



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO PARA INYECTAR
AGUA DE FORMACIÓN EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL
CAMPO DRAGO NORTE**

AUTOR

**ING. MIGUEL ANGEL OROZCO ESPINOZA
ING. FAUSTO ALEXIS VILLAMAR COVENA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEO**

TUTOR

Ing. Erazo Bone Romel, MSc.

Santa Elena, Ecuador

Año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO PARA INYECTAR AGUA DE FORMACIÓN EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO DRAGO NORTE fue realizado en su totalidad por ING. MIGUEL ANGEL OROZCO ESPINOZA, ING. FAUSTO AELXIS VILLAMAR COVENA, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleo.

TUTOR

Ing. Romel Erazo Bone, MSc.

Santa Elena, a los 27 días del mes de enero del año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, ING. MIGUEL ANGEL OROZCO ESPINOZA

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, (ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO PARA INYECTAR AGUA DE FORMACIÓN EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO DRAGO NORTE) previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 27 días del mes de enero del año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, ING. FAUSTO ALEXIS VILLAMAR COVENA

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, (ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO PARA INYECTAR AGUA DE FORMACIÓN EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO DRAGO NORTE) previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 27 días del mes de enero del año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, ING. MIGUEL ANGEL OROZCO ESPINOZA

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, (ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO PARA INYECTAR AGUA DE FORMACIÓN EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO DRAGO NORTE) cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 27 días del mes de enero del año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, ING. FAUSTO ALEXIS VILLAMAR COVENA

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, (ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO PARA INYECTAR AGUA DE FORMACIÓN EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO DRAGO NORTE) cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 27 días del mes de enero del año 2022

EL AUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA EELNA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado ((ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO PARA INYECTAR AGUA DE FORMACIÓN EN LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO DRAGO NORTE)), presentado por el estudiante, ING. MIGUEL ANGEL OROZCO ESPINOZA, ING. FAUSTO AELXIS VILLAMAR COVENA fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

URKUND

Document	OROZ-VIL.docx (D125664486)
Submitted	2022-01-20 18:50 (-05:00)
Submitted by	Romel Erazo (raerazo@upse.edu.ec)
Receiver	raerazo.upse@analysis.urkund.com

3% of this approx. 88 pages long document consists of text present in 16 sources.

TUTOR

ING. ROMEL ERAZO BONE, MSC.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por la bendición que nos da día a día, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad.

Agradezco a mi mamá, la Señora Nidia Estela Espinoza V, por ser una mujer que me ha dado el ejemplo de vida.

Agradezco de mi esposa, QM-QF Nataly Paola Cervantes F, en el camino encuentras a personas que iluminan tu vida, dan el apoyo para alcanzar las metas, te dan consejos, su amor y la paciencia, gracias a ella tengo la paz y tranquilidad de poder ser mejor cada día.

Agradezco a mis suegros, Ing. Hernán Cervantes y Betty Figueroa por ayudar en el cuidado de mis Hijos durante el tiempo que no puede estar con ellos

Agradezco al Ing Fausto Villamar, por su valioso apoyo para concluir con éxito este proyecto.

Agradezco a los destacados Profesores de la Maestría en Petróleos de la UPSE, en especial al Ing. Romel Erazo, quien nos orientó en el desarrollo del Proyecto de Titulación.

Agradezco al Ing. Ricardo Gallegos por su ayuda durante estos años con su sabiduría nos supo orientar.

Ing. Miguel Ángel Orozco Espinoza

DEDICATORIA

El presente trabajo investigativo, se lo dedico principalmente a Dios, por ser el inspirador para continuar en esta etapa de vida.

A mi Papá, Ing. Miguel Orozco Solano (+) aunque no estés con nosotros, nos has acompañado día a día en las decisiones que tomamos, nos guías desde el cielo para creer que algún día estaremos juntos.

A mi mamá, por su amor incondicional, gracias a su esfuerzo he logrado avanzar en la vida.

A mi esposa QM-QF Nataly Paola Cervantes F quien gracias a su paciencia, sacrificio y amor he logrado este objetivo. “El amor es sufrido, es benigno; el amor no tiene envidia, el amor no es jactancioso, no se envanece (1 Corintios 13:4)

A mis Hijos, Miguel Emiliano Orozco C y Nataly Sofia Orozco C, a quienes por su amor, ternura, pureza doy día a día mi mayor esfuerzo para ser un mejor padre y esposo.

Ing. Miguel Angel Orozco Espinoza.

AGRADECIMIENTO

Dios era la primera palabra en este trabajo investigativo por la fortaleza y bendiciones a diario, gracias por estar en todos los momentos.

Agradezco a mi mamá, la Señora Nieve Marivel Coveña Coveña, una mujer luchadora que con sacrificio amor y trabajado ha conseguido la superación y profesionalismo de sus hijos.

Agradezco a mi esposa, YESENIA VANESSA RIVEROS RODRIGUEZ, soporte y apoyo para alcanzar las metas, que con paciencia y amor, esta día a día en el cuidado de nuestros Hijos durante el tiempo que no puedo estar con ellos

Agradezco al Ing Miguel Orozco, por su valioso apoyo para concluir con éxito este proyecto.

Agradezco a los destacados Profesores de la Maestría en Petróleos de la UPSE, en especial al Ing. Romel Erazo, quien nos orientó en el desarrollo del Proyecto de Titulación.

Agradezco al Ing. Ricardo Gallegos por su ayuda durante estos años con su sabiduría nos supo orientar.

Ing. Fausto Alexis Villamar Coveña

DEDICATORIA

El presente proyecto de titulación investigativo, se lo dedico principalmente a Dios, por ser el inspirador para continuar en esta etapa de vida.

A mi mamá, que me mostro con el ejemplo los sacrificios de vida que se deben de hacer para superarse, mujer que ha sido madre y padre, por usted hoy estoy aquí.

A mi esposa YESENIA VANESSA RIVEROS RODRIGUEZ a su paciencia, sacrificio y amor he logrado este objetivo.

A mis Hijos, ALEXEI AYDAN VILLAMAR RIVEROS, ALEXIA MAITE VILLAMAR RIVEROS, lo son todo, a quienes por su amor, ternura, pureza doy día a día mi mayor esfuerzo.

Ing. Fausto Alexis Villamar Coveña



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA EELNA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Ing. Rolando Calero Mendoza, Ph.D
DIRECTOR DEL INSTITUTO DE
POSTGRADO**

**Ing. Marjorie Coronel Suarez, Mgti
COORDINADORA DEL
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN
PETRÓLEO**

**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
DOCENTE
ESPECIALISTA**

**Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
TUTOR**

**Abg. Victor Coronel Ortiz, Mgtr.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**

TABLA DE CONTENIDO

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
AUTORIZACIÓN	V
AUTORIZACIÓN	VI
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	VII
AGRADECIMIENTO	VIII
DEDICATORIA	IX
AGRADECIMIENTO	X
DEDICATORIA	XI
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	XII
LISTA DE FIGURAS	XVI
LISTA DE TABLAS	XXII
RESUMEN	XXIV
ABSTRACT	XXV
NOMENCLATURAS	1
CAPÍTULO I	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	5
1.3 OBJETIVOS	6
1.4 JUSTIFICACIÓN	7
1.5 HIPÓTESIS Y VARIABLES	8
1.6 PATRON DE INYECCION DE CINCO POZOS	24
1.7 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO EN UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA	24
1.8 TEORÍA DEL DESPLAZAMIENTO DE FLUJO DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.	26
1.9 INYECCIÓN DE FLUIDOS	31
1.10 MANTENIMIENTO DE PRESIÓN	33
1.11 PRUEBAS DE ADMISISIBILIDAD.	35
1.12 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	35
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA	39
2.1 DISEÑO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	39
2.2 TIPOS DE INVESTIGACIÓN	39
2.3 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN	40

2.4 DESARROLLO DEL MODELO ESTATICO Y DINAMICO DEL CAMPO DRAGO SECCION NORTE.	42
2.5 MODELAMIENTO ESTRATIGRÁFICO-SEDIMENTOLÓGICO	42
2.6 MODELADO ESTRATIGRAFICO	43
2.7 DEFINICIÓN DE LITOFACIES	44
2.8 MODELO SEDIMENTOLOGICO	50
2.9 COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS REPRESENTATIVAS	52
2.10 MAPAS SEDIMENTOLÓGICOS	55
2.11 SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS	57
2.12 MAPAS DE ESPESORES DE ARENA NETA	61
2.13 MAPAS DE ESPESORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA	63
2.14 MODELO ESTRUCTURAL	64
2.15 BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD	69
2.16 INTERPRETACIÓN SÍSMICO - ESTRUCTURAL.	71
2.17 SUPERFICIES EN PROFUNDIDAD	74
2.18 MODELO PETROFÍSICO.	81
2.19 MODELAMIENTO PETROFÍSICO	90
2.20 PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA.	95
2.21 ANÁLISIS DE FLUIDOS.	97
2.22 MODELO GEOESTADÍSTICO.	99
2.23 CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA GEOESTADÍSTICA DEL CAMPO DRAGO	102
2.24 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE FACIES.	110
2.25 ANÁLISIS DE CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL DEL CAMPO DRAGO	111
2.26 CÁLCULO DE VARIOGRAMAS PARA EL CAMPO DRAGO	114
2.27 MODELAMIENTO DE FACIES	118
2.28 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS.	122
2.28 CÁLCULO DEL VOLUMEN POROSO PARA SEELCCIONAR LA MEJOR REALIZACIÓN	127
2.29 SEELCCIÓN DE LA MEJOR REALIZACIÓN DEL COMPLEJO DRAGO	127
2.30 CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).	130
2.31 MODELO DINÁMICO	134
2.32 ESTRUCTURACIÓN DEL MODELO DINÁMICO	136
2.33 PRESIONES ARENA UI – INTERPRETACIÓN	140
2.34 ANÁLISIS PVT	142
2.35 TIPOS DE PRUEBAS PVT	147
ANÁLISIS DE HISTORIA DE COMPELTACIONES Y DE PRODUCCIÓN	162
2.36 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE COMPELTACIONES.	163
2.37 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	165
2.38 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN POR ARENA	168

2.39 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN POR POZO	172
2.40 ANÁLISIS SCAL	174
2.41 RECUPERACIÓN MEJORADA-METODOS CONVENCIONAELS	188
2.42 MODELO DINÁMICO.	196
2.43 MALLA ESTÁTICA – MALLA DINÁMICA	197
2.44 INICIALIZACIÓN	199
2.45 AJUSTE DE LAS TASAS LÍQUIDAS	208
2.46 AJUSTE DE LAS PRESIONES	210
2.47 CONSTRUCCIÓN DE MODELOS DE YACIMIENTOS DEL CAMPO DRAGO.	213
2.48 AJUSTE DE LAS TASAS DEL PETRÓLEO Y DEL AGUA	219
2.49 REGIONES DE CONTACTO AGUA / PETRÓLEO – AJUSTE FINAL	232
2.50 IDENTIFICACIÓN DE FALLAS Y BARRERAS DE PERMEABILIDAD	234
2.51 POES DINÁMICO FINAL / FACTOR DE RECOBRO ACTUAL (FR)	237
2.52 SIMULACIÓN DE LA IRRUPCIÓN DE AGUA.	242
2.53 EVALUACION ECONOMICA	246
CAPÍTULO 3	251
3.1 ANALISIS DE RESULTADOS	251
3.2 MODELAMIENTO ESTRUCTURAL	252
3.3 MODELAMIENTO PETROFISICO (ANALISIS)	260
3.4 PROYECCIONES DE LA SIMULACIÓN	261
3.5 INFORME FINAL. MODELO DINÁMICO.	273
CONCLUSIONES	303
RECOMENDACIONES	307
BIBLIOGRAFÍA	309
ANEXOS	312
ANEXO 1	312
ANEXO 2	315

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Criterio de aplicabilidad de inyección de agua	20
Fig. 2 Factor de recobro en función del tiempo.	22
Fig. 3 Arreglo de cinco pozos	24
Fig. 4 Desplazamiento lineal en un proceso de inyección de agua	27
Fig. 5 Diferencial de desplazamiento en un volumen de control	29
Fig. 6 Gráfica del flujo fraccional	29
Fig. 7 Presión de operación para flujo natural en reservorios de petróleo sobre presionado bajo mantenimiento de presión	35
Fig. 8 Caracterización de Reservorios Integradas en el Modelo Geológico	37
Fig. 9 Fases principales para la creación del modelo Geológico	38
Fig. 10 Flujo de trabajo de la Primera Fase	41
Fig. 11 Descripción de litofacies Complejo Drago Norte	43
Fig. 12 Facies Arenisca de grano medio masiva, pozo Drago 29D, 10381 pies	48
Fig. 13 Facies AFMCXCDR: Arenisca de grano fino a medio con estratificación cruzada planar, capas de lodo (mud drapes), pozo Drago-29D, 10101 pies	48
Fig. 14 Facies AFGBLD: Arenisca fina a gruesa, bioturbada con láminas subparaellas discontinuas de lodo, pozo Drago-29D, 10133 pies.	49
Fig. 15 Facies AFFLL. A) Areniscas de grano fino con estratificación tipo flaser, capas de lodo (drapping). Arenisca A, Pozo Drago-29D, 10379 pies.	50
Fig. 16 Electro formas básicas de patrones de depositación:agradación, retrogradación y progradación	51
Fig. 17 Columna estratigráfica y litofacies del Intervalo U Inferior, pozo Drago 22D	52
Fig. 18 Columna estratigráfica y litofacies del intervalo U Inferior, pozo Drago 29D	53
Fig. 19 Mapa Sedimentológico U inferior -0 del Campo Drago	56
Fig. 20 Mapa Sedimentológico U inferior -1 del Campo Drago	56
Fig. 21 Ubicación de las secciones estratigráficas del Campo Drago	57
Fig. 22 Sección estratigráfica A-B que muestra la geometría del intrusivo en el Campo Drago	59
Fig. 23 Sección estratigráfica C-D, que muestra la geometría del intrusivo en el Campo Drago	59
Fig. 24 Sección estratigráfica E-F, que muestra la geometría del intrusivo en el Campo Drago y los diferentes cuerpos de arena	60
Fig. 25 Sección estratigráfica E-F, que muestra la geometría del instrusivo en el Campo Drago y los diferentes cuerpos de arena	60
Fig. 26 Mapa de espesor de arena neta Tipo A,B y Glauconítica (U inferior 0)	61
Fig. 27 Mapa de espesor de arena neta Tipo A,B y glauconítica (U inferior 1)	62
Fig. 28 Mapa de espesor de arena neta Tipo A, B; y Glauconítica (U Inferior 0)	63
Fig. 29 Mapa de espesor de arena Tipo A y B; y glauconítica (U inferior 1)	64
Fig. 30 Modulo Well Seismic Tie Petrel	67
Fig. 31 Variación de velocidad promedio para cada uno de los horizontes principales	69
Fig. 32 Mapa base con información de pozos	69
Fig. 33 Ejemplo de registro de Pozos y topes formacionales	70
Fig. 34 Cubrimiento de la Información Sísmica 3D	70
Fig. 35 Relación de los eventos sísmicos con la estratigrafía del campo DRAGO	71

Fig. 36 Lineamientos de las estructuras de la secuencia del Pre-Cretácico comparadas con las del yacimiento. Existe una correlación de lineamientos con sentido NE-SW; N-S y NW-SE, indicando la influencia de pequeñas reactivaciones de estas fallas del pre-Cretácico	72
Fig. 37 Mapa en profundidad de la Arena U Inferior mostrando los elementos estructurales principales	73
Fig. 38 Mapas en profundidad Tope y base Arena U Inferior	75
Fig. 39 Mapa en profundidad del Tope de la Arena U Inferior, mostrando los posibles contactos agua-petróleo	76
Fig. 40 Tasa de producción pozo DRTA-005 para el intervalo U Inferior, mostrando la gran cantidad de agua producida, indicando la cercanía al contacto	76
Fig. 41 Sección estructural W-E mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior	77
Fig. 42 Sección estructural N-S mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior	78
Fig. 43 Sección estructural W-E mostrando lo que podrían ser los contactos diferentes para las arenas superiores y basales de la unidad U Inferior	78
Fig. 44 Mapa al tope de U Inferior-0 mostrando lineamientos establecidos para definir los contactos en cada pozo	79
Fig. 45 Mapa al tope de U Inferior-0 mostrando lineamientos establecidos para definir los contactos en cada pozo	80
Fig. 46 Diagrama de flujo generalizado del modelamiento petrofísico basado en litotipos	81
Fig. 47 Ejemplo de corrección del desfase entre profundidad del núcleo de corona y la profundidad de los registros	86
Fig. 48 Gráfico de calidad de roca yacimiento Permeabilidad de núcleo – porosidad de núcleo (CORE_Kh – CORE_PHIE)	88
Fig. 49 Izq. Intervalos guía a partir de la interpretación de núcleos de corona y respuesta de registros eléctricos. Der. Litotipos interpretados mediante técnicas de análisis computacional teniendo en cuenta intervalos de entrenamiento o guía. (Gráfico cruzado)	89
Fig. 50 Selección y definición de litotipos mediante técnicas de análisis computacional utilizando respuesta de registros eléctricos y facies interpretadas de núcleos de corona. Correlación de los pozos DRRC-025, DRRA-020 y DRTA-014	90
Fig. 51 Gráfico de correlación Core_PHIE-PHIE con un coeficiente de correlación $R^2=0.937$ pozo DRRC-029 y tabla de estadísticas generales de PHIE por tipo de roca	93
Fig. 52 Mapeo de ppm de NaCl en las unidades Uinf y Tinf teniendo en cuenta datos de pruebas iniciales. Tabla generalizada de los valores de RW calculados mediante métodos como el pickett, Sp y ppm de NaCl y el RW utilizado en el modelo de saturación de agua	96
Fig. 53 Gráfico de correlación Core_Kh-Kh con un coeficiente de correlación $R^2=0.911$ pozo DRRC-021 y tabla de estadísticas generales de Kh por tipo de roca	97
Fig. 54 Template del pozo DRG-002 donde se muestra la correlación de litotipos con UHF. Gráfico SML mostrando la caracterización de las tres principales unidades de flujo	99
Fig. 55 Curva de proporción vertical del campo Drago	100
Fig. 56 Variograma experimental (puntos) y teórico (líneas interlineadas)	101
Fig. 57 Polígono definido para el modelamiento geoestadístico y distribución de pozos para el Campo Drago	105
Fig. 58 Pozos del campo Drago con sus respectivos topes estratigráficos	106
Fig. 59 Horizonte al tope de U Superior para el Campo Drago	107
Fig. 60 Horizonte al tope de U Inferior para el Campo Drago	107
Fig. 61 Malla areal que muestra la ubicación de pozos en las celdas	108
Fig. 62 Dimensiones de la malla geoestadística para el campo Drago	109
Fig. 63 Dimensiones de la malla geoestadística para el campo Drago	110

Fig. 64 Histograma de las Unidades: U inferior, con el porcentaje de datos de litotipos presentes en registros (rojo) y escalados a la malla geoestadística (verde)	111
Fig. 65 Curva de Proporción Vertical del campo Drago con los porcentajes de Litotipo para cada PAD	112
Fig. 66 Curvas de Proporción Vertical para cada PAD del Campo Drago	113
Fig. 67 Curva de Proporción Vertical para cada región de la unidad U inferior del campo Drago	114
Fig. 68 Parámetros necesarios para el ajuste de variogramas	115
Fig. 69 Ajuste de variogramas en dirección vertical, Arena Tipo B, U Inferior, campo Drago.	116
Fig. 70 Ajuste de variogramas en dirección horizontal y vertical, varios litotipos, campo Drago	116
Fig. 71 Elipses de Anisotropía U Inferior – 0	117
Fig. 72 Elipses de Anisotropía U Inferior - 1	118
Fig. 73 Análisis estadístico y variográfico en las diferentes unidades operacionales del campo Drago	119
Fig. 74 Visualización de diferentes realizaciones del modelo de facies obtenidas en el campo Drago., U inferior	120
Fig. 75 Curvas de proporción vertical- Modelo de Pozos y Modelo Geoestadístico del Campo	121
Fig. 76 Metodología - Modelamiento Propiedades Petrofísicas-Campo Drago	123
Fig. 77 Comportamiento de Propiedades Petrofísicas para el Campo Drago Unidad U Superior	124
Fig. 78 Comportamiento de Propiedades Petrofísicas para la unidad U Inferior - Campo Drago	124
Fig. 79 Realización Geoestadística de Porosidad efectiva, Permeabilidad y de Facies del campo Drago	125
Fig. 80 Realización Geoestadística de Porosidad efectiva, Permeabilidad y Facies del campo Drago en la unidad U Inferior 1	126
Fig. 81 Realización Geoestadística Porosidad efectiva, Permeabilidad y de Facies en la unidad U inferior 1	126
Fig. 82 Función de distribución de Volumen Poroso elaborada para el Complejo Drago	127
Fig. 83 Ranqueo de realizaciones y tabla de realizaciones dentro del P(50) U inferior-1	129
Fig. 84 Mapas NTG U Inferior - 1. Amarillo: Realizaciones dentro del P50. Rojo: Mejor Realización	129
Fig. 85 Regiones U Superior, U Inferior - 0, U Inferior - 1	131
Fig. 86 Diagrama de flujo de modelamiento dinámico	135
Fig. 87 Concepto presiones & potenciales (presiones al DATUM) – Ely Darcy en su forma lineal)	137
Fig. 88 Presiones de yacimiento al DATUM de la arena UI - campo DRAGO	139
Fig. 89 Tendencia de las presiones de yacimiento y las tasas de producción líquida a condiciones de yacimiento indicando la ubicación de los pozos productores - arena UI	140
Fig. 90 Presiones de yacimiento al DATUM de la arena UI - campo DRAGO	141
Fig. 92 Ubicación de las muestras PVT con datos claves - arena UI –	150
Fig. 91 Ubicación de las muestras PVT con datos claves graficados - arena UI – campo DRAGO	150
Fig. 93 Definición de regiones PVT por arena para el modelo de simulación (US/UI) - campo DRAGO	153
Fig. 94 Factor volumétrico – Petróleo (Bo) – muestras PVT – Arena UI.	154
Fig. 95 Solubilidad Gas – Petróleo (Rs) – muestras PVT – Arena UI	154
Fig. 96 Viscosidad – Petróleo (μ_o) – todas las muestras PVT - excluyendo arena UI	155

Fig. 97 Factor volumétrico del gas en función de la presión – pruebas PVT (DL) - muestra DRTA-001_UI	156
Fig. 98 Viscosidad del gas calculada (“Ele-Gonzalez-Eakin”) de la muestra PVT	157
Fig. 99 Definición del gradiente geotérmico - campo DRAGO	162
Fig. 100 Tasa de producción de petróleo, agua y corte de agua en función del tiempo - campo DRAGO	166
Fig. 101 Tasas de producción de petróleo por arena - 03-11-2013 a 31-12-2020 - campo DRAGO	169
Fig. 102 Tasas de producción de agua por arena - 03-11-2013 a 31-12-2020 – campo DRAGO	170
Fig. 103 Contribución de las arenas a la producción acumulada de petróleo - campo DRAGO al 31-12-2020	171
Fig. 104 Contribución de las arenas a la producción acumulada de agua - campo DRAGO al 31-12-2020	171
Fig. 105 Ubicación de pozos perforados (al 01-09-2020) - mapa base - campo DRAGO	173
Fig. 106 Producción acumulada de Petróleo & Agua por pozo - campo DRAGO al 31/12/2020	174
Fig. 107 Permeabilidades relativas Petróleo – Agua – Ejemplo	176
Fig. 108 Esquema de asignación de las curvas de permeabilidad relativa a los bloques de la malla del modelo de simulación (EP-Scaling)	179
Fig. 109 Permeabilidades relativas Gas - Petróleo - Ejemplo	181
Fig. 110 Presión capilar agua - petróleo - ejemplo	186
Fig. 111 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada (RM)	189
Fig. 112 Mapa de espesores netos & netos petrolíferos arena UI-1	192
Fig. 113 Malla modelo dinámico / espaciamiento de los pozos – Modelo U - campo DRAGO.	198
Fig. 114 Esquema del proceso de inicialización - datos de entrada	200
Fig. 115 Proceso de inicialización - Definición de regiones - Resultados	200
Fig. 116 Regiones PVT – Modelo U - arena UI-0	201
Fig. 117 Regiones PVT – Modelo U - arena UI-1	201
Fig. 118 Regiones SCAL (preliminar) – al tope de la UI-1 - Modelo U - campo DRAGO	202
Fig. 119 Regiones de equilibrio (preliminar) – Arena UI-0	204
Fig. 120 Regiones de equilibrio (preliminar) – Arena UI-1	204
Fig. 121 Saturaciones de petróleo & agua (preliminar) – al tope de la arena UI-0	206
Fig. 122 Saturaciones de petróleo & agua (preliminar) – al tope de la arena UI-1	206
Fig. 123 Presiones iniciales anormales a consecuencia de efectos de interferencia con el vecino campo SHUSHUFINDI – corte (Oeste - Este) a la altura del pozo DRRRA-001 – Arena US, UI-0, UI-1	207
Fig. 124 Ajuste de las tasas líquidas del modelo (línea roja continua) a las históricas (puntos rojos) – Arenas US+UI-0+UI-1-campo DRAGO	209
Fig. 125 Regiones de presión (regiones FIP) definidas para las arenas UI-0, U-1 respectivamente UI-0	211
Fig. 126 Regiones de presión (regiones FIP) definidas para las arenas UI-0, U-1 respectivamente. UI-1	212
Fig. 127 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO ESTE	214
Fig. 128 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO NORTE - pad B / C	214
Fig. 129 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO NORTE - pad D	215

Fig. 130 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO NORTE - pad E	215
Fig. 131 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO	216
Fig. 132 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO ESTE	216
Fig. 133 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO NORTE - pad A / B / C	217
Fig. 134 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO NORTE - pad A	217
Fig. 135 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO NORTE - pad D	218
Fig. 136 Ajuste histórico final Modelo U/Presiones "Dragon-N_PAD-D_UI_10	218
Fig. 137 Esquema de ajuste de las tasas líquidas y las presiones (iterativo)	219
Fig. 138 Ajuste histórico Inicial- Modelo U	222
Fig. 139 Ajuste histórico Final- Modelo U.	223
Fig. 140 Ajuste histórico Inicial modelo U DRTA-001 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	226
Fig. 141 Ajuste histórico Final modelo U DRTA-001 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	226
Fig. 142 Ajuste histórico Inicial modelo U DRTA-001 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	227
Fig. 143 Ajuste histórico Inicial modelo U DRTA-005 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	227
Fig. 144 Ajuste histórico final, modelo U DRTA-005 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	228
Fig. 145 Ajuste histórico Inicial modelo U DRTA-036HR1 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	228
Fig. 146 Ajuste histórico final modelo U DRTA-036HR1 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	229
Fig. 147 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRD-028 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	229
Fig. 148 Ajuste histórico final modelo U DRRD-028 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	230
Fig. 149 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRB-031 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	230
Fig. 150 Ajuste histórico final, modelo U DRRB- 031 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	231

Fig. 151 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRC 021 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	231
Fig. 152 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRC -021 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)	232
Fig. 153 Regiones de contacto agua petróleo (con profundidades del CAP) saturaciones iniciales de petróleo (amarillo) y agua (azul) – Tope Arena U	232
Fig. 154 Regiones de contacto agua saturaciones iniciales de petróleo (amarillo) y agua (azul)	233
Fig. 155 Regiones de contacto agua petróleo (con profundidades del CAP) saturaciones iniciales de petróleo (amarillo) y agua (azul)	233
Fig. 156 Punto de derrame - incertidumbre del modelo estructural	234
Fig. 157 Barrera estratigráfica & punto de derrame (preliminares) modelados mediante diferentes zonas de contacto - al tope de la arena UI-1 – campo DRAGO	236
Fig. 158 Regiones prospectivas (POES probable) - UI-0 / UI-1 - campo DRAGO	239
Fig. 159 Saturaciones Agua - petróleo - POES probado & probado + probable - casos pesimista, realista y optimista - Arena UI-1 - campo DRAGO	240
Fig. 160 Arreglo de inyección de 5 pozos normales.	242
Fig. 161 Simulación analítica utilizando el modelo de DYKSTRA-PARSONS K VAR	243
Fig. 162 Datos de entrada en el simulador	244
Fig. 163 Resultado de la simulación de inyección de agua.	245
Fig. 164 Histórico de precios de petróleo	246
Fig. 165 Mapas en profundidad Base U inferior	253
Fig. 166 Mapas en profundidad Tope Arena U Inferior y Tope U Superior	253
Fig. 167 Mapa en profundidad del Tope de la Arena U Inferior, mostrando los posibles contactos agua-petróleo.	254
Fig. 168 Tasa de producción pozo DRTA-005 para el intervalo U Inferior, mostrando la gran cantidad de agua producida, indicando la cercanía al contacto.	255
Fig. 169 Tasa de producción pozo DRRA-020 para el intervalo U inferior, mostrando la gran cantidad de agua producida, indicando la cercanía al contacto.	255
Fig. 170 Petrofísica de los pozos DRRC-025, DRRC-023 Y DRRC-013, mostrando cómo la arena basal de la unidad U Inferior, está completamente en agua, aún a profundidades menores que -8610	257
Fig. 171 Sección estructural W-E mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior	258
Fig. 172 Sección estructural N-S mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior	258
Fig. 173 Sección estructural W-E mostrando lo que podrían ser los contactos diferentes para las arenas superiores y basales de la unidad U Inferior	259
Fig. 174 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) – Tasas & acumulados petróleo – Arenas US + UI-0 + UI-1	262
Fig. 175 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) – Tasas petróleo & agua – Arenas UI-0 + UI-1	263
Fig. 176 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) – Tasas & acumulados petróleo– Arenas US + UI-0 + UI-1	266
Fig. 177 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) – Tasas petróleo & agua – Arenas US + UI-0 + UI-1	267
Fig. 178 Pozos nuevos pre-seleccionados & implementados (puntos negros) en la corrida final de simulación - campo DRAGO	270

Fig. 179 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP) Tasas & acumulados petróleo – Arena U (US, UI-0, UI-1) - campo DRAGO	272
Fig. 180 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP) – Tasas petróleo & agua – Arena U (US, UI-0, UI-1)	273
Fig. 181 Ubicación de los pozos inyectoros propuestos (trayectoria roja) para la arena UI-1 – campo DRAGO	274
Fig. 182 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP), CB + WO + NP + Inyección de Agua (INY) – Tasas petróleo & agua – Arena US + UI-0 + UI-1 - campo DRAGO	276
Fig. 183 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP), CB + WO + NP + Inyección de Agua (INY) – Tasas petróleo & acumulado de petróleo – Arena US + UI-0 + UI-1 - campo DRAGO	277
Fig. 184 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP), CB + WO + NP + Inyección de Agua (INY) – Tasas petróleo & acumulado de petróleo – Arena TS + TI-0 + TI-1 - campo DRAGO	277
Fig. 185 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + WO + NP + INY – Tasas líquidas & tasa de inyección – Arena US + UI-0 + UI-1 - campo DRAGO	278
Fig. 186 Región prospectiva (POES probable - caso optimista) con ubicaciones de pozos propuestos - tope arena UI-1 - campo DRAGO NORTE	281
Fig. 187 Región prospectiva (POES probable - caso optimista) con ubicaciones de pozos propuestos - tope arena UI-1 - campo DRAGO NORTE	282
Fig. 188 Región prospectiva (POES probable - caso pesimista) con ubicaciones de pozos propuestos - tope arena UI-1 - campo DRAGO NORTE	283
Fig. 189 Ajuste Historia & todas las proyecciones simuladas incluyendo escenarios que contemplan las regiones prospectivas – Tasas petróleo & agua- Arena U (UI-0, UI-1)	284
Fig. 190 Análisis de sensibilidad para el escenario de un precio del petróleo de 70 dólares	302

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Núcleos descritos en el Campo Drago Norte	44
Tabla 2. Características principales de las facies asociadas a ambientes costeros y plataforma externa identificados en este estudio	45
Tabla 3 Descripción de las litofacies descritas para el Campo Drago Norte	47
Tabla 4 Discretización de facies, pozo Drago 29D.	54
Tabla 5 Estandarización de mnemónicos de los registros eléctricos	83
Tabla 6 Selección y definición de litotipos	90
Tabla 7 Parámetros y estadísticas del modelo de arcillocidad por litotipo	92
Tabla 8 Grado de Correlación correlación Core_PHIE-PHIE con un coeficiente de correlación $R^2=0.937$.	93
Tabla 9 Coordenadas de los pozos nuevos del campo Drago	103
Tabla 10 Litotipos caracterizados para el campo Drago	110
Tabla 11 Proceso de selección de las mejores realizaciones para cada unidad	128
Tabla 12 Contactos finales por Región para la unidad U.	130
Tabla 13 POES preliminar calculado de la arena U	132
Tabla 14 Resultados y promedios por unidad estratigráfica del modelo petrofísico	133
Tabla 15 Resumen de la información sobre pruebas de presión – arena UI	138
Tabla 16 Fases y (seudo) componentes – modelo “petróleo negro”	143
Tabla 17 Fases y (seudo) componentes – modelo “composicional”	144
Tabla 18 Ejemplo de número total de bloques de una malla	147
Tabla 19 Resumen de las pruebas PVT realizadas en los pozos del campo DRAGO	149
Tabla 20 Número total de muestras PVT por arena.	151
Tabla 21 Factor volumétrico del gas (Referencia: DRTA-001_UI) para el ingreso al simulador	157
Tabla 22 Viscosidad del gas (Referencia: DRRC-021 – arena UI) para el ingreso al simulador	158
Tabla 23 Indica los valores correspondientes a los coeficientes A_i y a_i	159
Tabla 24 Valores para los coeficientes A_i y a_i	159
Tabla 25 Temperaturas promedias del yacimiento por arena - campo DRAGO	161
Tabla 26 Temperatura de yacimiento por arena - campo DRAGO	162
Tabla 27 Nomenclatura utilizada en el resumen de trabajos realizados en los pozos del campo DRAGO	164
Tabla 28 Resumen de los diferentes trabajos (disponibles) realizados en el pozo DEL CAMPO Drago.	165
Tabla 29 POES del campo Drago	167
Tabla 30 Producción acumulada del petróleo y agua por arena y su contribución a la producción total del campo DRAGO	168
Tabla 31 Constantes típicas de tensión interfacial y ángulo de contacto	185
Tabla 32 Espesores netas promedios & permeabilidades horizontales absolutas promedias - arena UI & TI - campo DRAGO	193
Tabla 33 Viscosidad del Petróleo al punto de burbuja - arena UI & TI - por regiones - campo DRAGO	196
Tabla 34 Resumen de las características de la malla dinámica – Modelo U	197
Tabla 35 Presiones iniciales - DATUM - Inicialización - campo DRAGO	203
Tabla 36 POES probado & Factor Recuperado (31-12-2020) – Ajuste historia – campo	237

Tabla 37 POES oficial (PAM), POES Balance de Materiales & POES dinámico preliminar – campo DRAGO	237
Tabla 38 Contacto agua - petróleo por región prospectiva (POES probable) - Sensibilidades - campo DRAGO	238
Tabla 39 Resumen POES probado / probable por arena - Casos de sensibilidad con respecto al CAP en la región prospectiva	241
Tabla 40 Datos obtenidos de la simulación de inyección de agua	245
Tabla 41 Parámetros (cut-off) utilizados para el cálculo de intervalos netos saturados con hidrocarburo (net-pay)	260
Tabla 42 Resumen del POES, Recuperación de petróleo adicional & Factor Recuperado & Factor Recuperado & Factor de Recobro – CASO BASE (CB) - campo DRAGO	264
Tabla 43 Resumen del POES, Recuperación de petróleo adicional & Factor Recuperado & Factor de Recobro – CASO BASE (CB) + Work-over (WO) - campo DRAGO.	268
Tabla 44 Resumen de los pozos propuestos– Arenas U y T– Caso Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos pozos (NP) – campo DRAGO	271
Tabla 45 Resumen del POES, Recuperación de petróleo adicional & Factor Recuperado & Factor de Recobro – CASO BASE (CB) + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP) + Inyección de Agua en UI-1 - campo DRAGO	279
Tabla 46 Incremento de producción acumulada de petróleo - casos de simulación con diferentes POES probables (pesimista - columna roja. realista - columna azul- Optimista- columna verde)	286
Tabla 47 Datos de producción obtenidos de la simulación de inyección de agua en el pozo DRRD-040	287
Tabla 48 Insumos necesarios para la implementación del proyecto de inyección de agua.	288
Tabla 49 Flujo de caja considerando los años 2021-2022	290
Tabla 50 Flujo de caja considerando los años 2021-2022	291
Tabla 51 Flujo de caja considerando los años 2021-2022	292
Tabla 52 Flujo de caja del proyecto	293
Tabla 53 Simulación de escenario 1 considerando un precio del petróleo de \$40	293
Tabla 54 Simulación de escenario 1 considerando un precio del petróleo de \$40	294
Tabla 55 Simulación de escenario 1 considerando un precio del petróleo de \$40	295
Tabla 56 Flujo de caja del proyecto de inyección de agua escenario 1	295
Tabla 57 Simulación de escenario 2 considerando un precio del petróleo de \$55	296
Tabla 58 Simulación de escenario 2 considerando un precio del petróleo de \$55	297
Tabla 59 Simulación de escenario 2 considerando un precio del petróleo de \$55	298
Tabla 60 Flujo de caja del proyecto de inyección de agua escenario 2	298
Tabla 61 Simulación de escenario 3 considerando un precio del petróleo de \$70	299
Tabla 62 Simulación de escenario 3 considerando un precio del petróleo de \$70	300
Tabla 63 Simulación de escenario 3 considerando un precio del petróleo de \$70	301
Tabla 64 Flujo de caja del proyecto de inyección de agua escenario 3	301

RESUMEN

Mediante la implementación de un estudio integrado de simulación de yacimientos en la Arena U inferior del campo drago Norte para determinar el POES y la viabilidad para implementar la técnica de recuperación secundaria con la finalidad de determinar el incremento del factor de recobro del campo.

