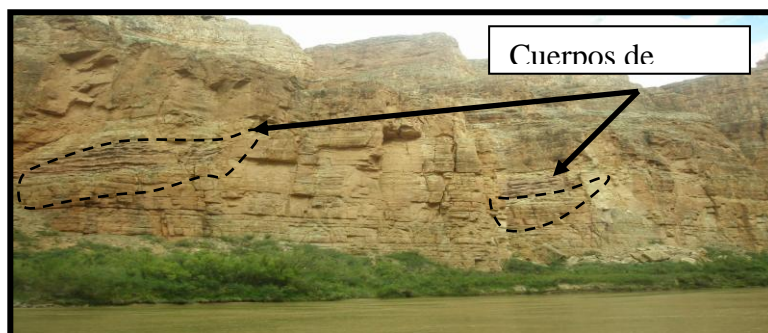
7.3.3. Facies de Canal en la Formación Mugrosa: Tendencia grano decreciente hacia el tope, superficie erosiva con estratificación cruzada. A gran escala.

7.3.4. Facies de Lago en la Formación Mugrosa: Lodolita gris a negra con gran contenido de materia orgánica con acumulaciones de pirita y grietas de desecación.

7.4. CONTINUIDAD DE LAS ARENAS DE CANAL EN LA FM MUGROSA.

Esta compuestas de cuarzo con buena a moderada selección, granos subredondeados a veces subangulares sobre todo en la base del canal donde aparecen los conglomerados, granosoportada y estratificación cruzada. En intervalos de la Zona C presentan buenas impregnaciones de aceite en que se presentan facies de llanura de inundación.

Ilustración 2 Diagrama que muestra la alta relación entre la geometría de un canal activo individual y la geometría, resultado de los cuerpos de arena formados por canales.

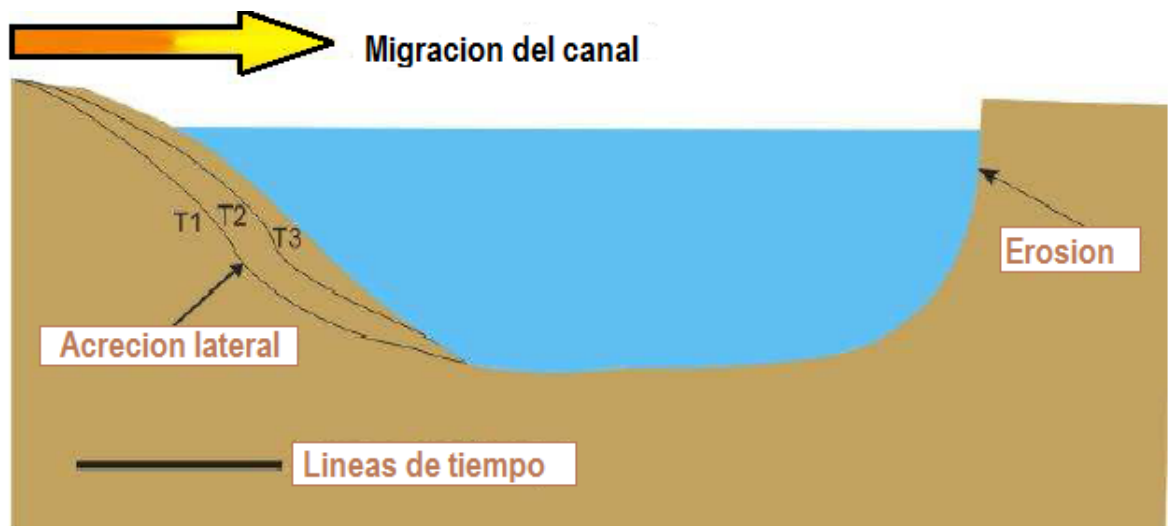


Fuente. Análogo arenas de canal –cañón del Colorado

Los campos Llanito-Gala-Galán se caracterizan por presentar canales que agradan lateralmente o verticalmente, formando cuerpos de arena que tienen relaciones diferentes de ancho/profundidad debido a la migración del canal. Los canales tienen las bases erosionadas en forma cóncava, los topes de los canales pueden ser erosionales o gradacionales, los canales comúnmente tienen multihistorias y cada una está limitada por una superficie de erosión.

En el caso de los depósitos meandriformes los depósitos son agradacionales lateralmente.

Ilustración 3 Deposición agradacional de canales meandriformes



Fuente. Tesis –Efraín Casadiego-UIS-escuela de Geología

7.5 AMBIENTES DE DEPOSITACION DE LA FORMACION MUGROSA

En base a descripciones de los corazones de los campos se determinó el ambiente depositacional de la Formación Mugrosa en la zona B pertenece a un ambiente no marino, de sistema meandriforme de canales amalgamados. La zona

C de la Formación Mugrosa pertenece a un ambiente continental, de sistema meandriforme, buena preservación del desarrollo fluvial, por esta razón se evidencia una sucesión cíclica que conserva un orden depositacional, es decir que después de la depositación de arenas de canal debe encontrarse depositación de llanura de inundación.

8. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA CORRELACIÓN.

El termino correlación durante la historia de la estratigrafía ha tenido dos connotaciones importantes, uno de los puntos de vista inflexible sugiere que el significado de correlación se restringe a la demostración de equivalencias en tiempo, lo cual es usado, para establecer que dos cuerpos de roca fueron depositados al mismo tiempo. De este punto de vista se puede extraer, que la equivalencia de dos unidades de roca similares no constituye una correlación. Un punto de vista más amplio establece que una correlación puede ser expresada en términos litológicos, paleontológicos o cronológicos, en otras palabras se pueden correlacionar unidades litoestratigráficas, o Bioestratigrafías, similares, pero pueden eventualmente ser de diferentes edades. Es común para los geólogos del petróleo la rutina de correlación de superficies de formación en base a características litológicas, registradas a través de registros de pozo, o de reflexiones sísmicas.

:

Una correlación es un método sencillo para agrupar características estratigráficas. Sin embargo puede complicarse debido a varios factores estratigráficos o estructurales, como lo pueden ser: el adelgazamiento de niveles estratigráficos, el buzamiento de los estratos, fallas, inconformidades, cambios laterales de facies o por deficiencias en la calidad o resolución del registro a analizar.

Para lograr una correlación eficiente y minimizar los problemas al correlacionar, dichas claves se mencionaran a continuación:

- Para obtener una idea inicial y rápida de lo que sucede en el pozo, se recomienda identificar las arenas usando los perfiles de SP (Potencial Espontaneo) o el Gamma Ray.

- Para una correlación detallada, se deben primero identificar y correlacionar los shales, sino un carácter claramente identificable en los demás perfiles.
- El Datum debe definirse como un patrón correlacionable (rasgo o característica litológica) que sea fácilmente identificado los pozos a correlacionar.
- Es mejor usar una curva de resistividad corta normal, para obtener un mayor detalle al correlacionar shales.
- Se deben usar colores que permitan identificar puntos específicos en el registro.
- Siempre se debe empezar la correlación en el tope del registro.
- Por ningún motivo se debe forzar una correlación.
- En áreas altamente falladas primero se debe correlacionar lo más profundo y luego lo más somero.

Las correlaciones se inician identificando los shales ya que involucran una génesis de ambientes de baja energía, y comúnmente cubren grandes áreas geográficas; teniendo en cuenta lo anterior los estratos de arena no son buenos marcadores en una correlación debido a que frecuentemente exhiben variaciones significativas de espesor y por tanto de carácter de registro a registro y tienden a ser lateralmente discontinuas. En definitiva, las curvas de resistividad de unas mismas arenas en dos registros correlacionados pueden ser diferentes. Las variaciones en los estratos de arena debido a los diferentes sedimentos que transportan los fluidos pueden causar diferencias en la resistividad que a veces pueden ser muy pronunciadas.

8.1. REGISTRO DE POZO

El registro geofísico de pozo es la obtención analógica o digital de parámetros físicos de las rocas en función de la profundidad, que pueden ser interpretados

como características de las rocas, de los fluidos contenidos y de la construcción del pozo. Los registros son analizados para determinar la litología, resistividad real de la roca, geometría, densidad volumétrica, porosidad y permeabilidad de las capas o mantos productores.

La importancia de los registros de pozo y el tipo de registro tomado en las diferentes etapas de exploración o desarrollo de un Campo petrolífero, involucran una característica u objetivo al cual la industria apunta, como lo puede ser, el establecer cuantitativamente la cantidad de aceite que existe en la región, o la potencia de los niveles de arenisca almacenadoras y la cantidad de fluidos asociados a estos.

En la Industria hoy en día son usados una gamma de perfiles para interpretar las Rocas indirectamente, algunos registros miden propiedades, como las tazas de variación de Temperatura, Flujo de Gas y Petróleo, dirección de planos de fractura y hasta la calidad del revestimiento de la pared del pozo, en esta sección se describirán los perfiles tenidos en cuenta en el desarrollo del proyecto los cuales básicamente describen propiedades litológicas y Petrofísicas (SP, GR, Resistivos).

8.1.1 Proceso de Obtención de Registros de Pozo.

Antes de bajar la TR (Tubería de Revestimiento) o “casing”, se efectúa la operación de obtener los registros a hueco abierto. Estos registros no pueden ser repetidos después de entubar el pozo; por lo tanto, debe verificarse inmediatamente, en el momento de su obtención, que sean de buena calidad. Ellos son datos de entrada críticos para la interpretación que permitirá evaluar el potencial del yacimiento.

La unidad de registros, con equipos electrónicos (para control de las herramientas dentro del pozo) y unos 8,000 m de cable para registro (de acero con varios cables eléctricos en su interior), se ubica frente al pozo.

El cable pasa por la primera roldana, fija a la parte baja de la estructura de la torre, y sube para pasar por la segunda roldana, colgada del aparejo o “travelling-block”; luego el cable es conectado a la herramienta a ser utilizadas en la primera bajada. Una vez verificado el correcto funcionamiento, la herramienta es bajada hasta el fondo del pozo tan rápido como sea posible sin arriesgar su seguridad ni la del pozo.

El registro en sí comienza con la herramienta apoyada en el fondo del pozo, para obtener el momento del despegue o “pick-up” que define la profundidad total cuando se recoge el cable. Se continúa recogiendo cable y obteniendo datos de la herramienta a una velocidad constante que depende de la herramienta en uso: de 600 a 6,000 pies por hora (ft/hr). El registro es una presentación de los datos medidos por la herramienta, o de valores derivados de estos datos, en función de la profundidad (ocasionalmente, en función del tiempo), impreso en forma continua en papel y grabado en medio magnético, generalmente a razón de una medición a cada $\frac{1}{2}$ pie de pozo. Pueden agregarse curvas auxiliares como, por ejemplo, la tensión en el cable. El diámetro típico de las herramientas de registro es de $3+5/8$ ”, con una longitud entre 7 y 17 m, dependiendo del número de herramientas usadas.

8.2. REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (CURVA DE SP)

La curva de potencial espontáneo o SP (“Spontaneous-Potential”) representa la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo fijo en la superficie y otro móvil dentro del pozo, medida en mv (milivolts). La escala de SP no tiene un valor cero

absoluto; apenas se registran los cambios de potencial dentro del lodo al pasar la herramienta de registro frente a diferentes capas.

El registro de SP puede aplicarse para:

- Localizar los contactos entre capas y correlacionarlos con los otros registros
- Estimar el espesor de las capas
- Determinar la salinidad del agua de formación
- Detectar capas permeables
- Evaluar la arcillosidad de las capas

La curva de SP se presenta normalmente en una interpretación ya sea litológica o petrofísica en la pista o en el témpate 1, de manera tal que indique zonas permeables cuando está próxima del extremo inferior de la pista e indique las lutitas o “shales” cuando está próxima del extremo superior de la pista (con el encabezado a la izquierda del observador).

8.2.1 Origen del potencial espontáneo

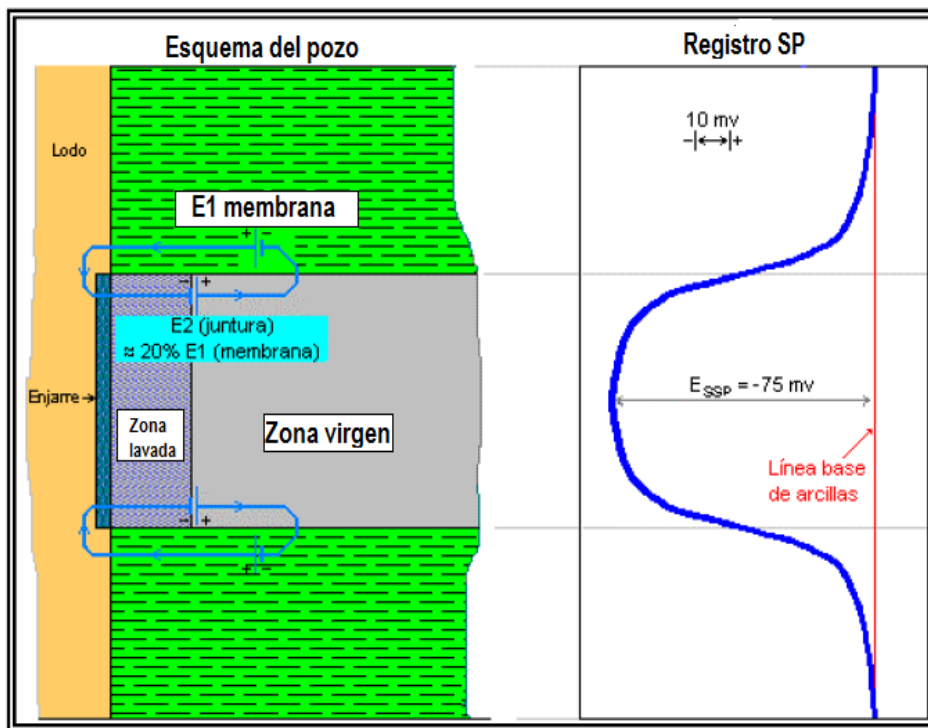
Dentro del pozo se originan potenciales eléctricos espontáneos en las interfaces entre rocas permeables e impermeables, así como en la interface entre zona virgen y zona lavada, como consecuencia, se establece la circulación de corrientes eléctricas dentro de la formación, en la interface entre capas permeables e impermeables, las cuales atraviesan el lodo dentro del pozo solamente en las proximidades del contacto de estas capas.

No existe ninguna corriente eléctrica dentro del pozo en el centro de una lutita; en consecuencia, la curva de SP es plana (línea-base de lutitas). Al aproximarse a un contacto entre capas, la herramienta de SP pasa por la zona de corrientes en el lodo, generadas por el potencial espontáneo; en el contacto entre capas, el flujo

de corriente es máximo, así como el cambio de potencial por cm de pozo (denominado de pendiente del registro de SP).

Una vez pasado el contacto entre capas, la intensidad de la corriente en el lodo disminuye hasta desaparecer, con lo que la curva de SP permanece en un valor constante, generalmente más negativo en las zonas permeables que en las lutitas o “shales”. Al aproximarse al próximo contacto, ocurre una situación inversa a la anterior, con lo que la curva de SP regresa a la línea-base de lutitas.

Ilustración 4 Interpretación registro SP.



Fuente: Interface entre zona virgen y la zona lavada para una corrección de línea base de la Curva SP.

El lodo en el pozo debe ser conductivo para permitir la circulación de las corrientes eléctricas mencionadas. Por otro lado, si el lodo es demasiado conductivo, no

existirá diferencia de potencial que pueda ser detectada, ya que el lodo sería prácticamente un cortocircuito.

8.3. REGISTRO DE RAYOS GAMA (REGISTRO GR)

La curva de rayos gamma o GR (“Gamma-Ray”) representa la radioactividad natural de las formaciones y es presentada en unidades API (“American-Petroleum-Institute”); cada unidad API es definida como 1/200 de la respuesta generada por un calibrador patrón constituido por una formación artificial que contiene cantidades bien definidas de uranio, torio y potasio, mantenida por el API en Houston, Texas, USA.

Generalmente, la curva de GR es presentada en la pista o template¹, junto a las curvas de SP, con escalas de 0 a 100 ó de 0 a 150 API. Al igual que la curva de SP, la de GR tiene su escala definida de manera tal que ambas curvas indican zonas permeables cuando están próximas del extremo inferior de la pista o template, y ambas indican lutitas o “shales” cuando están próximas del extremo superior de la pista (con el encabezado a la izquierda del observador).

Este registro es muy útil para identificar zonas permeables debido a que los elementos radioactivos mencionados tienden a concentrarse en las lutitas o “shales” (impermeables), siendo muy poco frecuente encontrarlos en areniscas o carbonatos (permeables).

El registro de GR puede aplicarse para:

- Detectar capas permeables
- Determinar la arcillosidad de las capas
- Evaluar minerales radioactivos
- Definir los minerales radioactivos
- Correlación con registros a pozo revestido

- Correlación pozo a pozo

8.3.1 Origen de los rayos gamma

La radioactividad natural de las formaciones proviene de los siguientes tres elementos presentes en las rocas: uranio (U), torio (Th) y potasio (K). El decaimiento de estos elementos genera la emisión continua de rayos gamma naturales, los que pueden penetrar varias pulgadas de roca y también pueden ser medidos utilizando un detector adecuado dentro del pozo, generalmente un “scintillation-detector”, con una longitud de 20 a 30 cm. Este detector genera un pulso eléctrico por cada rayo gamma observado. El parámetro registrado es el número de pulsos por segundo registrados por el detector.

9. AGUA DE FORMACION.

Los campos Llanito-Gala-Galán producen de las arenas del paleoceno de la formación mugrosa B y C excepto el campo Galán que produce de la formación colorado, estos horizontes productores se encuentran a una profundidad promedio de 5000 pies para la formación mugrosa y una profundidad promedio de los 3000 pies para la formación colorado medidos desde la superficie. Estos campos el yacimiento tiene como mecanismos empuje parcial de agua el cual proporciona un excelente soporte de presión de producción pero la heterogeneidad de la permeabilidad condujo a la incursión temprana de agua en muchos de los pozos

9.1. DEFINICIÓN DE ACUÍFERO

Es aquel estrato o formación geológica permeable que permite la circulación y el almacenamiento del agua subterránea por sus poros o grietas. Dentro de estas formaciones podemos encontrarnos con materiales muy variados como gravas de río, limo, calizas muy agrietadas, areniscas porosas poco cementadas, arenas de playa, algunas formaciones volcánicas, depósitos de dunas e incluso ciertos tipos de arcilla.

9.2. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS

De acuerdo con E. Custodio y M.R. Llamas (1983), los acuíferos pueden clasificarse de dos formas; la primera toma en cuenta la estructura de las rocas con su porosidad, y la segunda agrupa los acuíferos de acuerdo con la presión hidrostática del agua contenida en los mismos. En la primera clasificación se agrupan seis tipos de acuíferos:

- Depósitos sedimentarios de granulometría homogénea y gran permeabilidad.
- Depósitos sedimentarios de granulometría heterogénea y escasa permeabilidad.
- Depósitos sedimentarios de granulometría heterogénea y permeabilidad media.
- Depósitos sedimentarios de granulometría homogénea, cuya permeabilidad ha disminuido por cementación de sus intersticios con materias minerales.
- Roca con huecos originados por disolución.
- Roca con huecos originados por fracturamiento.

En la segunda clasificación hay sólo tres tipos de acuíferos:

- Acuíferos cautivos o confinados: Es aquel que se encuentra totalmente saturado y cuyas capas, superior e inferior son formaciones rocosas impermeables, donde el agua presente es denominada confinada o artesiana. El flujo es primordialmente horizontal ya que el agua se encuentra almacenada bajo una presión mayor a la presión atmosférica.
- Acuíferos libres, no confinados o freáticos: Es aquel que se encuentra saturado hasta el nivel freático, y está formado por una capa permeable parcialmente saturado de agua sobre otra capa impermeable, en que el agua subterránea presenta una superficie libre, sujeta a la presión atmosférica.
- Acuíferos semiconfinados: Es aquel que se encuentra totalmente saturado, se encuentra limitado por una capa superior semipermeable (acuitardo) y una inferior impermeable o semi permeable permitiendo la filtración de agua entre las capas, así mismo una disminución de la carga piezométrica originada por el bombeo, induce el flujo de agua en un sentido vertical, que recarga el acuífero saturado.

El agua que está en la formación se halla a la presión y temperatura de la misma, y al ser el agua un disolvente universal, con el tiempo que ha permanecido en

esas condiciones, disuelve las sales y mantiene los diferentes iones que la conforman en un equilibrio químico.

Cuando se inicia la explotación del petróleo por medio de pozos productores, el agua de formación empieza a salir junto con el petróleo hacia la superficie, cambiando sus condiciones de presión y temperatura. Al ser la presión y la temperatura cada vez menor, esta agua de formación que se hallaba a condiciones de yacimiento se convierte en sobresaturada a lo largo de la tubería de producción y en la superficie.

Por esta razón los iones en solución forman las diferentes sales, las mismas que se precipitan en formas de incrustaciones adherentes en las líneas de conducción y demás equipos de producción. Estas incrustaciones pueden ser diferentes, dependiendo de la composición físico-químico del agua que se maneje; por tanto los primeros problemas en las instalaciones de producción de petróleo son las precipitaciones de las diferentes sales.

A medida que el agua avanza hacia la superficie, llega a los elementos de separación de la mezcla gas – petróleo – agua, como son los separadores trifásicos, bota de gas, tanque de lavado. Cuando el agua de formación se incrementa, atrae problemas en los sistemas de producción y reinyección de agua provenientes de reacciones de desgaste metálico (corrosión) que se dan en el sistema. Se originan compuestos de hierro como óxidos, hidróxidos y carbonatos formados por una corrosión electroquímica debido a la alta salinidad del agua de formación.

Los compuestos de hierro como el sulfuro de hierro de origen biogénico, son causados por una corrosión microbiana debido a la acción de bacterias sulfato reductoras.

Todos los factores mencionados anteriormente contribuyen en menor o mayor grado a causar problemas en el sistema de producción.

9.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN.

9.3.1 Aniones:

Carbonato: Está prácticamente en toda agua de formación, sobre todo si tiene un pH elevado, reacciona con algunos cationes para formar precipitados insolubles.

Bicarbonato: Se encuentra en la mayoría de las aguas de formación en ocasiones en concentraciones mayores a 800 ppm, lo cual es bastante perjudicial ya que pueden reaccionar fácilmente con los cationes bario, estroncio, magnesio o calcio para formar precipitados insolubles.

Sulfato: Es el alimento de las bacterias sulfato reductoras, este anión tiene tendencia a reaccionar con los cationes estroncio, bario o calcio y llegar a formar incrustaciones insolubles.

Cloruro: Es el ion más predominante en el agua de formación, que caracteriza a la misma, su mayor fuente es el cloruro de sodio (NaCl) por lo que la concentración de cloruros es la medida de la salinidad del agua. Se considera perjudicial si supera las 5000 ppm de concentración, por la corrosión salina que está en relación directa con la concentración. En la industria petrolera en general se acepta un tope máximo de salinidad de 15 lb/Mil Bls (Colombia), sin embargo esta referencia puede variar de acuerdo a las exigencias del cliente hasta un tope de 7 lb. de sal / Mil Bls. Si no se cumple con estas especificaciones el crudo es rechazado comercialmente. El método más usado en laboratorio se basa en la afinidad que posee el nitrato de plata por los cloruros en presencia de un indicador

como el cromato de potasio. Esta prueba es útil para determinar los niveles de sal en el crudo y determinar el tratamiento a seguir para cumplir con todo requerimiento.

9.3.2 Cationes:

Calcio: Es el mayor constituyente del agua de formación, en ocasiones dichas concentraciones pueden llegar a tener valores tan altos de 30000 mg/l.

Este catión en determinadas condiciones de presión y temperatura, se combinan con facilidad con los aniones carbonato, bicarbonato y sulfato para precipitar como escala adherente o generar sólidos suspendidos.

Sodio: Este junto con el anión cloruro, son los iones mas encontrados y que se caracterizan por ser los de mayor cantidad dentro del agua de formación. Se considera únicamente problemático al precipitarse como cloruro de sodio en grandes cantidades, esto ocurre cuando se tiene agua extremadamente salada.

Magnesio: Está presente en concentraciones menores a los iones calcio tiene la tendencia de precipitar en compañía del calcio y ser parte de la escala. El magnesio tiene la habilidad de formar compuestos insolubles que permanecen en suspensión.

Bario: Es un elemento no tan común, pero que a pesar de encontrarlo en mínimas cantidades ocasiona problemas bien serios, por la tendencia a formar sulfato de bario, un precipitado extremadamente insoluble.

Hierro: (Fe+3, Fe+2) el contenido de hierro disuelto generalmente es bajísimo en el agua de formación, valores altos son sinónimo de corrosión. Puede estar disuelto en forma férrica o ferrosa (Fe+3 ó Fe+2); o pueden estar en suspensión

como precipitado de hierro. El conteo de hierro es usado para detectar o monitorear el grado de corrosión.

9.3.3 BSW:

En la industria es muy importante la determinación del BSW, ya que la comercialización, transporte y venta de este se basa principalmente en las normas vigentes las cuales establecen que un crudo de excelente calidad debe tener un BSW de 0.5% , además es importante saber su contenido de agua y sedimentos para evitar daños en las tuberías y problemas durante su transporte con un máximo de BSW de 1% .También permite la clasificación del crudo, pues en la industria se compra el crudo neto y a mayor % de BSW, el precio de compra del crudo disminuye y se tiene que invertir más para ser refinado. El alto contenido de BSW en un crudo acarrea problemas de corrosión a equipos y problemas en el proceso de transporte.

En los campos maduros el agua suele percibirse como una mal necesario. Si bien el agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria. El exceso de agua producida representa un pasivo y un costo significativos para las compañías petroleras

En los campos maduros la rentabilidad se basa en el límite económico de la relación agua/petróleo. Hacer producir un pozo con un corte de agua por encima del límite económico genera un flujo de casa negativo. Si los costos de tratamiento del agua aumentan el límite económico del agua disminuye. Puede suceder que para mantener la rentabilidad debe abandonarse el pozo con la consiguiente pérdida de reservas.

10. PRODUCCION DE AGUA

La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos están rodeados o relacionados con rocas saturadas de agua denominadas acuíferos. El tamaño de dichos acuíferos puede ser mucho mayor o tan pequeño que afecten de manera grande o mínima al yacimiento de petróleo/gas que subyace. A medida que los fluidos son producidos y la presión del yacimiento declina, se desarrolla un diferencial de presión hacia el yacimiento que proviene del acuífero que lo rodea. La reacción del acuífero, siguiendo la ley básica de flujo de fluidos en medios porosos, consiste en una invasión a través del contacto original agua petróleo. Es posible, en algunos casos, que la invasión ocurra debido a ingreso de aguas superficiales a la formación a través de un afloramiento. Es muy usual, asimismo, que el tamaño del poro en el acuífero no sea significativamente mayor al tamaño del poro del yacimiento, por lo que la expansión de agua en el acuífero sería despreciable y los efectos del influjo de agua se podrían ignorar. Podría darse el caso de que la permeabilidad en la zona del acuífero sea tan baja que para que una apreciable cantidad de agua pueda invadir el reservorio se requiera de diferenciales de presión altísimos. Los efectos del influjo de agua se pueden despreciar también bajo esta condición.

Sin embargo, puede darse el escenario contrario en donde el tamaño del acuífero y su permeabilidad son apreciables y el influjo de agua ocurre a medida que el yacimiento se depleta es probable también.

10.1 ORÍGENES DE LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.

Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (excesiva). El agua de barrido proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. Puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y las reservas finales. El agua buena es aquella producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo WOR. Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El agua mala se puede definir como la que no produce petróleo o cuya producción de petróleo asociada no es suficiente para compensar el costo de manejo. Es decir, es agua producida por encima del límite económico de WOR. Las fuentes del problema causantes de la producción de agua mala pueden ser cercanas al pozo o relacionadas al yacimiento.

10.2 PROBLEMAS CERCANOS DEL POZO QUE GENERAN PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.

Los problemas cercanos al pozo que generan alta producción de agua son:

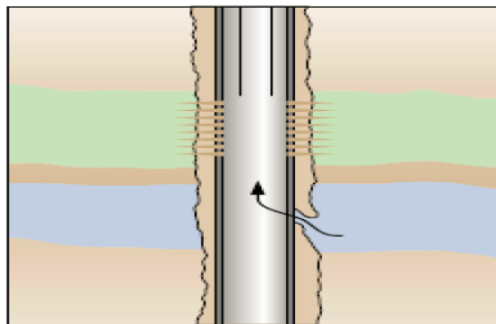
- Filtraciones en el casing.
- Canales detrás del casing.
- Ruptura de barreras.

10.2.1 Filtraciones en el casing.

Un aumento inesperado en la producción de agua o gas puede ser el resultado de fugas en el casing. Registros de producción, tales como temperatura, Densidad del fluido, pueden ayudar, individualmente o combinados en la localización del lugar donde los diferentes fluidos están ingresando en el pozo. Los registros de evaluación del casing son usados para encontrar agujeros, grietas y deformidades que podrían permitir la entrada no deseada de fluidos. Los registros también detectan condiciones de corrosión que pudieran en el futuro causar goteos.

Se podría utilizar un video del fondo del pozo para mostrar a los ingenieros las condiciones en las que se encuentra el mismo y el lugar donde los fluidos ingresan en el pozo. Los ingenieros también pueden comparar los análisis de agua entre el agua producida y las formaciones cercanas para localizar la fuente del goteo.

Ilustración 5 Filtraciones en el casing



Fuente. Control de agua. SLB

10.2.2. Canales detrás del casing.

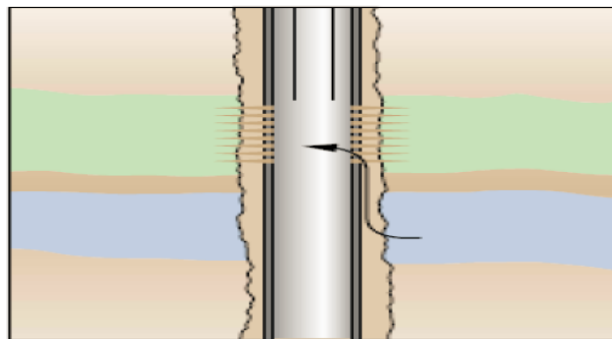
Generalmente, es más común que se formen canales detrás del casing después de que se realizan trabajos de completación o estimulación. Sin embargo, los canales podrían aparecer en cualquier momento de la vida productiva del pozo. La producción inesperada de agua en estos tiempos indica fuertemente que un canal

puede existir. Los canales en el anular entre el casing y la formación resultan de una pobre cementación/depósitos en el casing o depósitos en cemento/formación.

Las operaciones de perforación, producción y reacondicionamiento pueden romper el cemento, casing o causar que el cemento pueda fallar, produciendo un camino para la migración del fluido. Una vez que se ha realizado una buena cementación, puede usarse el diagnóstico de herramientas sónicas, para determinar la efectividad del trabajo de cementación.

Los registros generan datos que deben ser interpretados y esta interpretación se usa históricamente como la base para remediar el trabajo, como la cementación forzada de las fuentes agua y gas. Las herramientas sónicas proporcionan datos sobre el cemento, tubería y la calidad del sello cemento-anular. Registros de temperatura muestran la desviación del gradiente geotérmico cuando el pozo está cerrado e indica la migración del fluido detrás de la tubería. Una zona con una temperatura muy alta indica que el fluido está emigrando hacia arriba. Las temperaturas bajas indican que el fluido está emigrando hacia abajo.

Ilustración 6 Canales detrás del revestidor



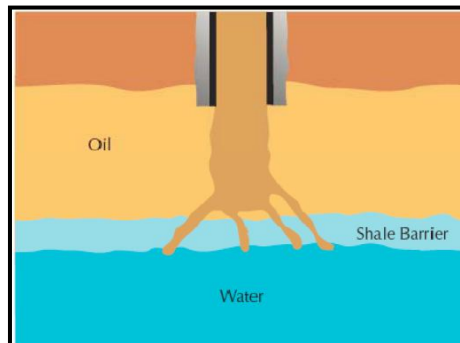
Fuente: Control de agua. SLB

10.2.3 Ruptura de barreras.

Aún cuando las barreras naturales, como los estratos densos de lutitas, separan los diferentes fluidos de la zona y un trabajo de cementación bueno existe, las lutitas pueden moverse y producir fracturas cerca del pozo.

Como resultado de la producción, el diferencial de presión por las lutitas permite la migración del fluido a través del pozo. Con frecuencia, este tipo de fallas está asociado a los esfuerzos de estimulación. Las fracturas se pueden romper a través de los estratos de las lutitas o los ácidos pueden disolver los canales a través de él.

Ilustración 7 Comunicación a través de una barrera



Fuente: Control de agua. SLB

10.3 PROBLEMAS QUE GENERAN ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA RELACIONADOS CON EL YACIMIENTO.

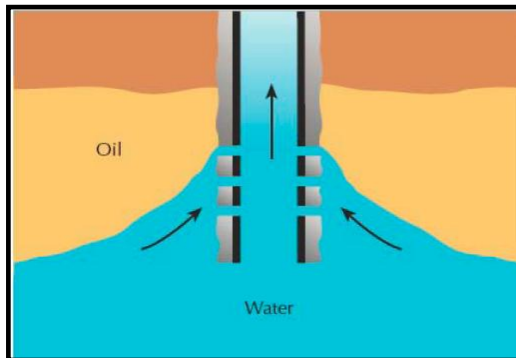
Dentro de los problemas relacionados con el reservorio se incluyen:

- Conificación y formación de crestas.
- Canalización a través de zonas de alta permeabilidad.

10.3.1 Conificación y formación de crestas.

La conificación en pozos verticales y la formación de crestas en horizontales son causadas por una reducción de presión cercana al contacto agua petróleo. Esta presión reducida conduce agua o gas desde una zona adyacente o conectada hacia la completación, Finalmente, el agua o el gas puede avanzar hacia la sección de los punzados ganándole lugar a parte o a toda la producción de hidrocarburos. Cuando el avance ocurre, el problema tiende a empeorar alcanzando mayores y mayores proporciones de fluido producido no deseado. Aunque tasas de producción lentas pueden, en cierto modo, controlar el problema, no lo podrán revertir.

Ilustración 8 Conificación de agua



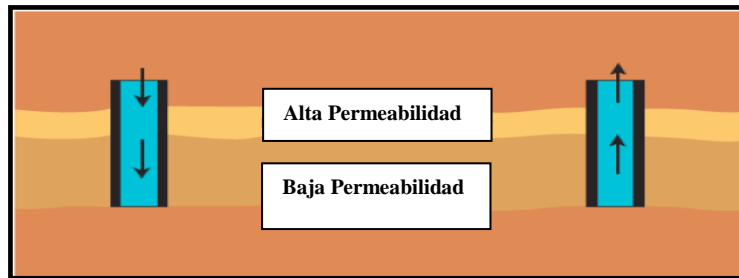
Fuente: Control de agua. SLB

10.3.2 Canalización por zonas de alta permeabilidad.

Las franjas de alta permeabilidad pueden permitir al fluido que desplaza al hidrocarburo producido avanzar prematuramente dejando otras zonas con permeabilidades más bajas que pudieran contener petróleo móvil sin barrer. La roca se vuelve incluso más permeable al fluido desplazante a medida que este

barre los intervalos de mayor permeabilidad, lo que resulta en relaciones agua-petróleo o gas-petróleo crecientes durante la vida productiva del campo.

Ilustración 9 Estratos de alta permeabilidad



Fuente: Control de agua. SLB

10.4 PRODUCCION DE ARENA DEBIDO AL INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE AGUA.

La producción de arena puede iniciarse o incrementarse al aumentar la producción de agua. Dos posibilidades pueden explicar este comportamiento:

- Una formación de arenas humectadas por agua., la cohesividad grano a grano es proporcionada por la tensión interfacial del agua connata, al inicio de la producción de agua, el agua connata tiende a irse con el agua que se está produciendo, y esto da como resultado una disminución de la fuerza interfacial y por consiguiente una reducción de la cohesividad grano a grano. La producción de agua se muestra como el límite de la estabilidad del arco de arena alrededor de la perforación, resultando en la iniciación de la producción de agua.
- Otro mecanismo por el cual el agua afecta a la producción de arena está relacionado con los efectos de permeabilidad relativa, como el corte de agua incrementa, la permeabilidad relativa del aceite disminuye, dando como

resultado un incremento en el diferencial de presión (DRAWDOWN) requerido para producir aceite a la misma tasa, que desencadena la inestabilidad del arco de arena alrededor de la perforación y seguidamente la producción de arena.

- En rocas débiles y no consolidadas la resistencia de la roca generalmente disminuye al aumentar la saturación de agua, registrándose la mayor reducción de la resistencia aun luego de producirse aumentos leves de saturación de agua a partir de un estado seco. El cambio leve de la salinidad del fluido y la tensión interfacial pueden causar la migración de arenas en el fluido productor.

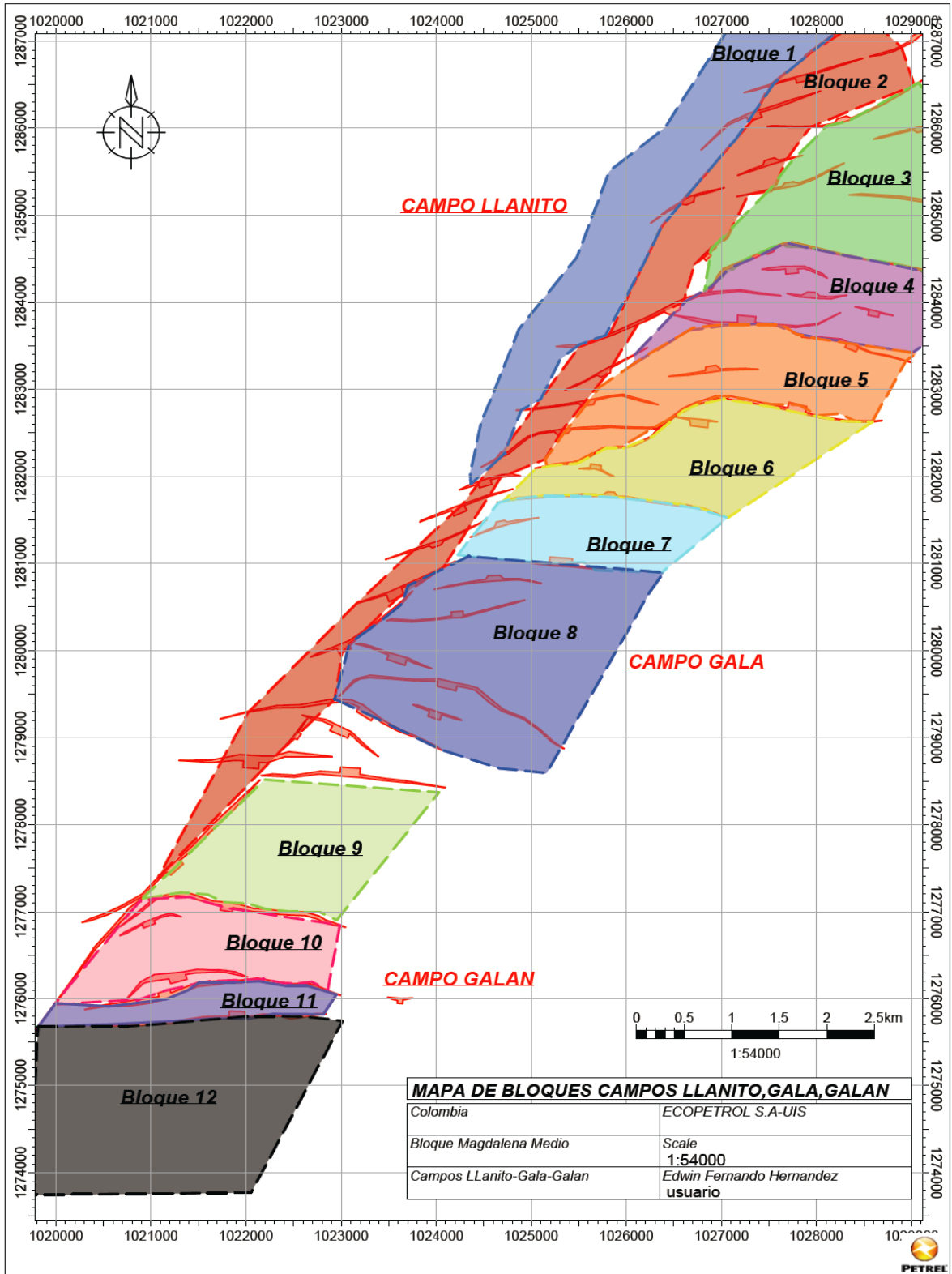
11. ANALISIS DE INGENIERIA

Para el análisis del proyecto se utilizó el software PETREL® de la compañía SCHLUMBERGUER una herramienta de gran ayuda para proyectos de E&P, de buen rendimiento. El proyecto se desarrolló en base a cloruros, BSW y registros eléctricos (.LAS) de los pozos Llanito, Gala y Galán proporcionados por superintendencia de producción de ECOPETROL S.A.

Los campos Llanito-Gala-Galán constan de un componente extensivo correspondiente a la denominada falla de casabe que provoca un fallamiento normal principal (NE-EW llamado falla de Llanito) del cual se desprenden una serie de fallas EW de menor magnitud asociadas al "TREND" de fallas de rumbo del río Sogamoso. Debido a su extensión y gran número de pozos de los tres campos, la metodología utilizada fue dividir el área en 12 bloques, de esta manera es más práctico, y se facilita el manejo de los datos.

La figura muestra como se realizó la distribución de los bloques y los pozos pertenecientes a cada uno de ellos.

Mapa 5 Distribución de Bloques, campos Llanito, Gala, Galán



11.1 RECOPIACION Y CARGA DE DATOS.

11.1.1 Recopilación de datos.

Como un primer paso para la recopilación de datos es necesario saber de antemano los estudios realizados en el área de interés, tales como:

- Modelo estructural
- Descripción de facies
- Revisión de correlaciones existentes entre pozos
- Registros eléctricos (LWD, open hole, case hole).
- Estudios y pruebas de nucleas.
- Estudio de pruebas de fluido de formación

Para el estudio en cuestión, se utilizaron registros eléctricos (.LAS), datos adicionales como los Picks de pozos que es el archivo correspondientes a los topes de formaciones de cada uno de ellos y el Well Header que contiene las localizaciones de cada pozo, deben ser cargados usando posicionamiento X,Y y coordenadas UTM o valores de latitud y longitud. Como referencias de elevación para un correcto posicionamiento del pozo consta de valores como *Kelly Bushing*. Así mismo el mapa base debe coincidir con los valores de los pozos cargados dentro del registro.

En la Figura se puede observar el ejemplo de la data correspondiente al pozo Llanito-14 y Llanito-10.

Tabla 13 Picks pozos Llanito-14 y Llanito 10.

Well	Pick Name	MD	TVD	TVDSS
LL-14	MUGROSA B1	5523,847168	5523,847168	-5277,317383
LL-14	MUGROSA B2	5694,20459	5694,20459	-5447,674805
LL-14	MUGROSA B3	5952,359375	5952,359375	-5705,82959
LL-14	MUGROSA B4	6355,130859	6355,130859	-6108,601074
LL-14	MUGROSA C1	6697,796875	6697,796875	-6451,26709
LL-14	MUGROSA C2	6777,559082	6777,559082	-6531,029297

Well	Pick Name	MD	TVD	TVDSS
LL-10	MUGROSA B1	5285,104492	5285,104492	-4979,784668
LL-10	MUGROSA B2	5421,090332	5421,090332	-5115,770508
LL-10	MUGROSA B3	5770,243164	5770,243164	-5464,92334
LL-10	MUGROSA B4	6148,797852	6148,797852	-5843,478027
LL-10	MUGROSA C1	6642,317871	6642,317871	-6336,998047
LL-10	MUGROSA C2	6714,169434	6714,169434	-6408,849609

Tabla 14 Well Header pozos Llanito 10 y Llanito 14.

WELL NAME	UWI	X	Y	TD	KB	STATUS
LLANITO 10	LLAN0010	1027003	1284486	6763	305,32	OIL
LLANITO 14	LLAN0014	1026456	1283621	7606	246,53	SUSPENDED

Reporte de desviación de pozos (SURVEY), debido a que no todos los pozos son verticales, se deben incluir en una base de datos que incluya posicionamiento X,Y, ángulos de desviación con la horizontal (DEVI) y ángulo de desviación con la vertical (AZIMUT) todos estos valores sirven para el cálculo de la profundidad verdadera (TVD) y del verdadero recorrido del pozo.

Correlaciones estratigráficas, ayudan a comprender la geología del área y las variaciones verticales y laterales de las diferentes facies geológicas dentro del reservorio.

11.1.2 Control de calidad y edición de los datos.


En la mayoría de los modelos es necesario editar los datos de entrada, estos necesitan ser pre-procesados y normalizados. Este pre-procesamiento consiste en edición, remoción u adición de datos, y normalización de valores que están fuera de escala.

11.1.3 Control de calidad.

Antes de poder realizar cualquier procesamiento e interpretación se requiere realizar un control de calidad de los datos de entrada, con la finalidad de que los datos obtenidos sean confiables. El control de calidad se aplica a registros de pozos, los datos de cloruros, BSW, Picks de pozos, Survey y Well Header.

Los datos de agua de formación fueron adquiridos de reportes de resultados de producción de pozos de los campos Llanito-Gala-Galán y fueron tomados por medio de operaciones de suabeo, esta información fue proporcionada por la superintendencia de producción de ECOPETROL S.A en archivo .XML (Excel), y cuenta con siguiente información:

Ilustración 19 Reporte de datos de fluidos de agua de formación VMM

				GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO						
REPORTES RESULTADOS CONTROL DE PRODUCCION DE POZOS (SUABEO)										
LABORATORIO DE SUPERINTENDENCIA DE MARES										
DATOS DEL CAMPO				ANALISIS DEL LABORATORIO						
IDEN.	FECHA	POZO	AREA	VOLUMEN	VOLUMEN	VOLUMEN	ANALISIS CRUD	%S&W	CLORUROS	OBSERVACIONES
EXT102029	20100127	118	LLANITO	830	760	70		91,57	32500	VIAJE #23 INTERVALO 6596-6599
EXT103286	20100206	132	LLANITO	650	650	0		100,00	14000	INT 6127-6429 EXTRACI3N MECA
EXT106385	20100307	119	LLANITO	700	0	700	22,0	22,00	39000	HORA: 08:30
EXT106386	20100307	80	LLANITO	1400	1300	100	0,0	92,86	33500	HORA: 08:50
EXT106387	20100307	103	LLANITO	800	0	800	50,0	50,00	39250	HORA: 17:25
EXT106388	20100307	105	LLANITO	900	0	900	72,0	72,00	22750	HORA: 17:13
EXT106389	20100308	36	LLANITO	800	30	770	48,0	49,95	37000	HORA: 01:40
EXT106390	20100307	117	LLANITO	900	0	900	52,0	52,00	34500	HORA: 08:00
EXT106391	20100307	134	LLANITO	1260	0	1260	40,0	40,00	34000	HORA: 15:55
EXT106392	20100307	18	LLANITO	860	400	460	28,0	61,49	35000	HORA: 12:40
EXT106393	20100307	91	LLANITO	770	0	770	48,0	48,00	31750	HORA: 07:10
EXT106394	20100307	121	LLANITO	940	20	920	20,0	21,70	31000	HORA: 17:30
EXT107232	20100315	93	LLANITO	1500	1400	100	0,0	93,33	26500	HORA: 09:13
EXT107234	20100314	94	LLANITO	700	0	700	50,0	50,00	12000	HORA: 09:45
EXT107235	20100314	116	LLANITO	1430	30	1400	8,0	9,93	30000	HORA: 08:13
EXT107237	20100314	117	LLANITO	540	0	540	26,0	26,00	26250	HORA: 08:35

11.1.4 Edici3n de datos.

Los registros de pozos generalmente presentados en formato (.LAS). En caso de obtener datos digitalizados de pozo, es necesario convertirlos a este tipo de formato u cualquier otro tipo que sea requerido por el programa en el cual se va a realizar el procesamiento.

11.1.5 Remoci3n de datos.

Durante la recopilaci3n de datos, surgen valores anormales que se deben principalmente a problemas con la herramienta durante el proceso de adquisici3n. Estos valores deben ser removidos para evitar errores en la interpretaci3n. En los datos de cloruros se eliminaron los valores menores a 20000 ppm ya que corresponde a agua de trabajo y no son valores representativos de la formaci3n.

Tabla 15 Análisis de Laboratorio, Propiedades del agua de trabajo

Densidad de la Salmuera	Lb sal/ gal agua	mg sal/ litros de agua	mg/100 ml	Cloruros (ppm)
8,38	0.08	9596.11	959.611	6000
8,51	0.26	31154.9	3115.49	19000
8,68	0.53	63508.0	6350.8	36500
8,93	0.93	111439.0	11143.9	67000
9,06	1.14	136602.0	13660.2	86000
9,31	1.59	190524.0	19052.4	119500

Fuente: Laboratorio de Producción de Campo Llanito-Gala

11.1.6 Normalización de los datos.

La normalización consiste en corregir valores que se encuentren desfasados de la realidad en el caso de los registros se corrigen las curvas que por algún motivo u evento han sido alteradas en su momento de adquisición o en el momento de calcularse de otro registro.

11.1.7 Recopilación de información geológica de la zona de estudio.

Es importante tener información adicional que ayude a comprender de mejor manera la evolución geológica del campo tanto estructural como sedimentológica para de esta manera poder definir los horizontes del modelo.

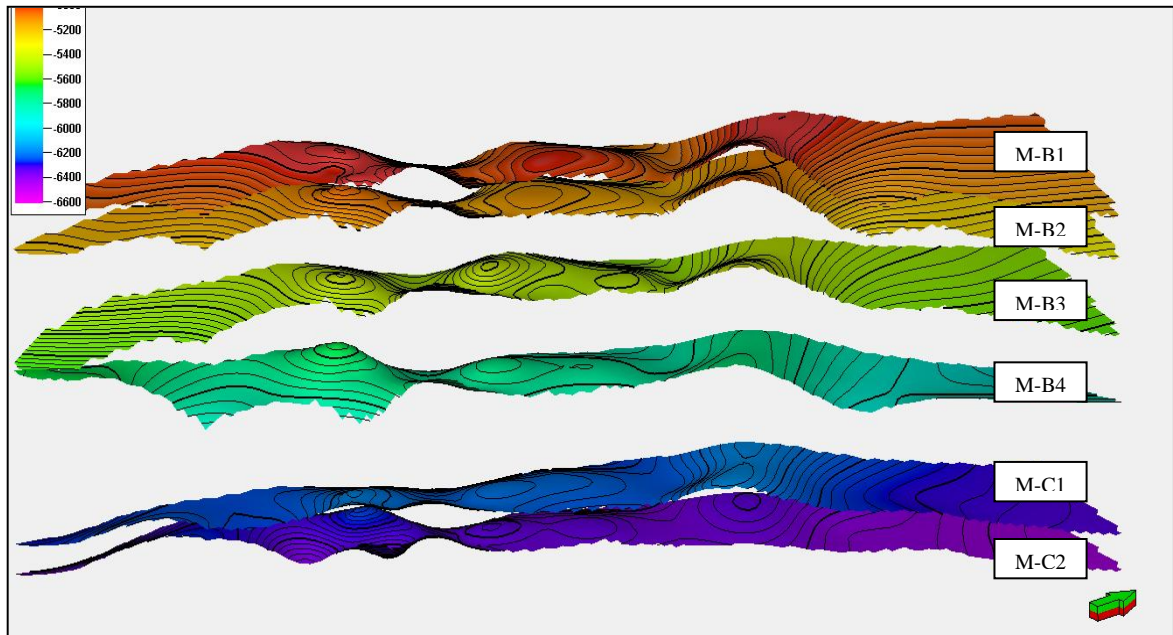
La información recopilada consta de:

El sistema de fallas tanto de la formación Mugrosa B y Mugrosa C que atraviesa los tres campos, el Grid del tope de la formación Mugrosa, La descripción de núcleos brinda información concerniente al ambiente de depositación del área de estudio, direcciones de mayor o menor isotropía, direcciones principales de variación lateral de facies. Esto permite realizar un análisis más detallado en la zonificación de las formaciones.

11.1.8 Clasificación de los datos por formación.

A continuación se clasificaron los datos de cloruros y BSW por campo y formación (Mugrosa Zona B que se subdivide en unidades operacionales B1, B2, B3, B4, y la Zona C que se subdivide en C1 y C2,) para el campo Llanito Gala. El campo Galán contiene pozos que producen de formación Mugrosa como los son los pozos del Bloque 9,10 y 11 para el Bloque 12 la mayor cantidad de pozos producen de la formación Colorado, en la siguiente figura podemos observar las subdivisiones de la formación para el caso del Bloque 1 correspondiente al campo Llanito.

Ilustración 10 Subdivisiones de la formación mugrosa, bloque 1 campo Llanito.



Fuente: Autor

El reporte de producción cuenta con pozos que no registran el intervalo en el cual fue tomada la muestra, entonces, para realizar la clasificación tanto de cloruros como de BSW fue necesario contar con el apoyo de los estados mecánicos de los

pozos de cada uno de los campos, y conocer su historial desde el momento de su perforación hasta hoy en día o hasta el día de su abandono para ubicar los datos en el intervalo. También fue de gran utilidad el archivo de eventos de cada pozo proporcionado por la Superintendencia de Yacimientos de ECOPETROL S.A en cual se encuentra información detallada como:

- Instalaciones
- Cañoneos
- Cementaciones
- Ensayos
- Estimulaciones

En base a esta información se realizó la asociación de los datos de eventos, estados mecánicos de los pozos y datos de producción para conocer de esta manera la procedencia del intervalo al cual fue registrado el dato de cloruro y BSW. De esta forma se logra clasificar de manera apropiada los datos y evitar la pérdida de información.

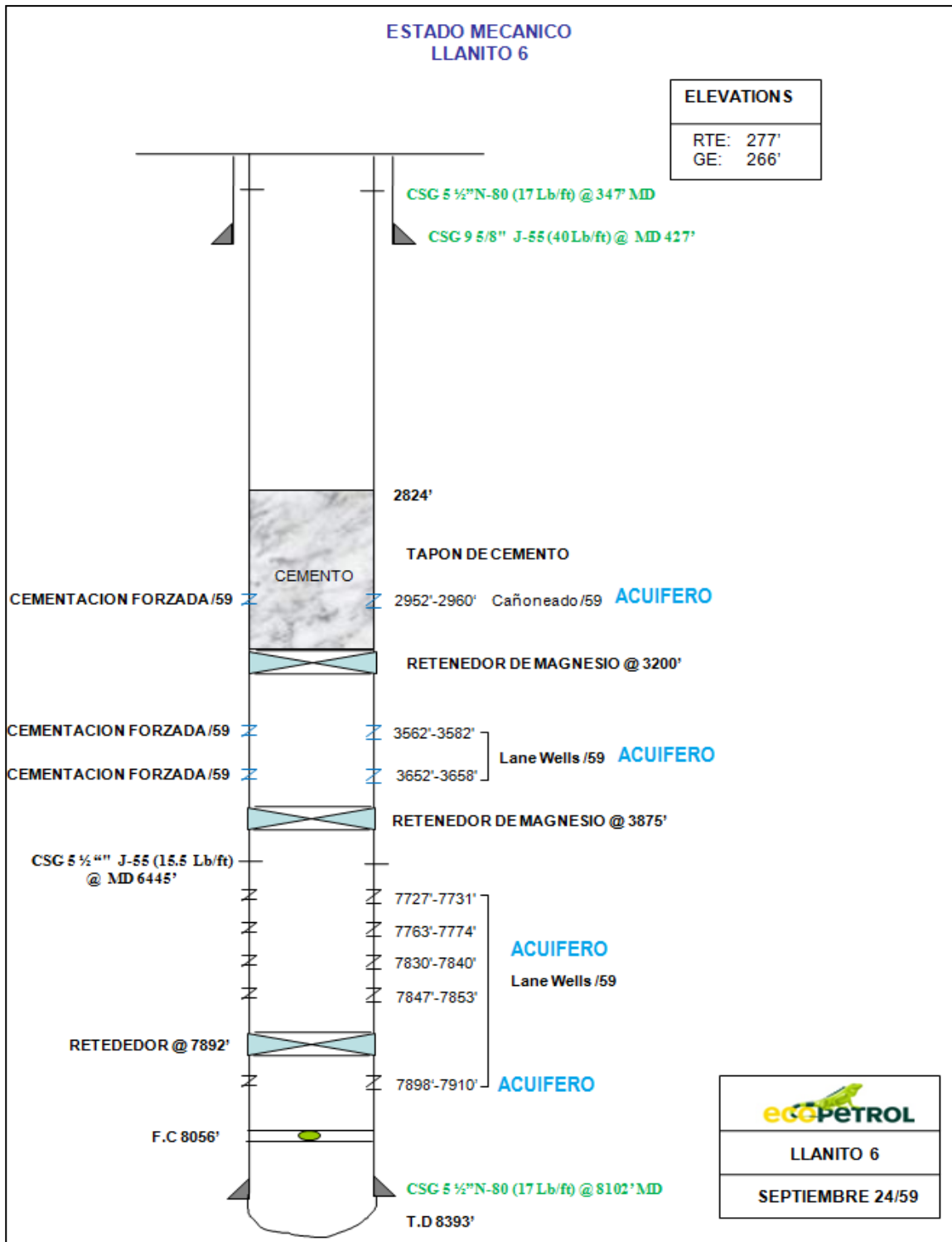
Ilustración 11 Archivo de eventos (Ensayos y Cementaciones) para el pozo Llanito 38

INDENTIFICADOI	FECHA	TOPE	BASE	RESULTADO_DEL_ENSAYO
LLANITO-38	08/10/1964	5488	5518	AGUA
LLANITO-38	01/01/1982	5496	5510	SECO
LLANITO-38	01/01/1982	5652	5664	AGUA
LLANITO-38	01/01/1982	5602	5596	SECO
LLANITO-38	01/01/1982	6052	6072	AGUA
LLANITO-38	16/07/1990	6052	6076	AGUA
LLANITO-38	16/07/1990	5942	6008	PETROLEO
LLANITO-38	16/07/1990	5488	5628	AGUA
LLANITO-38	16/07/1990	5488	5518	SECO
LLANITO-38	16/07/1990	6276	6286	PETROLEO
LLANITO-38	16/07/1990	5562	5628	SECO
LLANITO-38	16/07/1990	5286	6363	PETROLEO
LLANITO-38	16/07/1990	5286	5692	AGUA
LLANITO-38	16/07/1990	5652	5696	AGUA
LLANITO-38	16/07/1990	5286	5312	AGUA
LLANITO-38	16/07/1990	6245	6363	PETROLEO

POZO	TOPE	BASE	TIPO CEMENTACI	CEMENTO	VOL CEMENTO	SAC	RESION CEMENTAC	OBSERVACIONES
LLANITO-38	5510	5518	SQUEEZE	HERCULES	30			INTERVALO ACUIFERO
LLANITO-38	5499	5505	SQUEEZE	HERCULES	30			INTERVALO ACUIFERO
LLANITO-38	5488	5496	SQUEEZE	HERCULES	30			INTERVALO ACUIFERO
LLANITO-38	5942	6008	SQUEEZE	CLASE G	50	1500		INTERVALO ACUIFERO
LLANITO-38	6052	6072	SQUEEZE	CLASE G	60	3250		INTERVALO ACUIFERO
LLANITO-38	5562	5628	SQUEEZE	CLASE G	40	2800		RECEMENTACION
LLANITO-38	5282	5689	SQUEEZE	CLASE G		3250		
LLANITO-38	5286	5312	SQUEEZE	CLASE G	30			
LLANITO-38	5686	5692	SQUEEZE		30	3250		
LLANITO-38	5596	5602	SQUEEZE					
LLANITO-38	5652	5664	SQUEEZE					

Los estados mecánicos de los pozos fueron de gran ayuda para la ubicación de las zonas acuíferas y la ubicación de valores los cuales no referenciaba intervalo de la toma de fluido, por ejemplo el que se muestra en la siguiente figura.

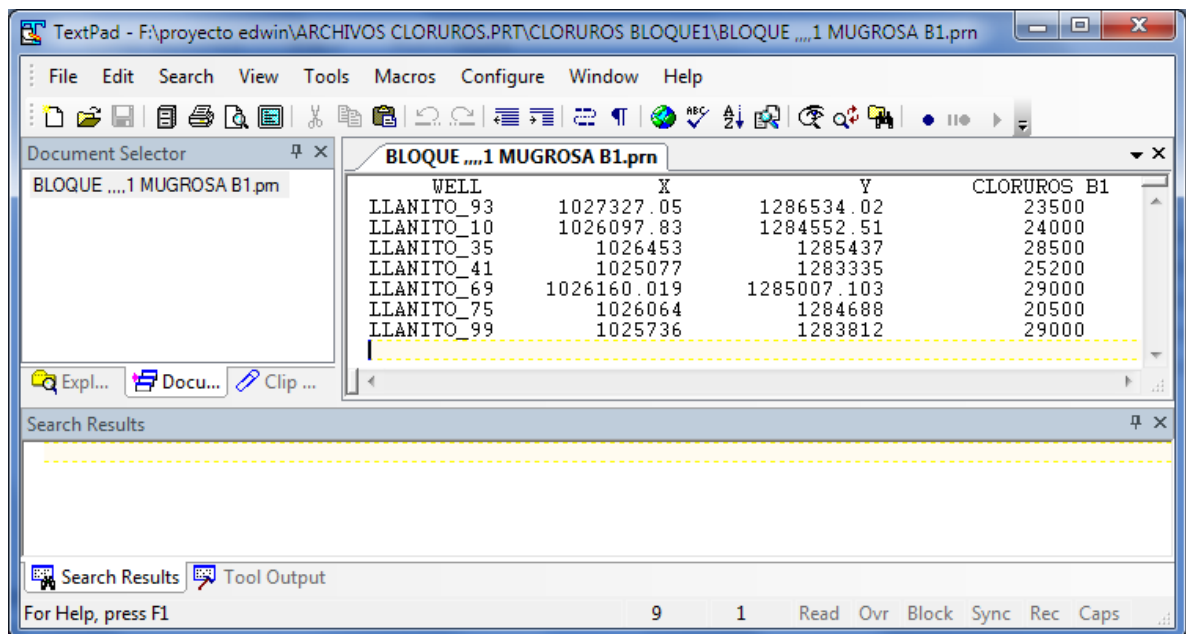
Ilustración 12 Estado Mecánico del pozo Llanito 6



11.2 CARGA DE DATOS

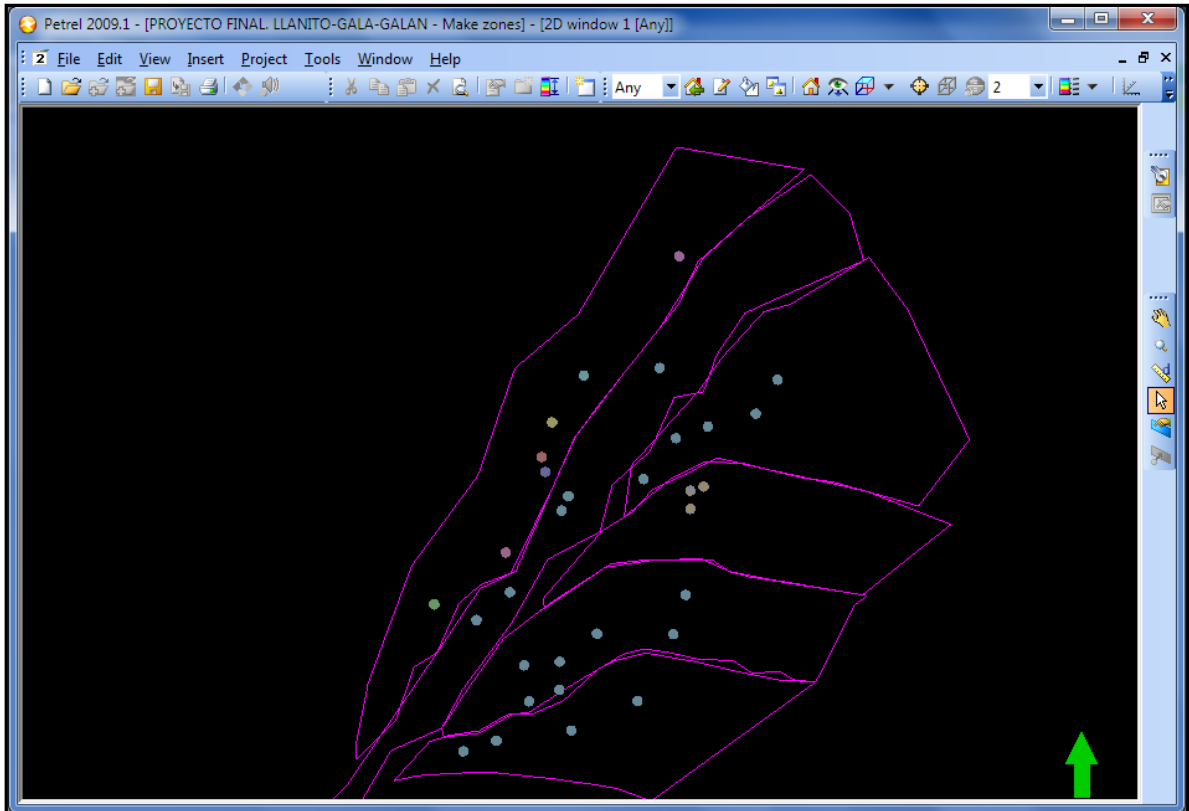
Después de realizar la clasificación de los cloruros y de BSW en archivo Excel se ajustan las columnas de los datos y se guarda cada uno de los archivos en formato delimitado por espacio de texto (.prn). De esta manera se puede lograr importar los datos a Petrel; al momento de importar la data se generan errores de espacios entre caracteres o numeración no válida para el software, entonces se utilizo el programa TextPad, que es un editor de textos sencillo que permite realizar la corrección de la data.