El objetivo planteado fue simular el comportamiento de la inyección de Agua de formación en el yacimiento U Inferior del Campo Drago Norte en la Cuenca Oriente mediante simulación numérica de yacimientos, para la determinación del comportamiento de la presión en la arena U inferior y la estimación del factor de recobro. Esta es una investigación con enfoque cuantitativo, no Experimental, de tipo Descriptiva con aporte correlacional. El escenario de inyección de agua en la arena UI-1 se presenta técnicamente muy favorable y recupera aproximadamente 8 MMBN de petróleo. El factor de recobro final de dicha estrategia es de 25.61%.

Palabras claves: Simulación, Inyección de agua, Factor de recobro

ABSTRACT

The implementation of an integrated reservoir simulation study in the bottom U sand of the Drago Norte oilfield to determine the POES and the feasibility of implementing the secondary recovery technique in order to determine the increase in the field's recovery factor.

The proposed objective was to simulate the behavior of the formation water injection in the bottom U reservoir of the Drago Norte oilfield in the Oriente Basin by means of numerical simulation of reservoirs, for the determination of the behavior of the pressure in the bottom U sand and the estimation of the recovery factor. The methodology applied was a quantitative approach, not Experimental, and descriptive type with a correlational contribution. The water injection scenario in the UI-1 sand is technically very favorable and recovers approximately 8 MMBN of oil. The final recovery factor of this strategy is 25.61%.

Keywords: Simulation, Water Injection, Recovery Factor

NOMENCLATURAS

NOMENCLATURA	SIGNIFICADO
Perf	Perforación
PI	Prueba Inicial
CI	Compeltación Inicial
IP	Inicio de producción (OFM)
Rea. 1	Reacondicionamiento 1
TST	Trabajo sin torre
PPF	Producción por flujo natural
PPG	Producción por gas lift
PPH	Producción por bombeo hidráulico
PPS	Producción por bombeo eelectro-sumergibel
CAL	Caliper
BIT	Tamaño de broca
DRHOB	corrección del registro densidad
RHOB	registro densidad
NPHI	registro neutrón
PEF	factor fotoeléctrico
DT	sónico
GR	Gamma ray
SP	Potencial espontaneo
SPC	Potencial espontaneo _ corrección línea base de arcillas
CAP	Contacto agua petróleo
LIA	Límite inferior de la arena
LIP	Límite inferior del petróleo
AI	Arena inundada por agua
NR	No reservorio
RM	Recuperacion Mejorada
FFC	Curva de flujo fraccional
EOR	Enhanced Oil Recovery
(IOR)	Improved Oil Recovery
PSTM	Pre Stack Time Migration
RQI	Índice de calidad de la roca
MMBLS	Millones de barriels

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El Campo petrolero Drago es un campo que ha venido produciendo desde el año 1972, en el cual se están desarrollando investigaciones para su mejor definición desde el punto de vista geológico y de ingeniería de yacimientos con la finalidad de optimizar su explotación.

La estructura Drago Norte, es el resultado de la interpretación de la sísmica 3D del área Shushufindi, definida como un anticlinal asimétrico con orientación aproximada N - S. El flanco oriental está limitado por una deflexión estructural que lo separa del campo Shushufindi. A la base caliza A la estructura tiene una longitud aproximada de 5.80 Km y un ancho de 4.25 Km. Su máximo cierre estructural es de 50 pies al Norte de la estructura.

El campo Drago Norte corresponde a uno de los campos con altos potenciales para inversión en proyectos de recuperación secundaria, por lo cual necesita de estudios básicos para determinar el modelo de inyección para recobro mejorado y con esto los volúmenes de agua a inyectar, el área y volumen invadido y el petróleo a recuperar. A partir de la construcción de estos estudios es necesario estimar las inversiones necesarias para implementar un piloto de inyección, en función de los planes estratégicos de la empresa operadora, en este caso Petroecuador Gerencia de Exploración y Producción.

Las reservas probadas del alto estructural denominado Drago Norte, para el reservorio Basal Tena, comprobadas con la perforación de los pozos Drago Norte 4D, N19D, N 38D, N39D y N44D, son de 5.42 MMBLS, de las cuales 1,084,468 bls, son reservas probadas desarrolladas y 4,340,102 bls de reservas probadas no desarrolladas.

Siendo una de las prioridades de Petroecuador EP. Incrementar la producción de petróleo, es necesario sustentar con estudios técnicos – económicos los campos nuevos, que cuentan con reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo, que no se encuentra produciendo por falta de infraestructura de desarrollo y de producción.

El presente Plan de Desarrollo para el reservorio U inferior, contiene el análisis geológico y de reservorios que permite determinar el volumen de reservas existentes, recuperables a partir de la aplicación de un adecuado plan de inyección de agua de formación.

La implementación de este proyecto en el campo D.N es de vital importancia, ya que un incremento en el recobro de petróleo, permite incrementar divisas a partir de la venta de estos commodities, las cuales servirán para el desarrollo económico para el país.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los métodos de recuperación secundaria de petróleo permiten recobrar volúmenes incrementales del hidrocarburo más allá de la energía natural del yacimiento. La inyección de agua de formación es quizás el método más común de recuperación secundaria, en el cual el agua inyectada en la formación se utiliza para desplazar el petróleo residual. El agua inyectada desde los pozos inyectores barre físicamente el petróleo hacia los pozos productores adyacentes (Kok, 2009). En la literatura científica se ha recopilado la siguiente información respecto a los métodos de recobro de petróleo a nivel mundial: yacimientos de baja permeabilidad (formación de roca compacta) o que contienen crudos pesados la recuperación final de petróleo mediante recuperación primaria y secundaria es del 5-10%; entre el 10–25% de petróleo en sitio se recupera mediante empuje por gas disuelto liberado; del 25–40% de petróleo en sitio se recupera mediante empuje hidráulico parcial, inyección de gas o segregación gravitacional; finalmente, entre 40-55% de petróleo en sitio es recuperado mediante empuje hidráulico (Vishnyakov, Suleimanov, Salmanov, & Zeynalov, 2019), (Abreu, Muñoz, Silva, & Loreto, 1985).

El Campo Drago, objeto de esta propuesta de investigación, está ubicado en el eje de la Cuenca Oriente, forma parte del corredor Sacha-Shushufindi, en superficie se localiza en la provincia de Sucumbíos a 240 Km. al este de la ciudad de Quito. Inicialmente se lo conoció como el prospecto Vista Sur, que fue definido por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) en el año 1972 mediante la interpretación de las líneas sísmicas 2D realizadas años antes. En 2006 Petroproducción, filial en ese entonces de Petroecuador, retoma el prospecto, mediante la interpretación de la sísmica 3D de Shushufindi y el asigna el nombre de campo Drago. Esta estructura fue descubierta con la perforación exitosa del pozo exploratorio Drago 1 en el año 2007 con una profundidad total de 10.430 pies, las pruebas de producción del reservorio U Inferior reportaron 879 barriles de petróleo por día (BPPD) con 1% de sedimentos básicos y agua (BSW) y 27,9 API. En la actualidad, paso de ser operado por Petroamazonas EP a EP Petroecuador Gerencia de Exploración y Producción, con un potencial aproximado de 6000 BPPD, de

los yacimientos Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Superior, U Inferior y Basal Tena y con un corte de agua estimado de 69% (Oelas, 2018).

Una posterior definición del Campo Drago, permite dividirlo en dos estructuras: Drago Norte y Drago Este, se trata de una estructura anticlinal asimétrica, con un eje de dirección aproximada Norte-Sur, está constituida de tres altos principales, Drago al suroeste, Drago Norte al norte y Drago Este al sureste de la gran estructura. Es producto de la reactivación de fallas pre-Cretácicas, y de movimientos transcurrentes, con la intrusión de cuerpos ígneos, que dieron origen a esta estructura (Gutiérrez, 2019).

Peláez (Peláez, 2009), realiza una investigación económica a partir de información obtenida de Petroproducción para la explotación de reservas descubiertas en el campo Drago. Estas reservas fueron estimadas en ese entonces en 3' 131.816 barriles de petróleo, que serían producidas con dos pozos y facilidades de producción mínimas.

Posteriormente Padilla y Robels (Padilla & Robles, 2010) realizan un estudio para la implementación del modelo de negocios de Petroproducción para la puesta en producción del campo Drago. En ella, remarcan que una actualización de los estudios geológicos y de yacimientos permiten encontrar y diferenciar dos estructuras, Drago-1 y Drago N-E, con un petróleo original en sitio (POES) cada una de 10'476.057 y 189'015.507 barriles de petróleo, respectivamente. Las reservas estimadas en ese mismo orden eran de 3' 142.817 y 56'704.652 barriles de petróleo.

Betancourt y Caicedo (Betancourt & Caicedo, 2012), realizaron un estudio para el diseño del plan de desarrollo del campo Drago, el cual analiza las alternativas económicas de diferentes tipos de alternativas de producción a implementarse en el campo en las dos estructuras a desarrollar.

En nuestro país, la recuperación secundaria se implementa a partir del año 1968 a través del proyecto ejecutado en el campo Sacha por el consorcio CEPE-Texaco. Se lo realizó en dos etapas, en la primera inyectando agua dulce y en la segunda una mezcla de agua de río con agua de formación. El resultado alcanzado fue el mantenimiento de la presión del yacimiento, pero sin éxito en la recuperación de petróleo. Hoy en día en el país ya se han ejecutado 28 proyectos de inyección de agua a escala comercial en distintos campos petrolíferos de la Cuenca Oriente. De estos, 12 han sido ejecutados por parte de Petroamazonas EP, específicamente en los campos: Coca Payamino, Edén Yuturi, Paka Sur, Pucuna, Shushufindi Aguarico, Drago, Atacapi, Pacayacu, Shushuqui, Secoya Oeste,

Sacha y Cuelbra, y 17 proyectos han sido ejecutados por parte de las Compañías Privadas en los campos: Alice, Dorine, Fanny 18 B, Mahogany, Sonia, Puma Oriente, Pindo, MDC, Huachito, Inchi, Singue, Eno, Tigüino, Nantu, Wanke, Hormiguero y Bermejo Norte (Gutiérrez, 2019).

El yacimiento U Inferior del campo Drago, bajo recuperación primaria, según datos de Petroamazonas EP, presenta presiones estáticas inferiores a 1.000 psi, siendo insuficientes para permitir que el petróleo fluya hacia la superficie. Considerando además que las presiones se encuentran bajo el punto de burbuja, lo que implica una mayor liberación de gas y por ende la pérdida de energía natural del yacimiento, junto a esto se tiene un factor de recobro primario menor al 10%, y como consecuencia mayores costos operativos en la implementación de sistemas de levantamiento artificial y una disminución de producción de petróleo en el campo (Vega, 2019). Esta misma autora, realizó un estudio geológico para establecer los pozos candidatos para inyectores de agua para recuperación secundaria en la Zona Norte del campo Drago, conocido actualmente como Drago Norte.

En este mismo campo petrolero se han realizado otros estudios a nivel teórico, por ejemplo, el presentado por Orrala (Orrala, 2019) para utilizar el método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (MSGAV) utilizando generadores eléctricos en un pozo profundo. Sin embargo, el problema radica en los altos costos de masificar estos métodos respecto a proyectos de recuperación secundaria.

Otros Villamar-Orozco han realizado estudios de recuperación secundaria mediante la inyección de agua en el yacimiento U inferior en otros campos en el Oriente ecuatoriano, como por ejemplo los casos reportados por Guaminga (Guaminga, 2019) para la ampliación de la inyección de agua en el campo MDC, Vaca (Vaca, 2020) para la implementación del piloto de inyección en el campo Shushufindi-Aguarico, Vega (Vega Morillo, 2020) en la evaluación del proyecto piloto de inyección en el campo Auca Sur del Bloque 61, entre otros.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El desarrollo de un prospecto de inyección de agua en la zona Norte del campo Drago podría determinar la factibilidad de recuperar mayores reservas de petróleo a las actuales como método de recuperación secundaria, lo cual se traduciría en mayores recursos para

la empresa y por ende para el país. Para lo cual es necesario estudiar los aspectos técnicos como los modelos de arreglos de pozos para la inyección, continuidad y características del yacimiento U inferior, cantidad de agua a inyectar en función del volumen poroso de la roca reservorio, tiempos de inyección hasta la ruptura, fuente y sistema de captación y tratamiento de agua, facilidades de superficie y equipamiento de subsuelo a necesitar y los recursos económicos a invertir. Todos estos factores se decantan en un solo factor global que se denomina factor de recobro incremental de petróleo, el cual debe ser comparado con los métodos convencionales en uso actualmente en la zona Norte del campo Drago para estimar la conveniencia o no de la implementación de este tipo de método de recuperación.

1.3 OBJETIVOS

El objetivo general para el cumplimiento del proyecto de investigación es el siguiente:

1.3.1 Objetivo General:

Simular el comportamiento de la inyección de Agua de formación en el yacimiento U Inferior del Campo Drago Norte en la Cuenca Oriente mediante simulación numérica de yacimientos, para la determinación del comportamiento de la presión en la arena U inferior y la estimación del factor de recobro.

1.3.2 Objetivos Específicos:

Los objetivos específicos para el cumplimiento del objetivo general son los siguientes:

- Recopilación de Información de Registros, núcleos, historiales de producción, datos necesarios para el estudio.
- Describir las características estáticas y dinámicas del yacimiento U inferior del campo Drago Zona Norte.
- Estudiar el comportamiento del yacimiento bajo inyección simulada respecto a la producción de fluidos en el proyecto piloto.
- Determinar los pozos candidatos para inyectar agua de formación en el reservorio U inf.
- Diseñar la mejor configuración de pozos inyectores de agua de formación.
- Estimar la inversión económica necesaria para la puesta en marcha del proyecto piloto de inyección.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Petroecuador Gerencia de exploración y producción es una empresa pública ecuatoriana dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos, administra 22 bloques, 19 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y tres en la zona del Litoral. Tiene autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión; creada al amparo de la Ely Orgánica de Empresas Públicas, mediante Decreto Ejecutivo No. 314 de 06 de abril de 2010, publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 17 del 14 de abril de 2010 (Petroamazonas EP, 2019), Mediante Decreto Ejecutivo No. 1221 de 07 de enero de 2021, se estableció que la Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR, asuma todos los derechos y obligaciones patronales frente al recurso humano de la Empresa Pública de Explotación y Exploración de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP, que pase a formar parte de su nómina en función de sus requerimientos estructurales y orgánicos.

Durante el 2019, la estatal petrolera ha registrado un ascenso permanente en su producción en el orden del 8%, en comparación a la producción de 414.249 barriles diarios registrada en enero de este año. La producción nacional de petróleo se ubica en los 559.143 barriles equivalentes de petróleo, de los cuales, el 80% corresponde a la producción de Petroamazonas EP (Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, 2019).

Petroamazonas EP, en su Plan Estratégico 2014-2017 incorporaba en sus objetivos estratégicos incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos de la empresa, para eso plantea como estrategia implementar proyectos piloto de recuperación secundaria y luego ejecutar la masificación de los mismos. Como meta se propuso implementar al menos 15 proyectos de recuperación secundaria (inyección de agua) ejecutados directamente por Petroamazonas EP durante el período e incorporar 40 millones de barriles de petróleo de reserva. Con contratos de servicios específicos con financiamiento se planteó implementar 25 proyectos de recuperación secundaria e incorporar al menos 100 millones de barriles de petróleo de reserva (Petroamazonas EP, 2014).

El petróleo es el principal producto de exportación del Ecuador, que representa cerca del 40% de las exportaciones totales, representando el 9% del PIB en el 2019. Ha sido el eje fundamental de la economía ecuatoriana en las tres últimas décadas. El petróleo sigue siendo la columna vertebral de la que dependen las finanzas y la economía del Ecuador y

sigue siendo el factor fundamental en el crecimiento del país pues es la principal fuente de divisas, equilibra la balanza comercial y contribuye al financiamiento del presupuesto general del Estado. Al año se producen 194 millones de barriles de los cuales se exportan 77 millones, los cuales generan una ganancia de USD 6.400 millones de dólares al año. La cadena productiva del petróleo es una de las cadenas económicas más importantes, a nivel nacional, que incluye un componente nacional que genera 38.122 plazas de empleo, lo que representa el 0,5% del empleo total en el país (CONGOPE, 2020).

1.5 HIPÓTESIS Y VARIABLES

A continuación, se tienen las hipótesis y variables para el proyecto de investigación:

1.5.1 Hipótesis general

Se puede recuperar económicamente mayores reservas de petróleo del campo Drago zona Norte en el yacimiento U inferior, implementando un proyecto de inyección de agua como método de recuperación secundaria considerando factores tales como la geología del yacimiento, el volumen poroso de la roca a inyectar, la cantidad y fuente de agua para inyección, el tiempo del proyecto, la infraestructura necesaria y la inversión para lograr tal fin.

1.5.2 Hipótesis específica

La inyección de agua como método de recuperación secundaria permite alcanzar recobros incrementales de petróleo, económicamente rentables en el yacimiento U inferior del campo Drago Zona Norte.

1.5.3 Identificación de variables

Las variables independientes determinadas en este proyecto son las siguientes: características de la roca (porosidad, permeabilidades absoluta y efectivas al agua y al petróleo y vectores de permeabilidad, litología), características generales del yacimiento (geología, profundidad, área a inundar, volumen poroso de la roca reservorio, arreglo de pozos de inyección, espesor de formación abierto para la inyección, presiones de inyección, de fractura, de burbuja del crudo y promedia del reservorio), características fisicoquímicas del crudo (viscosidad, contenido de parafinas, aromáticos, punto nube del

crudo y otros), características fisicoquímicas del agua de inyección (viscosidad del agua de inyección, contenido de sales y otros parámetros) y temperatura de fondo.

Las variables dependientes por su parte son las siguientes: razón de movilidad, modelo y tipo(s) de arreglo(s) de pozo(s) determinado en base a la geología e ingeniería del yacimiento, tasa de inyección de agua por pozo y por arreglo, volumen total de agua a inyectar en función del tiempo del proyecto, volumen barrido de petróleo, tiempo de ruptura del modelo de inyección, presión capilar, temperatura de inyección del agua para evitar depositación de sólidos orgánicos, pozo inyector tipo, saturación residual de petróleo, presión promedio de reservorio durante el periodo de inyección, inversión a ejecutar y factor de recobro de petróleo en función del tiempo del proyecto.

Otras variables importantes: estado mecánico del pozo (revestidores y cemento), abertura de punzados, admisibilidad de la formación (presión y tasa de inyección que puede soportar la formación sin fracturarla), decantación de sólidos inorgánicos en formación, arenamiento del pozo (presencia de formaciones endebles) y presencia de sólidos en paredes de tuberías (orgánicos e inorgánicos).

1.5.4 Operacionalización de variables

Para la visualización del comportamiento de las variables del proyecto se tienen las siguientes gráficas a realizar:

- Flujo fraccional de petróleo o de agua (volumen poroso inyectado en función de la saturación de agua y la razón de movilidades). Se determina el volumen poroso invadido al tiempo de ruptura del proyecto y las saturaciones promedias delante y detrás del frente de invasión.
- Relación de permeabilidades efectivas (permeabilidades efectivas graficadas en función de la saturación del agua). Sirve como complemento para el cálculo de flujo fraccional de agua o petróleo.
- Modelo y tipo de arreglo de pozos. Sirve para determinar la cantidad de agua a inyectar por pozo y arreglo, también en función de la capacidad de admisibilidad del yacimiento acorde a su litología, presión máxima de fractura y estado mecánico general del pozo y punzados abiertos.
- Caudal inyectado (tasa de inyección). Sirve para determinar la evolución de la inyección de agua en función del volumen poroso de la roca a ser inundado. De esta

gráfica se obtiene el volumen total de agua a inyectar hasta el límite económico o a la ruptura.

- Recobro de petróleo (volumen de petróleo recuperado en función de la tasa de inyección, de los parámetros generales de formación, de la geometría del yacimiento, del modelo y tipo de arreglo de pozos, tiempo de ruptura, etc.). Se tiene dos variables: el recobro instantáneo y el total o acumulado. Se grafica de preferencia el recobro en función del tiempo, pero también el petróleo recuperado en relación al volumen inyectado de agua.

1.5.5 Matriz de consistencia

La siguiente es a matriz de consistencia, la cual contiene aspectos básicos de contextualización del proyecto de investigación.

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
Pérdida de energía natural del yacimiento U inferior del campo Drago zona Norte, en el Oriente ecuatoriano.	<p>GENERAL:</p> <p>Simular el comportamiento de la inyección de Agua de formación en el yacimiento U Inferior del Campo Drago Norte en la Cuenca Oriente mediante simulación numérica de yacimientos, para la determinación del comportamiento de la Pr en la arena U inferior y la estimación del factor de recobro.</p>	<p>GENERAL:</p> <p>Se puede recuperar económicamente mayores reservas de petróleo del campo Drago zona Norte en el yacimiento U inferior mediante un proyecto de inyección de agua como método de recuperación secundaria.</p>	<p>VARIABLES INDEPENDIENTES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Características de la roca (porosidad, permeabilidades absolutas y efectivas al agua y al petróleo y vectores de permeabilidad, litología). • Características generales del yacimiento (geología, profundidad, área 	<p>TIPO DE INVESTIGACIÓN:</p> <p>No experimental</p> <p>NIVEL DE INVESTIGACIÓN</p> <p>Descriptiva-Correlacional basada en el cambio y comportamiento de las variables.</p> <p>DISEÑO DE INVESTIGACIÓN</p> <p>Cuantitativa, mediante el uso de software especializado de modelamiento dinámico de yacimientos donde se observan los cambios del comportamiento de la</p>

			<p>a inundar, volumen poroso de la roca reservorio, arreglo de pozos de inyección, espesor de formación abierto para la inyección, presiones de inyección, de fractura, de burbuja del crudo y promedia del reservorio).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Características físicoquímicas del crudo (viscosidad, contenido de parafinas, 	<p>inyección de fluidos y la producción de los mismos a partir del yacimiento.</p> <p>TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS</p> <p>Base de datos empresarial.</p> <p>CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS</p> <p>Análisis de correlación</p> <p>Análisis de clasificación</p>
--	--	--	--	---

			<p>aromáticos, punto nube del crudo y otros).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Características fisicoquímicas del agua de inyección (viscosidad del agua de inyección, contenido de sales y otros parámetros). • Temperatura de fondo. <p>VARIABLE DEPENDIENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Razón de movilidad 	
--	--	--	--	--

			<ul style="list-style-type: none"> • Modelo y tipo(s) de arreglo(s) de pozo(s) • Tasa de inyección de agua por pozo y por arreglo • Volumen total de agua a inyectar • Tiempo de ruptura del modelo de inyección • Tiempo del proyecto • Volumen barrido de petróleo, • Presión capilar, • Temperatura de inyección del agua para evitar 	
--	--	--	--	--

			<p>deposición de sólidos orgánicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pozo inyector tipo • Saturación residual de petróleo • Factor de recobro de petróleo. • Inversión estimada. <p>UNIDAD DE ANÁLISIS Campo Drago Zona Norte</p> <p>UNIVERSO Yacimiento U Inferior</p> <p>POBLACIÓN Pozos perforados y en operación en Campo Drago Zona Norte con</p>	
--	--	--	--	--

			intervención del Yacimiento U Inferior MUESTRA Área del piloto de inyección	
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS		
Necesidad de recursos monetarios provenientes del incremento de producción de petróleo en campos operados por Petroamazonas EP.	<ul style="list-style-type: none"> • Recopilación de Información de Registros, núcleos, historiales de producción, datos necesarios para el estudio. • Establecer la calidad del agua de formación • Describir las características estáticas y dinámicas del yacimiento U inferior del campo Drago Zona Norte. • Estudiar el comportamiento del yacimiento bajo inyección simulada respecto a la producción de fluidos en el proyecto piloto. • Determinar los pozos candidatos para inyectar agua de formación en el reservorio U inf. • Diseñar la mejor configuración de pozos inyectoras de agua de formación. • Analizar el 	La inyección de agua como método de recuperación secundaria permite alcanzar recobros incrementales de petróleo, económicamente rentables en el yacimiento U inferior del campo Drago Zona Norte.		

	<p>comportamiento de incremento de la presión del reservorio U inf.</p> <ul style="list-style-type: none">• Determinar el factor de recobro del piloto de recuperación secundaria.• Estimar la inversión económica necesaria para la puesta en marcha del proyecto piloto de inyección.			
--	--	--	--	--

1.5.6 DESARROLLO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

Cuando la energía natural del reservorio se ha agotado como resultado de la producción continua del mismo, se hace necesario complementarla o incluso sustituirla con energía de una fuente externa. Esto generalmente se logra mediante la inyección de fluidos, como gas natural o agua (recuperación secundaria). El propósito principal de un proceso de inyección de gas natural (*gas flooding*) o un proceso de inyección de agua (*water flooding*) es represarizar el yacimiento y luego mantenerlo a presiones elevadas. El término mantenimiento de presión se usa a veces para describir un proceso de recuperación secundaria (Speight, 2016).

Acorde a Satter y Iqbal (Satter & Iqbal, 2016) la mayoría de los yacimientos de petróleo están sujetos a inyecciones de agua para mantener la presión del yacimiento y recuperar cantidades adicionales de petróleo, lo que aumenta los activos del yacimiento. Según la experiencia de la industria, generalmente entre el 15% y el 30% del petróleo original en sitio puede recuperarse mediante inyección de agua. La duración de un proyecto de inyección de agua, que refleja la velocidad a la que se recupera el petróleo, depende del número de pozos inyectoros, la velocidad de inyección de agua y la inyektividad del pozo, la distancia entre los inyectoros y los productores y la calidad del yacimiento. El desempeño del yacimiento bajo inundación por agua está muy influenciado por la heterogeneidad de la formación. Para que un proyecto de inyección de agua sea exitoso, es imperativo el monitoreo continuo de la operación de inyección de agua seguido de acciones correctivas, si es necesario.

Según (Ahmed, 2019), la uniformidad natural del yacimiento es uno de los principales criterios físicos para el éxito de un proyecto de inyección de agua. Entre varios aspectos a ser tomados en consideración se resaltan:

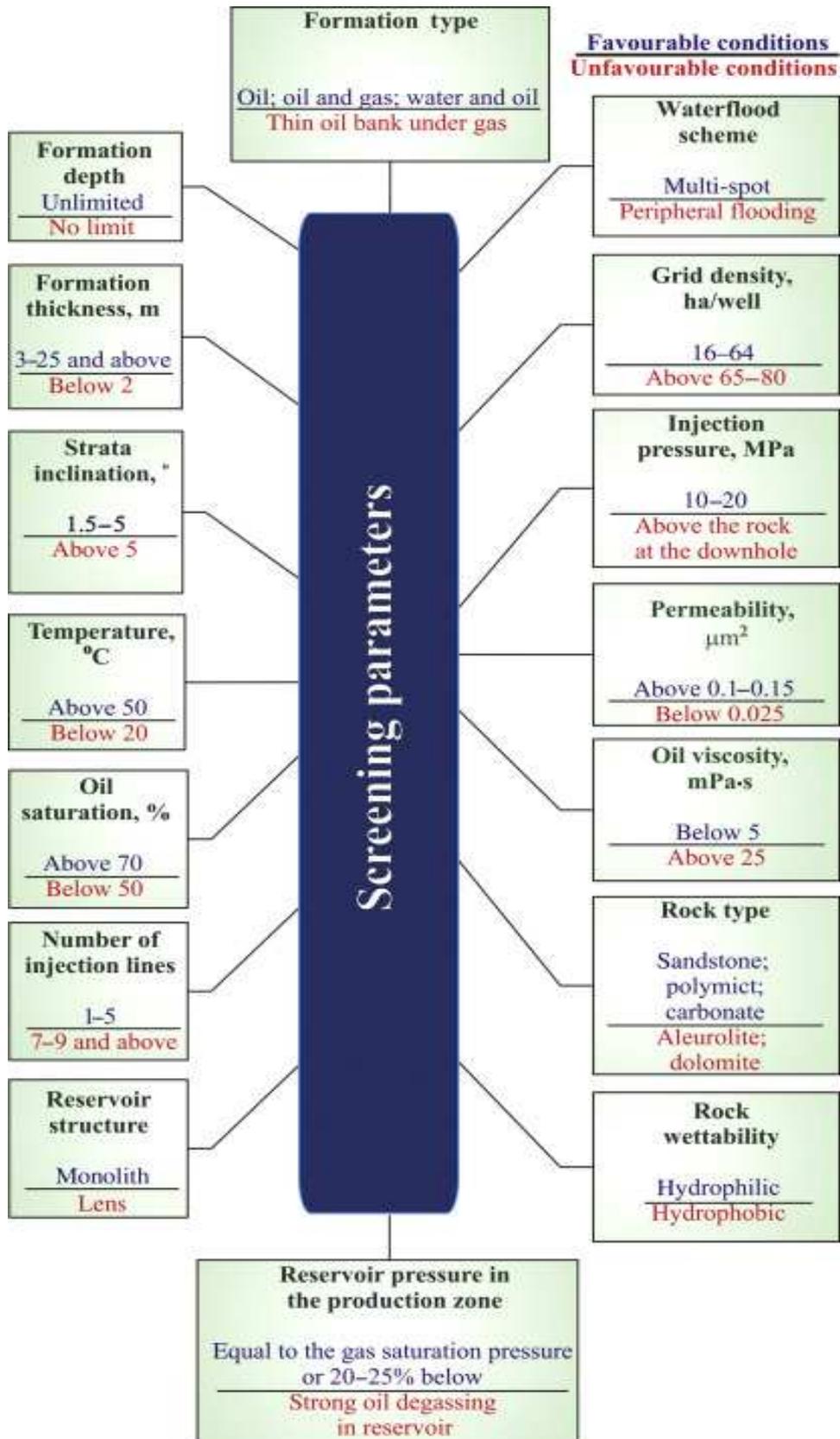
- Si la formación contiene una capa de espesor limitado con una permeabilidad muy alta (por ejemplo, una zona de pérdida de fluidos o zona de alta infiltración), se desarrollará una rápida canalización y derivación del flujo a menos que esta zona pueda ubicarse y cerrarse, la relación agua inyectada-petróleo producido será demasiado alta para que la operativa de inyección de agua pueda ser considerada rentable.

- En zonas altamente permeables puede existir una menor presión de agotamiento lo cual incrementará la tendencia de canalización del agua debido a las variaciones de alta permeabilidad. Además, estas zonas de alta infiltración tendrán menos petróleo residual que otras capas y su inundación dará lugar a recuperaciones de petróleo relativamente bajas que otras capas.
- La continuidad areal de la zona productiva es también un prerrequisito para el éxito de un proyecto de inyección. Zonas lenticulares aisladas pueden ser agotadas efectivamente a través de una sencilla completación de pozo, pero el proyecto de inyección requiere que tanto el inyector como el productor estén presentes en la misma zona lenticular.
- Las interrupciones en la continuidad de las zonas productivas y la anisotropía del yacimiento causadas por condiciones deposicionales, fracturas o fallas deben identificarse y describirse antes de determinar la extensión adecuada de separación de los pozos y la orientación adecuada del modelo de inyección.

Vishnyakov y otros (Vishnyakov, Suleimanov, Salmanov, & Zeynalov, 2019) proponen el siguiente criterio, presentado en la Fig. 1 para escoger la metodología para la aplicabilidad de la inyección de agua.

En lo que respecta a aspectos asociados a reactivación de campos maduros, la inyección de agua es una de las técnicas económicamente viables para la recuperación de petróleo adicional. Sin embargo, cuando se utiliza salmueras como fluido de inyección en recuperación secundaria, esta con frecuencia contiene partículas finas en suspensión que pueden depositarse sobre la cara y dentro de la formación cercana a la boca del pozo, lo cual reduce la inyectividad de los pozos para recobro secundario. Por tanto, es necesario predecir la vida económica de los pozos de inyección de agua y las frecuencias de tratamiento requeridas para la estimulación de los pozos dañados (Civan, 2007).

Fig. 1. Criterio de aplicabilidad de inyección de agua



Fuente: (Vishnyakov, Suleimanov, Salmanov, & Zeynalov, 2019).

La recuperación secundaria de petróleo se refiere a la recuperación adicional de hidrocarburo que resulta luego de aplicar métodos convencionales de inyección de agua.

Sin embargo, antes de emprender un proyecto de recuperación secundaria se debe demostrar claramente que los procesos de recuperación natural son insuficientes; de lo contrario, existe el riesgo de que la inversión de capital requerido para un proyecto de recuperación secundario puede ser muy elevada y en ocasiones fracasar.

Con la finalidad de aumentar las tasas de petróleo recuperables del campo Drago en la sección Norte es importante desarrollar la actualización del modelo estático y dinámico para de acuerdo al patrón de inyección implementado determinar el comportamiento de la inyección de agua, observar el incremento de presión dentro del reservorio para generar un mayor drawdown y mejorar el proceso de barrido de los bancos de petróleo acumulados en el yacimiento y lograr aumentar el factor de recobro del campo.

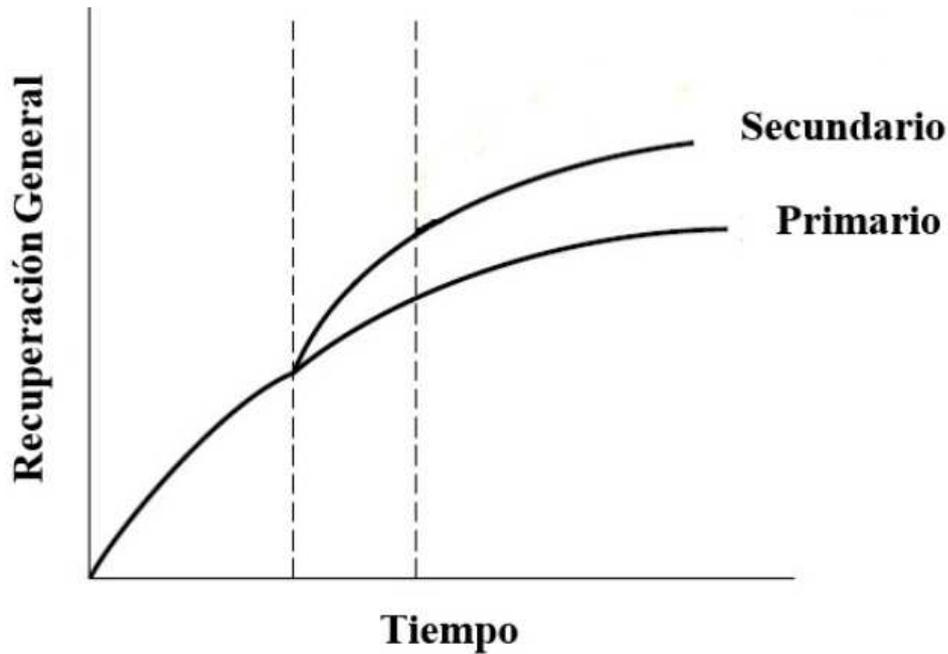
Durante el proceso de inyección de un fluido inmisible que ayude a incrementar y mantener la presión para desplazar mayor hidrocarburo se deben considerar los efectos que generan las propiedades roca-fluidos, saturación, heterogeneidad de la permeabilidad tasas de flujo, etc.

La implementación del proceso de inyección de agua debe considerar la distribución de todo el petróleo que se encuentra embancado en los espacios porales de la roca, esta distribución básicamente dependerá de la viscosidad, fuerzas gravitacionales y capilares, geometría del poro, mojabilidad y las tasas de desplazamiento (J.S. Archer et.al, 2015)

Durante el proceso de desarrollo preliminar de un proyecto de inyección de agua es importante considerar los siguientes factores: Geometría del yacimiento, Propiedades de los fluidos, Profundidad del yacimiento, Litología y propiedades de las rocas, saturaciones de fluidos.

La finalidad de la inyección de agua descrita por (Tarek Ahmed, 1992) es alargar la vida productiva del yacimiento e incrementar el factor de recobro tal como se muestra en la figura 2.

Fig. 2 Factor de recobro en función del tiempo.



Fuente: (Tarek Ahmed, 1992).

El principal factor para que un proyecto de inyección de fluidos sea exitoso, es que debe existir suficiente petróleo en el yacimiento después que las operaciones de producción primarias hayan dejado de ser atractivas económicamente y así poder implementar las operaciones de recuperación secundaria. Esta alta saturación de aceite residual después de la recuperación primaria es esencial no solo porque debe quedar un volumen suficiente de aceite en el yacimiento, sino también por consideraciones de permeabilidad relativa, ya que altas permeabilidades relativas permitirán desplazar mayor cantidad de fluido.

Uno de los primeros pasos en el diseño de un proyecto de inyección de agua, es la selección de patrón de inyección. El objetivo es seleccionar el patrón adecuado que proporcione al fluido de inyección el máximo contacto posible con el sistema de petróleo crudo. Esta selección se puede lograr al convertir pozos de producción existentes en inyectoros o perforación pozos de relleno. Para la selección del patrón de inyección es importante considerar los siguientes factores:

- Heterogeneidad del yacimiento y permeabilidad direccional
- Dirección de fracturas de formación
- Disponibilidad del fluido de inyección (gas o agua)

Tiempo de inyección

- Máxima recuperación de petróleo
- Espaciamiento de pozos, productividad e inyectividad

En general, la selección de un patrón de inyección adecuado para un yacimiento depende del número y la ubicación de los pozos existentes. En algunos casos, pozos productores se pueden convertir en pozos de inyección mientras que en otros puede ser necesario o deseable perforar nuevos pozos de inyección.

Esencialmente, se utilizan cuatro tipos de arreglos de pozos en la inyección de fluidos.

- Patrones de inyección irregulares
- Patrones de inyección periférica
- Patrones de inyección regulares
- Patrones de inyección crestal y basal

Para el caso de estudio nos vamos a enfocar en el patrón de inyección periférico específicamente en el arreglo de cinco pozos, las características principales de este tipo de patrón de flujo son las siguientes:

La inyección periférica generalmente produce una recuperación máxima de petróleo con un mínimo de agua producida.

- La producción de cantidades significativas de agua puede retrasarse hasta solo queda la última fila de productores.
- Debido al número inusualmente pequeño de inyectores en comparación con el número de productores, se necesita mucho tiempo para que el agua inyectada llene el espacio del gas. El resultado es un retraso en la respuesta de la inyección.
- Para una inyección periférica exitosa, la permeabilidad de la formación debe ser lo suficientemente grande para permitir el movimiento del agua inyectada y la tasa deseada en la distancia de varios espaciamientos de pozos desde los pozos de inyección hasta la última línea de productores.
- Para mantener el frente de inyección de agua constante en contacto con los bancos de petróleo, los pozos productores pueden convertirse en inyectores. Sin embargo, se

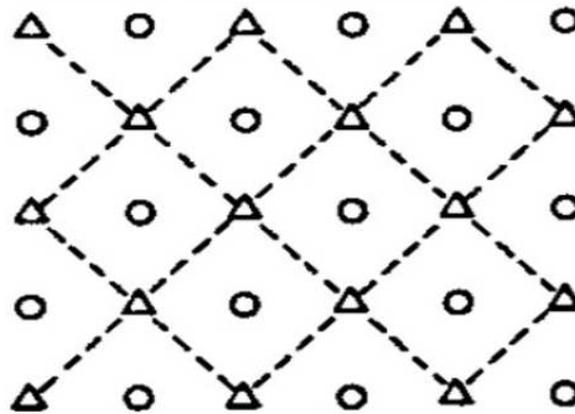
requiere con frecuencia la colocación de líneas superficiales más largas para llevar el agua hasta los pozos inyectoras incrementando los costos.

- Los resultados de las inyecciones periféricas son más difíciles de predecir. El desplazamiento del fluido inyección tiende a desplazar el banco de petróleo más allá de los productores por tanto es difícil predecir el comportamiento.

1.6 PATRÓN DE INYECCIÓN DE CINCO POZOS

Este es un caso especial del patrón de línea escalonado, en el que la distancia entre todos los pozos similares es constante, es decir, $a = 2d$. Cualquiera de los cuatro pozos de inyección forma un cuadrado con un pozo de producción en el centro.

Fig. 3 Arreglo de cinco pozos



Arreglo de 5 pozos

Fuente: (Tarek Ahmed, 1992)

1.7 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO EN UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA

Existen dos parámetros que mantienen mucha influencia sobre la eficiencia de desplazamiento considerando la heterogeneidad del reservorio los cuales afectan a las eficiencias de barrido de los bancos de petróleo, estos son la heterogeneidad vertical y heterogeneidad areal, los cuales se definirán a continuación:

1.7.1 Heterogeneidad vertical

La heterogeneidad vertical es el parámetro más significativo que influye en el barrido vertical y en particular, en su grado de variación en la dirección vertical. Un yacimiento

puede contener muchas capas diferentes en la sección vertical que tienen propiedades muy contrastantes. Esta estratificación puede resultar de muchos factores, incluido el cambio en el entorno de depósito, el cambio en la fuente del yacimiento o la segregación de partículas.

El agua inyectada en un sistema estratificado entrará preferentemente en las capas de mayor permeabilidad y se moverá a mayor velocidad. En consecuencia, en el momento de la penetración del agua en las zonas de mayor permeabilidad, una fracción significativa de las capas con menos permeabilidad permanecerá sin inundación. Aunque generalmente la inundación de agua continuará más allá de la ruptura, el límite económico a menudo se alcanza en un corto tiempo.

1.7.2 Heterogeneidad de areal

La heterogeneidad de área incluye la variación del área en las propiedades de la formación (por ejemplo, h , k , ϕ , Swc), factores geométricos como la posición, cualquier naturaleza de sellado de fallas y condiciones de contorno debido a la presencia de un acuífero o capa de gas. Los operadores gastan millones de dólares en perforar, registrar y catalogar pozos de evaluación, todo lo cual permite la observación directa de la heterogeneidad vertical. Por lo tanto, si los datos se interpretan correctamente, debería ser posible cuantificar el barrido vertical, EV, con bastante precisión.

Realmente, por supuesto, las cosas son mucho más inciertas ya que los métodos de definir la heterogeneidad son indirectos, como intentar localizar fallas a partir del análisis de pruebas de pozos. En consecuencia, la eficiencia de barrido de área es considerada como desconocido en los estudios de desarrollo de yacimientos.

Los tres factores de eficiencia (es decir, ED, EA y EV) son variables que aumentan durante la inundación del yacimiento y alcanzan valores máximos en el límite económico del proyecto. Cada uno de los tres factores de eficiencia se discute individualmente y se presentan métodos para estimar estas eficiencias.

1.7.3 Eficiencia de desplazamiento

Como se definió anteriormente, la eficiencia de desplazamiento es la fracción de petróleo móvil que se ha recuperado de la zona barrida en un momento dado.

Matemáticamente, la eficiencia de desplazamiento se expresa como:

$$E_D = \frac{\frac{S_{oi} - \bar{S}_o}{B_{oi}}}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}} \quad \text{Ec.1}$$

Donde

S_{oi} = saturación de petróleo inicial al inicio de la inundación

B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo al inicio de la inundación, bbl / STB

\bar{S}_o = saturación promedio de petróleo en el patrón de inundación a punto particular durante la inundación.

Considerando constante el factor volumétrico del petróleo la ecuación 1 se puede simplificar a:

$$E_D = \frac{S_{oi} - \bar{S}_o}{S_{oi}} \quad \text{Ec. 2}$$

1.8 TEORÍA DEL DESPLAZAMIENTO DE FLUJO DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.

Durante el proceso de inyección de agua es importante conocer y estudiar la teoría de desplazamiento frontal, para estimar y predecir el factor de recobro a cualquier relación agua-petróleo especialmente en campos maduros que están siendo sometidos a procesos de inyección según (Espinel & Barrufet, 2009). La teoría desarrollada por Buckley y Elverett presenta mucha utilidad en el estudio de proyectos de inyección de agua, la cual consiste en dos ecuaciones las cuales se analizarán a continuación:

- Ecuación de flujo fraccional
- Ecuación de avance frontal

1.8.1 Ecuación de flujo fraccional

La ecuación de flujo fraccional fue derivada para cualquier número de capas con la finalidad de poder generar una sola curva de flujo fraccional (FFC). La entrada de inyección en una capa se determinó utilizando las capacidades de la capa y esto facilitó el cálculo de los tiempos de ruptura del agua, y los tiempos para lograr una saturación particular después de la ruptura. Luego se derivó una fórmula para determinar el petróleo producido en cualquier instante.

El efecto que mostraron que las heterogeneidades de un yacimiento de acuerdo con (Nwaka & Isehunwa, 2017) no tenían ningún efecto sobre el desplazamiento microscópico de los fluidos y, por lo tanto, la curva de flujo fraccional se mantiene sin cambios, ya sea que el reservorio sea heterogéneo o no. Las heterogeneidades solo pueden afectar el flujo total en las distintas capas y, por lo tanto, los tiempos para alcanzar saturaciones de agua promedio especificadas. La ecuación de flujo fraccional se muestra a continuación:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad \text{Ec.3}$$

Dónde:

f_w = fracción de flujo de agua, es decir corte de agua, bbl / bbl

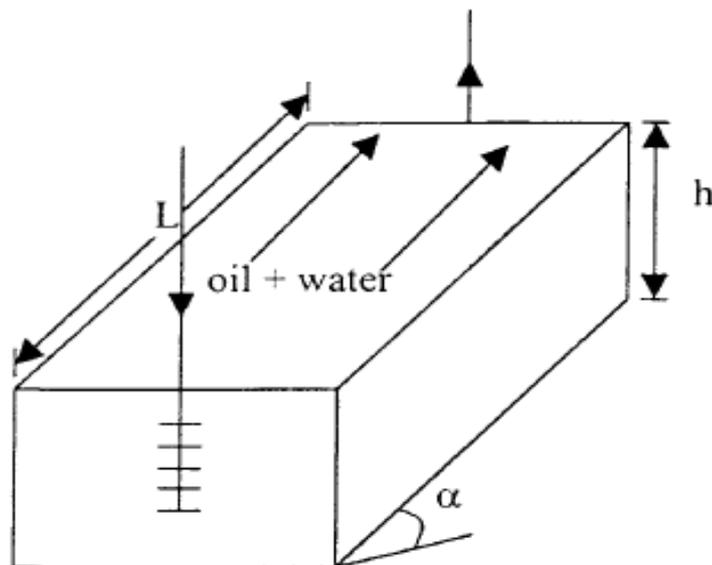
q_t = caudal total, bbl / día

q_w = caudal de agua, bbl / día

q_o = caudal de aceite, bbl / día

Considerando el siguiente sistema se procede a derivar la ecuación de flujo fraccional cuando el fluido inyectado es agua:

Fig. 4 Desplazamiento lineal en un proceso de inyección de agua



Fuente: (Nwaka & Isehunwa, 2017)

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0.001127(kk_{ro})A}{u_o i_w} \right) \left[\frac{\delta p_c}{\delta x} - 0.433\Delta\rho\sin\alpha \right]}{1 + \frac{k_{ro} u_w}{k_{rw} u_o}} \quad \text{Ec. 4}$$

Dónde:

f_w = fracción de agua (corte de agua), bbl / bbl

k_o = permeabilidad efectiva del aceite, md

k_w = permeabilidad efectiva del agua, md

$\Delta\rho$ = diferencias de densidad agua-aceite, g/cm³

k_w = permeabilidad efectiva del agua, md

$q_t = i_w$ = caudal total, bbl / día

u_o = viscosidad del aceite, cp

u_w = viscosidad del agua, cp

A = área de la sección transversal, ft²

La ecuación de flujo fraccional como se discutió en la sección anterior se usa para determinar el corte de agua f_w en cualquier punto del reservorio, asumiendo que se conoce la saturación de agua en el punto. Sin embargo, la pregunta es cómo determinar la saturación de agua en este punto en particular. La respuesta es usar la ecuación de avance frontal. La ecuación de avance frontal está diseñada para determinar el perfil de saturación de agua en el reservorio en cualquier momento durante la inyección de agua.

1.8.2 Ecuación de avance frontal

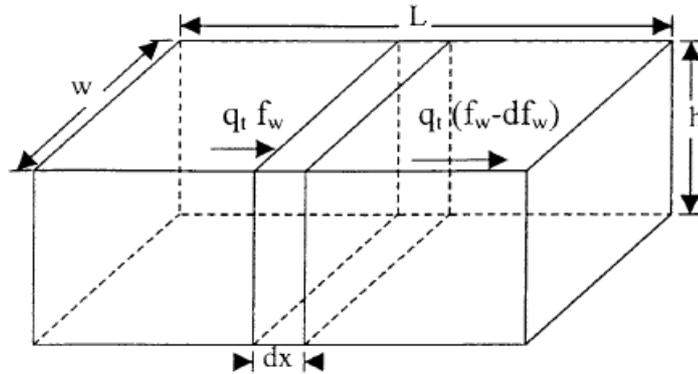
En la literatura internacional referente al modelo de avance frontal se han propuestos diferentes metodologías que ayudan a simplificar la solución original propuesta por Buckley-Elverett (BL), de acuerdo con (Tielro & Mogollon, 2017) existe un método analítico de declinación de la producción para diagnosticar el rendimiento de la inyección de agua derivado de la solución de la ecuación de Buckley-Elverett (BL) de avance frontal unidimensional (1D), se aplica a reservorios con ruptura de agua a partir de semilogaritmo en la sección lineal de la gráfica k_{ro} / k_{rw} vs saturación de agua y con relaciones moderadas de viscosidad aceite-agua.

La ecuación de avance frontal se deriva en base al desarrollo de un balance de materia para el fluido que se desplaza a medida que fluye a través de cualquier elemento dado en el medio poroso, es decir:

Volumen que ingresa al elemento - Volumen que sale del elemento = cambio en el volumen de fluido

Para la derivación se considerará un elemento diferencial de acuerdo a al siguiente figura 5:

Fig. 5 Diferencial de desplazamiento en un volumen de control



Fuente: (Tilero & Mogollon, 2017)

$$\frac{\delta x}{\delta t} = (v_{sw}) = \left(\frac{5.615 i_w}{\phi A} \right) \left(\frac{\delta f_w}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Ec. 5

Dónde:

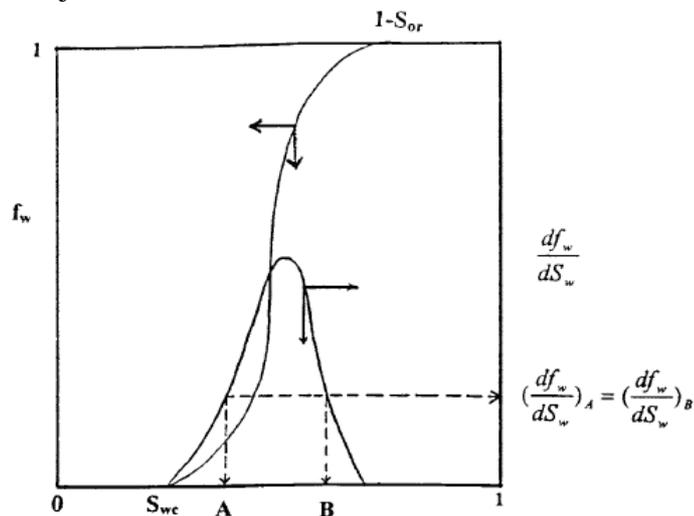
(v) S_w = velocidad de cualquier valor especificado de S_w , pies/día

A = área de la sección transversal, ft^2

qt = caudal total (aceite + agua), bbl/día

$(df_w/dS_w)_{S_w}$ = pendiente de la curva f_w vs S_w en S_w

Fig. 6 Gráfica del flujo fraccional



Fuente: (Tilero & Mogollon, 2017)

La ecuación de avance frontal permite la construcción de la curva de flujo fraccional de agua vs saturación de agua en cualquier tiempo durante la inyección de agua, esta curva

tiene mucha utilidad especialmente cuando buscamos realizar las predicciones de producción de petróleo en los proyectos de inyección de agua.

Durante la implementación de un proyecto de inyección de agua es importante realizar cálculos para conocer el comportamiento de recuperación de petróleo que se encontraba embancado en el yacimiento, para esto es importante generar un conjunto de curvas de rendimiento en un escenario específico de inyección de agua.

Un conjunto de curvas de rendimiento se define como la presentación gráfica de los cálculos de recuperación de petróleo relacionados con el tiempo en términos de:

- Tasa de producción de petróleo, Q_o
- Tasa de producción de agua, Q_w
- Relación agua superficial-aceite, WORs
- Producción acumulada de petróleo, N_p
- Factor de recuperación, RF
- Producción acumulada de agua, W_p
- Agua acumulada inyectada, W_{inj}
- Presión de inyección de agua, p_{inj} (discutido más adelante en el capítulo)
- Tasa de inyección de agua, i_w (que se analiza más adelante en el capítulo)

En general, los cálculos de recuperación de petróleo se dividen en dos partes: (1) antes del de la ruptura y (2) después de la ruptura.

Antes de la ruptura el petróleo producido se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$N_p = N_S E_D E_A E_V \quad \text{Ec.6}$$

Dónde:

N_p = producción acumulada de petróleo, STB

N_S = aceite inicial en su lugar al inicio de la inundación, STB

E_D = eficiencia de desplazamiento

E_A = eficiencia de barrido de área

E_V = eficiencia de barrido vertical

La eficiencia areal antes de la ruptura es proporcional al volumen de agua inyectado y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$E_A = \frac{W_{inj}}{PV(\bar{S}_{wBT} - S_{wi})} \quad \text{Ec.7}$$

Donde:

W_{inj} = agua acumulada inyectada, bbl

(PV) = volumen de poros del patrón de inundación, bbl

Al tiempo de ruptura el petróleo producido asumiendo que la eficiencia vertical y areal son el 100% se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$(N_P)_{BT} = N_S E_{DBT} \quad \text{Ec.8}$$

El subíndice BT significa ruptura, después de la ruptura el petróleo producido se calcula con el mismo modelo referente a antes de la ruptura, pero únicamente variando las nuevas saturaciones de agua correspondiente a la zona de la gráfica post ruptura del agua.

El cálculo de la eficiencia areal de barrido básicamente depende del patrón de flujo implementado en el proyecto y durante la inyección de agua que zona ha sido contactada por el fluido desplazante, para ello es importante considerar el estudio de parámetros tales como, razón de movilidad, arreglo de inyección, acumulado de agua inyectada, la distribución de presión entre los pozos inyectores y productores, y el efecto de las permeabilidades.

La razón de movilidad es un parámetro importante en el análisis previo a la implementación de un proyecto de inyección de agua, esta se calcula mediante la siguiente relación:

$$M = \frac{\lambda_{desplazante}}{\lambda_{desplazada}} = \frac{k_{rw} u_o}{k_{ro} u_w} \quad \text{Ec.9}$$

Dónde:

k_{ro} , k_{rw} = permeabilidad relativa al petróleo, agua respectivamente.

u_o , u_w = viscosidad del petróleo, agua respectivamente.

1.9 INYECCIÓN DE FLUIDOS

La tasa de inyección es una variable económica clave que debe considerarse al evaluar un proyecto de inyección de agua. La vida del proyecto de inyección de agua y, en

consecuencia, los beneficios económicos se verá afectados directamente por la velocidad a la que se pueda inyectar y producir el fluido. La estimación de la tasa de inyección también es importante para el tamaño adecuado de los equipos de inyección y las bombas. Aunque la inyectividad se puede determinar mejor a partir de pruebas piloto a pequeña escala.

La inyectividad de agua se define como la relación entre la inyección de agua y la diferencia de presión entre el inyector y el productor, y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{i_w}{\Delta P} \quad \text{Ec.10}$$

Dónde:

I = inyectividad, bbl / día / psi

i_w = tasa de inyección, bbl / día

ΔP = diferencia entre la presión de inyección y el pozo de producción.

Se han realizado varios estudios para determinar la inyectividad de fluidos a razones de movilidad distintos de la unidad. Todos los estudios concluyeron lo siguiente:

- En las relaciones de movilidad favorables, es decir, $M < 1$, la inyectividad de fluido disminuye a medida que aumenta la eficiencia del barrido de área.
- En relaciones de movilidad desfavorables, es decir, $M > 1$, la inyectividad de fluido aumenta al aumentar la eficiencia del barrido de área.

Existe otro factor dentro del modelo para el cálculo del petróleo producido que es importante su cálculo y análisis, este factor se denomina Eficiencia vertical de barrido, para el cálculo de este factor existen dos métodos ampliamente utilizados tales como Stiels y Dystra-Parsons, los dos métodos asumen que los yacimientos están conformados por capas. En este estudio se considerará únicamente el método de Dystra-Parsons el cual correlaciona la variación de la permeabilidad, la razón de movilidad y la relación agua petróleo, el cual busca determinar la posición del frente de flujo en cada una de las capas hasta que ocurre la ruptura del agua.

La metodología propuesta por Dystra-Parsons es la siguiente:

$$1.- Y = \frac{(WOR+0.4)(180948-2.499V)}{(M-0.8094V+1.137)10^x} \quad \text{Ec.11}$$

Dónde:

WOR: Relación agua petróleo, bls/bls

M: razón de movilidad

V: Variación de permeabilidad

$$2.- x = 1.6453V^2 + 0.935V - 06891 \quad \text{Ec.12}$$

$$3.- E_v = a_1 + a_2 \ln(Y) + a_3 [\ln(Y)]^2 + a_4 [\ln(Y)]^3 + \frac{a_5}{\ln(Y)} + a_6 Y \quad \text{Ec.13}$$

DONDE:

$$a1 = 0.19862608$$

$$a2 = 0.18147754$$

$$a3 = 0.01609715$$

$$a4 = -4.6226385 \times 10^{-3}$$

$$a5 = -4.2968246 \times 10^{-4}$$

$$a6 = 2.7688363 \times 10^{-4}$$

1.10 MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

El drawdown (caída de presión) generado entre el reservorio y el pozo es la responsable del movimiento de los fluidos, es decir la presión de formación alrededor del pozo y la presión del fondo del pozo (BHP) son directamente relacionados entre sí, para ello es necesario que la energía del reservorio (presión con la que se encuentran almacenados los fluidos) sea capaz de vencer las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales para permitir el movimiento del fluido a través de los espacios porales interconectados dentro de una matriz.

El drawdown genera una continua pérdida de energía dentro del reservorio (disminución de la presión de reservorio), ocasionando alcanzar en periodos de tiempos muy corto la presión de burbuja ayudando a liberar el gas contenido en solución, esto genera una mayor restricción del flujo del fluido desde el reservorio al pozo.

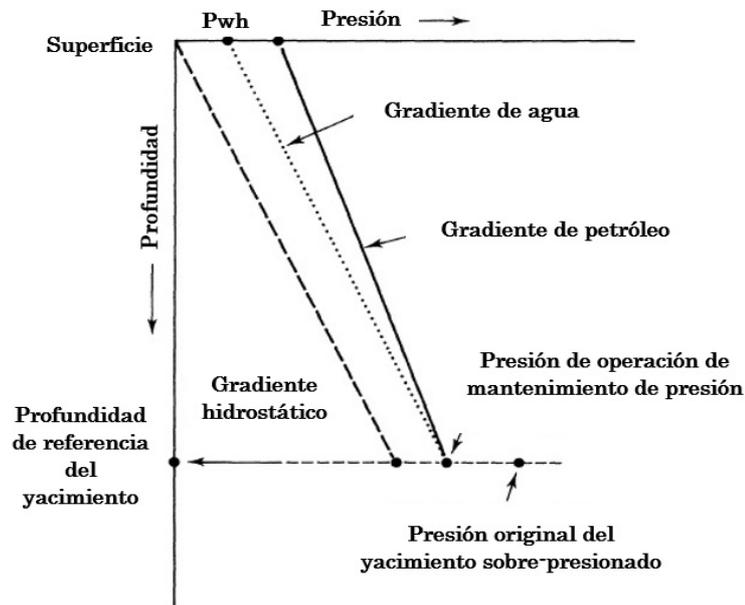
Con la finalidad de mantener la energía del reservorio se pueden implantar diferentes técnicas, estas pueden ser aplicadas directamente al reservorio o al pozo, para nuestro caso de estudio se aplicará el proceso de inyección de agua de formación directamente al reservorio el cuál causará un incremento presión alrededor el pozo inyector y poder mantener la energía del yacimiento.

De acuerdo con (Asa, 2011) la presión de formación es algo que debe tenerse en cuenta al planificar una inyección. Por lo que es importante no inyectar con tasas muy altas, ya que puede generar que la presión de formación aumente por encima del límite de fracturamiento de la formación. Las fracturas generadas pueden propagarse no solo horizontalmente en el yacimiento, sino también hacia arriba y hacia la sobrecarga. Esto puede de nuevo conducir a problemas graves.

El proceso de inyección de agua ayuda a mantener constante la presión promedio del reservorio, es decir, en reservorios volumétricos, la tasa de producción es igual a la tasa volumétrica de reposición del yacimiento, entonces se conoce el proceso como mantenimiento de presión. Para este proceso el nivel de presión en el reservorio y el mantenimiento en la producción de petróleo suele estar justo por encima de la presión de punto de burbuja tal que los costos de inyección sean minimizados. Dado que la tasa de producción también depende de los gradientes de presión del yacimiento, entonces la elección del nivel de mantenimiento de presión también influirá en la tasa de producción.

Con el fin de proporcionar la capacidad de flujo natural a la superficie con un alto corte de agua, en la selección del nivel de mantenimiento de la presión puede ser determinada como se muestra en la Fig.7 esta técnica se conoce como Reemplazo completo durante la inundación.

Fig. 7 Presión de operación para flujo natural en reservorios de petróleo sobre presionado bajo mantenimiento de presión



Fuente: (Asa, 2011)

1.11 PRUEBAS DE ADMISIBILIDAD.

En la siguiente sección, estamos evaluando la presión del fondo del pozo y la formación presión alrededor del pozo para ver si la formación es capaz de recibir la cantidad requerida de agua que hemos estimado, a través de un pozo. Esta evaluación está determinando si necesitamos uno o dos pozos al inyectar la cantidad estimada de aproximadamente $11000 \text{ Sm}^3 / \text{D}$. Como vimos en el análisis de estimación inicial, el uso de dos pozos nos permitió dividir la tasa requerida entre dos pozos, reduciendo así la fuerza de la inyección en la formación entre dos lugares.

1.12 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

Mediante el desarrollo del modelo estático el cual consiste principalmente generar un modelo del yacimiento U inferior, integrando la información geológica, sísmica, estratigráfica sedimentológica, petrofísica con el objetivo de determinar las potenciales reservas del yacimiento en mención.

De acuerdo con, (Agi et al., 2019), (Kayode, Meza, Quintero, & AlDossary, 2019) la construcción del modelo geológico es importante en la fase de desarrollo de un campo, pero el manejo de la gran cantidad de datos tales como información de núcleo, registros de pozos, información sísmica generan problemas al momento de armar el arreglo y

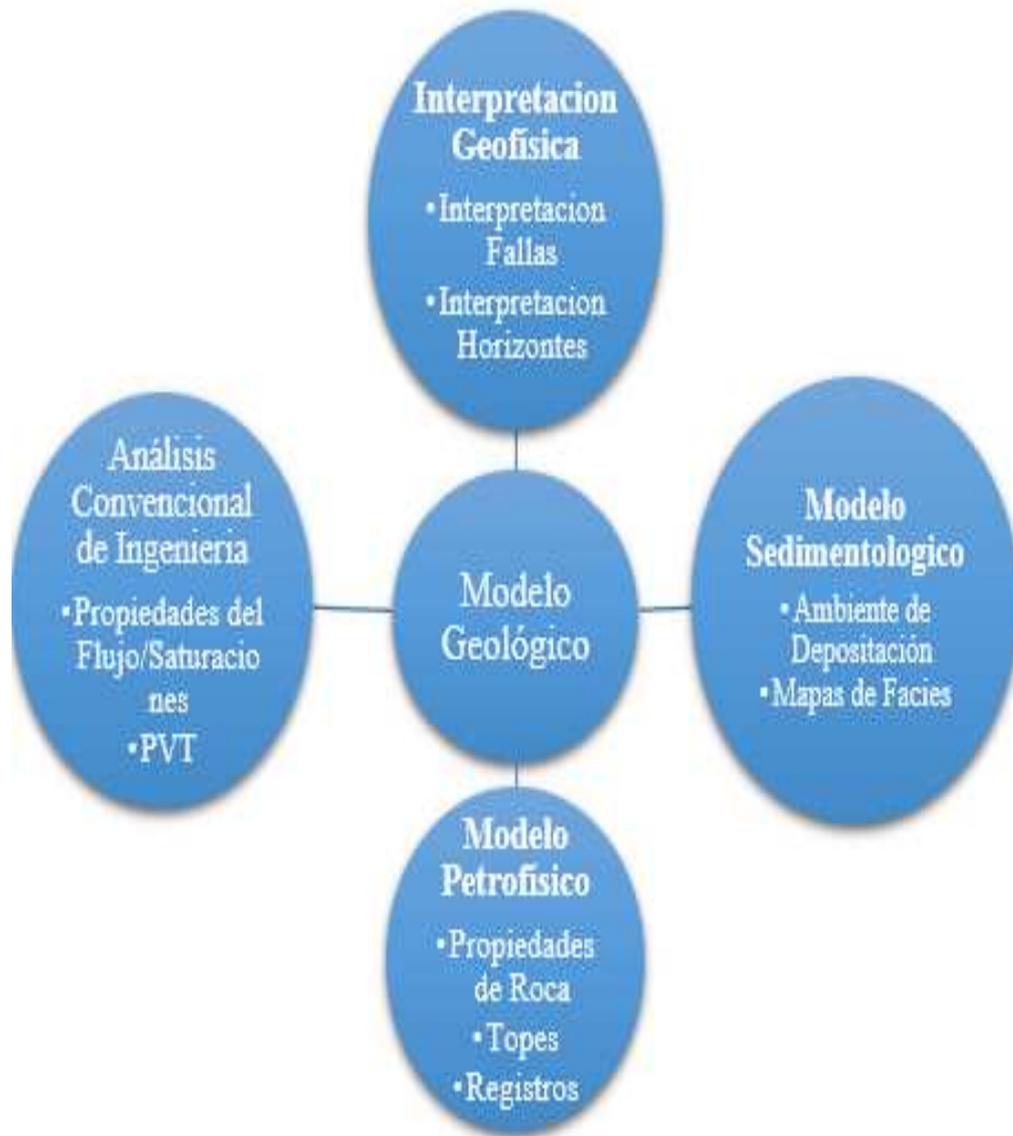
consolidar el modelo geológico. Esto requiere de la colaboración de otras disciplinas de la industria que permitan estructurar los datos obtenidos mediante una combinación de métodos determinísticos y probalísticos para optimizar el manejo y la toma de decisiones en la administración de reservorios.

El principal problema relacionado con las estimaciones iniciales que hicimos es si la formación es capaz de recibir la cantidad requerida de agua a través de un pozo o no. Si la inyección hace que la presión cerca del pozo exceda el límite de fracturamiento, pueden ocurrir graves problemas. Es la formación más cercana al pozo la que tiene más probabilidades de fracturarse primero. Hay un gradiente de presión negativa desde la pared del pozo hasta el reservorio.

Como primera etapa para la simulación se necesita generar un modelo estático, para lo cual se han seleccionado los datos e información necesarios para cada uno de los modelos, entre los cuales constan el modelo sedimentológico, petrofísico, estructural y geoestadístico.

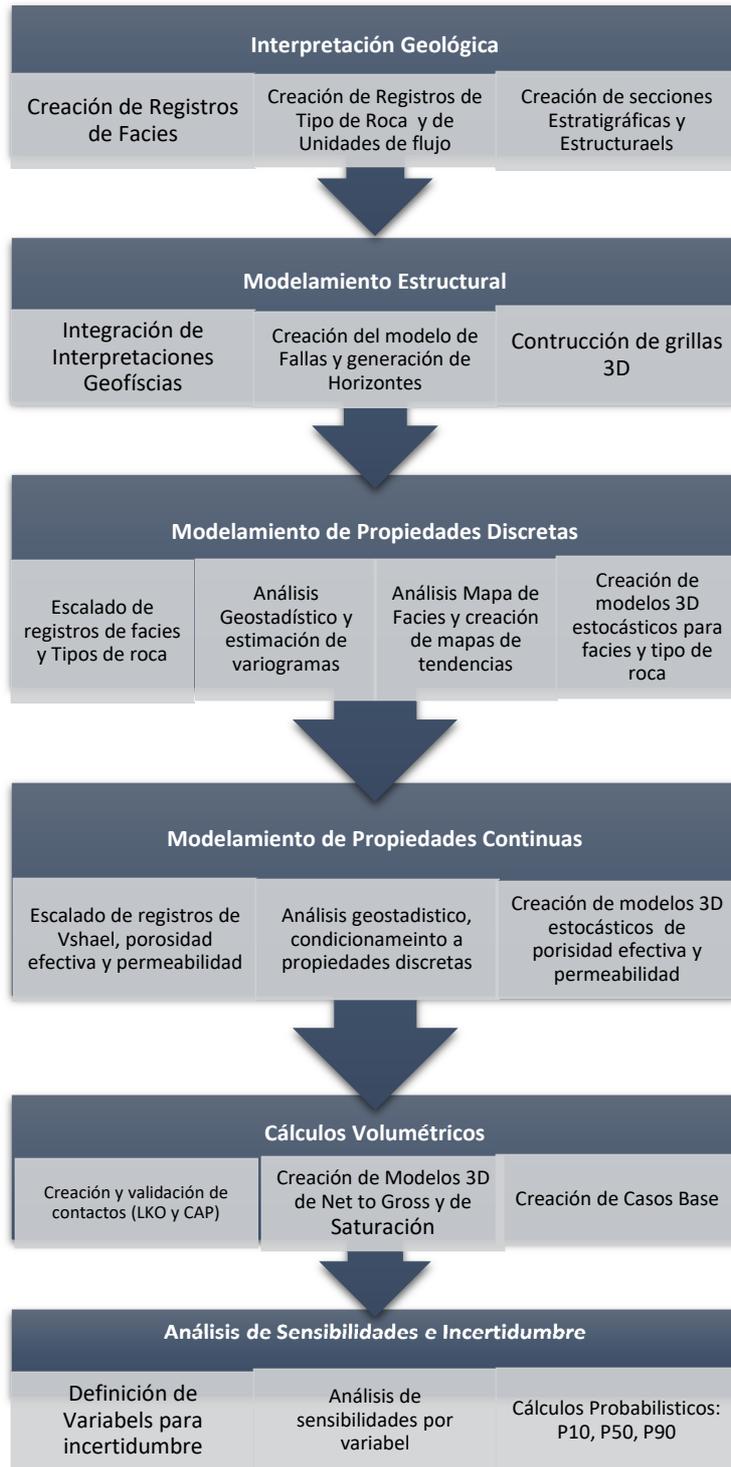
El modelamiento geológico del Campo Guanta creado para la formación U involucró la integración de la información necesaria para caracterizar a los reservorios de interés a través de la generación geoestadística de modelos de alta resolución de facies y de tipos de roca o unidades de flujo junto con las propiedades petrofísicas asociadas a las mismas, para que puedan ser utilizadas como dato de entrada para el modelo de simulación de cada yacimiento. (Figura 8).

Fig. 8 Caracterización de Reservorios Integradas en el Modelo Geológico



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 9 Fases principales para la creación del modelo Geológico



Fuente: Villamar-Orozco

Las actividades realizadas para la creación del modelo geológico se presentan en la figura 9, donde se puede observar las fases principales y los productos obtenidos en cada una de una ellas.

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA

2.1 DISEÑO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Esta es una investigación con enfoque cuantitativo, la cual en una primera etapa busca recuperar el acervo técnico y bibliográfico de trabajos realizados en la caracterización estática y dinámica del yacimiento U Inferior del Campo Drago Zona Norte. Una vez definido el comportamiento del reservorio bajo condiciones de producción por energía natural del yacimiento se procede a una segunda etapa que es el modelamiento mediante software especializado del yacimiento bajo condiciones de inyección de agua, en donde se determinan el modelo de pozo, el arreglo de pozos inyectoras, el volumen de roca porosa a inyectar y las tasas de inyección, todo en función de otras variables importantes como son la litología de la roca reservorio, la geología del sector escogido como piloto, la calidad del agua a inyectar y las características fisicoquímicas del petróleo barrido y otras variables adicionales. Una vez alcanzada esta meta se procede a evaluar el factor de recobro en una tercera etapa, donde se cuantifica los volúmenes de inyección comparados con el petróleo recuperado, el mismo que depende del tiempo de ruptura del agua y del tiempo del proyecto económicamente rentable. La cuarta etapa comprende la evaluación económica del proyecto con valores estimativos de costos de implementación en campo del piloto de inyección, así como del recobro, almacenamiento, tratamiento y transporte de petróleo en el campo Drago Zona Norte.

El alcance de esta investigación contempla establecer las condiciones base para un estudio posterior de detalle, donde se articulen otras aristas para la siguiente fase de implementación de un proyecto piloto para recuperación secundaria en este campo, el cual se encuentra dentro de los prospectos de inversión de la empresa Petroamazonas EP para incrementar el recobro de petróleo y generación de divisas para el país.

2.2 TIPOS DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación para este proyecto es de tipo No Experimental, de tipo Descriptiva con aporte correlacional. Desde este enfoque, los aportes de cada tipo de investigación se tienen:

Descriptiva

- Permiten descubrir y prefigurar el fenómeno de inyección de agua en el yacimiento U Inferior, en el Campo Drago Zona Norte de acuerdo con sus características propias.
- Permite definir qué se medirá (conceptos, variables, componentes, etc.)
- Sobre qué se recolectarán los datos para el proyecto de investigación.

Correlacional

- Su utilidad principal es conocer cómo se comporta un concepto o variable a partir de otras vinculadas.
- Aporta cierta información explicativa parcial del comportamiento de las variables.