Ilustración 13 Ejemplo del archivo (.prn) que se importa a Petrel.



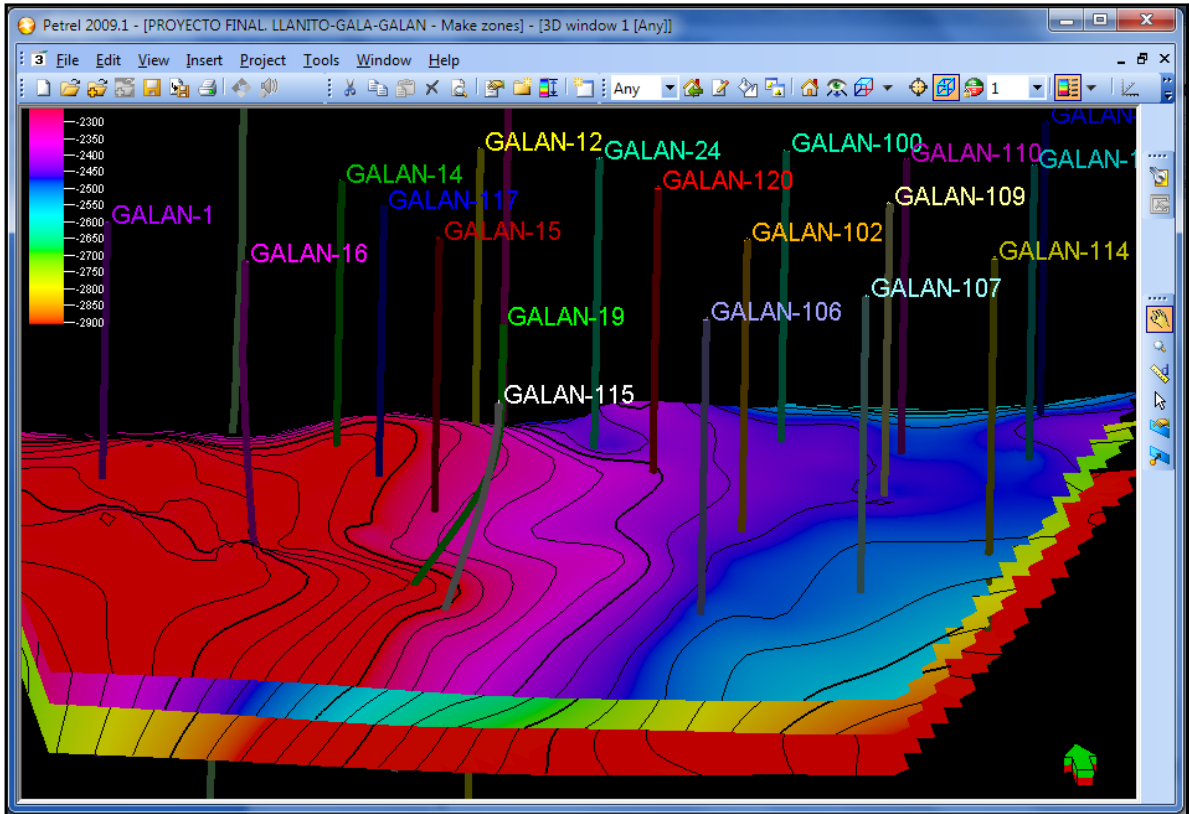
Luego de tener la data corregida se importa a Petrel como archivo tipo (Petrel points with atributes) esto genera un punto con el valor de cloruros y de BSW ubicándolo en la coordenada especificada para cada pozo. Con los polígonos de cada bloque se procede a generar las superficies de cada formación productora de cada campo.

Ilustración 14 Generación de puntos correspondientes a valores de cloruros campo Llanito.



A continuación se generan las superficies para cada una de las formaciones. Se importan los Picks de pozos, el Well Header, el Survey, el Grid de fallas y toda la data que disponible para el proyecto. Para los registros se importan a Petrel como archivo (Well Logs (.LAS 3.0)(*las)).

Ilustración 15 Despliegue de la geometría de pozos y Grid de las formaciones productoras.



Con la información ya cargada en el software se procede a realizar los Mapas y las correlaciones para su posterior interpretación.

12. ANALISIS DE CLORUROS CAMPOS LLANITO-GALA-GALAN.

Después de haber realizado la carga de datos se generan las superficies para cada formación y se procede a realizar los mapas para su posterior interpretación.

Se realizó un análisis estadístico teniendo en cuenta los datos obtenidos de cloruros para cada formación por medio del software Crystall Ball que me permite realizar simulaciones Montecarlo que se refiere a cualquier método analítico con el objetivo de caracterizar simplificadaamente la realidad de un proceso en un modelo. El modelo se emplea para tratar de evidenciar relaciones de causa y efecto y realizar predicciones facilitando la manipulación y la interpretación de los datos obtenidos, permite realizar simulaciones en su propia hoja de cálculo. Crystall Ball automáticamente calcula miles de diferentes casos ahorrando los resultados de cálculo como escenarios individuales. El análisis de estos escenarios le revelará a usted el rango de ocurrencias posibles, la probabilidad de que estas pasen, cual input tiene mayor efecto en su modelo donde debería enfocar su trabajo.

Después de haber clasificado los datos de cloruros son cargados al software (Crystal Ball) para someterlos a la simulación. A continuación definimos los datos de cloruros como supuestos que son las variables que pueden ser inciertas dentro del modelo y generamos los valores pronósticos que son las celdas a monitorear, son celdas que contienen formulas que son afectadas por las celdas-supuestos. (Barras de color azul).

La simulación por medio de Crystall Ball se generó para cada una de las superficies de cloruros en las formaciones (B1, B2, B3, B4, C1, C2) de la formación Mugrosa. A continuación se encuentran para cada una de las zonas la carta de comparación de distribuciones, que muestra específicamente la similitud entre los datos medidos y los datos ajustados, mostrando la distribución que

proporciona mayor confiabilidad con respecto a las otras, reflejando el grado de confiabilidad de los datos ajustados.

La utilidad del software radica en su sencillez como se puede manipular información extensa. Sin embargo, su utilidad radica en el principio básico de la estadística y es ajustar una serie de datos obtenidos de cierta población donde cualquiera de estos datos finalmente este dentro del rango que se quiere estudiar. El software nos proporciona un reporte que detalla las propiedades estadísticas de la distribución ajustada, estos representan la medida y el grado de dispersión que evidencia la cantidad en ppm de cloruros en cada zona, el reporte contiene la siguiente información:

N° de iteraciones (Trials): Numero de iteraciones que utiliza el simulador.

Valor Medio (Mean): Es la media de un conjunto de valores que se obtendrá por la adición de los valores y dividir su suma por el número de valores. El término "promedio" se refiere generalmente a la media.

Mediana (Median): La mediana es el valor medio en un conjunto de valores ordenados. Por ejemplo, 6 es la mediana de 1, 3, 6, 7 y 9 (recordar que la media es 5,2). Si hay un número impar de valores, la mediana se obtendrá por la colocación de valores en orden de menor a mayor y, a continuación, seleccionando el valor medio. Si hay un número par de valores, la mediana es la media de los dos valores medios.

Desviación estándar (Standard Deviation): La desviación estándar de un proyecto puede llegar a ser un valor de gran magnitud cuando existe alta incertidumbre, como ocurre en el caso de considerar los altos valores que pudieran llegar a tener los precios del petróleo de un prospecto exploratorio. La desviación estándar es una medida del grado de dispersión de los datos con

respecto al valor promedio. Dicho de otra manera, la desviación estándar es simplemente el "promedio" o variación esperada con respecto a la media aritmética.

Varianza (Variance): Varianza es una medida de la dispersión, o la propagación de un conjunto de valores acerca de la media. Cuando los valores están cerca de la media, la varianza es pequeña. Cuando los valores están muy dispersos en torno a la media, la varianza es mayor.

Oblicuidad (Skewness): oblicuidad es una medida de la asimetría de la distribución de la probabilidad.

Curtosis (Kurtosis): se refiere al grado de apuntalamiento de una distribución. Por ejemplo, una distribución de valores podría ser perfectamente simétricos, pero posee ó bien un "pico" o bien un "Plano"

Coefficiente de Variabilidad (Coeff. Of Variability): proporciona una medición de cuánto su previsión de valores varían en relación con el valor medio. Dado que este dato es independiente de las previsiones de las unidades, se puede usar para comparar la variabilidad de dos o más pronósticos, aun cuando el plan de previsiones de escalas diferentes. También podemos decir que el coeficiente de variación es la razón entre la desviación estándar y su valor monetario esperado. Este coeficiente de variación es de gran utilidad para incorporar la magnitud del valor esperado al cálculo de la desviación estándar, y así permitir comparar proyectos entre sí, ya que no tiene sentido comparar desviaciones estándar de proyectos con diferentes valores esperados

Valor Mínimo (Minimum): Es el menor número en un conjunto de valores.

Valor Máximo (Maximum): Es el mayor número en un conjunto de valores.

Rango (Range): Es la diferencia entre el rango mínimo y el rango máximo.

Media de error estándar (Mean Std. Error): Permite determinar la exactitud de los resultados de la simulación y el número de ensayos que son necesarios para garantizar un aceptable nivel de error. Esta estadística le dice cual es la probabilidad de que la media estimada pueda desviarse de la verdad.

Percentiles: Un percentil es un número en una escala de cero a cien que indica el tanto por ciento de una distribución que sea igual o inferior a un valor (por defecto). Crystal Ball calcula los percentiles de las previsiones de los valores mediante una interpolación algorítmica. Este algoritmo se utiliza tanto para los datos continuos y discretos, resultando la posibilidad de contar con números reales como para los percentiles incluso de datos discretos. Si una previsión exacta corresponde a un valor calculado por un percentil, Crystal Ball acepta el percentil. En caso contrario, Crystal Ball interpola proporcionalmente al más cercano entre los dos valores para calcular el percentil

Diagrama de tornado: Esta herramienta mide el impacto de cada una de las variables del modelo, esta herramienta prueba cada supuesto, la decisión óptima que se obtiene, la variable, celdas predecesoras o independientes, además mientras analiza una de las variables, las otras variables permanecen constantes.

Esta herramienta prueba el rango de cada variable de acuerdo con los percentiles especificados y calcula el valor de la predicción en cada punto, señala el punto óptimo entre los valores máximos y mínimos de la predicción para cada variable, en forma descendente, de acuerdo al efecto que tenga cada una sobre la predicción

Los colores de la barra indican la dirección con la que se relacionan las variables y la predicción, para las variables que tienen un efecto positivo en la predicción se

encuentran señaladas en azul y la variable que influye negativamente se encuentra en rojo.

Mapa 6 Cloruros campo Llanito-mugrosa B1.

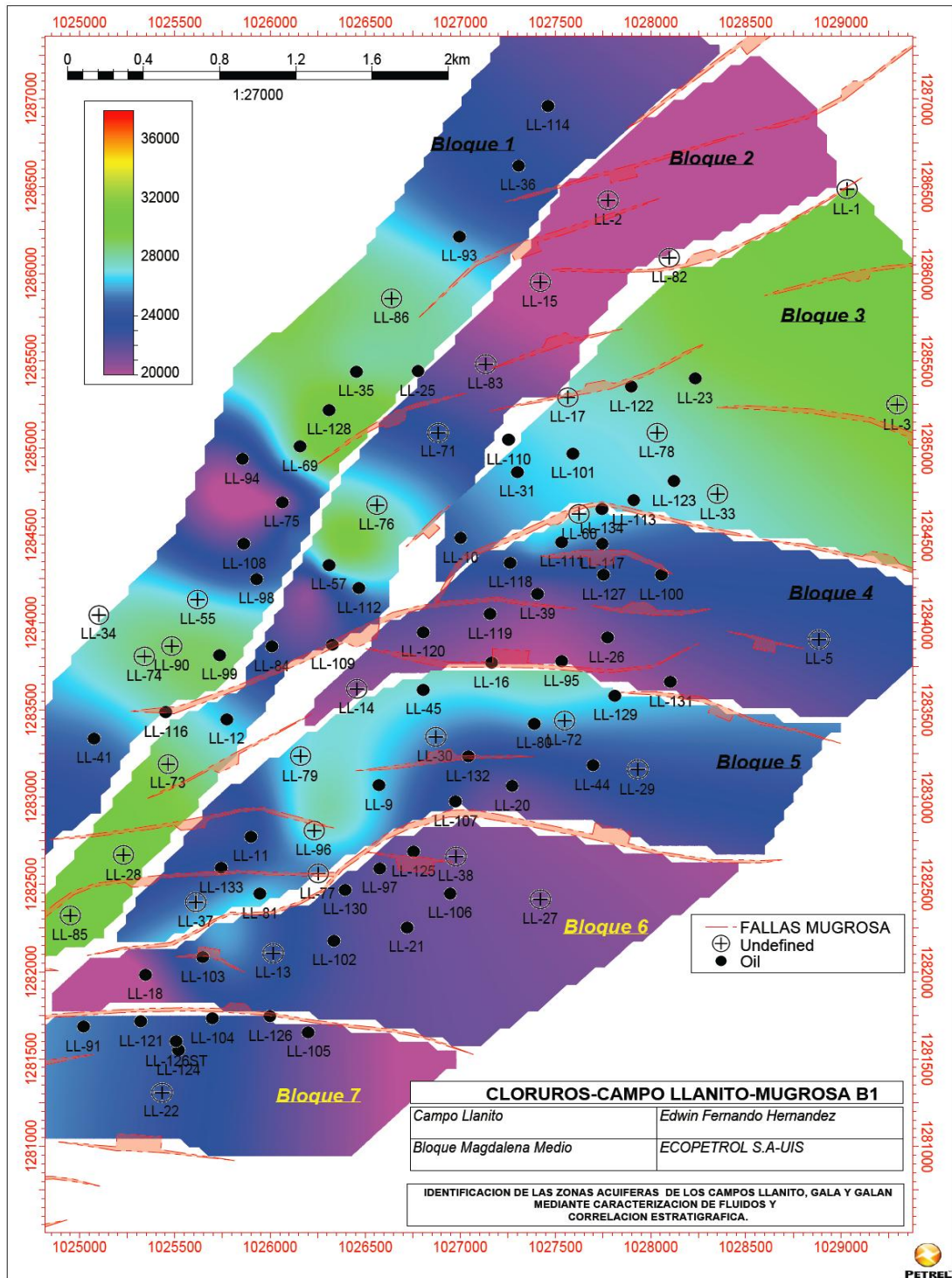


Ilustración 16 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B1 campo Llanito.

Forecast: CLORUROS-FM MUGROSA B1-LLANITO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View 'FM MUGROSA B1'F11

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Beta	.1339	---	Minimum=19.686,10,Maximum=22.655,77,Alpha
	Normal	.1901	0,897	Mean=21.163,10,Std. Dev.=253,04
	Lognormal	.1906	0,864	Location=-174.036,18,Mean=21.163,10,Std. Dev
	Weibull	.2065	0,816	Location=20.343,85,Scale=907,52,Shape=3,587
	Gamma	.2365	0,698	Location=13.162,20,Scale=8,01,Shape=999
	Logistic	1,1726	0,000	Mean=21.163,14,Scale=145,69
	Max Extreme	10,7685	0,000	Likeliest=21.036,65,Scale=248,73
	Min Extreme	10,7898	0,000	Likeliest=21.289,50,Scale=250,41
	Student's t	22,2134	---	Midpoint=21.163,10,Scale=107,27,Deg. Freedo
	Triangular	27,7323	---	Minimum=20.397,77,Likeliest=21.121,93,Maxim
	Uniform	116,0808	0,000	Minimum=20.426,91,Maximum=22.032,45
	BetaPERT	116,6601	---	Minimum=19.686,10,Likeliest=21.159,18,Maxim
	Pareto	196,7335	---	Location=20.427,79,Shape=28,33577
	Exponential	448,0365	0,000	Rate=0,00

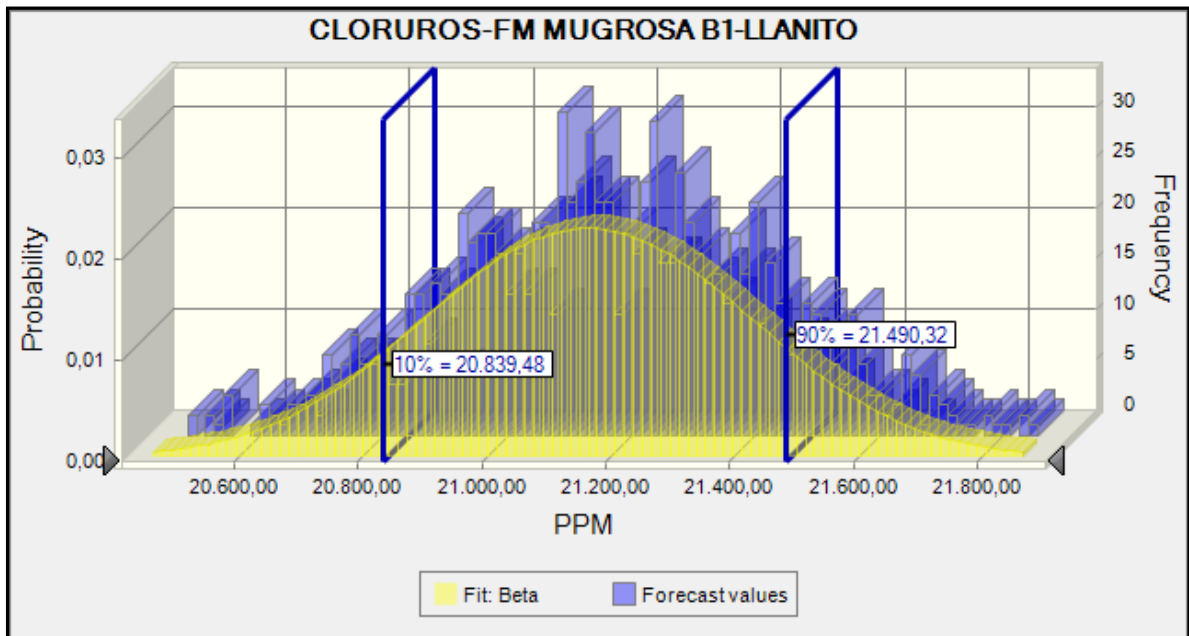
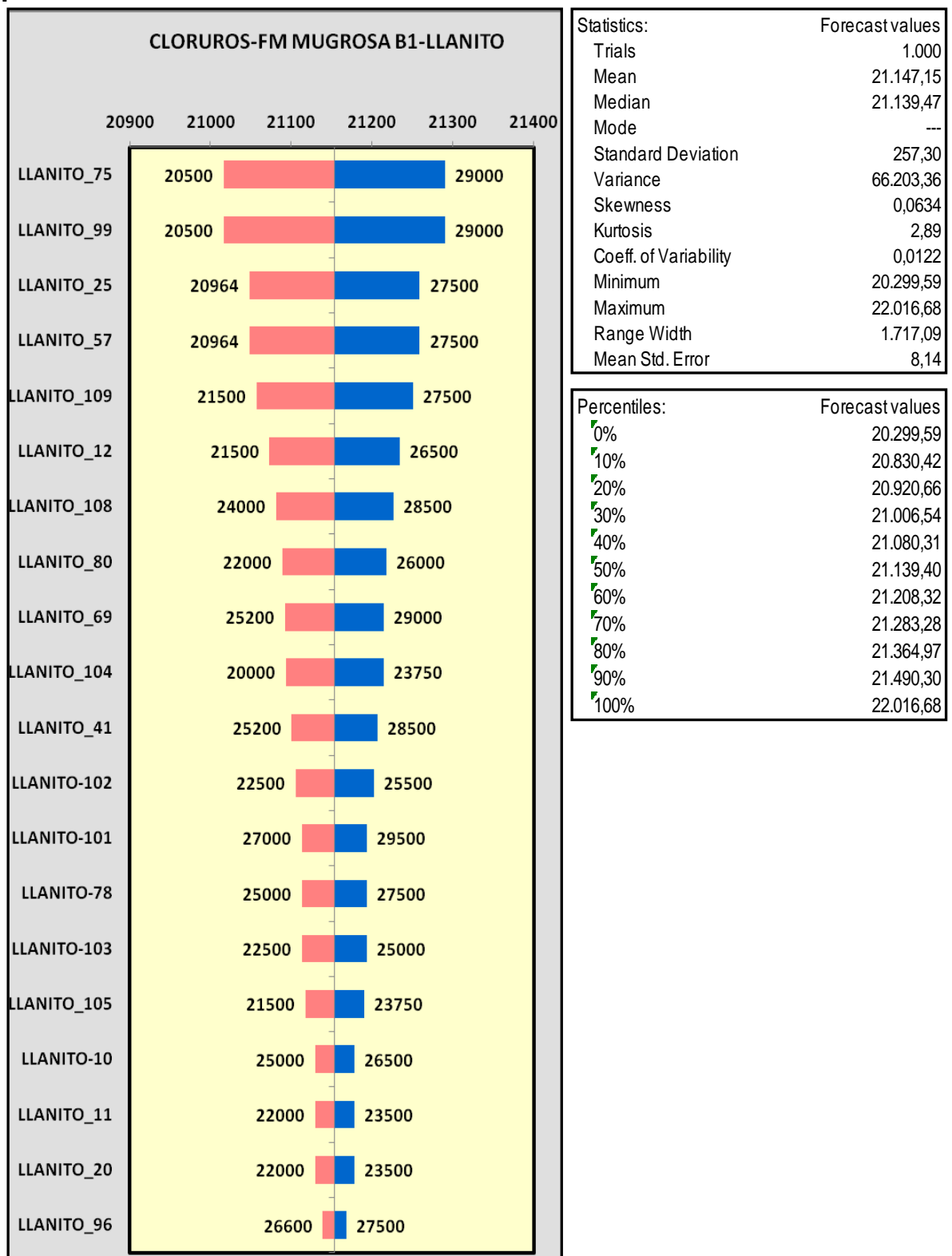


Ilustración 17 Diagrama tornado de cloruros fm Mugrosa B1



Mapa 7 Cloruros campo Llanito-Mugrosa B2.

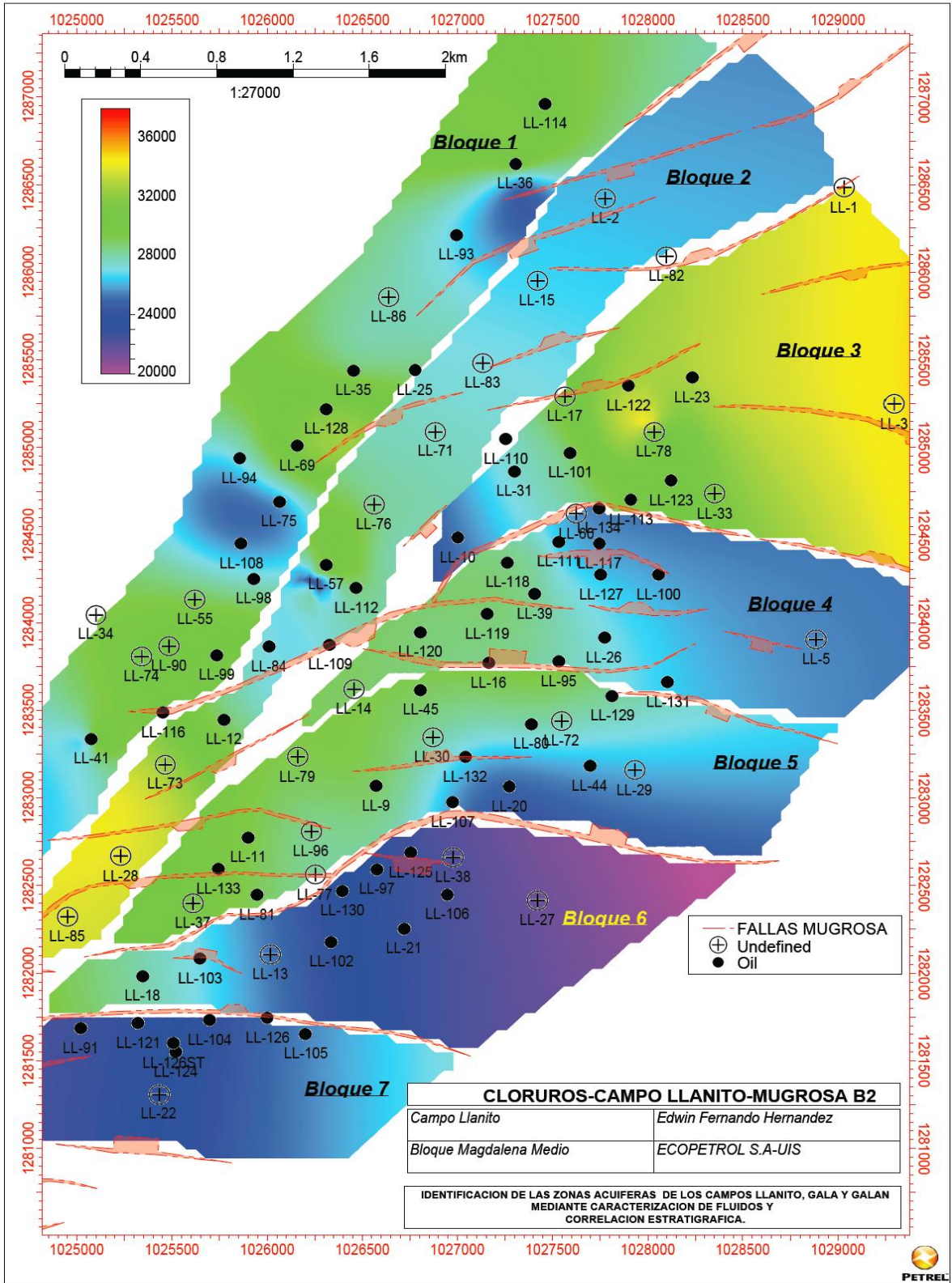


Ilustración 18 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa b2 campo Llanito.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA B2-CAMPO LLANITO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!F11

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Lognormal	,1445	0,962	Location=-21.472,09,Mean=27.098,38,Std. Dev.
	Normal	,1495	0,964	Mean=27.098,38,Std. Dev.=225,71
	Beta	,1558	---	Minimum=23.899,92,Maximum=30.296,84,Alpha
	Gamma	,1605	0,932	Location=19.961,87,Scale=7,14,Shape=999
	Student's t	,1794	---	Midpoint=27.098,38,Scale=218,06,Deg. Freed
	Logistic	,8386	0,015	Mean=27.097,94,Scale=128,72
	Max Extreme	12,0935	0,000	Likeliest=26.985,71,Scale=227,17
	Weibull	12,1610	0,000	Location=26.341,64,Scale=800,52,Shape=3,540
	Min Extreme	12,9927	0,000	Likeliest=27.211,42,Scale=227,83
	Triangular	31,8576	---	Minimum=26.314,93,Likeliest=27.099,64,Maxim
	Uniform	118,6873	0,000	Minimum=26.344,25,Maximum=27.825,00
	Pareto	227,4929	---	Location=26.344,98,Shape=35,50962
	BetaPERT	254,0490	---	Minimum=23.899,92,Likeliest=27.098,38,Maxim
	Exponential	451,2935	0,000	Rate=0,00

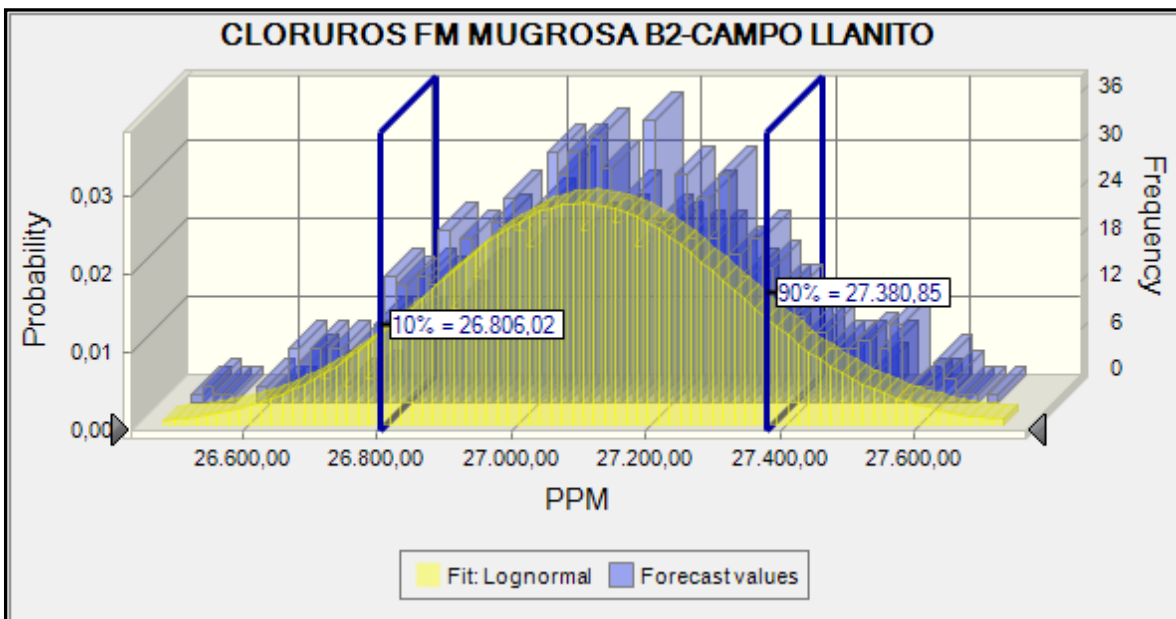
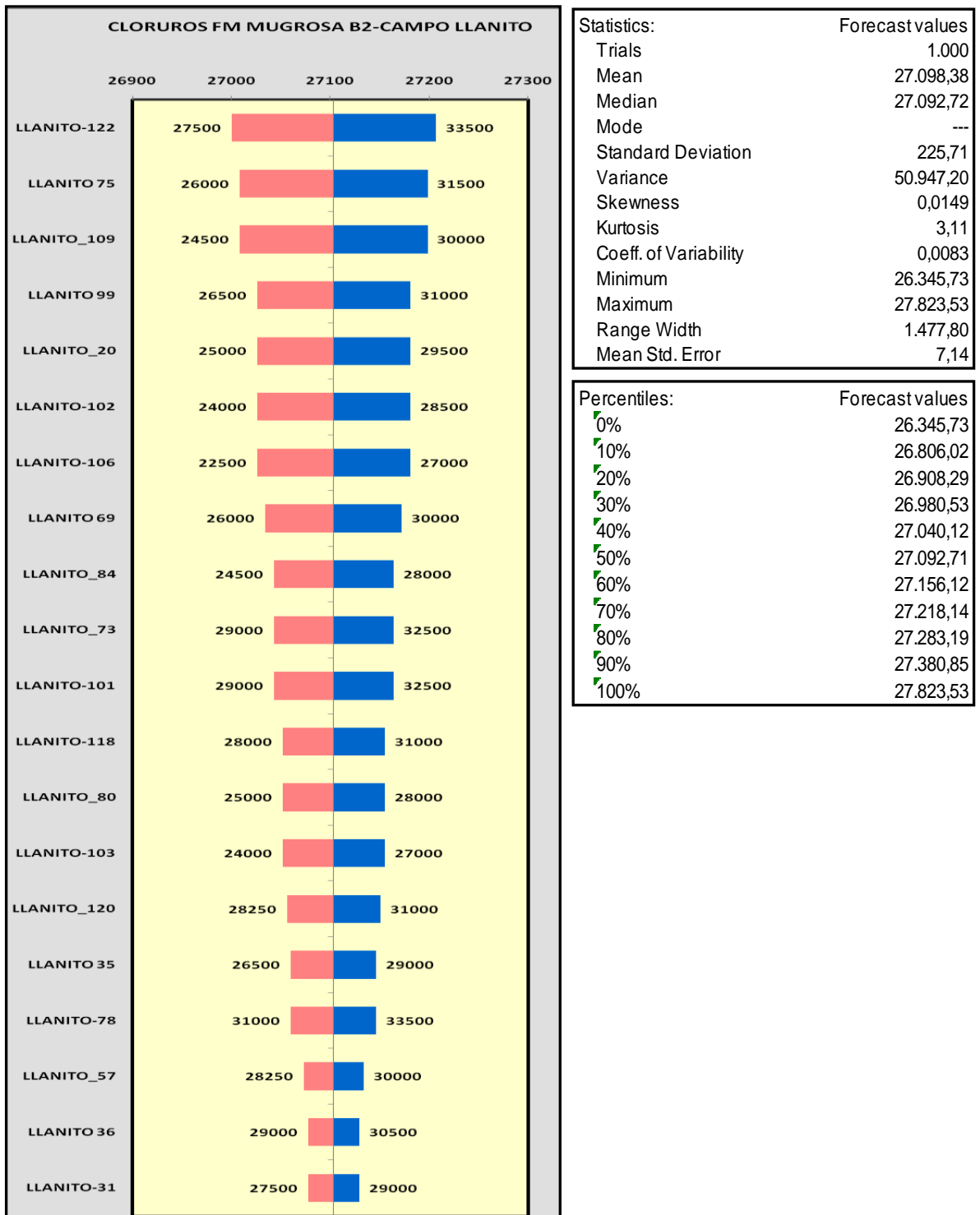


Ilustración 19 Diagrama tornado de cloruros fm Mugrosa B2.



.Mapa 8 Cloruros campo Llanito-mugrosa B3

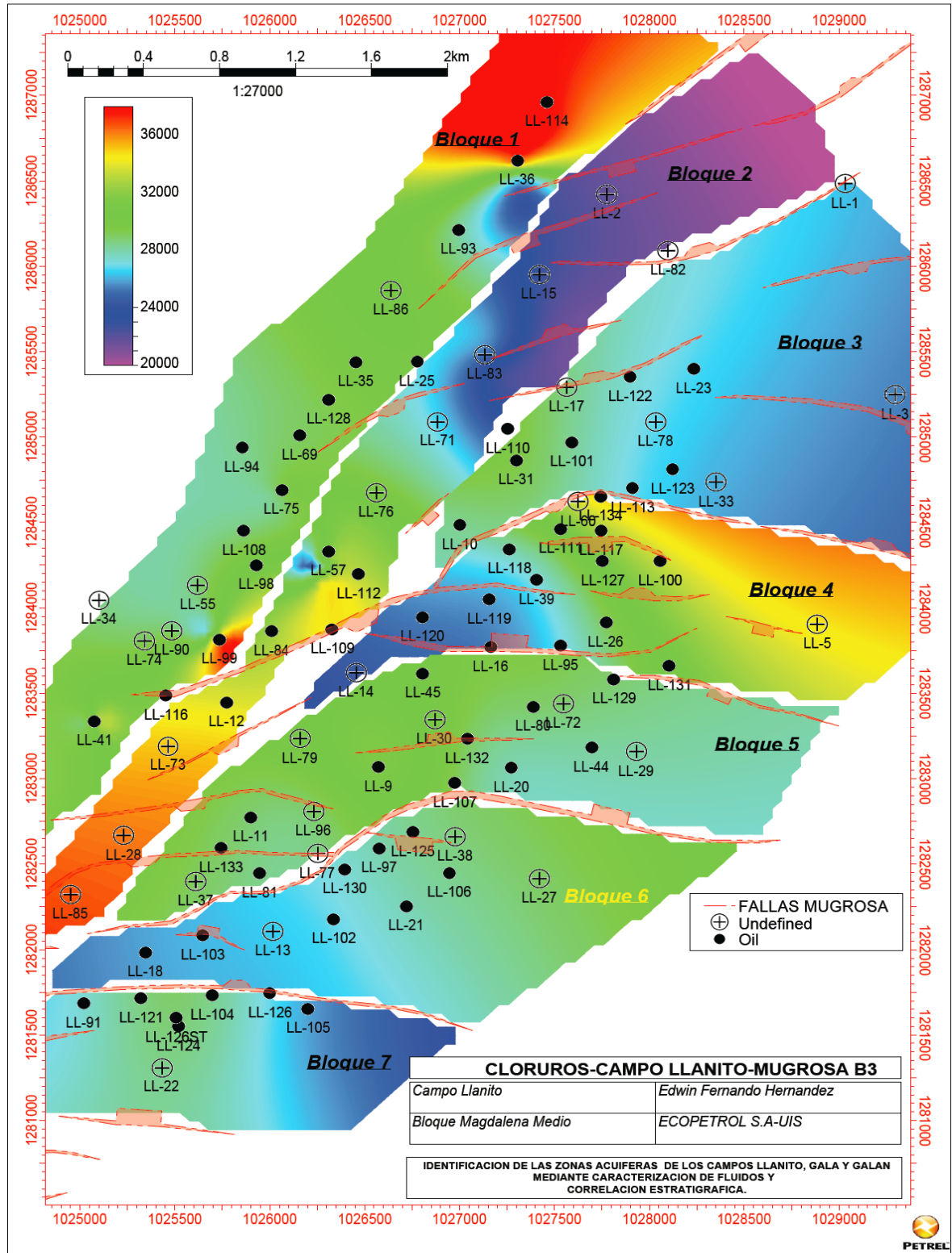


Ilustración 20 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B3 campo llanito.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA B3 CAMPO LLANITO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja11F9

Ranked by: Anderson-Darling

Distribution	A-D	P-Value	Parameters
Student's t	,2398	---	Midpoint=27.515,58,Scale=256,90,Deg. Freed
Logistic	,4303	0,246	Mean=27.515,66,Scale=153,92
Normal	,5727	0,137	Mean=27.515,58,Std. Dev.=273,67
Lognormal	,5767	0,062	Location=-31.119,73,Mean=27.515,58,Std. Dev.
Beta	,6130	---	Minimum=23.637,59,Maximum=31.393,58,Alpha
Gamma	,6314	0,043	Location=18.861,76,Scale=8,66,Shape=999
Max Extreme	15,7246	0,000	Likeliest=27.379,01,Scale=282,81
Min Extreme	16,3510	0,000	Likeliest=27.652,74,Scale=284,06
BetaPERT	53,3977	---	Minimum=26.379,13,Likeliest=27.525,67,Maxim
Triangular	60,8851	---	Minimum=26.379,13,Likeliest=27.525,67,Maxim
Uniform	154,3118	0,000	Minimum=26.421,67,Maximum=28.553,01
Pareto	264,1454	---	Location=26.422,72,Shape=24,70425
Weibull	310,9692	0,000	Location=26.422,96,Scale=967,66,Shape=3,528
Exponential	449,9374	0,000	Rate=0,00

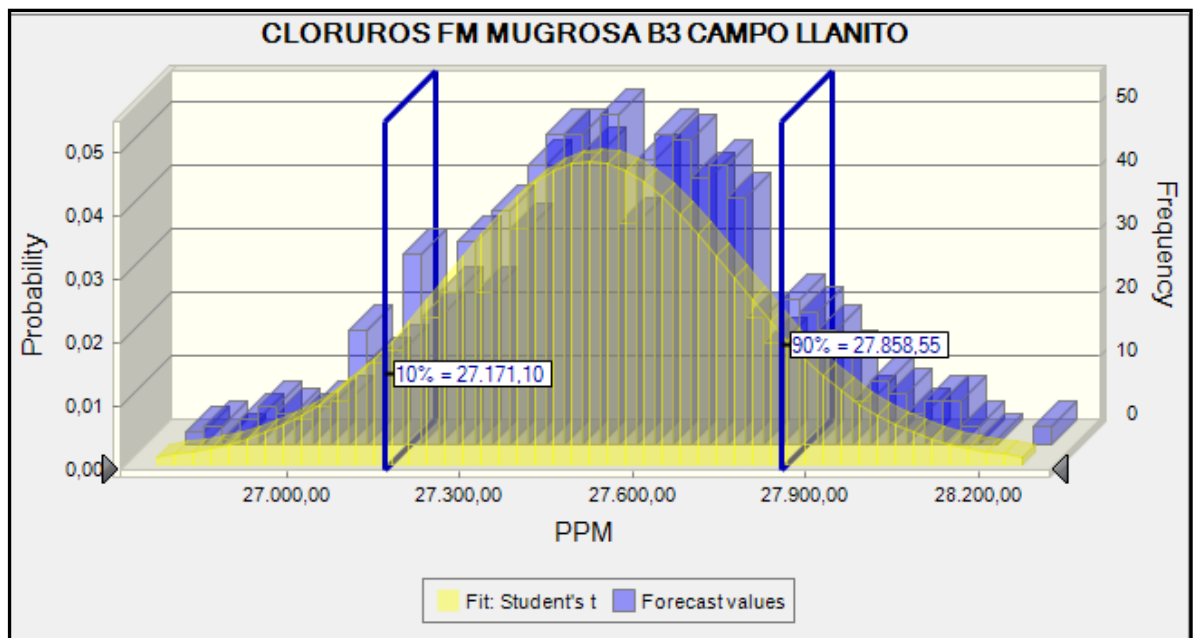
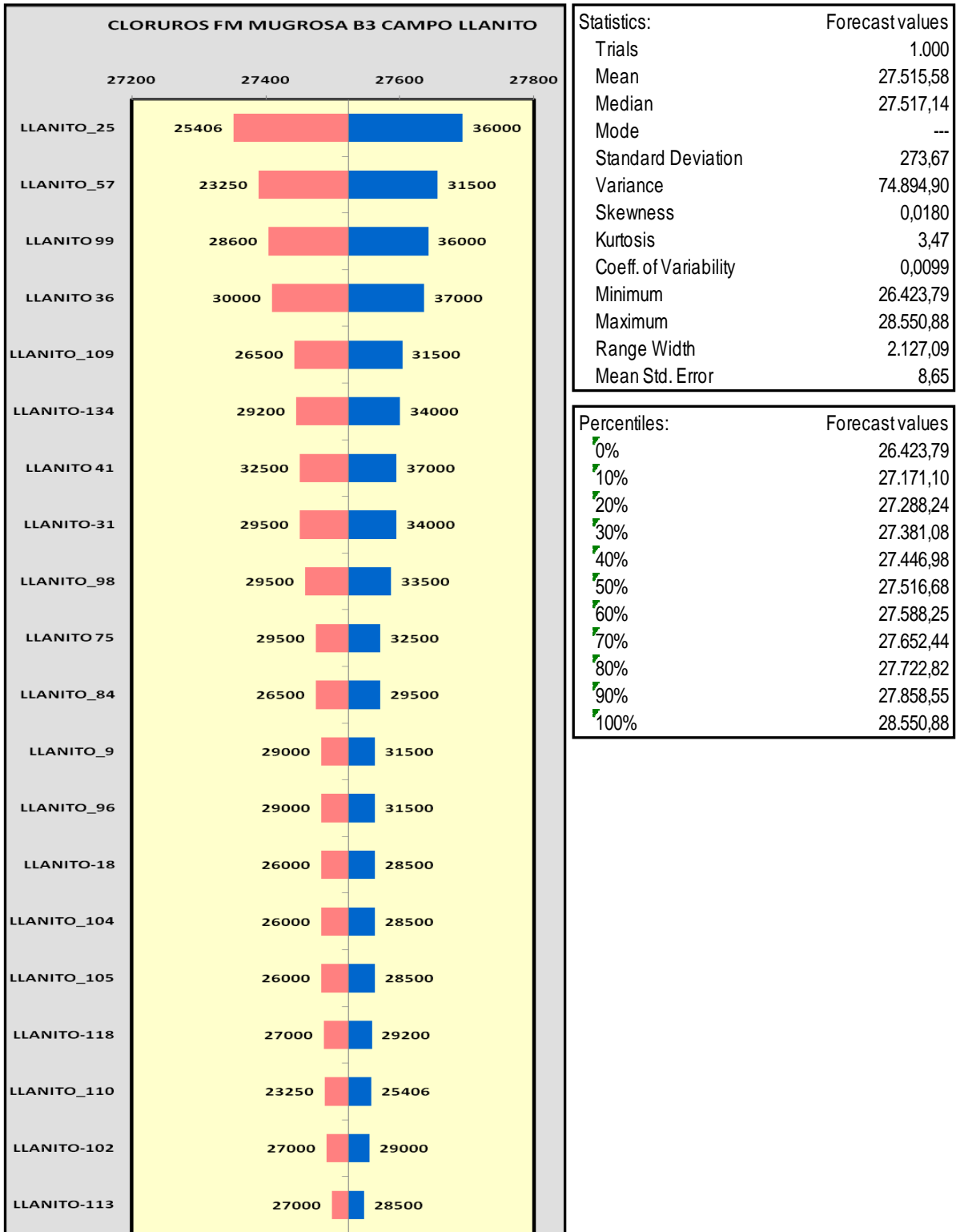


Ilustración 21 Diagrama tornado de cloruros fm mugrosa B3.



Mapa 9 Cloruros campo Llanito-Mugrosa B4.

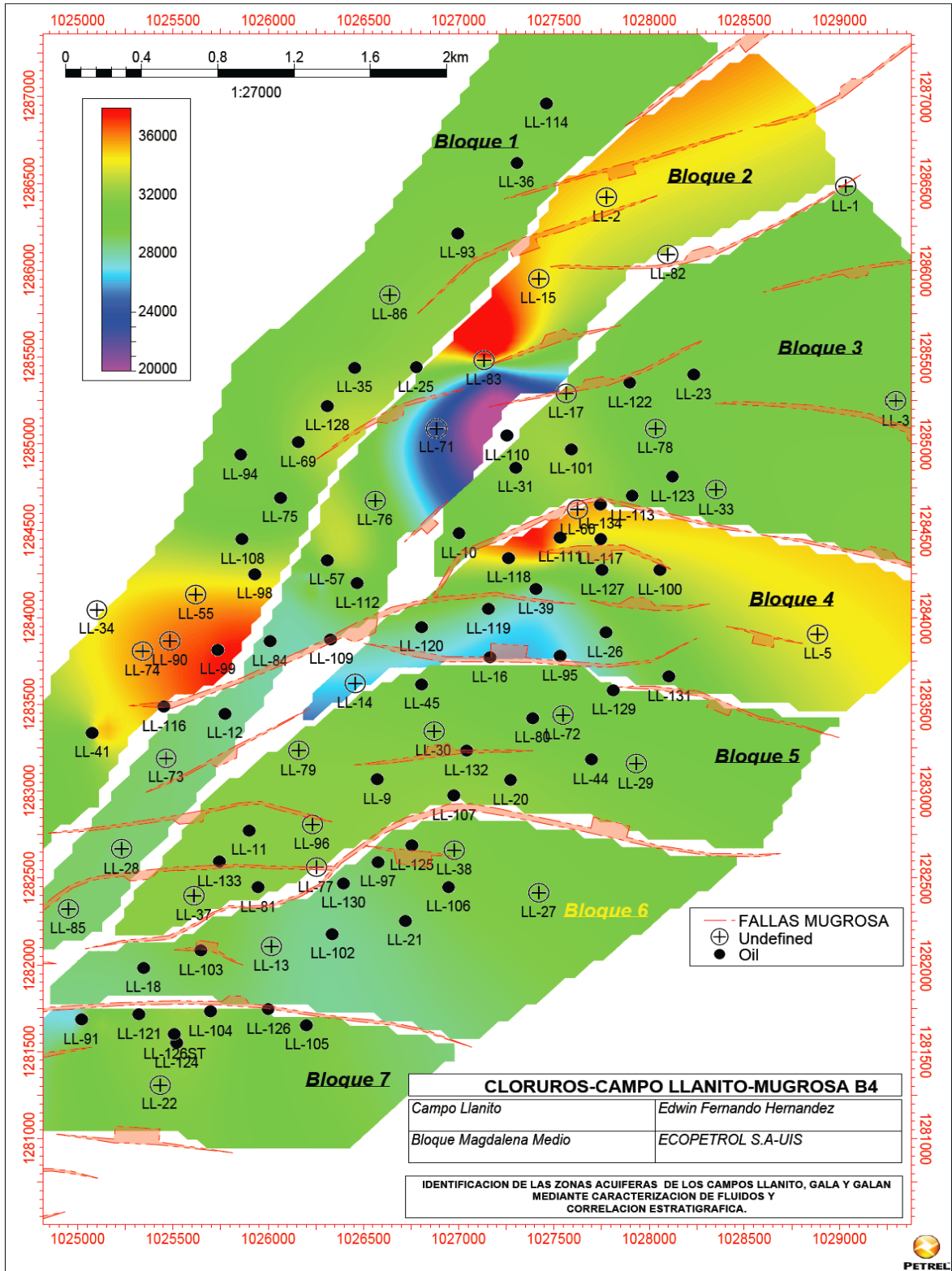


Ilustración 22 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B4 campo Llanito.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA B4 CAMPO LLANITO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja11F9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Normal	.3209	0,543	Mean=31.368,44,Std. Dev.=280,20
	Lognormal	,3210	0,462	Location=-2.178.642,28,Mean=31.368,44,Std. D
	Beta	,3698	---	Minimum=29.801,69,Maximum=32.879,64,Alpha
	Gamma	,3924	0,255	Location=22.506,83,Scale=8,87,Shape=999
	Weibull	,4733	0,148	Location=30.446,93,Scale=1.021,08,Shape=3,6
	Logistic	,9408	0,000	Mean=31.368,81,Scale=160,81
	Min Extreme	11,0111	0,000	Likeliest=31.508,36,Scale=274,53
	Max Extreme	11,9990	0,000	Likeliest=31.228,15,Scale=275,60
	Triangular	13,4846	---	Minimum=30.525,44,Likeliest=31.360,58,Maxim
	Student's t	22,2203	---	Midpoint=31.368,44,Scale=115,87,Deg. Freedo
	Uniform	88,5076	0,000	Minimum=30.556,87,Maximum=32.157,33
	BetaPERT	104,6294	---	Minimum=29.801,69,Likeliest=31.382,32,Maxim
	Pareto	195,0424	---	Location=30.557,66,Shape=38,24556
	Exponential	450,7226	0,000	Rate=0,00

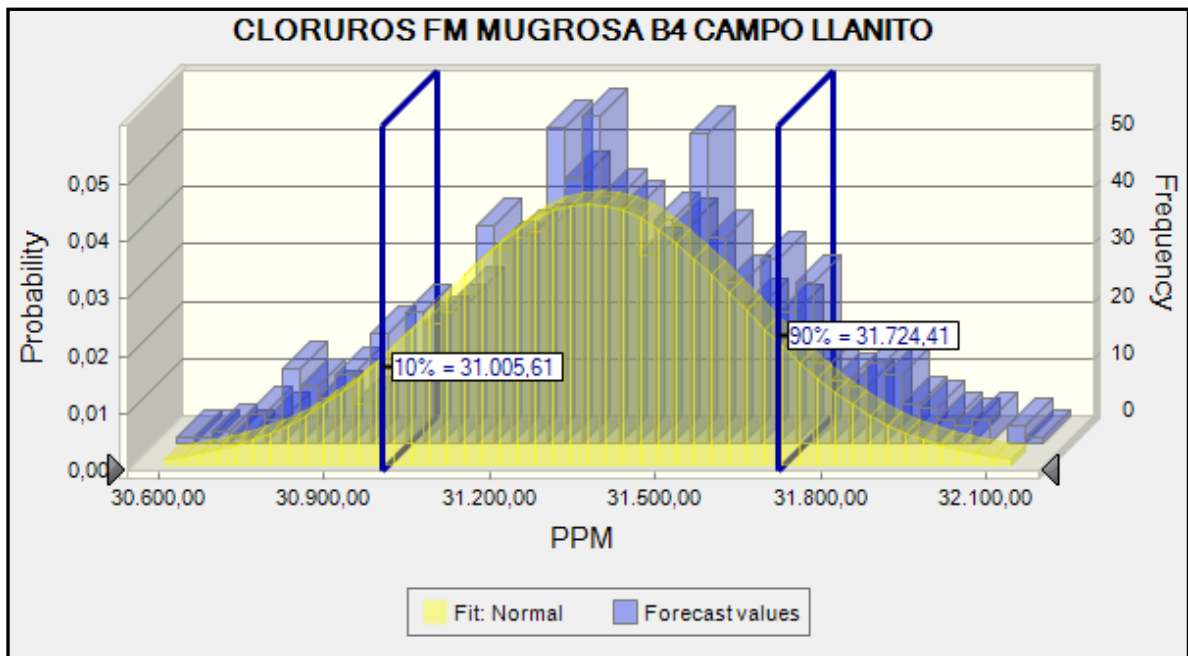
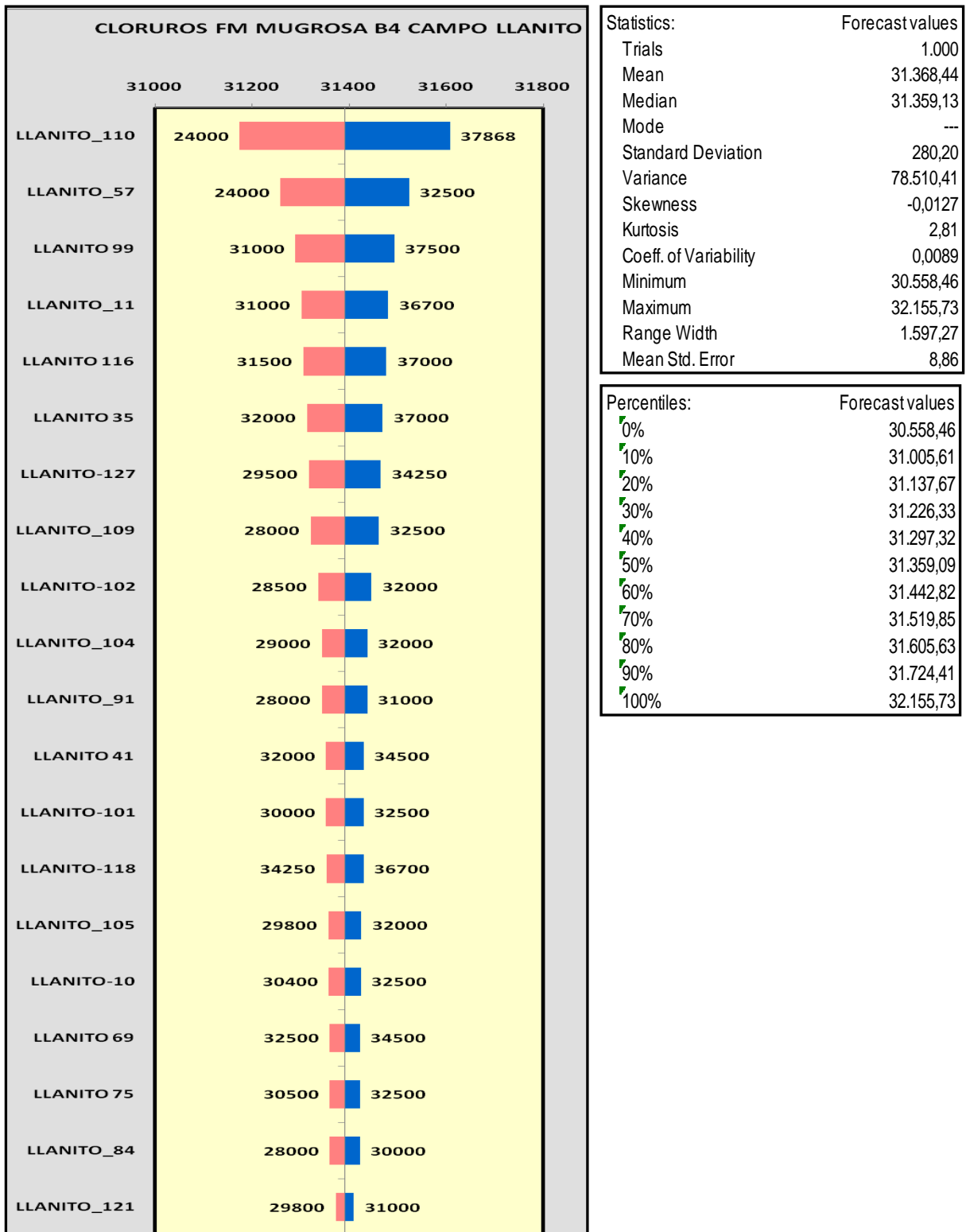


Ilustración 23 Diagrama tornado de cloruros Mugrosa B4.



Mapa 10 Cloruros campo Llanito-Mugrosa C1.

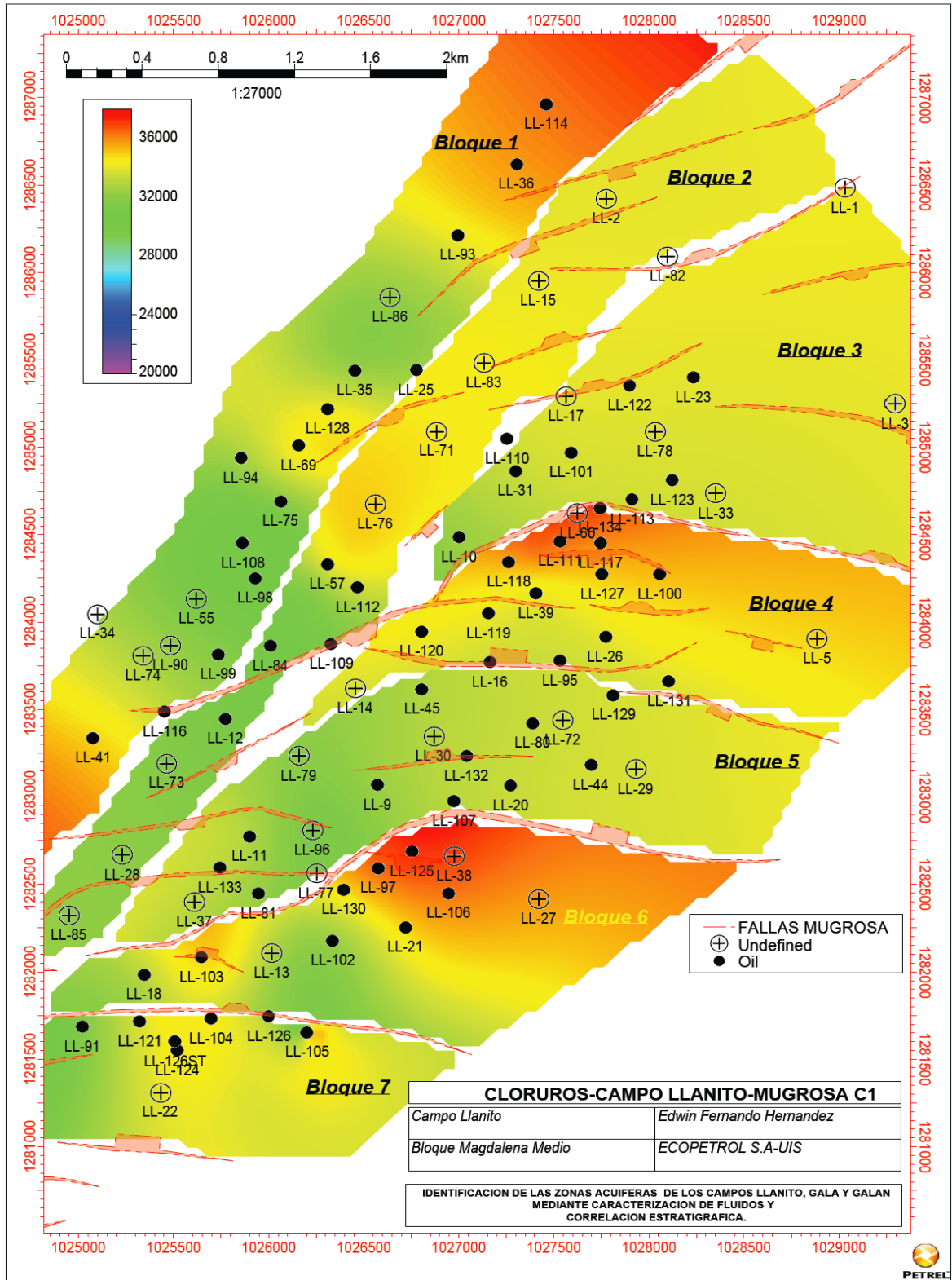


Ilustración 24 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C1 campo Llanito.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA C1 CAMPO LLANITO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja11F9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Student's t	.2832	---	Midpoint=29.748,52,Scale=135,18,Deg. Freed
	Normal	.4290	0,317	Mean=29.748,52,Std. Dev.=140,03
	Lognormal	.4301	0,229	Location=-1.152,649,07,Mean=29.748,52,Std. D
	Beta	.4577	---	Minimum=27.764,26,Maximum=31.732,79,Alpha
	Logistic	.5338	0,117	Mean=29.750,10,Scale=79,24
	Gamma	.6727	0,030	Location=25.311,98,Scale=4,44,Shape=999
	Weibull	.7746	0,010	Location=29.232,32,Scale=565,48,Shape=4,127
	Min Extreme	11,0457	0,000	Likeliest=29.817,92,Scale=138,44
	Max Extreme	17,1497	0,000	Likeliest=29.677,76,Scale=145,43
	BetaPERT	25,9489	---	Minimum=29.236,32,Likeliest=29.777,66,Maxim
	Triangular	33,6725	---	Minimum=29.236,32,Likeliest=29.777,66,Maxim
	Uniform	123,9535	0,000	Minimum=29.255,53,Maximum=30.170,61
	Pareto	237,0696	---	Location=29.255,96,Shape=59,93316
	Exponential	454,5122	0,000	Rate=0,00

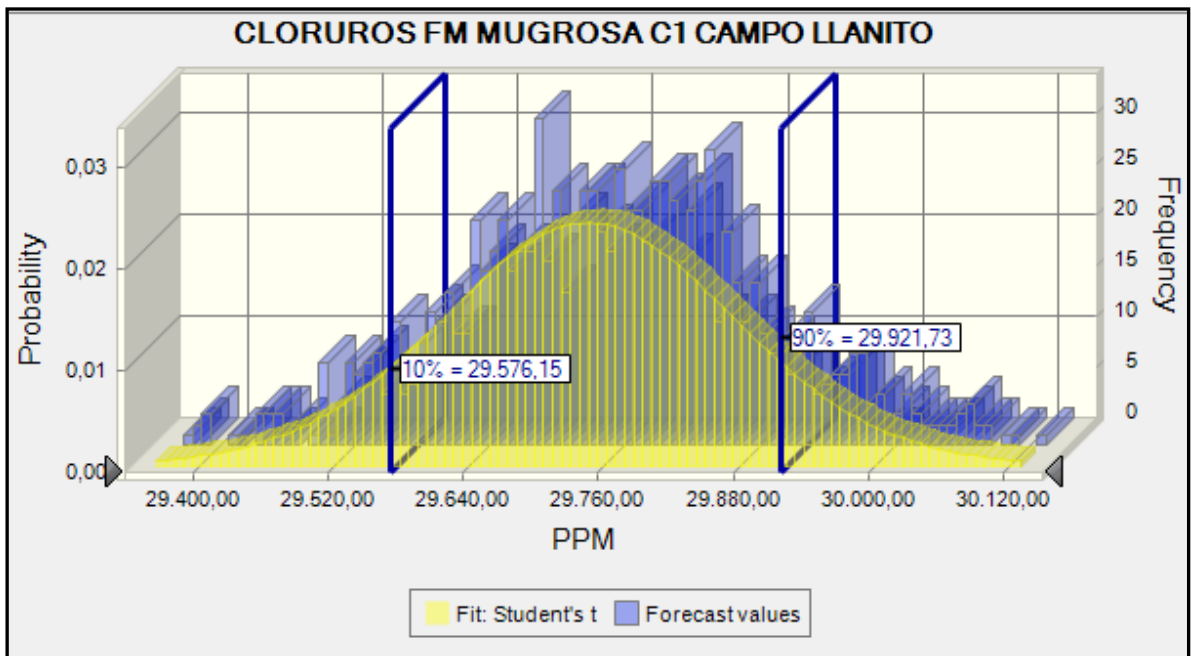
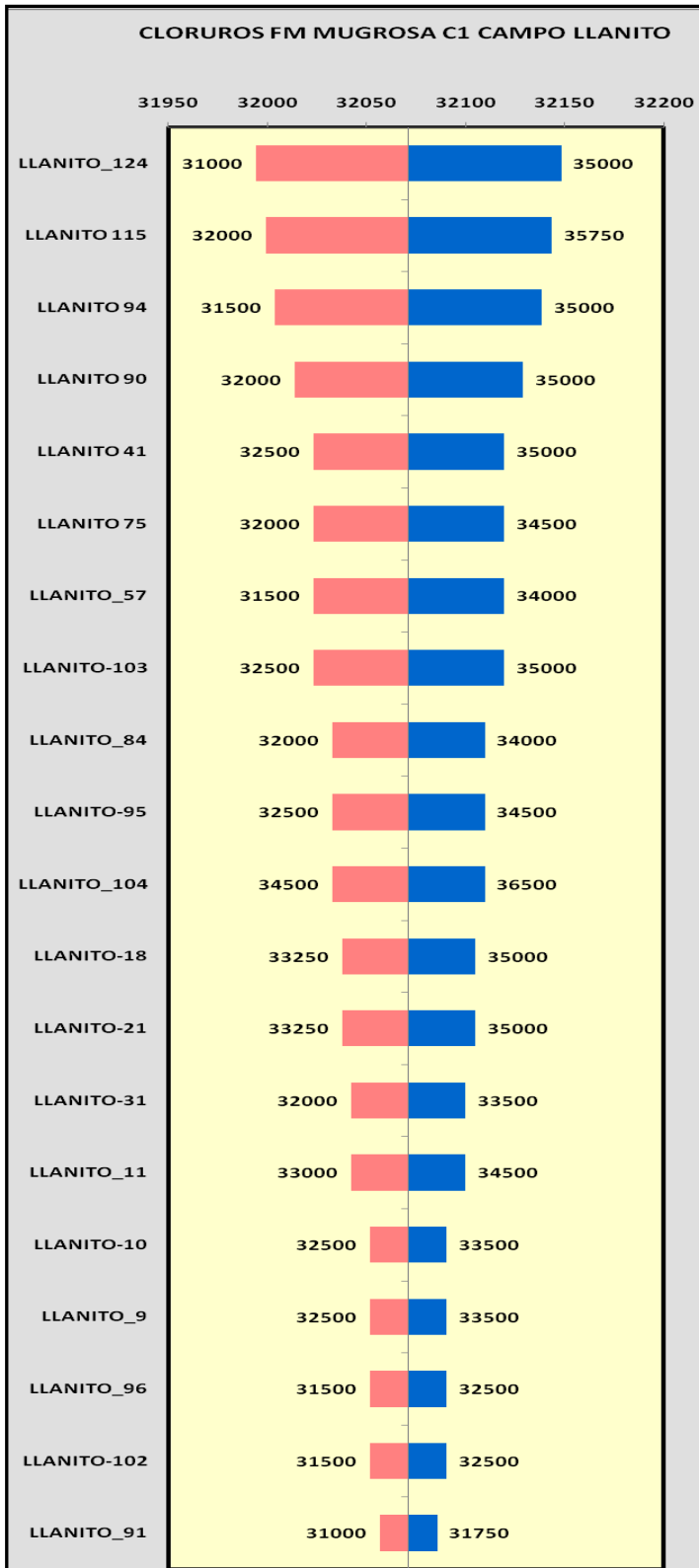


Ilustración 25 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C1.



Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	29.746,22
Median	29.745,98
Mode	---
Standard Deviation	138,17
Variance	19.091,71
Skewness	0,0582
Kurtosis	3,36
Coeff. of Variability	0,0046
Minimum	29.276,21
Maximum	30.201,81
Range Width	925,60
Mean Std. Error	4,37

Percentiles:	Forecast values
0%	29.276,21
10%	29.576,15
20%	29.634,70
30%	29.675,61
40%	29.712,47
50%	29.745,96
60%	29.782,06
70%	29.815,90
80%	29.852,36
90%	29.921,73
100%	30.201,81

Mapa 11 Cloruros campo Llanito-Mugrosa C2.

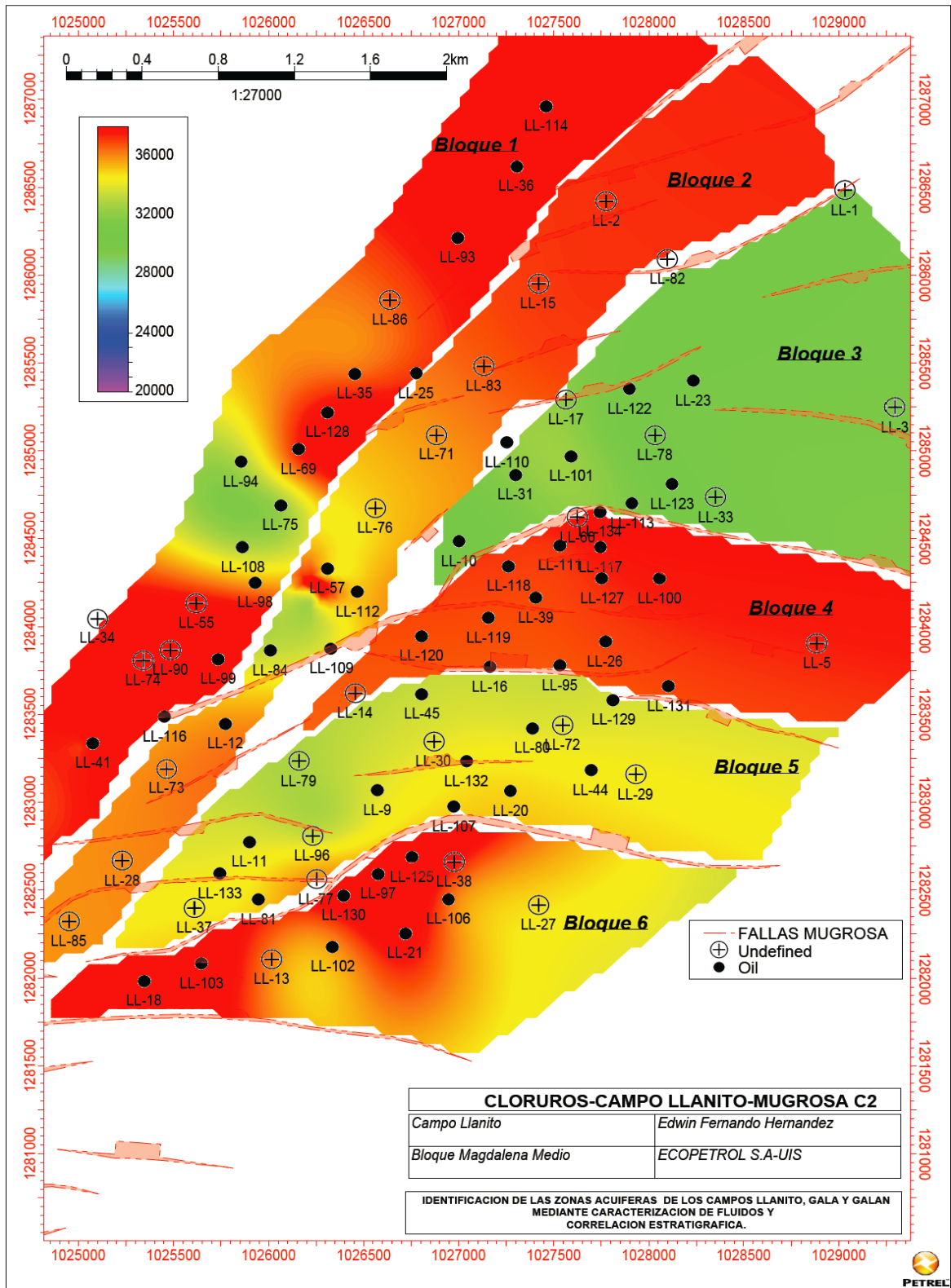


Ilustración 26 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C2 campo Llanito.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA C2 CAMPO LLANITO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!H9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Student's t	.2181	---	Midpoint=35.671,40,Scale=161,79,Deg. Freed
	Lognormal	.2212	0,776	Location=-1.380.896,21,Mean=35.671,40,Std. D
	Normal	.2214	0,817	Mean=35.671,40,Std. Dev.=167,47
	Gamma	.2280	0,731	Location=30.371,51,Scale=5,31,Shape=999
	Beta	.2323	---	Minimum=33.298,31,Maximum=38.044,48,Alpha
	Logistic	.7717	0,024	Mean=35.671,29,Scale=95,45
	Min Extreme	12,2375	0,000	Likeliest=35.754,96,Scale=164,85
	Max Extreme	13,3360	0,000	Likeliest=35.587,55,Scale=171,59
	Weibull	19,0359	0,000	Location=35.067,85,Scale=630,43,Shape=3,798
	BetaPERT	25,1133	---	Minimum=35.045,81,Likeliest=35.699,87,Maxim
	Triangular	35,4133	---	Minimum=35.045,81,Likeliest=35.699,87,Maxim
	Uniform	126,6775	0,000	Minimum=35.069,04,Maximum=36.177,09
	Pareto	241,0556	---	Location=35.069,55,Shape=58,80659
	Exponential	454,5064	0,000	Rate=0,00

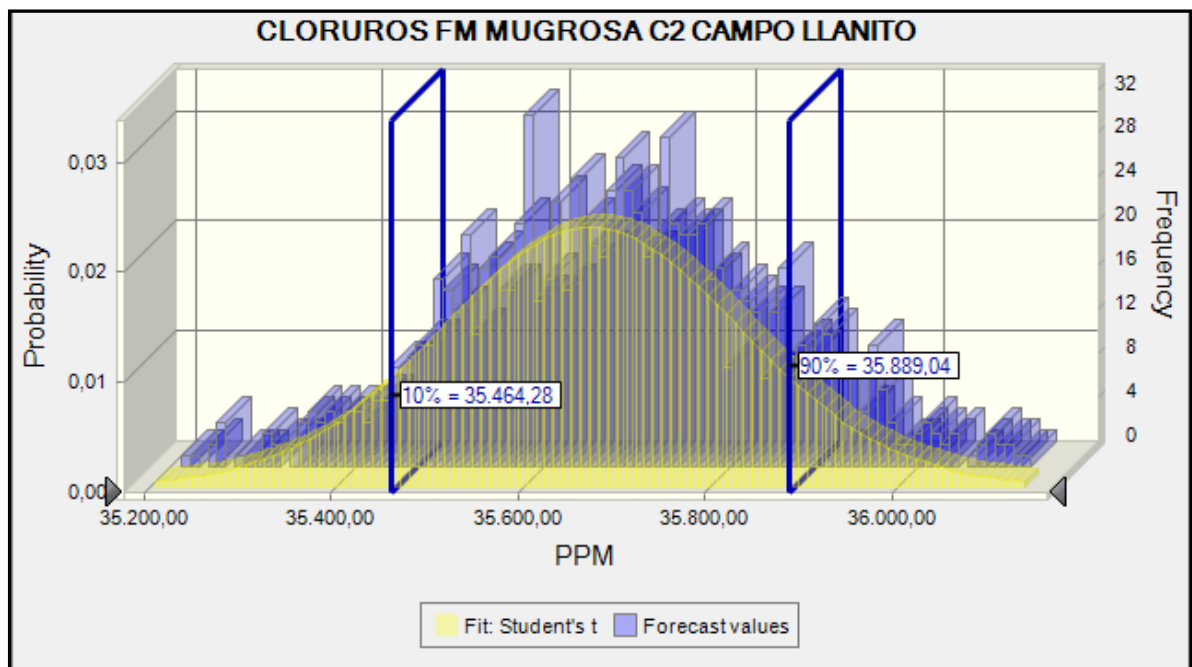
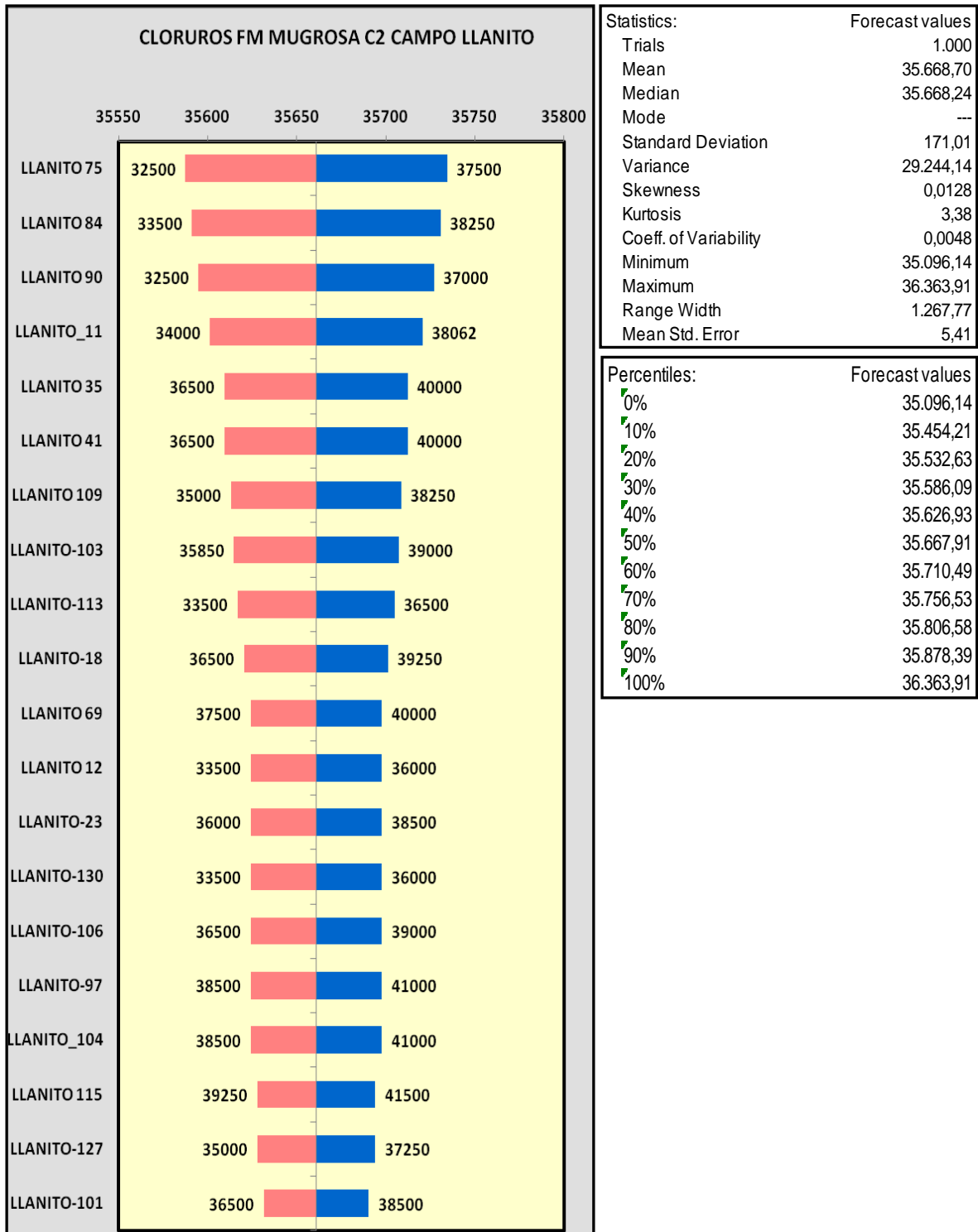


Ilustración 27 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C2.



Mapa 12 Cloruros campo Gala-Mugrosa B1.

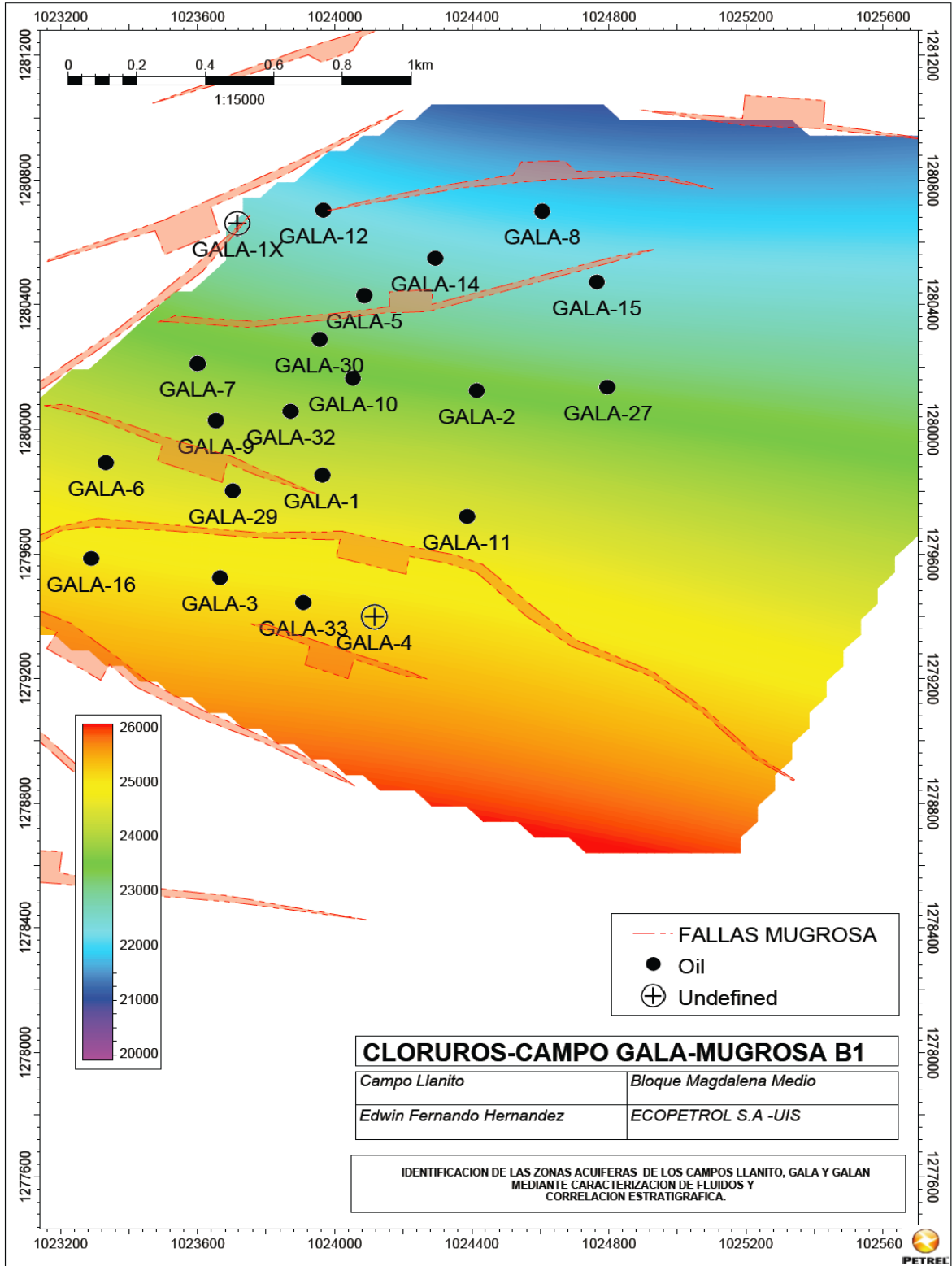


Ilustración 28 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B1 campo Gala.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA B1 CAMPO GALA

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja2!G10

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Lognormal	,1857	0,875	Location=-65.773,91,Mean=22.827,31,Std. Dev.
	Normal	,1878	0,903	Mean=22.827,31,Std. Dev.=208,21
	Gamma	,2092	0,799	Location=16.244,05,Scale=6,59,Shape=999
	Beta	,2112	---	Minimum=21.281,28,Maximum=24.412,93,Alpha
	Weibull	,4699	0,159	Location=22.154,20,Scale=744,47,Shape=3,574
	Logistic	,8236	0,017	Mean=22.827,08,Scale=119,23
	Max Extreme	11,4003	0,000	Likeliest=22.723,25,Scale=205,79
	Min Extreme	12,0263	0,000	Likeliest=22.931,51,Scale=205,85
	Triangular	15,5306	---	Minimum=22.187,16,Likeliest=22.833,84,Maxim
	Student's t	22,7374	---	Midpoint=22.827,31,Scale=85,87,Deg. Freedom
	Uniform	92,8591	0,000	Minimum=22.211,24,Maximum=23.422,72
	BetaPERT	161,8173	---	Minimum=21.281,28,Likeliest=22.817,41,Maxim
	Pareto	200,5123	---	Location=22.211,84,Shape=36,64293
	Exponential	450,5676	0,000	Rate=0,00

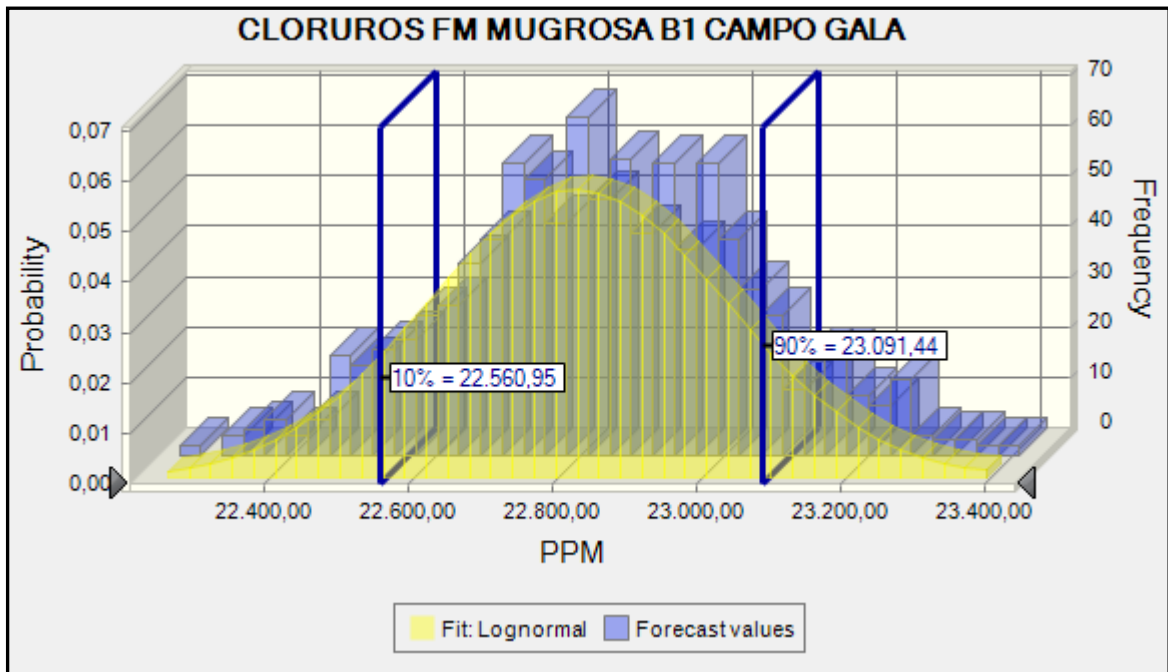
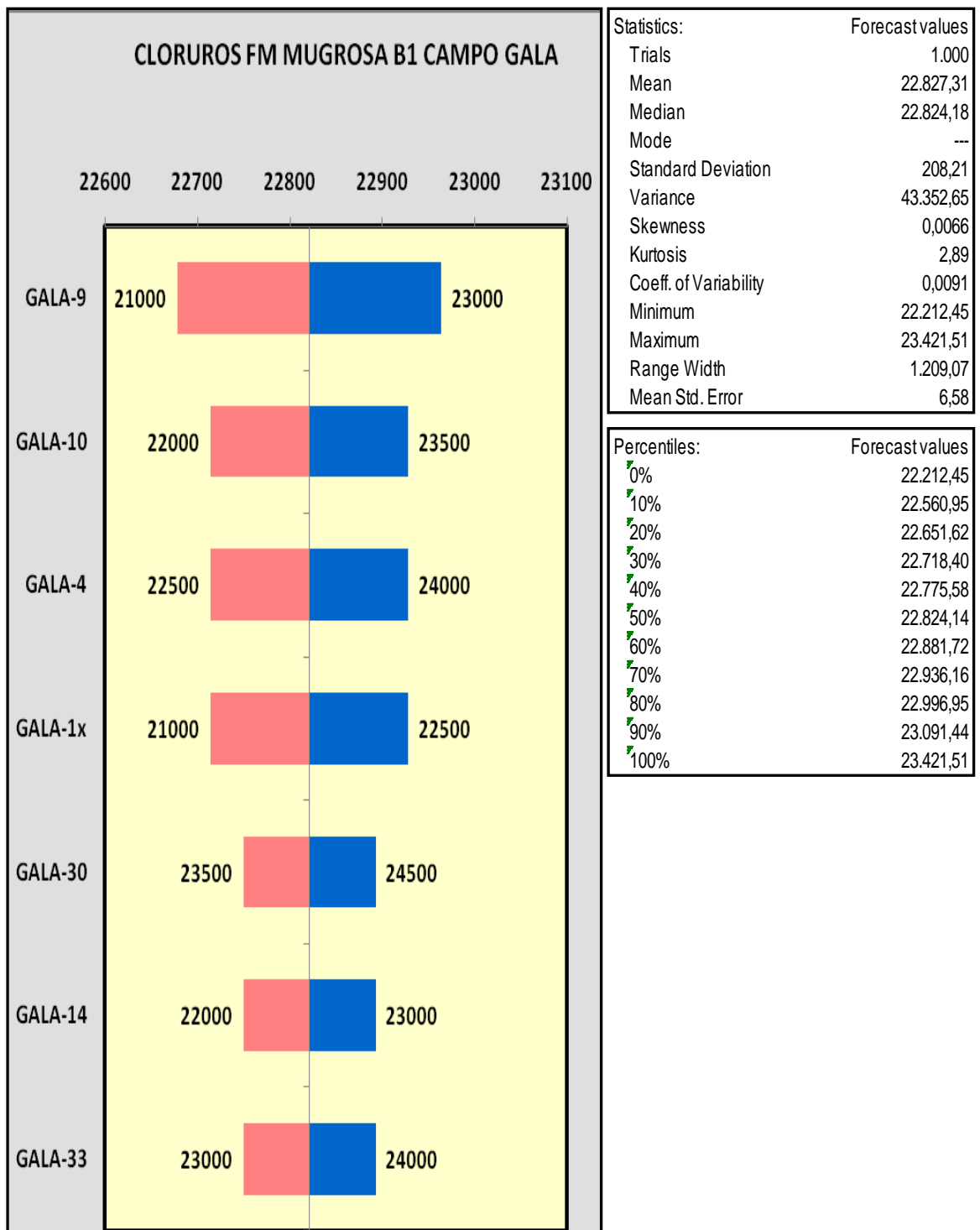


Ilustración 29 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B1.



Mapa 13 Cloruros campo Gala-Mugrosa B2.

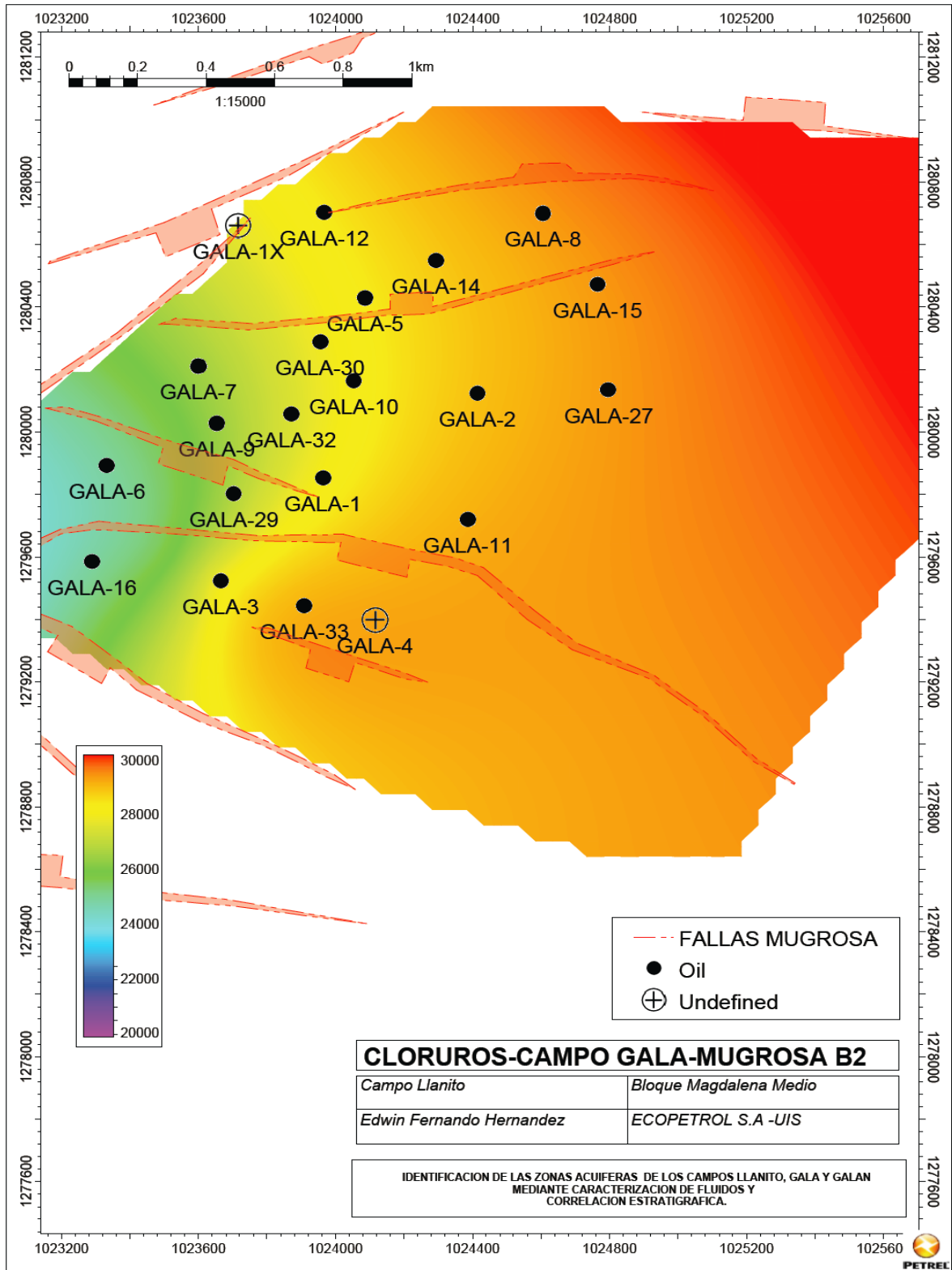


Ilustración 30 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B2 campo Gala.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA B2 CAMPO LLANITO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja3!G9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Beta	.1852	---	Minimum=22.201,16,Maximum=29.238,26,Alpha
	Weibull	.2512	0,593	Location=25.377,20,Scale=1.858,54,Shape=4,6
	Normal	.6728	0,077	Mean=27.078,17,Std. Dev.=412,70
	Lognormal	.6744	0,043	Location=-3.352,587,66,Mean=27.078,17,Std. D
	Gamma	.9924	0,000	Location=13.984,40,Scale=13,11,Shape=999
	Logistic	1,3819	0,000	Mean=27.086,19,Scale=236,60
	Min Extreme	6,8810	0,000	Likeliest=27.280,67,Scale=388,56
	Max Extreme	16,8764	0,000	Likeliest=26.868,17,Scale=429,93
	Student's t	25,5281	---	Midpoint=27.078,17,Scale=168,12,Deg. Freedo
	Triangular	26,7570	---	Minimum=25.622,85,Likeliest=27.173,24,Maxim
	Uniform	115,2237	0,000	Minimum=25.677,74,Maximum=28.284,63
	BetaPERT	176,2633	---	Minimum=22.201,16,Likeliest=27.757,41,Maxim
	Pareto	230,8031	---	Location=25.678,98,Shape=18,88974
	Exponential	445,1750	0,000	Rate=0,00

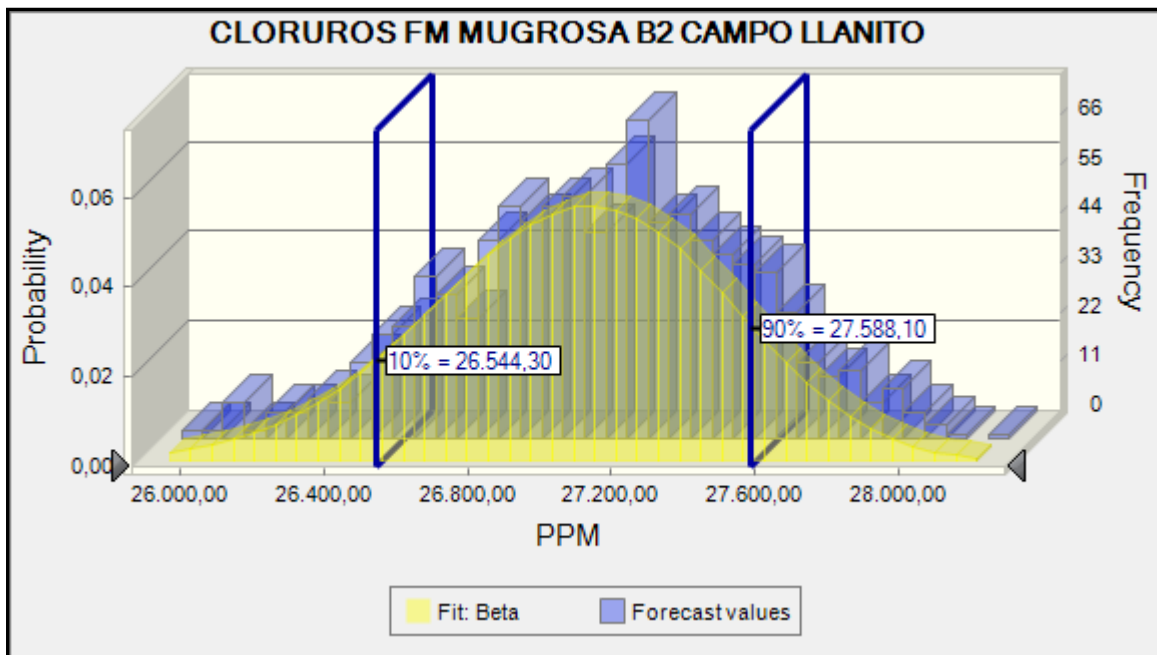
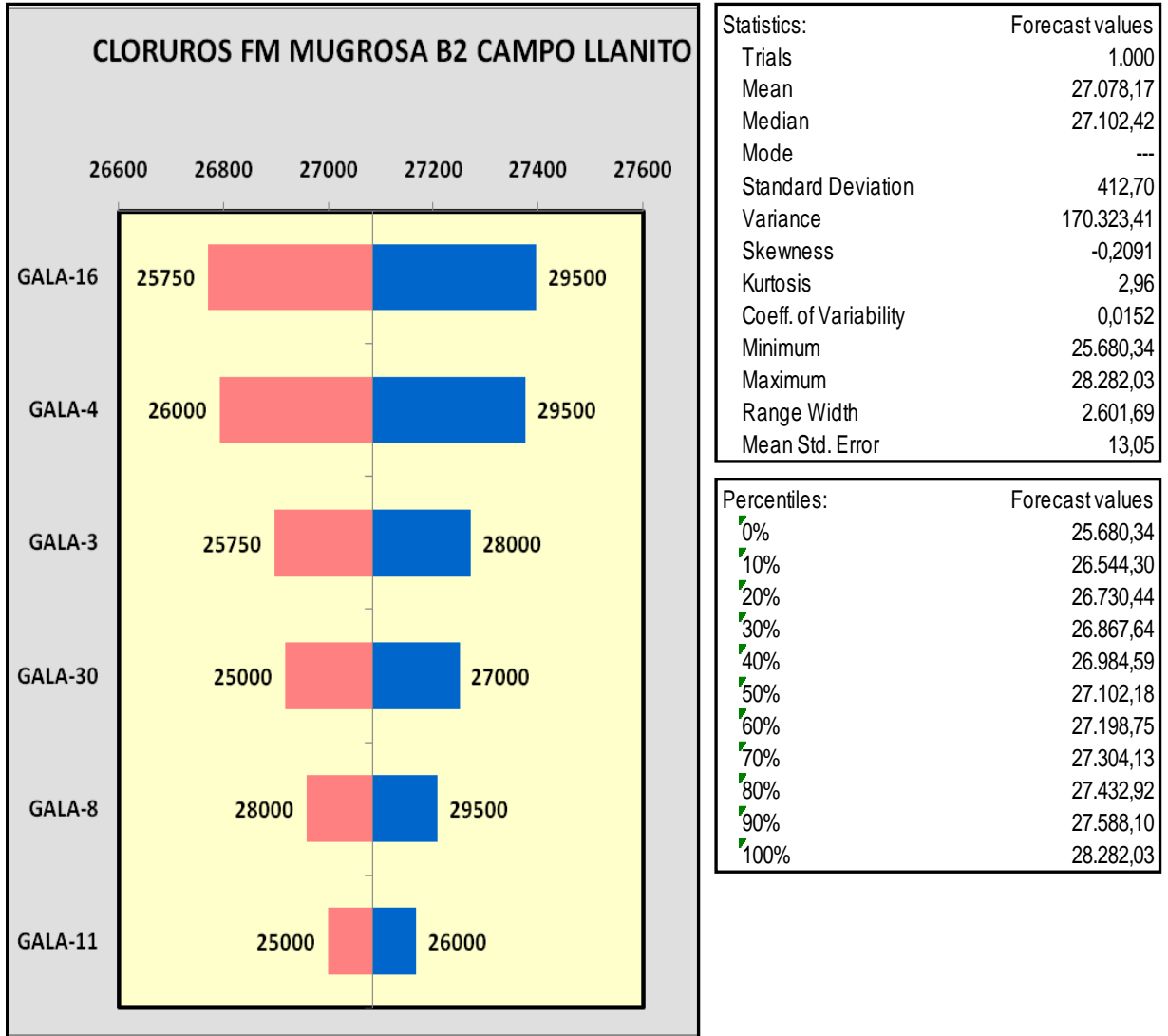


Ilustración 31 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B2.



Mapa 14 Cloruros campo Gala-Mugrosa B3.

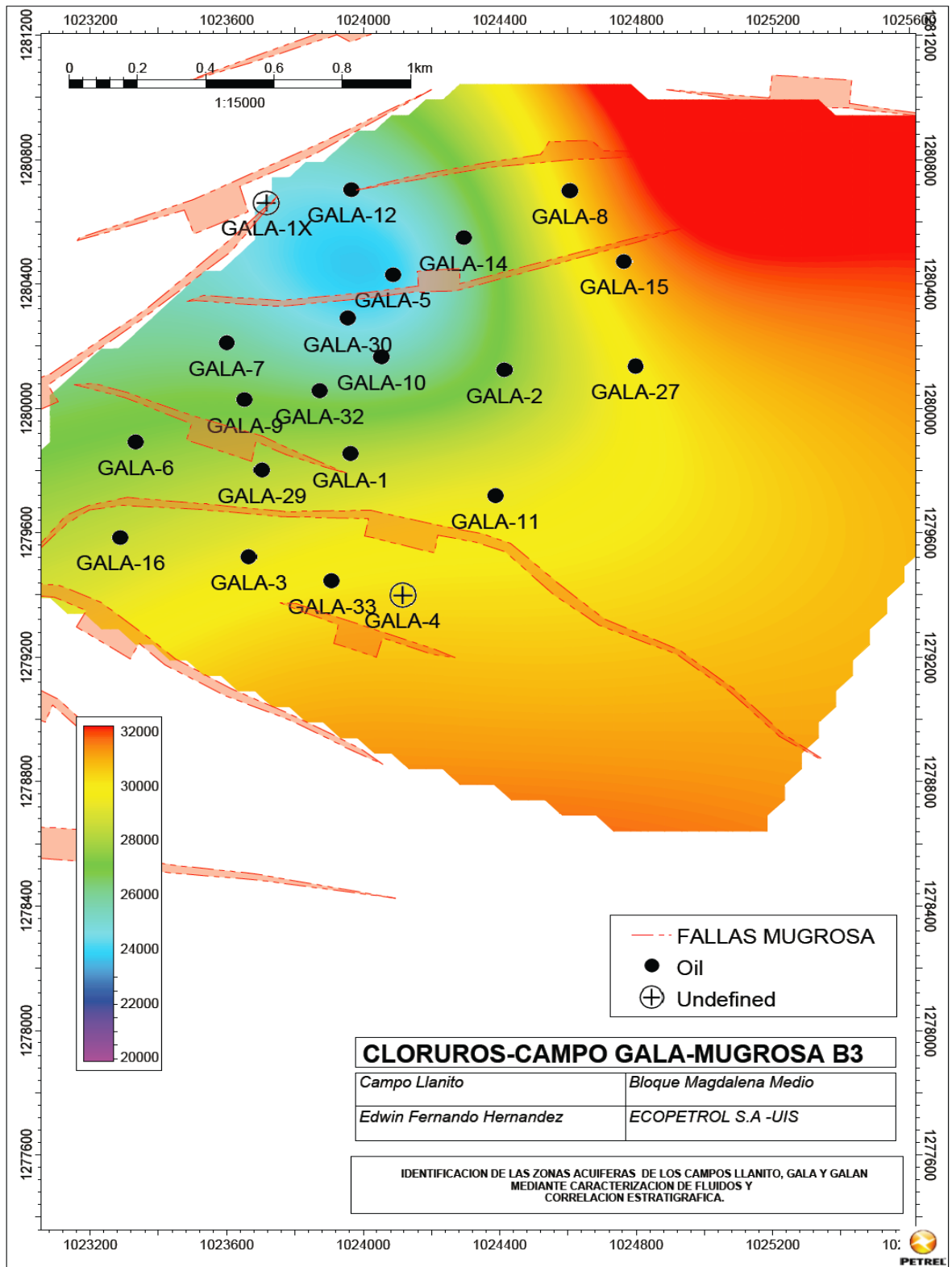


Ilustración 32 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B3 campo Gala.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA B3 CAMPO GALA

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!G9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Weibull	,2549	0,670	Location=26.867,45,Scale=1.568,46,Shape=3,4
	Normal	,2962	0,609	Mean=28.279,28,Std. Dev.=449,71
	Beta	,3012	---	Minimum=24.994,17,Maximum=32.011,25,Alpha
	Lognormal	,3480	0,332	Location=-10.852,73,Mean=28.279,28,Std. Dev.
	Gamma	,4107	0,224	Location=14.066,14,Scale=14,23,Shape=999
	Logistic	1,3358	0,000	Mean=28.280,35,Scale=258,75
	Max Extreme	11,1817	0,000	Likeliest=28.054,83,Scale=437,89
	Min Extreme	11,3062	0,000	Likeliest=28.503,98,Scale=455,84
	Student's t	24,6245	---	Midpoint=28.279,28,Scale=184,57,Deg. Freedo
	Triangular	42,0518	---	Minimum=27.025,92,Likeliest=28.124,62,Maxim
	Uniform	145,8146	0,000	Minimum=27.074,16,Maximum=30.019,70
	BetaPERT	167,5217	---	Minimum=24.994,17,Likeliest=28.167,56,Maxim
	Pareto	178,4300	---	Location=27.075,92,Shape=23,06366
	Exponential	444,5673	0,000	Rate=0,00

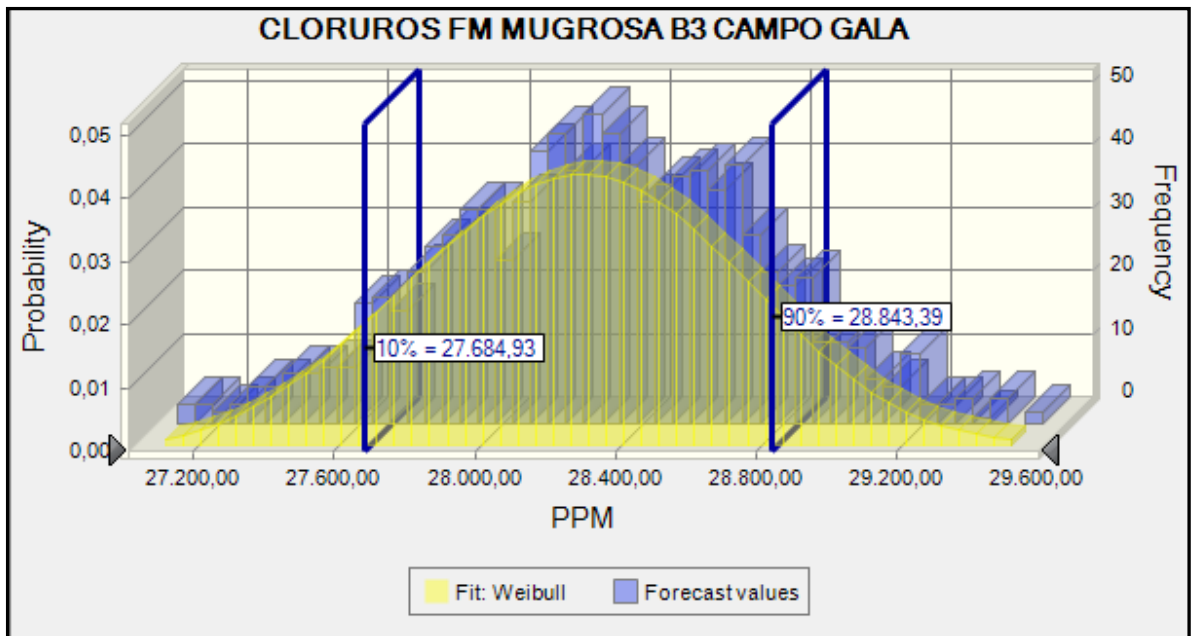
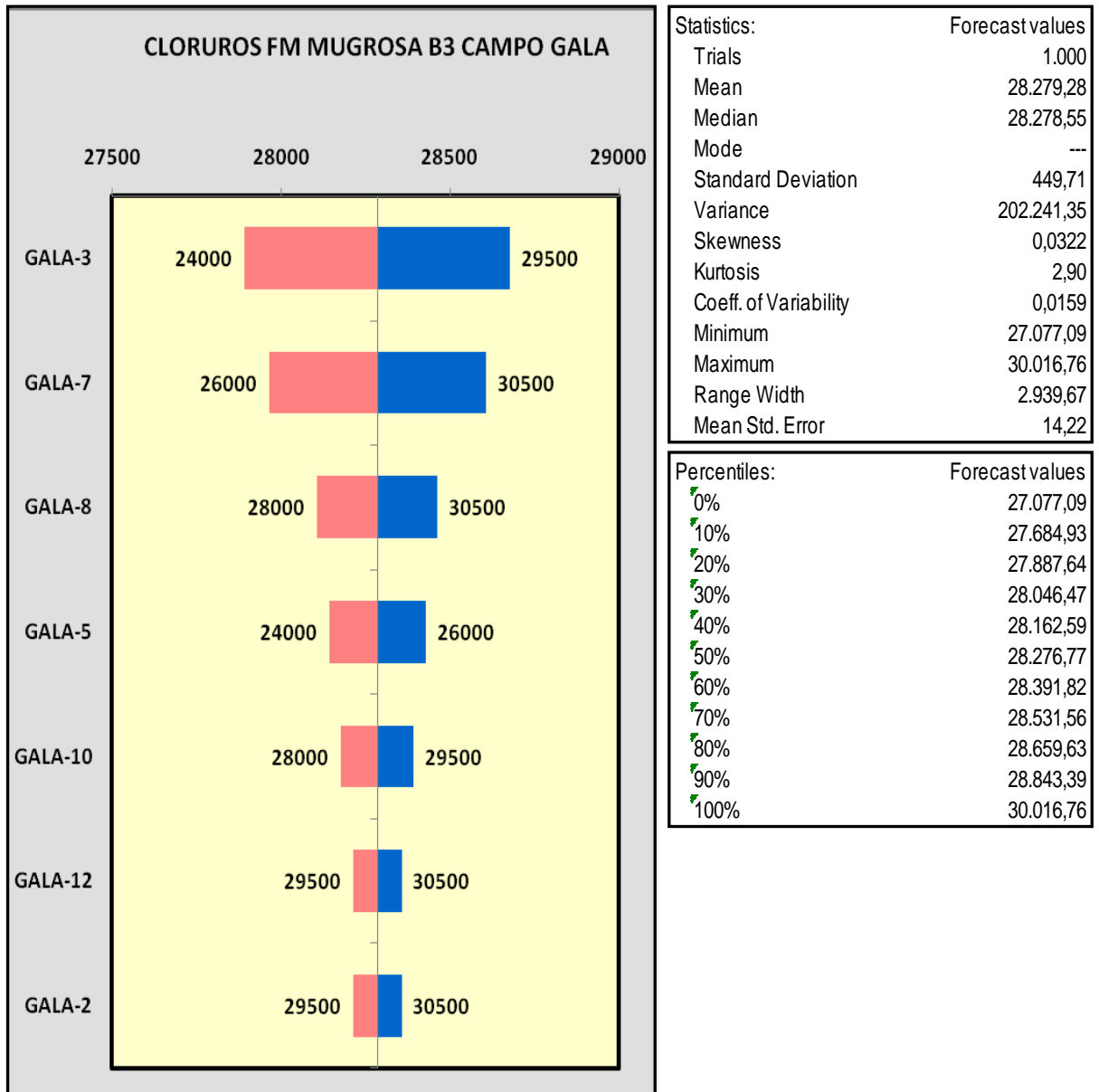


Ilustración 33 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B3.



Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	28.279,28
Median	28.278,55
Mode	---
Standard Deviation	449,71
Variance	202.241,35
Skewness	0,0322
Kurtosis	2,90
Coeff. of Variability	0,0159
Minimum	27.077,09
Maximum	30.016,76
Range Width	2.939,67
Mean Std. Error	14,22

Percentiles:	Forecast values
0%	27.077,09
10%	27.684,93
20%	27.887,64
30%	28.046,47
40%	28.162,59
50%	28.276,77
60%	28.391,82
70%	28.531,56
80%	28.659,63
90%	28.843,39
100%	30.016,76

Mapa 15 Cloruros campo Gala-Mugrosa B4.

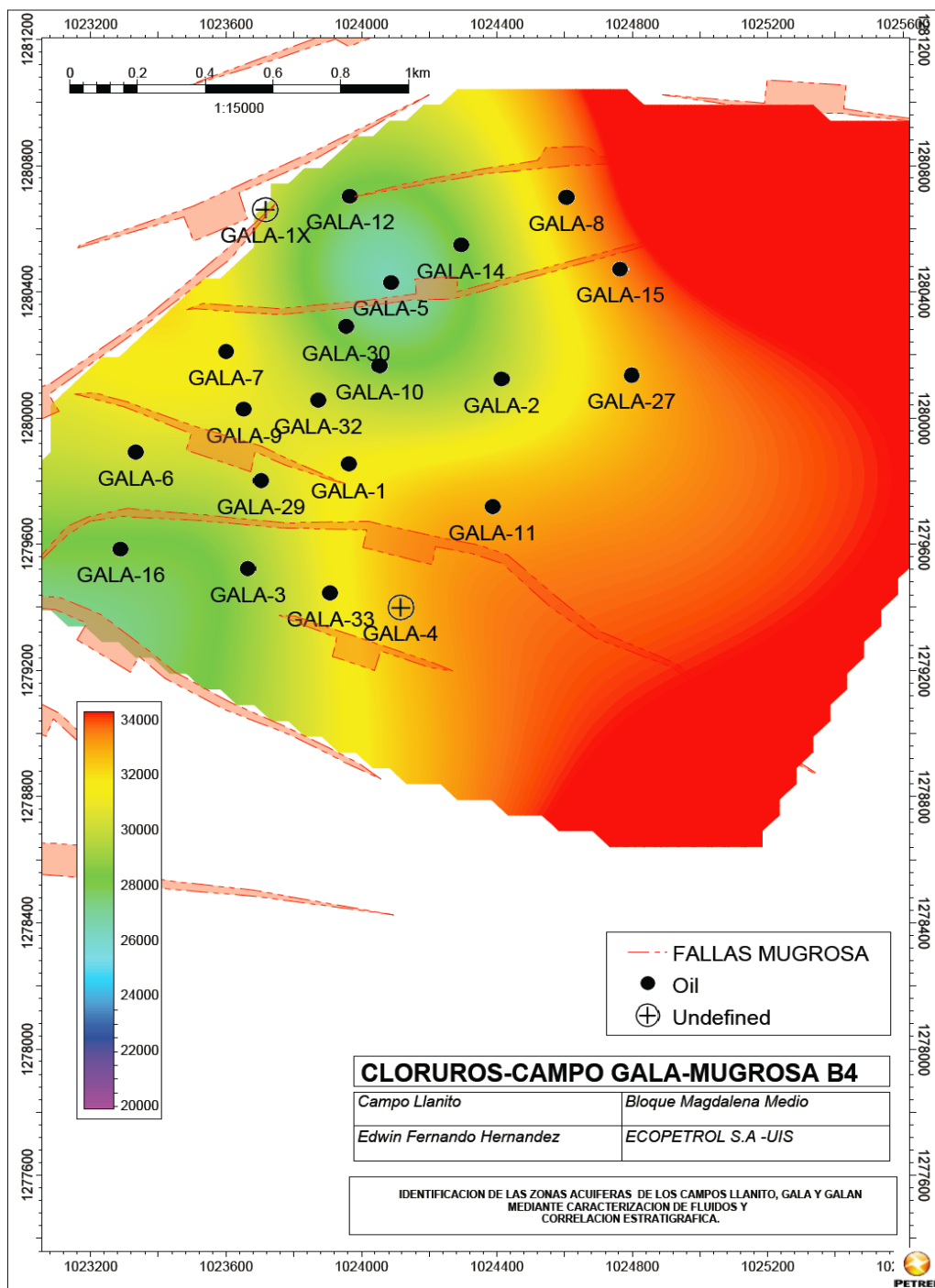


Ilustración 34 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B4 campo Gala.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA B4 CAMPO GALA

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja2!G9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Gamma	.4103	0,224	Location=17.346,85,Scale=13,11,Shape=999
	Lognormal	,4270	0,183	Location=4.929,07,Mean=30.441,79,Std. Dev.=4
	Beta	,5103	---	Minimum=24.569,73,Maximum=36.313,85,Alpha
	Normal	,5124	0,198	Mean=30.441,79,Std. Dev.=414,39
	Student's t	,6082	---	Midpoint=30.441,79,Scale=400,34,Deg. Freed
	Logistic	1,4172	0,000	Mean=30.438,33,Scale=236,71
	Max Extreme	11,5058	0,000	Likeliest=30.236,37,Scale=422,14
	Min Extreme	14,3009	0,000	Likeliest=30.650,15,Scale=420,63
	Triangular	52,3703	---	Minimum=28.707,72,Likeliest=30.507,19,Maxim
	Uniform	149,1514	0,000	Minimum=28.771,09,Maximum=31.762,77
	BetaPERT	254,0803	---	Minimum=24.569,73,Likeliest=30.441,79,Maxim
	Pareto	265,8522	---	Location=28.772,46,Shape=17,76037
	Weibull	421,1773	0,000	Location=28.773,06,Scale=1.419,63,Shape=3,3
	Exponential	446,6479	0,000	Rate=0,00

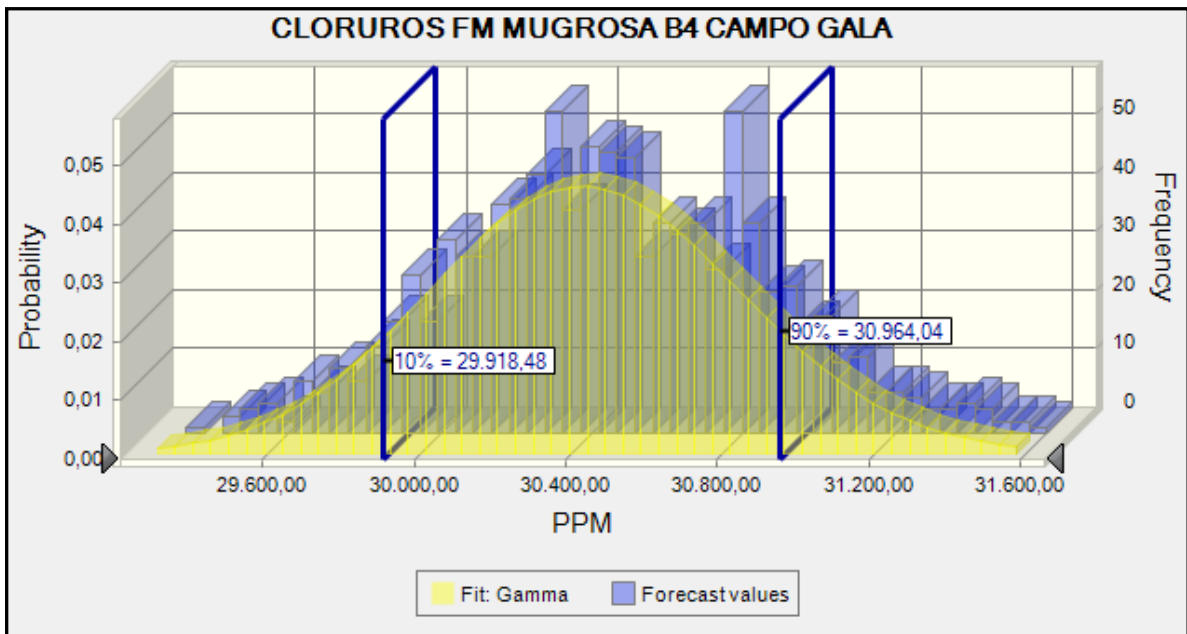
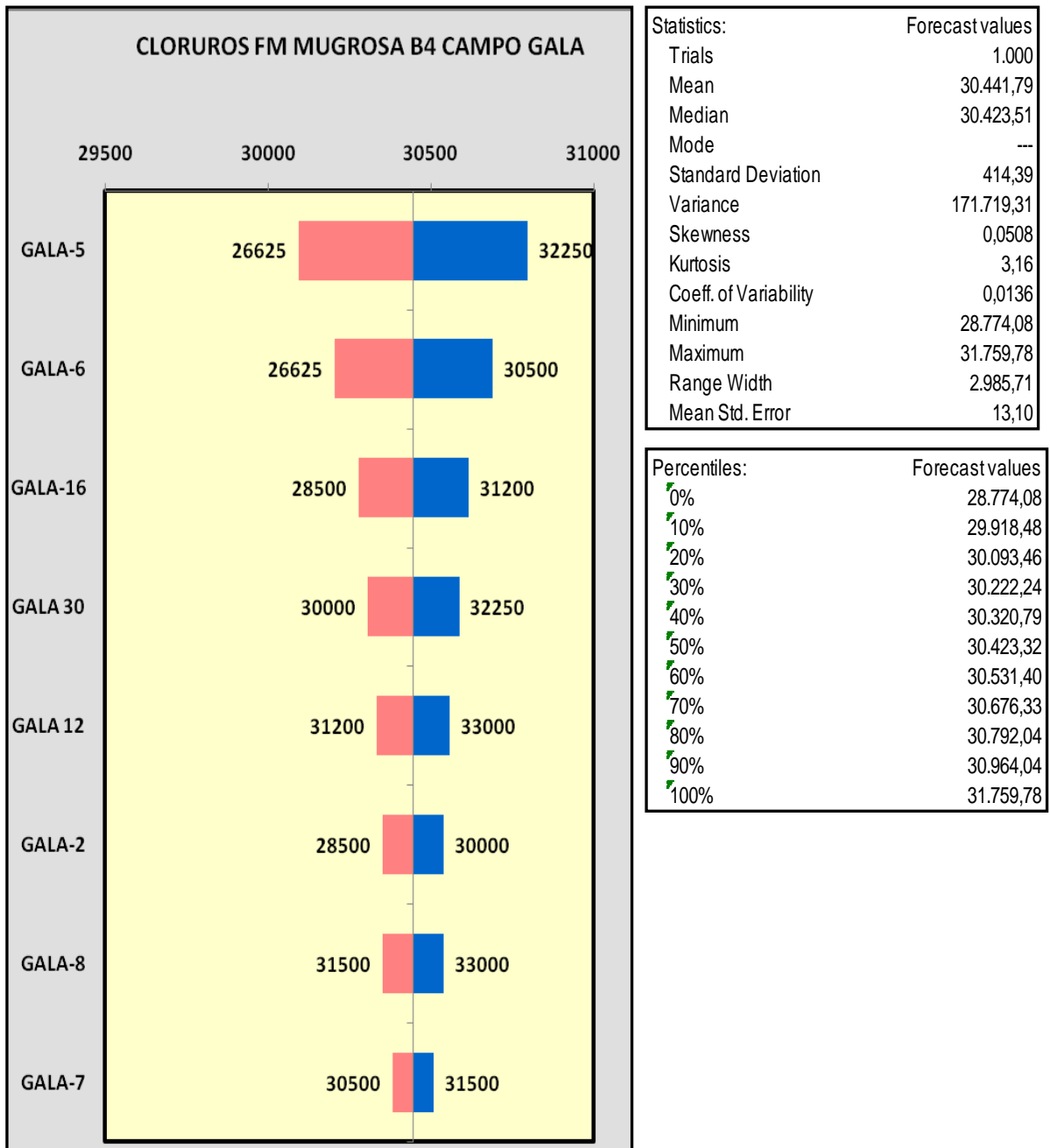


Ilustración 35 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa B4.



Mapa 16 Cloruros campo Gala-Mugrosa C1.

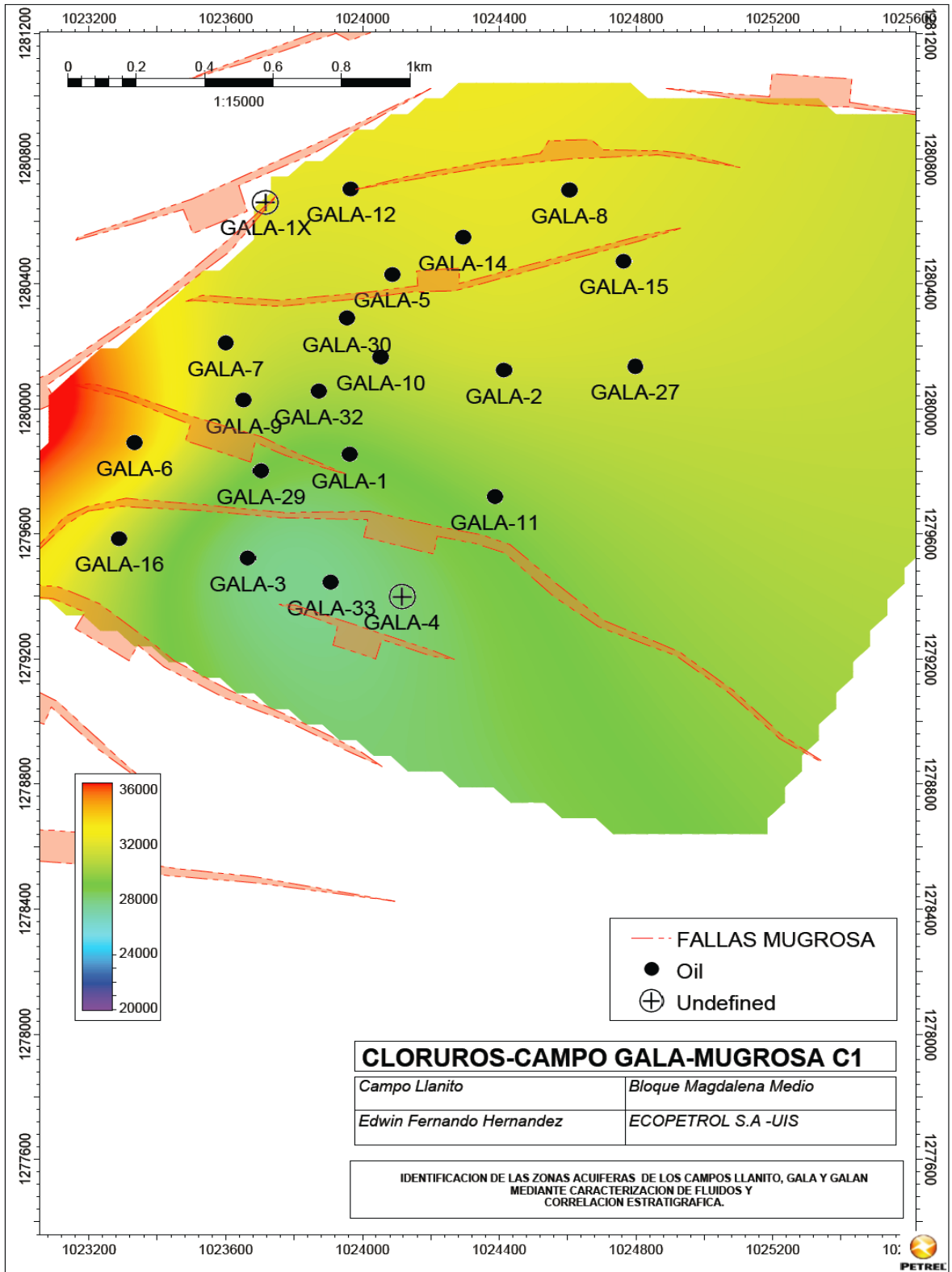


Ilustración 36 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C1 campo Gala.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA C1 CAMPO GALA

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja3!G9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Normal	.4256	0,324	Mean=32.364,68, Std. Dev.=412,87
	Lognormal	.4264	0,235	Location=-3.874.602,61, Mean=32.364,68, Std. D
	Beta	.4310	---	Minimum=26.514,20, Maximum=38.215,15, Alpha
	Student's t	.4663	---	Midpoint=32.364,68, Scale=398,87, Deg. Freed
	Gamma	.6439	0,039	Location=19.295,58, Scale=13,08, Shape=999
	Logistic	1,0474	0,000	Mean=32.368,70, Scale=235,74
	Weibull	1,0873	0,000	Location=30.917,39, Scale=1.581,96, Shape=3,8
	Min Extreme	10,3812	0,000	Likeliest=32.569,88, Scale=408,91
	Max Extreme	14,4612	0,000	Likeliest=32.157,05, Scale=417,68
	BetaPERT	30,0101	---	Minimum=30.887,52, Likeliest=32.399,65, Maxim
	Triangular	37,0652	---	Minimum=30.887,52, Likeliest=32.399,65, Maxim
	Uniform	126,1160	0,000	Minimum=30.943,67, Maximum=33.759,31
	Pareto	234,0750	---	Location=30.945,09, Shape=22,33542
	Exponential	447,3835	0,000	Rate=0,00

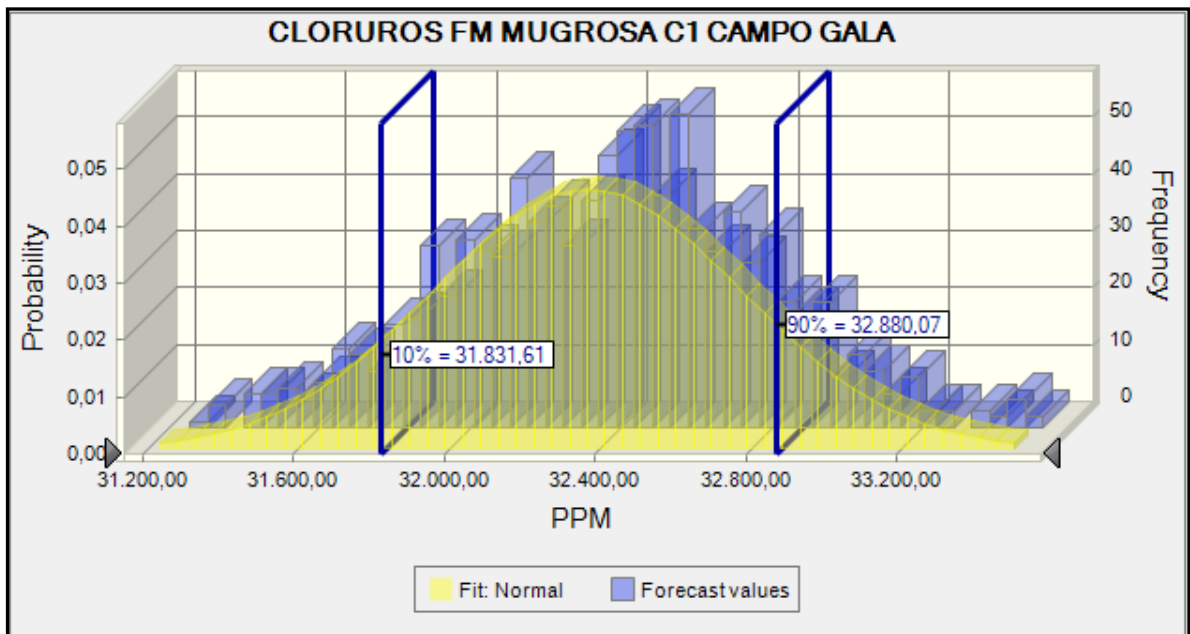
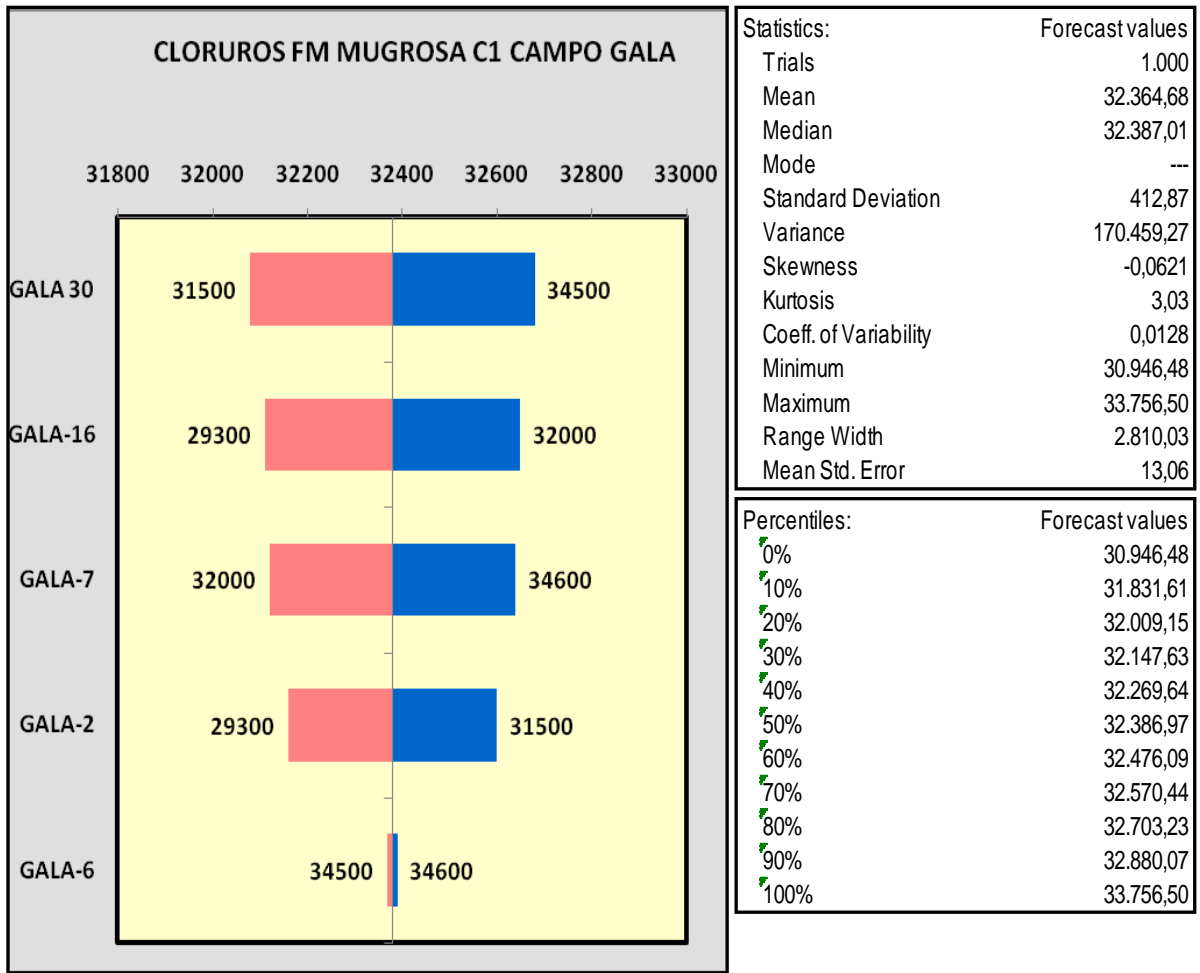


Ilustración 37 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C1.



Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	32.364,68
Median	32.387,01
Mode	---
Standard Deviation	412,87
Variance	170.459,27
Skewness	-0,0621
Kurtosis	3,03
Coeff. of Variability	0,0128
Minimum	30.946,48
Maximum	33.756,50
Range Width	2.810,03
Mean Std. Error	13,06

Percentiles:	Forecast values
0%	30.946,48
10%	31.831,61
20%	32.009,15
30%	32.147,63
40%	32.269,64
50%	32.386,97
60%	32.476,09
70%	32.570,44
80%	32.703,23
90%	32.880,07
100%	33.756,50

Mapa 17 Cloruros campo Gala-Mugrosa C2.

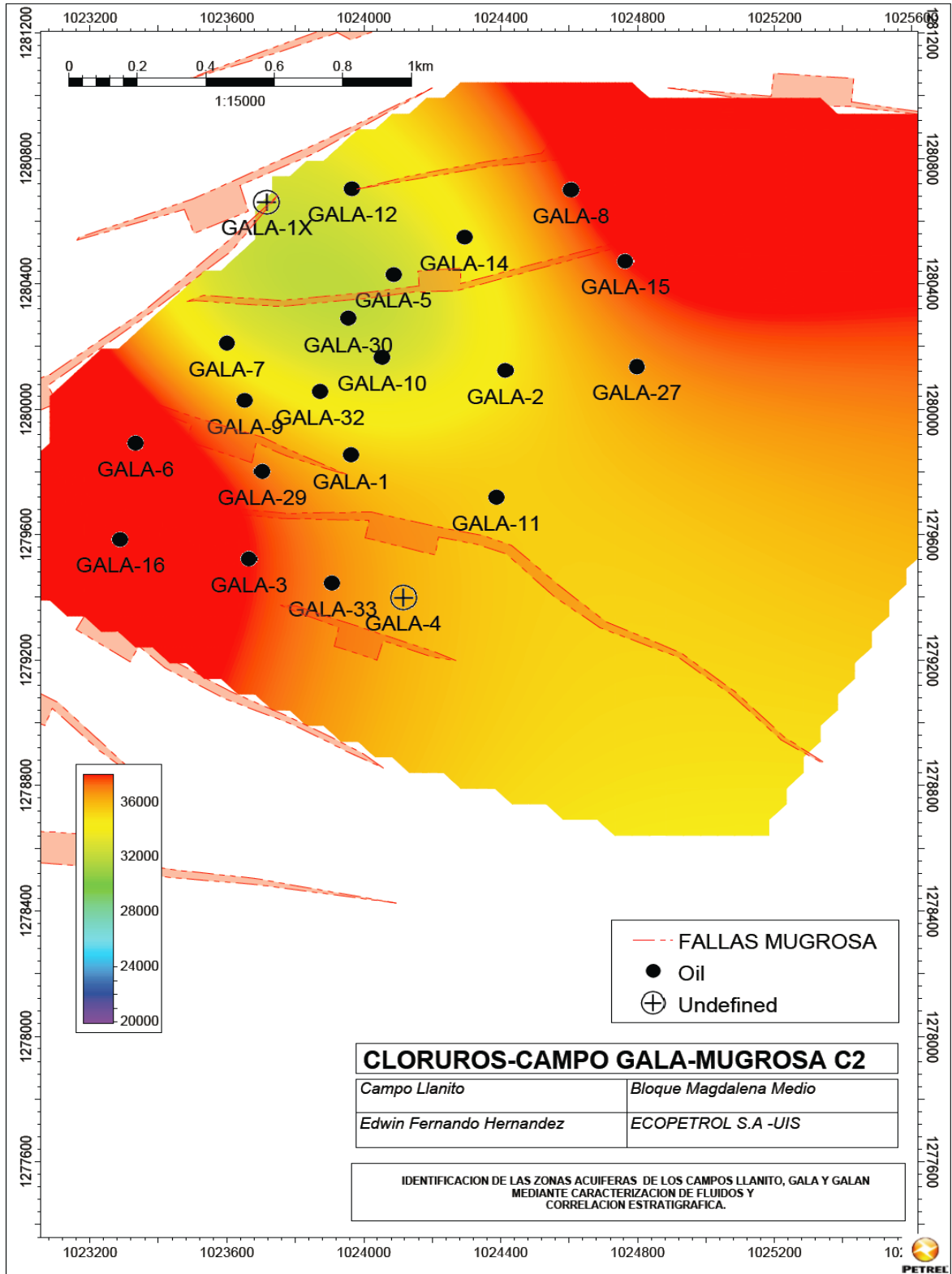


Ilustración 38 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C2 campo Gala.

Forecast: CLORUROS FM MUGROSA C2 CAMPO GALA

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja4!G9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Beta	,2295	---	Minimum=24.519,35,Maximum=47.288,25,Alpha
	Normal	,2400	0,768	Mean=35.903,80,Std. Dev.=803,40
	Lognormal	,2483	0,637	Location=-20.412,49,Mean=35.903,80,Std. Dev.
	Gamma	,2652	0,594	Location=10.514,47,Scale=25,41,Shape=999
	Student's t	,4001	---	Midpoint=35.903,80,Scale=776,16,Deg. Freed
	Logistic	1,3208	0,000	Mean=35.902,09,Scale=460,37
	Max Extreme	11,2470	0,000	Likeliest=35.504,41,Scale=804,31
	Min Extreme	12,8117	0,000	Likeliest=36.306,39,Scale=822,34
	BetaPERT	44,5509	---	Minimum=32.683,22,Likeliest=35.965,40,Maxim
	Triangular	52,1629	---	Minimum=32.683,22,Likeliest=35.965,40,Maxim
	Uniform	145,6556	0,000	Minimum=32.804,49,Maximum=38.851,86
	Pareto	260,0203	---	Location=32.807,57,Shape=11,11931
	Weibull	267,3484	0,000	Location=32.808,00,Scale=2.769,97,Shape=3,4
	Exponential	438,9524	0,000	Rate=0,00

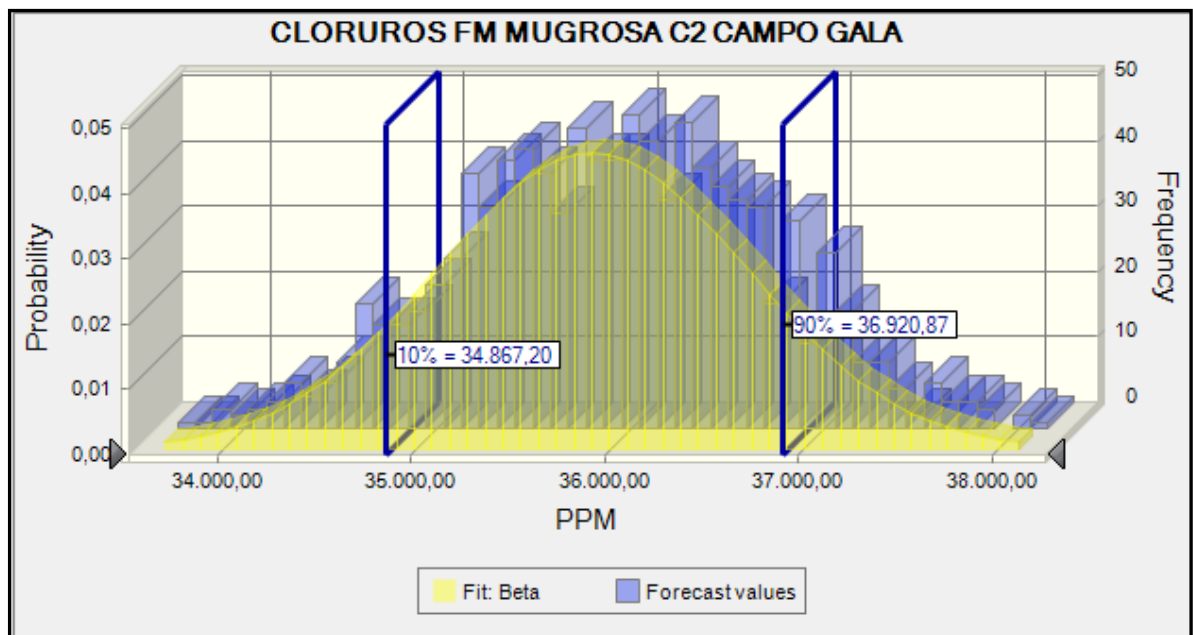
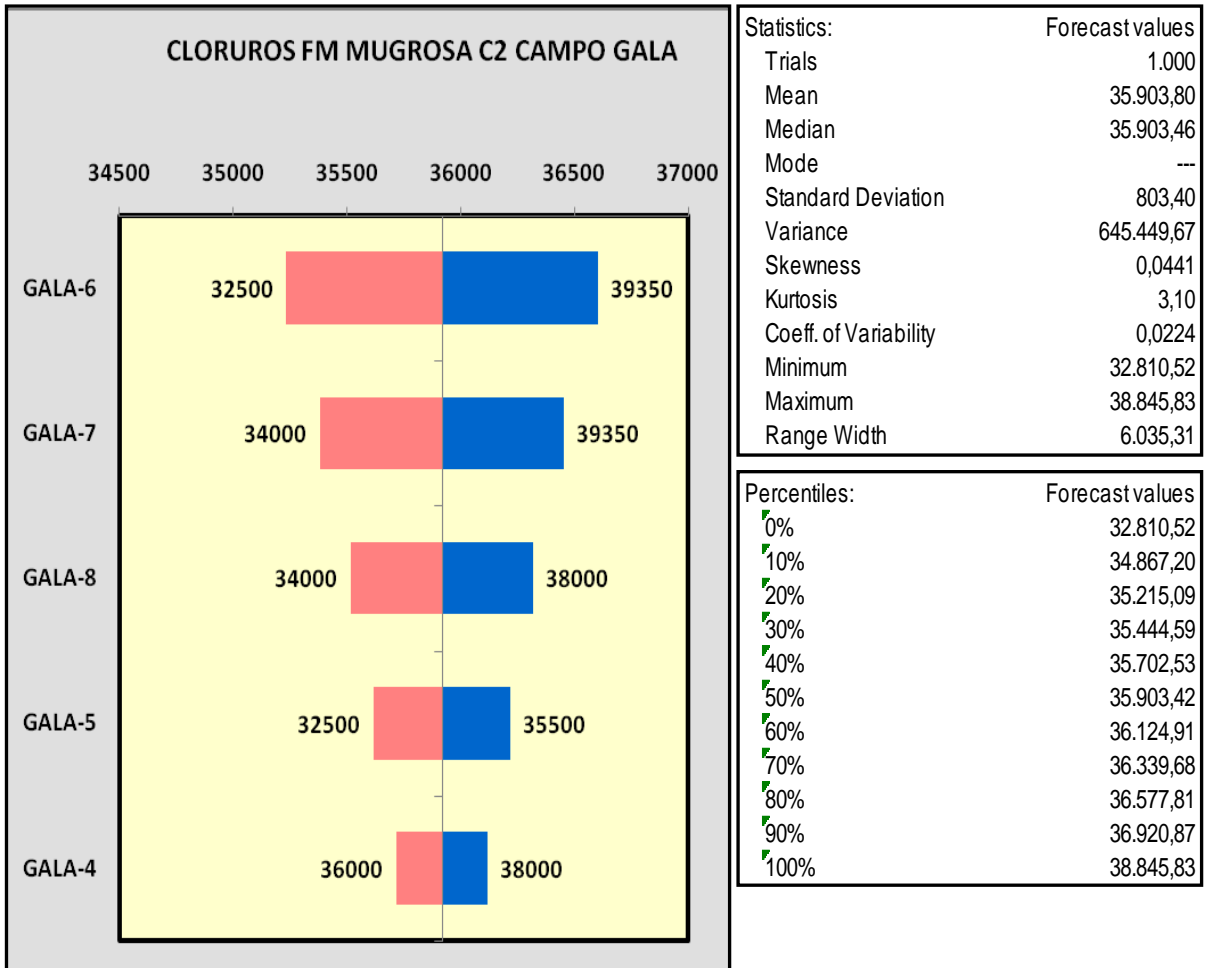


Ilustración 49 Diagrama tornado de cloruros, Mugrosa C2.



Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	35.903,80
Median	35.903,46
Mode	---
Standard Deviation	803,40
Variance	645.449,67
Skewness	0,0441
Kurtosis	3,10
Coeff. of Variability	0,0224
Minimum	32.810,52
Maximum	38.845,83
Range Width	6.035,31

Percentiles:	Forecast values
0%	32.810,52
10%	34.867,20
20%	35.215,09
30%	35.444,59
40%	35.702,53
50%	35.903,42
60%	36.124,91
70%	36.339,68
80%	36.577,81
90%	36.920,87
100%	38.845,83

Mapa 18 Cloruros campo Galán-Mugrosa B1.

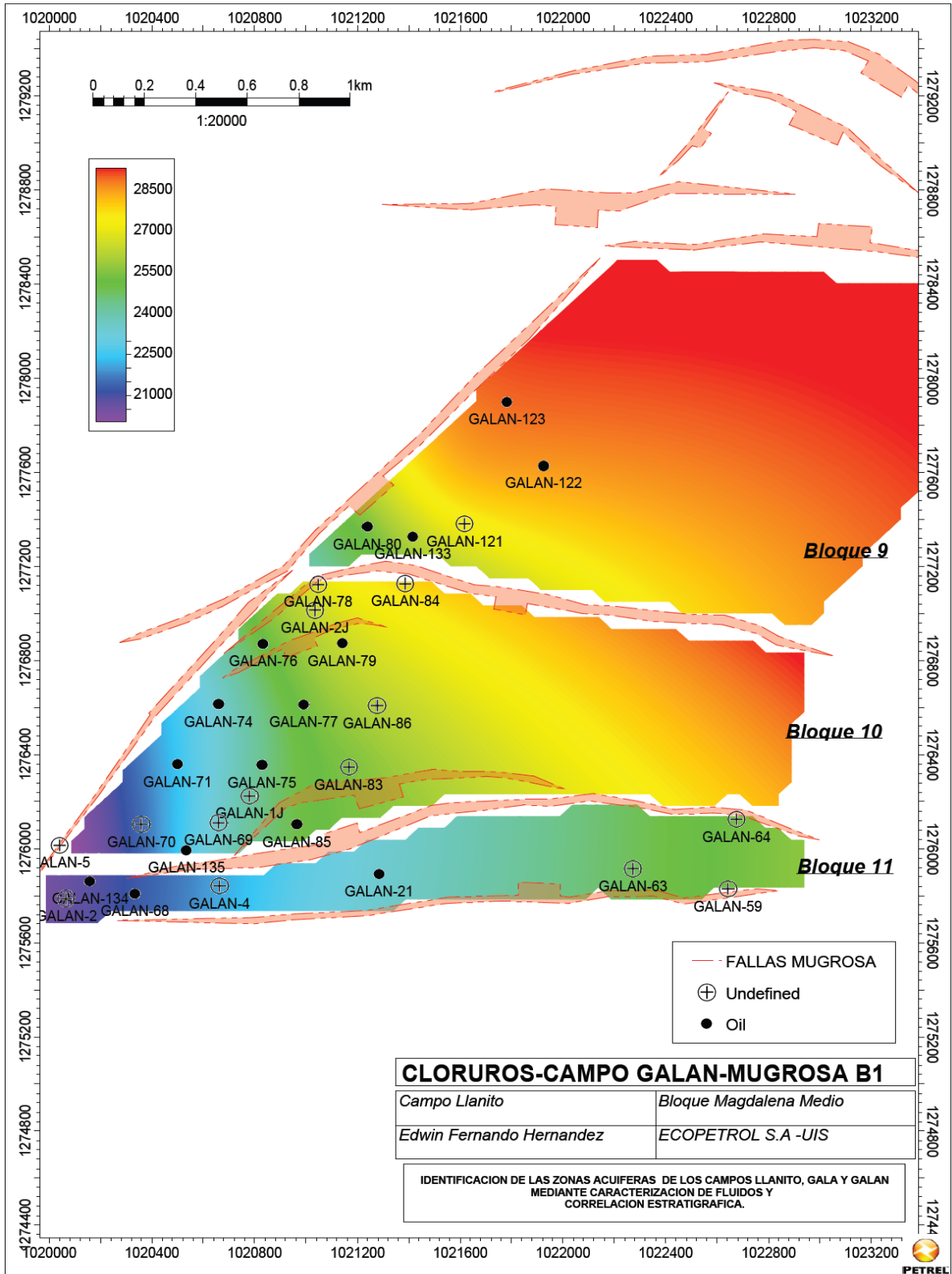


Ilustración 39 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B1 campo Galán.

Forecast: CLORUROS CAMPO GALAN MUGROSA B1

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!G9

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Gamma	.2652	0,594	Location=15.449,89,Scale=12,72,Shape=569,09
	Lognormal	,2652	0,573	Location=11.935,68,Mean=22.688,38,Std. Dev.=
	Student's t	,3474	---	Midpoint=22.688,38,Scale=293,29,Deg. Freedo
	Normal	,4207	0,333	Mean=22.688,38,Std. Dev.=303,59
	Beta	,4411	---	Minimum=18.386,45,Maximum=26.990,30,Alpha
	Logistic	,6788	0,044	Mean=22.685,24,Scale=172,69
	Weibull	2,6464	0,000	Location=21.767,19,Scale=1.006,03,Shape=3,2
	Max Extreme	10,4669	0,000	Likeliest=22.537,68,Scale=298,12
	BetaPERT	15,3292	---	Minimum=21.747,82,Likeliest=22.669,51,Maxim
	Min Extreme	15,6011	0,000	Likeliest=22.841,50,Scale=308,53
	Triangular	21,7268	---	Minimum=21.747,82,Likeliest=22.669,51,Maxim
	Uniform	103,2055	0,000	Minimum=21.783,22,Maximum=23.628,80
	Pareto	205,0366	---	Location=21.784,17,Shape=24,64292
	Exponential	446,8559	0,000	Rate=0,00

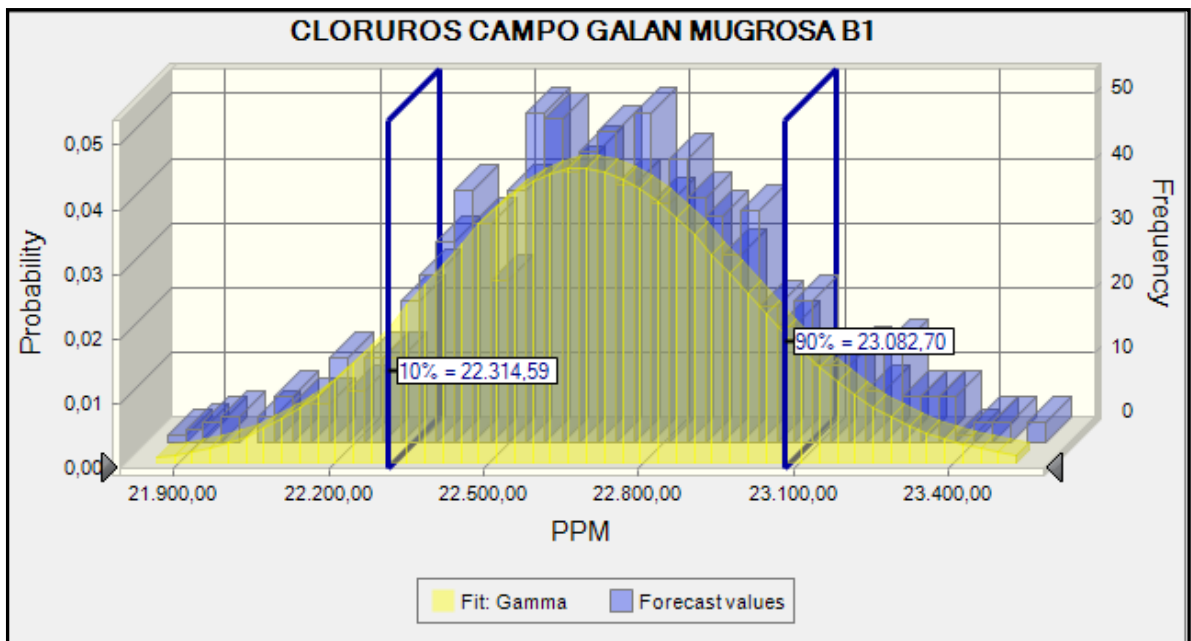
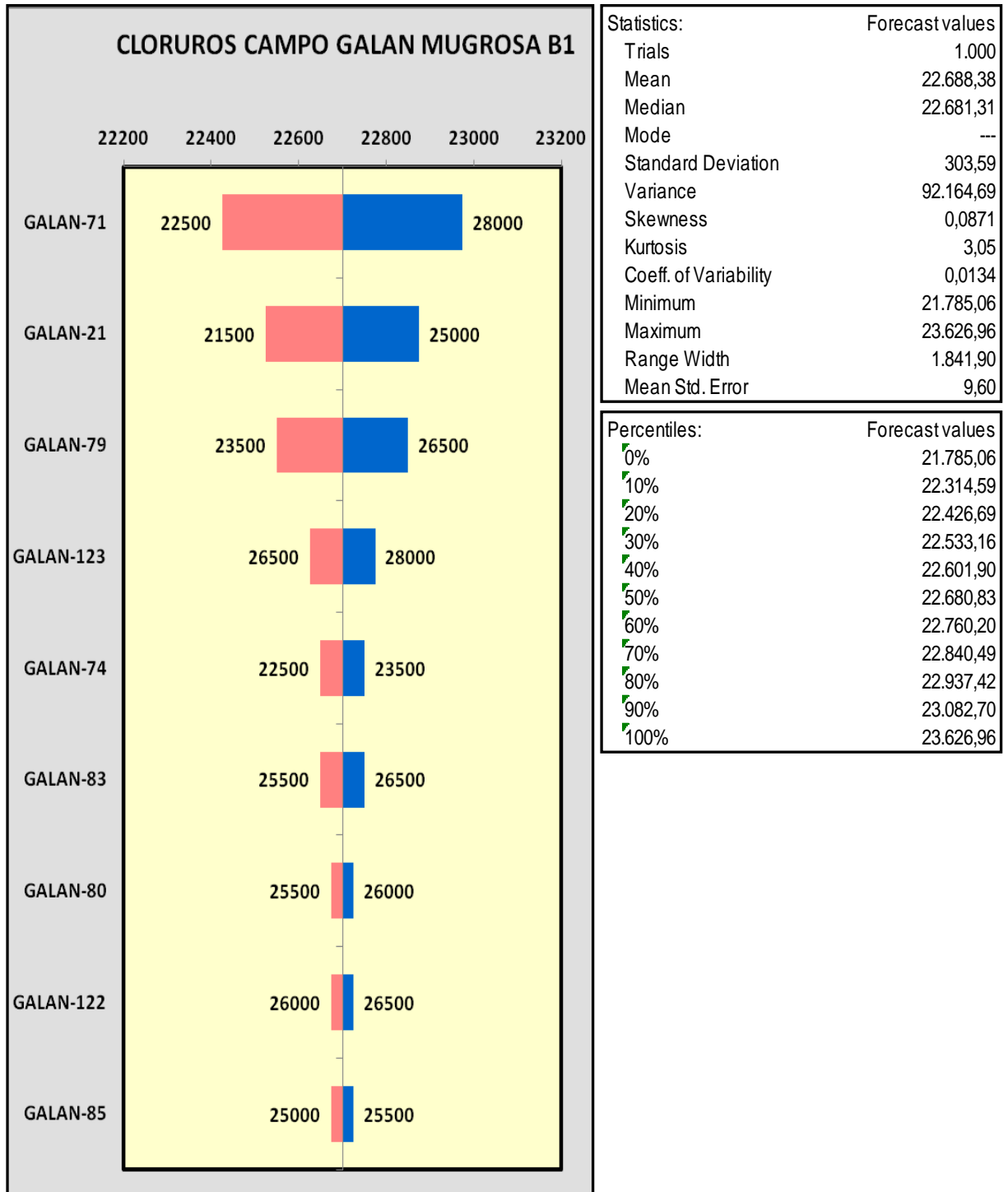


Ilustración 40 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B1 campo Galán.



Mapa 19 Cloruros campo Galán-Mugrosa B2.

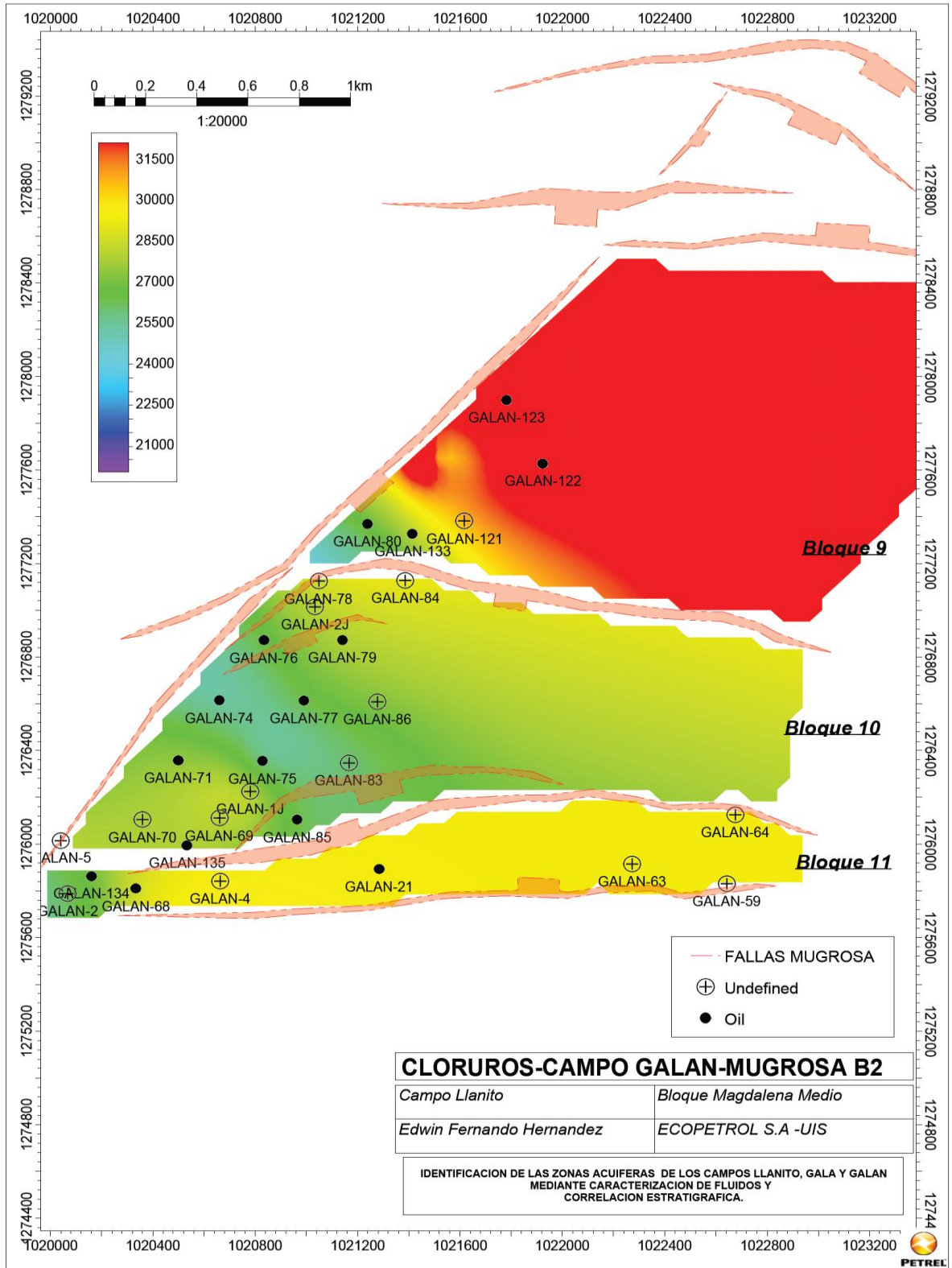


Ilustración 41 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B2 campo Galán.

Forecast: CLORUROS CAMPO GALAN MUGROSA B2

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja2!F5

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Gamma	,2563	0,621	Location=20.777,67,Scale=18,31,Shape=397,75
	Lognormal	,2566	0,602	Location=17.252,57,Mean=28.059,88,Std. Dev.=
	Beta	,3642	---	Minimum=22.882,97,Maximum=33.236,78,Alpha
	Normal	,3660	0,441	Mean=28.059,87,Std. Dev.=365,33
	Student's t	,4627	---	Midpoint=28.059,87,Scale=352,95,Deg. Freedom
	Logistic	1,1950	0,000	Mean=28.056,51,Scale=209,00
	Max Extreme	9,6232	0,000	Likeliest=27.879,05,Scale=358,52
	Min Extreme	14,8226	0,000	Likeliest=28.244,06,Scale=376,00
	BetaPERT	37,3115	---	Minimum=26.743,09,Likeliest=28.023,65,Maxim
	Triangular	45,2035	---	Minimum=26.743,09,Likeliest=28.023,65,Maxim
	Uniform	137,5207	0,000	Minimum=26.792,82,Maximum=29.419,55
	Weibull	137,8453	0,000	Location=26.793,96,Scale=1.191,22,Shape=3,2
	Pareto	236,7972	---	Location=26.794,21,Shape=21,706
	Exponential	447,1513	0,000	Rate=0,00

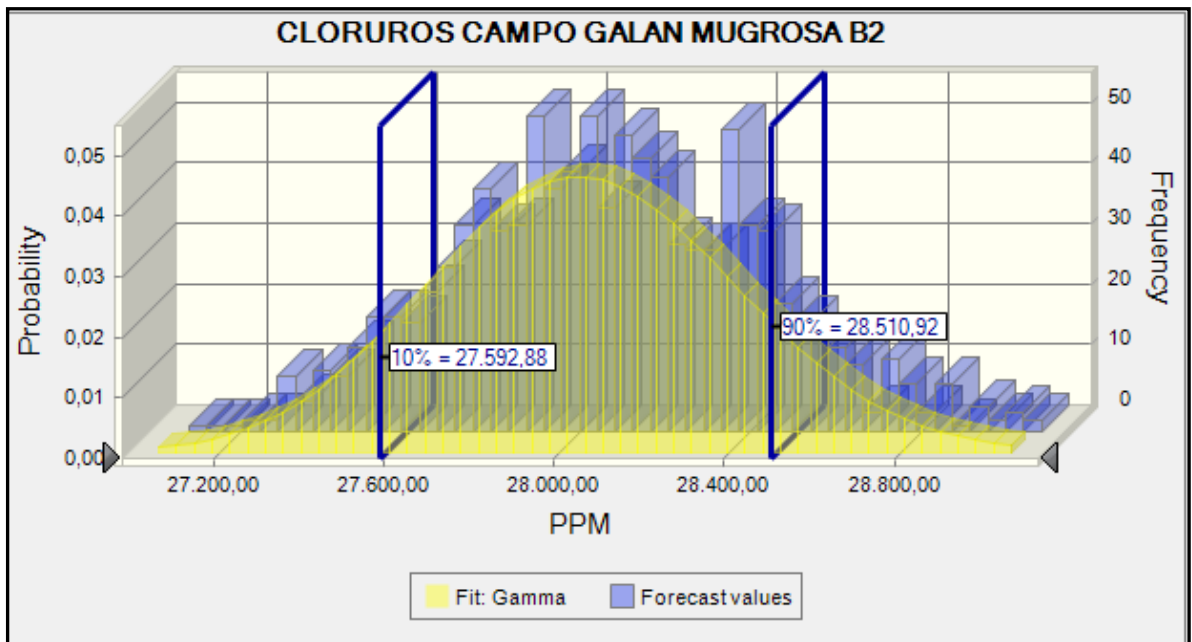
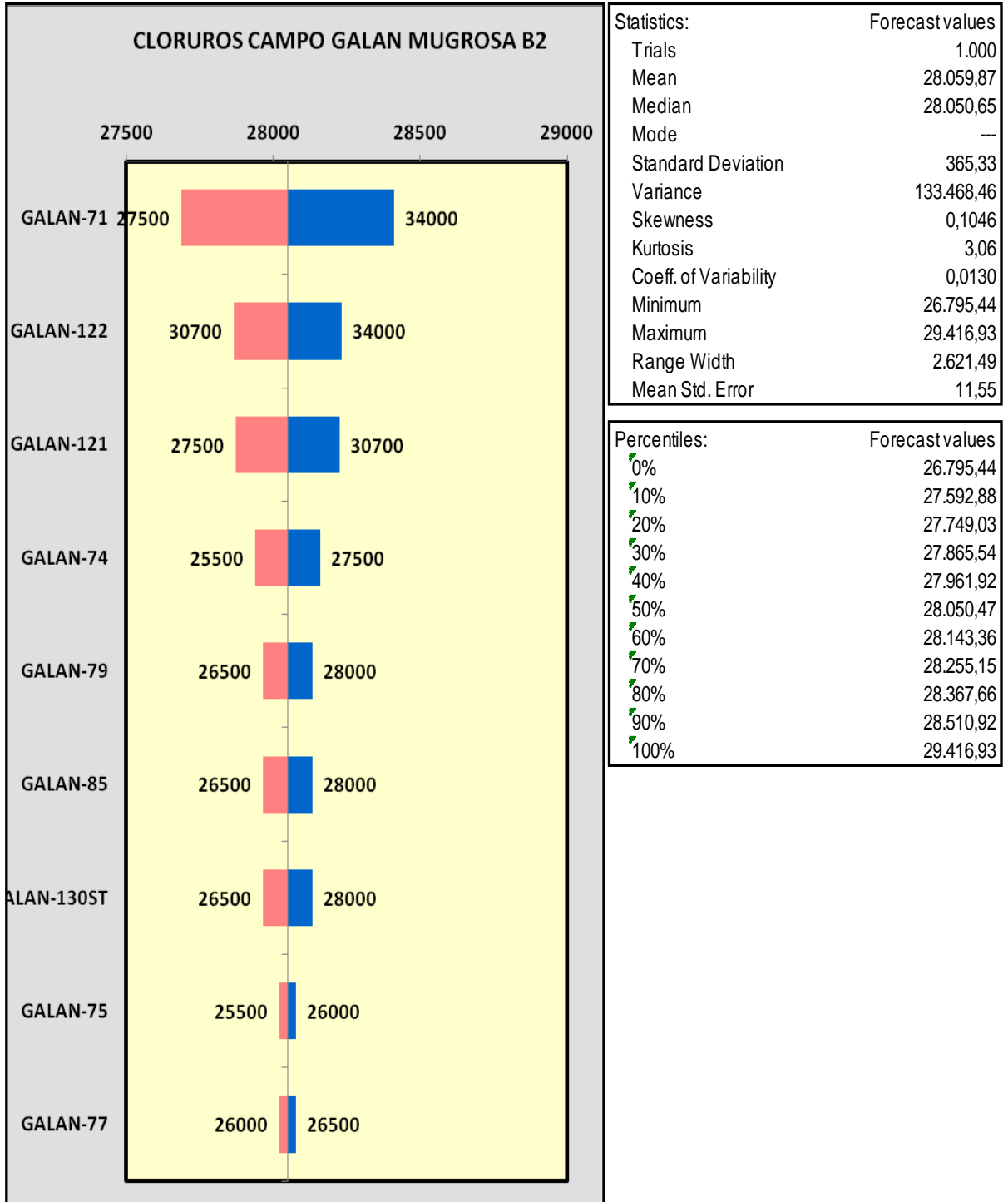


Ilustración 42 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B2 campo Galán.



Mapa 20 Cloruros campo Galán-Mugrosa B3.

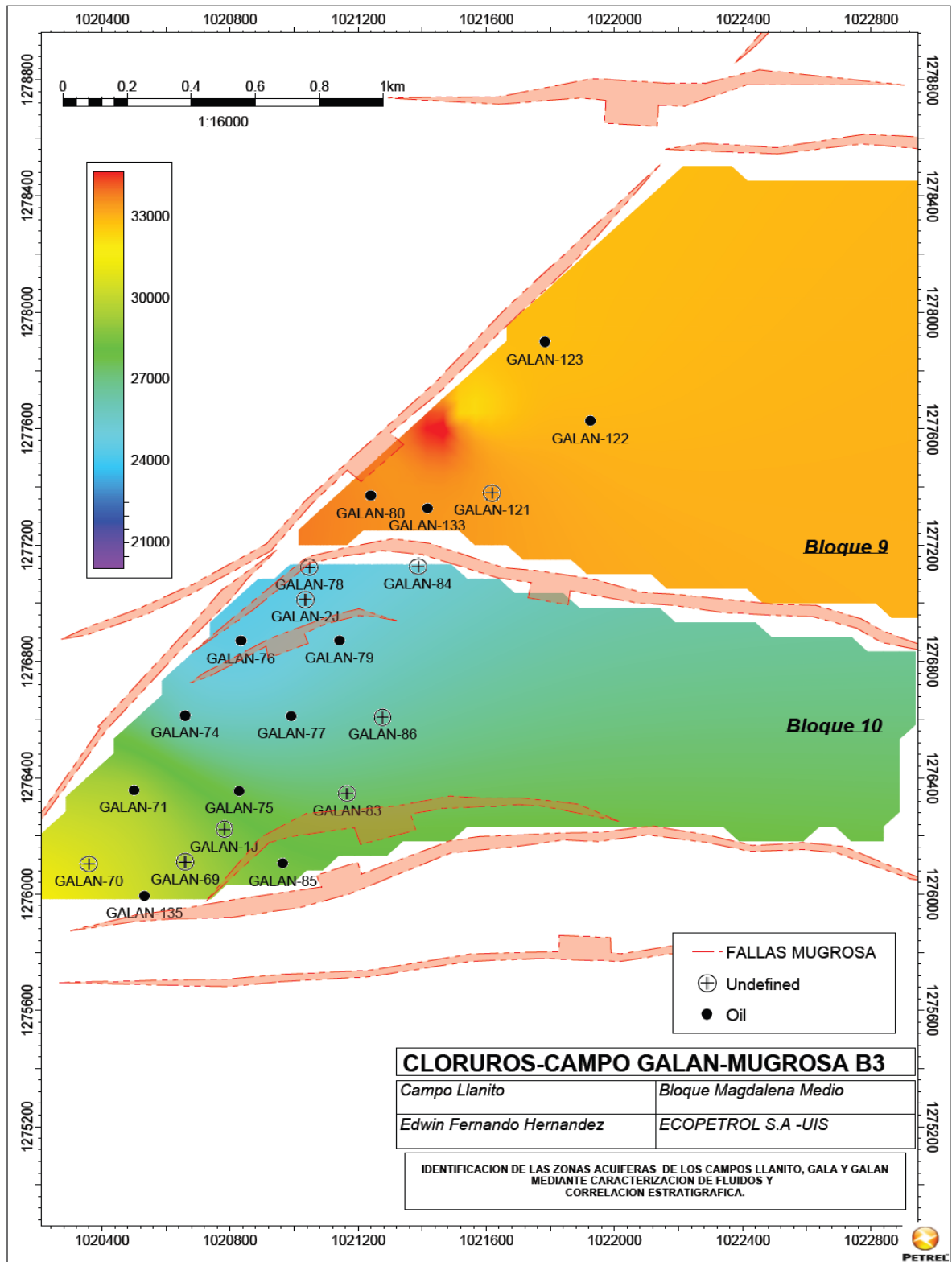


Ilustración 43 Reporte de Crystall ball-cloruros formación Mugrosa B3 campo Galán.

Forecast: CLORUROS CAMPO GALAN MUGROSA B3

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!F4

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Student's t	.4934	---	Midpoint=30.133,56,Scale=747,60,Deg. Freed
	Logistic	.5429	0,110	Mean=30.135,08,Scale=438,62
	Normal	.6694	0,078	Mean=30.133,56,Std. Dev.=773,84
	Lognormal	.6695	0,044	Location=-6.461.900,85,Mean=30.133,56,Std. D
	Beta	.7029	---	Minimum=19.168,02,Maximum=41.099,10,Alpha
	Gamma	.7356	0,019	Location=5.652,69,Scale=24,51,Shape=999
	Weibull	1,3026	0,000	Location=27.550,55,Scale=2.849,90,Shape=3,7
	Min Extreme	13,6974	0,000	Likeliest=30.520,27,Scale=768,23
	Max Extreme	14,2259	0,000	Likeliest=29.745,53,Scale=779,48
	BetaPERT	14,3467	---	Minimum=27.739,47,Likeliest=30.171,65,Maxim
	Triangular	20,1357	---	Minimum=27.739,47,Likeliest=30.171,65,Maxim
	Uniform	99,4661	0,000	Minimum=27.830,62,Maximum=32.450,94
	Pareto	207,4749	---	Location=27.833,03,Shape=12,64444
	Exponential	436,1568	0,000	Rate=0,00

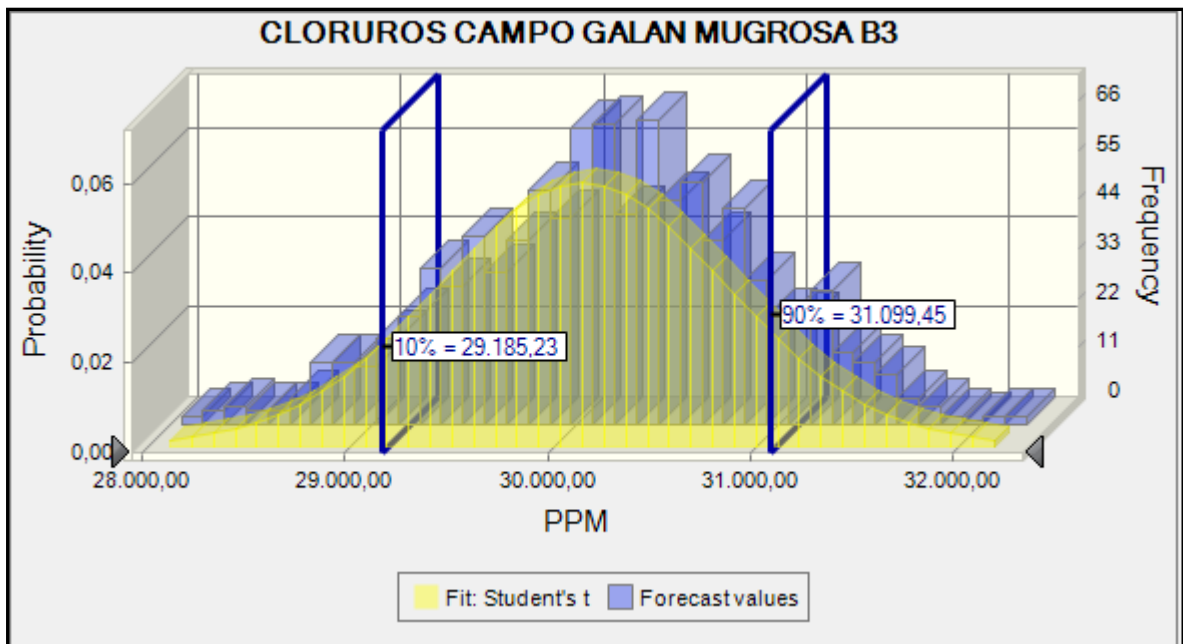
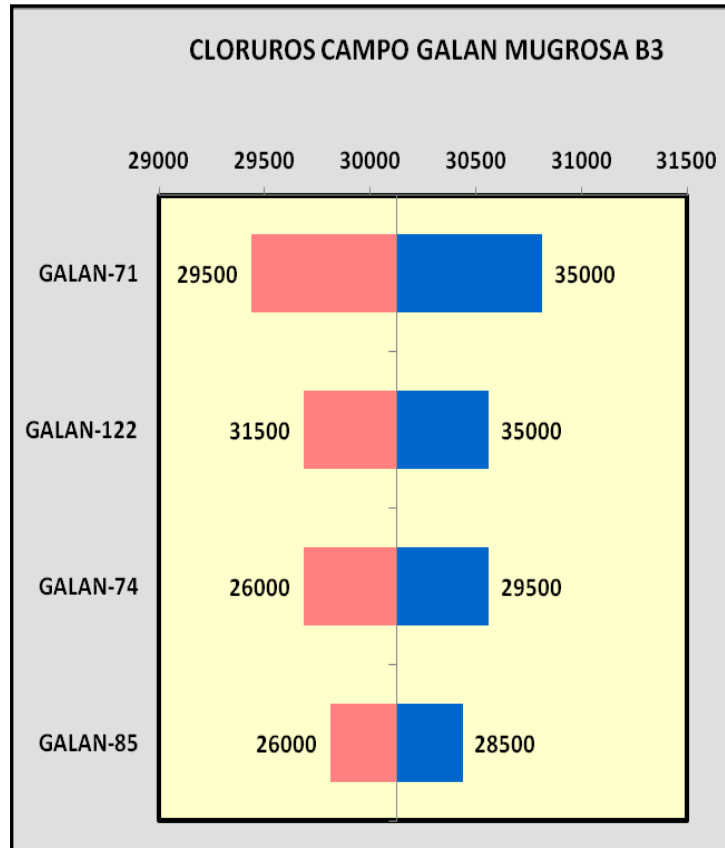


Ilustración 44 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B3 campo Galán.



Statistics:	Forecast values	Percentiles:	Forecast values
Trials	1.000	0%	27.225,56
Mean	30.142,37	10%	29.185,23
Median	30.145,32	20%	29.491,51
Mode	---	30%	29.776,09
Standard Deviation	746,55	40%	29.998,71
Variance	557.343,38	50%	30.144,99
Skewness	-0,1651	60%	30.348,42
Kurtosis	3,24	70%	30.540,99
Coeff. of Variability	0,0248	80%	30.767,64
Minimum	27.225,56	90%	31.099,45
Maximum	32.946,68	100%	32.946,68
Range Width	5.721,12		
Mean Std. Error	23,61		

Mapa 21 Cloruros campo Galán, Mugrosa B4.

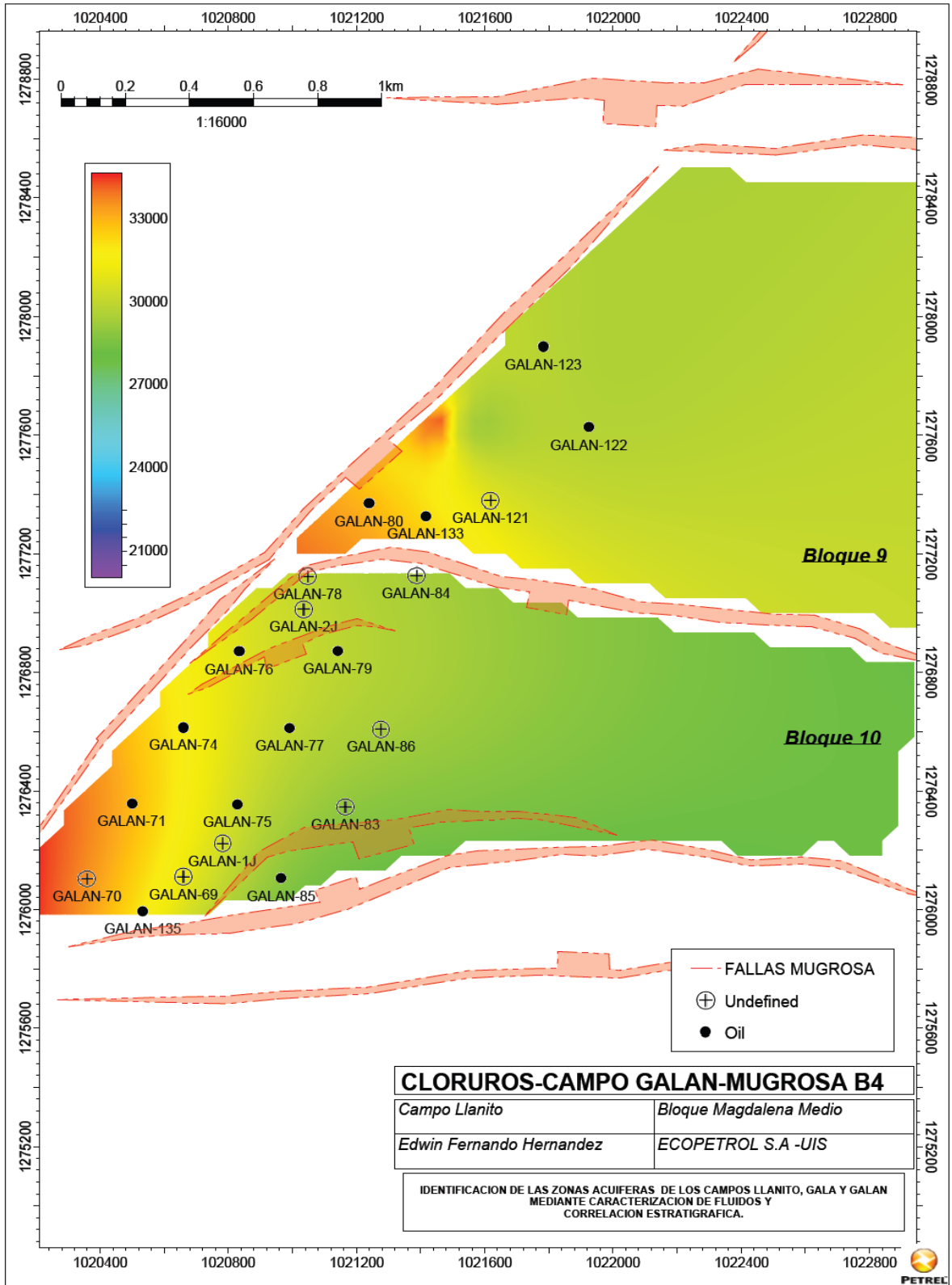


Ilustración 45 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa B4 campo Galán.

Forecast: CLORUROS CAMPO GALAN MUGROSA B4

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!G3

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Gamma	.3383	0,374	Location=20.249,47,Scale=10,84,Shape=999
	Lognormal	,4011	0,234	Location=-19.076,45,Mean=31.077,85,Std. Dev.
	Normal	,4451	0,292	Mean=31.077,85,Std. Dev.=342,53
	Beta	,4455	---	Minimum=26.224,06,Maximum=35.931,63,Alpha
	Logistic	1,2029	0,000	Mean=31.075,27,Scale=195,97
	Max Extreme	10,9881	0,000	Likeliest=30.907,12,Scale=343,10
	Weibull	13,3845	0,000	Location=29.933,03,Scale=1.208,25,Shape=3,5
	Min Extreme	13,3846	0,000	Likeliest=31.249,60,Scale=340,92
	Student's t	21,9076	---	Midpoint=31.077,85,Scale=145,50,Deg. Freed
	BetaPERT	23,5832	---	Minimum=29.892,40,Likeliest=31.073,13,Maxim
	Triangular	31,1806	---	Minimum=29.892,40,Likeliest=31.073,13,Maxim
	Uniform	117,7957	0,000	Minimum=29.936,64,Maximum=32.178,84
	Pareto	227,5718	---	Location=29.937,76,Shape=26,7996
	Exponential	448,9038	0,000	Rate=0,00

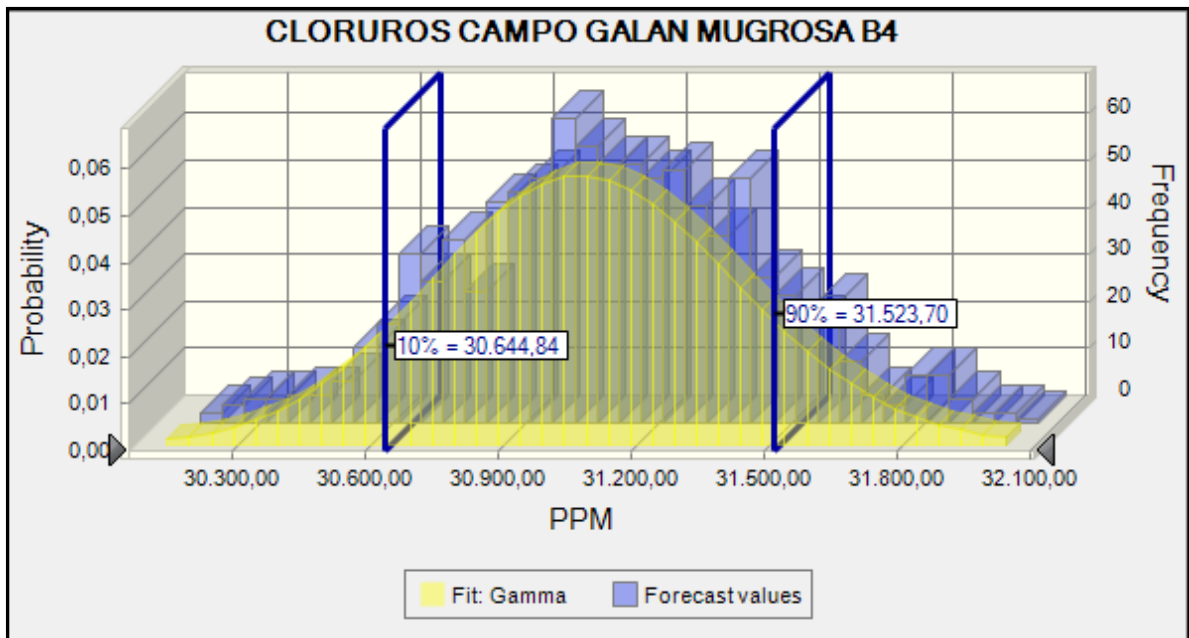
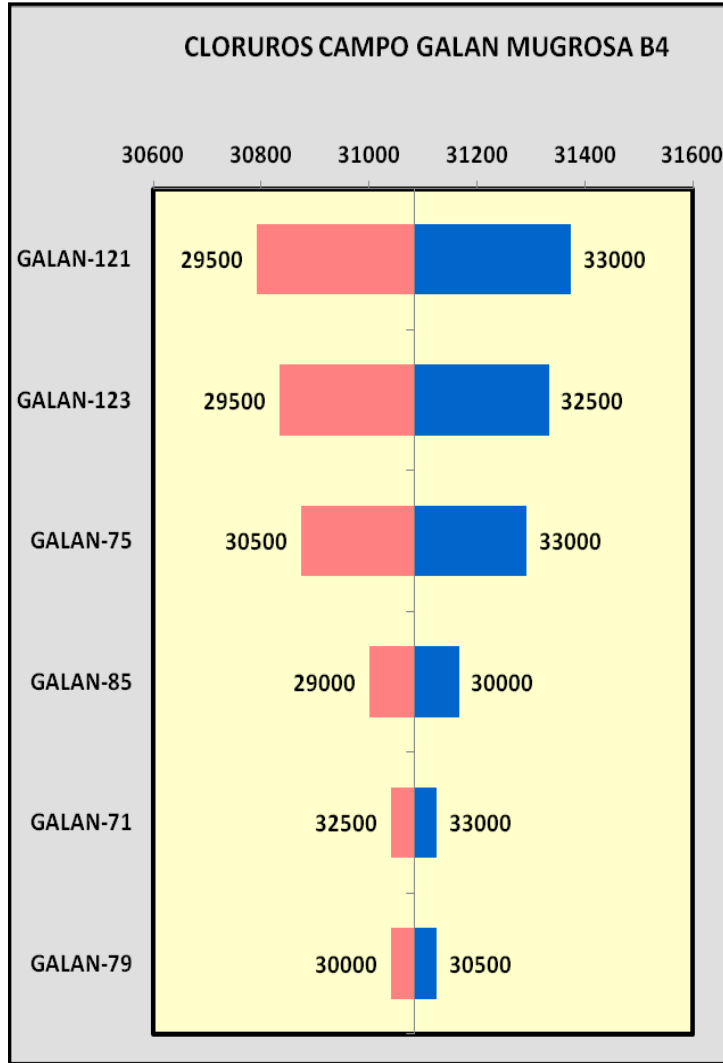


Ilustración 46 Diagrama tornado cloruros, Mugrosa B4 campo Galán.



Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	31.085,63
Median	31.075,48
Mode	---
Standard Deviation	347,13
Variance	120.501,36
Skewness	0,0994
Kurtosis	3,19
Coeff. of Variability	0,0112
Minimum	29.828,74
Maximum	32.247,35
Range Width	2.418,61
Mean Std. Error	10,98

Percentiles:	Forecast values
0%	29.828,74
10%	30.644,84
20%	30.790,51
30%	30.902,07
40%	30.992,79
50%	31.075,04
60%	31.167,40
70%	31.262,47
80%	31.378,48
90%	31.523,70
100%	32.247,35

Mapa 22 Cloruros campo Galán, Mugrosa C1.

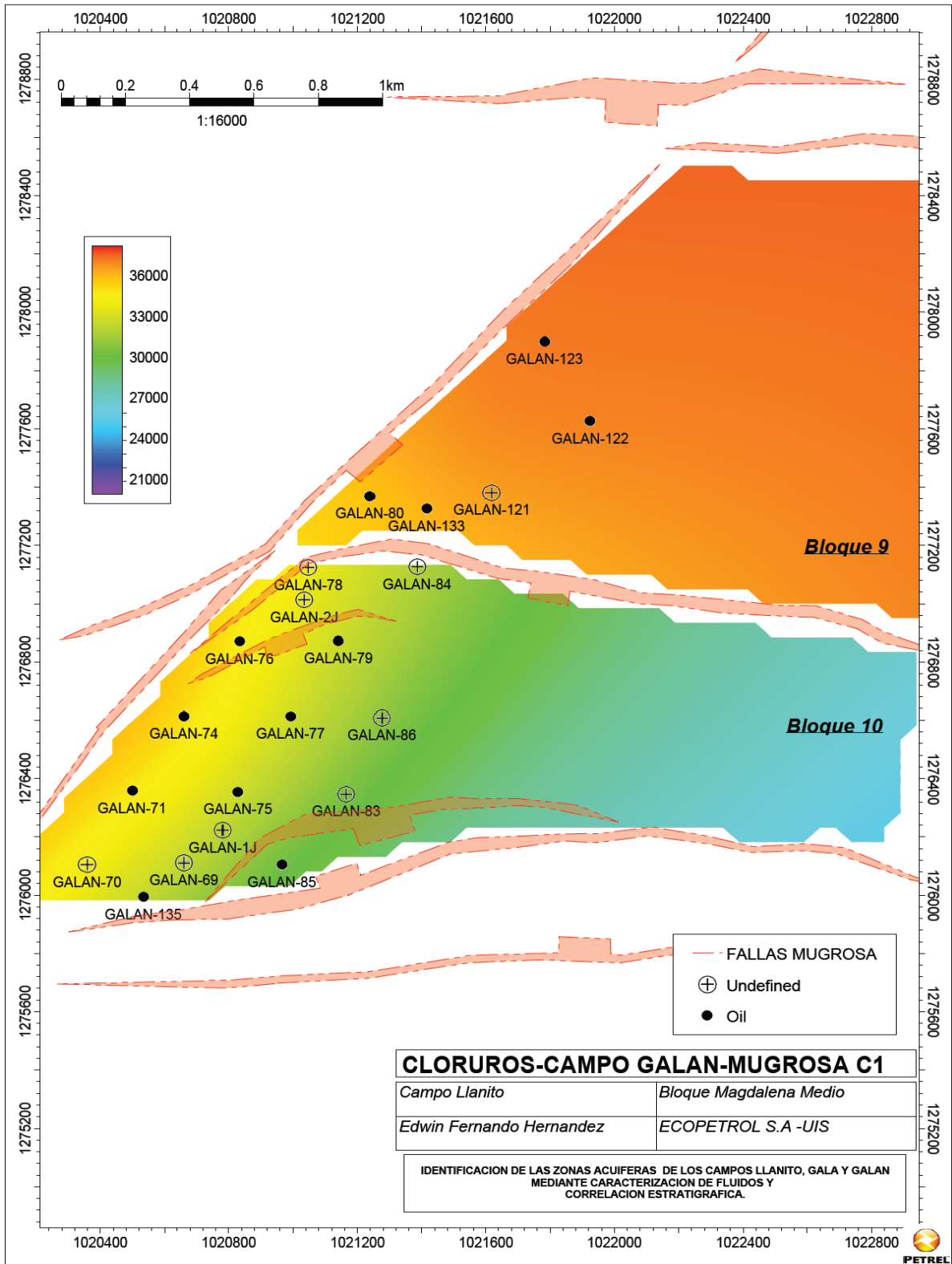


Ilustración 58 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Mugrosa C1 campo Galán.