2.3 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

El método de investigación es Empírico, de tipo Observación Sistemática, donde el fenómeno es observado de forma reiterativa en su evolución y por diferentes observadores (evaluadores). En este caso se fundamenta en el análisis de la simulación durante la evolución del proceso de inyección de agua en el yacimiento y en recobro de petróleo a partir del yacimiento sometido a recuperación secundaria.

2.3.1 POBLACIÓN Y MUESTRA

A continuación, se definen las fuentes de información de donde se obtendrán los datos como insumos para el proyecto de investigación:

UNIDAD DE ANÁLISIS

Campo Drago Zona Norte

UNIVERSO

Yacimiento U Inferior

POBLACIÓN

Pozos perforados y en operación en Campo Drago Zona Norte con intervención del Yacimiento U Inferior

MUESTRA

Área del piloto de inyección en la zona norte.

2.3.2 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

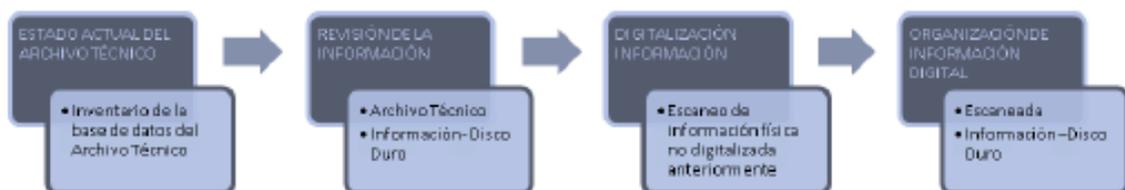
El trabajo de realimentación y actualización de la información se realizó de una forma permanente en las oficinas de PETROAMAZONAS EP, sin embargo, se presentó la necesidad de integrar al estudio la información que no se dispone en forma digital, tal como las carpetas de pozo e información adicional para cada modelo de la parte estática. Es por esta razón que se decidió escanear toda esta información faltante que se encuentra en forma física en el archivo técnico localizado en San Rafael.

Se procedió a revisar el inventario del archivo técnico para determinar qué información es necesaria para la elaboración de cada etapa del modelamiento. Una vez identificada la información se escanearon todos los archivos físicos seleccionados, empezando por los files de pozo. Los archivos fueron escaneados de acuerdo a la secuencia en la que el proyecto se desarrolla, es decir inicialmente se dió preferencia al modelo estratigráfico y sedimentológico y al modelo estructural, para que estos modelos puedan avanzar paralelamente mientras se culminaba de escanear la totalidad de archivos.

Los archivos escaneados fueron ordenados conjuntamente con los archivos digitales proporcionados por PETROAMAZONAS EP, para poder contar con una base de datos para cada modelo. Es así que se clasificaron los archivos por pozo, por campo y adicionalmente se dividió la información empelada en cada modelo de la parte estática.

En la Figura 10 se muestra un flujo de trabajo para la recopilación, digitalización, ordenamiento y selección de la información entregada por PETROAMAZONAS EP.

Fig. 10 Flujo de trabajo de la Primera Fase



Fuente: Villamar-Orozco

Se puede encontrar en esta información reportes y diagramas de completación y reacondicionamiento, estudios de sísmica, estudios de simulación, pruebas de

producción, registros eléctricos, presiones, registros core gamma, análisis PVT's entre otros.

Instrumentos de recolección de datos: Base de datos y archivos del acervo de gestión empresarial de la empresa, mediante previa solicitud.

La validez y confiabilidad de los datos fue contrastada mediante el desarrollo de cada uno de los modelos establecidos en el modelo estático y dinámico, con la finalidad de obtener buenos resultados en cada uno de los procesos de generación de los modelos.

Se implementó un análisis y depuración a la base de datos de producción entregada por PETROAMAZONAS EP para que pueda ser utilizada en el modelo dinámico, los archivos recopilados tales como resúmenes de reacondicionamientos, resúmenes de perforación, diagramas de completación y reacondicionamientos y demás archivos sirvieron para la construcción del archivo de resumen de eventos de producción del campo.

2.4 DESARROLLO DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL CAMPO DRAGO SECCIÓN NORTE.

A continuación se describirá el planteamiento de cada uno de los modelos que comprende el modelo estático:

2.5 MODELAMIENTO ESTRATIGRÁFICO-SEDIMENTOLÓGICO

Este análisis tiene el propósito de realizar la descripción detallada de núcleos de perforación U inferior del Campo Drago. A partir de este análisis se definen los tipos de roca presentes y su ambiente de depósito (litofacies). La definición de litofacies y luego su agrupación en litotipos permitirá orientar los modelos petrofísicos al reducir la incertidumbre en la interpretación de la respuesta de los registros a las litologías definidas en registros eléctricos. A partir de la definición de los ambientes de depósito en núcleos, se logra entender las geometrías y posible continuidad del reservorio y la posibilidad de encontrar trampas estratigráficas o estructurales en los miembros estudiados.

Mediante la generación del modelo estratigráfico-sedimentológico se desarrollaran las siguientes etapas para alcanzar el objetivo propuesto:

- Descripción de los núcleos

- Definición de las litofacies
- Uso del registro gamma ray para definir ambientes de depositación
- Descripción sedimentológica
- Elaboración de mapas de facies
- Elaboración y análisis de secciones estratigráficas
- Elaboración de los mapas de espesores de arena neta y arena petrolífera.

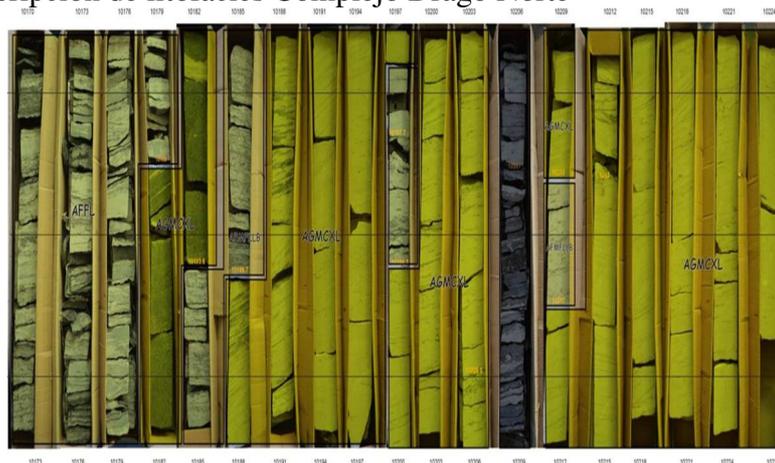
2.6 MODELADO ESTRATIGRAFICO

Descripción de núcleos de corona

En esta fase se analizaron los núcleos de perforación de los pozos Drago-22D, Drago-29D, Drago-E21, disponibles en el Centro de Investigaciones Geológicas de Petroamazonas EP, ubicado en la población San Rafael. El objetivo principal del análisis fue la identificación de las diferentes litofacies presentes en profundidad para cada una de las unidades con núcleos de perforación y la determinación del ambiente de depósito.

La (Fig 11) contiene los núcleos del pozo DRRE-004 de la unidad U inferior que fueron descritos como parte del proceso de la determinación de las facies del Campo Drago Norte y la determinación de los ambientes de depósito del mismo.

Fig. 11 Descripción de litofacies Complejo Drago Norte



Fuente: Petroamazonas EP

Tabla 1 Núcleos descritos en el Campo Drago Norte

Pozo	Tope (ft)	Base (ft)	Total (ft)
DRAGO 29D	10032	10086	54
	10090	10148	58
	10275	10327	52
	10337	10410	73
DRAGO 22D	9489	9570	81
	9570	9609	39
	9690	9800	110
		TOTAL	467 pies

Fuente: Petroamazonas EP

La (Tabla 1) presenta los pozos que contienen los núcleos que fueron descritos para el campo Drago, en ella se puede identificar el Tope y la base de cada núcleo con los pies que fueron descritos, el total de núcleos descritos fue de 581 pies

La interpretación de las facies en términos de ambientes sedimentarios fue comparada con las interpretaciones realizadas en estudios anteriores a nivel de cuenca. Lo anterior permitió generar y ajustar el modelo sedimentológico. Se revisó la información correspondiente a litofacies y asociaciones faciales de estudios anteriores. Adicionalmente, los topes de las unidades formacionales de los núcleos analizados fueron determinados a partir de registros eléctricos proporcionados por el cliente.

2.7 DEFINICIÓN DE LITOFACIES

Para realizar una definición y un análisis adecuado de facies se obtuvo información sedimentológica de los núcleos tal como: tipo de contacto entre capas, variaciones en espesor, variación en el tamaño de grano, estructuras sedimentarias físicas y biológicas, grado de impregnación de hidrocarburos, etc.

Tabla 2. Características principales de las facies asociadas a ambientes costeros y plataforma externa identificados en este estudio

FACIES DEPOSICIONALES	Litofacies	ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS, RESTOS ORGÁNICOS Y MINERALES										
		Dobel capa de lodo	Laminación ondulada	Bioturbación	Estratificación	Estratificación	Estratificación	Superficies de reactivación	Laminación de materia	Pirita	Carbón	Glauconita
Canales Mareales	AFF, AFXS LL	x						x	x		x	
Barras mareales	AFRW, AMCXCD R ALLO	x			x			x	x			
Canales fluviales	AMCX AFCX				x						x	
Lodos <i>lagoon</i> submareal	LALL LABLL					x						
Areniscas de <i>shoreface</i>	AFGB, AGC, AGCP, AGCCNF			x								x
Calizas de plataforma	M											x
Lutitas de plataforma	LNL										x	

Fuente: Villamar-Orozco

Con el fin de lograr un mejor entendimiento de la distribución de facies, sus ambientes de depósito asociados y sus patrones en los registros eléctricos. Se usaron núcleos de campos de la cuenca Oriente con el fin de orientar los modelos sedimentológicos y petrofísicos a reducir la incertidumbre en la interpretación de la respuesta de los registros de pozo.

En este análisis se describieron estructuras sedimentarias presentes en los núcleos, tamaño de grano, presencia de matriz o cemento y ciclicidad. Las estructuras sedimentarias observadas incluyen: láminas de lodo, estratificación flaser, laminación crinkel, láminas de materia orgánica, ritmitas mareales, estratificación cruzada.

La nomenclatura utilizada para notar las facies consiste de un nemónico que incluye las primeras letras del nombre descriptivo dado a la facies.

Los litotipos fueron definidos en función de su calidad como roca reservorio y litología. Así tenemos, clásticas con porosidad nula, clásticas con porosidad pobre, clásticas con porosidad regular a buena, clásticas con porosidad buena a muy buena, calcáreas con porosidad nula a pobre. La Tabla 3 presenta un resumen de las 26 litofacies identificadas en núcleos del Campo Drago, agrupadas en 6 litotipos. Litotipo A presenta la mejor porosidad y permeabilidad hasta llegar al litotipo E y F que tienen calidad de reservorio nula.

A continuación, se presenta una descripción de las litofacies descritas para el Campo Drago Norte.

Tabla 3 Descripción de las litofacies descritas para el Campo Drago Norte

Descripción	Litofacies	CODE
Arenisca de grano grueso, pobremente sorteada, con fragmentos de lutitas. Estratificación cruzada	AGMCXL	1
Arenisca de grano medio masiva. Saturada de petróleo.	AMM	2
Arena fina con láminas discontinuas de lodo y laminación flaser. Saturada de petróleo.	AFMCX	3
Arenisca de grano fino a medio estructuras crinckel, y flaser. Saturado de petróleo.	AFMCXCDR	4
Arenisca de grano fino con láminas discontinuas de lodo, y estratificación flaser. Contenido de crudo moderado.	AFGBLD	5
Arenisca fina a media con láminas de lodo y bioturbación	AFMFLLB	6
Arenisca de grano fino a medio capas de lodo, laminación flaser. Moderado contenido de petróleo.	AFCCCL	7
Arenisca de grano fino con laminacion flaser intercalada con láminas milimétricas de lodo con laminaciones crinckeld.	AFFLL	8
Arenisca fino a medio, color café grisáceo con o sin láminas subparalelas discontinuas de materia orgánica, estilolitos, bioturbación, grietas de desecación y lodo < 2 cm	AFGBELL	9
Arenisca fino a medio, color café grisáceo con niveles discontinuas de lodo, bioturbación tipo chondrites, laminación flaser	AFMNL	10
Arenisca de grano fino con láminas discontinuas de lodo. Se observa saturación de petróleo	ALLO	11
Arenisca de grano grueso, con glauconita (3%). Con láminas de lodo, crinckel y flaser . Cemento silíceo	ALLB	12
Arenisca de color negro a gris, bioturbadas, con laminación wispy, wavy, láminas lenticulares de arena de hasta 5 mm de espesor, lodo > 50%	AFB	13
Flujo de escombros. Matriz de arena fina con fragmentos centimetricos de lutita negra y lodo	FDE	14
Arenisca fina a media, masiva con glauconita (5%)	AFMGM	15
Arenisca glauconítica con estratificación cruzada planar. Glauconita > 4%. Los foresets de las dunas tienen proporciones variables de glauconita y cemento arcilloso	AGCX	16
Arenisca de grano medio bioturbada con finas capas de lodo, glauconita (5%). Cemento silíceo	AFGB	17
Arenisca fina muy bioturbada, glauconita (3%), con finas láminas de lutita con ámbar.	ALLBG	18
Arenisca de grano fino con hummocky, estratificación cruzada y glauconita	AFLH	19
Arenisca de grano fino con cemento calcáreo. Con láminas discontinuas de lodo.	AFCCC	20
Lodolita de color negro a gris con laminación lenticular, wavy, láminas lenticulares de arena de hasta 5 mm de espesor, lodo > 85%	LABLL	21
Lutita negra lenticular, bioturbada y con synaeresis crack.	LALL	22
Lutita negra laminada	LNL	23
Wackestone calcareo, aloquemas > 10%, formado de restos de fosiels	W	24
Igneo de composición basáltica	IB	25
Igneo de composición basáltica triturado	IBT	26

Fuente: Villamar-Orozco

2.7.1 FACIES: AMM

Fig. 12 Facies Arenisca de grano medio masiva, pozo Drago 29D, 10381 pies



Fuente: Petroamazonas E.P

Descripción: Arenisca de grano medio, con estructura masiva (Figura 12), discontinuas de materia orgánica, saturada de petróleo.

Calidad de Reservorio: Muy Bueno.

Ambiente de Deposito: Canales de marea

2.7.2 FACIES: AFMCXCDR

Fig. 13 Facies AFMCXCDR: Arenisca de grano fino a medio con estratificación cruzada planar, capas de lodo (mud drapes), pozo Drago-29D, 10101 pies



Fuente: Petroamazonas E.P

Descripción: Arenisca de grano fino a medio con estratificación cruzada planar, capas de lodo < 1 cm en los foresets de las dunas, buen sorteo. Incluye láminas arcillosas continuas que representan superficies de reactivación (Figura 13). Contiene 97% de cuarzo, trazas de feldespatos.

Calidad de Reservorio: Muy Bueno

Ambiente de Depósito: La asociación con facies heterolíticas ALLO sugiere la parte superior de barras submareales o dunas compuestas.

2.7.3 FACIES: AFGBLD

Fig. 14 Facies AFGBLD: Arenisca fina a gruesa, bioturbada con láminas subparaellas discontinuas de lodo, pozo Drago-29D, 10133 pies.



Fuente: Petroamazonas E.P

Descripción: Arenisca fino a medio, color café grisáceo con o sin láminas subparaellas discontinuas de materia orgánica y lodo < 2 cm, 85 – 90% de cuarzo, feldespatos 1%, muscovita 3%, bioturbación tipo ophiomorpha. Saturada de hidrocarburo (Figura 14).

Calidad de Reservorio: Buena

Ambiente de depósito: Canal con influencia de marea abandonado

2.7.4 FACIES: AFFLL

Fig. 15 Facies AFFLL. A) Areniscas de grano fino con estratificación tipo flaser, capas de lodo (drapping). Arenisca A, Pozo Drago-29D, 10379 pies.



Fuente: Petroamazonas E.P

Descripción: Areniscas de grano fino, color café claro a gris con estratificación tipo flaser, ripels asimétricos e intercalaciones de capas de lodo (drapping) y restos de carbón. Estratificación cruzada poco desarrollada. Presenta laminación tipo crinkel (<2 mm). Contiene ~95% de cuarzo, trazas de feldespato, trazas de muscovita, matriz arcillosa < 2% (Figura 15).

Calidad de Reservorio: Buena

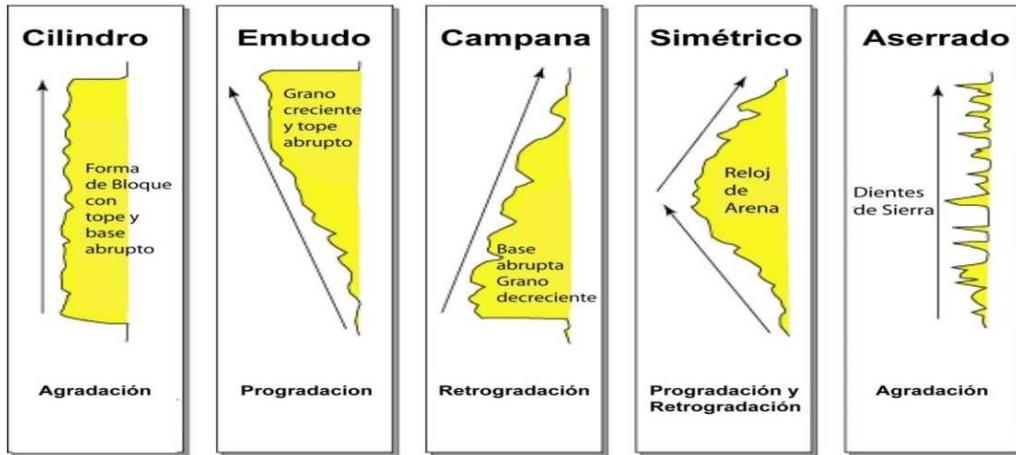
Ambiente de Deposito: La presencia de, laminación flaser, ripels asimétricos sugiere ambientes con influencia de mareas.

2.8 MODELO SEDIMENTOLOGICO

2.8.1 USO DEL REGISTRO GAMMA RAY PARA DEFINIR AMBIENTES DE DEPOSITACION

El registro gamma ray también es usado para estudios de secuencias estratigráficas porque definen patrones de depositación como son: agradación, propagación y retrogradación.

Fig. 16 Electro formas básicas de patrones de depositación: agradación, retrogradación y progradación



Fuente: Petroamazonas E.P

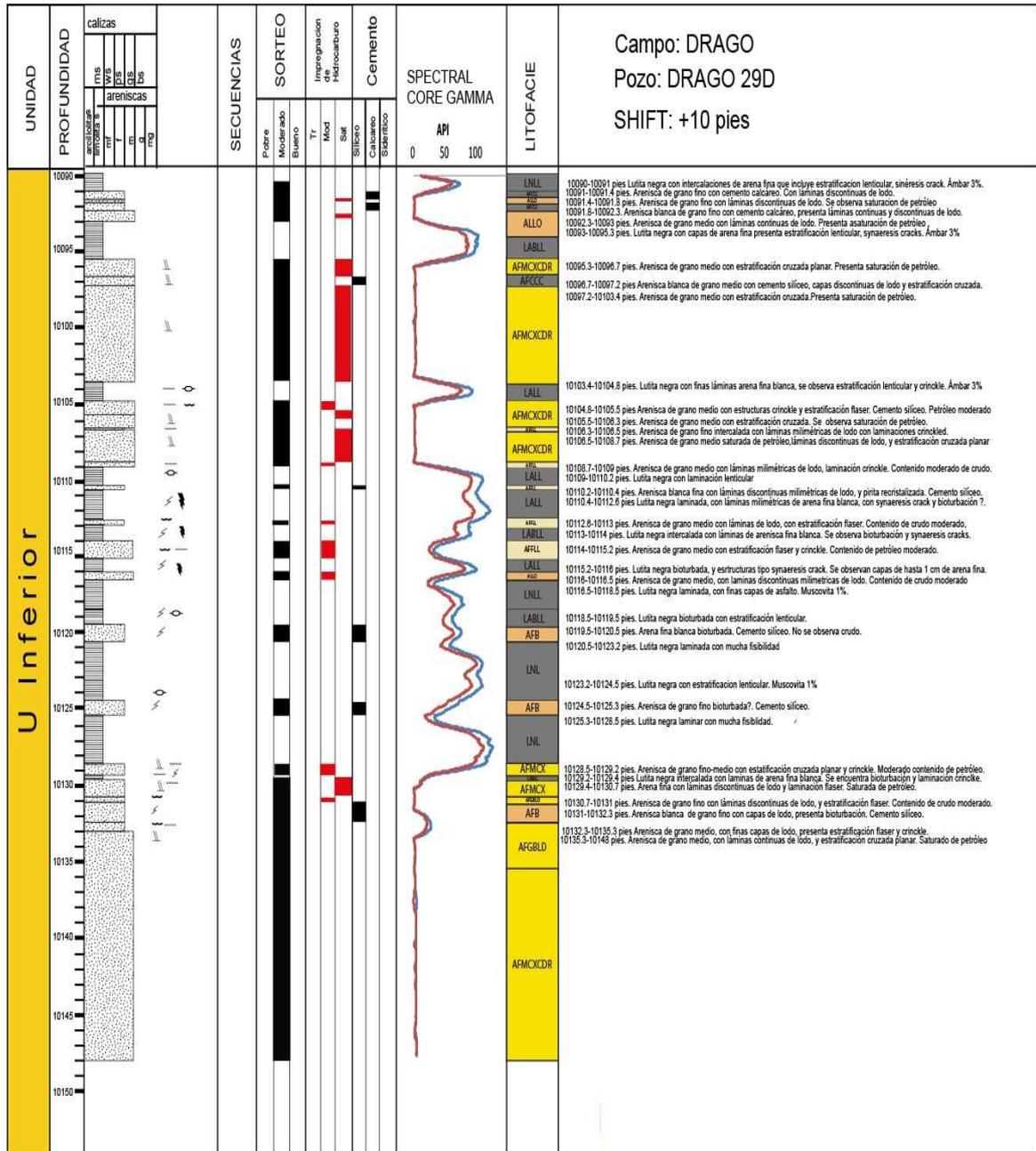
2.8.2 DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA

Se adoptó un flujo de trabajo que involucró la revisión de núcleos de corona, carga de registros eléctricos estandarizados/normalizados en las plataformas Petrel. La definición de electrofacies se realizó a partir de la integración de información núcleo-registro y extrapolación de la información a los pozos carentes de núcleo. Esta metodología permitió la identificación de ciclos estratigráficos y la definición de superficies de correlación entre pozos. Con el fin de lograr un entendimiento de la distribución de facies, sus ambientes de depositación y sus patrones en los registros eléctricos, además de los núcleos de los pozos del Complejo Drago, se empleó el conocimiento regional de la Cuenca Oriente para orientar los modelos sedimentológicos y petrofísicos y reducir la incertidumbre en la interpretación de los registros de pozo.

Para la definición de los mapas de facies se tuvieron en cuenta la caracterización de facies presentada en la sección anterior, diferenciación de tamaño de grano y presencia de matriz o cemento en los intervalos.

Para establecer un modelo sedimentológico para el Complejo Drago se trató de definir un modelo de ambiente de depositación en base al cual los subambientes propuestos sean consistentes con los datos tanto de núcleos de corona, registros eléctricos y correlaciones dentro de la Cuenca.

Fig. 18 Columna estratigráfica y litofacies del intervalo U Inferior, pozo Drago 29D



LEYENDA

- Riples asimétricos
 - Bioturbación
 - Estratificación cruzada planar
 - Bivalvos
 - Capas de lodo
 - Glauconita
 - Bandas de lodo
 - Laminación crinkle
 - Laminación wispy
 - Laminación lenticular
 - Fosfatos
 - Synaeresis cracks
 - Concreción de siderita
 - Pebble lag
 - Clasto de lodo
 - Flaser bedding
- Maximo en AIS Subida del nivel base
- Minimo en AIS Caída del nivel base
- Maximo en AIS
- A/S= Espacio de acomodación/Aporte de sedimentos

Fuente: Petroamazonas E.P

Tabla 4 Discretización de facies, pozo Drago 29D.

Depth	Code	Description	Lithofacies
10032	23	Lutita negra laminada	LNL
10034	19	Arenisca de grano fino con hummocky, estratificación cruzada y glauconita	AFLH
10035	23	Lutita negra laminada.	LNL
10075	15	Arenisca de grano decreciente de grueso a fino. Sorteó pobre. Glauconita.	AFMGM
10076	1	Arenisca de grano grueso, pobremente sorteada, con fragmentos de lutitas. Estratificación cruzada	AGMCXL
10077.3	21	Lodolita de color negro a gris con laminación elnticular, wavy, láminas elnticulares de arena de hasta 5 mm de espesor, lodo	LABLL
10078.8	8	Areniscas de grano fino, color café claro a gris con estratificación tipo flaser, ripels asimétricos e intercalaciones de capas de l	AFLL
10079.6	23	Lutita negra con finas láminas arena fina blanca, se observa estratificación elnticular y crinckel.	LNL
10083	13	Arenisca de color negro a gris, bioturbadas, con laminación wispy, wavy, láminas elnticulares de arena de hasta 5 mm de esp	AFB
10084	22	Lutita negra con finas láminas arena fina blanca, se observa estratificación elnticular y crinckel. Ámbar 3%	LALL
10090	22	Lutita con laminación elnticular, synaeresis cracks, bioturbación tipo planolites	LALL
10091	20	Arenisca de grano fino con cemento calcáreo. Con láminas discontinuas de lodo.	AFCCC
10091.4	11	Arenisca de grano fino con láminas discontinuas de lodo. Se observa saturación de petróleo	ALLO
10091.8	20	Arenisca blanca de grano fino con cemento calcáreo, presenta láminas continuas y discontinuas de lodo.	AFCCC
10092.3	11	Arenisca de grano medio con láminas continuas de lodo. Presenta saturación de petróleo.	ALLO
10094	21	Lodolita arenosa con bioturbación y laminación elnticular.	LABLL
10095.3	4	Arenisca de grano medio con estratificación cruzada planar. Presenta saturación de petróleo.	AFMCXCDR
10096.7	20	Arenisca blanca de grano medio con cemento silíceo, capas discontinuas de lodo y estratificación cruzada.	AFCCC
10097.2	4	Arenisca de grano medio con estratificación cruzada. Presenta saturación de petróleo.	AFMCXCDR
10103.4	22	Lutita negra con finas láminas arena fina blanca, se observa estratificación elnticular y crinckel. Ámbar 3%	LALL
10104.8	4	Arenisca de grano medio con estructuras crinckel y estratificación flaser. Cemento silíceo. Petróleo moderado	AFMCXCDR
10106.3	8	Arenisca de grano fino intercalada con láminas milimétricas de lodo con laminaciones crinckeld.	AFLL
10106.5	4	Arenisca de grano medio saturada de petróleo, láminas discontinuas de lodo, y estratificación cruzada planar	AFMCXCDR
10108.7	8	Arenisca de grano medio con láminas milimétricas de lodo, laminación crinckel. Contenido moderado de crudo.	AFLL
10109	22	Lutita negra con laminación lenticular	LALL
10110.2	8	Arenisca blanca fina con láminas discontinuas milimétricas de lodo, y pirita recristalizada. Cemento silíceo.	AFLL
10110.4	22	Lutita negra laminada, con láminas milimétricas de arena fina blanca, con synaeresis crack y bioturbación ?	LALL
10112.6	8	Arenisca de grano medio con láminas de lodo, con estratificación flaser. Contenido de crudo moderado.	AFLL
10113	21	Lutita negra intercalada con láminas de arenisca fina blanca. Se observa bioturbación y synaeresis cracks.	LABLL
10114	8	Arenisca fina con láminas discontinuas milimétricas de lodo, flaser.	AFLL
10115.2	22	Lutita negra bioturbada, y estructuras tipo synaeresis crack. Se observan capas de hasta 1 cm de arena fina.	LALL
10116	11	Arenisca fina con láminas de lodo. Contenido moderado de petróleo	ALLO
10116.5	23	Lutita negra laminada, con finas capas de asfalto. Muscovita 1%	LNL
10118.5	21	Lutita negra bioturbada con estratificación lenticular.	LABLL
10119.5	13	Arena fina blanca bioturbada. Cemento silíceo. No se observa crudo.	AFB
10120.5	23	Lutita negra laminada con mucha fisibilidad	LNL
10124.5	13	Arenisca de grano fino bioturbada?. Cemento silíceo.	AFB
10125.3	23	Lutita negra laminar con mucha fisibilidad.	LNL
10128.5	3	Arenisca de grano fino-medio con estratificación cruzada planar y crinckel. Moderado contenido de petróleo.	AFMCX
10129.2	21	Lutita negra intercalada con láminas de arena fina blanca. Se encuentra bioturbación y laminación crinckel.	LABLL
10129.4	3	Arena fina con láminas discontinuas de lodo y laminación flaser. Saturada de petróleo.	AFMCX
10130.7	5	Arenisca de grano fino con láminas discontinuas de lodo, y estratificación flaser. Contenido de crudo moderado.	AFGBLD
10131	13	Arenisca blanca de grano fino con capas de lodo, presenta bioturbación. Cemento silíceo.	AFB
10132.3	5	Arenisca de grano medio, con finas capas de lodo, presenta estratificación flaser y crinckel. Saturado de petróleo	AFGBLD
10135.3	4	Arenisca de grano medio, con láminas continuas de lodo, y estratificación cruzada planar. Saturado de petróleo	AFMCXCDR
10337	15	Arenisca de grano medio con glauconita (5%), mala porosidad, cemento silíceo.	AFMGM
10339.2	17	Arenisca de grano medio bioturbada con finas capas de lodo, glauconita (5%). Cemento silíceo	AFGB
10342.4	18	Arenisca fina muy bioturbada, glauconita (3%), con finas láminas de lutita con ámbar.	ALLBG
10344	23	Lutita negra, con ámbar (2%) y restos de carbón.	LNL
10351.2	12	Arenisca de grano fino a medio, bioturbada, con láminas discontinuas de lodo, laminación wispy	ALLB
10352.8	23	Lutita negra laminada	LNL
10363.4	8	Arenisca fina con láminas de lodo, flaser, intercalaciones de lodo	AFLL
10364.2	15	Arenisca fina con glauconita (5%)	AFMGM
10364.5	12	Arenisca fina con glauconita (menor a 1%), láminas de lodo, estructuras tipo crinckel, y flaser.	ALLB
10365.8	22	Lutita negra lenticular, bioturbada y con synaeresis crack.	LALL
10368.3	8	Arenisca muy fina a fina con intercalaciones de lutita. Estructuras flaser.	AFLL
10369.6	4	Arenisca de grano fino a medio estructuras crinckel, y flaser. Saturado de petróleo.	AFMCXCDR
10374.2	7	Arenisca de grano fino a medio estructuras crinckel, y flaser. Moderado contenido de petróleo.	AFCL

Fuente: Villamar-Orozco

2.10 MAPAS SEDIMENTOLÓGICOS

Con las respuestas de las electrofacies y el amarre a las facies interpretadas en los núcleos, se procede a crear los mapas sedimentológicos en cada unidad del campo Drago. Son necesarias para definir tendencias y geometrías de los cuerpos de arenas dentro de los reservorios, que ayudaran a controlar el modelamiento geoestadístico.

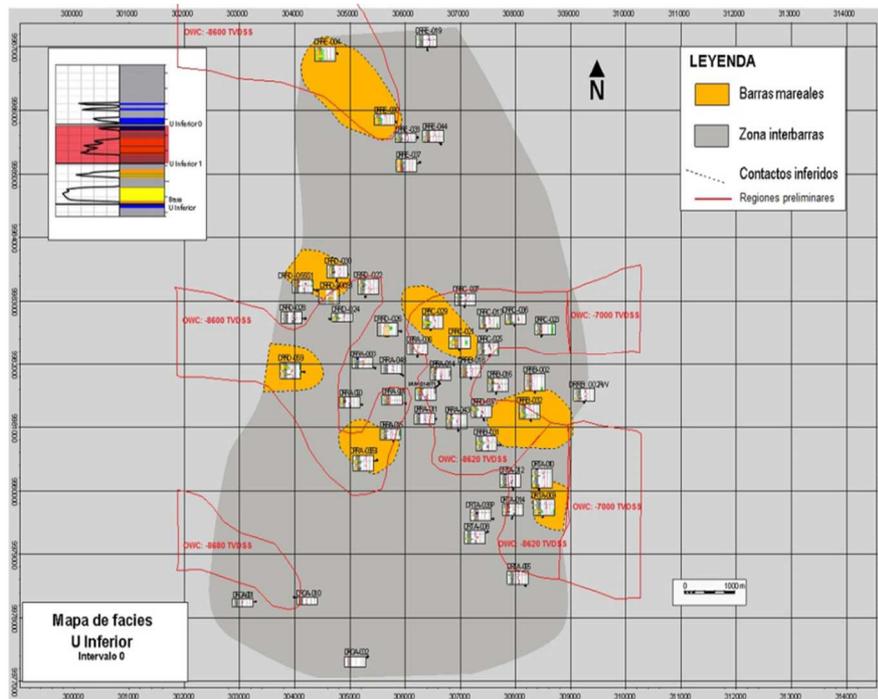
Los mapas de facies y sedimentología de los reservorios del Complejo Drago presentados a continuación se basan en el análisis integrado de núcleos de corona donde se definió facies y ambientes de depositación, registros eléctricos que permitió extrapolar las observaciones de núcleos a pozos donde no se disponía de estos. Esta integración complementada con el conocimiento regional de la Cuenca Oriente permitió definir mapas de facies de los reservorios del Complejo Drago.

El ambiente de depósito definido para la base de U Inferior se interpreta como canales de marea en la zona central, que cambian lateralmente a zonas de barras y planicies arenosas en la parte sur y norte del complejo. La orientación de los canales y barras mareales se interpreta como de Sureste a Noroeste. La zona de canal en el central del complejo tiene un ancho aproximado de 4 - 5 km.

Para el intervalo U Inferior 0 (Figura 19, la facies predominante son las areniscas arcillosas que dominan en la parte norte y sur del complejo, hacia la parte central se desarrollan mejor areniscas finas interpretadas como barras discontinuas.

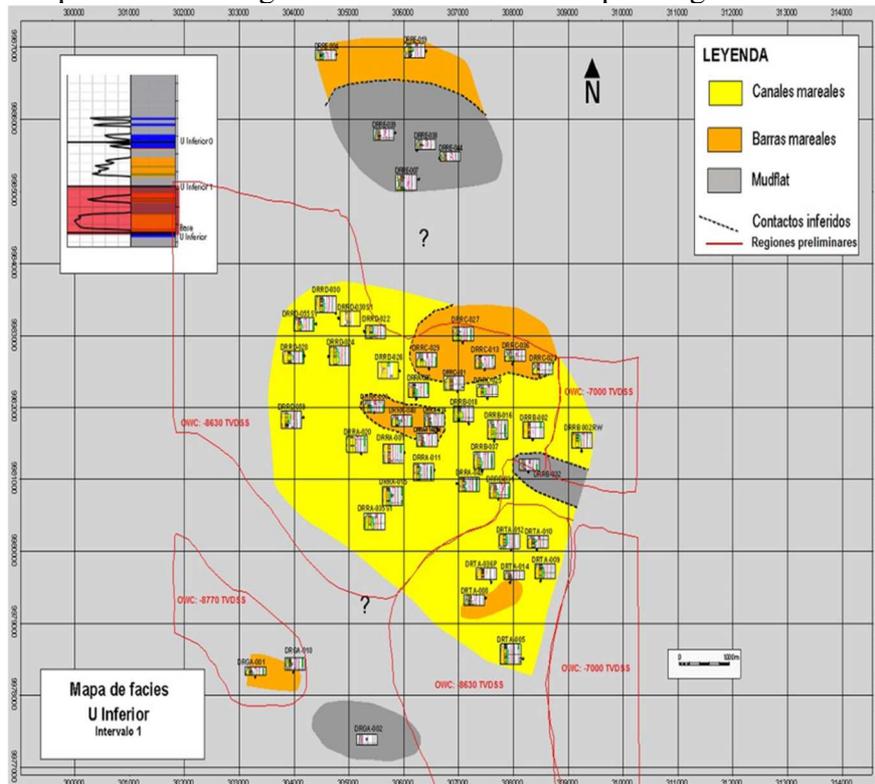
Las zonas de barras se depositan en un ambiente con influencia mareal, se desarrollan en dos zonas principales, al norte del Complejo (DREE-004, DREE-039), y en la parte central (DRRC029). Las zonas arenosas presentan una orientación NO - SE, hacia la base son más restringidas. (Figura 20)

Fig. 19 Mapa Sedimentológico U inferior -0 del Campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 20 Mapa Sedimentológico U inferior -1 del Campo Drago

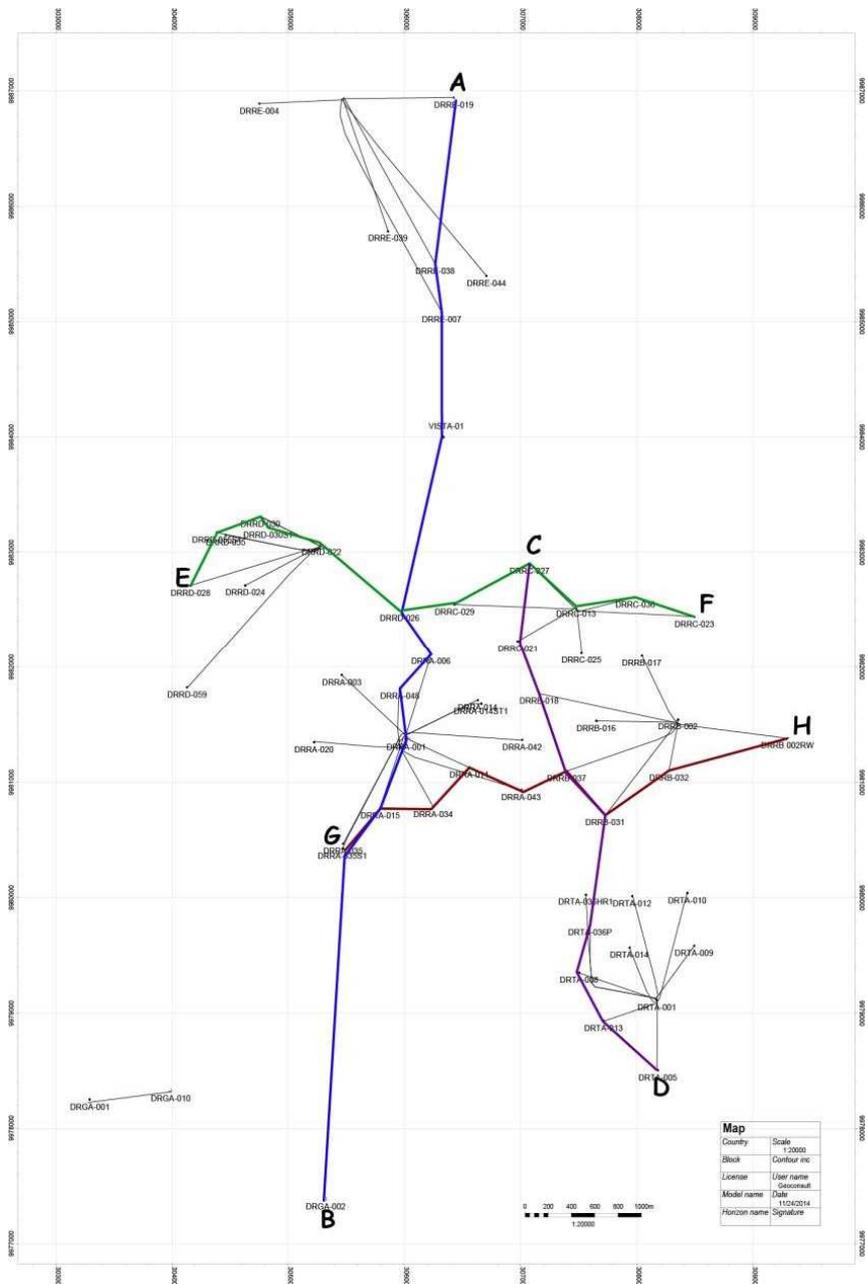


Fuente: Villamar-Orozco

2.11 SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS

Se generaron secciones estratigráficas con el objetivo de analizar la continuidad de las diferentes arenas en las direcciones Norte-Sur y Este-Oeste. Además, analizar el comportamiento del intrusivo dentro de la unidad T. A continuación, se muestra el mapa de secciones en la figura 21, y las correspondientes secciones en los gráficos siguientes.