Forecast: CLORUROS CAMPO GALAN MUGROSA C1

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!F6

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Gamma	,3674	0,292	Location=33.565,54,Scale=26,78,Shape=103,37
	Lognormal	,3686	0,296	Location=32.162,36,Mean=36.333,79,Std. Dev.=
	Beta	,5892	---	Minimum=32.474,11,Maximum=40.193,46,Alpha
	Normal	,5929	0,122	Mean=36.333,78,Std. Dev.=272,38
	Student's t	,7105	---	Midpoint=36.333,78,Scale=263,14,Deg. Freed
	Logistic	1,4721	0,000	Mean=36.329,68,Scale=155,97
	Weibull	4,0241	0,000	Location=35.576,16,Scale=823,60,Shape=2,934
	Max Extreme	7,9034	0,000	Likeliest=36.199,80,Scale=258,13
	BetaPERT	15,4978	---	Minimum=35.553,28,Likeliest=36.267,61,Maxim
	Min Extreme	16,4765	0,000	Likeliest=36.472,13,Scale=284,81
	Triangular	22,1482	---	Minimum=35.553,28,Likeliest=36.267,61,Maxim
	Uniform	108,2314	0,000	Minimum=35.582,55,Maximum=37.229,12
	Pareto	185,5349	---	Location=35.583,45,Shape=47,9863
	Exponential	452,0202	0,000	Rate=0,00

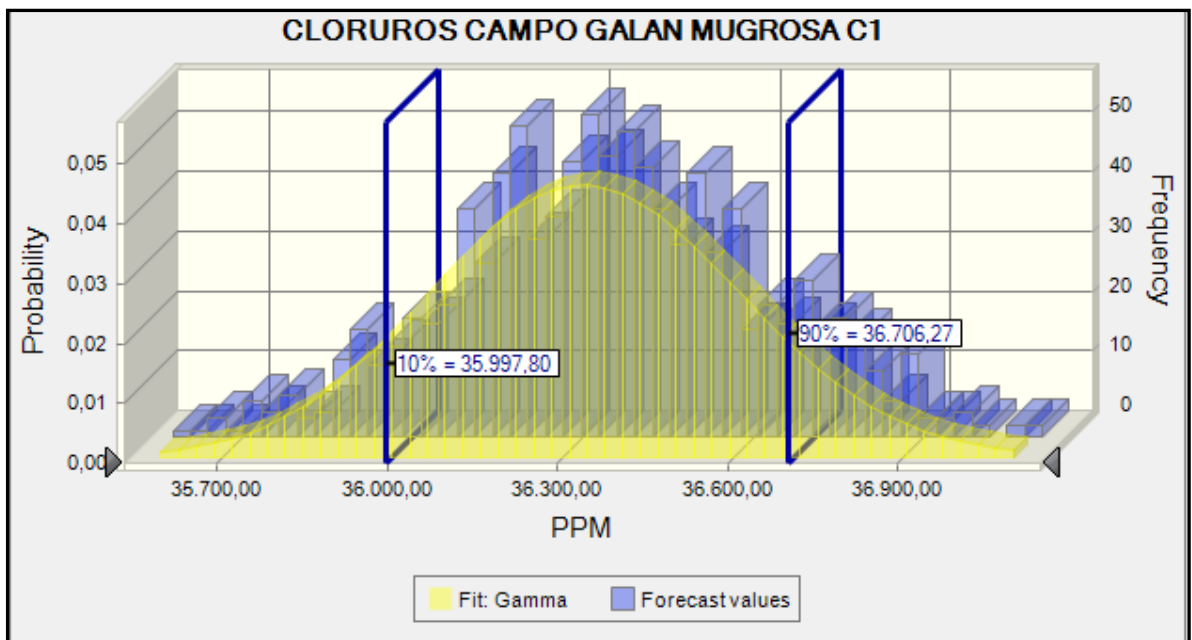
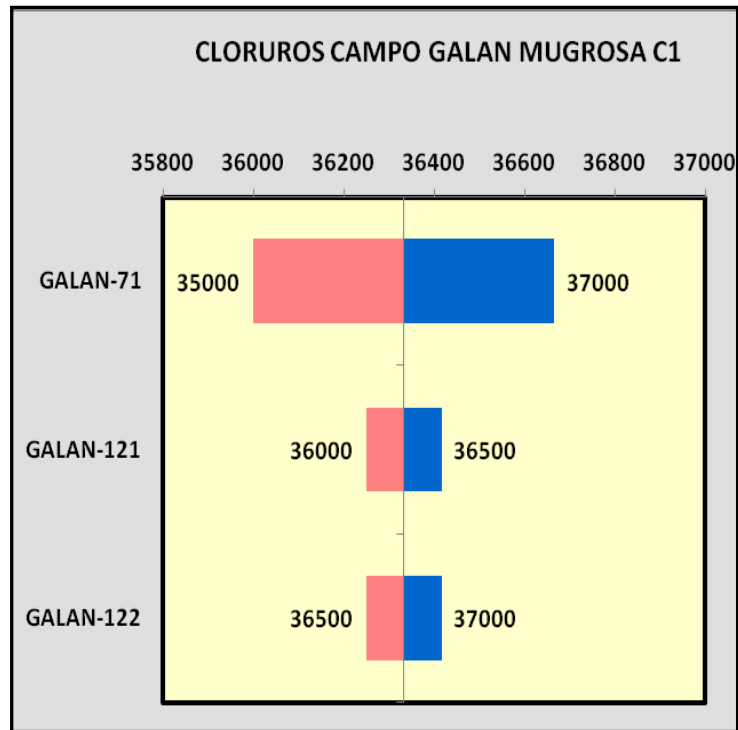


Ilustración 59 Diagrama tornado cloruros Mugrosa C1 campo Galán.



Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	36.341,99
Median	36.338,46
Mode	---
Standard Deviation	273,73
Variance	74.928,14
Skewness	0,0234
Kurtosis	3,01
Coeff. of Variability	0,0075
Minimum	35.475,50
Maximum	37.293,57
Range Width	1.818,07
Mean Std. Error	8,66

Percentiles:	Forecast values
0%	35.475,50
10%	35.997,80
20%	36.122,07
30%	36.194,10
40%	36.270,58
50%	36.338,25
60%	36.400,91
70%	36.484,53
80%	36.570,78
90%	36.706,27
100%	37.293,57

Mapa 23 Cloruros campo Galán-Colorado.

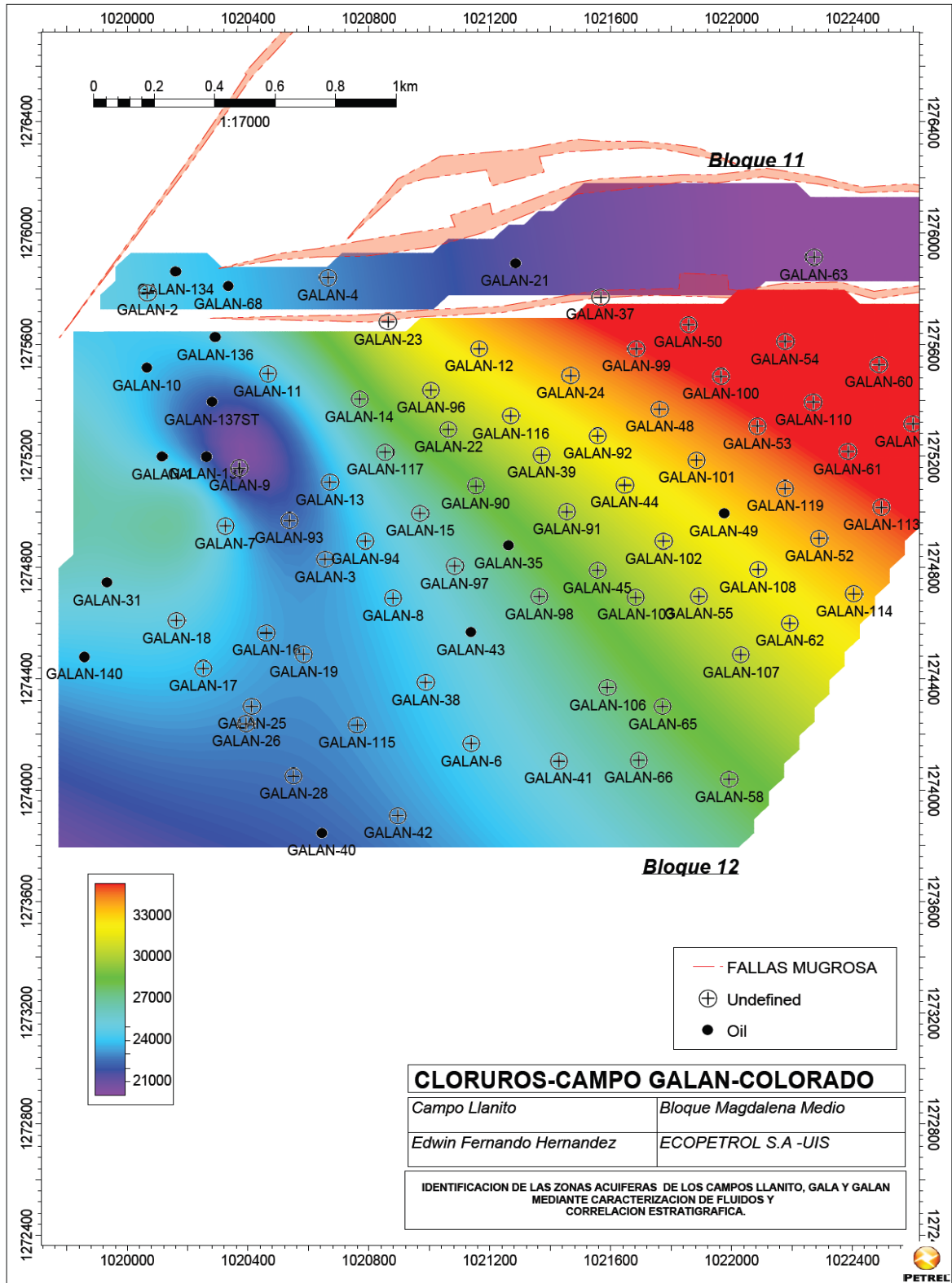


Ilustración 47 Reporte de Crystall ball- cloruros formación Colorado campo Galán.

Forecast: CLORUROS CAMPO GALAN FM COLORADO

Edit View Forecast Preferences Help

1.000 Trials Goodness of Fit View Hoja1!D3

Ranked by: Anderson-Darling

	Distribution	A-D	P-Value	Parameters
▶	Normal	,3079	0,576	Mean=26.816,98, Std. Dev.=1.830,15
	Lognormal	,3194	0,404	Location=-37.052,90, Mean=26.817,01, Std. Dev.
	Gamma	,3208	0,421	Location=- 15.496,41, Scale=79,08, Shape=535,0
	Beta	,3301	---	Minimum=11.337,33, Maximum=50.805,42, Alpha
	Logistic	,7955	0,020	Mean=26.807,28, Scale=1.046,50
	Max Extreme	10,5632	0,000	Likeliest=25.909,28, Scale=1.786,01
	Min Extreme	13,8203	0,000	Likeliest=27.738,83, Scale=1.853,79
	Student's t	20,1264	---	Midpoint=26.816,98, Scale=764,94, Deg. Freedo
	Triangular	32,9240	---	Minimum=20.128,12, Likeliest=27.087,48, Maxim
	Uniform	122,5301	0,000	Minimum=20.377,93, Maximum=32.429,61
	Weibull	132,2594	0,000	Location=20.382,18, Scale=6.088,50, Shape=3,2
	BetaPERT	217,2454	---	Minimum=11.337,33, Likeliest=24.689,78, Maxim
	Pareto	257,4686	---	Location=20.384,40, Shape=3,6774
	Exponential	399,8339	0,000	Rate=0,00

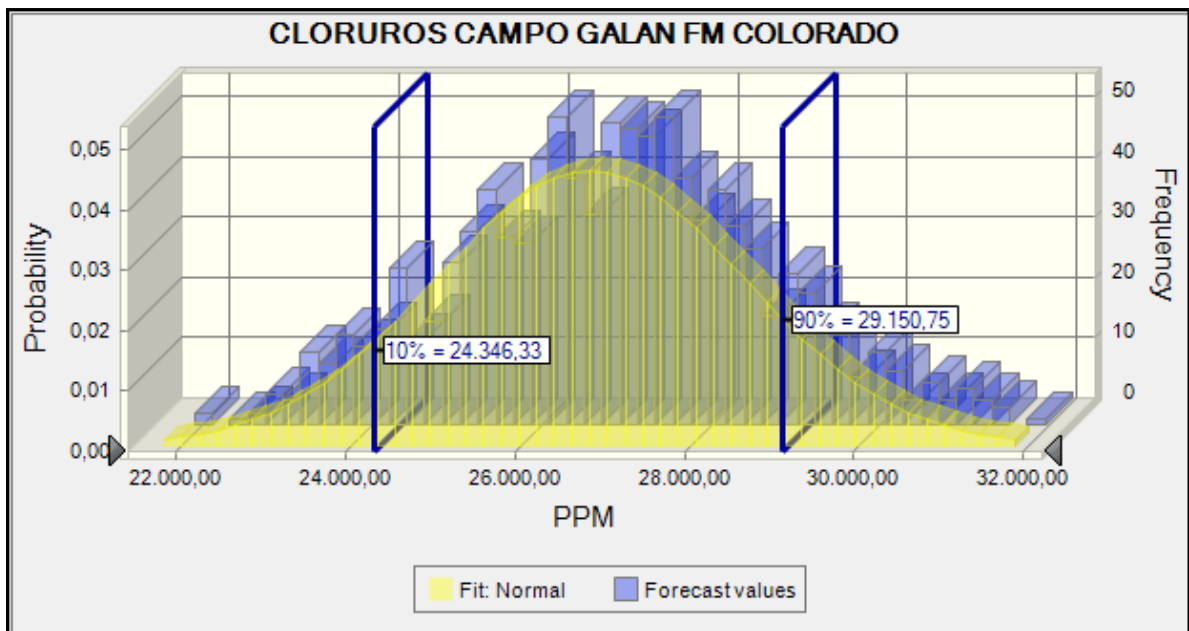
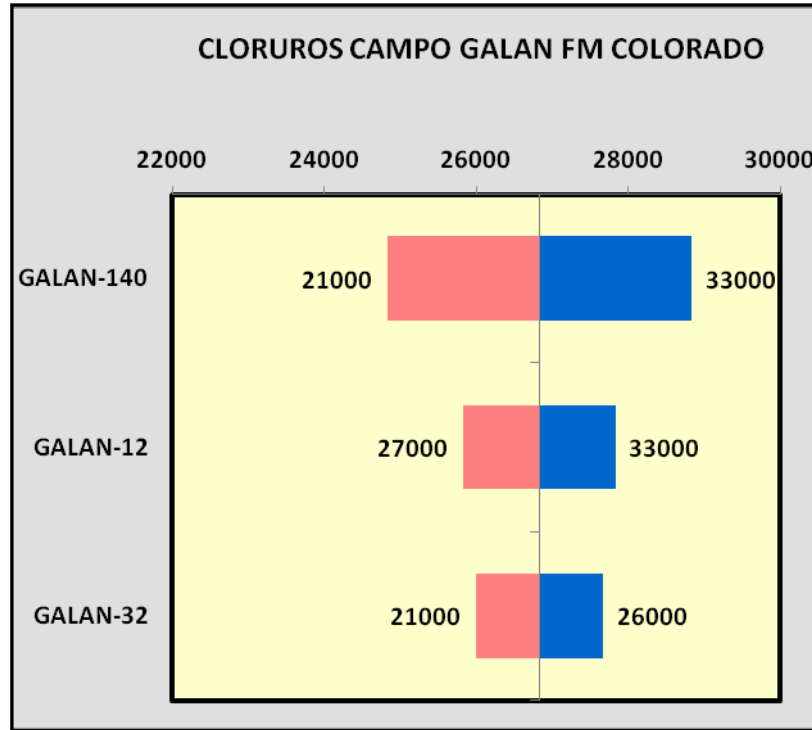


Ilustración 48 Diagrama tornado cloruros fm Colorado campo Galán.



Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	26.816,98
Median	26.839,26
Mode	---
Standard Deviation	1.830,15
Variance	3.349.445,35
Skewness	0,0830
Kurtosis	2,95
Coeff. of Variability	0,0682
Minimum	20.389,95
Maximum	32.417,59
Range Width	12.027,65
Mean Std. Error	57,87

Percentiles:	Forecast values
0%	20.389,95
10%	24.346,33
20%	25.257,65
30%	25.893,71
40%	26.366,05
50%	26.838,78
60%	27.273,42
70%	27.735,23
80%	28.296,94
90%	29.150,75
100%	32.417,59

Las variaciones de salinidad a lo largo de los tres campos nos indica que el acuífero no es homogéneo y que su variación de concentraciones puede deberse a:

- Infiltración de agua fresca a la formación desde el este al oeste debido a la acción del río Magdalena.
- Que el agua de formación se concentre en las áreas más profundas del yacimiento.
- Que el acuífero está formado por diferentes aguas de formaciones, debido a su complejo ambiente de depositación.

Es evidente que la concentración de la salinidad tiende a aumentar con la profundidad.

Esta es una información valiosa para conocer que rango de cloruros es probable encontrar en cada uno de los intervalos de la formación Mugrosa, de esta manera conocer cuales zonas son altamente corrosivas para la tubería de producción.

El análisis de la salinidad me permite evaluar pozos que comparten el mismo acuífero o la misma unidad de flujo, e igualmente las zonas con alto potencial corrosivo, esta información permitirá la selección apropiada de las sartas de producción.

13. ANALISIS DE BSW (Basic Sediments and Water) CAMPOS LLANITO-GALA-GALAN.

Un volumen excesivo de agua y sedimentos puede originar problemas en los equipos como corrosión, daño de bombas, taponamiento de tuberías y problemas en el procesamiento del crudo, entre otros. Dentro de las exigencias definidas por la reglamentación establecida, se dice que el petróleo no debe contener un porcentaje de agua e impurezas mayor al 0.5%.

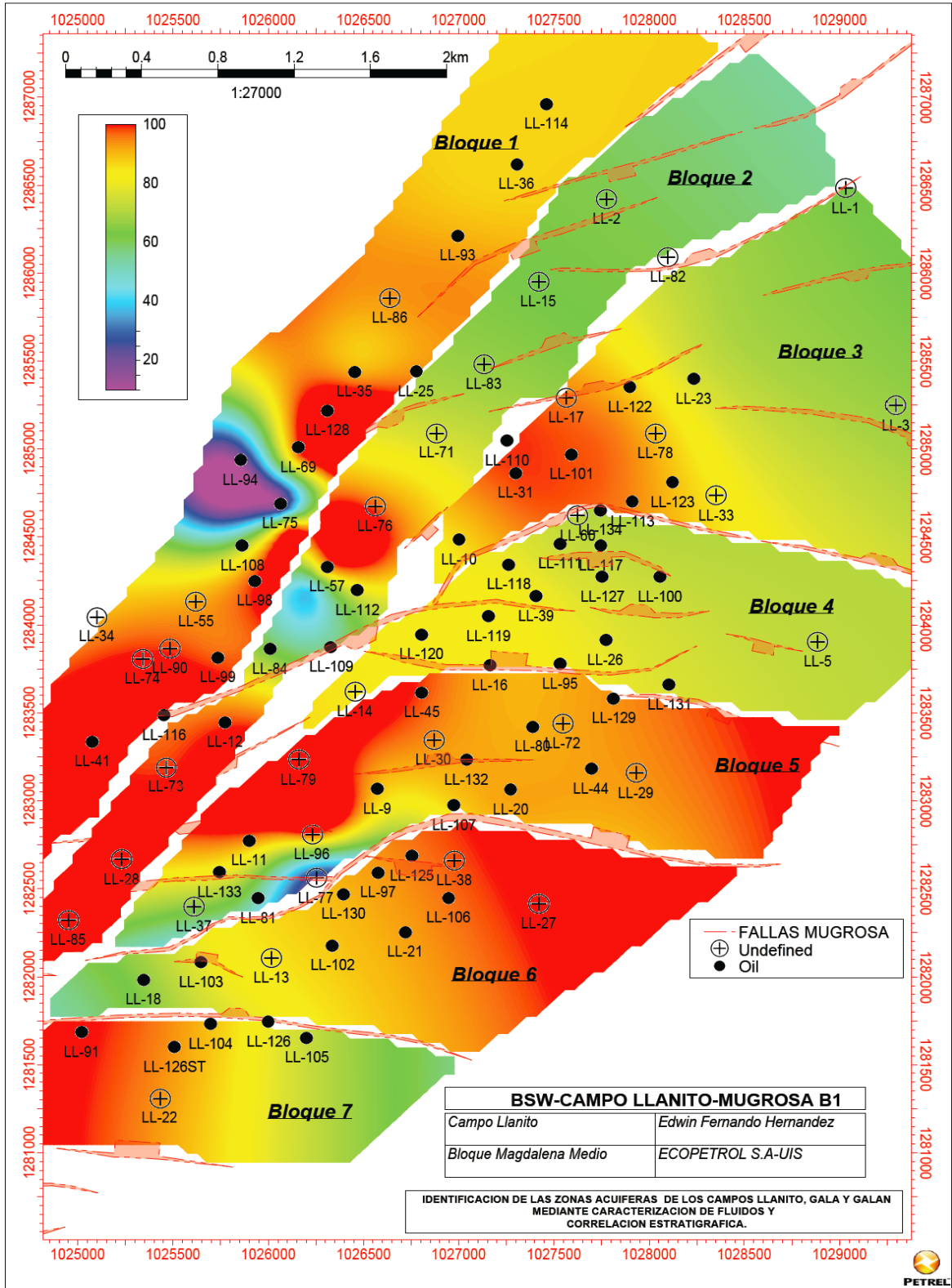
Sedimento: Contaminante sólido que acompaña al combustible que puede estar en suspensión o separado. Son procedentes de la roca almacén.

Agua: Es encontrada en su mayoría relacionada con el crudo de un yacimiento. Un alto contenido de agua puede originar precipitación de carbonatos de Ca y ocasionar taponamiento en las tuberías.

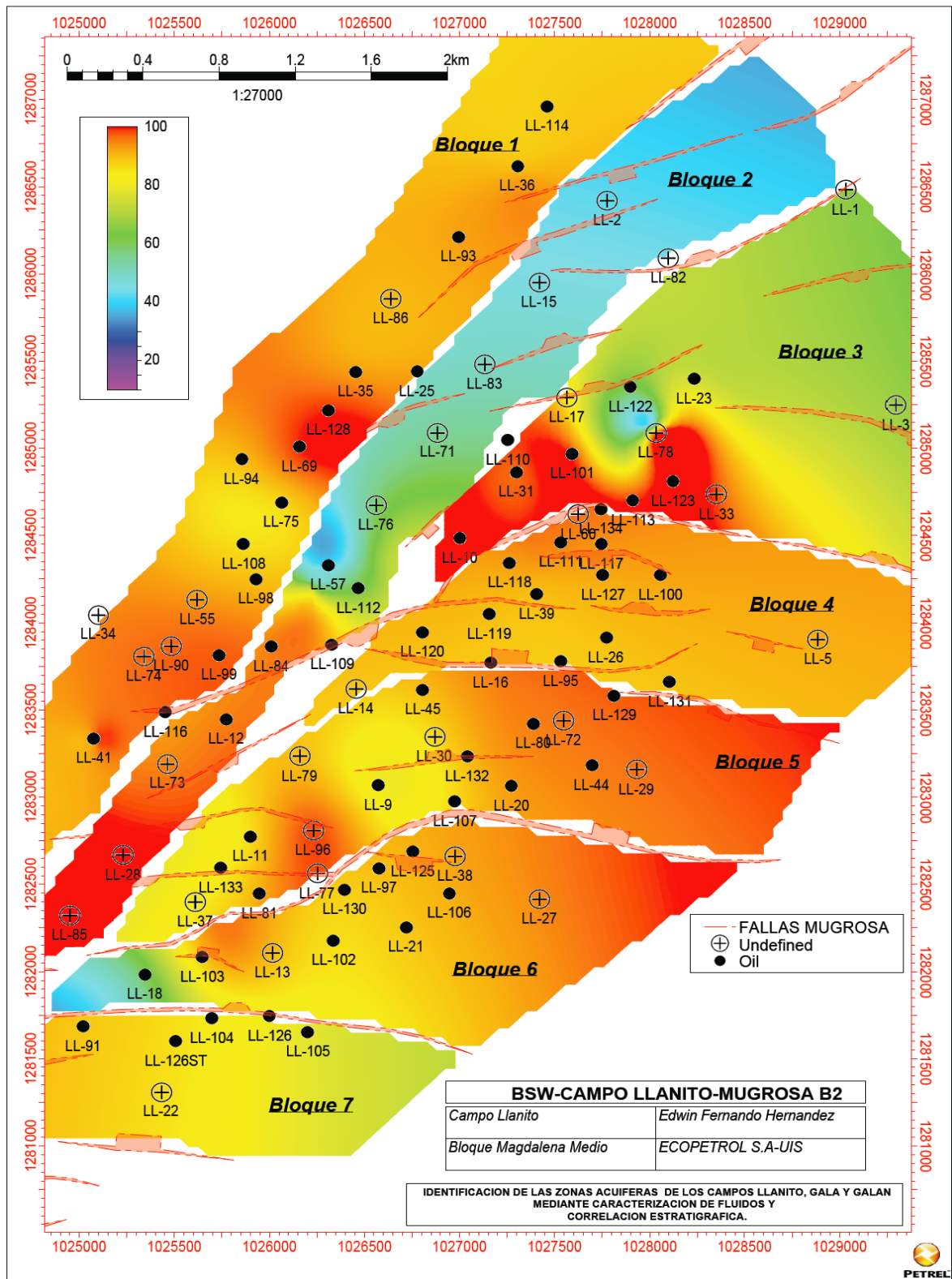
Los campos Llanito-Gala-Galán el petróleo-crudo tiene altos cortes de agua que oscilan entre los 30-60%, de allí la necesidad de su deshidratación eficiente para alcanzar los niveles para que pueda ser comercializado en el mercado petrolero al precio más conveniente.

Para conocer cuales zonas pertenecientes a la formación Mugrosa aportan más cantidad de agua, al igual que el análisis de cloruros se clasifico los valores de BSW proveniente del análisis de laboratorio de producción de ECOPEPETROL S.A para el año 2010 Y 2011, observando el comportamiento de la producción de agua en la historia de cada pozo para de esta manera generar una data que sea más representativa del agua de formación, mediante el apoyo del historial de pozos y eventos se ubicaron los valores que no registran intervalo de toma del fluido. Basados en esta información se procedió a generar las superficies.

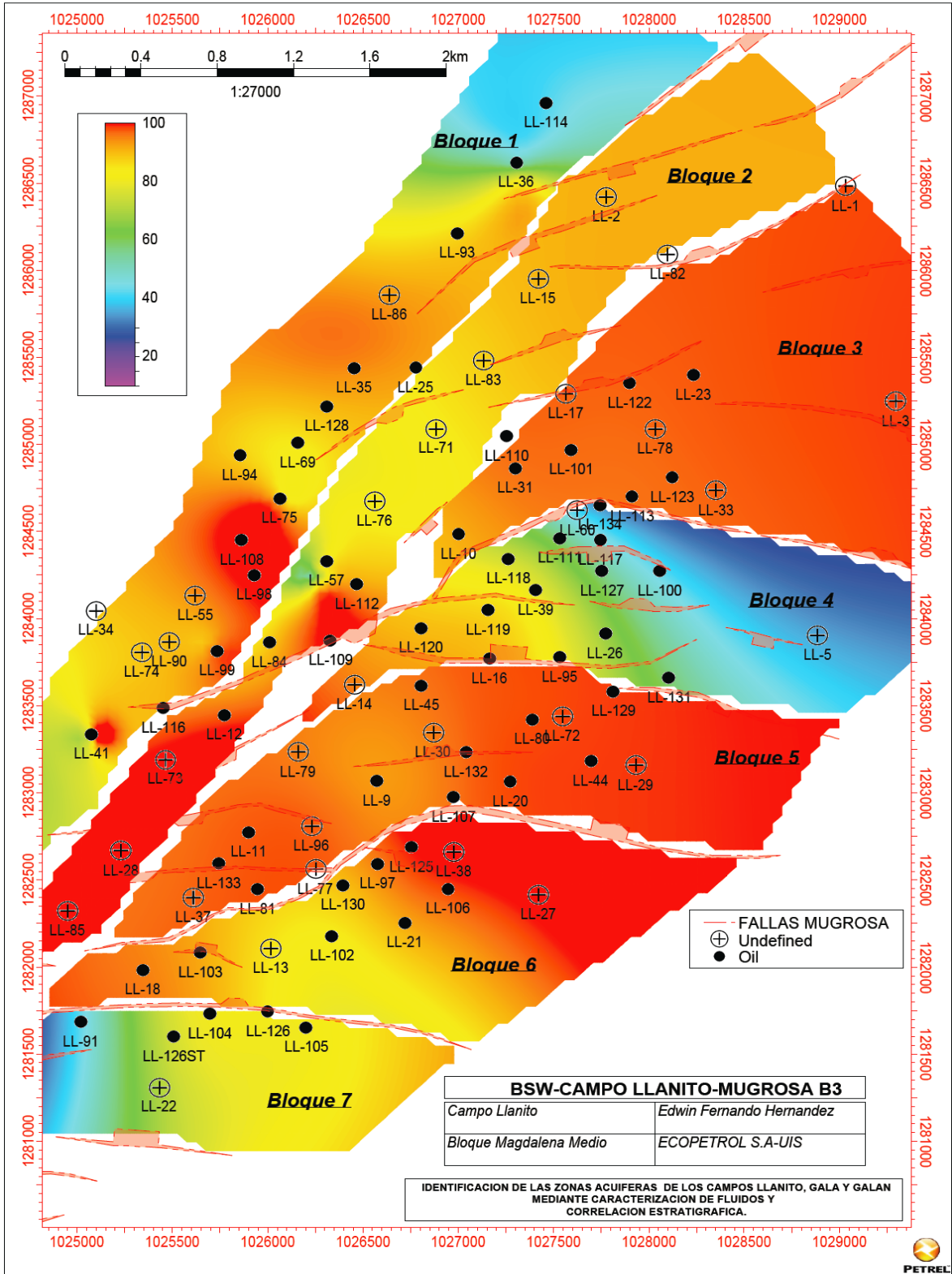
Mapa 24 BSW campo Llanito-Mugrosa B1.



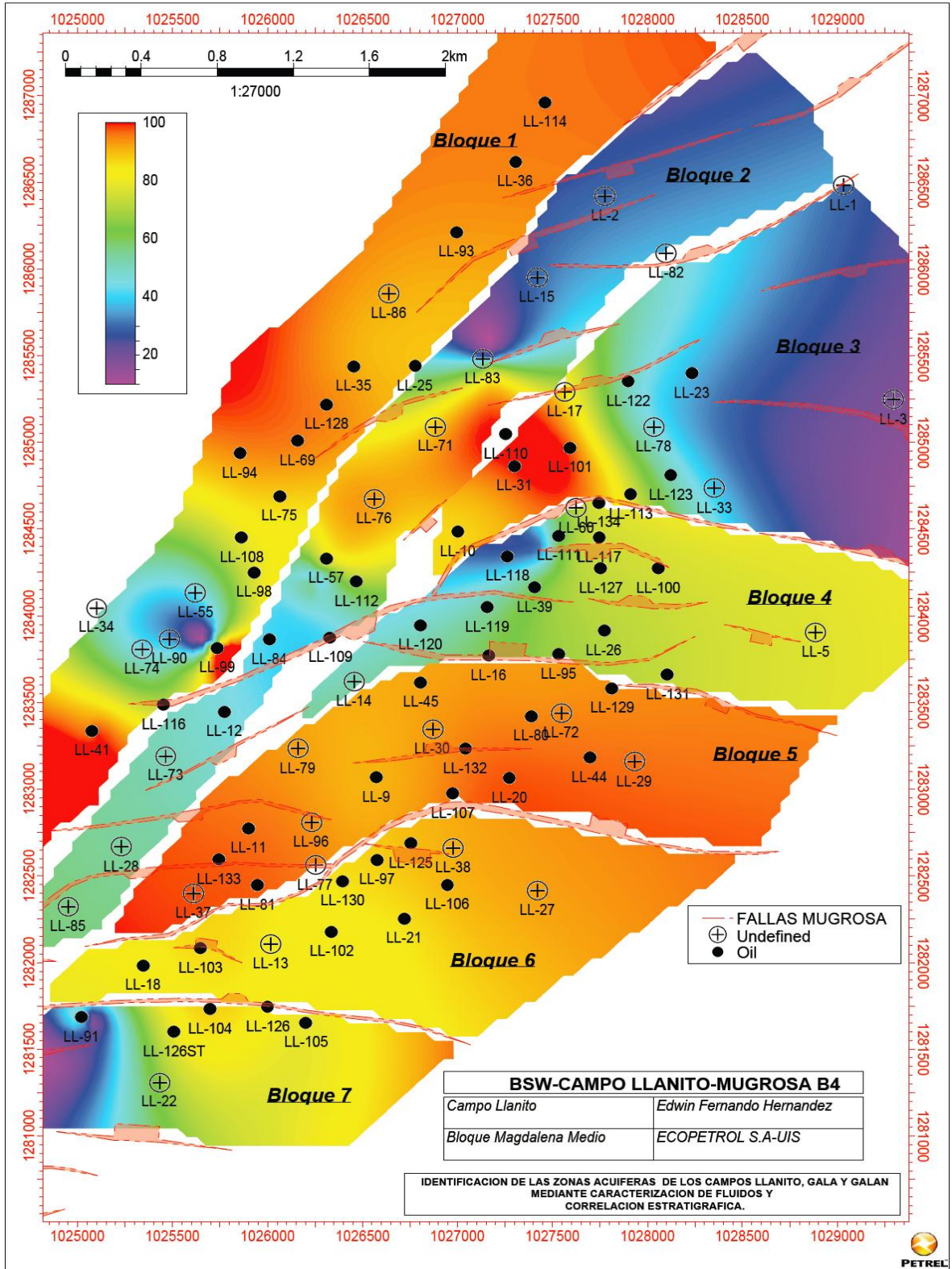
Mapa 25 BSW campo Llanito-Mugrosa B2.



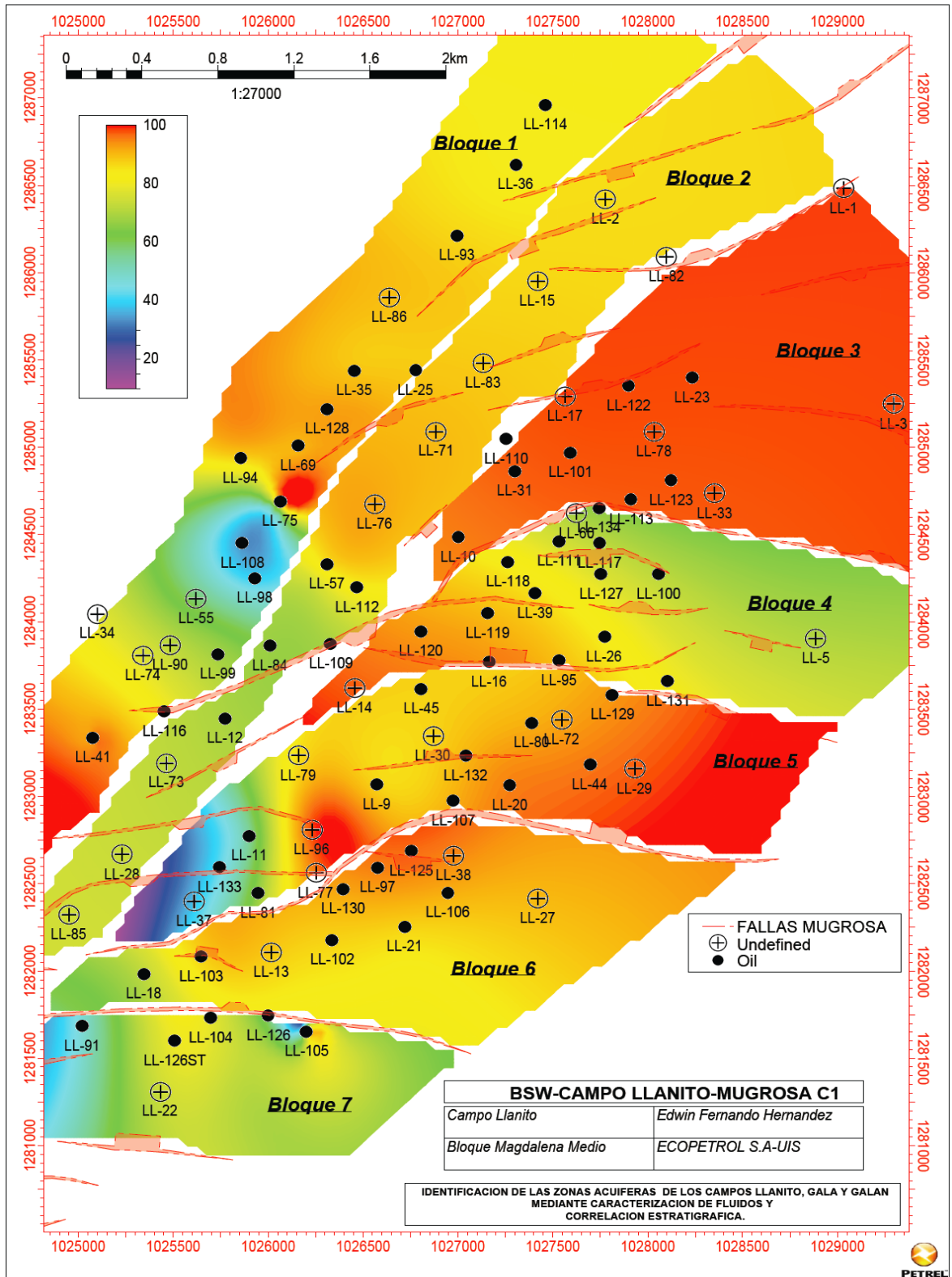
Mapa 26 BSW campo Llanito-Mugrosa B3.



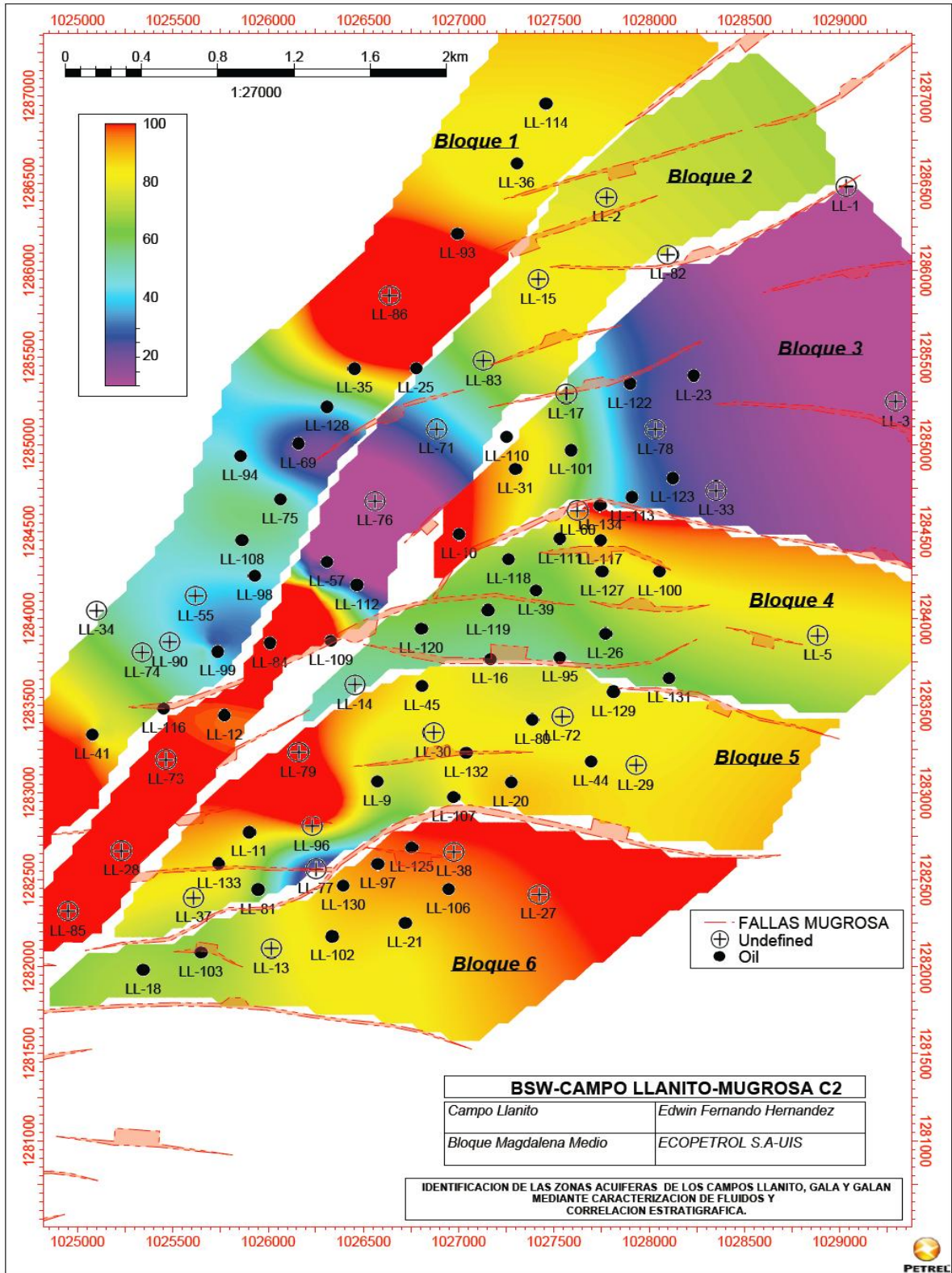
Mapa 27 BSW campo Llanito-Mugrosa B4.



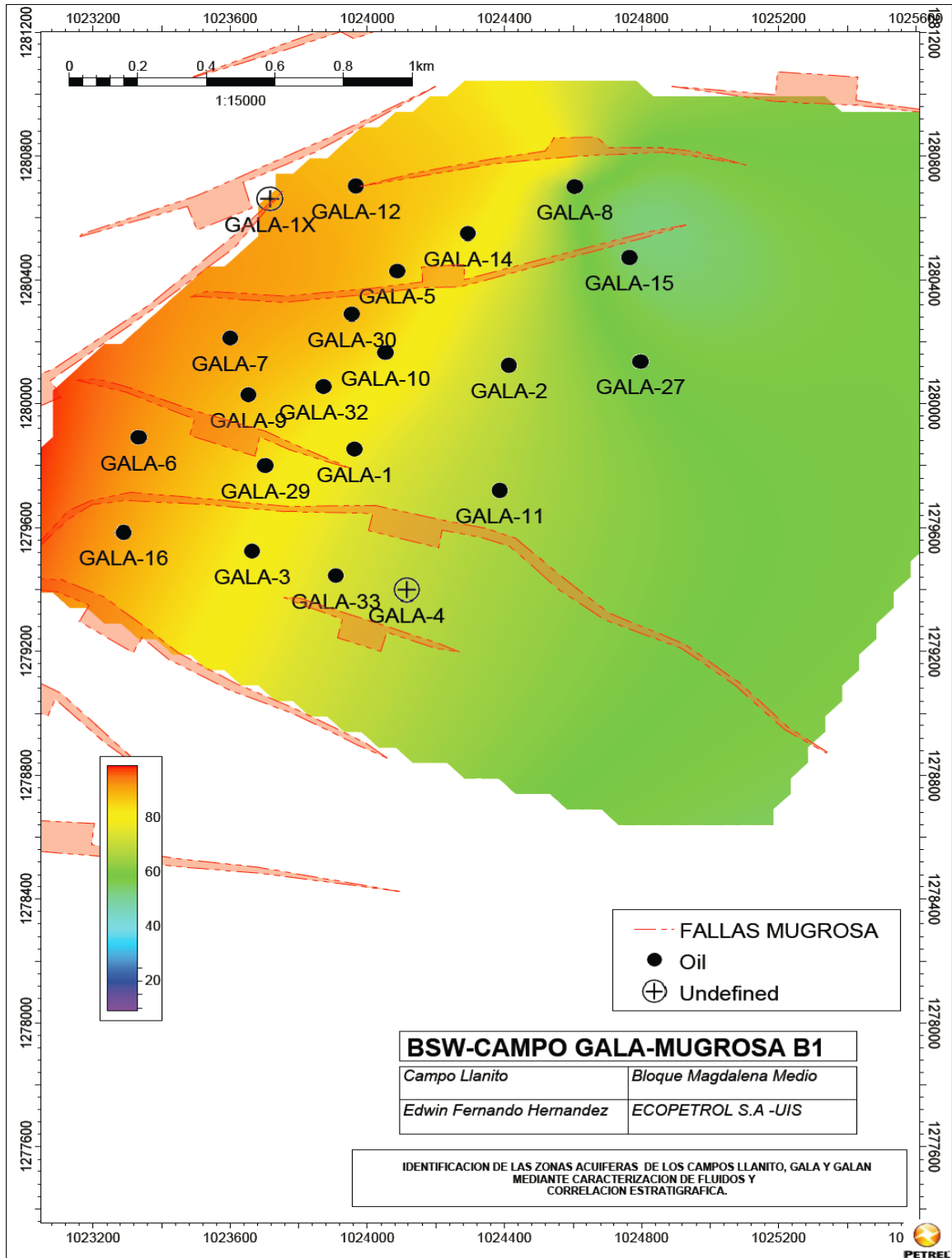
Mapa 28 BSW campo Llanito-Mugrosa C1.



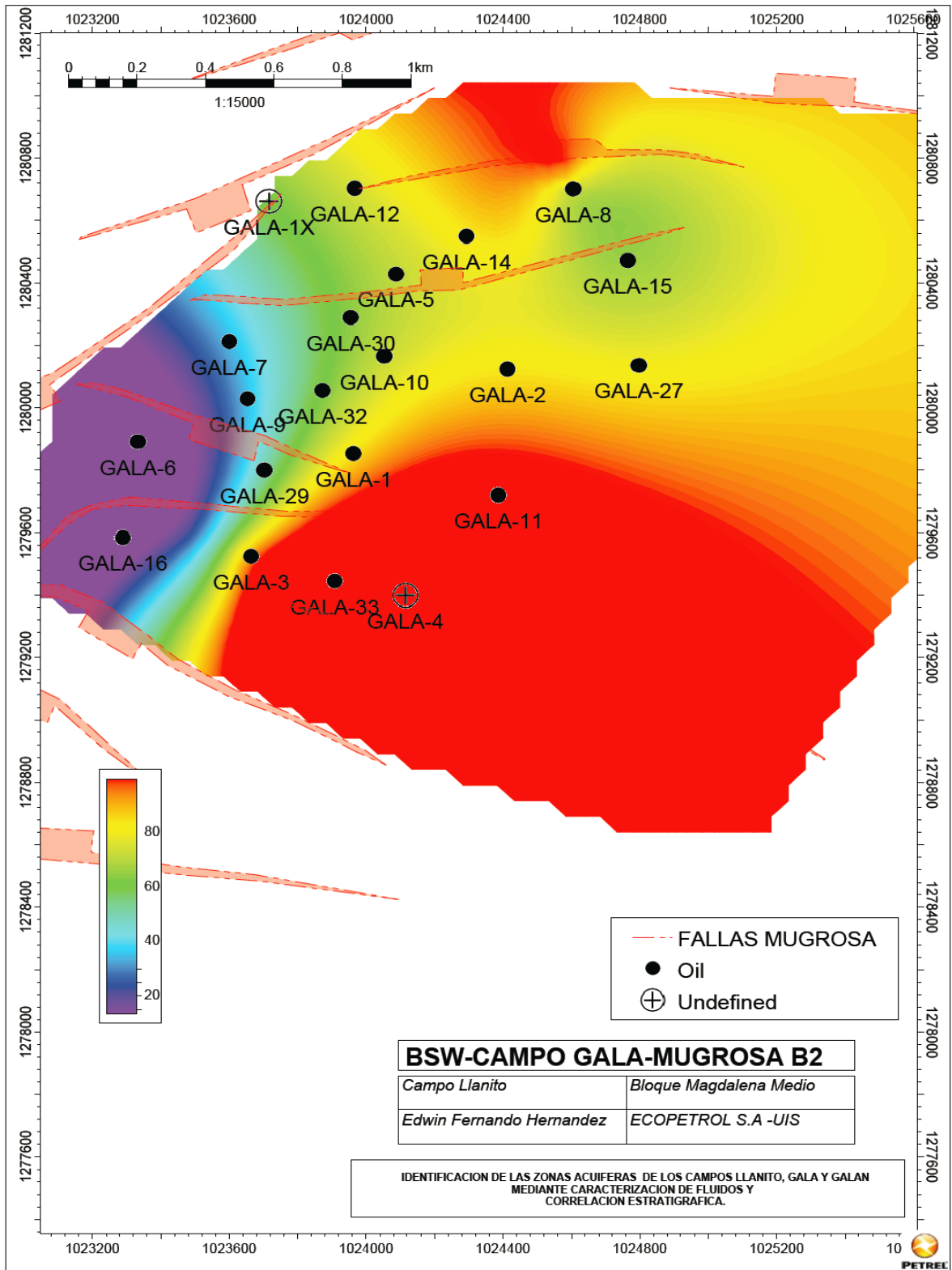
Mapa 29 BSW campo Llanito-Mugrosa C2.



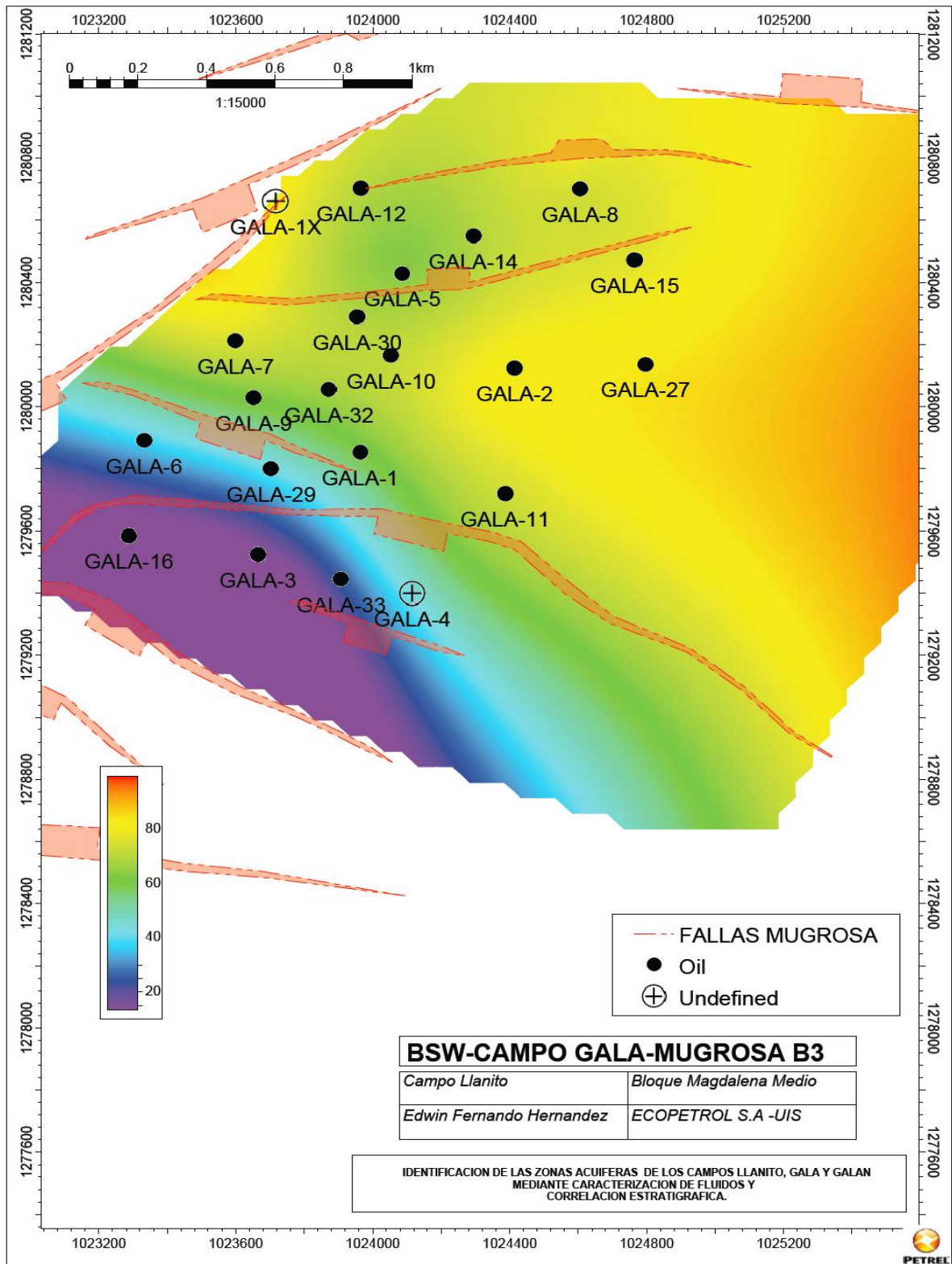
Mapa 30 BSW campo Gala-Mugrosa B1.



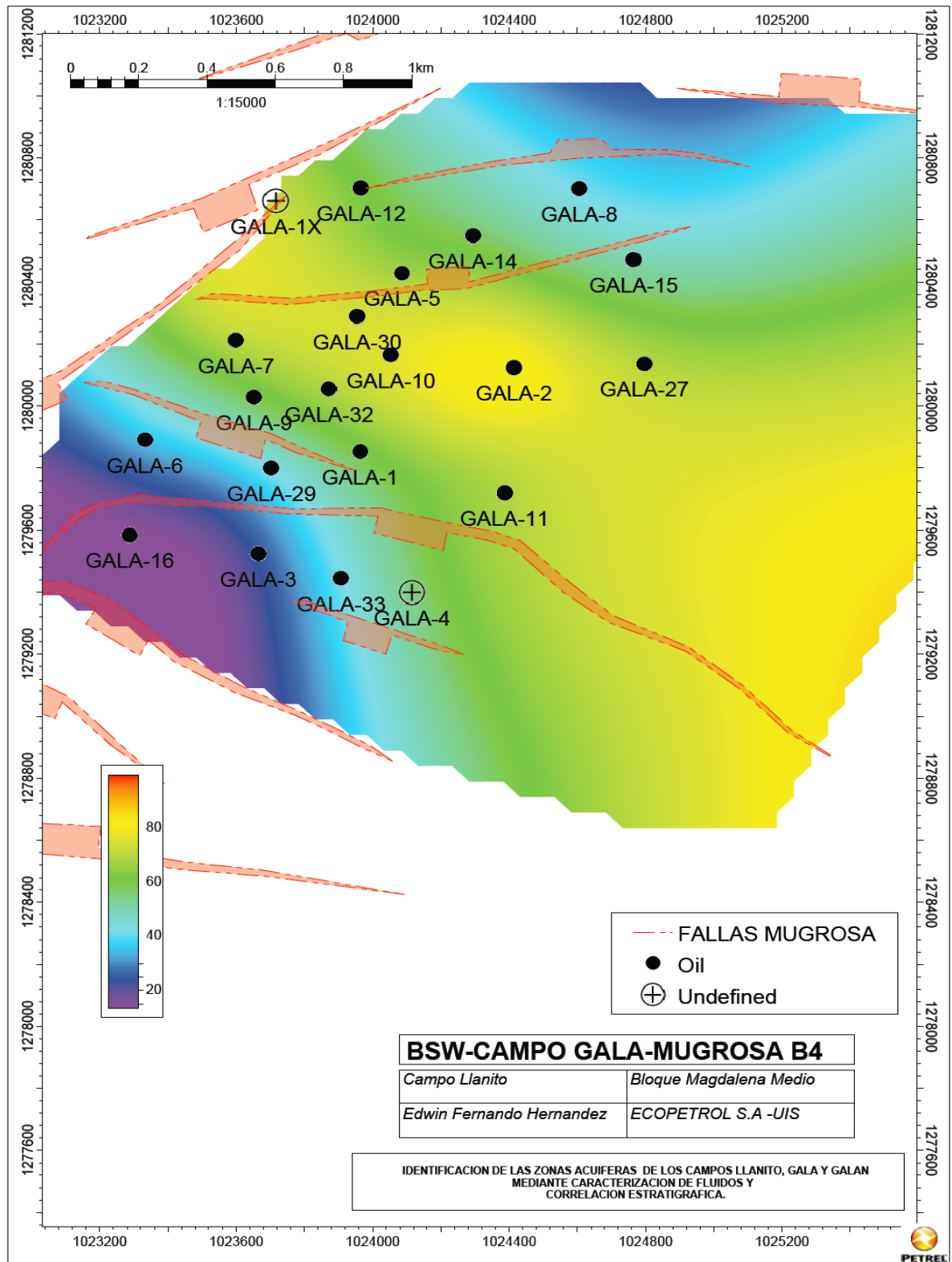
Mapa 31 BSW campo Gala -Mugrosa B2.



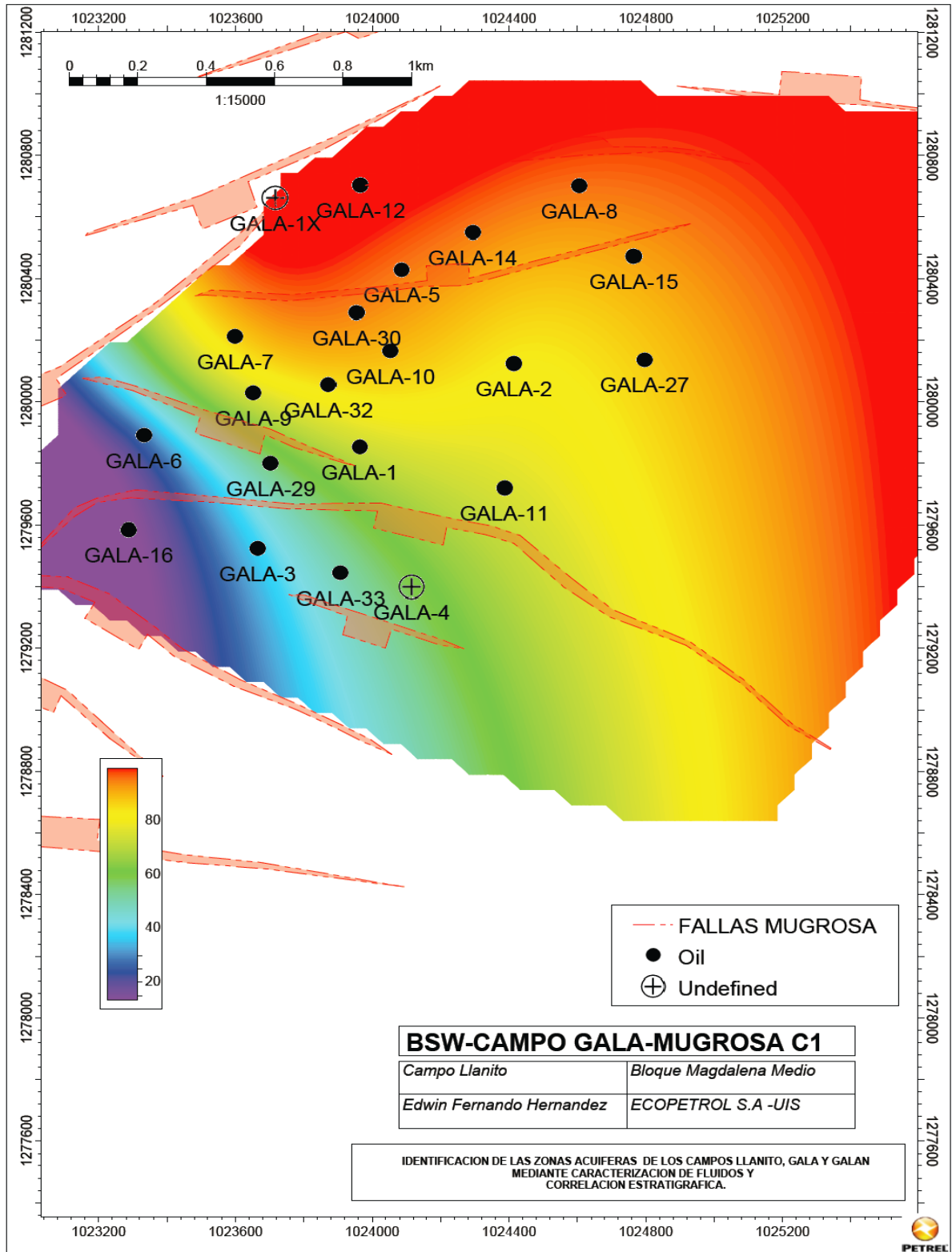
Mapa 32 BSW campo Gala-Mugrosa B3.



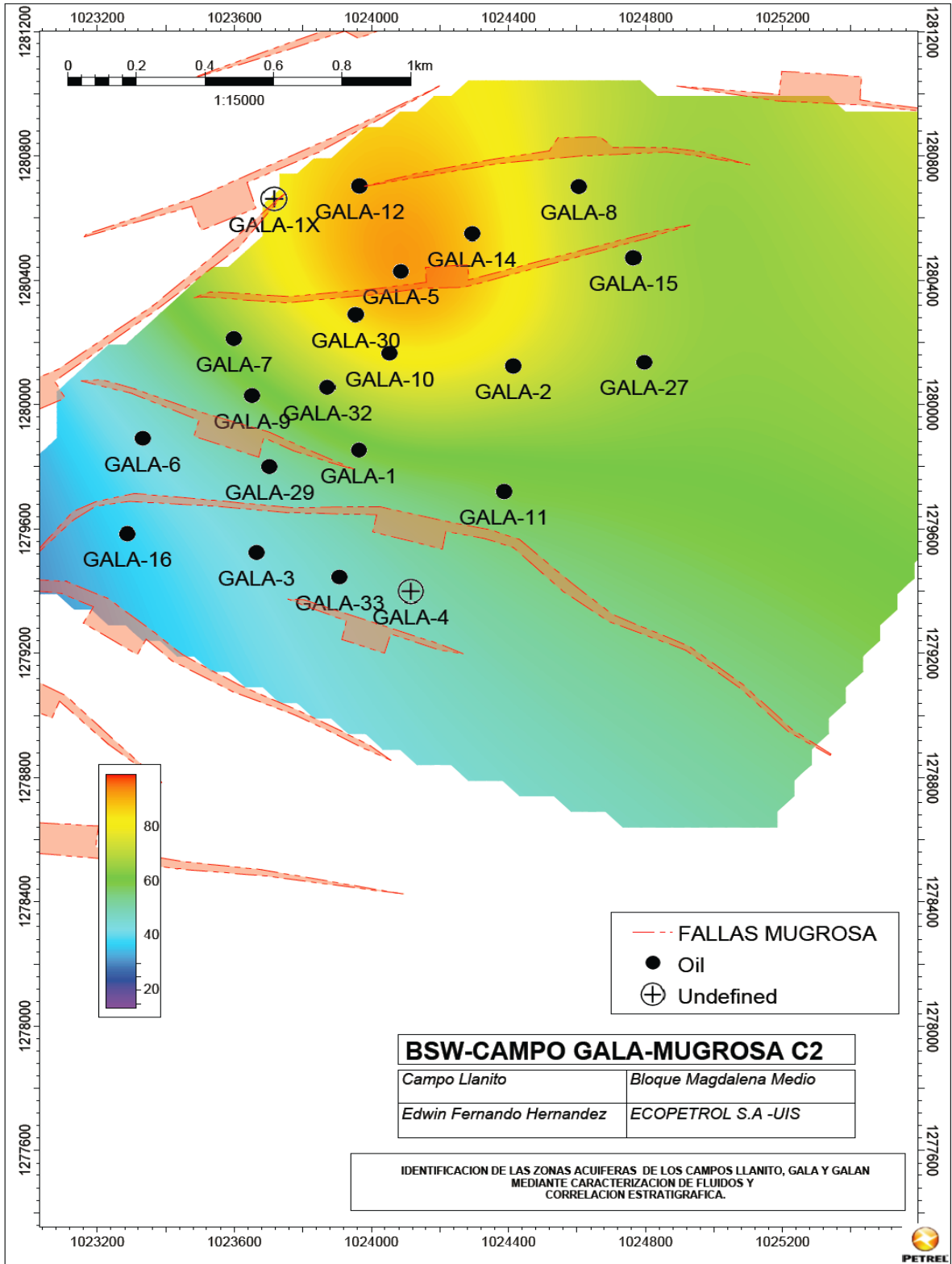
Mapa 33 BSW campo Gala-Mugrosa B4.