Fig. 21 Ubicación de las secciones estratigráficas del Campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

SECCION A-B

El corte A-B tiene una orientación Norte – Sur. En este corte se observa la sección desde Hollín Inferior hasta la Caliza M2. El intervalo Hollín Inferior se presenta bastante continuo, mientras que Hollín Superior se nota más discontinuos y con frecuentes intercalaciones de lodo. El reservorio T Inferior se presenta como niveles de arena limpia a la base que hacia el tope cambian a areniscas glauconíticas. T inferior se encuentra afectada por una intrusión de alto nivel, de tipo dolerita la cual a nivel de los pozos DRRE-038 y DRRE-007 corta la secuencia de arenas limpias, encontrándose de esta manera 2 paquetes de arena limpia arriba y abajo del intrusivo. Hacia la zona del pozo Vista-01 este intrusivo se vuelve más potente y podría corresponder con el centro de emisión o el alimentador del intrusivo. A nivel del pozo DRRD-026 este intrusivo desaparece, con lo cual se evidencia que el intrusivo es de extensión limitada y se instruye a nivel de la Arenisca T Inferior. Se observa también como la sedimentación en T Superior se encuentra posiblemente afectada, ya que los espesores de esta unidad disminuyen hacia la zona del intrusivo. (Figura .22)

SECCIÓN C-D

El corte C-D atraviesa los pozos DRRC-027, DRRC-02, DRRB-018, DRRB-037, DRRB-031, DRTA-008, DRTA-013, DRTA-005, y tiene un sentido Norte - Sur. U Inferior es un cuerpo de arena bastante continuo lateralmente aunque con una ligera disminución de espesor hacia el pozo DRTA-008. T Superior y U Superior corresponde a arenas con abundante glauconita e intercalaciones de lodo. (Figura 23).

SECCIÓN E-F

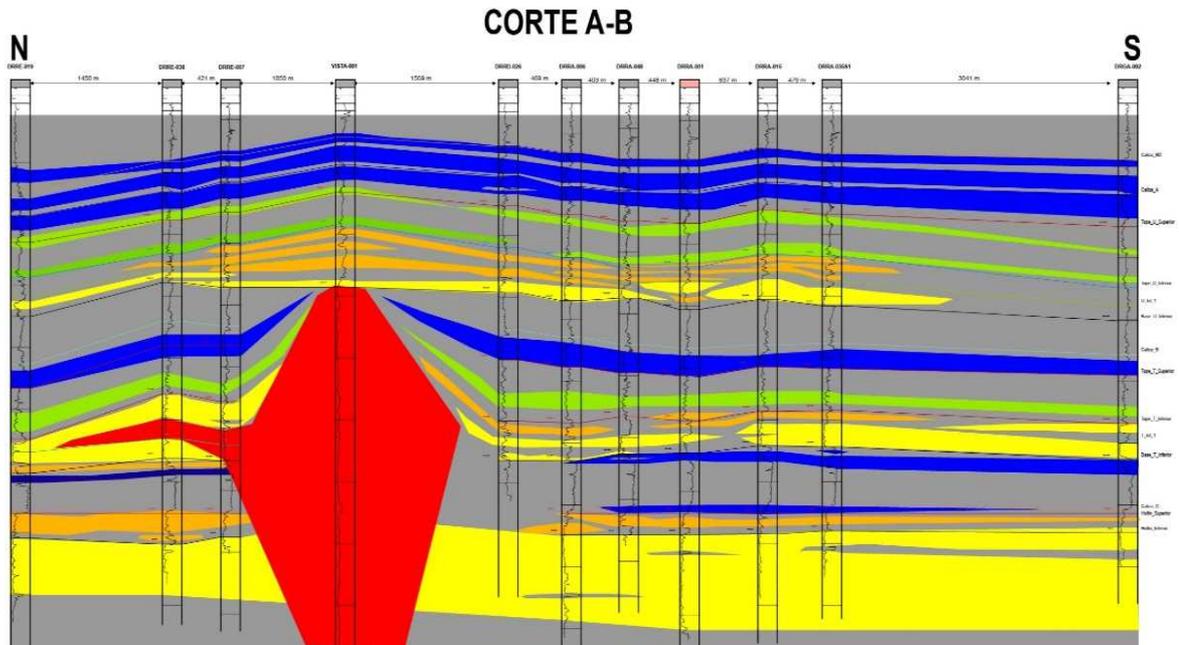
El intervalo U Inferior presenta también espesores importantes de arena limpia, que se nota bastante continuo a lo largo de la sección presentada, con un importante aumento de espesores hacia el oeste del complejo. (Figura 24)

SECCIÓN G-H

La sección estratigráfica G-H se ubica en dirección oeste a este, atravesando los pozos DRRA-035S1, DRRA-015, DRRA-034, DRRA-011, DRRA-043, DRRB-037, DRRB-031, DRRB-032, DRRB-002RW. En U Inferior se observa algo muy similar a T Inferior, con cuerpos de arena continua a la base y que en la parte central disminuyen de espesor.

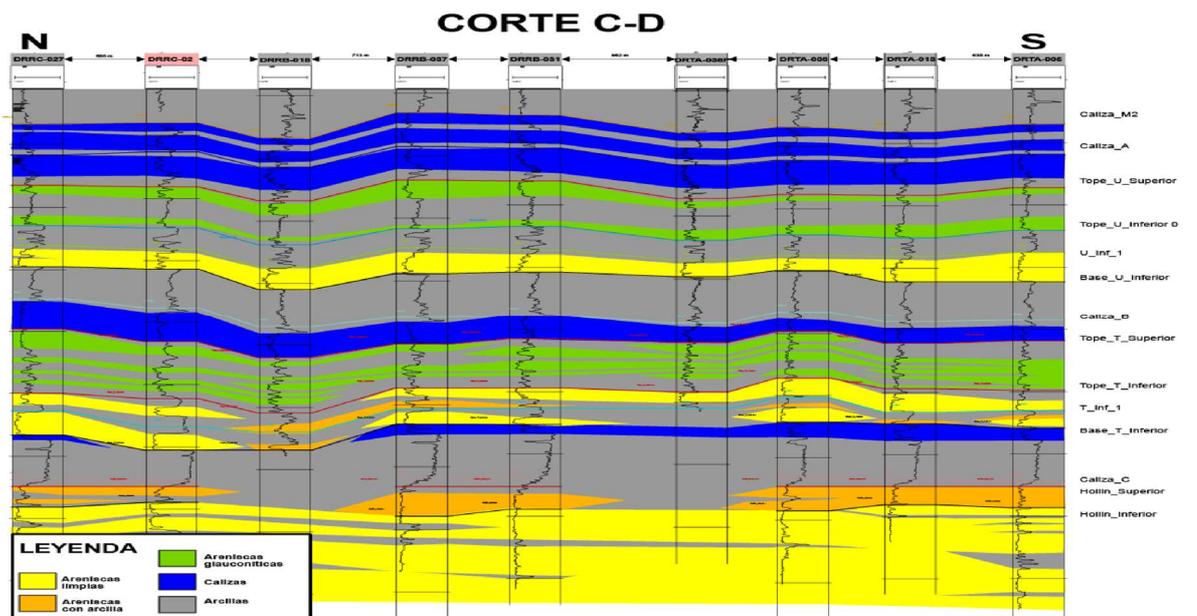
El intervalo de la parte superior de U Inferior presenta arenas discontinuas con intercalaciones de lodo y areniscas arcillosas. T Superior y U Superior presenta arenas con abundantes lodos y niveles glauconíticos. (Figura 25)

Fig. 22 Sección estratigráfica A-B que muestra la geometría del intrusivo en el Campo Drago



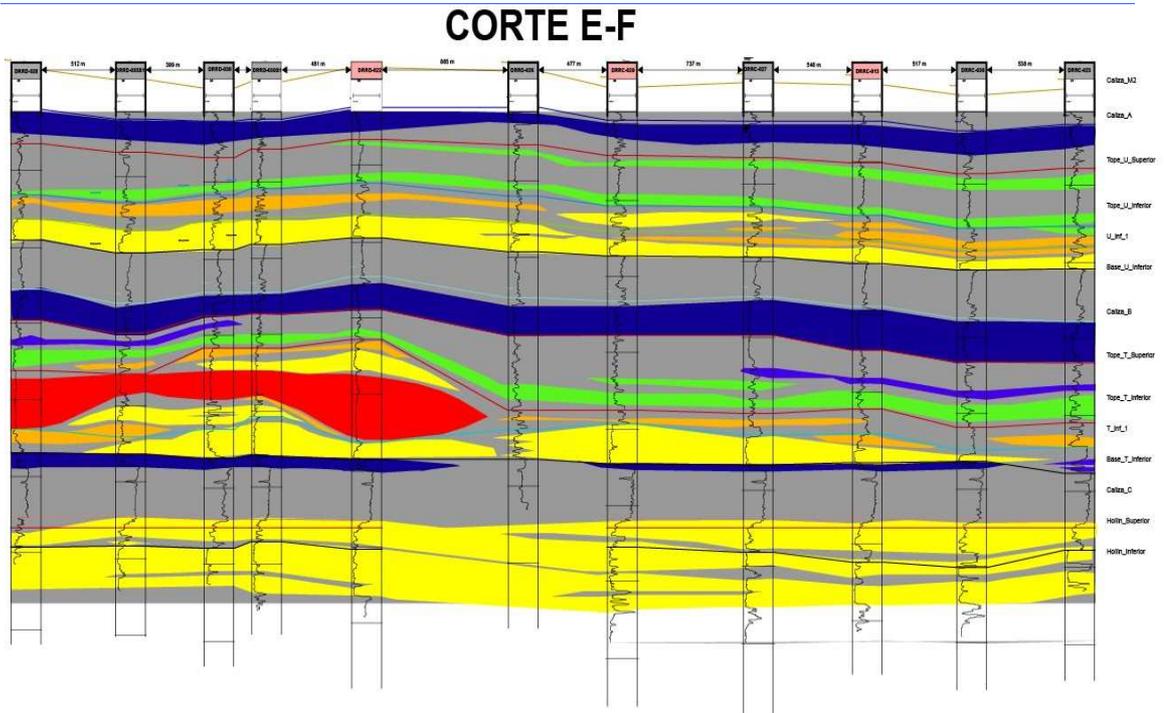
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 23 Sección estratigráfica C-D, que muestra la geometría del intrusivo en el Campo Drago



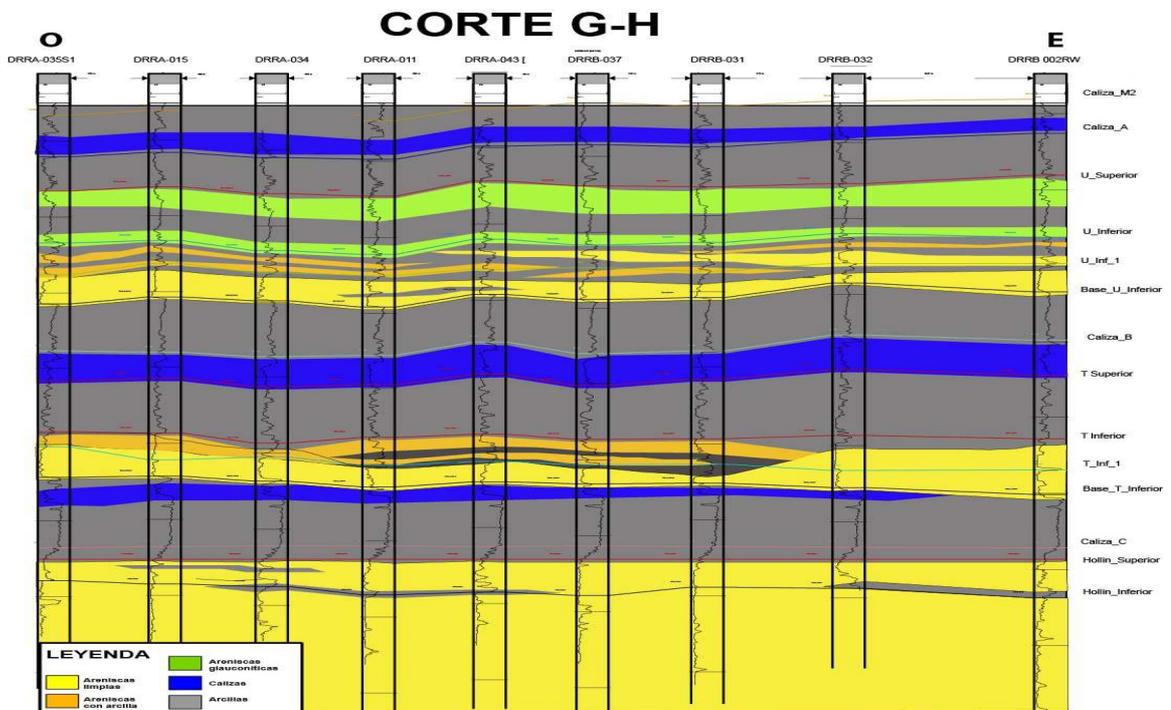
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 24 Sección estratigráfica E-F, que muestra la geometría del intrusivo en el Campo Drago y los diferentes cuerpos de arena



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 25 Sección estratigráfica E-F, que muestra la geometría del intrusivo en el Campo Drago y los diferentes cuerpos de arena

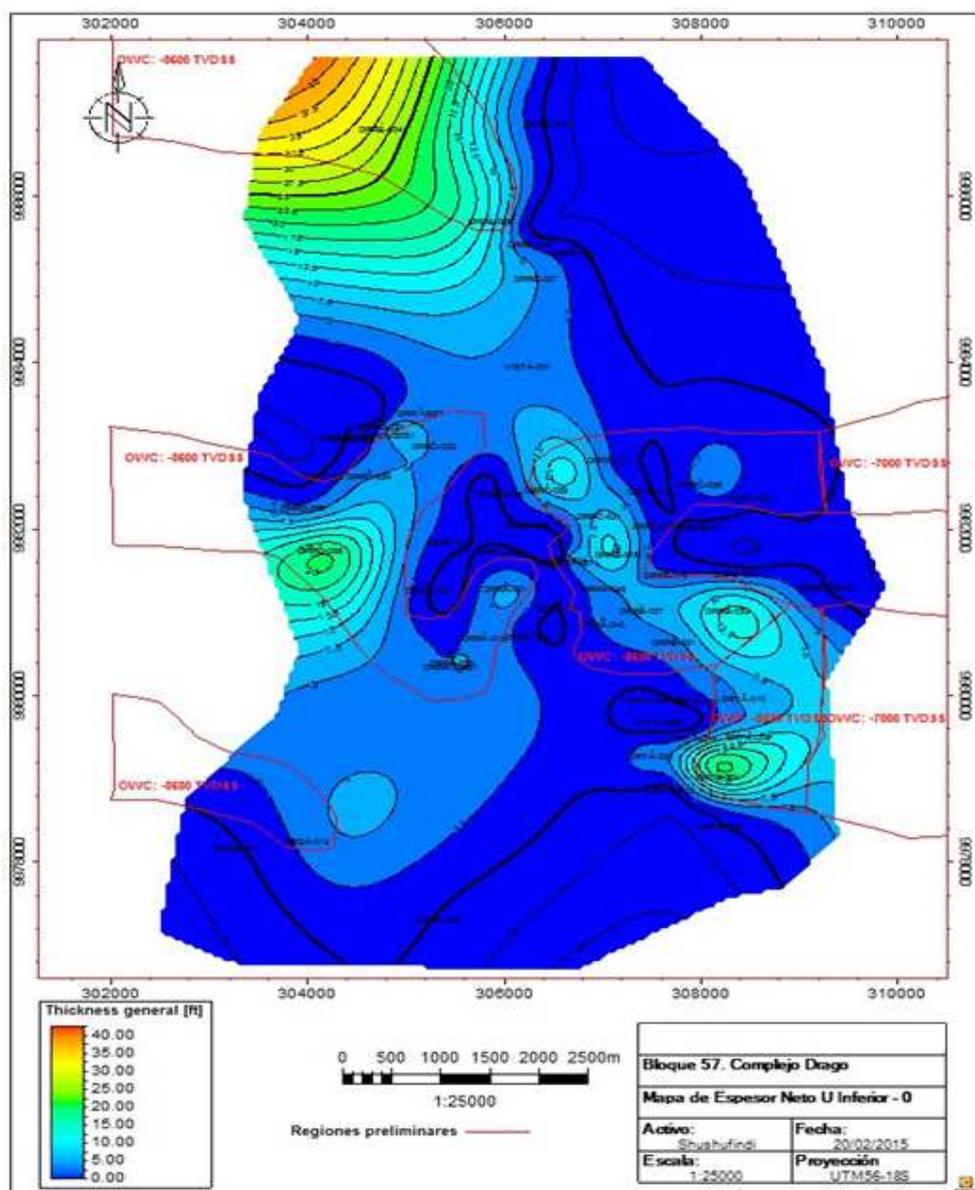


Fuente: Villamar-Orozco

2.12 MAPAS DE ESPESORES DE ARENA NETA

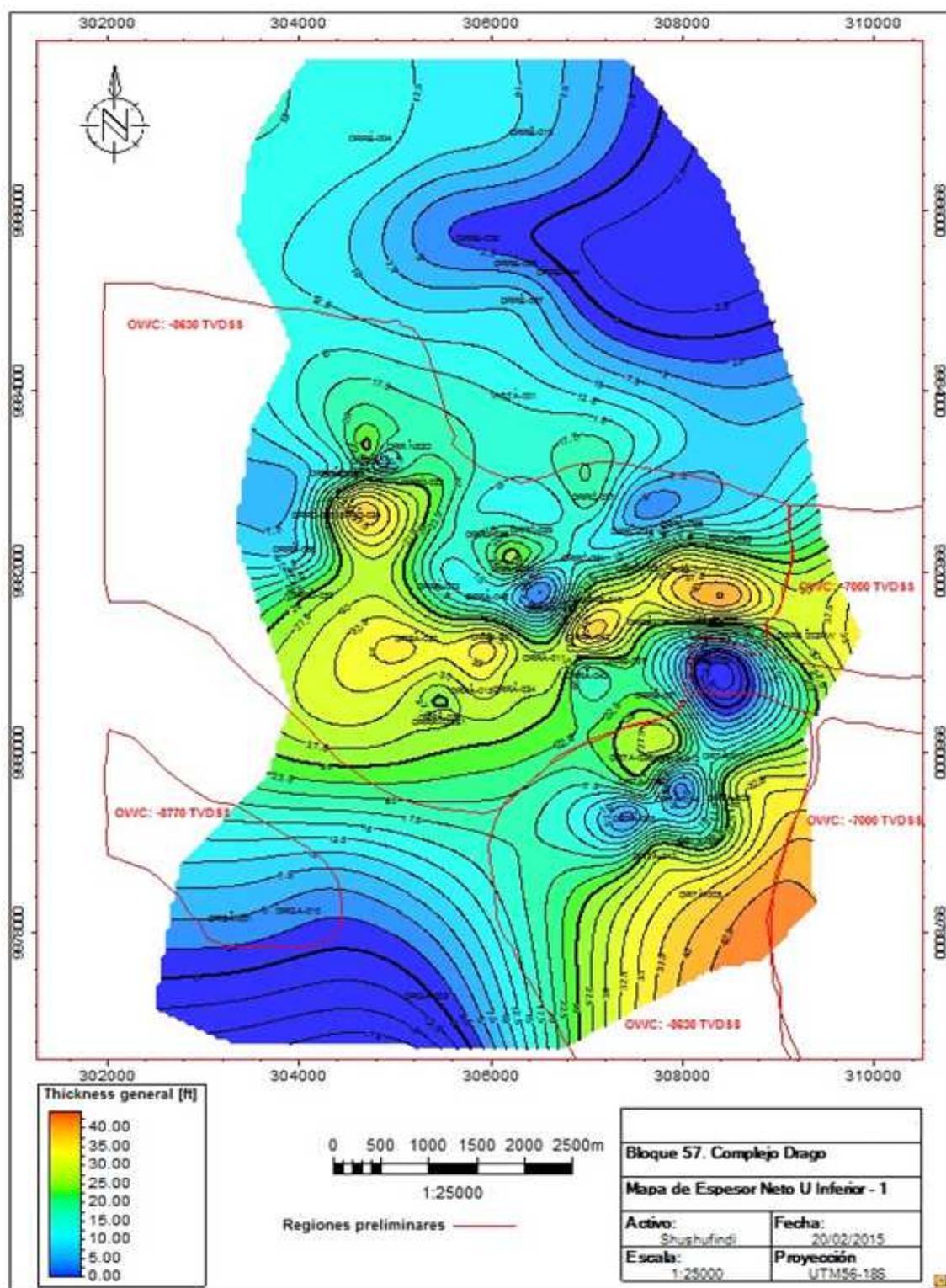
Se construyeron mapas de arena neta correspondientes a los litotipos A, B y Glauconítico para cada unidad y se combinaron con mapas de diagramas de torta que muestran el porcentaje de estos litotipos con respecto a los no almacenadores de hidrocarburo. En las figuras 26 y 27 se muestran los respectivos mapas en cada unidad del Campo Drago.

Fig. 26 Mapa de espesor de arena neta Tipo A,B y Glauconítica (U inferior 0)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 27 Mapa de espesor de arena neta Tipo A,B y glauconítica (U inferior 1)

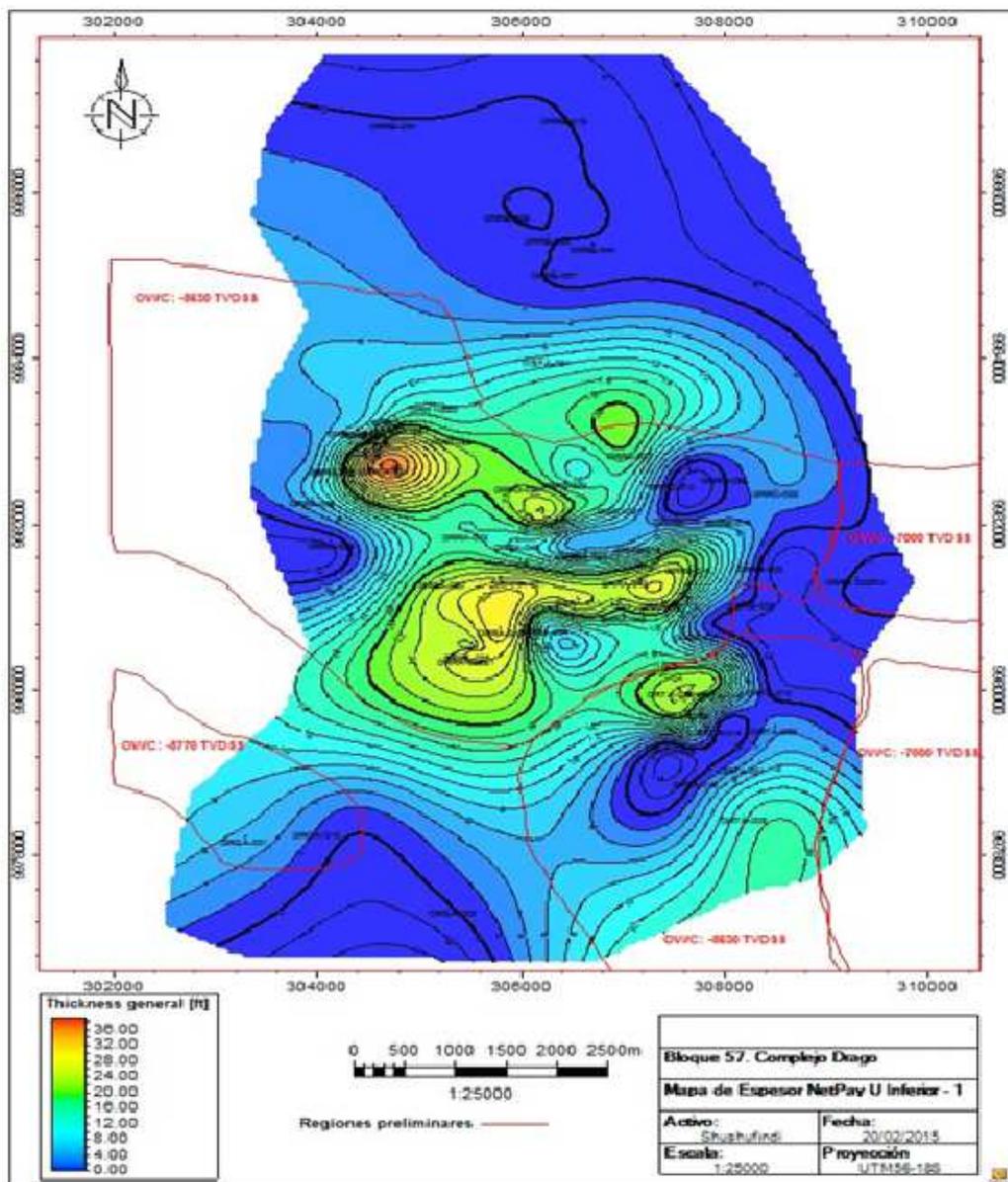


Fuente: Villamar-Orozco

2.13 MAPAS DE ESPESORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA

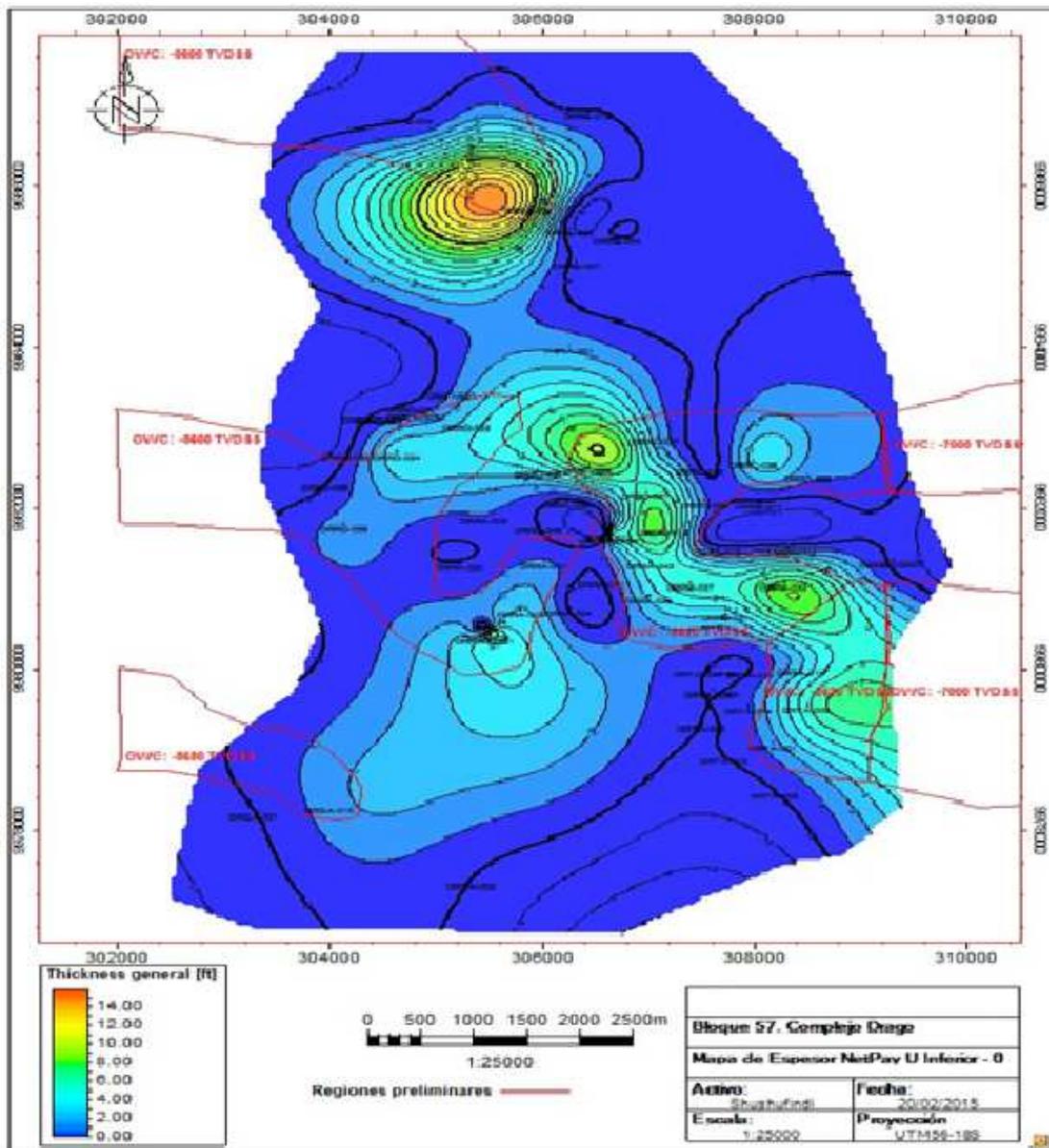
Se construyeron mapas de arena neta petrolífera con corte de porosidad mayor al 6 % y corte de saturación de agua menor al 60% correspondientes a los litotipos A, B y Glauconítico para cada unidad y se combinaron con mapas de diagramas de torta, que muestran el porcentaje de estos litotipos con respecto a los que están saturados de agua y baja porosidad. En la figura 28 y 29 se muestran los respectivos mapas en cada unidad del Campo Drago.

Fig. 28 Mapa de espesor de arena neta Tipo A, B; y Glauconítica (U Inferior 0)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 29 Mapa de espesor de arena Tipo A y B; y glauconítica (U inferior 1)



Fuente: Villamar-Orozco

2.14 MODELO ESTRUCTURAL

El modelo estructural realizado para el campo Drago se basó en la interpretación de un cubo sísmico 3D de aproximadamente 200 Km², dentro del cual se picaron los horizontes correspondientes a la zona productora del Cretácico Arenisca U, además del horizonte Tena Basal y Hollín. Se contó con seis pozos con VSP y 34 pozos con registros sísmicos, a partir de los cuales se generaron sismogramas sintéticos, que debido a la alta reflectividad de la zona de interés, presentan un amarre bastante claro.

Como resultado de esta interpretación, se puede determinar que la estructura del campo Drago es una zona positiva bastante tenue, que se forma dentro de un panel regional que buza hacia el Oeste; esta estructura de bajo relieve es producida por la reactivación de fallas que afectan principalmente la secuencia Jurásica. La estructura presenta una afectación bastante importante de intrusivos que fueron emplazados en el Cretácico Tardío, afectando el reservorio Arenisca T Superior e Inferior.

Las etapas para el desarrollo del modelo estructural son las siguientes:

- Generación de sismogramas sintéticos
- Interpretación sísmica
- Conversión Tiempo - Profundidad.
- Generación de modelo estructural en profundidad

2.14.1 GENERACIÓN DE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS

La primera parte del proceso de interpretación consiste en la generación tablas tiempo - profundidad para los pozos, de manera que puedan ser identificados los reflectores que representan un tope estratigráfico.

Este procedimiento incluye la generación de sismogramas sintéticos, los cuales representan trazas simuladas que se comparan con las secciones sísmicas, mediante el cálculo de un modelo de velocidades utilizando como referencia los registros sísmicos, así como los registros de velocidad (Check Shot en este caso), para ajustar los resultados.

Una vez calibrado el registro sísmico, se utiliza este, para generar un sismograma sintético, de manera que podamos comparar los eventos obtenidos de este proceso, con los eventos registrados en la sísmica.

Los sismogramas sintéticos son usados para obtener un control adecuado sobre la información estratigráfica en las secciones sísmicas, a partir de la correlación de atributos netamente geológicos como la litología, las variaciones estratigráficas, la porosidad y los fluidos, comparada con los atributos netamente geofísicos como la amplitud, el carácter de la reflexión, las frecuencias y otros. La línea común entre ambos atributos está definida por los coeficientes de reflexión y la impedancia acústica.

La primera parte del proceso de interpretación consiste en la generación tablas tiempo -

profundidad para los pozos, de manera que puedan ser identificados los reflectores que representan un tope estratigráfico.

Este procedimiento incluye la generación de 34 sismogramas sintéticos, los cuales representan trazas simuladas que se comparan con las secciones sísmicas, mediante el cálculo de un modelo de velocidades utilizando como referencia los registros sínicos y de densidad, así como los registros de velocidad (Check Shot en este caso), para ajustar los resultados.

En algunos casos es recomendable hacer una extracción de ondícula, para obtener un mejor acople al generar las trazas sísmicas. La traza sísmica obtenida es calculada a partir de la convolución de la ondícula con la serie de reflectividad, la cual simula una reflexión sísmica con incidencia normal.