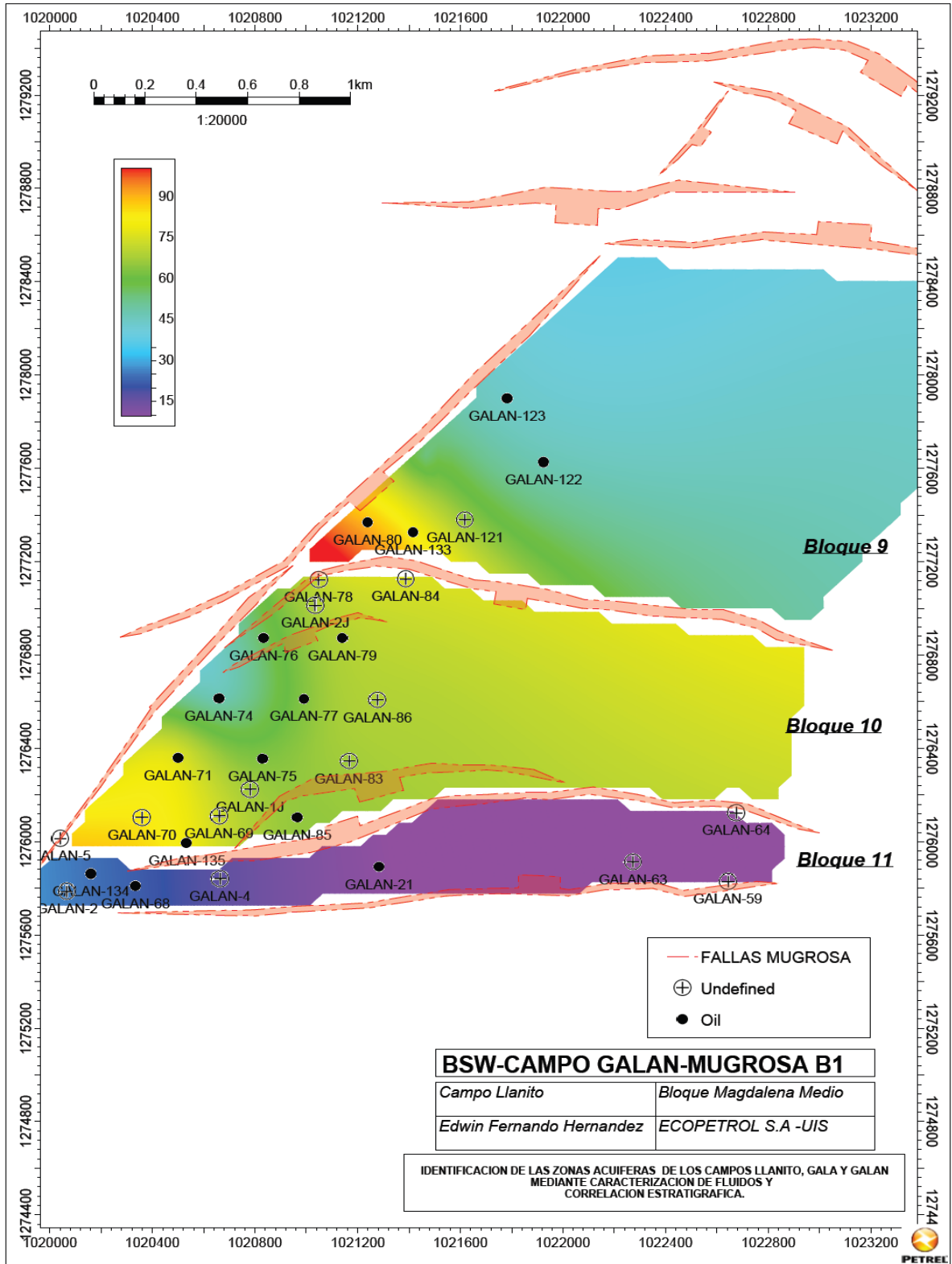
Mapa 34 BSW campo Gala-Mugrosa C1.



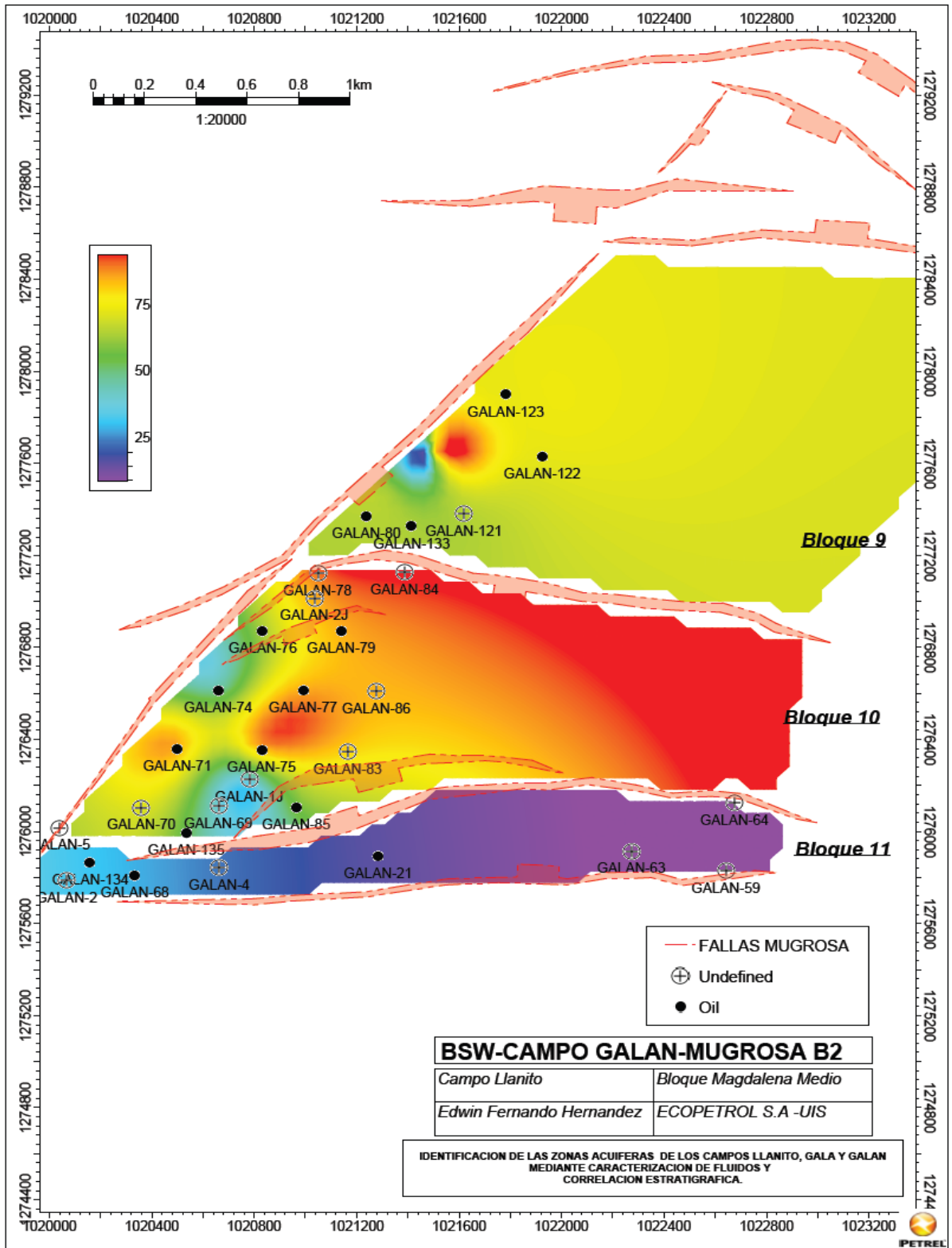
Mapa 35 BSW campo Gala-Mugrosa C2.



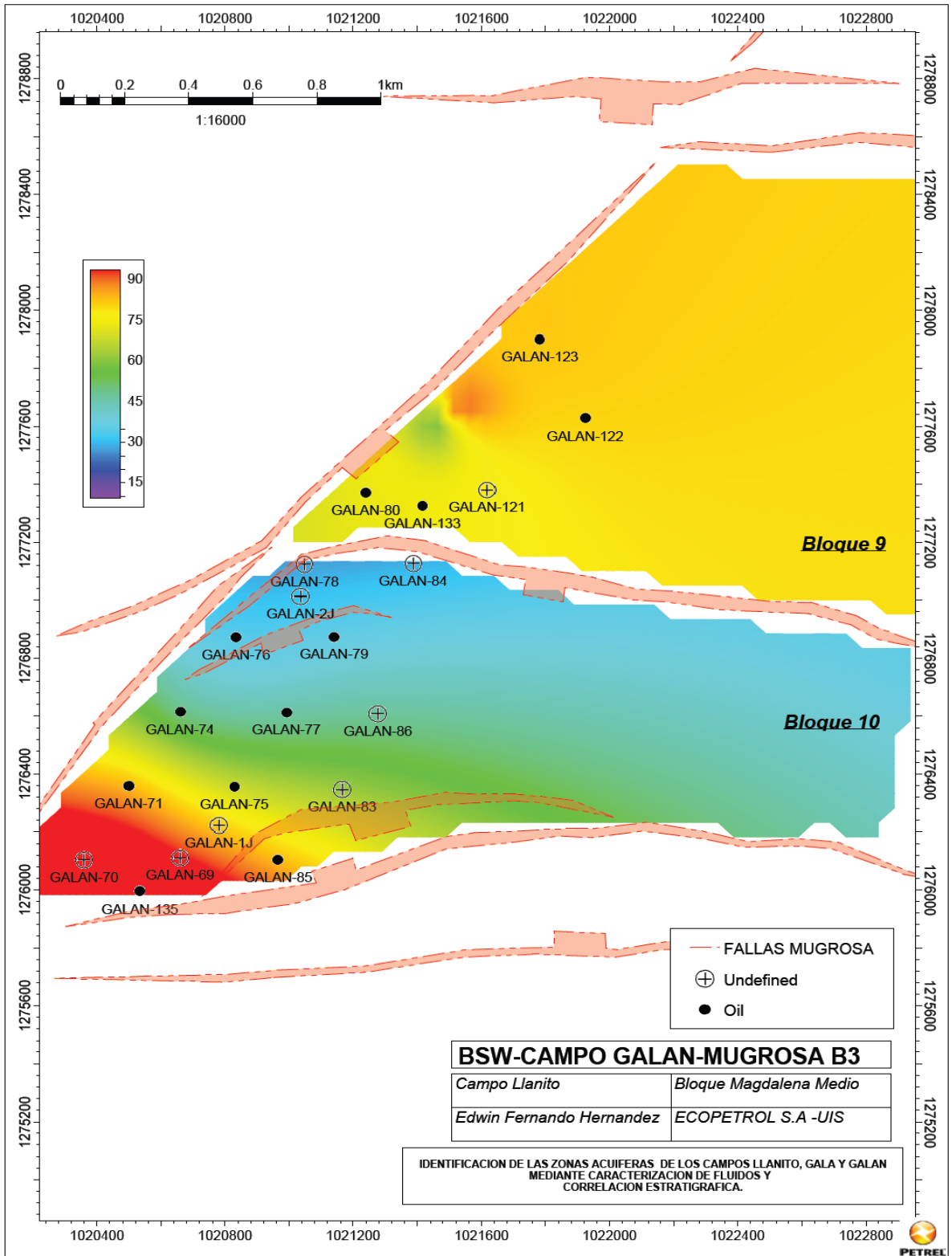
Mapa 36 BSW campo Galán -Mugrosa B1.



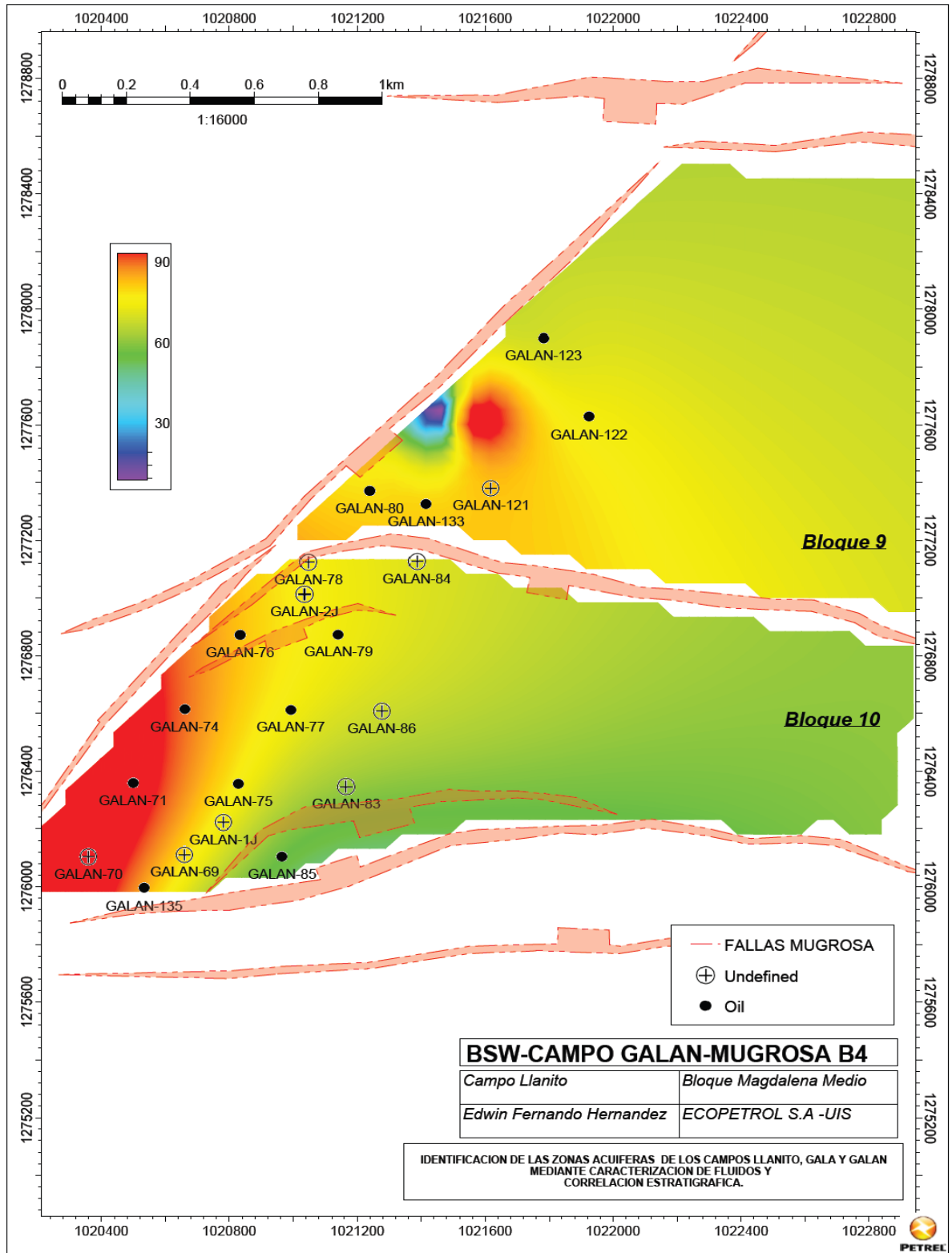
Mapa 37 BSW campo Galán -Mugrosa B2.



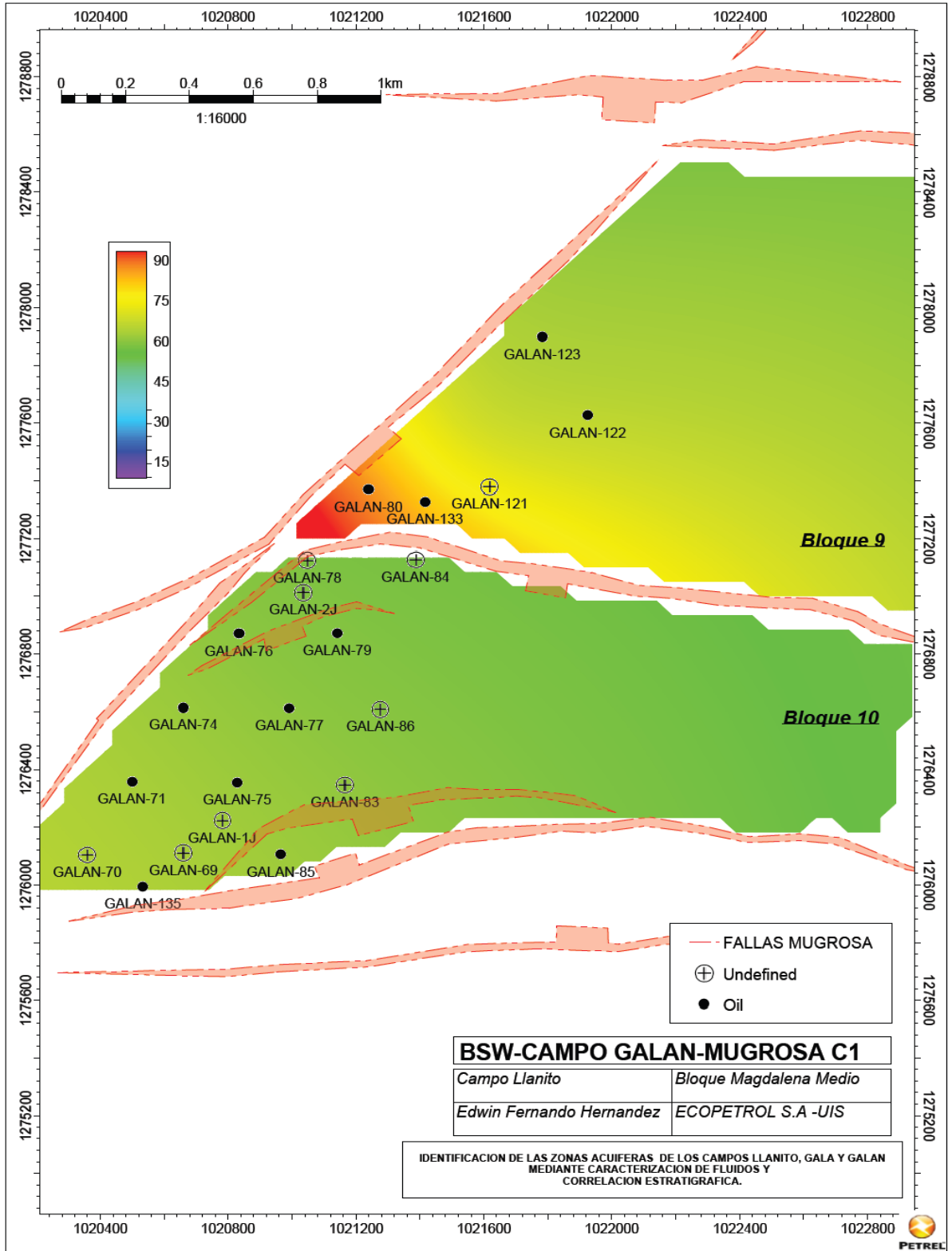
Mapa 38 BSW campo Galán -Mugrosa B3.



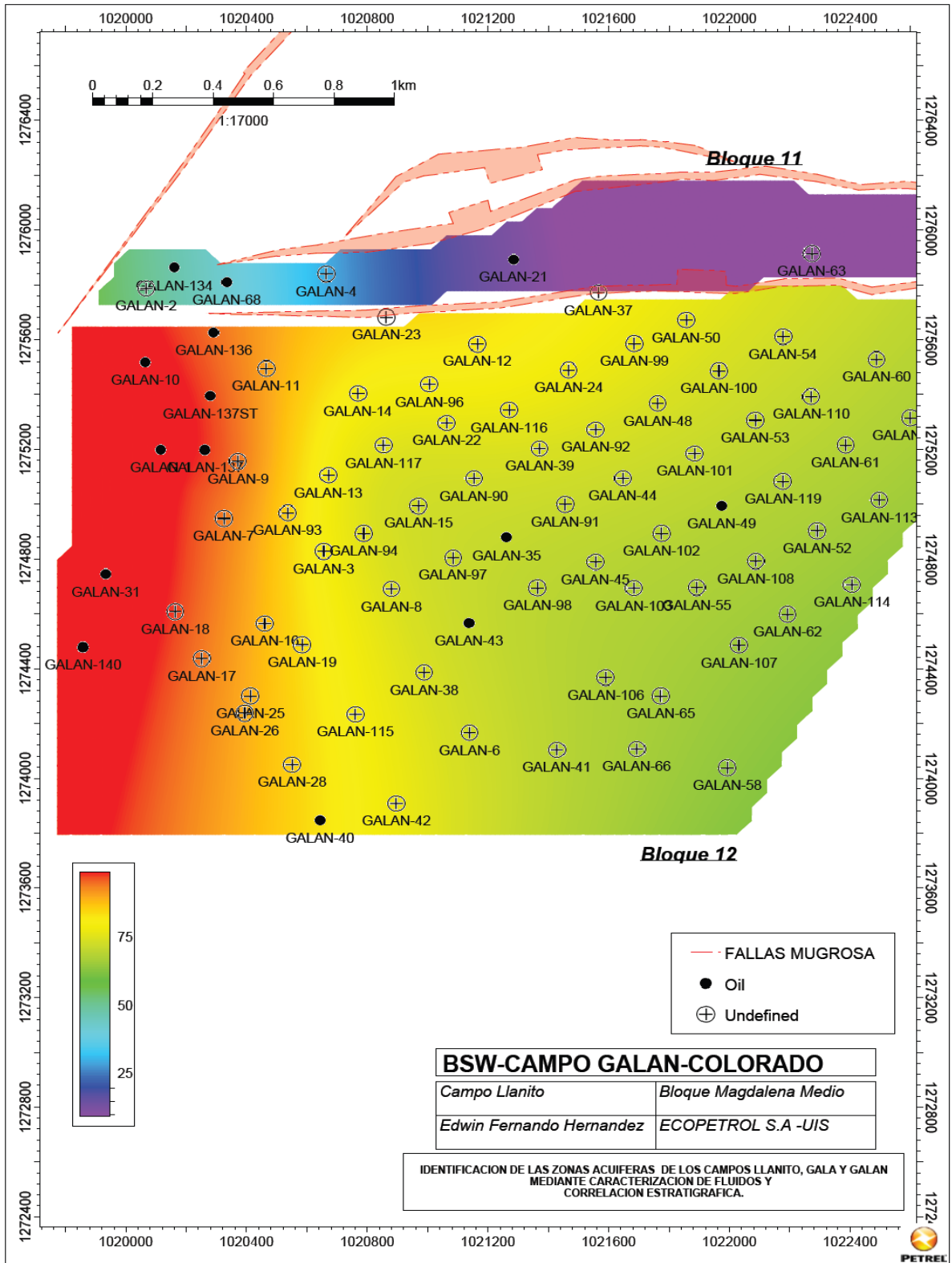
Mapa 39 BSW campo Galán -Mugrosa B4.



Mapa 40 BSW campo Galán -Mugrosa C1.



Mapa 41 BSW campo Galán -Colorado.



14. CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS DE LOS CAMPOS LLANITO GALA-GALAN.

El estudio de evaluación de registros como el (SP, RT, GR, ILL) y con el soporte del análisis de cloruros, BSW y eventos, ayudó a identificar las zonas con alto potencial de agua en la formación Mugrosa

14.1 REGISTROS DEL ÁREA.

Los pozos presentes en la zona cuentan con diferentes registros, entre los más frecuentes está el registro SP que se encuentra para todos los pozos de la zona, el GR solo está presente en algunos pozos, esto se debe a la calidad de información que este registro arroja en la zona. Sin embargo este registro se tiene en cuenta para realizar las correlaciones en las zonas donde se encuentra. Teniendo en cuenta la siguiente consideración.

El registro GR se basa en el comportamiento radiactivo de los minerales que conforman las rocas y generalmente las arenas contienen minerales con poca radioactividad, pero no siempre es así, las arenas con alto contenido de minerales como feldespatos potásicos muestran alta radioactividad y pueden ser interpretadas como shale o lutitas, ricas en minerales radiactivos, por esta razón el registro GR no muestra un comportamiento adecuado para esta zona

14.1.1 Registro Resistividad.

La resistividad eléctrica del agua varía en un amplio intervalo, en estado puro el agua es un poco conductora, llegando a tener resistividades de 104 ohm-m, sin embargo, las aguas naturales presentan buena conductividad eléctrica debido a las sales que llevan en solución. Su cantidad y clase depende del tipo de roca por

donde el agua haya circulado en forma subterránea. La presencia de materiales arcillosos es un parámetro al tomar en cuenta al tratar de evaluar las variaciones de la resistividad en una roca cuando esta se encuentra total o parcialmente saturada de agua, ya que la interacción entre la matriz de la roca y el agua contenida en sus poros produce dos fenómenos: conducción superficial y la ionización de los minerales arcillosos que afectan las mediciones de resistividad global de las rocas en estudio.

Cada uno de las zonas acuíferas identificadas presenta características eléctricas diferentes, que depende principalmente de la resistividad de la roca que contiene el acuífero, de la resistividad del agua y de la permeabilidad; por lo tanto, se espera que exista un cambio en sentido vertical entre la zona saturada y la no saturada de la roca que contenga al acuífero, y es de esperarse que también exista un contraste de resistividad entre los diferentes tipos de roca en el área de estudio. El contraste que existe entre las resistividades de los diferentes tipos de roca y el existente entre las zonas de acuífero, y las que no contienen agua dependen de muchos factores que sólo se pueden evaluar si se conoce el marco geológico en el que se trabaja y sus características hidrológicas, ya que no se puede esperar la misma respuesta en un acuífero confinado en calizas que en uno confinado en rocas volcánicas o en materiales granulares, ni tampoco se puede esperar la misma respuesta en un acuífero que contiene agua dulce que en uno que contiene agua salada.

Los acuíferos granulares se componen de partículas sólidas que presentan muy alta resistencia al paso de la corriente eléctrica; por ende, el flujo de ésta a través de los materiales granulares está asociado con el agua contenida en los poros. Ello significa que la resistividad del material es función de la cantidad de agua contenida.

14.1.2 Registro SP.

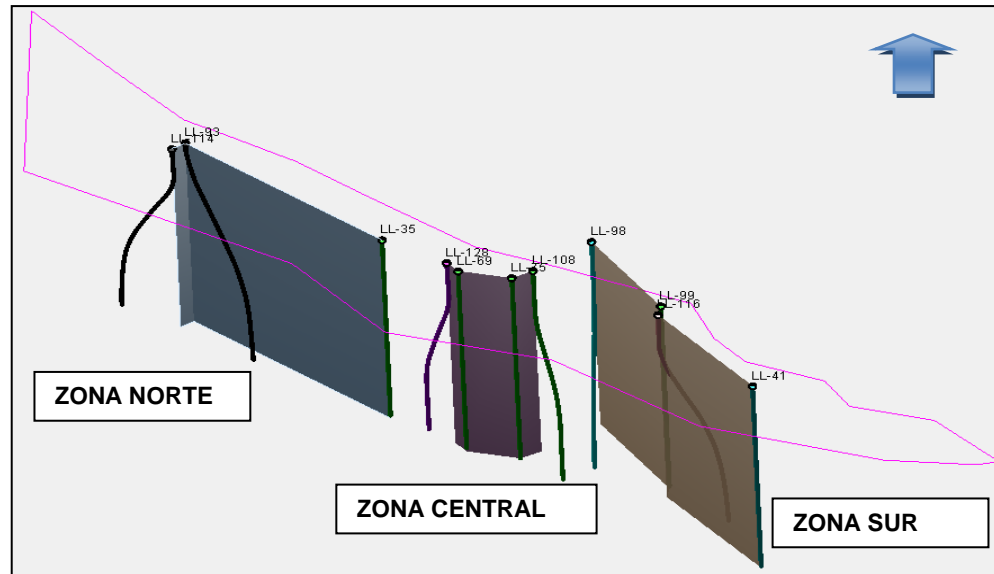
En los intervalos permeables, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas. El sentido (a la derecha o a la izquierda de la línea-base de lutitas) y la cantidad de mv de esta separación, depende del contraste entre las resistividades R_w y R_{mf} . Generalmente, el valor de R_{mf} es conocido, por lo tanto puede usarse el registro de SP para estimar el valor R_w de la resistividad del agua de formación; esta característica puede también ser utilizada para la determinación del volumen de lutita o arcillosidad. Si las salinidades (por consecuencia, también las resistividades) del filtrado y del agua de formación son de valores aproximadamente iguales, la separación de la línea-base de lutitas será cero o de unos pocos mv, dificultando la interpretación de la curva de SP para detectar capas permeables o para estimar el espesor o la arcillosidad de las capas. Sin embargo, puede indicar que las salinidades son similares.

14.1.3 Registro GR

Este registro es muy útil para identificar zonas permeables debido a que los elementos radioactivos mencionados tienden a concentrarse en las lutitas o "shales" (impermeables), siendo muy poco frecuente encontrarlos en areniscas o carbonatos (permeables). El registro de GR es particularmente útil en la identificación de capas permeables en casos como los de SP arredondada (capas de muy alta resistividad), SP sin carácter (resistividades similares del filtrado y del agua de formación), o cuando no puede registrarse la curva de SP (lodos a base de aceite). En los intervalos permeables, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas. Esta característica puede ser utilizada para la determinación de la arcillosidad vsh (fracción del volumen total de la roca que es lutita) en las formaciones permeables, efectuando una interpolación lineal entre las lecturas de SP en lutitas o "shales" y en formaciones permeables limpias (como se trata de

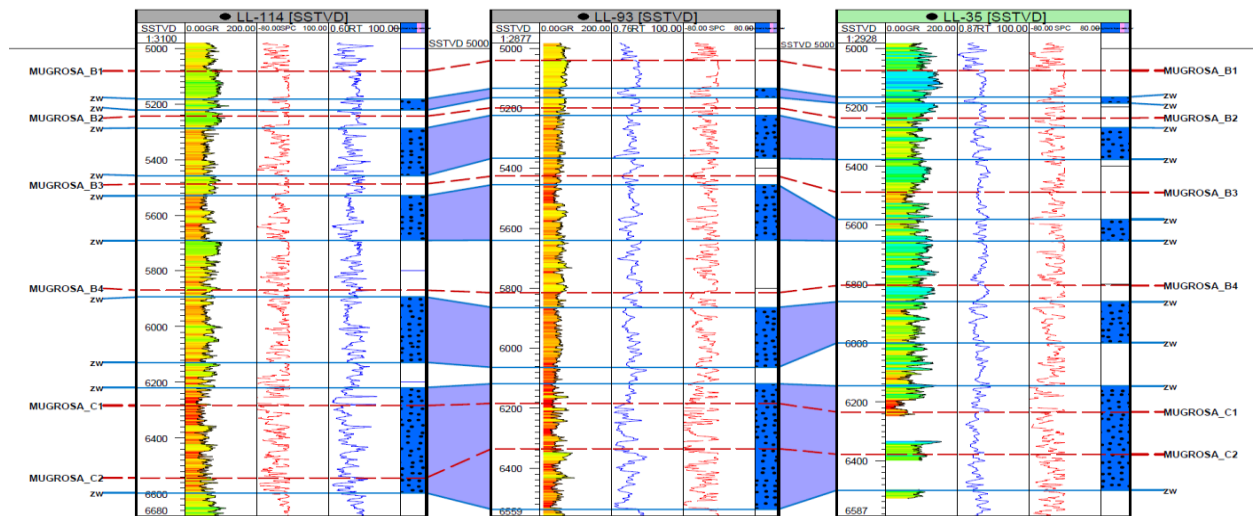
una aproximación, se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores de arcillosidad).

14.2 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 1-CAMPO LLANITO.



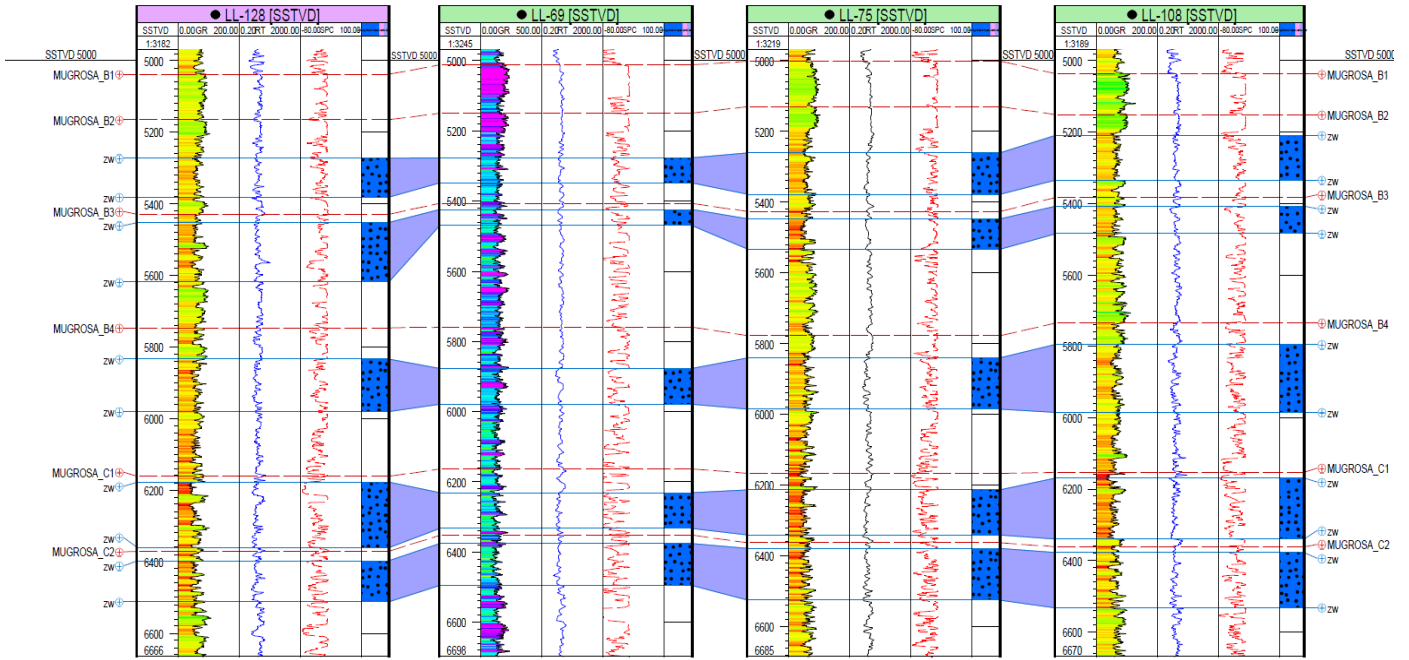
Fuente: Autor

Correlación 1 Zona norte bloque 1.



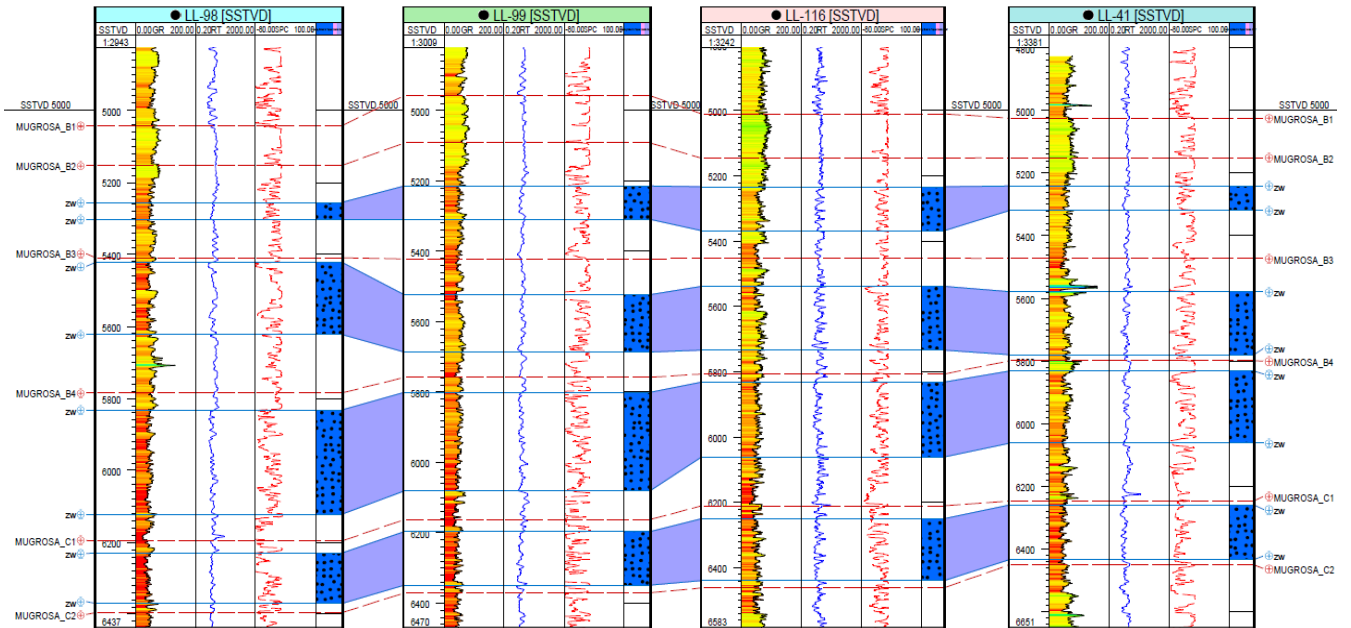
Fuente: Autor

Correlación 2 Zona central bloque 1.Campo Llanito.



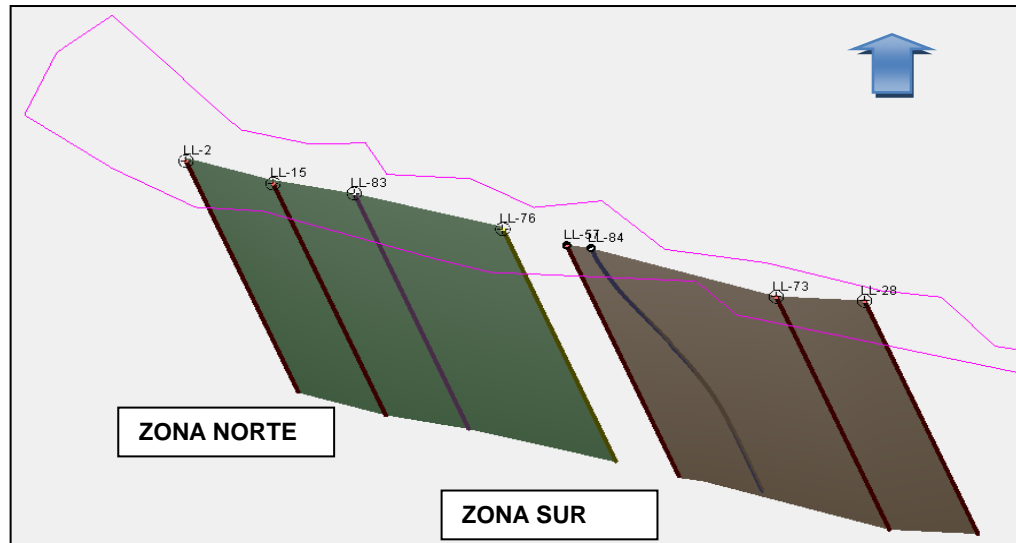
Fuente: Autor

Correlación 3 Zona sur bloque 1.Campo Llanito.



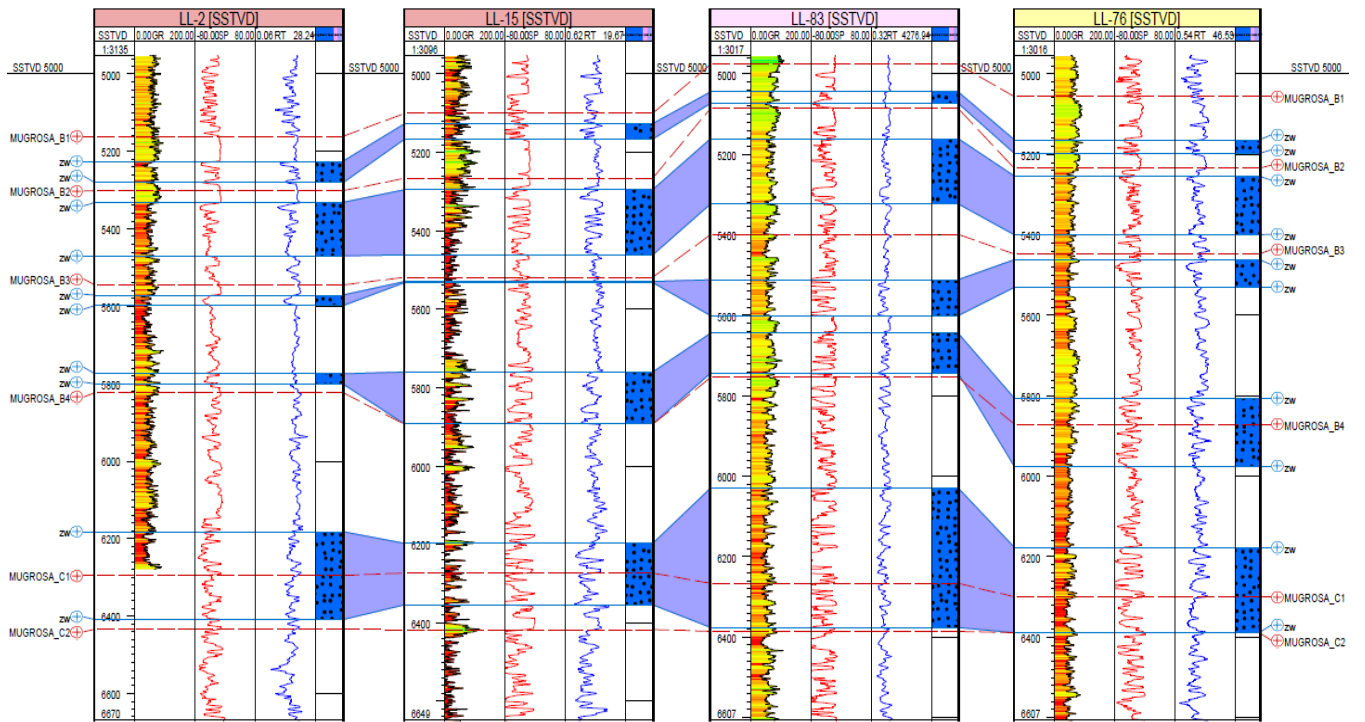
Fuente: Autor

14.3 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 2-CAMPO LLANITO.



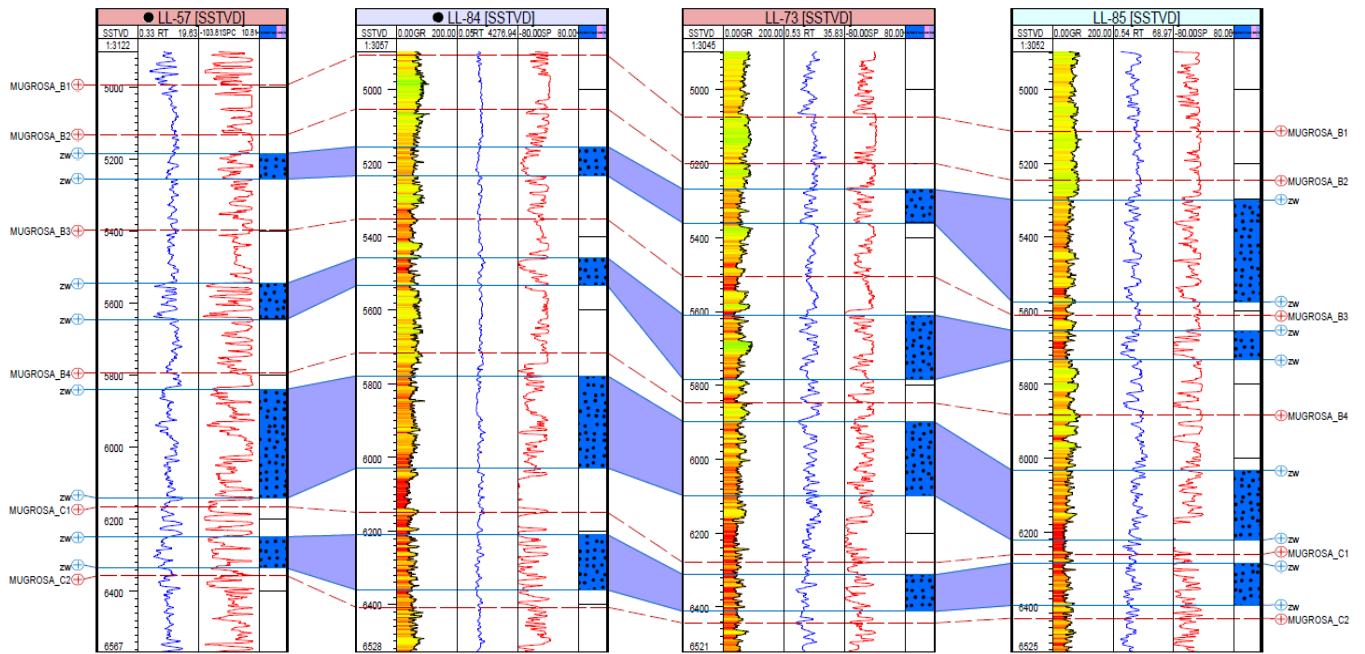
Fuente: Autor

Correlación 4 Zona norte-bloque 2. Campo Llanito.



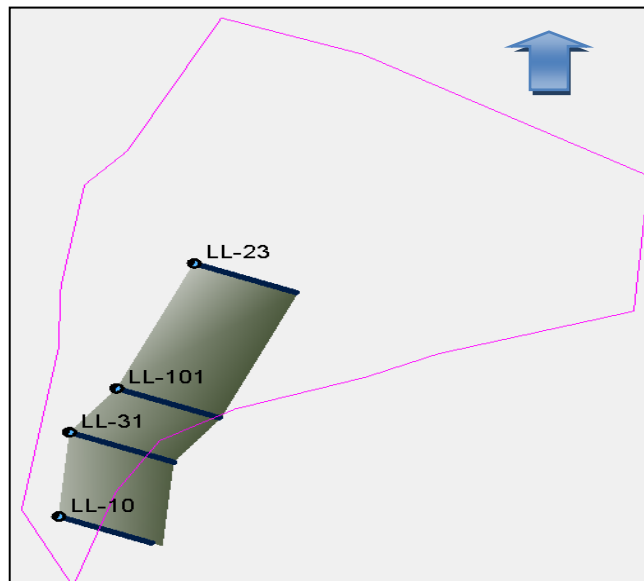
Fuente: Autor

Correlación 5 Zona sur-bloque 2. Campo Llanito.



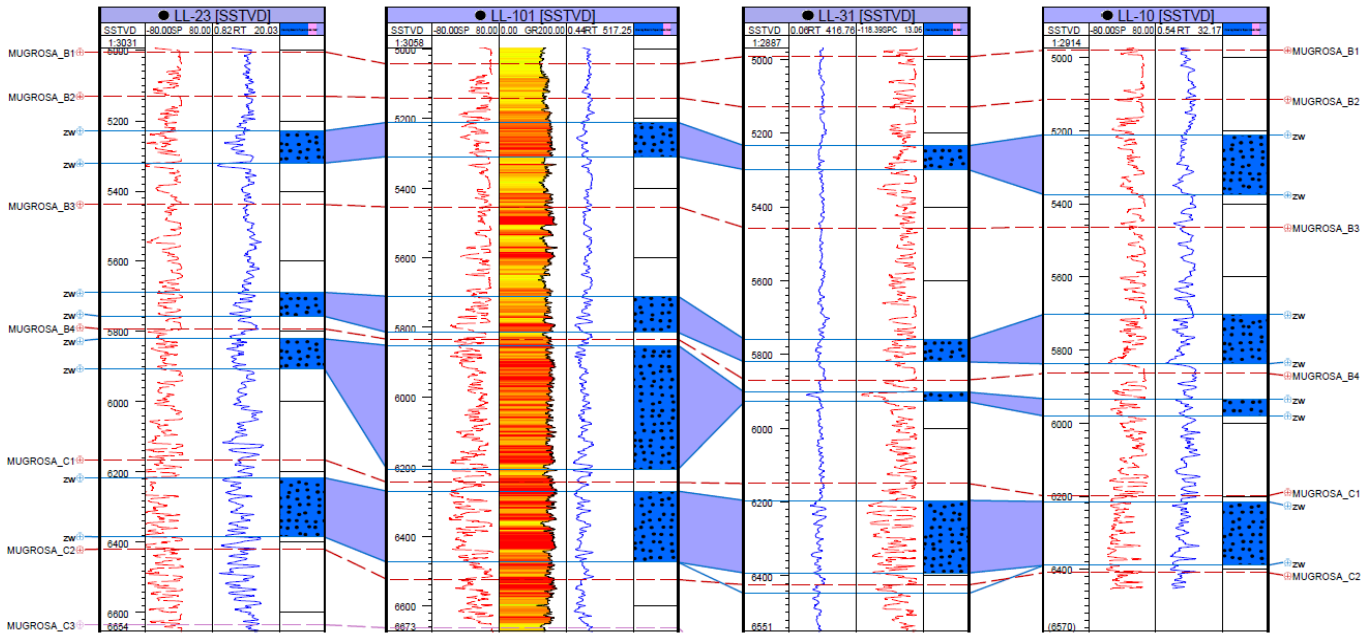
Fuente: Autor

14.4 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 3-CAMPO LLANITO.



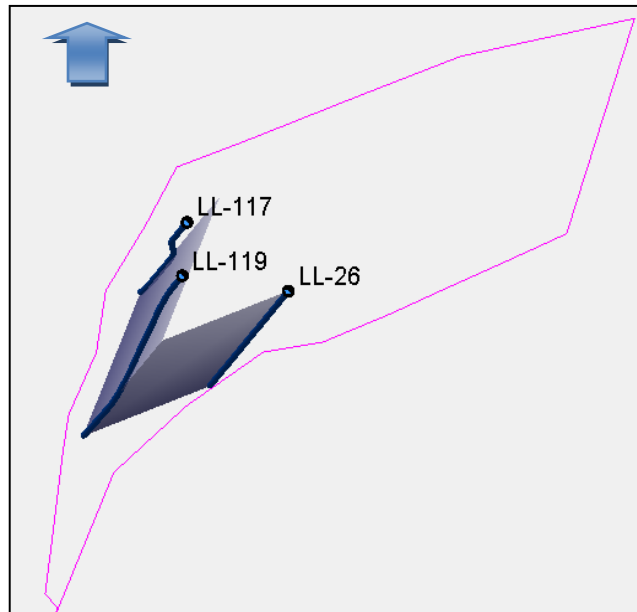
Fuente: Autor

Correlación 6 Bloque 3 Campo Llanito.



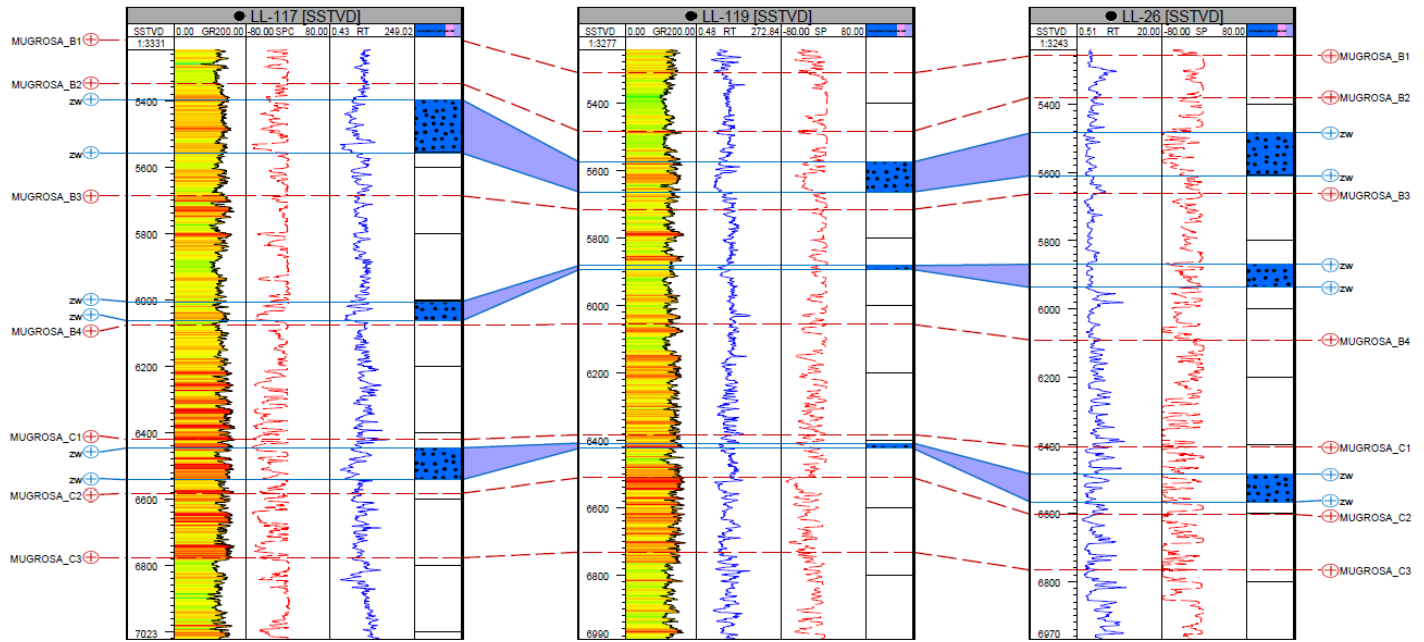
Fuente: Autor

14.5 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 4-CAMPO LLANITO.



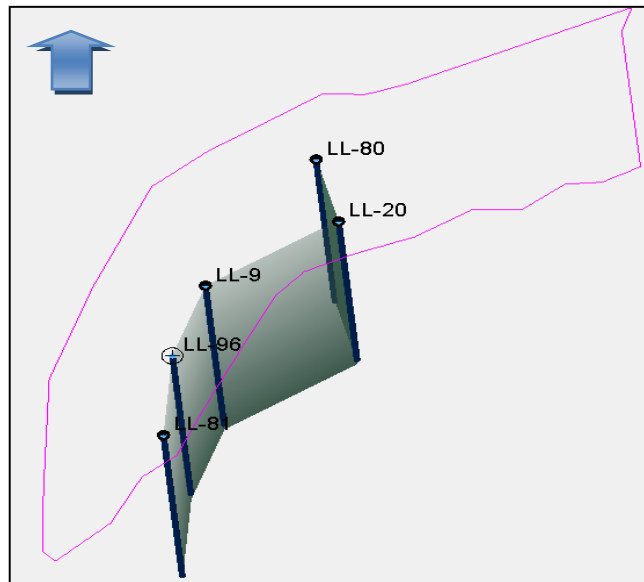
Fuente: Autor

Correlación 7 Bloque 4. Campo Llanito.



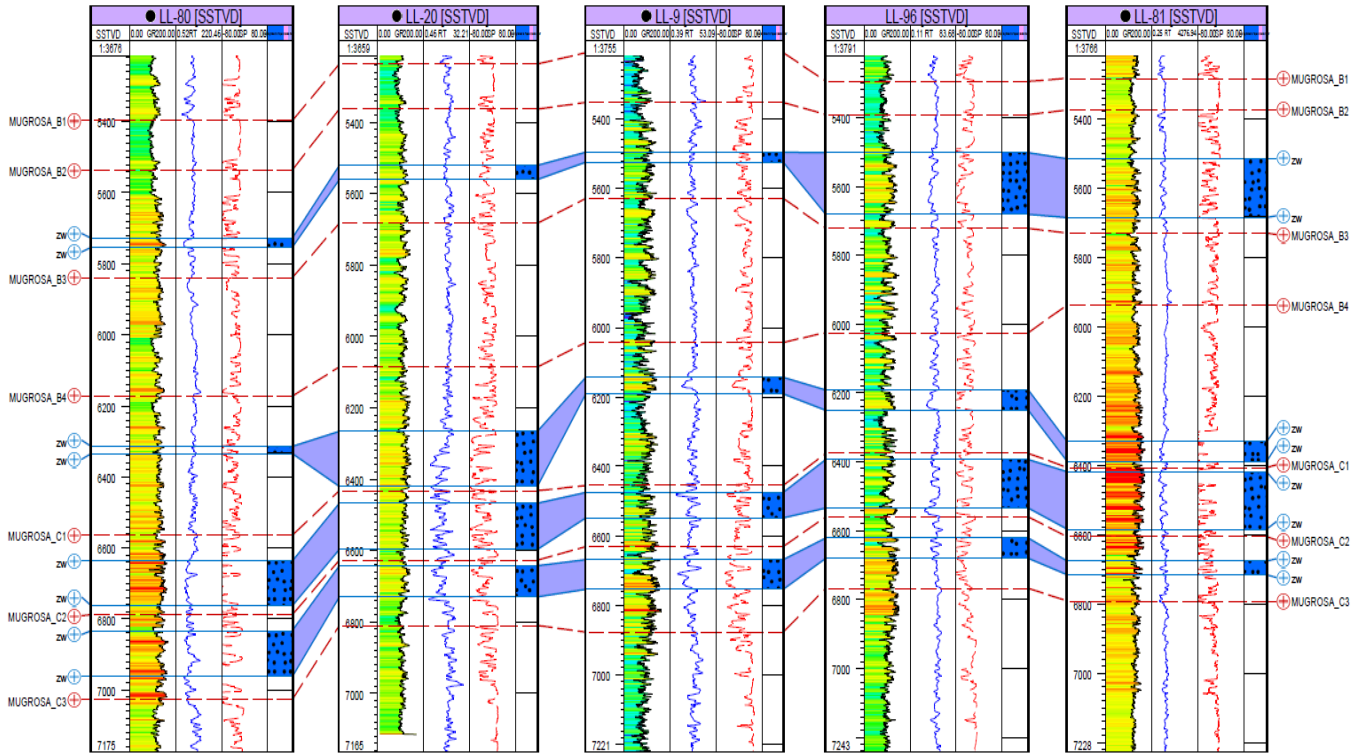
Fuente: Autor

14.6 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 5-CAMPO LLANITO.



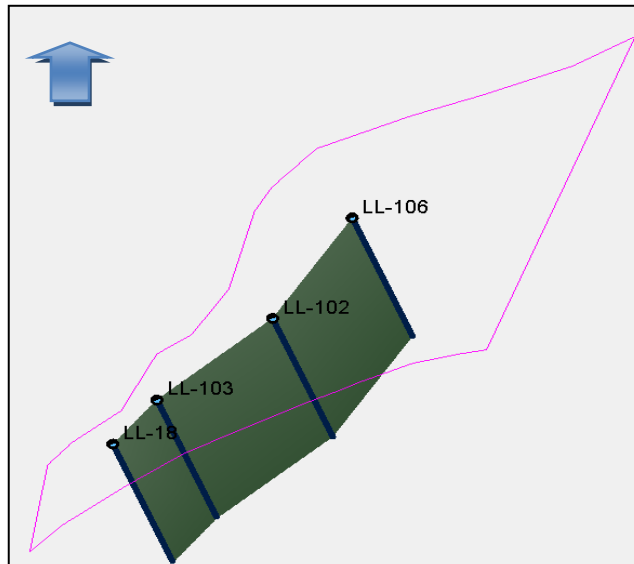
Fuente: Autor

Correlación 8 Bloque 5.Campo Llanito.



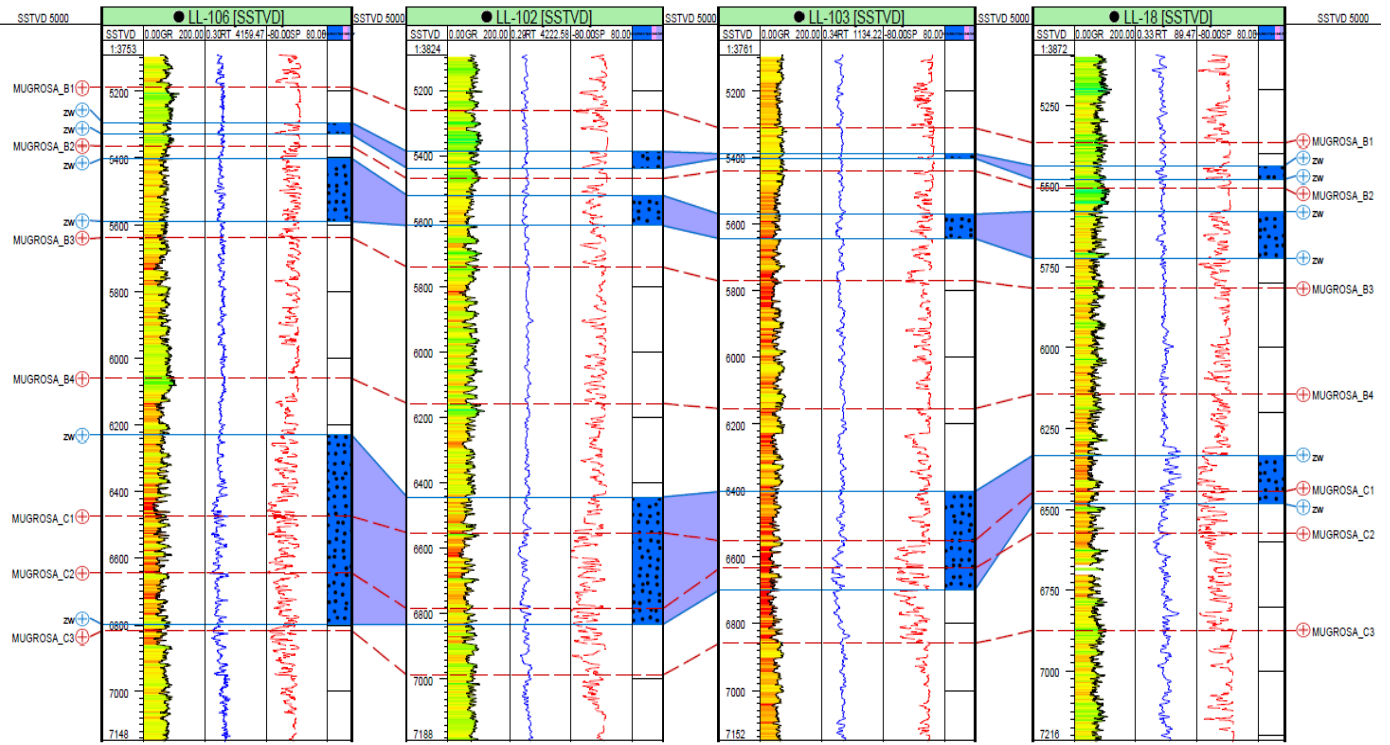
Fuente: Autor

14.7 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 6-CAMPO LLANITO.



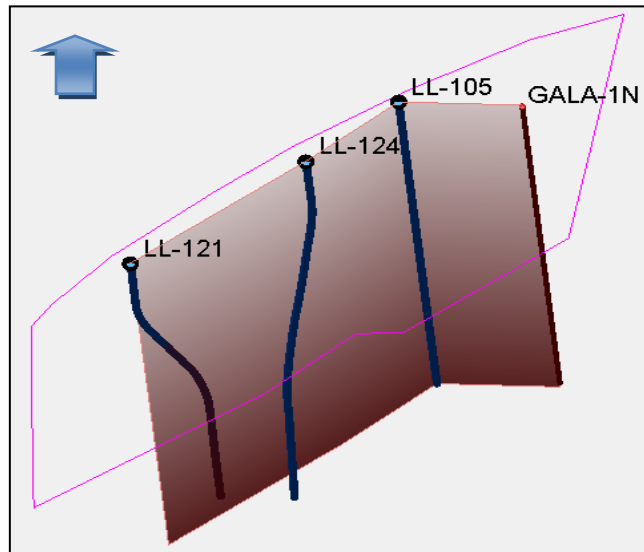
Fuente: Autor

Correlación 9 Bloque 6. Campo Llanito.



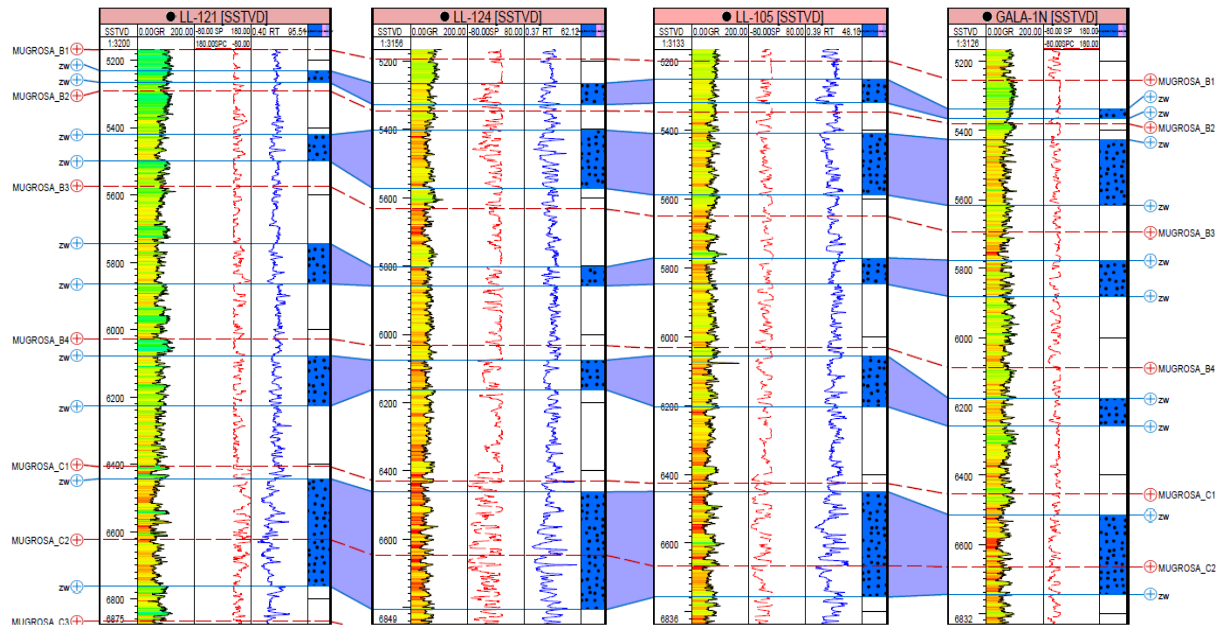
Fuente: Autor

14.8 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 7-CAMPO LLANITO.