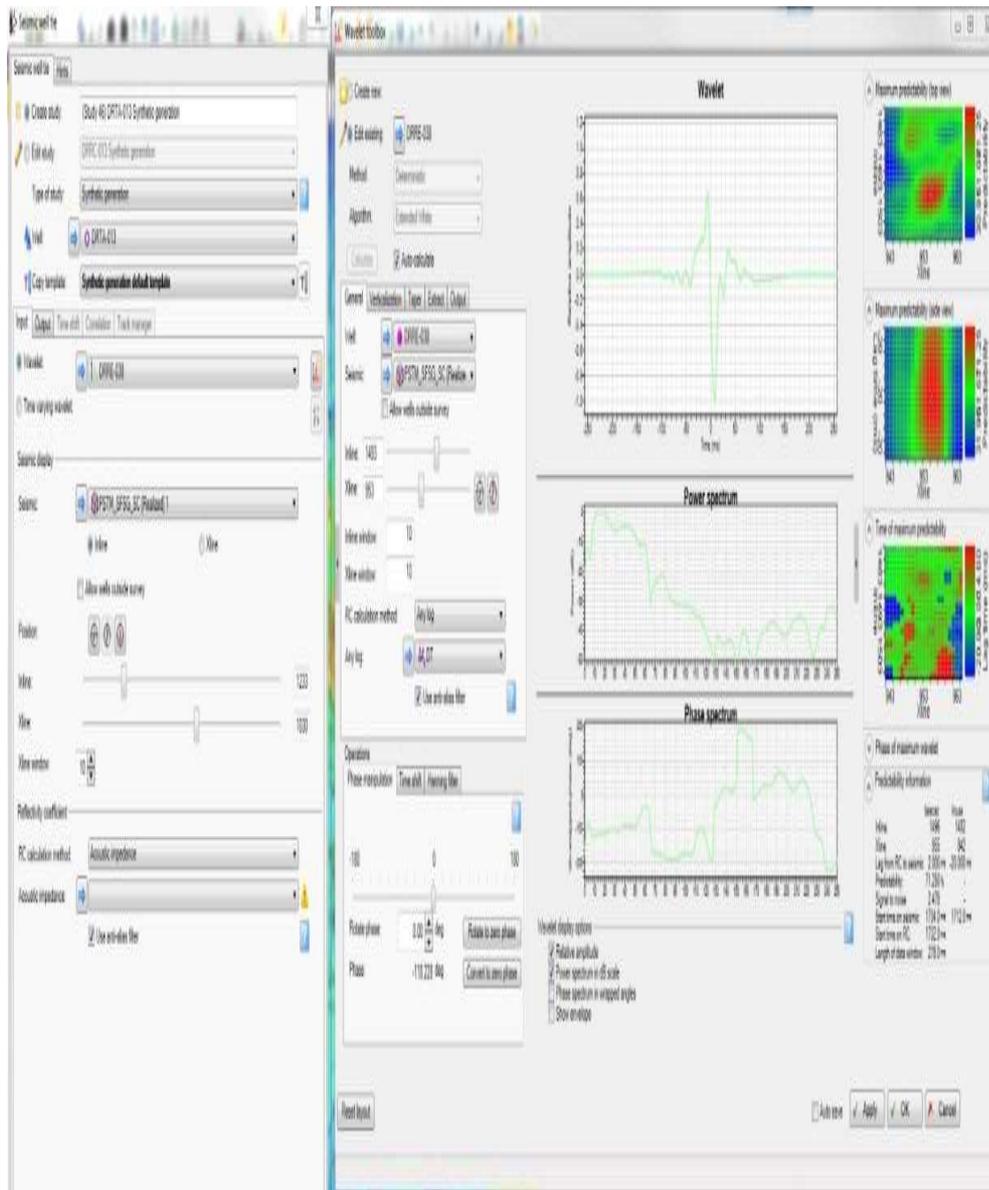
2.14.2 CALIBRACIÓN DE REGISTRO SÓNICO.

El registro sínico mide el tiempo de tránsito (milisegundos), que tarda una onda acústica compresional en viajar a través de un pie de la formación, por un camino paralelo a la pared del pozo. Este tiempo está directamente relacionado con la matriz de la roca, por lo tanto la roca se ve afectada por los cambios litológicos y de porosidad de la roca.

Esta relación nos da una buena idea de las velocidades que presentan las rocas en la secuencia vertical perforada por el pozo, sin embargo el registro de velocidades Check Shot o VSP, nos indican con seguridad los valores de velocidad de cada uno de los niveles o secuencias estratigráficas atravesadas siendo la manera más confiable de definir la relación tiempo - profundidad.

El módulo de PETREL, Seismic Well Tie, permite hacer los ajustes requeridos, al sínico, como se muestra en la Figura 30.

Fig. 30 Modulo Well Seismic Tie Petrel



Fuente: Villamar-Orozco

A partir de los registros sísmicos se realizó el siguiente procedimiento para los 34 pozos con los que se cuenta con este registro:

En primer lugar se realiza una extracción de la ondícula en la traza o trazas cercanas en que está localizada la zona de interés, con el fin de obtener una traza similar a la que obtuvo el disparo sísmico. Posteriormente, se genera el sismograma a través de la convolución de la ondícula obtenida para el pozo y el registro de coeficiente de reflectividad. El resultado es desplegado junto con las trazas cercanas del cubo sísmico,

donde se realizan los ajustes necesarios. Para el caso de este campo, la mayoría de los pozos ajustaban sin realizar ninguna modificación.

2.14.3 CONFIGURACIÓN SÍSMICO - ESTRUCTURAL.

De acuerdo con los amarres obtenidos por los sismogramas sintéticos se define las unidades del yacimiento del campo.

Una vez definida la confirmación y disposición de las fallas que afectan el campo y los reflectores que corresponden a los eventos geológicos con resolución sísmica, se adelanta la interpretación de cada uno de ellos, utilizando las ayudas contenidas en el software.

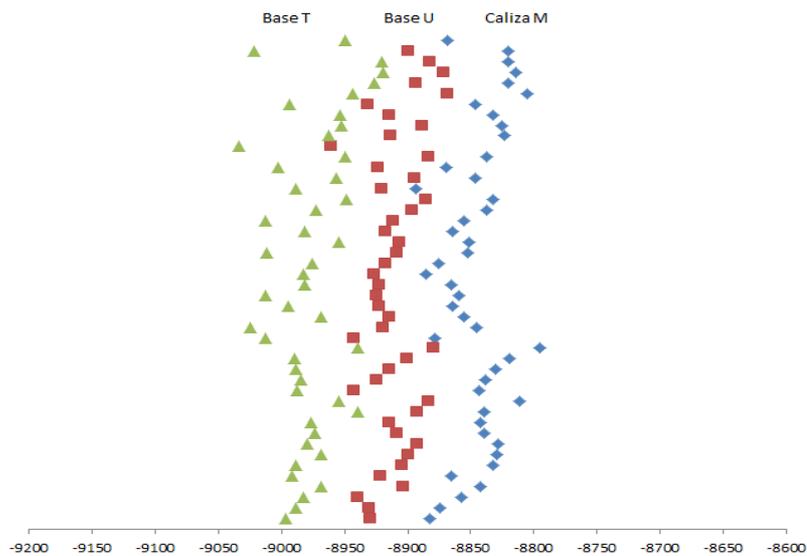
Debido a que los reflectores se marcan muy bien en la mayoría del volumen sísmico, se utiliza a manera de ayuda el proceso de *autotracking*, proceso que debe realizarse por sectores o polígonos para controlarlo mejor y que no tenga saltos de ciclo que se expanden.

2.14.4 CONVERSIÓN TIEMPO - PROFUNDIDAD.

Para la conversión a profundidad de los horizontes interpretados se realizaron mapas de velocidad promedio desde superficie hasta cada horizonte utilizando los topes ya establecidos por el estratígrafo del proyecto.

En primer lugar es bueno señalar que las velocidades no varían de forma dramática entre los pozos, encontrando que para cada horizonte el valor promedio de todos los pozos varía +/- 50 ft/s, lo cual es el 5% del valor promedio (ver figura 31). Como ejemplos más significativos, tenemos para el tope de la Caliza B un promedio de 8846 ft/s, para la Base de la Arena U Inferior 8960 ft/s y para la Base de la Arena T Inferior 8976 ft/s. Como se puede observar, es una tendencia normal, teniendo valores de velocidad menores en las formaciones más jóvenes que va aumentando hacia las más antiguas. Otro aspecto para recalcar, es que solamente para la base Arena T, se encuentran valores por encima de 9010 ft/s y son tan solo algunos pozos. Todo lo anterior para indicar que las variaciones son menores dentro de cada unidad y que ningún dato duro indica que exista una variación hacia anomalías altas de velocidad que no estén relacionadas a los cuerpos intrusivos.

Fig. 31 Variación de velocidad promedio para cada uno de los horizontes principales



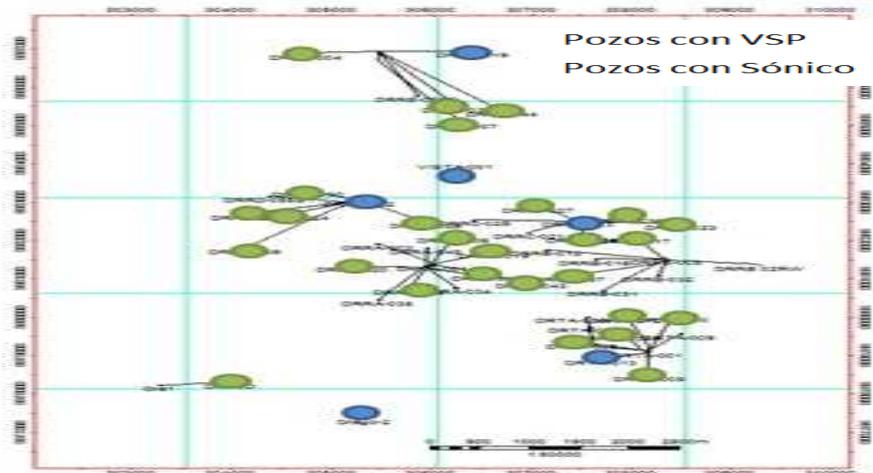
Fuente: Villamar-Orozco

2.15 BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD

2.15.1 INFORMACIÓN DE REGISTROS

La información de pozos entregada por PETROAMAZONAS, corresponde a los registros eléctricos en formato LAS, los cuales no registran la secuencia vertical en su totalidad, enfocándose principalmente en las formaciones basales cretáceas, sin embargo durante el proceso de interpretación la base de datos ha venido siendo completada llegando a cubrir, en la mayoría de los pozos, las arenas de la parte basal de la formación TENA.

Fig. 32 Mapa base con información de pozos



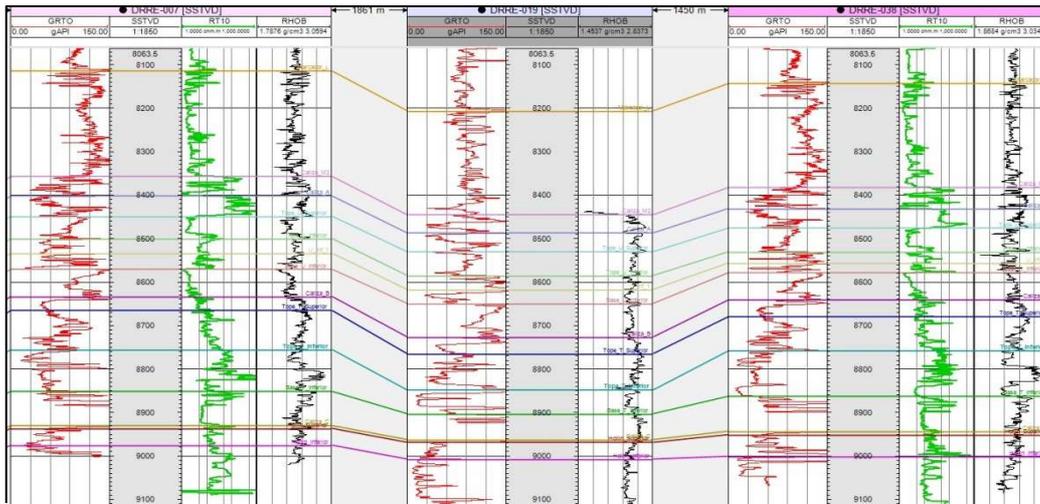
Fuente: Villamar-Orozco

2.15.2 INFORMACIÓN SÍSMICA.

La base de datos entregada para el proyecto, cuenta con un volumen sísmico 3D de aproximadamente 200 km². Figura 33.

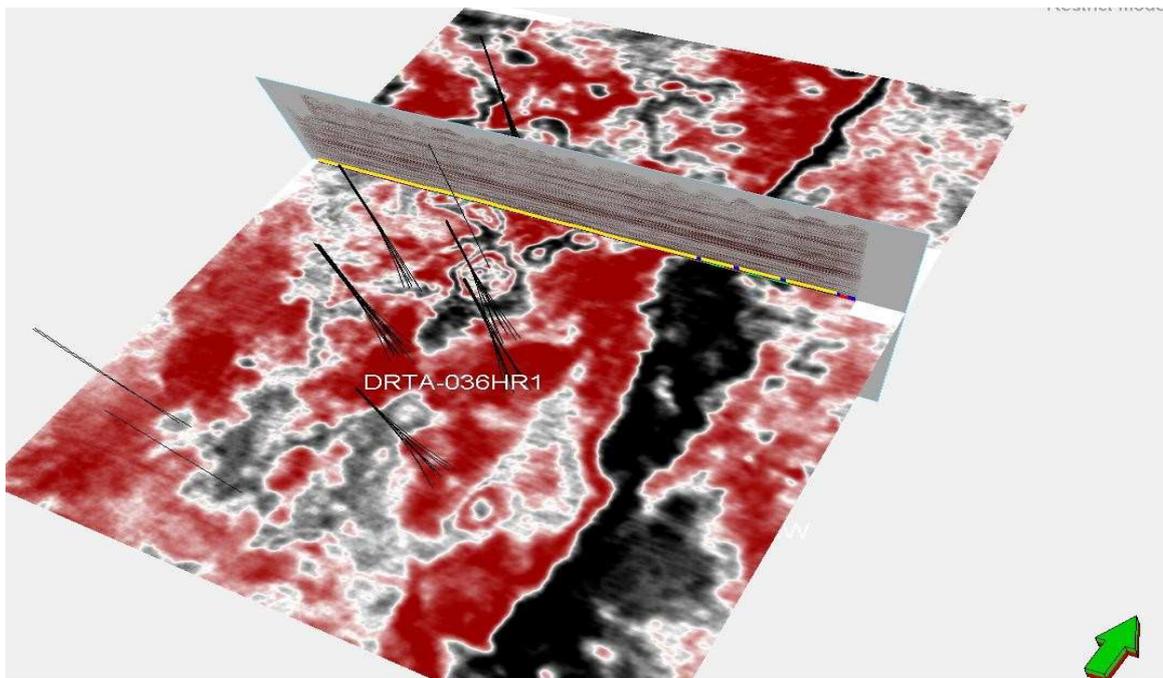
El volumen sísmico se puede apreciar en un time slice del reproceso PSTM (*Pre Stack Time Migration*). La calidad de la información sísmica recibida es excelente, tanto en la continuidad de los reflectores, como la claridad de las fallas, Figura 34

Fig. 33 Ejemplo de registro de Pozos y topes formacionales



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 34 Cubrimiento de la Información Sísmica 3D



Fuente: Villamar-Orozco

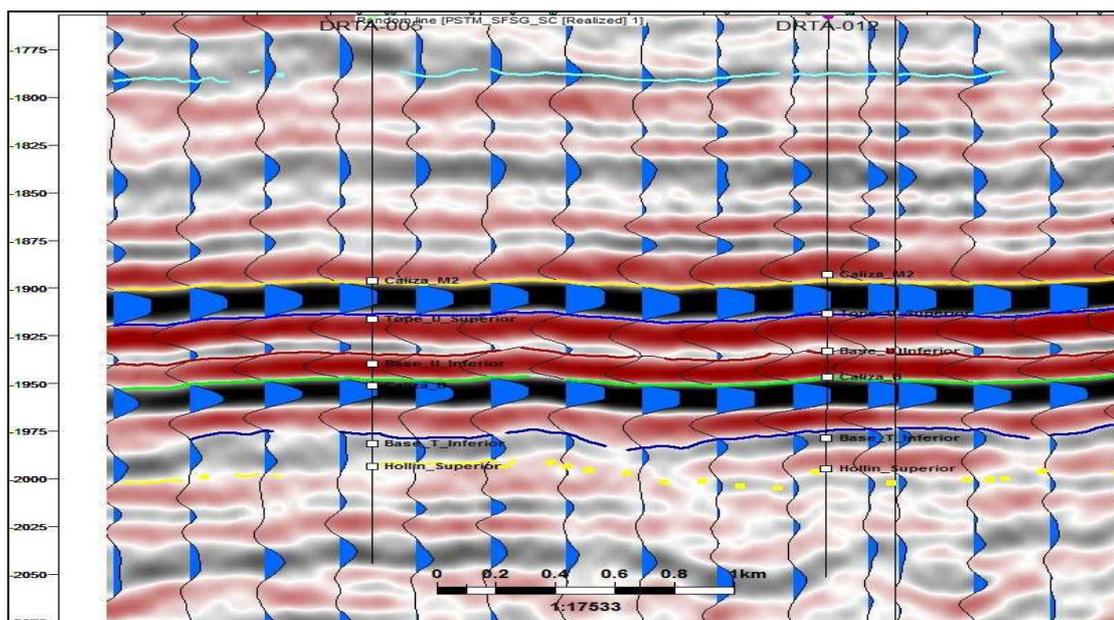
2.16 INTERPRETACIÓN SÍSMICO - ESTRUCTURAL.

De acuerdo con los amarres obtenidos por los sismogramas sintéticos queda definido que las unidades del yacimiento en el campo, se localizan por debajo de los 1800 ms, como se muestra en la Figura 35. Las unidades estratigráficas, se muestran muy continuas, siguiendo un paralelismo casi uniforme, es decir no se aprecian grandes cambios en espesor por efecto de eventos tectónicos.

Como se puede observar, los eventos que representan litologías de caliza, son los más fuertes y más sencillos de seguir. Debido a que la secuencia Tope Caliza M hasta Base Arena U Inferior es más espesa por alrededor de 40 pies que la secuencia Tope Caliza B hasta Base Arena T Inferior, la resolución sísmica alcanza a generar una ondícula positiva que representa la Arena U Inferior. Este evento positivo se hace muy tenue o desaparece en algunos lugares, pero no se identificó que ese cambio estuviera relacionado directamente con el espesor de las arenas, ya que pozos como el DRGA- 002, que no presentan desarrollo de éstas, sí desarrolla el evento positivo mencionado.

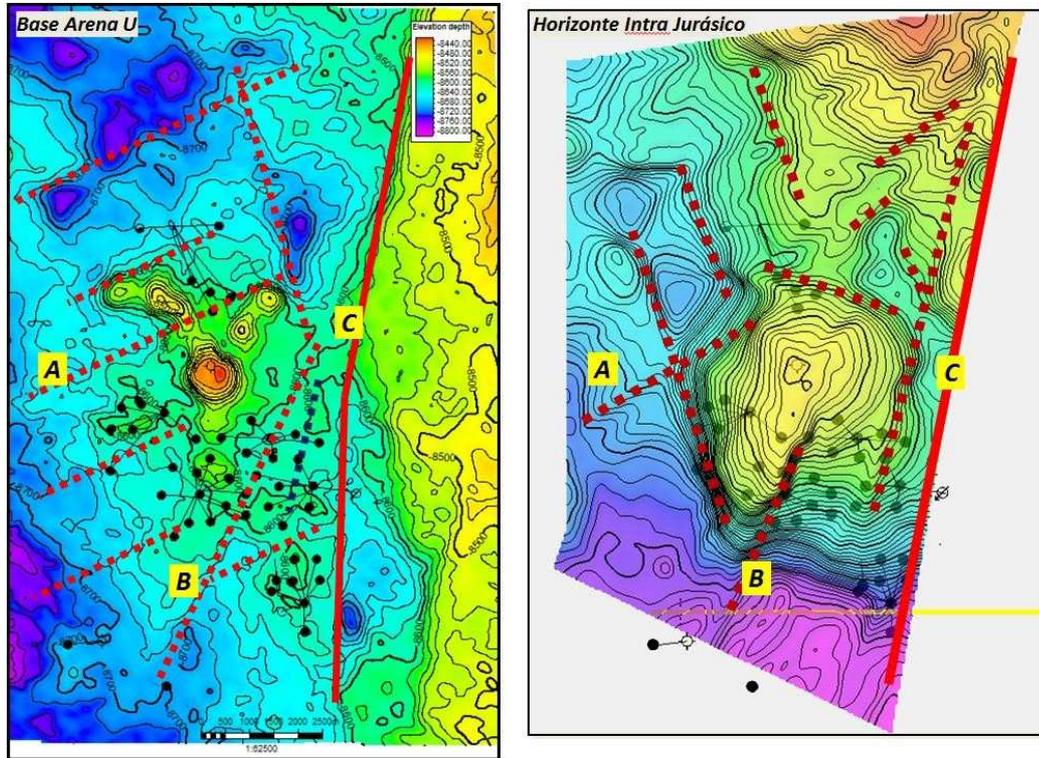
El evento del tope de la Formación Hollín, a pesar de tener un contraste litológico bastante claro de *shael* a arenas, no es un reflector tan claro como los anteriores, tal vez debido a la energía ya consumida por las zonas calcáreas de los yacimientos.

Fig. 35 Relación de los eventos sísmicos con la estratigrafía del campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 36 Lineamientos de las estructuras de la secuencia del Pre-Cretácico comparadas con las del yacimiento. Existe una correlación de lineamientos con sentido NE-SW; N-S y NW-SE, indicando la influencia de pequeñas reactivaciones de estas fallas del pre-Cretácico

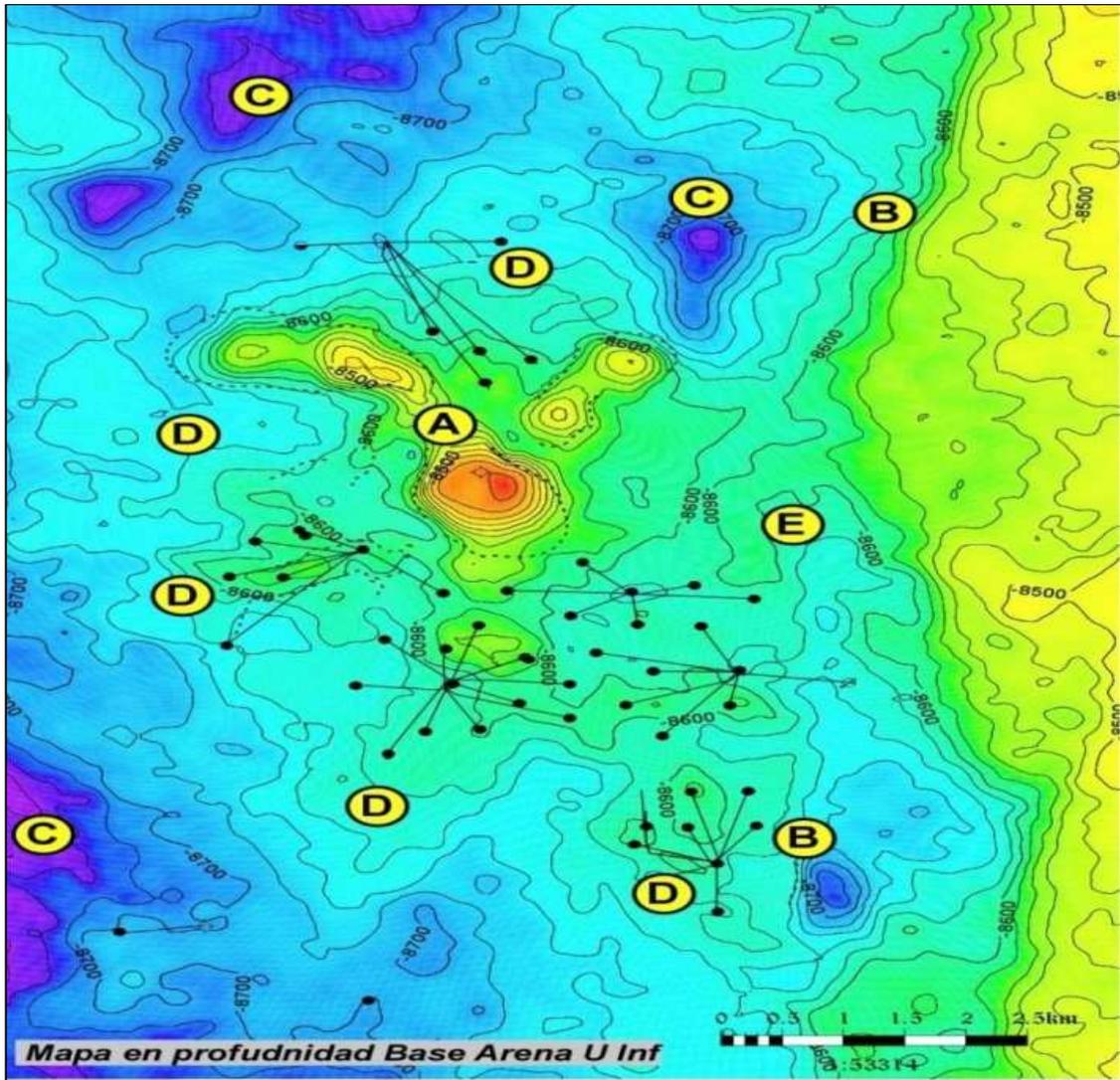


Fuente: Villamar-Orozco

En la Figura 36 se presentan los mapas en tiempo de la Base Arena U Inferior y un horizonte de la secuencia pre-Cretácica deformada, con el fin de observar la relación entre las fallas pre-Cretácicas y los pliegues del yacimiento. Allí se puede determinar que en efecto, existe una correlación importante entre las direcciones de los lineamientos del pre-Cretácico, señalados como A, B y C, con dirección NE-SW; es de especial importancia el punto C, que representa la falla de *rift* mostrada en la figura 36 de las generalidades estructurales y que coincide bastante bien con el cambio de pendiente de las superficies en el Cretácico. Esto es de gran relevancia porque indica que la reactivación de estas fallas está controlando las acumulaciones en esta zona de lacuena y de tal modo es posible encontrar posibilidades exploratorias siguiendo estos lineamientos.

A continuación, para el mapa de Arena U Inferior (Figura 37), dentro de esta zona sí existe la roca como yacimiento, pero se encuentra deformada por la acción de la intrusión

Fig. 37 Mapa en profundidad de la Arena u Inferior mostrando los elementos estructurales principales



Fuente: Villamar-Orozco

Los puntos B, remarcan el lineamiento N-S que coincide con la falla de *rift* mencionada anteriormente, donde hay un cambio importante en la pendiente de la estructura.

Las zonas más bajas del área están marcadas en los puntos C, los cuales están alrededor de 100' más profundos. Dentro del área del 3D, no se alcanza a visualizar hacia donde está el epicentro del área.

Los elementos marcados con la letra D, son bastante llamativos y simulan narices que están orientadas en las direcciones de las fallas del pre-Cretácico, estas zonas, que se encuentran formando altos, son bastante interesantes desde el punto de vista de desarrollo, ya que podrían ser extensiones del campo principal.

2.17 SUPERFICIES EN PROFUNDIDAD

Como resultado del proceso de interpretación sísmica se generan los mapas en profundidad de cada una de las unidades interpretadas. Estas unidades en particular se construyen manteniendo las tendencias de las unidades guía, es decir las que son interpretadas utilizando los valores de los topes de los pozos en donde se identificó dicho marcador.

Para la conversión a profundidad de cada uno de los horizontes en tiempo interpretados, se realizaron mapas de velocidad intervalo al tope de cada uno de estos reflectores, utilizando los datos de profundidad y tiempo en cada uno de los topes correspondientes en todos los pozos.

Como control de calidad se asegura que ninguna de estas superficies se crucen o intercepten, esto va a depender del control sísmico, así como del resultado del modelo de velocidad construido para cada superficie. La información de registros de los pozos es completada con los topes estratigráficos interpretados en el modelamiento sedimentológico – estratigráfico (Ver figura 38), los cuales permiten identificar los eventos sísmicos que representan a los eventos geológicos. Uno de los aspectos importantes a tener en cuenta durante este proceso, corresponde a la identificación de los valores de KB de cada pozo, ya que los errores en estos, generan errores en los amarres y consecuentemente en la generación de los mapas resultado de la interpretación.

Para la conversión a profundidad de los horizontes interpretados en tiempo, se calculó para cada pozo la velocidad promedio desde el nivel del mar hasta el tope correspondiente a cada horizonte interpretado. Teniendo los puntos de cada pozo distribuidos arealmente, se construyó un mapa de velocidades promedio para cada horizonte utilizando el algoritmo funcional, con el cual se obtuvieron los mejores resultados en cuanto a la coherencia del mapa.

En primer lugar es bueno señalar que las velocidades no varían demasiado entre los pozos, encontrando que para cada horizonte el valor promedio de todos los pozos varía +/- 50 ft/s, lo cual es el 5% del valor promedio. Como ejemplos más significativos, tenemos para el tope de la Caliza B un promedio de 8846 ft/s, para la Base de la Arenisca U Inferior 8960 ft/s

La base de datos de pozo utilizada, consiste en:

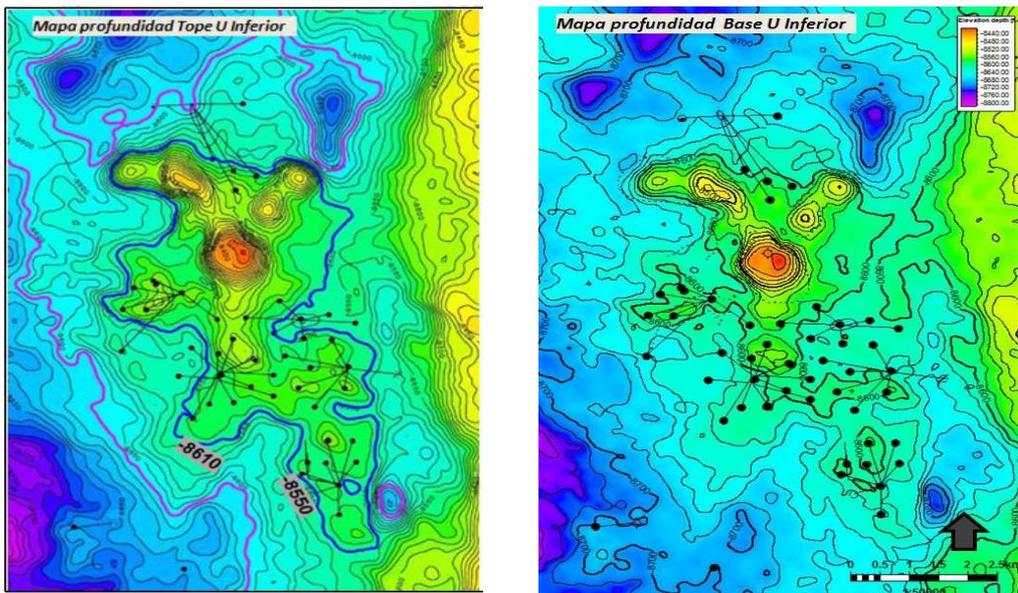
- 56 pozos con información de registros.
- 34 pozos con registro sísmico.
- 6 pozos con registro de velocidad (*Check Shot*).

En el mapa se puede observar que el intrusivo como las fallas que afectaban la parte de la secuencia ya no están presente, no se presenta una falla que divida el Complejo drago del campo Shushufindi al Este.

Se muestran los posibles contactos agua-petróleo en términos estructurales, siendo el más pronunciado el valor de 8550TVDSS.

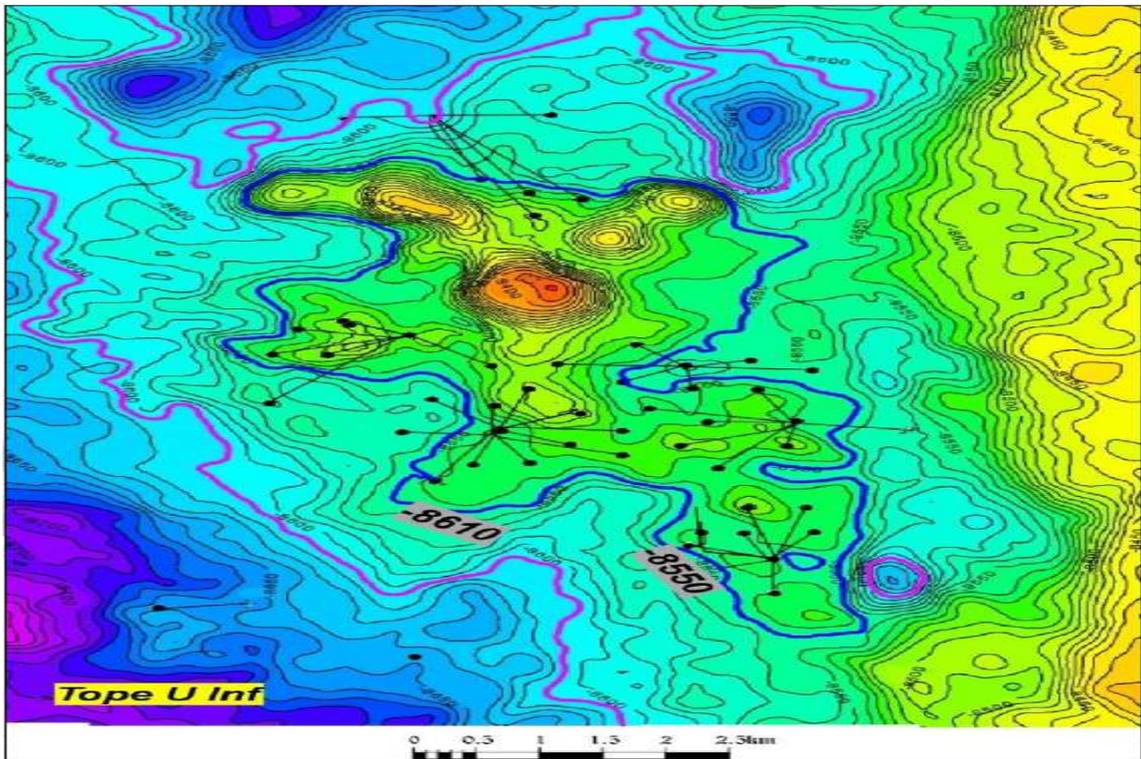
Para la Arena U Inferior (Figura 39) el mapa presenta características similares al de la arena T, sin embargo no presenta las zonas de no reservorio dentro de los cuerpos intrusivos sino que se mantienen pero están deformados. Con respecto a los posibles cierres, tenemos que el mapa al tope de la arena U Inferior, presenta un cierre a -8550 TVDSS, sin embargo como se explicará en el capítulo de petrofísica, varios pozos presentan hidrocarburo por debajo de esta profundidad, en especial en la arena más inferior de esta unidad; en el mapa se resalta el posible contacto que se ha identificado a -8610', que es claro en los pozos DRTA-005 donde también la producción indica una entrada rápida del agua (Figura 40)

Fig. 38 Mapas en profundidad Tope y base Arena U Inferior



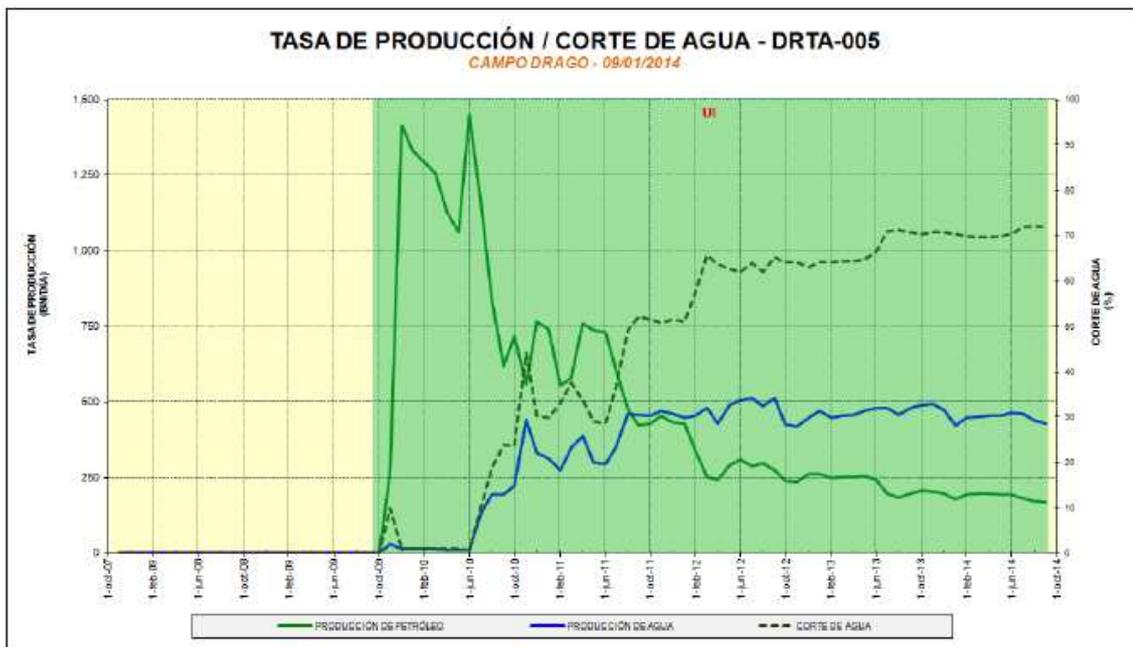
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 39 Mapa en profundidad del Tope de la Arena U Inferior, mostrando los posibles contactos agua-petróleo



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 40 Tasa de producción pozo DRTA-005 para el intervalo U Inferior, mostrando la gran cantidad de agua producida, indicando la cercanía al contacto

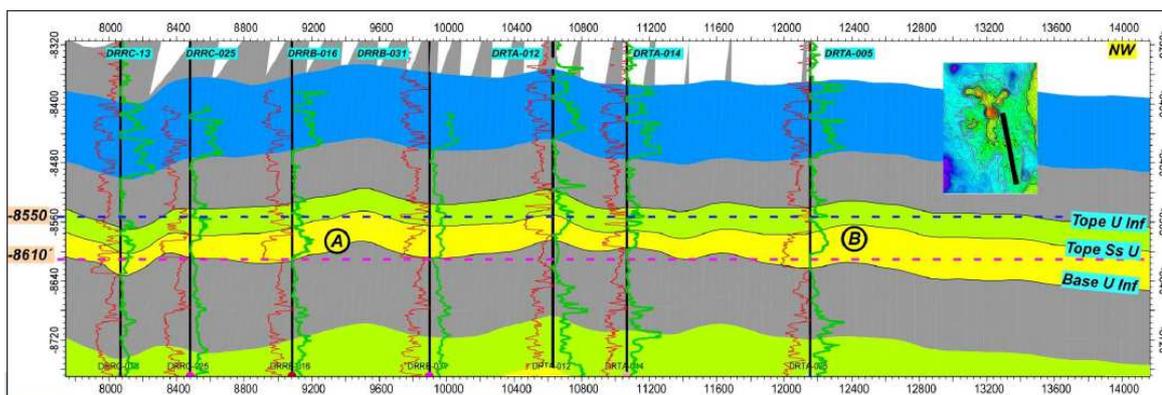


Fuente: Villamar-Orozco

En la sección estructural que muestra la figura 41, se presentan las superficies que podrían ser contacto Agua-Petróleo, a -8610 y -8550 TVDSS respectivamente. Allí se puede observar que es poco probable que exista un único contacto agua-petróleo para toda la unidad U Inferior, por el contrario, podríamos tener varios contactos para varias unidades de flujo que además están controlados por variaciones estratigráficas. La sección que pasa por el PAD DRTA hacia el Norte muestra lo mismo y se ve como el contacto a -8610, funciona bastante bien para algunos pozos, pero no para otros.