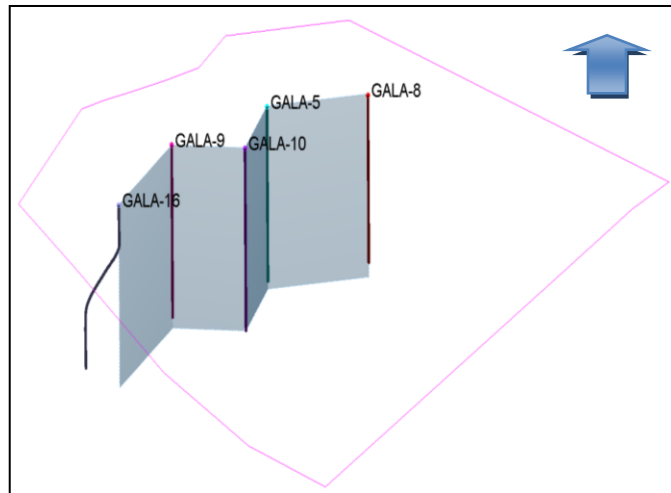
Fuente: Autor

Correlación 10 Bloque 7. Campo Llanito.



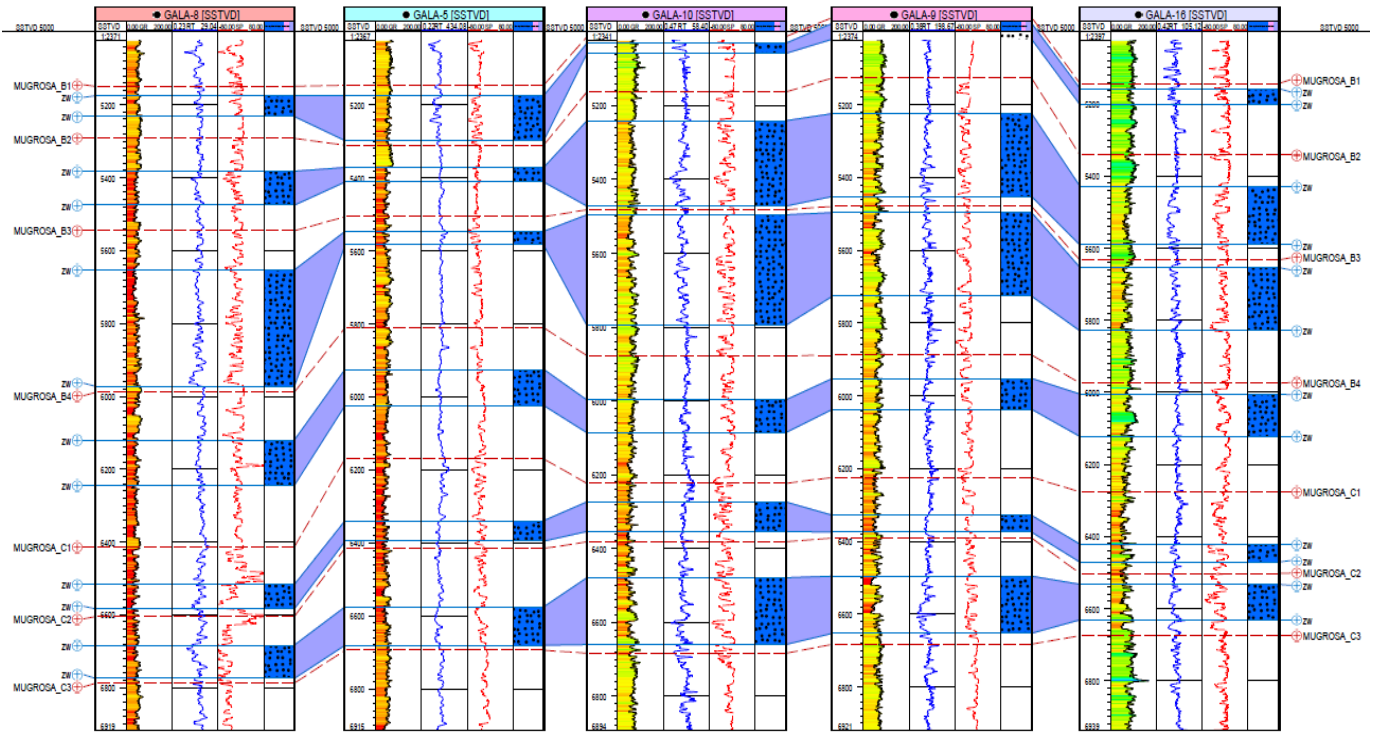
Fuente: Autor

14.9 CORRELACION ESTRATIGRAFICA CAMPO GALA.



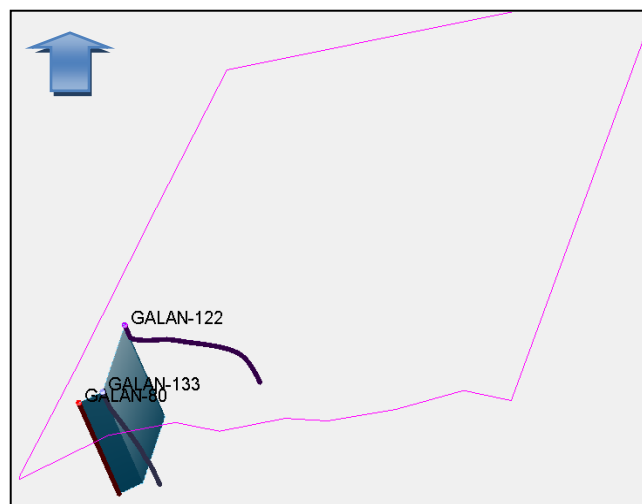
Fuente: Autor

Correlación 11 Bloque 8 Campo Gala.



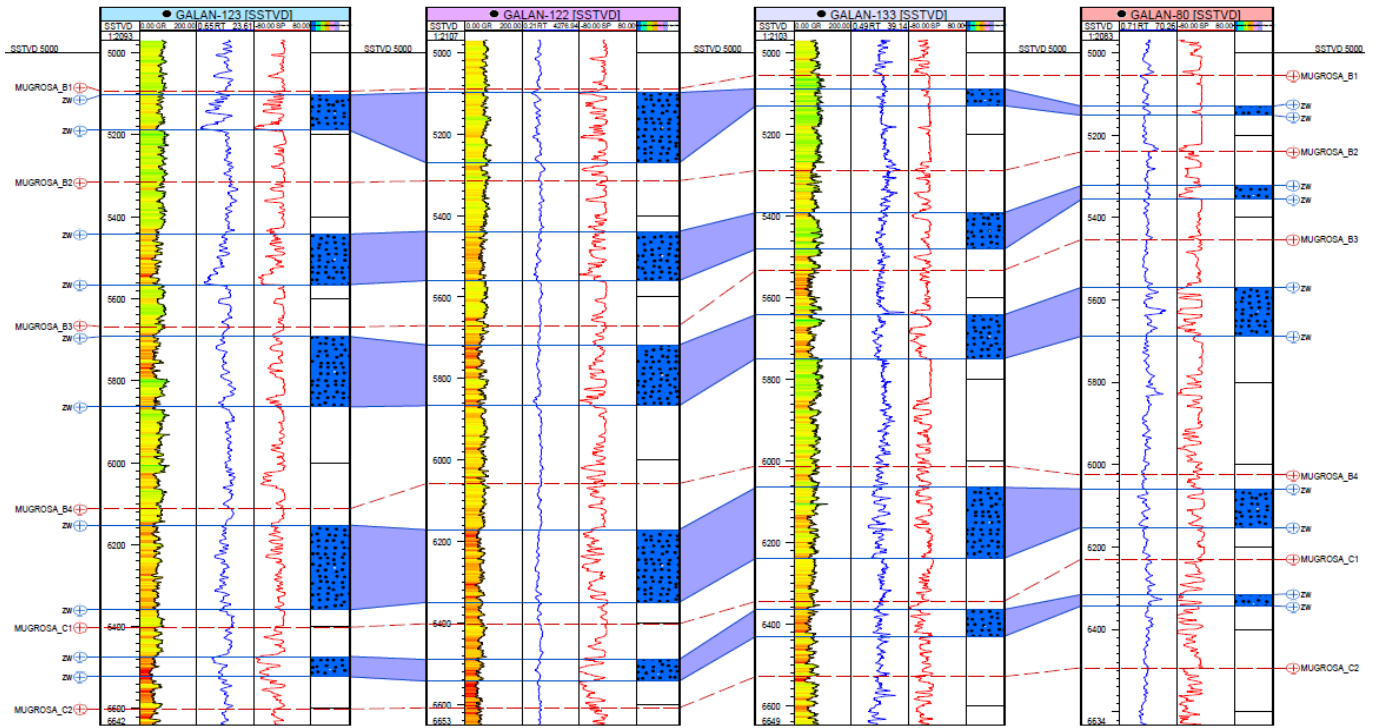
Fuente: Autor

14.10 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 9-CAMPO GALAN.



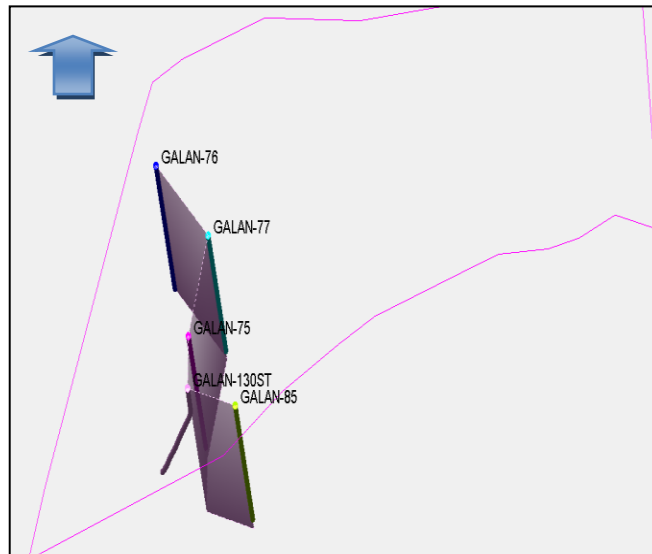
Fuente: Autor

Correlación 12 Bloque 9.Campo Galán.



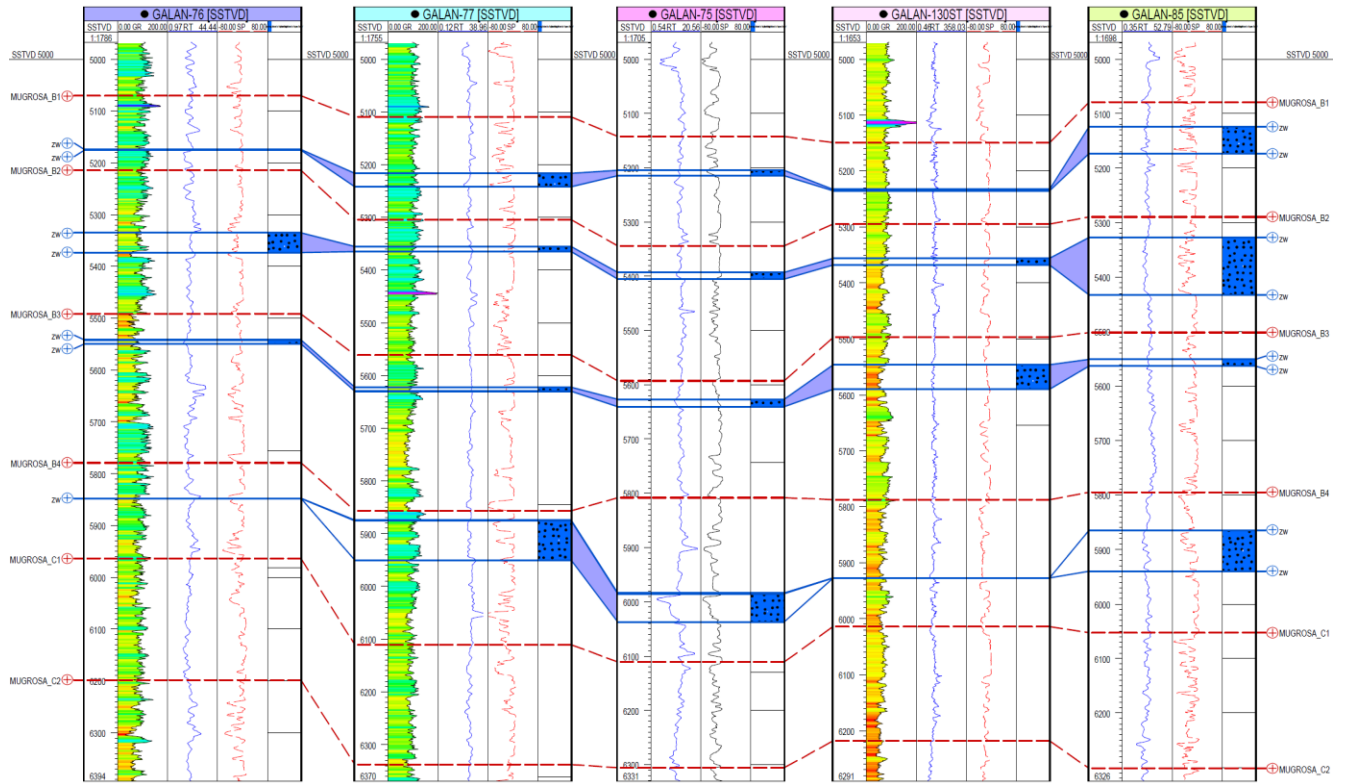
Fuente: Autor

14.11 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 10-CAMPO GALAN.



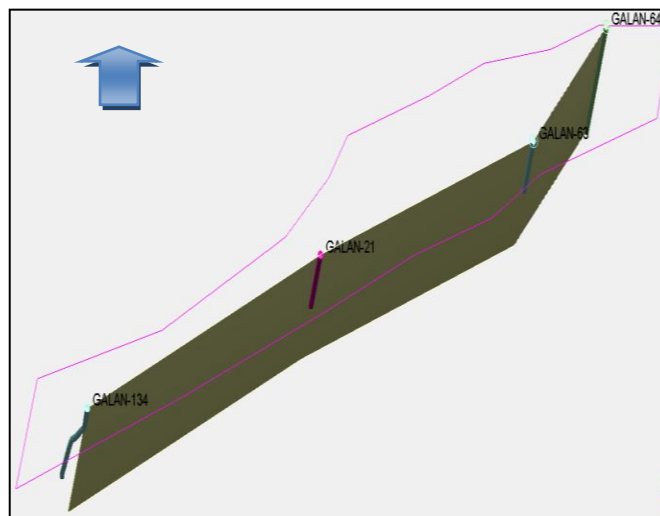
Fuente: Autor

Correlación 13 Bloque 10. Campo Galán.

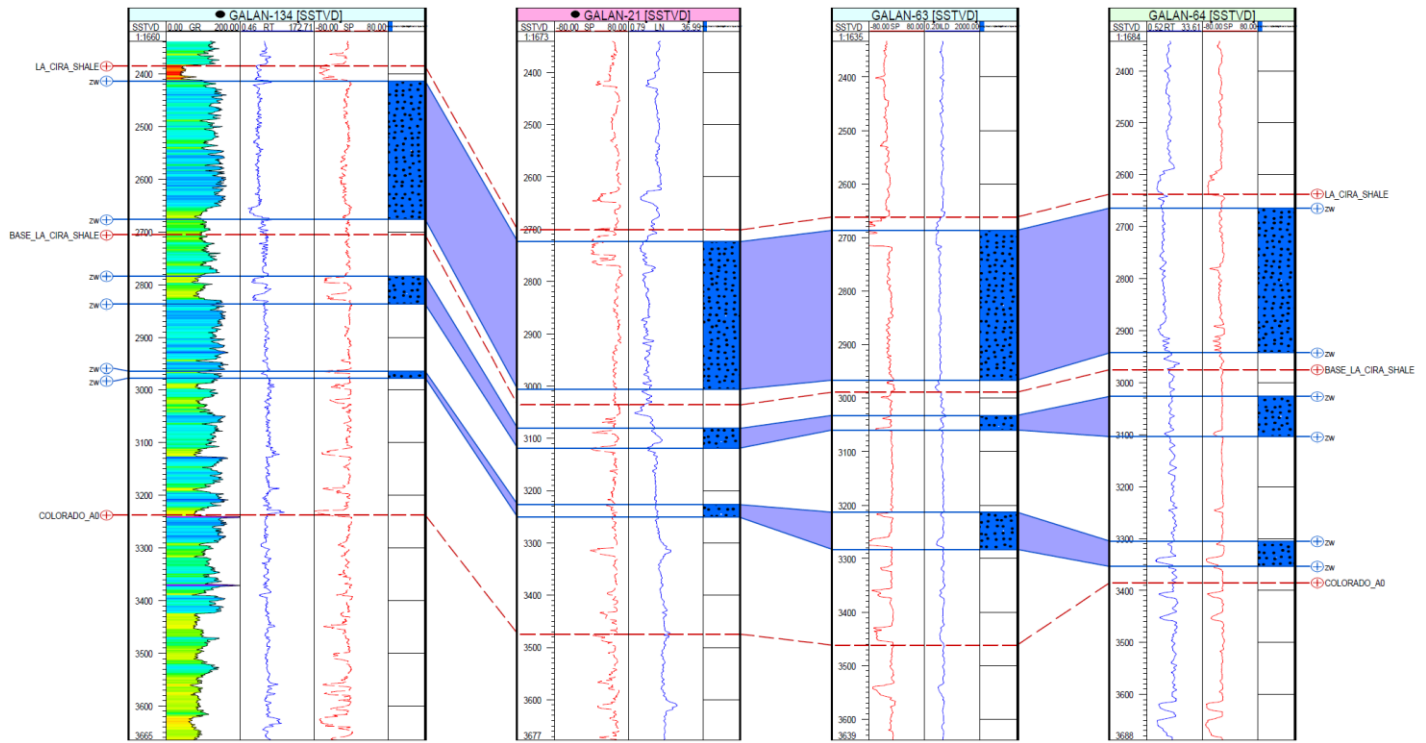


Fuente: Autor

14.12 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 11-CAMPO GALAN.

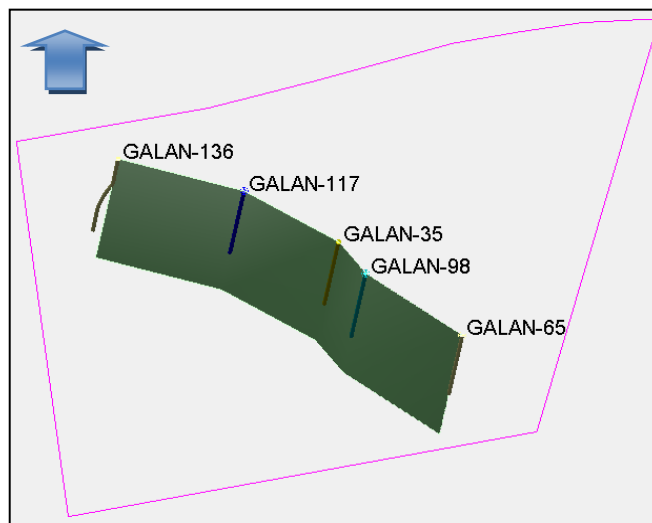


Correlación 14 Bloque 11.Campo Galán.



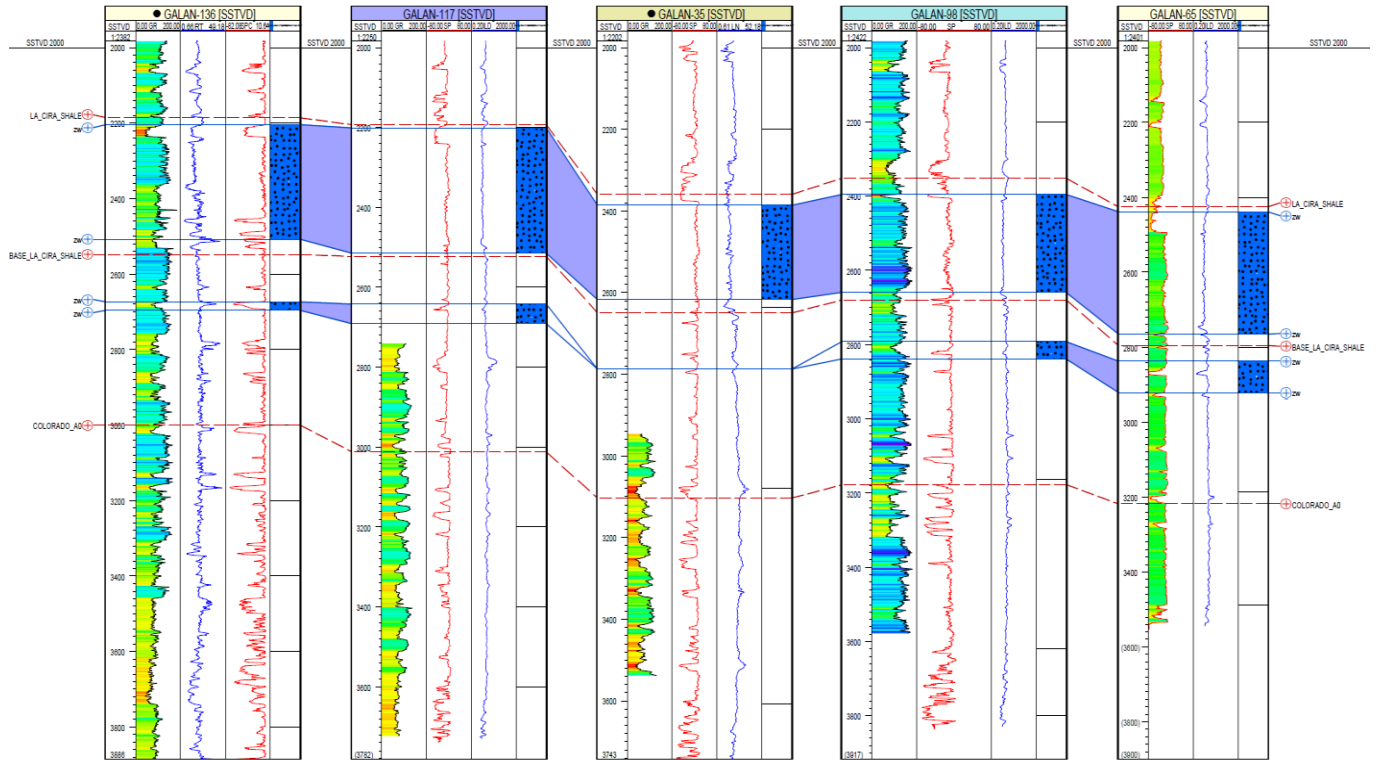
Fuente: Autor

14.13 CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS-BLOQUE 12-CAMPO GALAN.



Fuente: Autor

Correlación 15 Bloque 12. Campo Galán.



Fuente: Autor

Interpretación de las correlaciones campo Llanito.

Esta área se caracteriza por gran frecuencia y pequeña amplitud de las curvas de resistividad, así como por presentar mayores valores de emisividad de gamma ray, como los son el bloque 1 hacia la parte norte, el bloque 4 y el bloque 5. El campo Llanito presenta una de las zonas más heterogéneas de las identificadas con espesores de agua considerables a medida que se profundiza en la formación.

Litológicamente esta área se caracteriza por una alternancia rápida de niveles de arenas medias y niveles arcillosos y arcillo arenoso de espesores crecientes de norte a sur.

Interpretación de las correlaciones campo Gala.

El aumento del valor medio de resistividad y potencial espontáneo y la disminución del gamma natural respecto a los anteriores indica un tramo permeable de arenas de grano medio a grueso.

Se aprecia una tendencia al aumento del espesor de las capas de arcilla junto con una disminución de frecuencia de aparición de las capas arenosas hacia el SE lo que sugiere un cambio lateral de facies de más arenosa a más arcillosa hacia el SE.

Interpretación de las correlaciones campo Galán.

En esta zona respecto del anterior se observa una disminución del valor medio de la resistividad, lo que indicaría litologías menos permeables, tratándose de la frecuencia y diferencia entre máximo y mínimo de amplitud de la curva, de arenas limpias e intercalaciones arcillosas y/o arcillas de espesores variables.

Por medio de los registros se logró evaluar la continuidad de las arenas que comparten el mismo acuífero, esto permitirá la evaluación de zonas a cañonear en un futuro, aunque el yacimiento presenta zonas con espesores considerables de hidrocarburo, el problema a tratar es que en el momento del cañoneo estas zonas aportarán gran cantidad de agua.

15. ANALISIS DE ESPEORES DE LAS ZONAS ACUIFERAS, CAMPOS LLANITO-GALA-GALAN.

Las siguientes figuras indican las variaciones de espesores de las zonas acuíferas de los campos Llanito-Gala-Galán que constituyen la formación Mugrosa zona B y zona C y sus subdivisiones. Estos mapas se realizaron de acuerdo a la interpretación realizada en las correlaciones por medio de los registros eléctricos.

Para realizar el cálculo de espesores se utilizó el OWC (contacto agua-aceite), aunque cada una de las subdivisiones tiene varias zonas con agua sería engorroso elaborar mapas para cada una de estas, entonces se realiza una generalización, que a partir del contacto agua aceite hacia hacia la base de la formación es zona acuífera, esto facilitara realizar cálculos volumétricos.

La formula a usar es

$$\text{Espesor del acuífero} = (\text{OWC} - \text{Base de la formación})$$

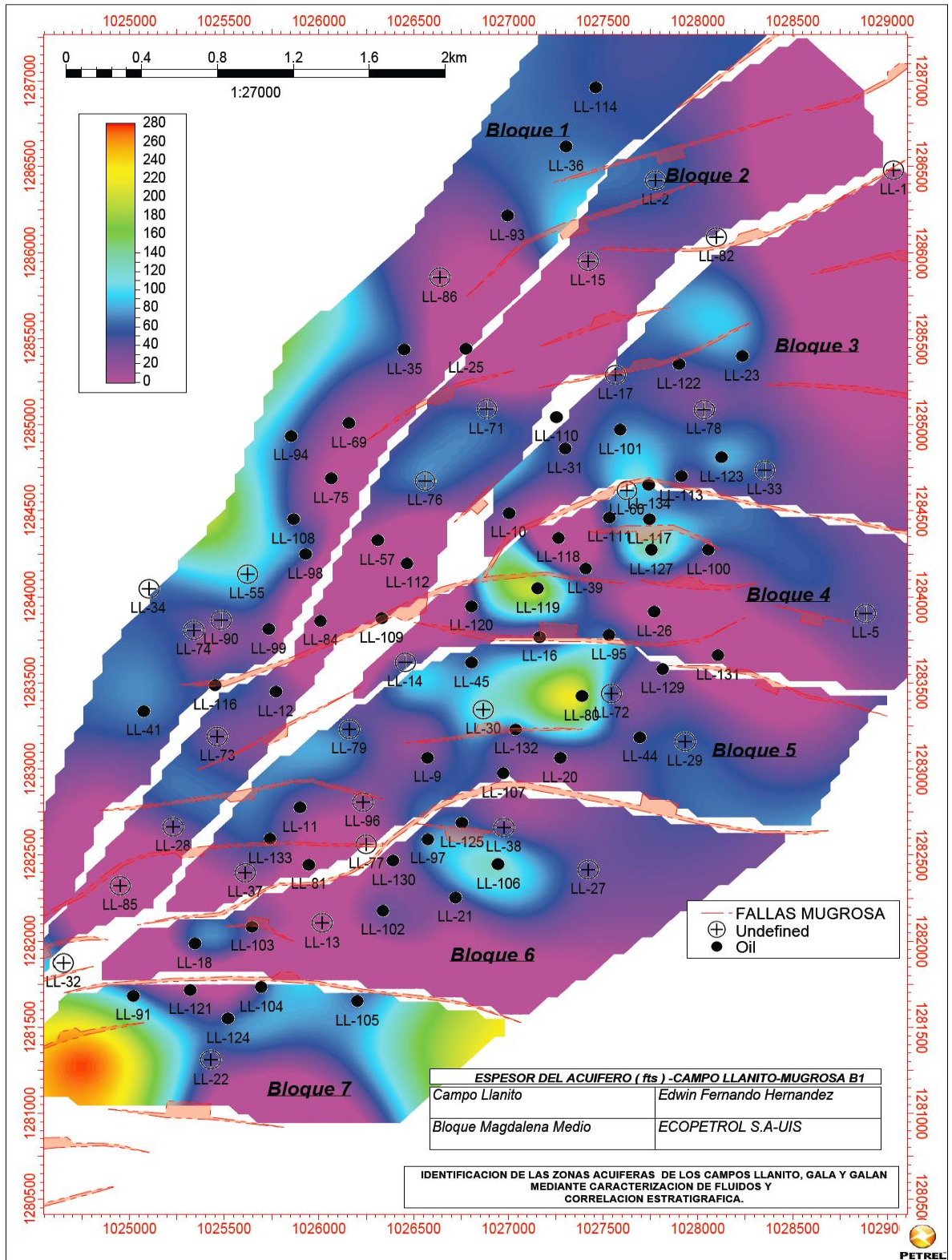
En ellos aprecian espesores dominantes. En el campo Llanito el espesor de acuífero oscila entre 20 a 60 pies (6 a 18 metros) para Mugrosa B1. Para Mugrosa B2 presenta mucha variación, especialmente en el bloque 1 y 2 donde tiene mayor potencia y alcanza espesores entre los 180 a 260 pies (54 a 79 metros) acunándose hacia el sur con 120 a 160 pies (36 a 48 metros). En Mugrosa B3 las zonas acuíferas presentan alteraciones en las cuales alcanzan los 40 a los 120 pies (12 a 36 metros). En la formación Mugrosa B4 hacia el SE del campo alcanzan valores de 240 fts (73 metros) acunándose hacia la parte central alcanzando los 40 fts (12 metros). En Mugrosa C1 el espesor es relativamente pequeño en comparación con el tamaño de otras zonas, la mayor parte del

acuífero que abarca el campo tiene un espesor que oscila entre los 10 fts a los 100 fts (3 a 30 metros).

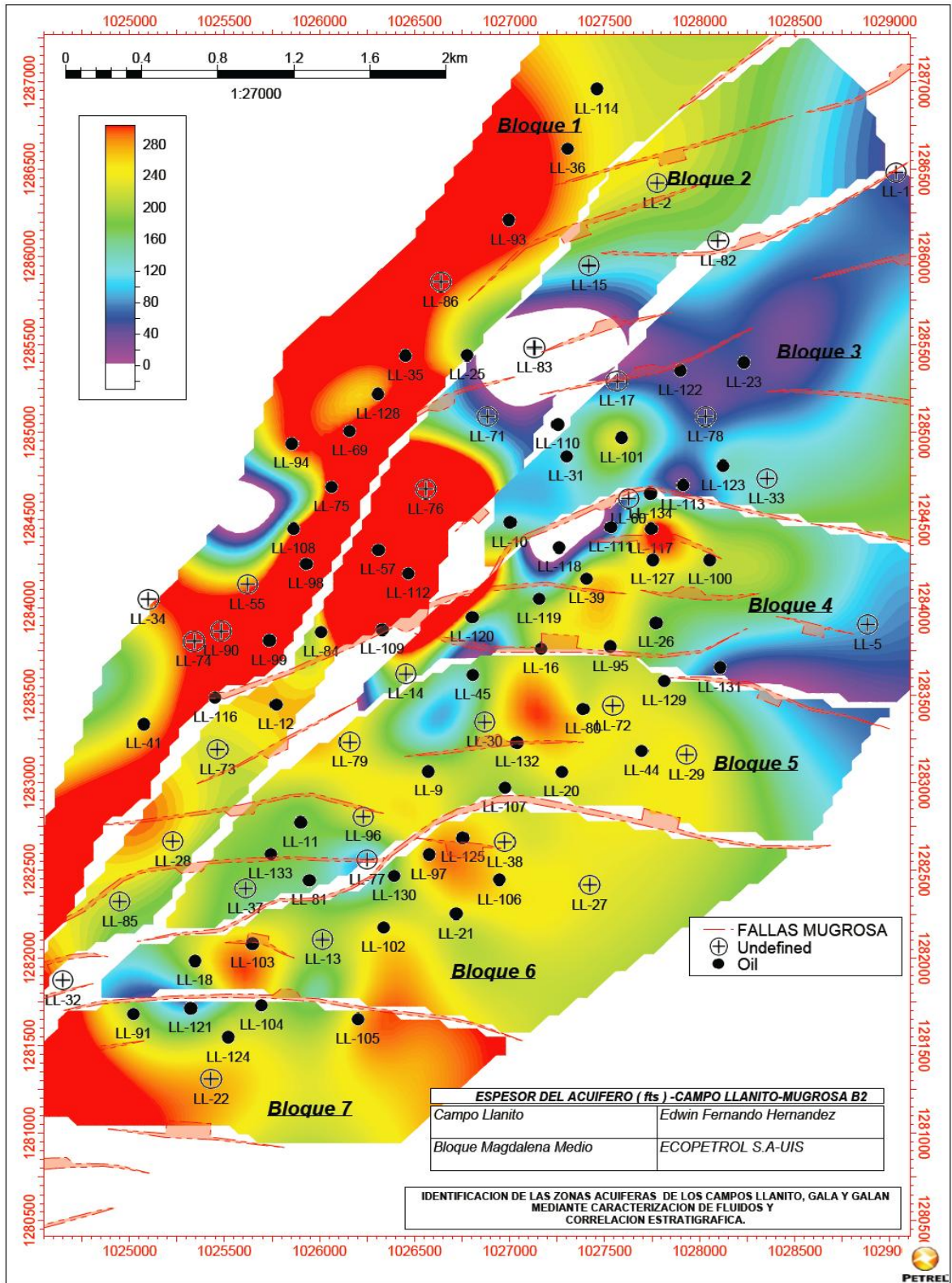
Para Gala va desde los 20 pies y alcanzan espesores de hasta 180 pies (6 a 54 metros) para la formación Mugrosa B1. En la formación Mugrosa B2 el acuífero alcanza espesores entre los 120 fts a los 150 fts (36 a 45 metros). La formación Mugrosa B3 se caracteriza porque en la parte sur tiene espesores aproximados a los 30 fts (9 metros) y se va ampliando hacia el norte alcanzando los 120 fts (36 metros) y para las formaciones B4 y C1 este alcanza espesores entre los 40 a los 100 fts (12 a 30 metros).

Para la formación Mugrosa B1 del campo Galán, sus espesores varían entre los 20 fts a los 140 fts (6 a 42 metros). Para el bloque 9 en formación Mugrosa B2 el espesor del acuífero se encuentra entre los 20 fts alcanzando valores mayores a los 100 fts en la parte sur del bloque 10 y 11. En el bloque 9 de la formación Mugrosa B3 se amplía alcanzando los 160 fts, en los bloques 10 y 11 hacia la parte NE tiene espesores entre los 20 a 60 fts (6 a 18 metros). La formación Mugrosa B4 presenta espesores que oscilan entre los 30 a los 140 fts (9 a 42 metros) y Para el bloque 12 la cual la mayor parte de los pozos están perforados en la formación Colorado el acuífero oscila entre los 30 a los 150 metros (9 a 45 metros).

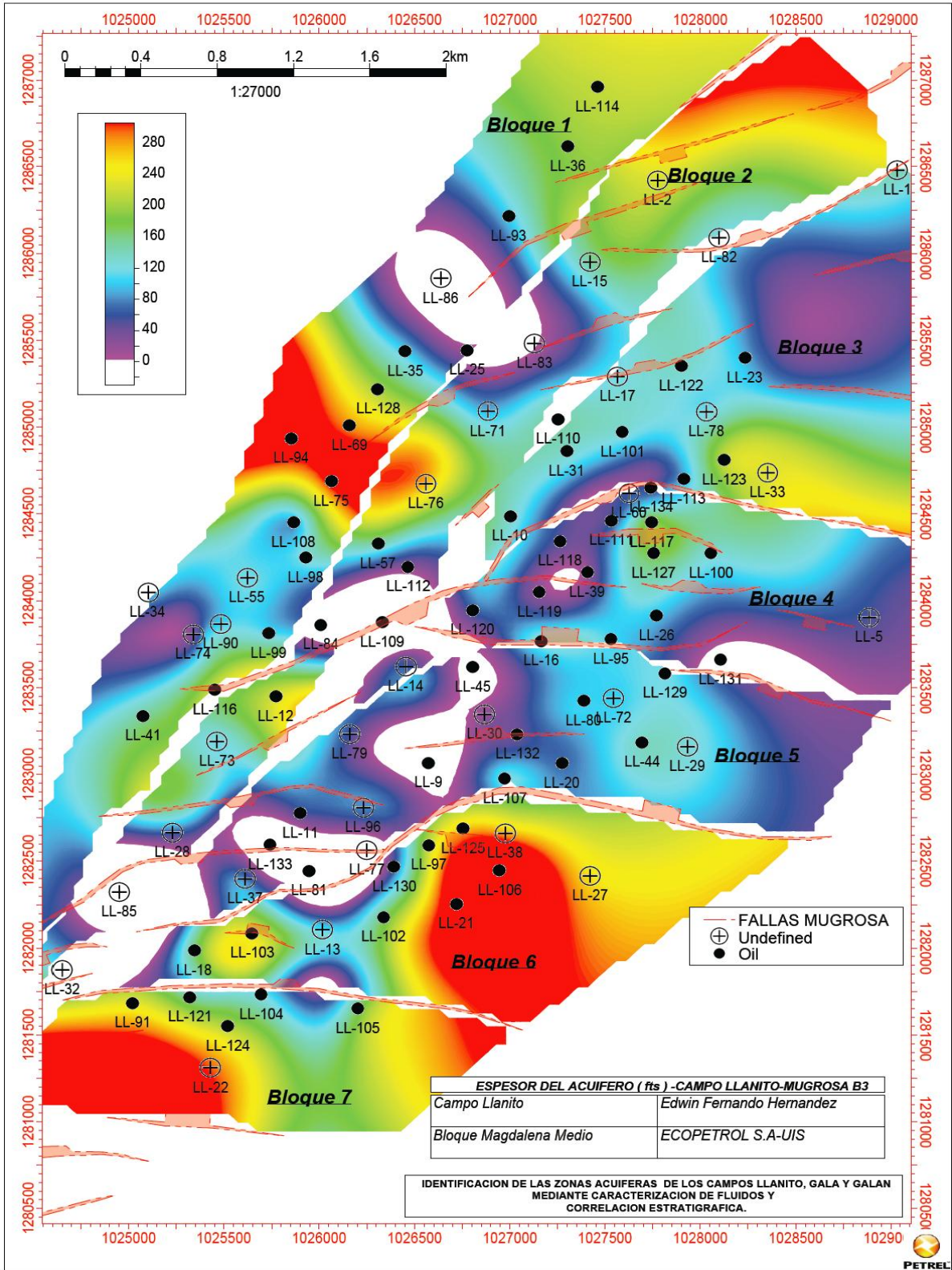
Mapa 42 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B1.



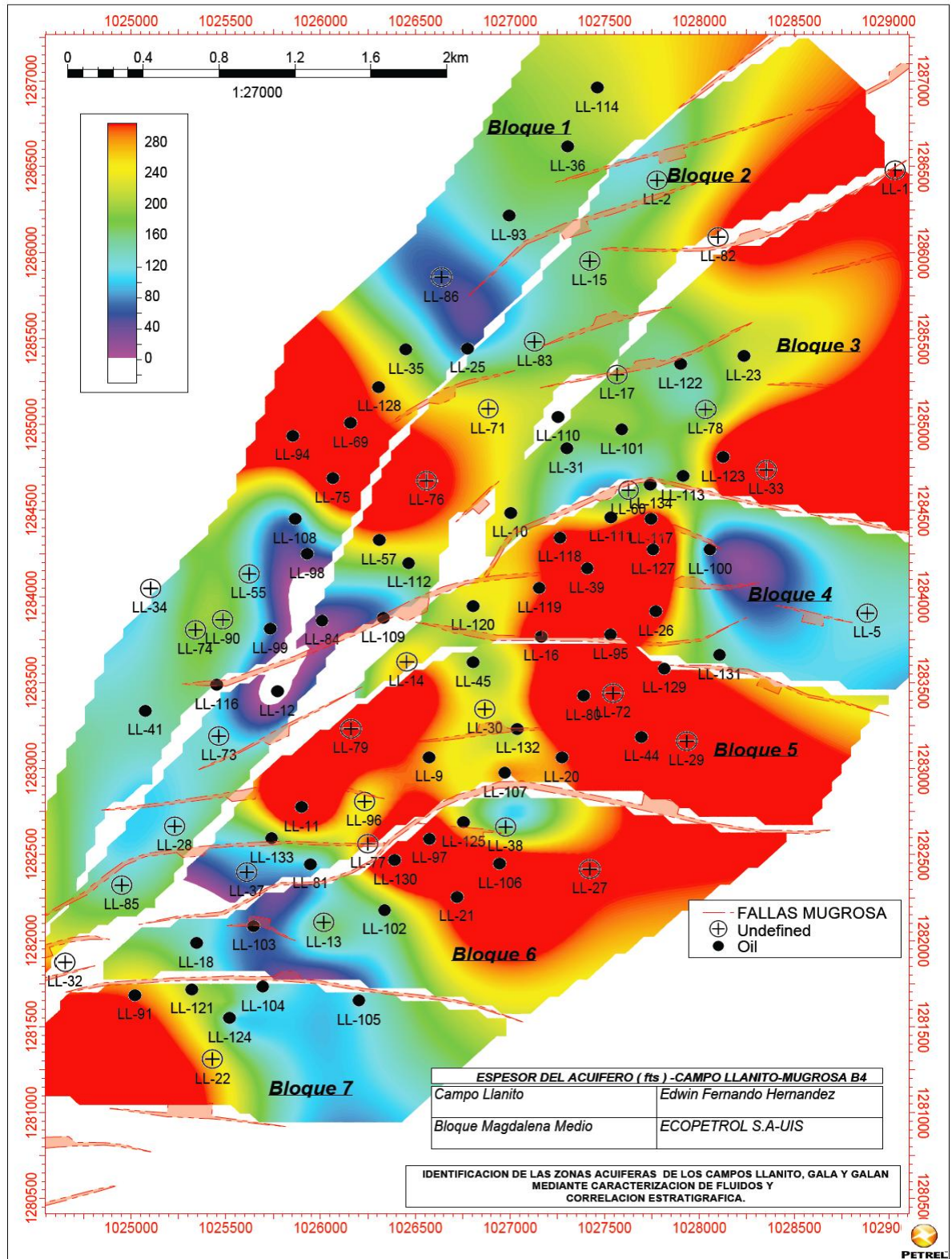
Mapa 43 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B2.



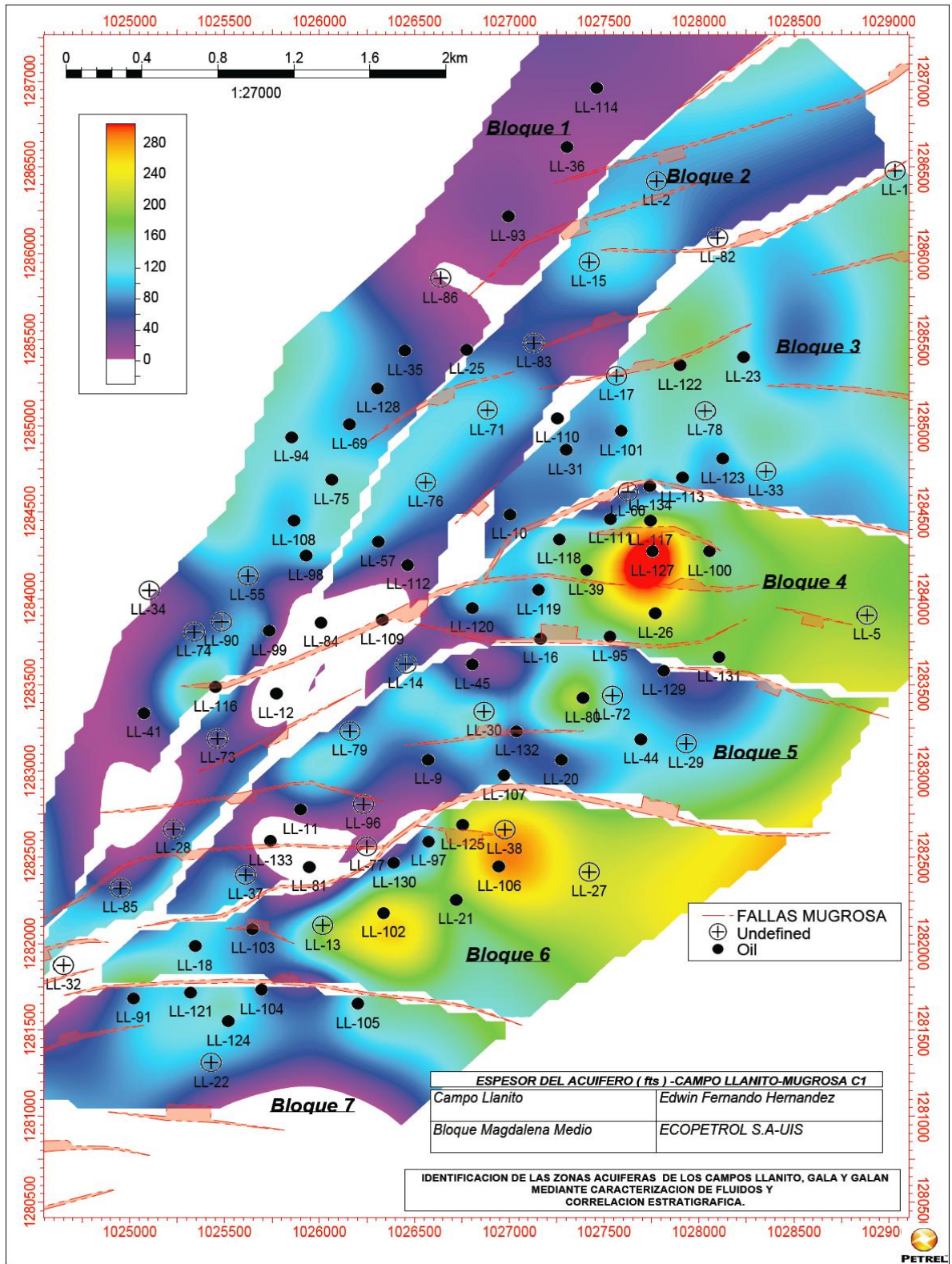
Mapa 44 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B3.



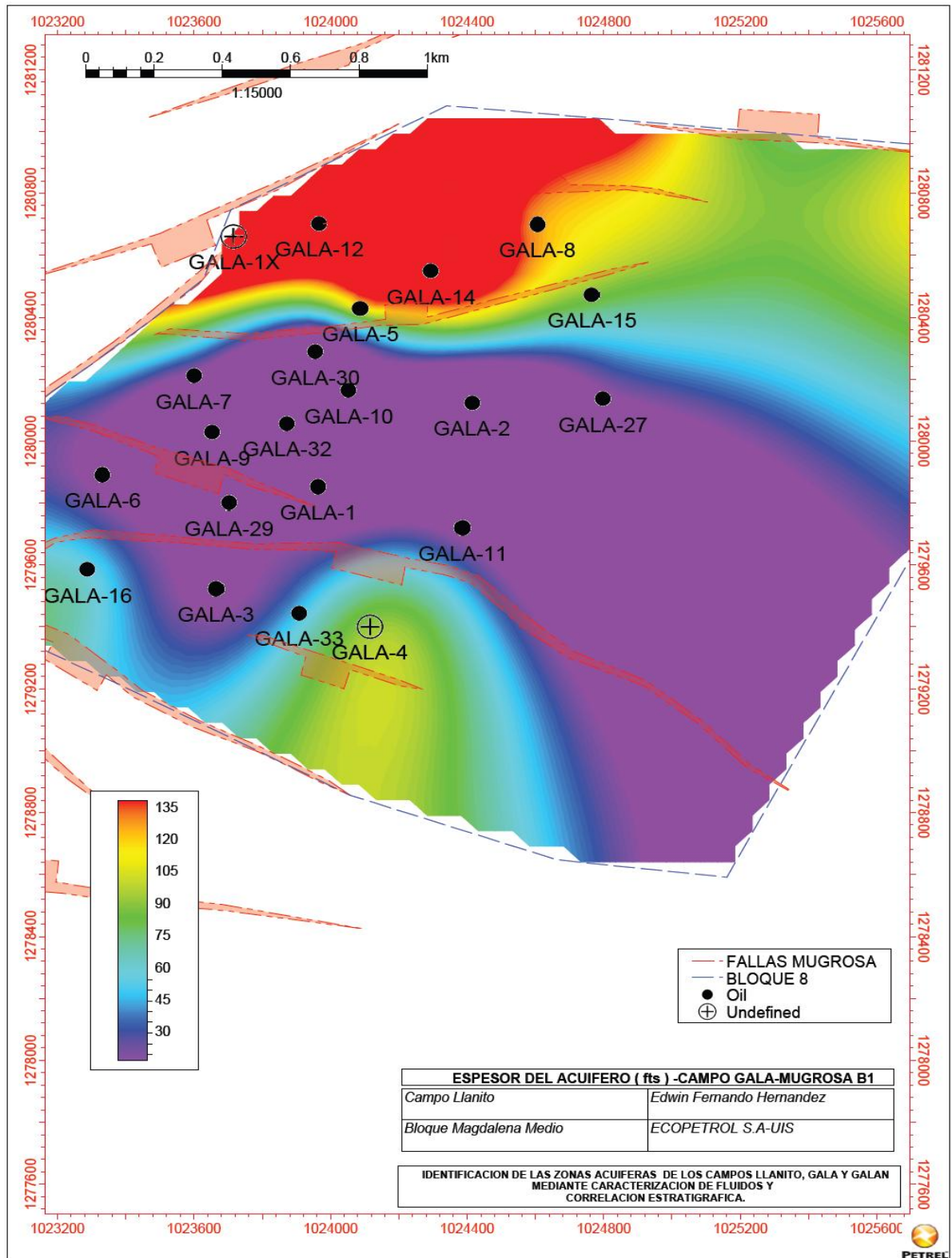
Mapa 45 Espesor del acuífero (fts)-campo Llanito-mugrosa B4.



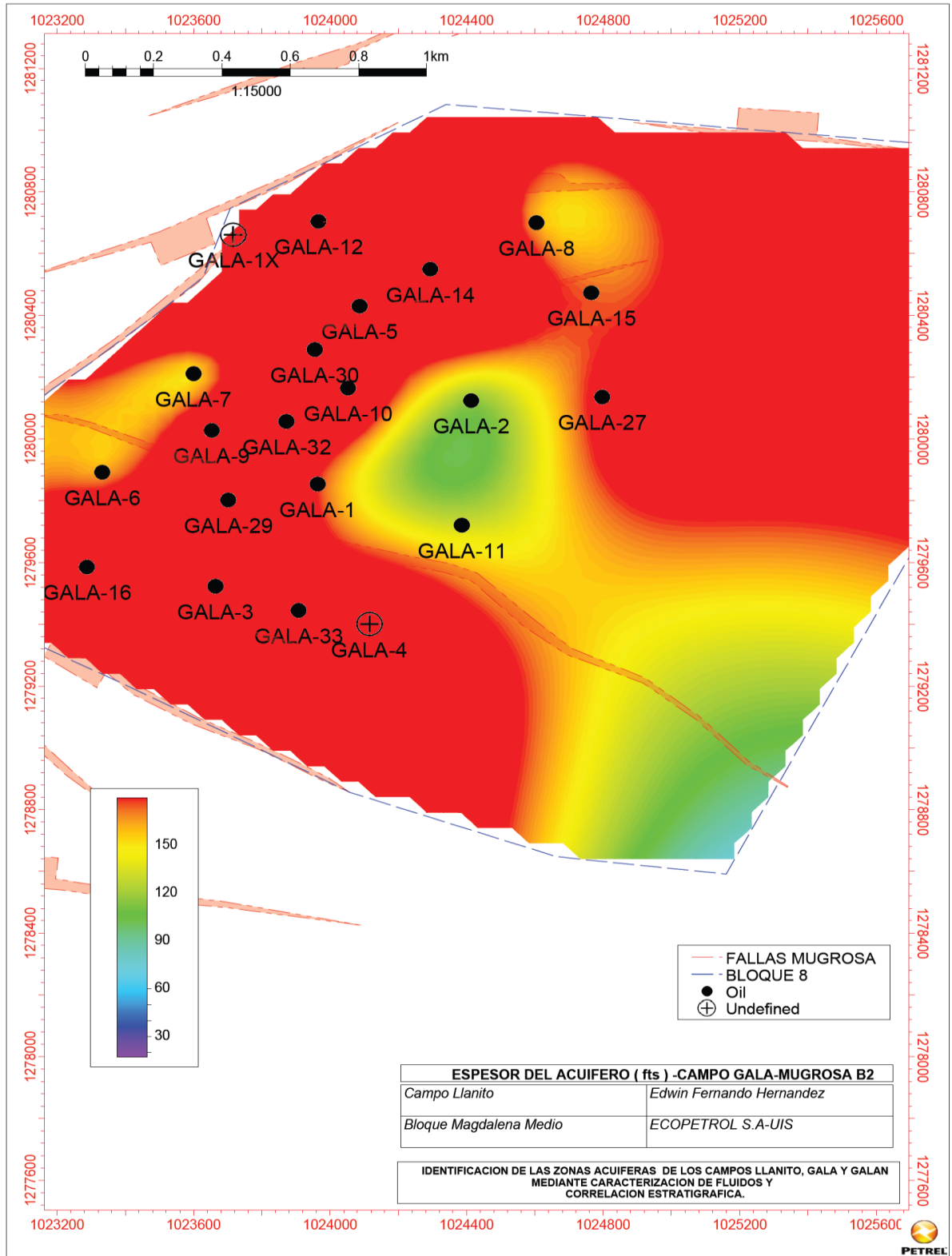
Mapa 46 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa C1.



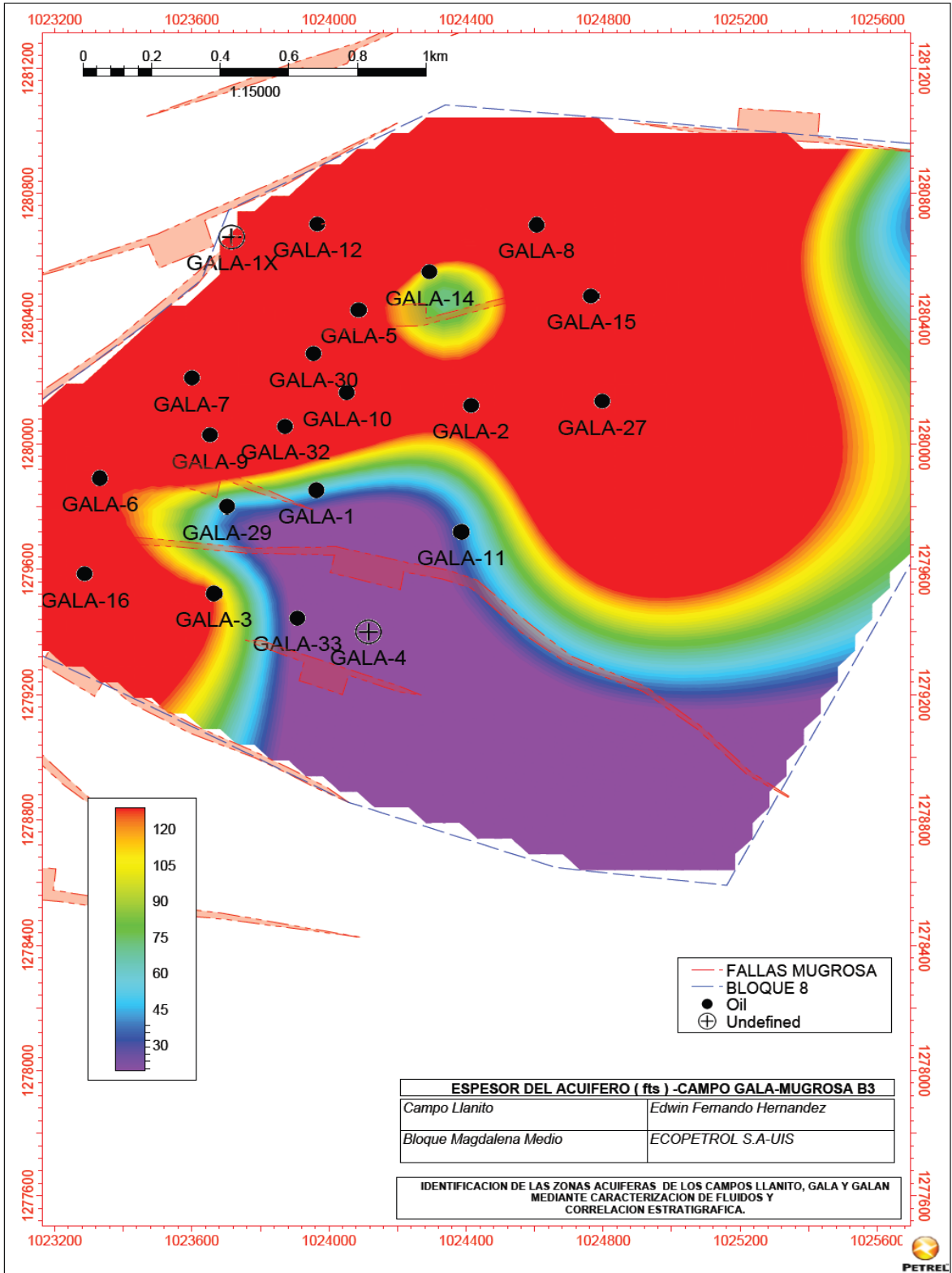
Mapa 47 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B1.



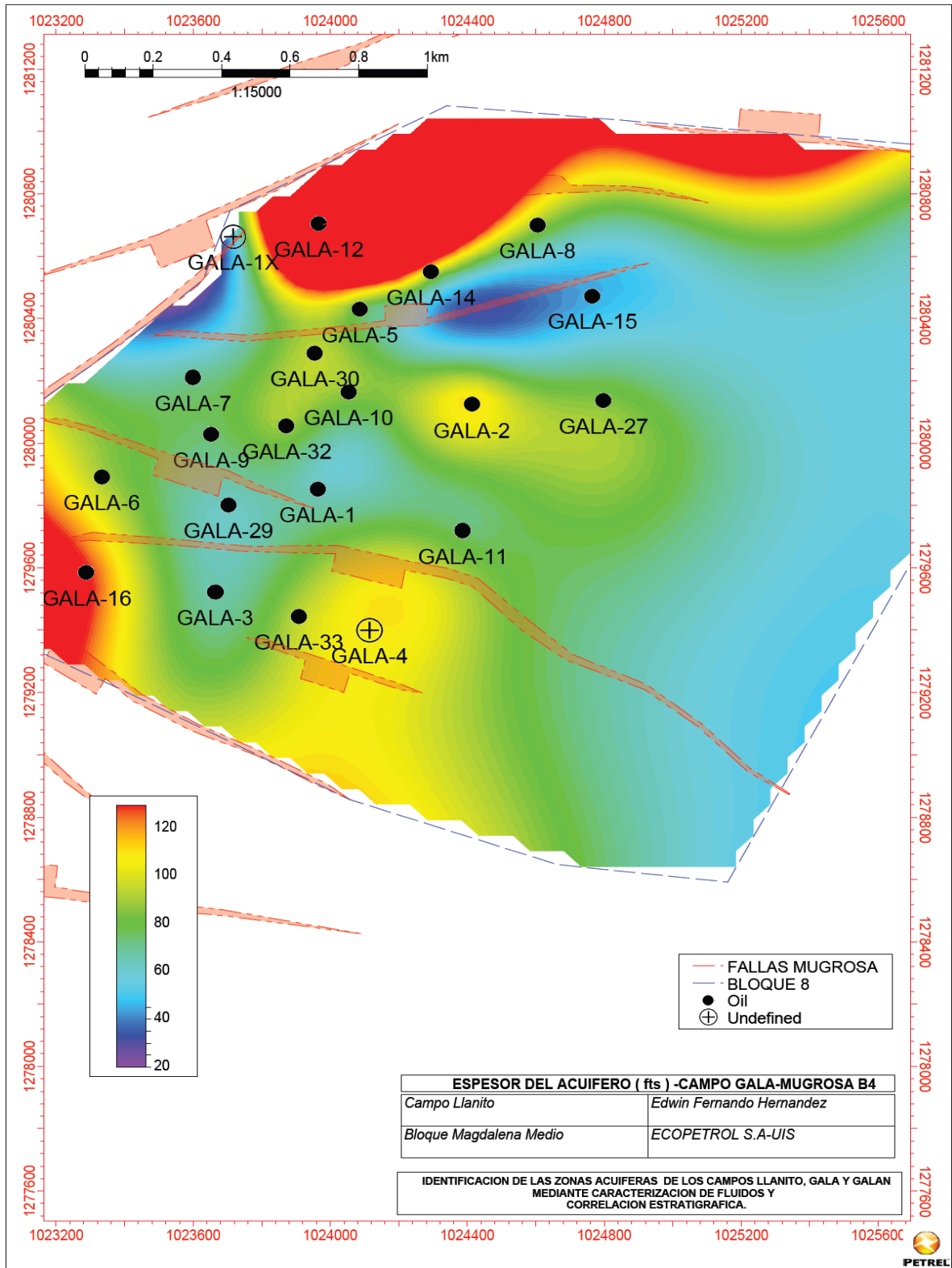
Mapa 48 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B2.



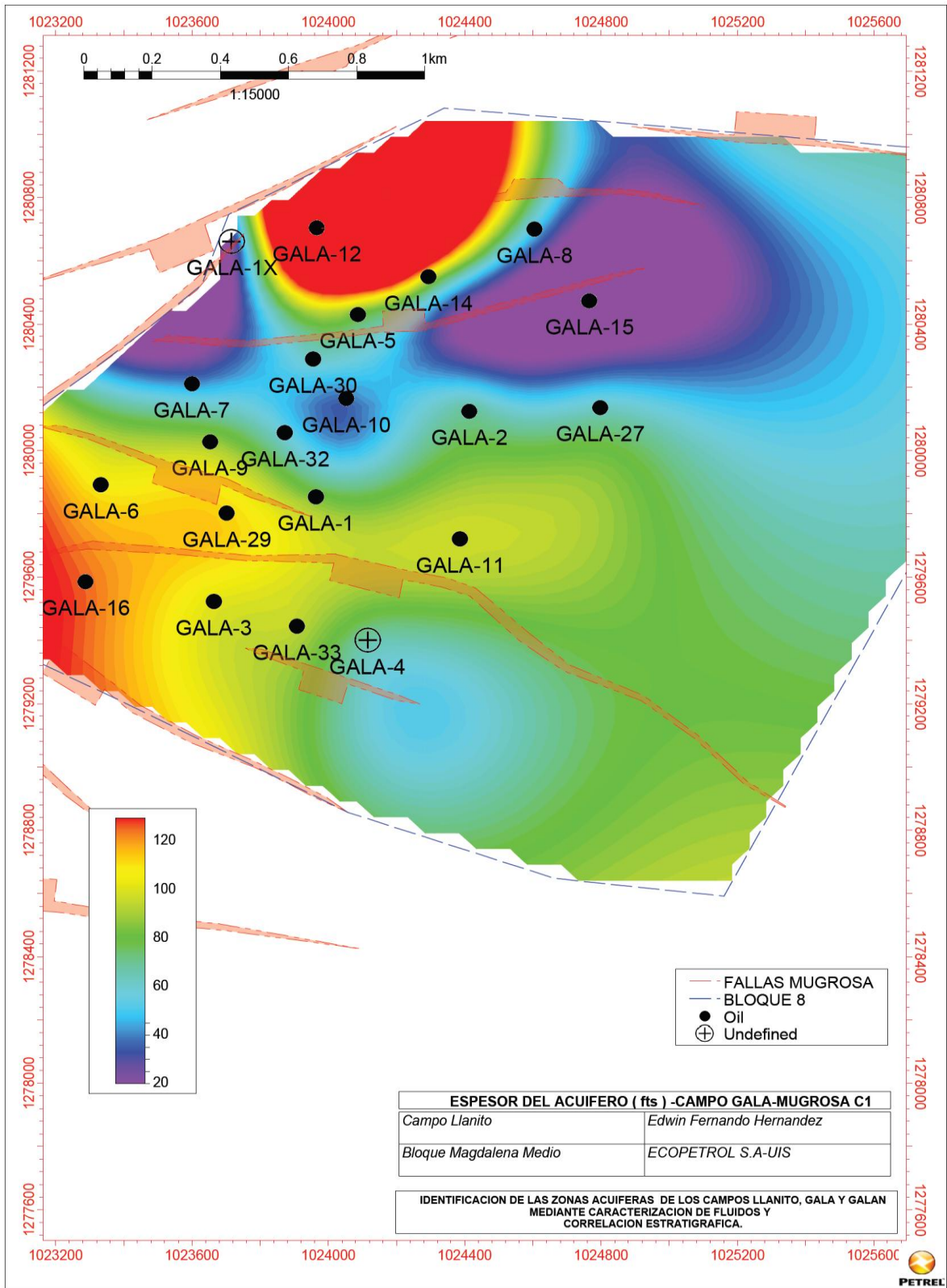
Mapa 49 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B3.



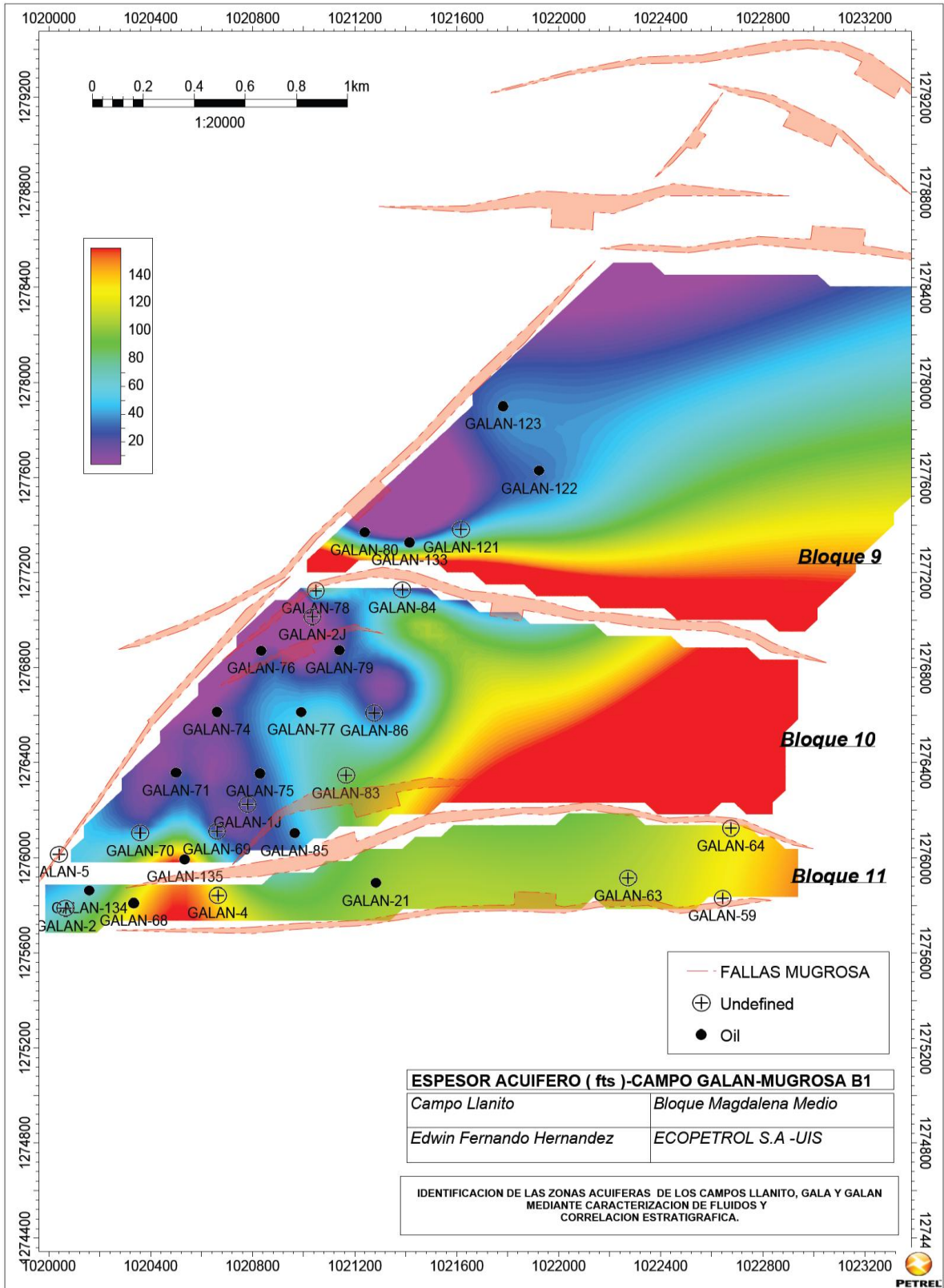
Mapa 50 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa B4.



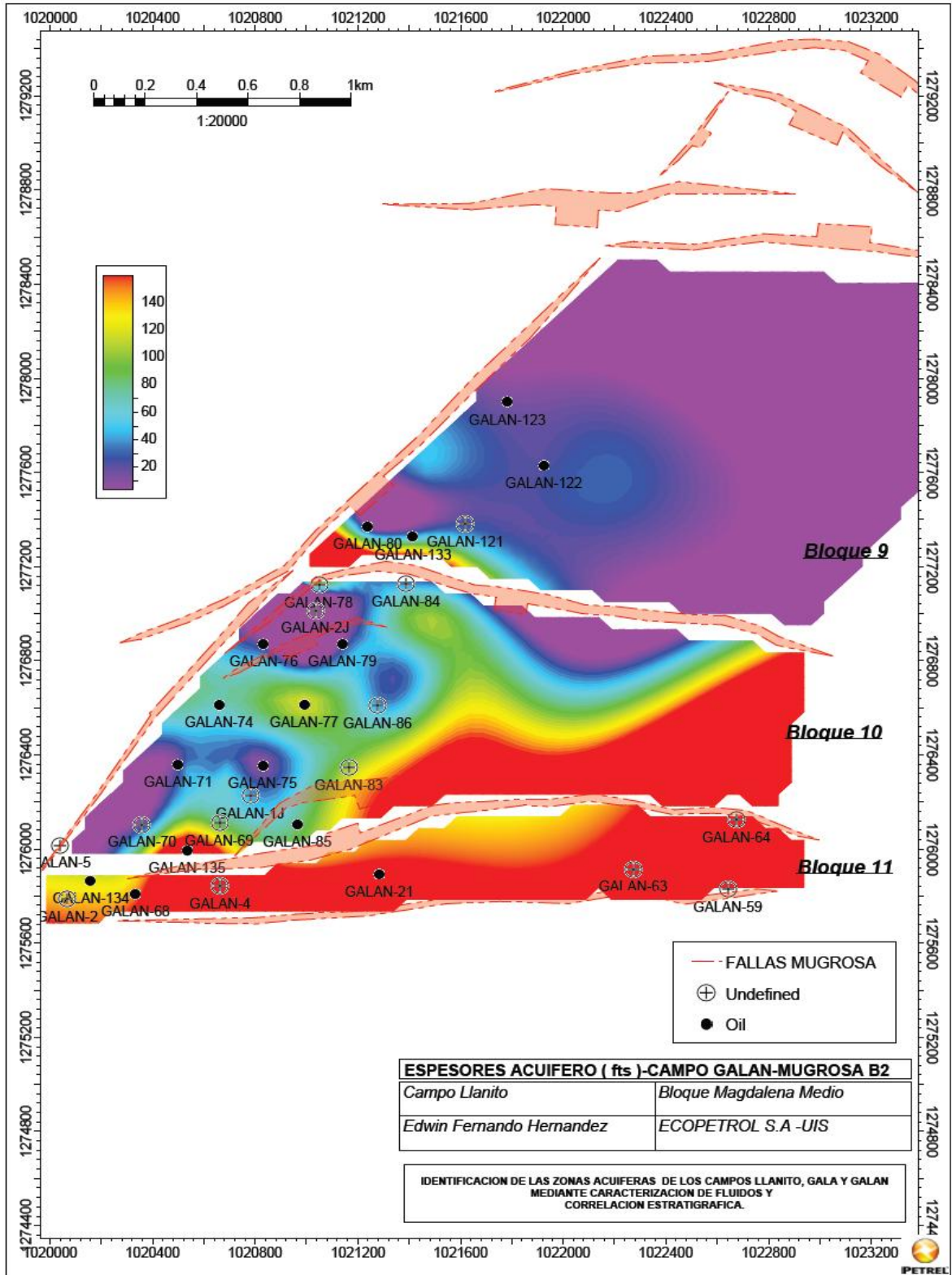
Mapa 51 Espesor del acuífero (fts)-campo Gala-mugrosa C1.



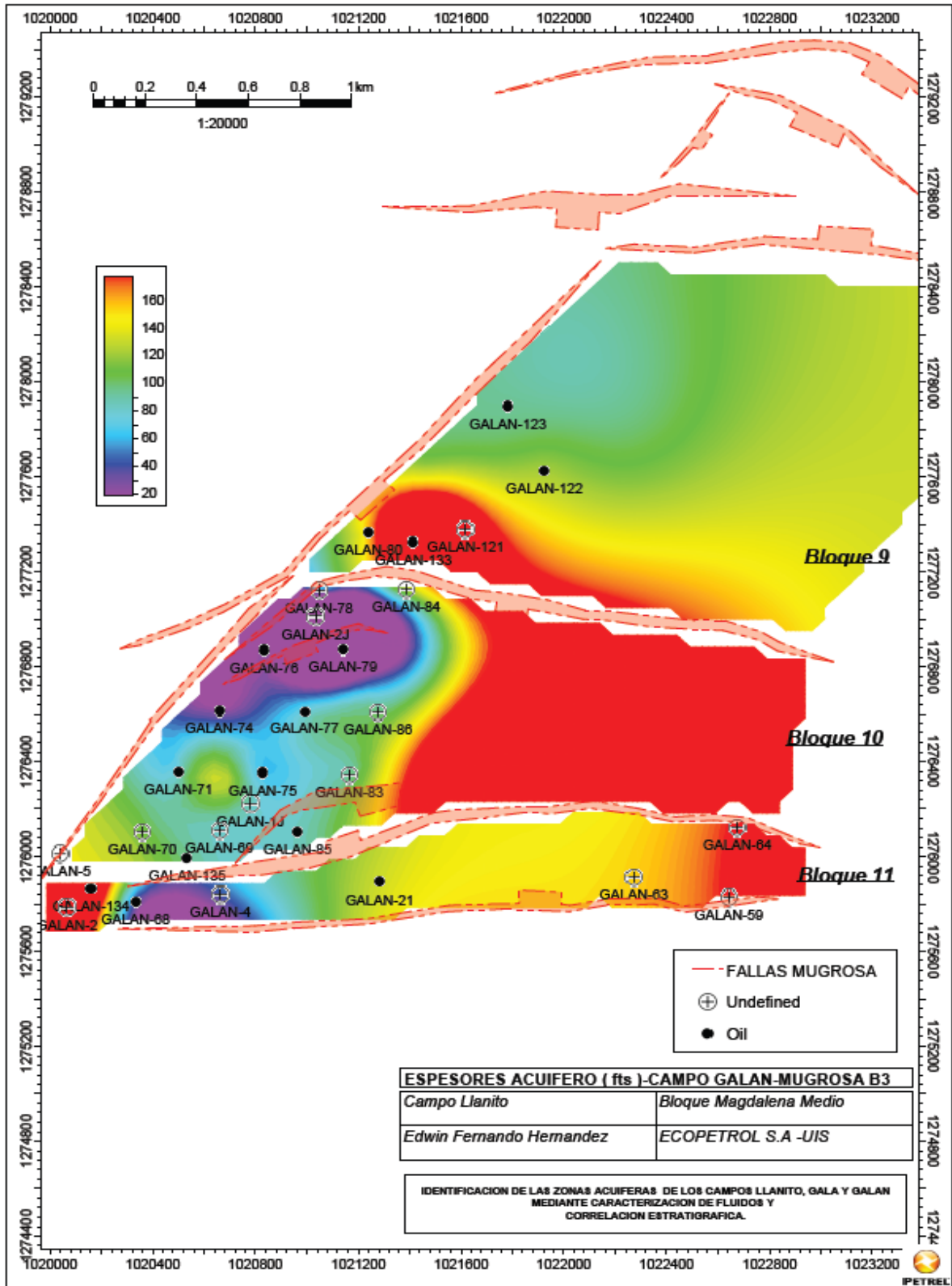
Mapa 52 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B1.



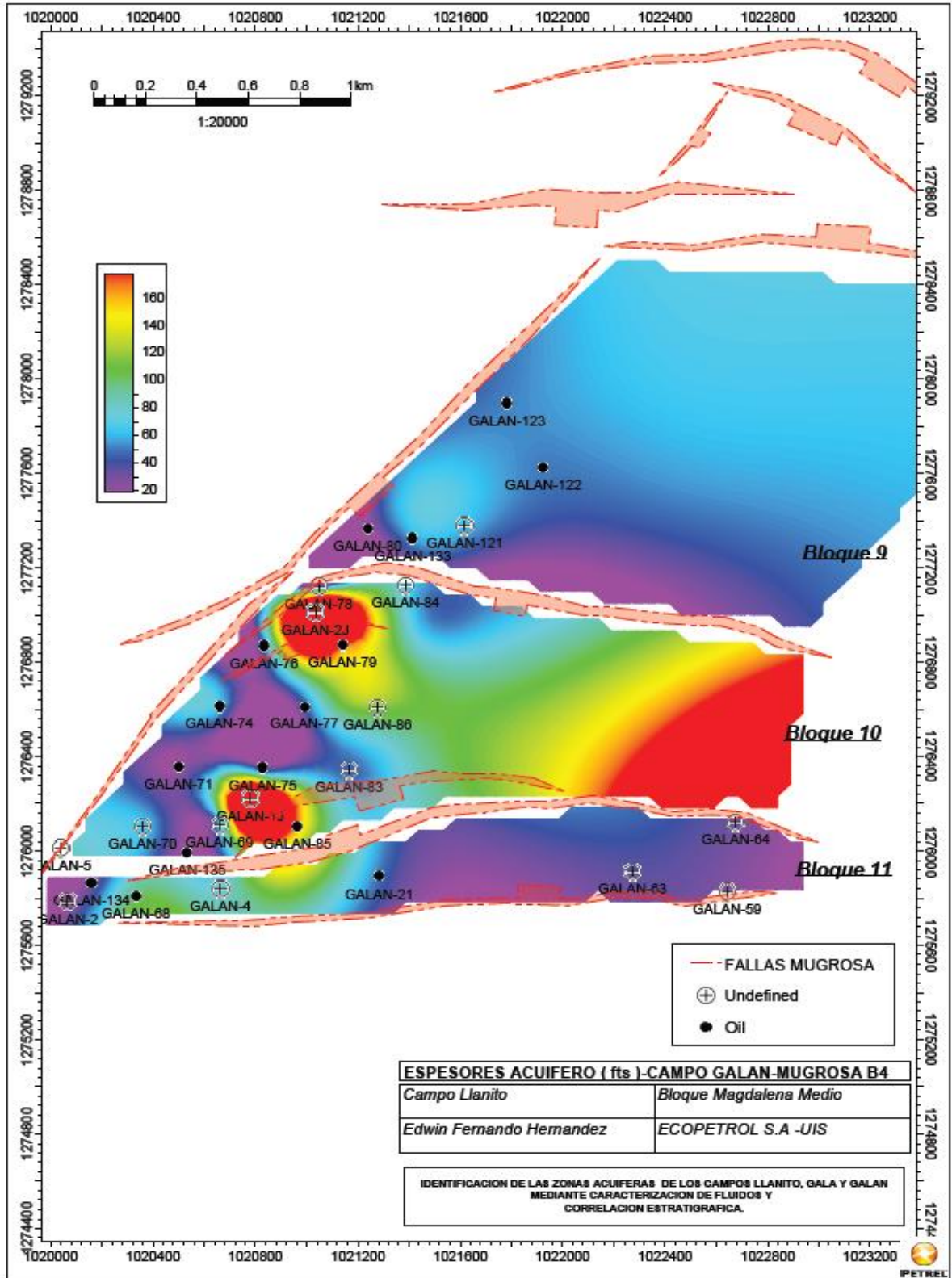
Mapa 53 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B2.



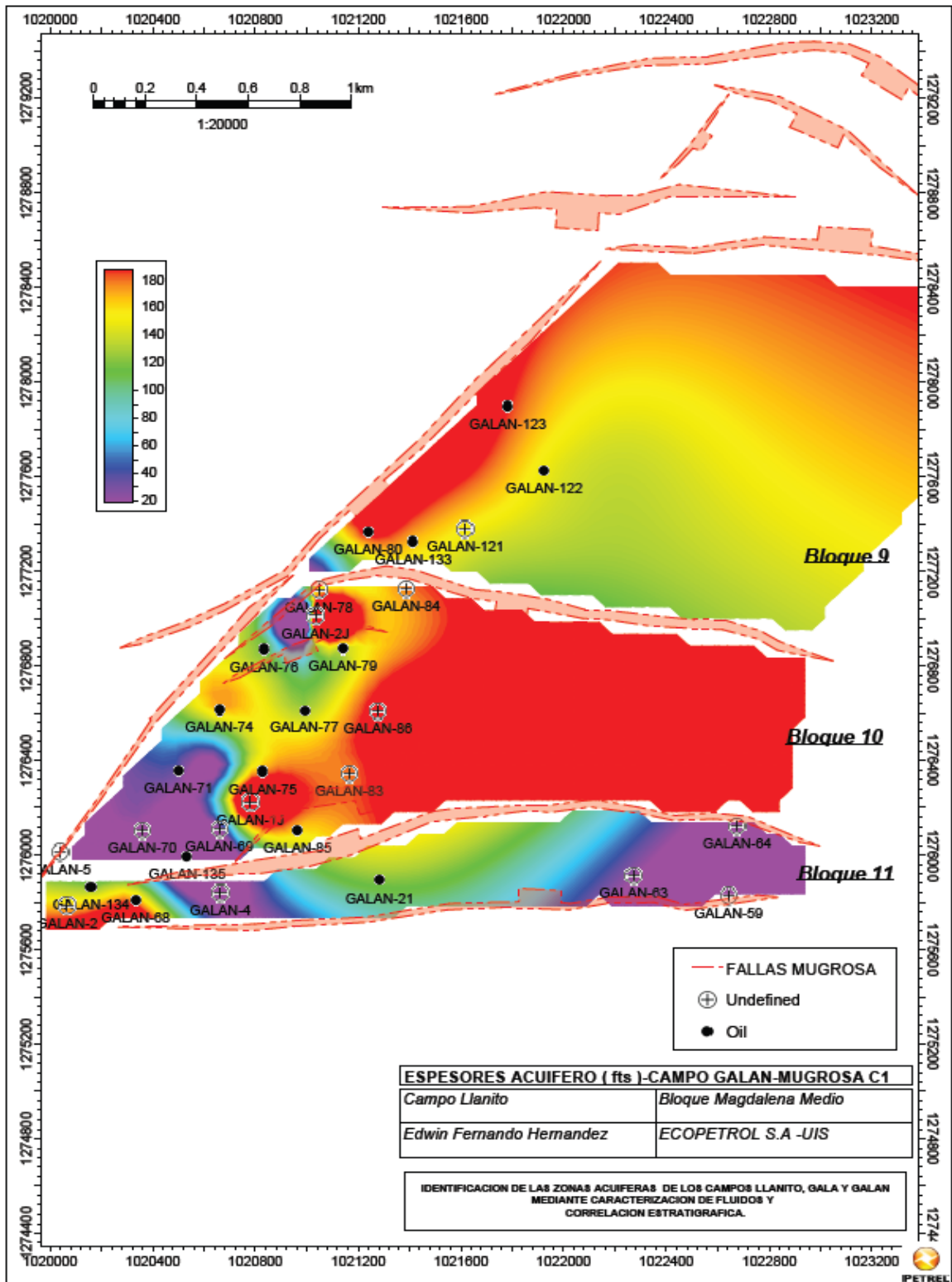
Mapa 54 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B3.



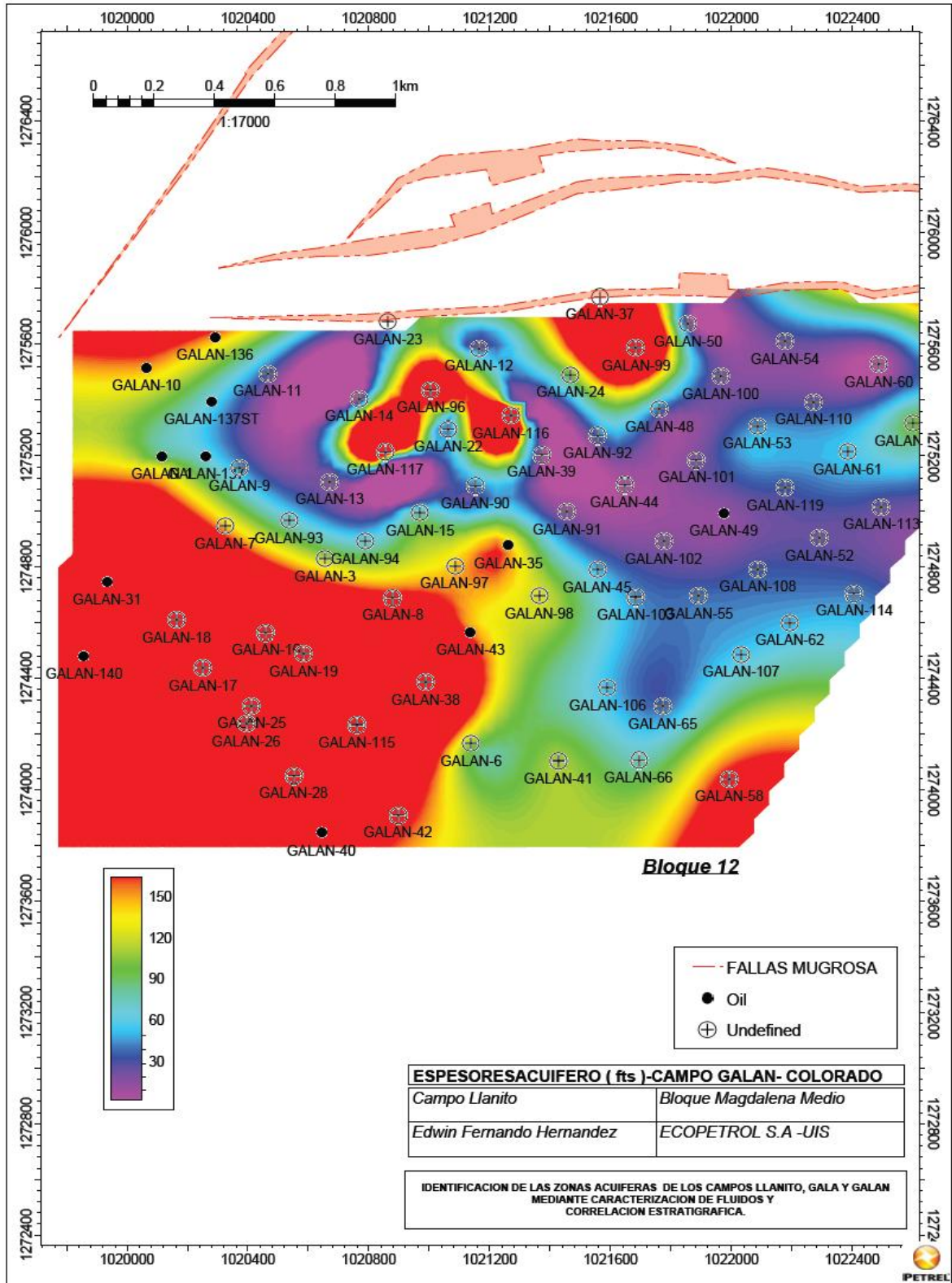
Mapa 55 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa B4.



Mapa 56 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-mugrosa C1.



Mapa 57 Espesor del acuífero (fts)-campo Galán-Colorado.



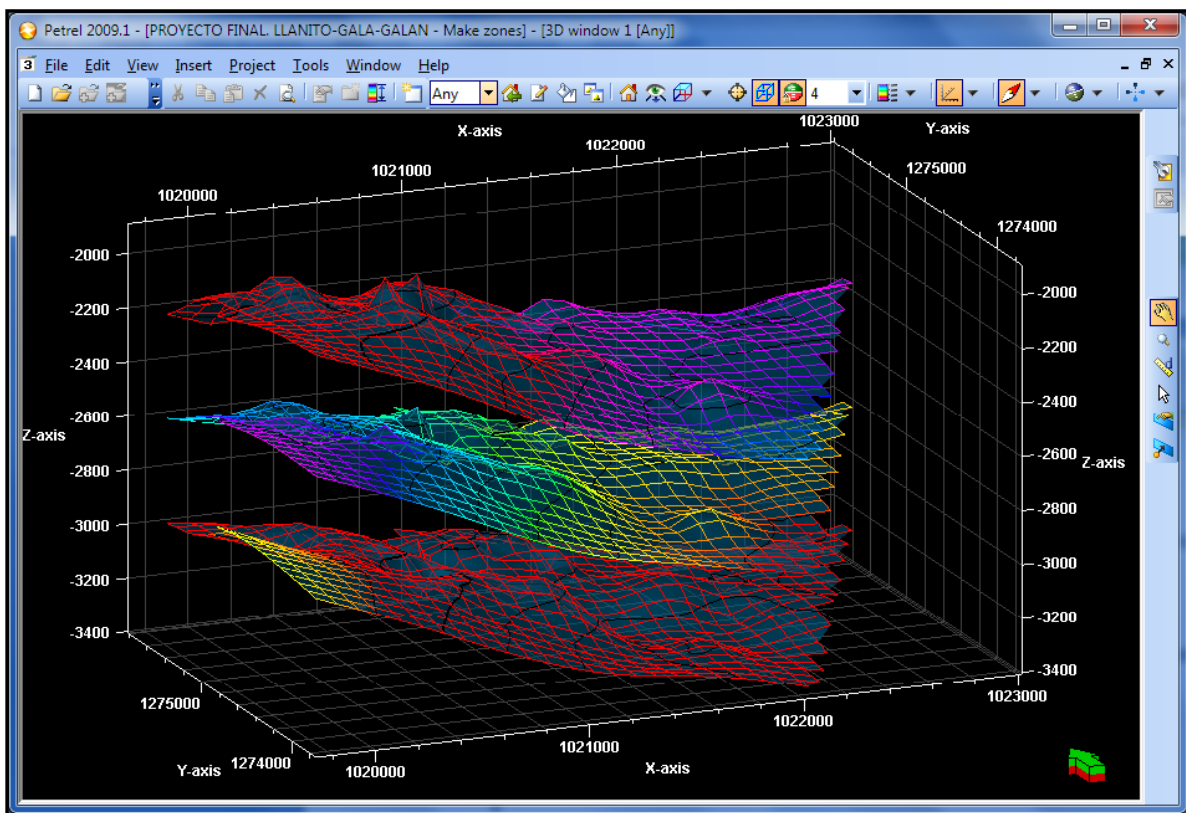
16. ELABORACION DEL MODELO

Una vez generados los registros litológicos e identificados las zonas acuíferas es necesario diseñar la estructura física del modelo tridimensional.

16.1 DISEÑO DE LA MALLA

La malla constituye el esqueleto del modelo. En este proceso se define el tamaño de las celdas en las direcciones X y Y, se realizo para los 12 bloques y sus formaciones.

Ilustración 49 Figura 58 Diseño de la Malla para el campo Galán.



La generación del Grid no es más que limitar el Campo al cual se le hará el modelamiento, a continuación se realiza la división areal asignando dimensiones en (x) y en (y), pero que en el software (Petrel) son reconocidas como (i,j).

Ya con esta definición areal se permitió dar la forma y la orientación de cada una de las celdas, donde cada celda se le asignó un valor promedio de 100i x 100j; esto teniendo en cuenta la cantidad de pozos, el espaciamiento entre ellos y la cantidad de celdas que se generan. Con estos parámetros ya establecidos se procede a definir las superficies que definen el campo, con la herramienta de “pillar gridding” que se encuentra en la barra de utensilios de Petrel, que es definido como el esqueleto del campo de estudio

16.2 DEFINICIÓN DEL ESQUELETO

Partiendo de las subunidades definidas en el Modelo Estratigráfico para la Formación Mugrosa en el Campo Llanito, Gala y Galán se procede a generar subunidades por zonas por medio de “Geometrical Modeling” una herramienta del software Petrel, que permite generar un armazón a partir de la grilla definida para cada campo donde muestra las subunidades definidas en el modelo estratigráfico, con zonas divididas de base a tope.

Para el campo en estudio, las zonas a definir en la estructura son:

- MUGROSA B1
- MUGROSA B2
- MUGROSA B3
- MUGROSA B4
- MUGROSA C1
 - MUGROSA C2

- COLORADO para el caso del bloque 12 del campo Galán.

La creación de horizontes estratigráficos y sus subdivisiones, es el paso final en el modelado de la estructura. El crear horizontes independientemente de los datos de entrada permite desarrollarlos más fácilmente.

16.3 DEFINIR HORIZONTES

El proceso de Horizontes es un procedimiento totalmente automático, una vez los datos de entrada y la configuración de algunos se han especificado. Establecemos una hoja de cálculo con los distintos horizontes. Se establece una hoja de cálculo con los distintos horizontes como filas, y los ajustes de proceso como columnas.

Ilustración 50 Horizontes del acuífero campo Galán

Index	Horizon name	Color	Calculate	Horizon type	Conform to another horizon	Status	Smooth iterations	Use horizon-fault lines	Well tops	Input #1
1	LA_CIRA_	[Red]	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	LA_CIRA_ LACIRAS
2	BASE_LA_	[Orange]	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	BASE_LA_ BASE LA
3	COLORAD	[Yellow]	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	COLORA_ COLORA

Después de ingresar los Horizontes ingresamos las zonas acuíferas interpretadas en los registros al modelo, de esta manera nos genera un modelo tridimensional de las zonas acuíferas en cada campo.

Ilustración 51 Armazón Bloque 8, Campo Gala.

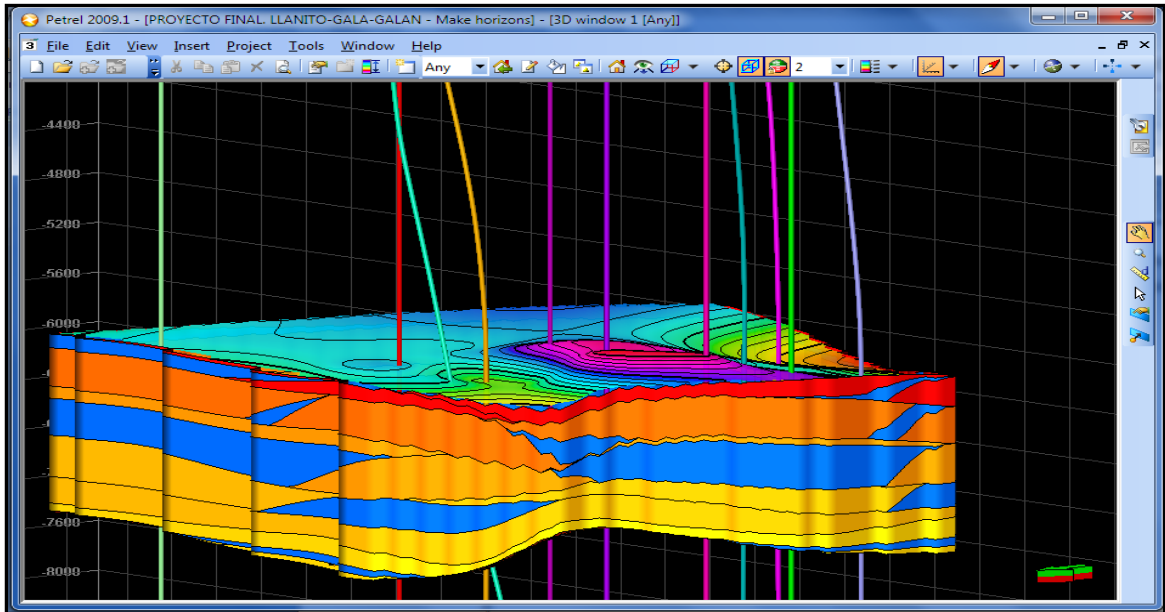
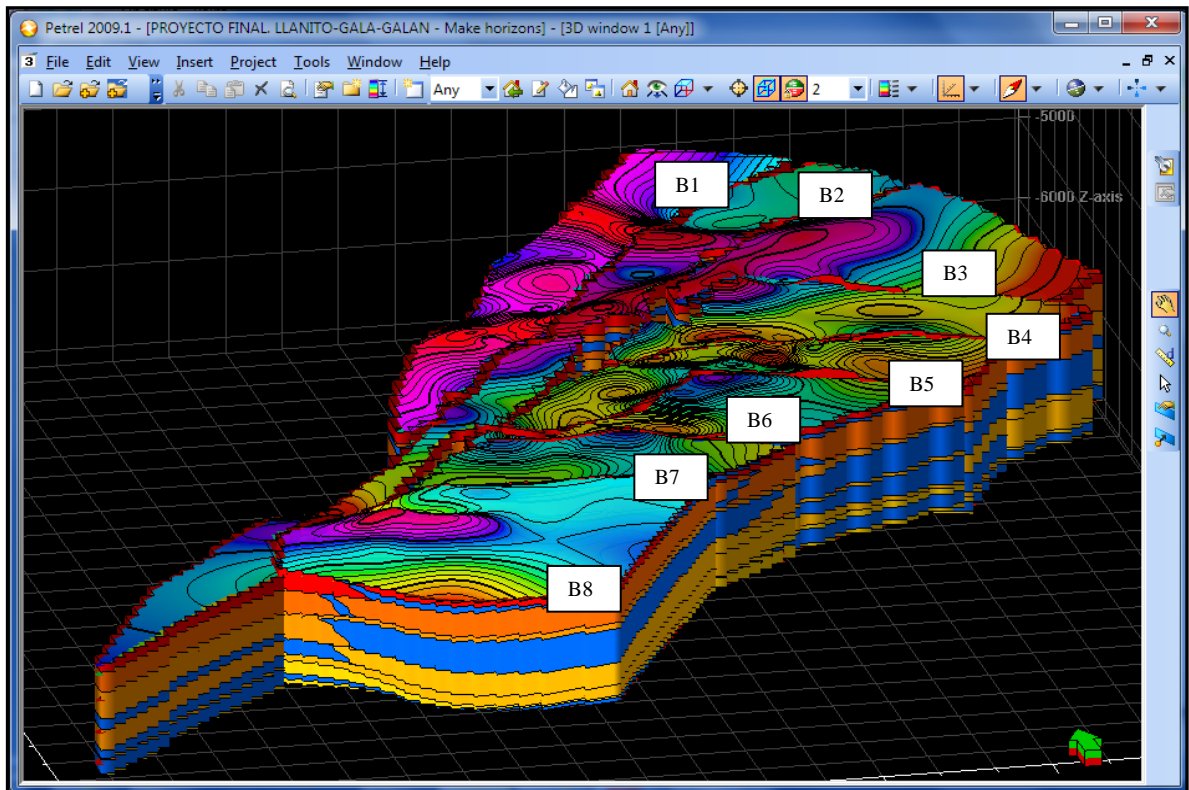


Ilustración 52 Modelo tridimensional de las zonas acuíferas campos Llanito, Gala.



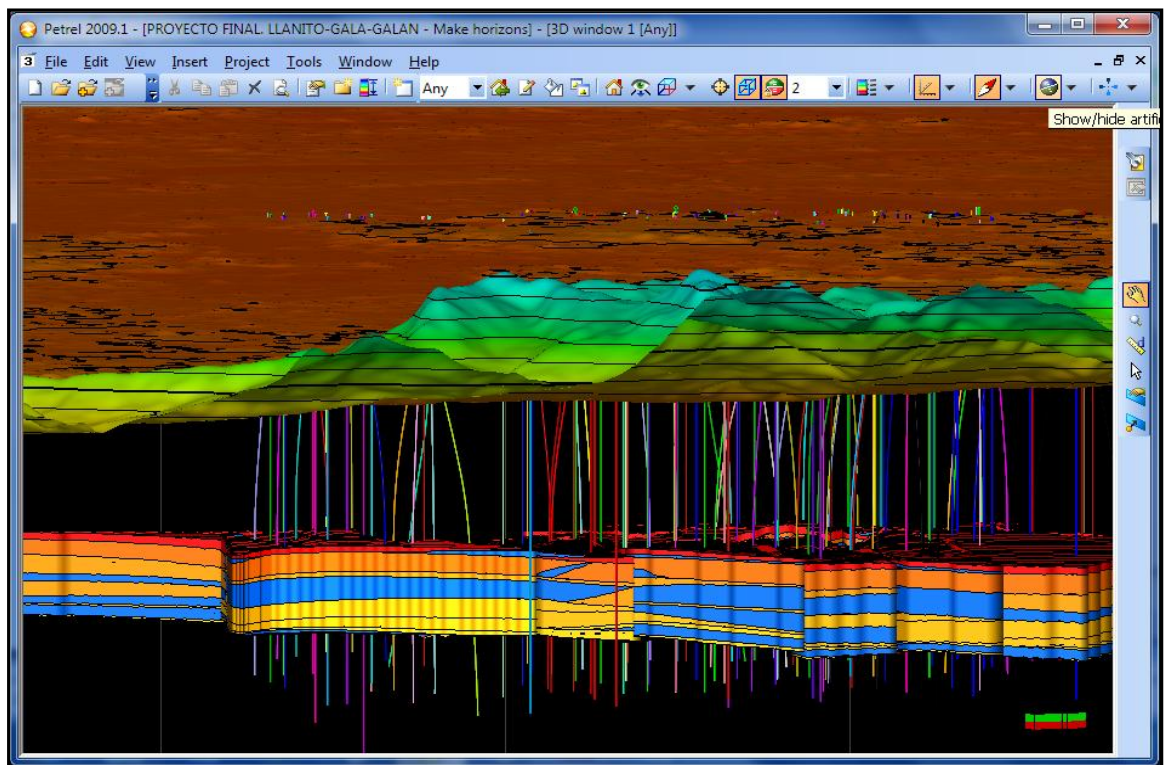
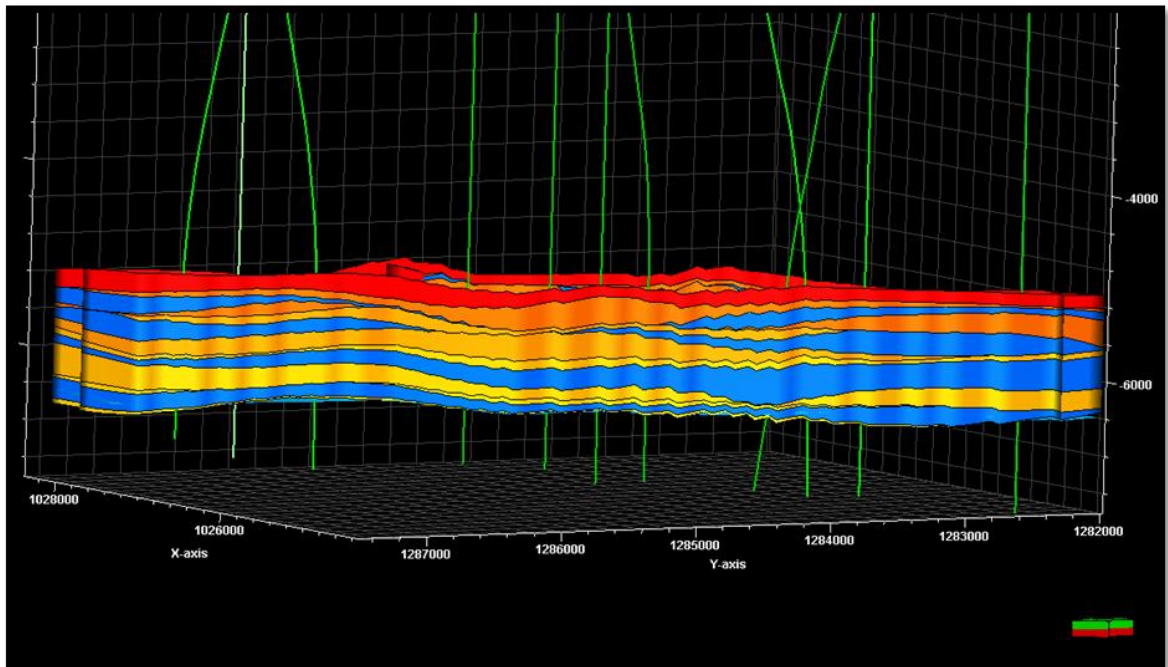
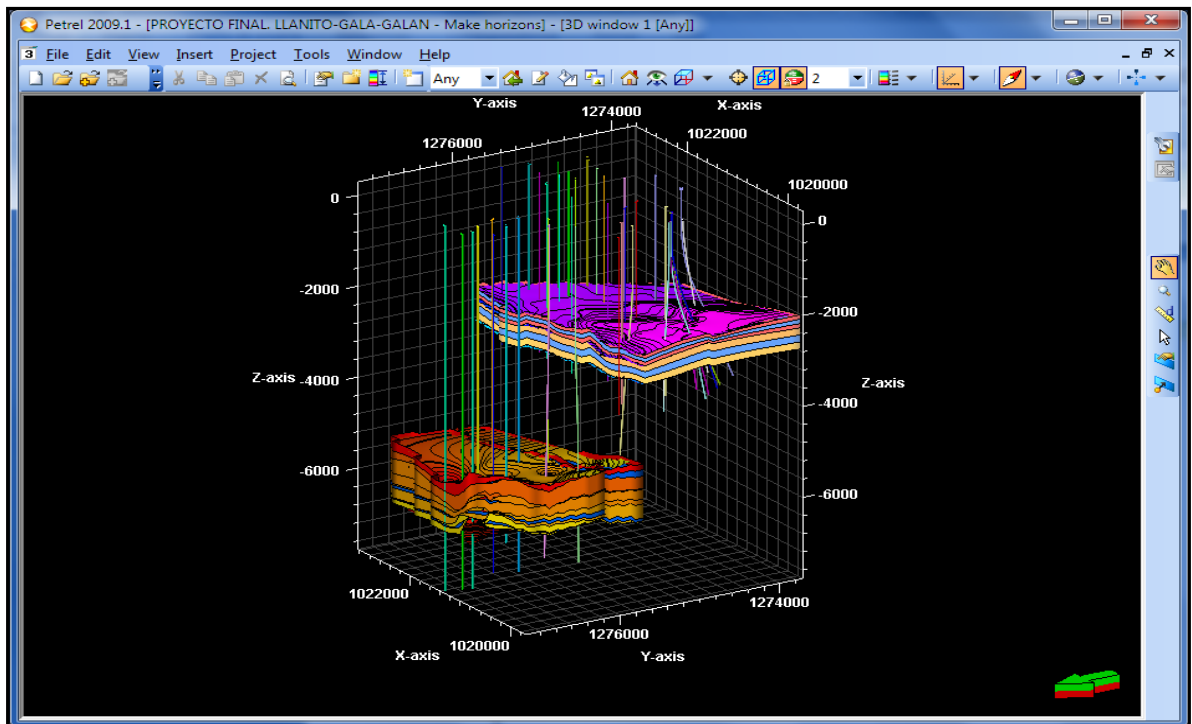
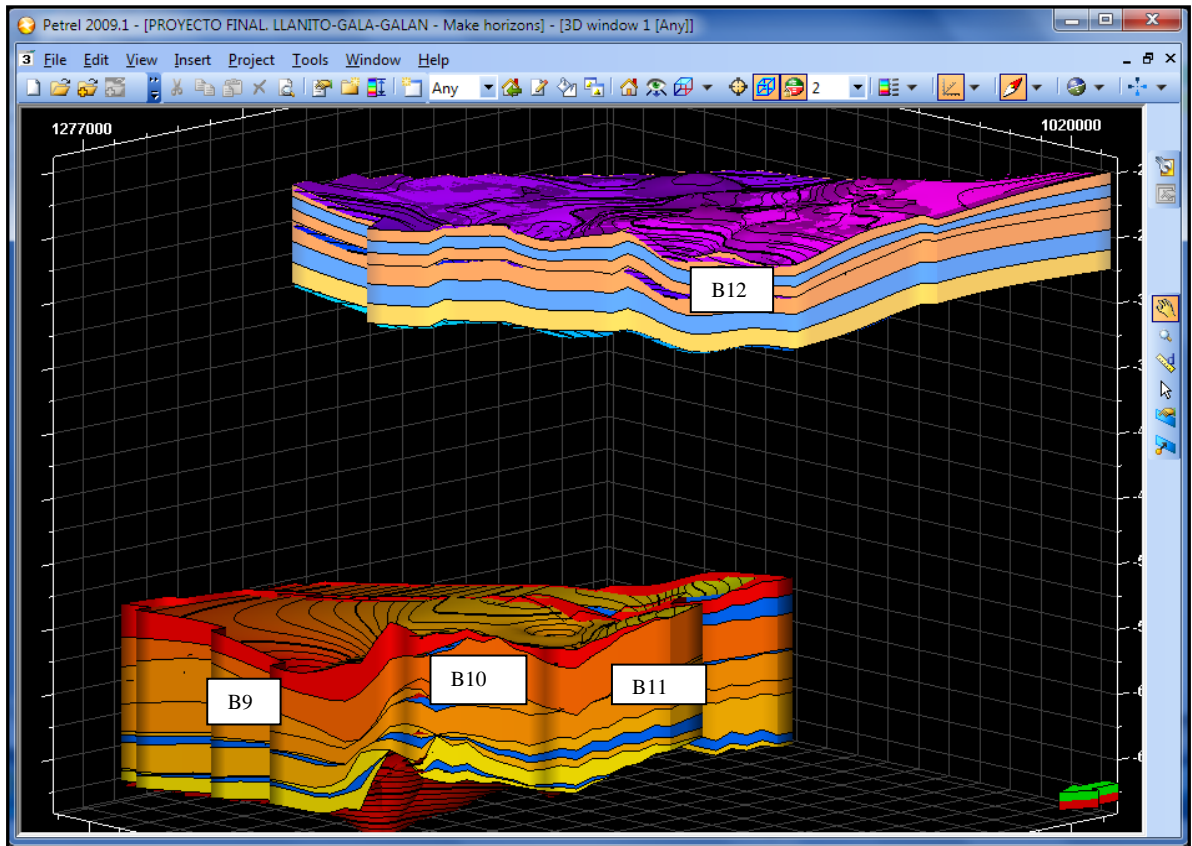


Ilustración 53 Modelo tridimensional de las zonas acuíferas campo Galán.



CONCLUSIONES

- Todo modelo está sujeto a una incertidumbre que depende del tipo y calidad de los datos para que el ingeniero de petróleos pueda darle un adecuado tratamiento y obtener resultados coherentes.
- Todo modelo está sujeto a un cambio constante, ningún modelo es perfecto y absoluto, varía en el tiempo, con las condiciones dinámicas, y con la adquisición de nuevos datos.
- Para el Bloque 11 y 12 que pertenece al campo Galán, es difícil establecer el grado de representatividad de los datos de cloruros y BSW debido a la falta de pruebas en estos bloques, muchos de los pozos se encuentran suspendidos y no registran información de fluido de formación.
- La producción acumulada del yacimiento en el campo Llanito está distribuida a través de los bloques, siendo los bloques 2 y 1, los que tienen mayor producción de aceite, al igual que de agua ya que la mayoría de sus pozos producen de la formación Mugrosa B3 y B4 donde el acuífero alcanza espesores entre los 120 fts y los 240 fts (36 -73 metros) respectivamente
- En los campos Llanito Gala, la formación Mugrosa, conformada por las unidades B y C, aporta con el 60% de la producción de hidrocarburos y con aproximadamente con el 65% de la producción total de agua. Particularmente la formación Mugrosa B se destaca porque su producción de agua es 25.487 MBI, 10.500 BI más que Mugrosa C que es de 10.546 MBI.
- El análisis de cloruros se apoya sobre la simulación Montecarlo (Crystal ball) que permite profundizar la estimación de ion cloruro, indicando detalladamente

un rango de valores ajustados a una distribución conocida con el fin de interpretar la medición propuesta rápida y eficazmente.

- La salinidad del agua de formación es heterogénea, las concentraciones van desde los 20000 ppm hasta los 45000 ppm de NaCl, aumentando de este a oeste, las altas concentraciones se encuentran tanto en el Noreste, centro, Oeste y Sur este de los tres campos. y a medida que se profundiza en la formación.
- Las variaciones de salinidad a lo largo de los tres campos nos indica que el acuífero no es homogéneo y que su variación de concentraciones puede deberse a:
 - Infiltración de agua fresca a la formación desde el este al oeste debido a la acción del río Magdalena.
 - Que el agua de formación se concentro en las áreas más profundas del yacimiento.
 - Que el acuífero está formado por diferentes aguas de formaciones, debido a su complejo ambiente de depositación.
- . Con la identificación de las zonas acuíferas, permitirá aumentar la caracterización del yacimiento y de esta manera evitar cañonear formaciones con alto potencial de agua.
- La identificación de las zonas acuíferas permite conocer pozos con características similares como salinidad, y que comparten La misma unidad de flujo.

RECOMENDACIONES.

- Es necesario comparar las correlaciones con otras de la formación Mugrosa al Norte del campo Llanito, al norte y sur del campo Casabe y en otros campos al Este del campo Llanito para obtener un modelo estratigráfico de la continuidad de las zonas acuíferas a lo largo del área.
- Los mapas de cloruros realizados en este proyecto fueron elaborados con datos de 2010 al 2011, es necesario a partir del año 2012 generar nuevos mapas de las zonas para monitorear la evolución de la salinidad y de BSW de las zonas acuíferas.
- Aprovechar al máximo la tecnología disponible como los programas Petrel®, ArcGis®, Crystal Ball®
- Los resultados del análisis y el entendimiento del comportamiento de flujo en el yacimiento mejorarán si se dispone de historiales de producción detallados que permitan determinar los mecanismos predominantes de excesiva producción de agua.
- Comparar las pruebas de interferencia elaboradas por ECOPETROL S.A, para conocer la conexión entre pozos y poder hacer un mejor análisis de la continuidad de los canales en las correlaciones.
- Realizar un modelo estructural para analizar la influencia del fallamiento en la variación de las concentraciones de salinidad y en la continuidad de las zonas acuíferas a lo largo del área.

BIBLIOGRAFIA

- Ahmed, Tarek. McKinney, Paul (2005). Advanced Reservoir Engineering. Oxford, UK. Gulf Professional Publishing.
- ANH, (2010) Atlas Geoquímico, cuencas colombianas.
- BATU, V. (1998) Aquifer Hydraulics. John Wiley & Sons, Inc, USA.
- Bailey Bill (2000). Control del agua. Houston Texas. Oilfield Review.
- BENDECK OLIVELA Jorge, (1992), Perfiles Eléctricos “Una Herramienta para la Evaluación de Formaciones”, ACGGP, Bogotá, Colombia.
- CALVETTY AMBONI, B. 2005. Prospección geoelectrica aplicada en hidrogeología. Maestría en Evaluación Ambiental de Sistemas Hidrológicos. UNLP. Inéd. La Plata.
- CASADIEGO, Efraín. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación Mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga. 2008.
- DIAZ Viera, M. A. Y Dr. CASAR GONZALEZ, R. (2004). “Geoestadística Aplicada a la Caracterización de Yacimientos. Instituto mexicano del petróleo. México.
- ECOPETROL. ICP. (2006) División de Exploración y Explotación. : Estudio petrofísico Complementario Campo Gala-Llanito Formación Mugrosa arenas B y C, Gerencia Centro Oriente Realizado por Francisco Zapata,

Carmen Cecilia Benavides, Gloria Cobaleda, Zarith Pachón, Mauricio González.

- ECOPETROL. ICP.(2000) División de Exploración y Producción. Laboratorio de Estratigrafía. : Estratigrafía del terciario del Valle Medio del Magdalena Por Laboratorio de Estratigrafía ICP.
- Escobar Freddy (2007). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia. Editorial Universidad Sur colombiana.
- Halliburton (2002). Water Management Control. Houston, Texas.
- HOWELL, B. F. 1962. Introducción a la Geofísica. Omega, Barcelona.
- Informe Llanito-Gala-Cardales., “Prognosis - Campaña de Perforación Llanito-Gala- Cardales” ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Diciembre 2008.
- Informe llanito-gala-cardales., “Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala” ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Octubre 2003.
- KELKAR, M., PÉREZ G, (2002). “Applied Geoestatics for Reservoir Characterization”. Society of Petroleum Engineers, Texas.
- Manual de PETREL® 2010, Schlumberger.
- Manual de Crystall Ball Oracle®.
- MILLER Irwin, FREUND John. Probabilidad y estadística para ingenieros, Biblioteca UIS.

- ORTIZ. A. ECOPETROL 2001 Caracterización Sedimentológica y Estratigráfica del campo Llanito, División de Exploración y Producción Litoteca Nacional Estratigráfica, ICP, piedecuesta.
- SCHLUMBERGER, Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications. Houston, Texas (1989).
- RAMON, J. C.; & CROSS T. A.; Correlation Strategies and Methods in Continental Strata, Middle Magdalena Basin, Colombia, Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines (No dates).
- RODRIGUEZ, G. (1993) Estudio Hidrogeológico del acuífero de Morroa. Ingeominas, Bogotá, Colombia.
- Romero, Francisco A. (2004). Monitoreo y análisis de la intrusión de Agua en la formación Hollín del campo Villano-Mayo 2004. Tesis no Publicada. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- RONALD E. WALPOL. Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias, 8 Edición, Biblioteca UIS.
- SANTACRUZ, Ricardo Y Otros; (2004), Actualización Del Modelo Geológico Del Campo Llanito – Gala, ECOPETROL.

ANEXOS

Anexo 1 Hojas de Excel correspondientes a valores de cloruros clasificados por subdivisión de la formación Mugrosa B y C. para los campos Llanito-Gala-Galán.

CLORUROS-POZOS BLOQUE 1-CAMPO LLANITO							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 93	OIL	23500	26500	28500	31500	35750	39250
LLANITO 108	OIL	24000					
LLANITO 115	OIL					32000	41500
LLANITO 116	OIL			28750	37000		40000
LLANITO 35	OIL	28500	29000	30000	32000	32500	36500
LLANITO 36	OIL		30500	37000			
LLANITO 41	OIL	25200	30000	32500	34500	35000	40000
LLANITO 69	OIL	29000	31500		32500	34500	37500
LLANITO 75	OIL	20500	26000	29500	30500	32000	32500
LLANITO 90	SUSPENDE		26500	28500	31000	35000	37000
LLANITO 94	OIL			28600		31500	
LLANITO 99	OIL	29000	31000	36000	37500		
LLANITO 114	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 128	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 19	SUSPENDE						
LLANITO 34	SUSPENDE						
LLANITO 55	SUSPENDE						
LLANITO 87	SUSPENDE						
LLANITO 92	ABANDONED						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 2-CAMPO LLANITO							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 25	OIL	20964		25406	37868		
LLANITO 110	SUSPENDE			23250	24000		36685
LLANITO 120	OIL		28250				
LLANITO 57	OIL	27500	30000	31500	32500	34000	35000
LLANITO 109	OIL	21500	24500	26500	28000		38250
LLANITO 84	OIL		28000	29500	30000	32000	33500
LLANITO 98	OIL			33500			
LLANITO 12	OIL	26500	29000	34000			36000
LLANITO 73	SUSPENDE	29000	32500				

CLORUROS-POZOS BLOQUE 2-CAMPO LLANITO							
LLANITO 28	SUSPENDED						
LLANITO 83	ABANDONED						
LLANITO 86	SUSPENDED						
LLANITO 71	ABANDONED						
LLANITO 76	SUSPENDED						
LLANITO 112	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 74	SUSPENDED						
LLANITO 2	ABANDONED						
LLANITO 82	SUSPENDED						
LLANITO 15	ABANDONED						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 3-CAMPO LLANITO							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO-23	OIL	29000					38500
LLANITO-101	OIL	27000	29000		32500		36500
LLANITO-31	OIL	26500	27500	29500		33500	
LLANITO-10	OIL	25000		28500	30500	32500	
LLANITO-113	OIL			27000			33500
LLANITO-122	OIL		33500				
LLANITO-78	SUSPENDED	27500	31000				
LLANITO-123	OIL				30500		35000
LLANITO-3	SUSPENDED						
LLANITO-17	SUSPENDED						
LLANITO-33	SUSPENDED						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 4-CAMPO LLANITO							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO-95	OIL	22000			29500	34500	
LLANITO-127	OIL				34250		37250
LLANITO-118	OIL		28000	29200	36700		
LLANITO-134	OIL			34000			38062
LLANITO-111	OIL	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO
LLANITO-60	SUSPENDED						
LLANITO-129	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO-131	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA

CLORUROS-POZOS BLOQUE 5-CAMPO LLANITO							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 11	OIL	23500	29500		32000	33000	34000

CLORUROS-POZOS BLOQUE 5-CAMPO LLANITO							
LLANITO 20	OIL	22000	25000	28000	32000	33500	35000
LLANITO 80	OIL	26000	28000	29000	31000	33500	34000
LLANITO 81	OIL	26500					35000
LLANITO 9	OIL	26500	29000	31500	32000	32500	34000
LLANITO 96	SUSPENDE	27500	28500	29000		31500	33500
LLANITO-130	OIL	25500					36000
LLANITO 29	SUSPENDE						
LLANITO 30	SUSPENDE						
LLANITO 37	SUSPENDE						
LLANITO 107	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 133	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 44	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 45	OIL						
LLANITO 72	SUSPENDE						
LLANITO 79	SUSPENDE						
LLANITO-77	SUSPENDE						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 6-CAMPO LLANITO							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 102	OIL	22500	24000	27000	28500	32500	35850
LLANITO 103	OIL	25000	27000		29500	35000	39000
LLANITO 106	OIL	21500	22500	28500	29500		36500
LLANITO 18	OIL	20000	22000	26000	29000	33250	39250
LLANITO 21	OIL				29000	35000	38500
LLANITO 97	OIL					36500	41000
LLANITO 125	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 126ST	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
LLANITO 13	ABANDONED						
LLANITO 27	SUSPENDE						
LLANITO 38	SUSPENDE						
LLANITO 85	SUSPENDE						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 7-CAMPO LLANITO							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 104	OIL	23750	24000	28500	32000	34500	38500
LLANITO 105	OIL	21500	24000	26000	29800	35000	39000
LLANITO 121	OIL				31000		

CLORUROS-POZOS BLOQUE 7-CAMPO LLANITO							
LLANITO 124	OIL					31000	
LLANITO 91	OIL			27500	28000	31750	
LLANITO 22	SUSPENDE						
LLANITO 32	SUSPENDE						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 8-CAMPO GALA							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALA-11	OIL	24500		29500	33000		35500
GALA 12	OIL		29500	30500	31200	32000	
GALA-16	OIL		25750		28500	29300	
GALA-2	OIL			27500	30000	31500	
GALA-3	OIL		28000	29500			
GALA 30	OIL	23500			32250	34500	
GALA-5	OIL			24000	26625		32500
GALA-6	OIL				30500	34500	39350
GALA-7	OIL			26000	31500	32000	34000
GALA-8	OIL	22000	29500	30500	33000		38000
GALA-13	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALA-14	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALA 15	SUSPENDE						
GALA 17	OIL	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO	AGUA DE TRABAJO
GALA-1E	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALA-1X	SUSPENDE						
GALA 27	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALA 33	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALA-4	SUSPENDE						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 9-CAMPO GALAN							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-80	OIL	25500	27500		33000	36000	
GALAN-121	SUSPENDE		30700	31500	29500		
GALAN-122	OIL		34000	35000		37000	
GALAN-123	OIL	28000			32500		34500
GALAN-82	SUSPENDE						
GALAN-133	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA

CLORUROS-POZOS BLOQUE 10-CAMPO GALAN							
POZO	STATUS	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-71	OIL	22500	27500	29500	33000	35000	
GALAN-74	OIL	23500	25500	26000			
GALAN-75	OIL		26000		30500		
GALAN-77	OIL		26500				
GALAN-79	OIL	26500	28000		30000		
GALAN-83	SUSPENDE	25500					
GALAN-85	OIL	25000	26500	28500	29000		
GALAN-130ST	OIL		28000				
GALAN-76	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALAN-78	SUSPENDE						
GALAN-84	SUSPENDE						
GALAN-86	SUSPENDE						
GALAN-124	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALAN-5	ABANDONED						
GALAN-69	SUSPENDE						
GALAN-70	SUSPENDE						
GALAN-135	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALAN-1J	INJECTOR - DR	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALAN-2J	INJECTOR - DR	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA

CLORUROS-POZOS BLOQUE 11-CAMPO GALAN								
POZO	STATUS	COLORADO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-4	SUSPENDE							
GALAN-37	ABANDONED							
GALAN-59	SUSPENDE							
GALAN-63	ABANDONED							
GALAN-64	SUSPENDE							
GALAN-68	OIL	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALAN-139ST	OIL		NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALAN-2	ABANDONED							
GALAN-134	OIL			27000				
GALAN-21	OIL	21500	23500					

CLORUROS-POZOS BLOQUE 12-CAMPO GALAN								
POZO	STATUS	COLORADO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-95	SUSPENDE	27000						
GALAN-12	SUSPENDE	33000						
GALAN-140	OIL	21000						

CLORUROS-POZOS BLOQUE 12-CAMPO GALAN								
GALAN-32	OIL	26000						
GALAN-36	OIL	23500						
GALAN-43	OIL	22000						
GALAN-67	OIL	24000						
GALAN-1	OIL	22000						
GALAN-10	OIL	21000						
GALAN-29	OIL	23000						
GALAN-33	OIL	22500						
GALAN-35	OIL	21500						
GALAN-49	OIL	23000						
GALAN-6	SUSPENDED							
GALAN-7	ABANDONED							
GALAN-8	ABANDONED							
GALAN-9	SUSPENDED							
GALAN-44	SUSPENDED							
GALAN-45	SUSPENDED							
GALAN-46	SUSPENDED							
GALAN-51	ABANDONED							
GALAN-55	SUSPENDED							
GALAN-58	SUSPENDED							
GALAN-62	SUSPENDED							
GALAN-65	SUSPENDED							
GALAN-66	SUSPENDED							
GALAN-90	SUSPENDED	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA	NO REGISTRA
GALAN-91	ABANDONED							
GALAN-92	SUSPENDED							
GALAN-93	SUSPENDED							
GALAN-96	SUSPENDED							
GALAN-97	SUSPENDED							
GALAN-98	SUSPENDED							
GALAN-99	ABANDONED							
GALAN-101	ABANDONED							

Anexo 2 Producción Acumulada de aceite y agua para cada bloque del campo Llanito.

	PRODUCCIÓN ACUMULADA (MBbl)	
	Petroleó	Agua
Bloque 1	5,701	6,082
Bloque 2	8,917	8,928
Bloque 3	2,352	2,973
Bloque 4	3,842	3,449
Bloque 5	5,049	8,087
Bloque 6	5,120	4,295
Bloque 7	0,944	3,152
TOTAL	31,924	36,965

Fuente. Tesis, problemas de producción del campo Llanito.

Anexo 3 Comportamiento del BSW, campo Llanito, Gala, Galán

BSW-POZOS BLOQUE 1-CAMPO LLANITO						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 93	87,9	93,33	76,89	95,65	84,9	82,86
LLANITO 108	93,7					
LLANITO 115					69,36	24
LLANITO 116			90,83	26		56
LLANITO 35	91,8	93,33	95,14	92,22	89,5	91,6
LLANITO 36		89,51	49,96			
LLANITO 41		98,33	100	99,34	96,55	82,24
LLANITO 69	100	100		96,05	91,25	22,51
LLANITO 75	13,42	87,36	87,24	88,52	91,69	53,25
LLANITO 90		89,9	65,82	94,74	91,6	98,54
LLANITO 94			98,5		52,54	
LLANITO 99	98	98,04	98	96		

BSW-POZOS BLOQUE 2-CAMPO LLANITO						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 25	67,31		88,47	23		
LLANITO 110			88,52	76,48		66,58
LLANITO 120		69,9				
LLANITO 57	91,98	41,86	82,4	77,83	86,23	5,92
LLANITO 109	43,3	59,7	64,7	39,9		44
LLANITO 84		77,69	74,7	58,2	74	92,19
LLANITO 98			95,1			
LLANITO 12	99	96	98			98
LLANITO 73	99,47	95,6				

BSW-POZOS BLOQUE 3-CAMPO LLANITO						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO-23	77,15					21,56
LLANITO-101	98,75	99,35		98		70
LLANITO-31	99,47	97,4	96,92		98	
LLANITO-10	87,39		92,26	87,5	96,22	
LLANITO-113			97			36
LLANITO-122		54				
LLANITO-78	97	99				
LLANITO-123				48		26,8

BSW-POZOS BLOQUE 4-CAMPO LLANITO						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO-95	80,5			59,31	84,88	
LLANITO-127				65		71,26
LLANITO-118		95	68,49	31,75		
LLANITO-134			40			98

BSW-POZOS BLOQUE 5-CAMPO LLANITO						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 11	94,57	86,7		97	55,5	88,7
LLANITO 20	93	93,77	99	98,4	95,9	89,21
LLANITO 80	92	96	98,9	95,33	92	81
LLANITO 81	52					65
LLANITO 9	90	81,33	94	91,63	87,7	75
LLANITO 96	98	99	98		99	98
LLANITO-130	23					20

BSW-POZOS BLOQUE 6-CAMPO LLANITO						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 102	85,28	86,8	84,47	84	88	87
LLANITO 103	79,28	89,33		87	88	68
LLANITO 106	97	92	99	91		95
LLANITO 18	67	60,73	96	83,32	73	70
LLANITO 21				86,4	88	88,32
LLANITO 97					96	96

BSW-POZOS BLOQUE 7-CAMPO LLANITO						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
LLANITO 104	90	84,88	81,22	88	79	83
LLANITO 105	74,28	79	81,7	79,8	87	82
LLANITO 121				21,7		
LLANITO 124					28,9	
LLANITO 91			43,3	45	48	

BSW-POZOS BLOQUE 8-CAMPO GALA						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALA-11	67,76		73,83	69		59,21
GALA 12		97	78	93	92	
GALA-16		23,16		19		
GALA-2			82,6	82,98	83,38	
GALA-3		93	11,4			
GALA 30	84			84	90	
GALA-5			64	67		93
GALA-6				36	29	44
GALA-7			75,42	70,6	87	65
GALA-8	62,1	72,4	74,4	42		73

BSW-POZOS BLOQUE 9-CAMPO GALAN						
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-80	89,89	66		79,8	87,89	
GALAN-121		97	99	99		
GALAN-122		41	59		71	82
GALAN-123	56			40		50

	BSW-POZOS BLOQUE 10-CAMPO GALAN					
POZO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-71	77	85	84	99	64	
GALAN-74	48	48	50			
GALAN-75		83		77		
GALAN-77						
GALAN-79	70	85		75	60	
GALAN-83	67,7					
GALAN-85	66	56,5	65	57		
GALAN-130ST		36				

	BSW-POZOS BLOQUE 11-CAMPO GALAN						
POZO	COLORADO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-134	48	25	32				
GALAN-21	13	10	17				

	BSW-POZOS BLOQUE 12-CAMPO GALAN						
POZO	COLORADO	MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2
GALAN-95	76						
GALAN-12	83						
GALAN-140	96						
GALAN-32	99						