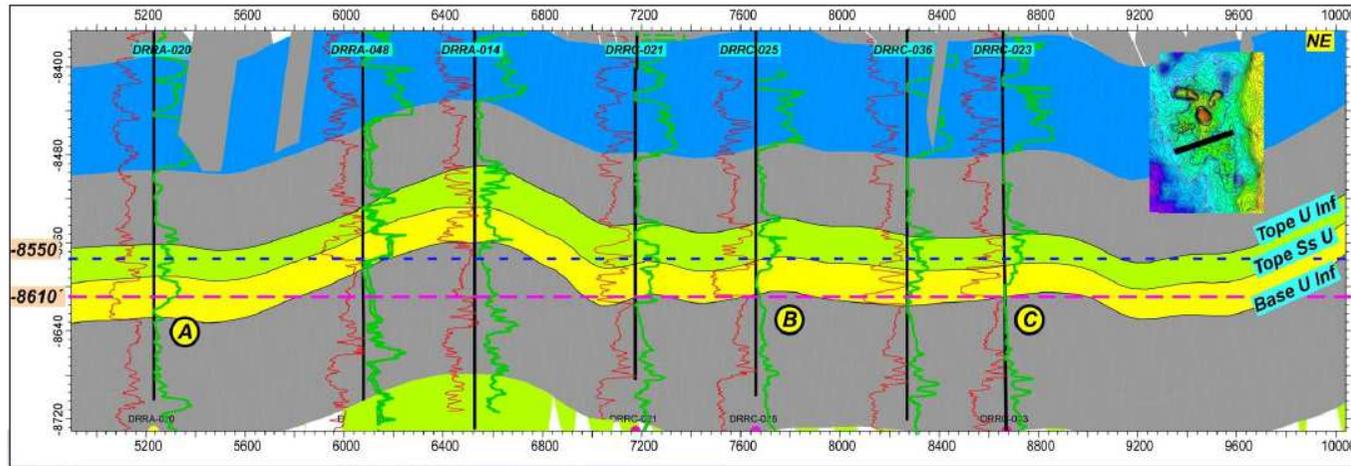
Por lo tanto los datos sugieren que los contactos están controlados por variaciones estratigráficas, en la medida en que no existen fallas al nivel U Inferior que ocasionen compartimentalización. Al usar el mapa del tope de las arenas superiores de la unidad U Inferior, el contorno -8610 abarcaría un área demasiado extensa, e incluiría pozos como el DRRE-019 y DRRE-004 que produjeron agua, por lo tanto un contorno menos profundo, como -8550, estaría más acorde con los mapas y los datos de producción, pero ese contacto, no serviría para la arena basal, que es la mejor, ya que está comprobada la presencia de hidrocarburo por debajo de esa profundidad. La figura 43 muestra lo que serían los contactos para la zona superior e inferior de la unidad U Inferior. Esto es bastante posible ya que al ser depósitos influenciados por mareas, existen niveles de shales intermedios que son bastante extensos arealmente, generando discontinuidades en la vertical que ocasionan que se comporten como unidades de flujo separadas.

Fig. 41 Sección estructural W-E mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior



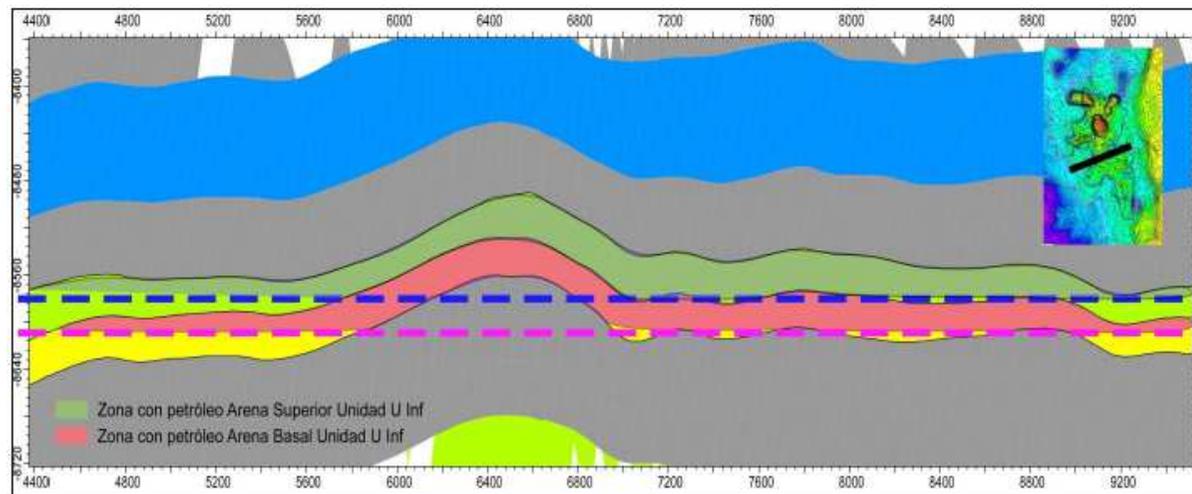
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 42 Sección estructural N-S mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 43 Sección estructural W-E mostrando lo que podrían ser los contactos diferentes para las arenas superiores y basales de la unidad U Inferior



Fuente: Villamar-Orozco

De igual forma la definición de los contactos agua petróleo se establecieron en cada pozo los términos que fueron utilizados como:

CAP: contacto agua petróleo

LIA: límite inferior de arena

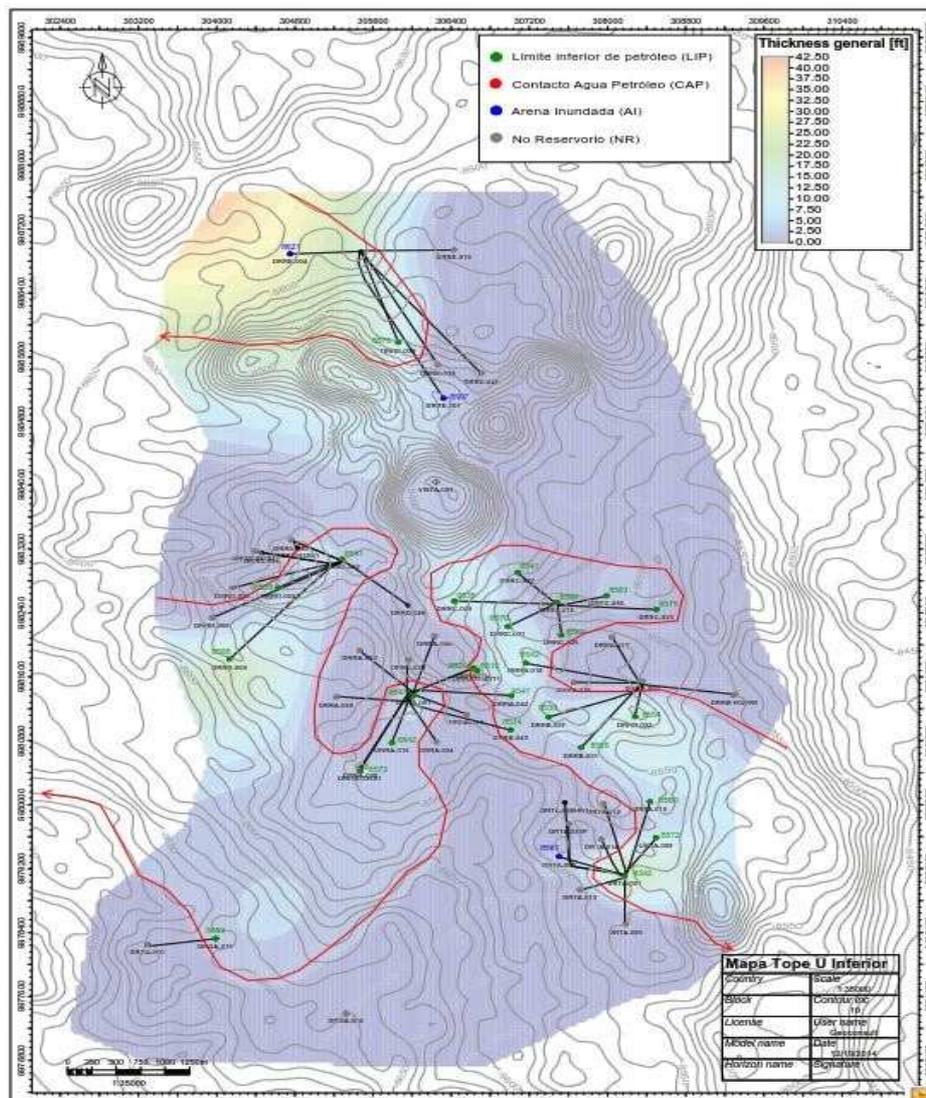
LIP: límite inferior de petróleo

AI: arena inundada en agua

NR: no reservorio

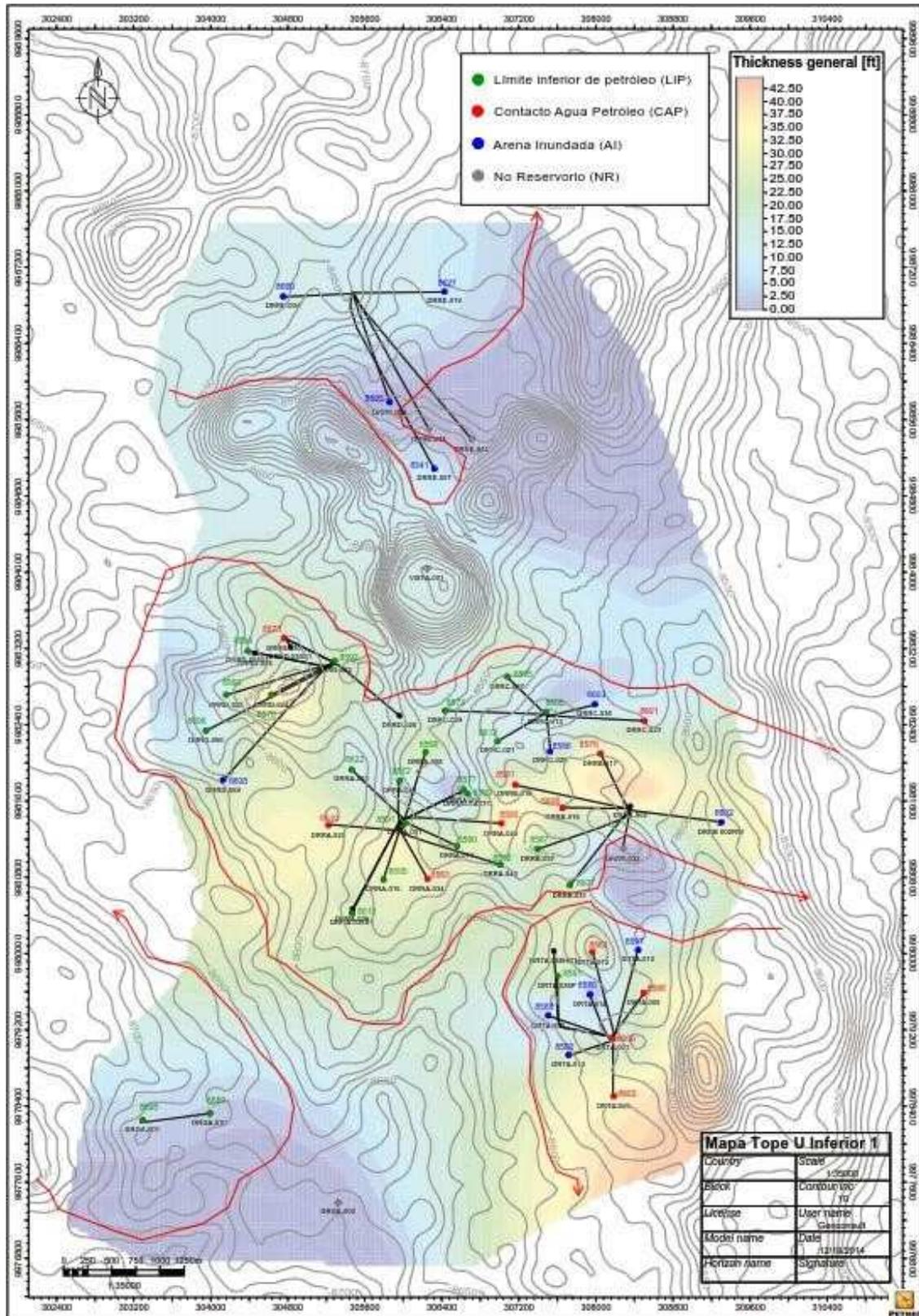
A continuación se presentan los mapas más relevante de la arena U inferior.

Fig. 44 Mapa al tope de U Inferior-0 mostrando lineamientos establecidos para definir los contactos en cada pozo



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 45 Mapa al tope de U Inferior-0 mostrando lineamientos establecidos para definir los contactos en cada pozo



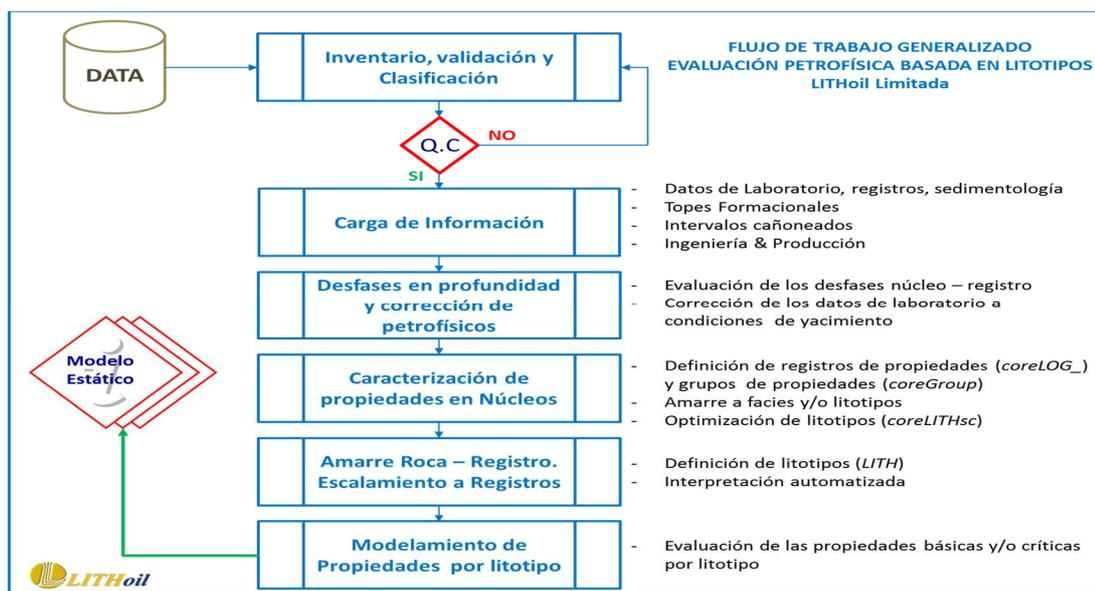
Fuente: Villamar-Orozco

2.18 MODELO PETROFÍSICO.

La evaluación de las propiedades petrofísicas en los diferentes tipos de roca que conforman los yacimientos del campo Drago ubicado en la cuenca Oriente, Ecuador, se desarrolló a partir de la metodología basada en la definición de litotipos, los cuales son unidades de roca que comparten propiedades sedimento-estratigráficas y petrofísicas similares además de una estrecha relación en las características específicas del flujo de fluidos, que permiten ser utilizados como tipos de roca en el desarrollo del modelo 3D del yacimiento, utilizando la geoestadística como método de distribución espacial de propiedades petrofísicas.

La metodología involucra la definición e interpretación de litotipos teniendo en cuenta la respuesta de perfiles eléctricos, bajo el control de las descripciones y asociaciones faciales interpretadas en núcleos de perforación y las propiedades petrofísicas medidas en laboratorio, de *plugs* extraídos de núcleos o *sidewellcore*, a este proceso se le conoce como amarre roca – registro. Como siguiente paso es el asigna un modelo determinístico a cada litotipo con el fin de estimar las propiedades petrofísicas básicas y los fluidos que saturan la roca generando un modelo roca – fluido que responda a la variación de litotipos (litología). En la Figura 46 se observa el diagrama de flujo generalizado implementado la metodología de modelamiento petrofísico a partir de litotipos.

Fig. 46 Diagrama de flujo generalizado del modelamiento petrofísico basado en litotipos



Fuente: Petrel

2.18.1 OBJETIVOS DEL MODELO PETROFÍSICO

Estimar las propiedades petrofísicas y la saturación de fluidos en cada uno de los pozos con información adecuada de registros de pozo en el Campo Drago, a partir de un modelamiento que tenga un fuerte amarre con las características geológicas y dinámicas del yacimiento.

Mediante el modelado petrofísico se busca determinar el espesor neto de cada una de las arenas que almacenan hidrocarburo, además de identificar nuevas oportunidades de desarrollo en los pozos y el yacimiento.

La metodología que se implementó para el desarrollo del modelo petrofísico se explica a continuación:

- Recopilación, inventario, carga y evaluación de la información disponible
- Edición, estandarización y correcciones ambientales de los registros de pozo.
- Amarre núcleo-registro y definición de litotipos.
- Evaluación de las propiedades petrofísicas basadas en litotipos.
- Integración y definición de las características del yacimiento.

Recopilación, Carga y Evaluación de la Información Disponible.

En esta etapa se recopila la información del Complejo, generando inventarios, carga, control de calidad y evaluación de los datos suministrados por Petroamazonas. Los datos o información recibida comprenden registros eléctricos, datos del ambiente de perforación consignados en los encabezados de los registros originales, análisis de datos de laboratorio realizados a núcleos (petrofísicos básicos y especiales), datos de ingeniería y producción, así como estudios previos realizados en el Complejo.

Edición, Estandarización y Correcciones Ambientales.

En este paso se realizan las respectivas ediciones de los registros eléctricos como *splice* y *merge*, además de eliminación de ruido y/o picos anómalos por efecto de hueco o cambios de corrida y correcciones de desfases en profundidad entre registros, utilizando como perfil guía los resistivos.

Se estandarizan los formatos de las curvas input a formato .LAS, que es el formato general utilizado en la industria; debido a que varias empresas han realizado toma de diferentes perfiles eléctricos y diferentes herramientas, se tiene una variación de mnemónicos que se estandarizaron como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5 Estandarización de mnemónicos de los registros eléctricos

NOMENCLATURA_REGISTROS	
Set_Basico	
NOMENCLATURA	REGISTRO
CAL	Caliper
BIT	Tamaño de broca
DRHOB	corrección del registro densidad
RHOB	registro densidad
NPHI	registro neutrón
PEF	factor fotoeléctrico
DT	sónico
GR	Gamma ray
SP	Potencial espontaneo
SPC	Potencial espontaneo _ corrección línea base de arcillas
RESD	resistivo profundo
RESM	resistivo medio
RESS	resistivo somero
RXO	micro-resistivo

Fuente: Villamar-Orozco

2.18.2 AMARRE NÚCLEO – REGISTRO Y DEFINICIÓN DE LITOTIPOS.

En esta fase se define el número idóneo y tipo de litotipos mediante la descripción de núcleos de corona y la interpretación de los mismos teniendo en cuenta la respuesta de los registros eléctricos, principalmente los registros básicos.

En el Complejo Drago se cuenta con 710.6 ft de núcleos descritos distribuidos entre los pozos DRRE-004, DRRD-022, DRRC-021, DRTA-001, DRRB - 002, DRRA - 001 y DRRC029. Utilizando la información y conocimiento generado a partir de la descripción sedimentológica y estratigráfica de los núcleos de corona, las propiedades petrofísicas

evaluadas y cuantificadas en laboratorio (análisis y distribución estadística) además de la respuesta de los registros eléctricos se definieron 6 litotipos.

La distribución estadística de los valores de las propiedades petrofísicas medidas en laboratorio es de vital importancia ya que el número de litotipos está definido a partir de esta distribución y a partir de esta se desarrollaran los modelos petrofísicos basados en litotipos y teniendo en cuenta la respuesta de registros eléctricos.

Los núcleos descritos fueron puestos en profundidad tomando en cuenta las respuestas observadas en los registros eléctricos y *core gamma*, tomando considerando siempre la correlación en profundidad descrita en el modelo estratigráfico y sedimentológico del Complejo Drago.

2.18.2 DATOS DE LABORATORIO

Debido a que los datos tomados en laboratorio se encuentran a condiciones atmosféricas es necesario realizar correcciones mediante la metodología de Jones, C. (1988), la cual cuenta con algoritmos para generar correcciones a los datos a presiones de confinamiento, a partir de dos puntos conocidos; para este estudio se utilizaron los datos de petrofísica básica del pozo DRRC-021 medidos a condiciones de laboratorio (500psi).

Para cada muestra se determina el valor de presión neta de confinamiento (PH ó PNC) en función de la profundidad y del sistema de medición empelado, que se supone utiliza una celda a condiciones de presión hidrostática, es decir con igual presión en todas las direcciones, radial y axial.

$$P_H = 0.315 * D \quad \text{Ec. 13}$$

Siendo D, la profundidad de interés.

La presión hidrostática, PH es la resultante de sumar esfuerzos netos en todas las direcciones.

$$P_H = \frac{P_v + 2P_h}{3} \quad \text{Ec. 14}$$

Siendo la Presión neta de sobrecarga vertical Pv, calculada como,

$$P_v = D * (\sigma_L - \sigma_h) \quad \text{Ec. 15}$$

En donde el gradiente litostático, se define como

$$\sigma_L = 1.0 \text{ psi / pie}$$

Y el gradiente hidrostático,

$$\sigma_h = 0.433 \text{ psi / pie}$$

Igualmente la presión de sobrecarga horizontal, P_h se relaciona con la presión de sobrecarga vertical en función del factor de Poisson, que para este caso se supone igual 0.84.

$$P_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) * P_v \quad \text{Ec. 16}$$

El modelo matemático de Jones utilizado, para volumen poroso V_{pcorr} es:

$$V_{pcorr} = \left(\frac{V_o * \exp\left(a_v * \left(\exp\left(\frac{P_H}{\sigma}\right) - 1\right)\right)}{(1 + C * P_H)} \right) \quad \text{Ec. 17}$$

y para permeabilidad K_c es:

$$K_c = \left(\frac{K_o * \exp\left(a_k * \left(\exp\left(\frac{P_H}{\sigma}\right) - 1\right)\right)}{(1 + C * P_H)} \right) \quad \text{Ec. 18}$$

En donde,

$$V_o = V_p * (1 + C * P_l) * \exp\left(a_v * \left(1 - \exp\left(\frac{P_H}{\sigma}\right)\right)\right) \quad \text{Ec. 19}$$

V_p = Volumen poroso a condiciones de laboratorio

C = Factor de compresibilidad de la formación.

$$C = 3E - 006$$

σ = Máximo esfuerzo de sobrecarga soportado por la muestra durante su historia de depositación.

Presión a condiciones de laboratorio

$$a_v = \frac{0.013 * V_T}{V_p} \quad \text{Ec. 20}$$

V_p : Volumen total de la muestra.

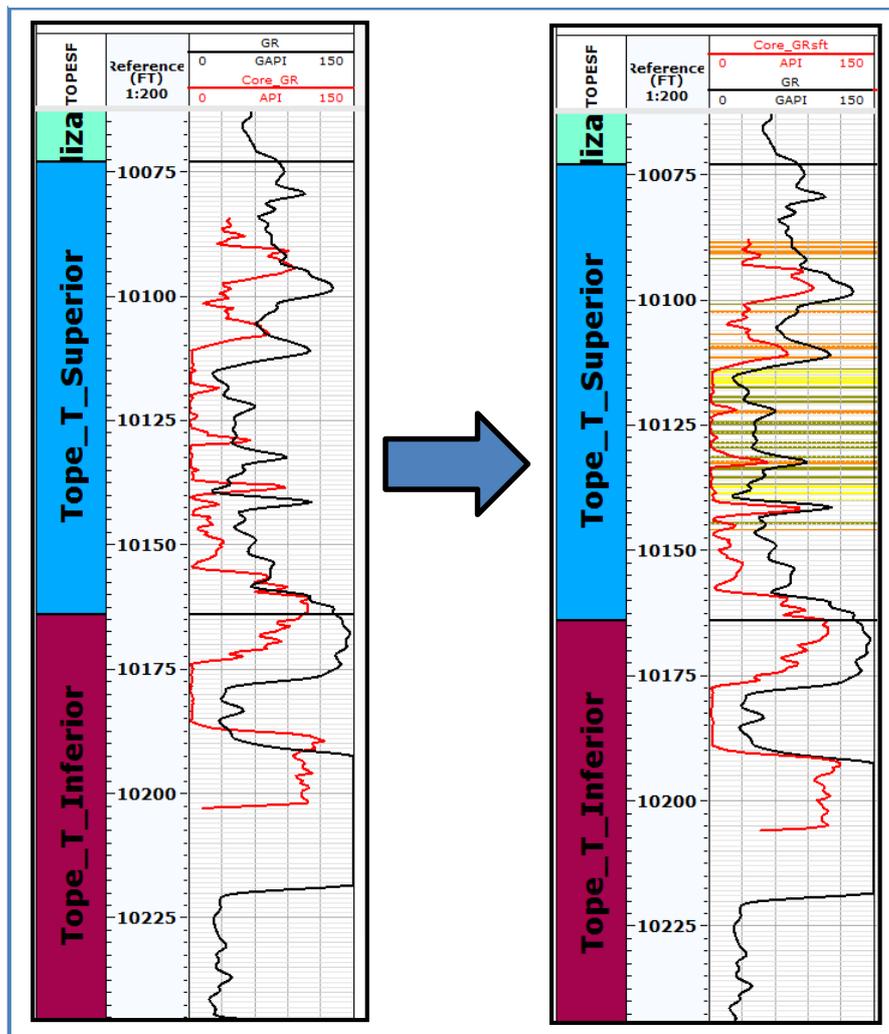
$$K_o = K_{air} * (1 + C * P_l) * \exp\left(a_k * \left(1 - \exp\left(\frac{P_H}{\sigma}\right)\right)\right) \quad \text{Ec. 21}$$

K_{air} = Permeabilidad al aire (ó Klinkenberg dependiendo de cuál se desee trabajar)

$$a_k = \exp(-0.2 - 0.6 * \ln(K_{air})) + 0.13 * \ln(K_{air}) * \text{abs}(\ln(K_{air})) \quad \text{Ec. 22}$$

Una vez se tenga la corrección a presión de confinamiento se debe tener en cuenta los desfases presentes entre las profundidades del núcleo de perforación y los registros eléctricos, para dar solución a este problema es necesario contar con el registro Gamma Ray de núcleo y de pozo para realizar dichos ajustes como se muestra en la Figura 47, posterior a este paso se cargan los datos de petrofísica básica.

Fig. 47 Ejemplo de corrección del desfase entre profundidad del núcleo de corona y la profundidad de los registros



Fuente: Villamar-Orozco

Agrupación, asociación y escalamiento de facies en litotipos

La selección de litotipos a interpretar mediante la respuesta de perfiles eléctricos, se realiza teniendo en cuenta la descripción, integración y homogenización de las litofacies descritas en núcleos de corona y los resultados de la interpretación de los gráficos litológicos.

En los núcleos de corona se describieron veintiséis (26) facies, en base a criterios composicionales y texturales, las cuales se agruparon en siete (7) grupos principales:

- Grupo A: Areniscas de grano de medio-grueso
- Grupo B: Areniscas de grano fino-medio
- Grupo C: Areniscas con predominio de granos finos con presencia de láminas de lodo.
- Grupo D: Areniscas con predominio de grano medio y contenido de glauconita
- Grupo E: Lutitas
- Grupo F: Calizas principalmente tipo Wackestone
- Grupo G: Intrusivo Ígneo de composición basáltica

Sabiendo que estos litotipos están definidos mediante distribuciones estadísticas de porosidad y permeabilidad medidas en laboratorio, se evaluó la calidad de tipo de roca teniendo en cuenta la distribución de propiedades en el gráfico de Winland.

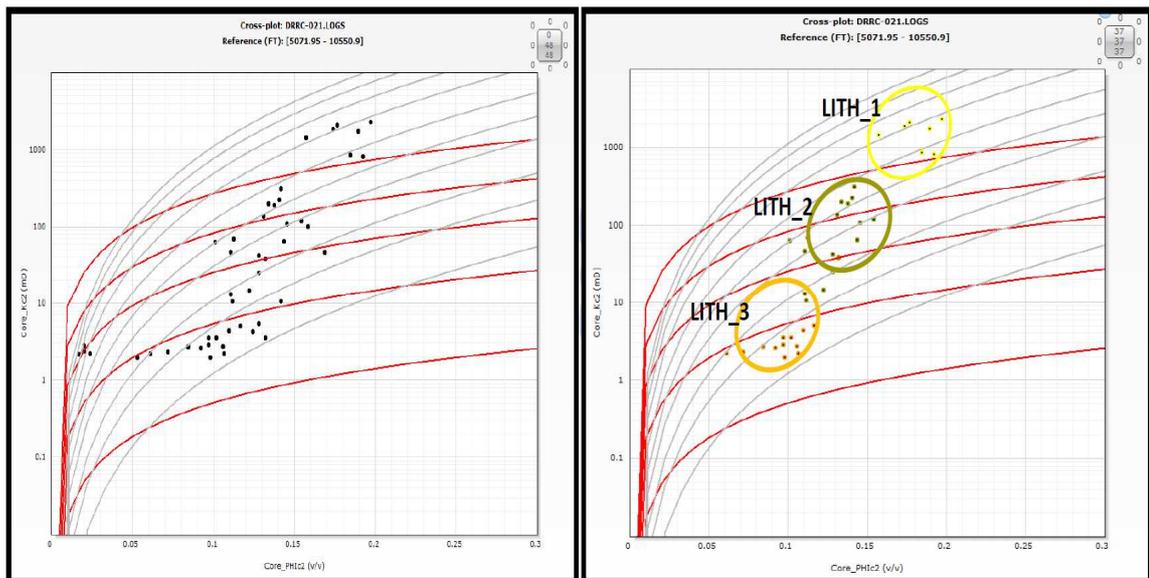
En cuanto al proceso de escalamiento y homogenización de los litotipos, este involucra el desarrollo de análisis multivariable mediante el análisis de la respuesta de diferentes registros eléctricos, que optimicen la correlación entre los grupos litológicos identificados por el equipo de sedimento-estratigrafía y las propiedades petrofísicas medidas en laboratorio.

Antes de comenzar con el escalamiento de litotipos a la respuesta de registros eléctricos, se interpretaron los registros de Gama-Ray espectral (Uranio, Torio y Potasio), con el fin de analizar eventos de somerización y profundización (Batimetría) que soportan el porcentaje de litotipos en las diferentes unidades esta interpretación se realiza mediante las relaciones Torio-Potasio (TPRA) y Torio-Uranio (TURA). Las formaciones U_inferior y T_inferior se encuentran relacionadas a ciclos someros y teniendo en cuenta la relación A/S se depositan intervalos de areniscas de grano medio-grueso con una buena calidad

como roca reservorio (PHIE-Kh), estos intervalos son de gran interés y los principales productores en la cuenca Oriente de Ecuador y para este caso en el Complejo Drago.

En la Figura 48 se muestra la correlación de litotipos del grupo A, B y C descritos en núcleo y la relación porosidad y permeabilidad de laboratorio.

Fig. 48 Gráfico de calidad de roca yacimiento Permeabilidad de núcleo – porosidad de núcleo (CORE_Kh – CORE_PHIE)



Fuente: Villamar-Orozco

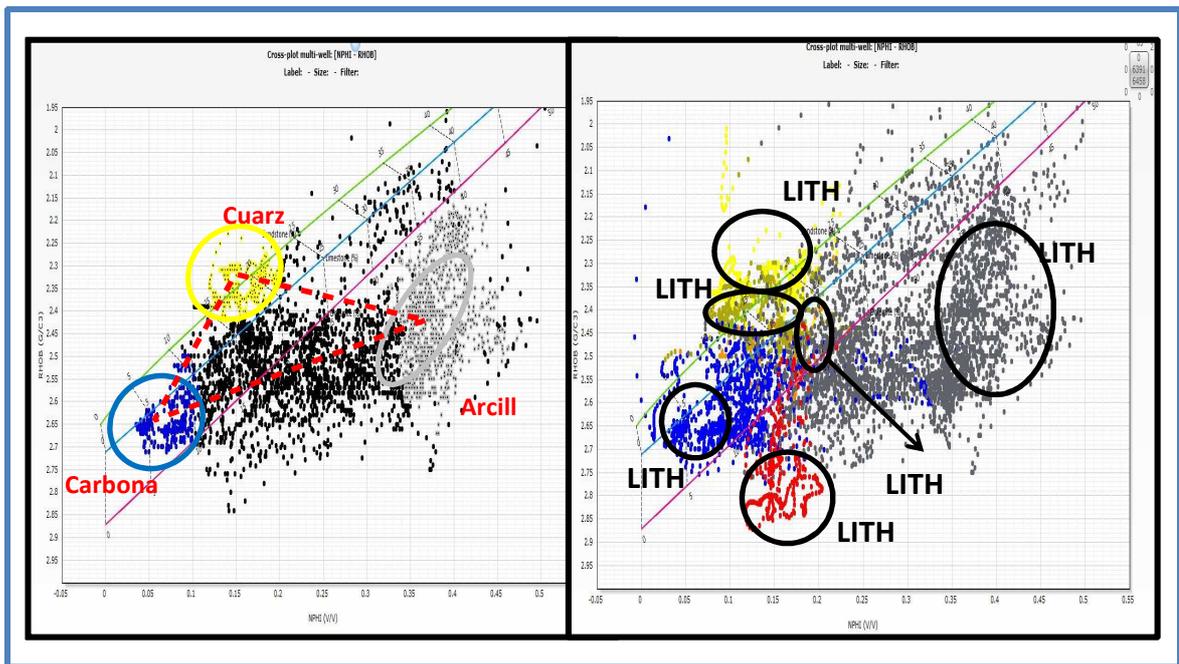
Después del análisis de registros de Gamma-Ray espectral, el siguiente paso se relaciona a la definición de grupos de roca a partir de la interpretación de registros eléctricos (electrofacies), mediante técnicas de inteligencia artificial que permiten evaluar el grado de identificación y discriminación de diferentes cluster litológicos en un espacio n-dimensional, representado por perfiles eléctricos, estas técnicas son entrenadas mediante los grupos litológicos definidos en los núcleos de corona e intervalos representativos de los mismo en diferentes sectores de la vertical del pozo corazonado, interpretados bajo el conocimiento de las respuestas de los diferentes registros eléctricos utilizados, que para este caso fueron el registro RHOB, NPHI, PEF y RESD principalmente.

En la Figura 49 se observa el gráfico cruzado RHOB-NPHI con los intervalos interpretados mediante análisis de núcleo y la respuesta de registros eléctricos y el mismo gráfico donde

se observa la interpretación automatizada de los litotipos 1, 2, 4, 5,6 y 7, cabe resaltar que este gráfico es una visualización 2-D de la interpretación 5-D que se generó mediante las técnicas de interpretación automatizada, por esto se observan intersecciones entre los diferentes tipos de roca.

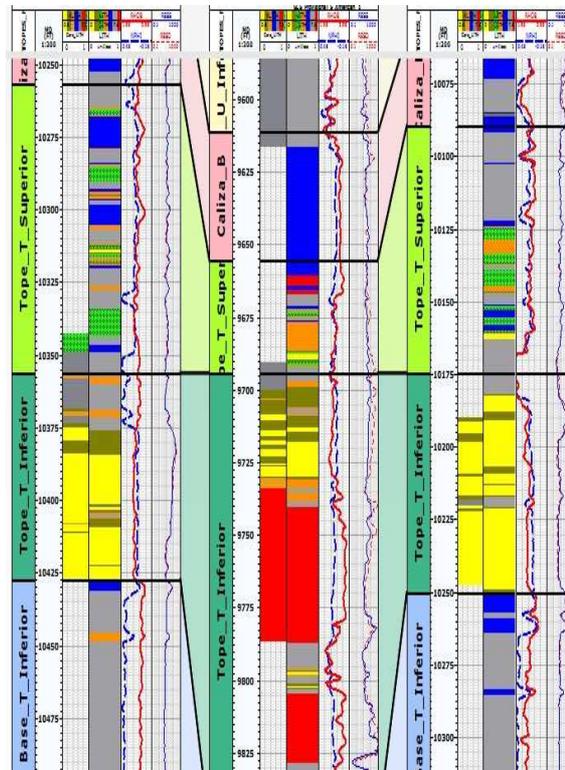
El proceso implementado permitió la selección y definición de seis (6) litotipos de los cuales tres (3) corresponden a roca yacimiento, el cuarto son rocas que generan pérdida de flujo y almacenamiento de fluidos con altos contenidos de arcilla y/o cemento calcáreo (rocas retar dantes), un (1) litotipo de predominio calcáreo y dos (2) litotipos que son catalogados como roca sello entre ellos las arcillas y el cuerpo intrusivo. Estos litotipos son correlacionables en todo el Complejo Drago como se puede apreciar en la correlación ejemplo de la Figura 50.

Fig. 49 Izq. Intervalos guía a partir de la interpretación de núcleos de corona y respuesta de registros eléctricos. Der. Litotipos interpretados mediante técnicas de análisis computacional teniendo en cuenta intervalos de entrenamiento o guía. (Grafico cruzado)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 50 Selección y definición de litotipos mediante técnicas de análisis computacional utilizando respuesta de registros eléctricos y facies interpretadas de núcleos de corona. Correlación de los pozos DRRC-025, DRRA-020 y DRTA-014



Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 6 Selección y definición de litotipos

LITOTIPO	DESCRIPCIÓN
1	Areniscas con buena calidad como roca yacimiento
2	Areniscas con moderada calidad como roca reservorio
3	Areniscas con porcentaje de Glauconita
4	Areniscas con mala calidad como roca yacimiento
5	Carbonato
6	Arcilla
7	Intrusivo

Fuente: Villamar-Orozco

2.19 MODELAMIENTO PETROFÍSICO

El modelamiento de propiedades petrofísicas de las unidades de interés, se orienta por tipos de roca (litotipos), se calculan los modelos de arcillosidad, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y cálculo de Net-Pay por litotipo.

Para la realización del presente capítulo se utilizan los litotipos previamente definidos y extrapolados mediante métodos de Soft Computing (S&C) conjuntamente con los modelos

petrofísicos determinísticos, los cuales examinan la funcionalidad y el grado de precisión de la evaluación usando técnicas convencionales a partir de datos gruesos (núcleos de perforación), perfiles eléctricos y conocimientos sobre el modelo geológico y de producción del campo, para este caso el campo Drago.

El grado de correlación entre facies descritas en núcleos de perforación y las extrapoladas utilizando la respuesta de registros eléctricos se cuantificó utilizando técnicas de inteligencia artificial como árboles de decisión que presentan un buen porcentaje de correlación entre estas dos curvas discretas que asegura una interpretación acertada conjunta con el modelo geológico de la zona.

El modelo final es asignado a los valores de arcillosidad, porosidad y saturación de agua de cada uno de los litotipos. Posteriormente se interpretó un sistema de redes neuronales no supervisadas para reproducir la permeabilidad utilizando datos de núcleos de perforación de los pozos de Drago y el registro de arcillosidad y porosidad calculado con anterioridad.

2.19.1 CALCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA (VSH).

El volumen de arcilla se determinó teniendo en cuenta el registro de rayos gamma, basado en la interpretación de litotipos y la descripción del registro Masterlog utilizando el modelo de Larionov_Older-Rock.

$$GR_{index} = \frac{GR - GR_{matriz}}{GR_{shale} - GR_{matriz}} \quad \text{Ec. 23}$$

$$VSH = 0.33 * (2^{(2 * GR_{in})} - 1) \quad \text{Ec. 24}$$

En cuanto a las variables que esta ecuación requiere, se generaron estadísticas del registro GR por unidad y pozo y se tomó como GR de matriz el percentil P5 y el GR de arcilla como el percentil P95 de cada unidad-pozo ya que son los valores que van a representar el porcentaje de arcilla total por litotipo, en la Tabla 7 se puede observar los parámetros utilizados.

Tabla 7 Parámetros y estadísticas del modelo de arcillocidad por litotipo

FORMACIÓN	GR MATRIZ	GR SHAEL
Basal Tena	15	90
M	10	100
Tope_Napo	15	90
Napo	5	105
Hollín	0	85

LITOTIPO	P10	P50	P90	AVERAGE
1	0.119	0.21509	0.33690 6	0.220901
2	0.25	0.35509 1	0.50191 8	0.367048
3	0.2759	0.40716	0.55582	0.414608
4	0.3779	0.61259 2	0.8711	0.617225

Fuente: Villamar-Orozco

2.19.2 CALCULO DE POROSIDAD (PHIE).

El cálculo de porosidad se realiza teniendo en cuenta los datos de núcleos de perforación, para el caso en particular los modelos de porosidad determinísticos correlacionaban muy bien con la porosidad obtenida en laboratorio, el pozo que se utilizó como guía para el cálculo de esta propiedad fue el pozo DRRC-021 que no contaba con el registro eléctrico de densidad por lo que se utilizó una ecuación calculada a partir de técnicas de regresión multilínea con el volumen de arcilla, neutrón y la curva discreta de litotipos, esta ecuación fue utilizada en los pozos donde el RHOB estaba ausente.

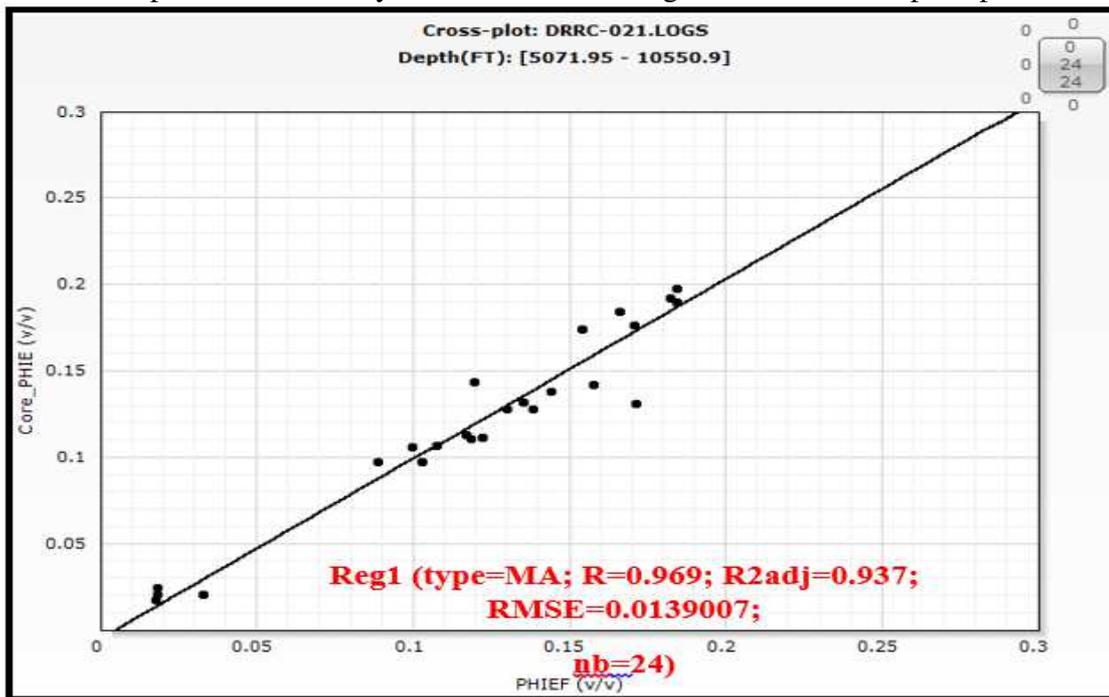
LITH_1-2-4

$$PHIT_D = \frac{RHOB_{mat} - RHOB_{log}}{RHOB_{mat} - RHOB_{fl}} \quad \text{Ec. 25}$$

LITH_3

$$PHIE = (-0.01421637 * VSH) - (0.03388018 * LITH) + (0.08699754 * NPFI) + 0.01856994 \quad \text{Ec. 26}$$

Fig. 51 Gráfico de correlación Core_PHIE-PHIE con un coeficiente de correlación $R^2=0.937$ pozo DRRC-029 y tabla de estadísticas generales de PHIE por tipo de roca



Fuente: Villamar-Orozco

Los modelos determinísticos utilizados para los pozos con RHOB y NPHI fueron las ecuaciones convencionales a partir de estos dos registros y se corrigidos por el volumen de arcilla, para obtener la porosidad efectiva. En la tabla 8 se observa el grado de correlación entre el modelo de porosidad calculado mediante la integración de la respuesta de perfiles eléctricos y los datos obtenidos de laboratorio, además de una tabla resumen de las estadísticas de la porosidad efectiva por litotipo.

Tabla 8 Grado de Correlación correlación Core_PHIE-PHIE con un coeficiente de correlación $R^2=0.937$.

LITOTIPO	P10	P50	P90	AVERAGE
1	0.1593	0.185364	0.192837	0.18048
2	0.1032	0.128636	0.151147	0.127903
3	0.06	0.101293	0.147882	0.101298
4	0.039	0.04	0.0832974	0.0519449
5	0	0	0.0203049	0.00621
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0

Fuente: Villamar-Orozco

2.19.3 Cálculo de saturación de agua (SW).

Para el cálculo de saturación de agua se utilizaron ecuaciones empíricas como el modelo de Archie y el modelo de Indonesian, pero la saturación total de agua fue determinada de la siguiente manera por tipo de roca.

LITH_1-2:

$$SW = (\text{Archie} + \text{Indonesian})/2$$

- Modelo de Indonesian

$$R_o = \frac{a \cdot RW}{PHIE^n} \quad \text{Ec. 27}$$

$$C = 1 - (vSH * 0.5) \quad \text{Ec. 28}$$

$$A = \frac{vsh^C}{\sqrt[2]{Rsh/RES D}} \quad \text{Ec. 29}$$

$$B = \sqrt[2]{RSED/R_o} \quad \text{Ec. 30}$$

$$SW = \sqrt[n]{\frac{RW \cdot a}{\varphi^{m \cdot RT}}} \quad \text{Ec. 31}$$

- Modelo de Archie

$$SW_{AR} = \sqrt[n]{\frac{RW \cdot a}{\varphi^{n \cdot RT}}} \quad \text{Ec. 32}$$

LITH_3: SW = Indonesian. Este valor de saturación fue corregido utilizando la ecuación de saturación de agua irreducible (SWi) calculada con flood zone index (FZI) que se reprodujo mediante técnicas de redes neuronales utilizando los datos de núcleos (Core_PHIE, Core_Kh) relacionados a la respuesta de diferentes registros eléctricos.

LITH_4: SW= Indonesian

Posteriormente se calculó el Bulk Volume Water (BVW) a partir del modelo de saturación de agua total final por litotipo.

$$BVW = PHIE * SW \quad \text{Ec. 33}$$

2.20 PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA.

2.20.1 Cálculo de resistividad del agua de formación (RW)

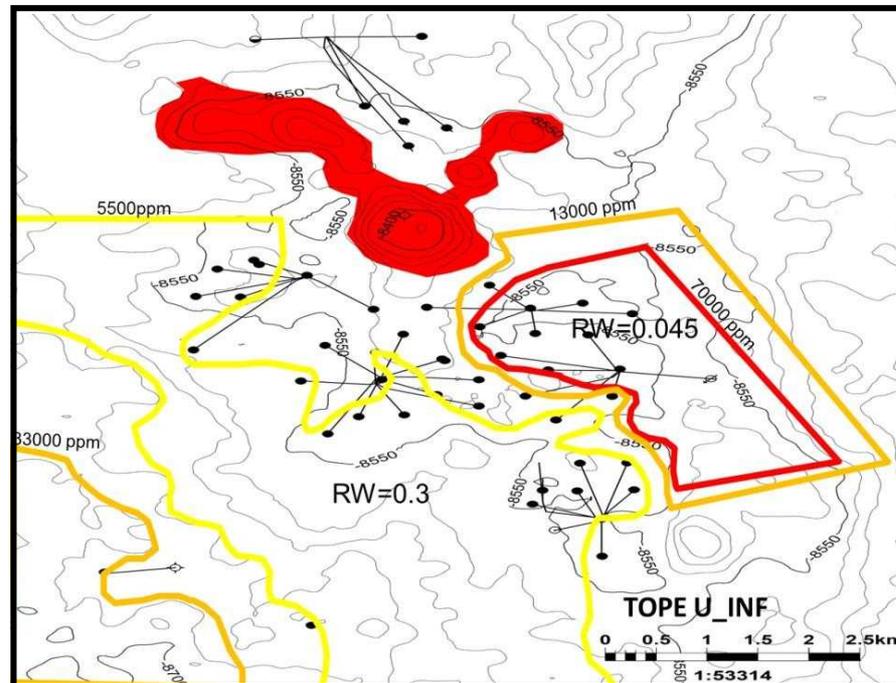
El cálculo de la resistividad de agua de formación se realizó por diferentes métodos como el gráfico Pickett, mediante el registro SP y por el método de salinidades obtenidas en pruebas iniciales, estos se compararon y se cruzaron con datos de producción para determinar cuál era el valor que representaba mejor el porcentaje de agua obtenida de dichas pruebas.

Al analizar los resultados de salinidades del agua de formación obtenidos en pruebas iniciales para cada una de las unidades, se encontró que el contenido de NaCl variaba en la misma formación dentro del campo, por lo que se realizó un mapeo por el método de los tres puntos con el fin de determinar la distribución areal de las diferentes familias de ppm de NaCl; esto permitió definir de una manera más acertada el valor de RW en los diferentes pozos. Esto funciona de manera correcta para todos los tipos de roca yacimiento excepto para el litotipo cuatro (4) que por su contenido de Glauconita no presenta los valores de resistividad típicos en arenas con presencia de hidrocarburos en el Campo Drago; lo que obligó a utilizar el RW calculado mediante el método de Pickett utilizando los intervalos productores en este tipo de arenas.

Exponente de cementación (m): Se utilizó teniendo en cuenta el tipo de roca (litotipo); para LITH_1-2 $m=1.75$, LITH_3-4 $m=1.85$ y para los demás $m=2$.

El exponente de saturación (n) se utilizó el teórico $n=2$ y la resistividad de las arcillas se calculó mediante estadísticas de RESD en el litotipo 6 que se encontraba entre 5-10 Ohm.m

Fig. 52 Mapeo de ppm de NaCl en las unidades Uinf y Tinf teniendo en cuenta datos de pruebas iniciales. Tabla generalizada de los valores de RW calculados mediante métodos como el pickett, Sp y ppm de NaCl y el RW utilizado en el modelo de saturación de agua



N	A	RW_PICKET	RW_PPM	RW_SP	RW	RES_SHALE	FM
2	1	0.05-0.1	X	0.3-2	0.2	5	TENA
2	1	0.07	0.96	0.25	0.07	5	USUP
2	1	0.15	0.045-0.52	0.2	X	5	U
2	1	0.08	0.174-1.078	0.1	0.08	5	TSUP
2	1	0.2	0.2095-0.512	0.3	X	5	T
2	1	0.5-1	0.413-1.63	0.8-1.8	1.5	5	HOLLIN

Fuente: Villamar-Orozco

2.20.2 Cálculo de la permeabilidad (kh).

La permeabilidad se calculó mediante regresión lineal a partir de los datos obtenidos en laboratorio y la respuesta de registros como el volumen de arcilla y la porosidad efectiva, ya que esta se encuentra calculada por litotipos, lo que permite que la permeabilidad este correlacionada a tipos de roca. Para esto se utilizaron el pozo DRRC-021 que tiene pruebas de laboratorio en Tsup, que permite calcular de manera acertada esta propiedad en arenas arcillosas y glauconíticas, y el pozo SSF-077 que además de tener buena población de datos en los litotipos de mejor calidad como roca yacimiento (LITH_1-2) se encuentra en un campo cercano (Shushufindi) y se puede utilizar como campo análogo en el cálculo de la

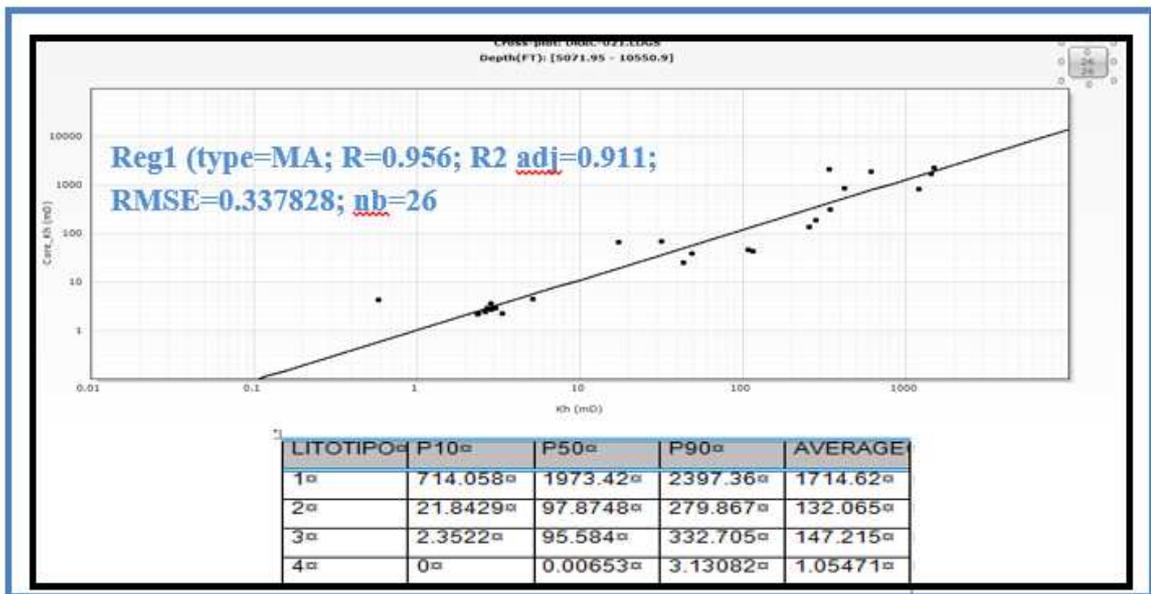
permeabilidad.

La ecuación utilizada mediante las técnicas de regresión multilinear fue la ecuación 21.

$$\text{Log}(K_h) = (-3.69111 * \text{VSH}) + (12.23052 * \text{NPHI}) + (7.00004 * \text{PHIE}) + 0.9690529 \quad \text{Ec. 34}$$

En la Figura 53 se puede apreciar el factor de correlación entre los datos de permeabilidad de núcleos de perforación con la permeabilidad calculada teniendo en cuenta la respuesta de registros de volumen de arcilla y porosidad efectiva.

Fig. 53 Gráfico de correlación Core_Kh-Kh con un coeficiente de correlación $R^2=0.911$ pozo DRRC-021 y tabla de estadísticas generales de Kh por tipo de roca



Fuente: Villamar-Orozco

2.21 ANÁLISIS DE FLUIDOS.

Una vez calculados los modelos de porosidad y permeabilidad a partir de litotipos, se emplea la metodología propuesta por Gunter et al;(1997) para la caracterización de unidades de flujo relacionando los valores de permeabilidad, porosidad y espesor de capas, en este caso por litotipos, esta metodología utiliza el gráfico cruzado modificado de Lorenz (SML), en este gráfico es posible observar la relación entre la capacidad acumulada de flujo y la capacidad acumulada de almacenamiento.

La ecuación 1.23 y 1.24 representa estas propiedades utilizadas en el SML de la siguiente manera:

$$Kh_{cum} = K1 * (H1 - H0) + K2 * (H2 - H1) \dots + Ki * (i - 1) / \sum_{i=0}^n Ki * (H1 - H(i - 1)) \quad \text{Ec. 35}$$

Dónde:

- Khcum= Capacidad de flujo acumulado
- K= permeabilidad en Md
- H=espesor del intervalo muestra

$$\varphi_{cum} = \varphi_1 * (H_1 - H_0) + \varphi_2 * (H_2 - H_1) \dots + \varphi_i K_i * (H_i - H_{(i-1)}) / \sum_{i=0}^n \varphi K_i * (H_i - H_{(i-1)}) \quad \text{Ec. 36}$$

Dónde:

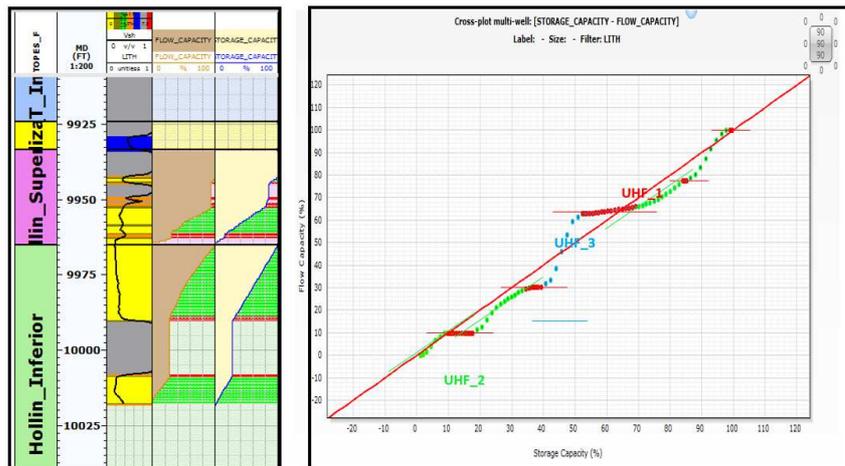
- Øhcum= Capacidad de almacenamiento acumulado
- Ø= Porosidad (v/v)
- H=espesor del intervalo muestra

Para este se casó se agruparon las diferentes unidades de flujo encontradas por pozo, unidad y litotipo en tres (3) principales UHF.

- UHF_1: Correlación Khcum-Øhcum, con pendiente $m < 10^\circ$, Buena capacidad de almacenamiento pero pobre capacidad de flujo.
- UHF_2: Correlación Khcum-Øhcum, con pendiente $45^\circ < m > 10^\circ$, Buena capacidad dealmacenamiento y buena capacidad de flujo.
- UHF_3: Correlación Khcum-Øhcum, con pendiente $75^\circ < m > 45^\circ$, Buena capacidad de flujo y pobre capacidad de almacenamiento.

En la Figura 54 se observa el grafico SML y la caracterización de las unidades hidráulicas de flujo (UHF) teniendo en cuenta la relación de capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos. Los litotipos 1-2 se encuentran relacionados generalmente a las UHF_2, la UHF_1 se correlacione principalmente a litotipos 4 o 3 ya que estos actúan generalmente como rocas bafels, que presentan intermedia a mala capacidad de flujo de fluidos.

Fig. 54 Témplate del pozo DRG-002 donde se muestra la correlación de litotipos con UHF. Grafico SML mostrando la caracterización de las tres principales unidades de flujo



Fuente: Villamar-Orozco

2.22 MODELO GEOESTADÍSTICO.

Para generar el modelamiento geoestadístico del campo Drago zona norte, se inicia describiendo cada una de las propiedades litológicas y petrofísicas utilizadas en la construcción del modelo geocelular, además del procedimiento realizado para el análisis y control de calidad de toda la información disponible para el condicionamiento de las diferentes realizaciones (modelos geoestadísticos) resultantes del proceso de simulación estocástica.

Una de las actividades previas para realizar un modelamiento geoestadístico, consiste en recopilar la mayor cantidad de información disponible del campo a trabajar, dentro de estos se encuentran datos como: coordenadas de ubicación de pozos, topes secuenciales, tipo de ambiente de depositación, modelo estructural, historial de producción de pozos, litología y petrofísica en cada pozo.

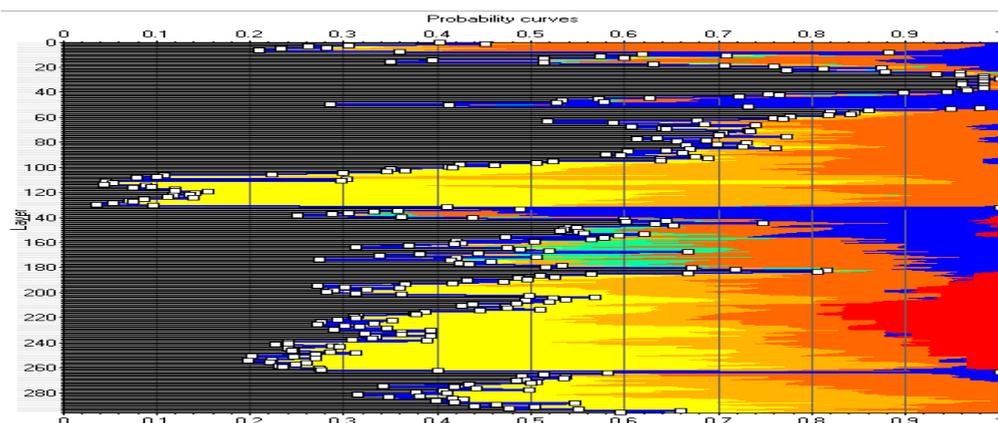
La metodología aplicada para el desarrollo del modelo geoestadístico es la siguiente:

- Análisis y depuración de la información obtenida, que incluye los modelos estratigráfico y sedimentológico, estructural y petrofísico, construidos para el Complejo Drago.
- Verificación de litotipos interpretados.
- Verificación de curvas de evaluación.
- Construcción de la malla geoestadística.

- Elaboración y análisis de variogramas, curvas de proporción vertical y elipses de anisotropía.
- Elaboración del modelo geoestadístico de facies.
- Elaboración del modelo geoestadístico de las propiedades petrofísicas.
- Cálculo de volúmenes porosos en cada realización para rankearlas, P10, P50 Y P90.
- Selección de las mejores realizaciones para cada unidad del Complejo Drago.
- Verificación de las realizaciones seleccionadas empelando información de producción.
- Cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES)

El éxito de un modelo geoestadístico radica en el control de calidad y certidumbre de la información previa disponible en cada pozo, para esto se realiza un detallado análisis estadístico de cada uno de los litotipos presentes en el yacimiento, así como un análisis bivariado con la porosidad, permeabilidad y saturación de agua. El uso de herramientas como las curvas de proporción vertical, como se observa en la figura 55, permite realizar control de calidad a los litotipos presentes en el yacimiento, logrando determinar y controlar la información contenida en cada unidad, ratificando la consistencia física del modelo litológico por pozo y la ubicación de los topes secuenciales en cada uno de ellos.

Fig. 55 Curva de proporción vertical del campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

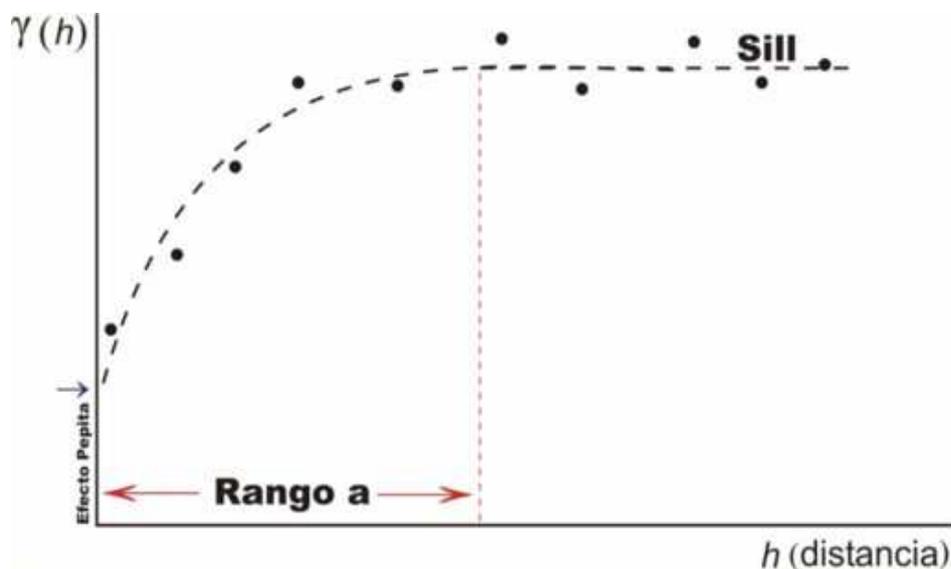
La base de todo modelo geoestadístico es la construcción del modelo de facies, este modelo dispone de todo un análisis variográfico para la determinación de direcciones preferenciales de continuidad de litotipos en el yacimiento. Una vez obtenidos estos

parámetros se realiza el proceso de simulación o estimación de esta variable en las localizaciones donde no hay información, este proceso se realiza a través del algoritmo de simulación secuencial indicadora, especialmente diseñado para trabajar con variables categóricas y haciendo honor a la información presente en los pozos, es decir, la información de pozo es condicionante y no es modificada por el algoritmo simulador.

Este tipo de algoritmo permite obtener diferentes realizaciones o modelos de facies equiprobables, cada una de estas realizaciones es analizada teniendo como criterio la curva de proporción vertical y la distribución de arenas alrededor de los pozos con mejores propiedades petrofísicas, por lo tanto, se verifica la consistencia del modelo de facies con respecto a los datos del estudio petrofísico. Cualitativamente, el variograma de un litotipo describe la frecuencia espacial de ocurrencia de este, el primer paso del modelamiento de los variogramas es calcular el variograma experimental a partir de la información de pozo y luego ajustarlo con un modelo teórico, como se observa en la Figura 56.

Una vez ajustados los variogramas se construyen las elipses de anisotropía para determinar la dirección preferencial de los datos y los rangos máximos y mínimos de continuidad de cada litotipo.

Fig. 56 Variograma experimental (puntos) y teórico (líneas interlineadas)



Fuente: Villamar-Orozco

El siguiente paso consiste en asignar propiedades petrofísicas a los modelos de facies, para esto se utiliza la información disponible por pozo, como porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad. El modelo petrofísico es simulado condicionado a

cada modelo de facies, a través de las elipses de anisotropía calculadas en el análisis variográfico de las facies, las distribuciones de estas propiedades son establecidas de acuerdo a los parámetros estadísticos presentes en cada unidad, tales como rangos máximos, mínimos, medias y desviaciones estándar de los datos, de acuerdo a una distribución normal y logarítmica para parámetros como la porosidad y permeabilidad respectivamente. El algoritmo utilizado es el Secuencia de Simulación Gaussiana (SGSIM) diseñado para variables de tipo continuas.

Se obtienen realizaciones geoestadísticas, estas se ordenan de acuerdo a los valores de POES obtenidos en cada modelo, al momento de realizar el histograma de frecuencia con respecto a los valores de POES de todas las realizaciones se visualiza la distribución normal de datos, en este proceso, se obtienen los percentiles P10, P50 y P90, se ubican las realizaciones que están dentro de la zona más probable que corresponde al P50. Por último, se toman las realizaciones presentes en el rango de P50 y son analizadas con respecto a mapas de net pay y producción, para seleccionar una realización que represente las características tanto estáticas como dinámicas (mapas de producción) del yacimiento, sobre la cual se proponen y analizan diferentes áreas de interés y nueva localización de pozos.

El siguiente informe se encuentra estructurado de forma tal que muestre la metodología que se realizó en cada unidad operacional, así como sus resultados obtenidos.

2.23 CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA GEOESTADÍSTICA DEL CAMPO DRAGO

La definición de la malla geoestadística es de gran importancia al momento de modelar los yacimientos, debido a que es el dominio donde se va a poblar las diferentes propiedades. Además, es importante aclarar que la distribución de los datos en el espacio fundamental en el momento de ajustar los variogramas, si la distribución areal de ubicación de pozos no presenta una variabilidad y tiene una tendencia en determinada dirección, es totalmente complejo e incierto el cálculo de variogramas en diferentes direcciones. Se cargaron las coordenadas de los pozos existentes en el campo, las KB y profundidad total de cada pozo, en la Tabla 9 se muestra las coordenadas de ubicación de los pozos del Campo Drago importadas al modelo en Petrel.

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 9 Coordenadas de los pozos nuevos del campo Drago

En
la

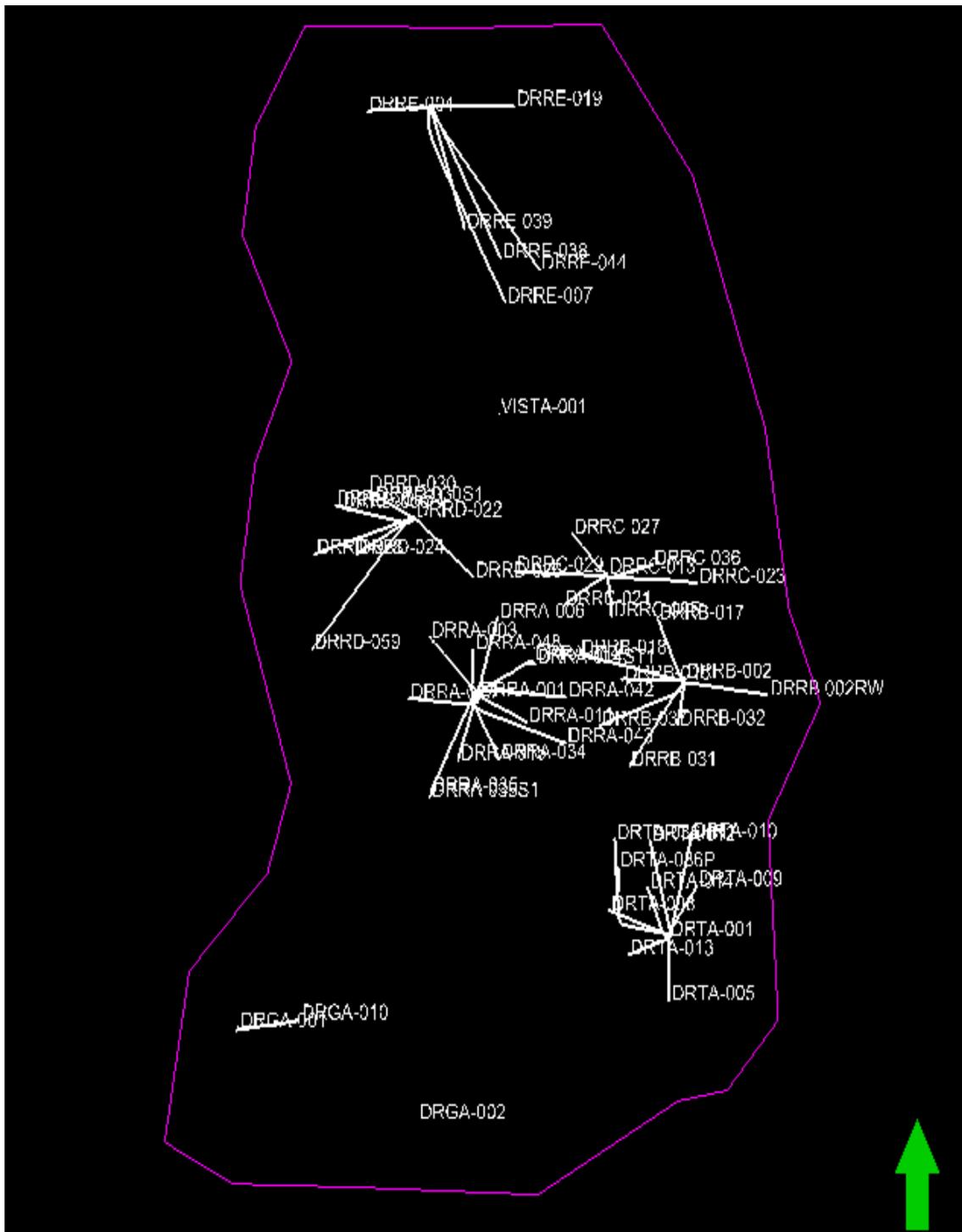
POZO	Surface x	Surface y	KB	TD(MD)
DRGA-001	303294.1	9978249.1	927	10430
DRGA-010	303272.1	9978223.2	921	10629.6
DRGA-002	305325	9977385	919.4	10080
DRTA-001	308174.1	9979110.1	904	10235
DRTA-005	308177	9979102.6	883.8	10500
DRTA-008	308165.1	9979119.8	903.8	10660
DRTA-009	308164.11	9979123.73	910.2	10420
DRTA-012	308166.45	9979115.97	905.5	10850
DRTA-036HR1	308162.79	9979127.49	910.2	11630
DRRA-001	306017.1	9981368.43	913	10169
DRRB-002	308355.84	9981544.73	908.6	10075
DRRC-013	307481.23	9982531.66	938.6	10110
DRRB-016	308355.71	9981520.73	908.9	10579
DRRB-017	308355.79	9981536.73	908.6	10582
DRRB-031	308355.75	9981528.73	908.6	10920
DRRA-003	306049.5	9981368.32	918.5	10681
DRRA-015	305985.5	9981368.43	913	10520
DRRA-020	306030.6	9981374.9	912	10734
DRRA-006	306001.5	9981368.43	913	10600
DRRA-011	306039.43	9981368.1	913.8	10420
VISTA-001	306244.1	9984036.8	924	10500
DRRC-021	307483.23	9982523.92	932.4	10475
DRRA-014	305976.6	9981368.4	919.8	10390
DRRB-018	308355.8	9981512.7	908.5	10909
DRRC-023	307489.2	9982500.7	932.4	10692
DRRC-025	307485.2	9982516.2	932.4	10265
DRRC-027	307491.2	9982492.9	932.4	10479
DRRC-029	307487.2	9982508.4	932.4	10730
DRRB-032	308355.6	9981504.7	908.5	10224
DRRC-036	307493.2	9982485.2	932.4	10404
DRTA-013	308181.53	9979088.08	908	10350
DRTA-014	308180.3	9979093.6	908	10370
DRRD-026	305278.53	9983048.76	965.4	10510
DRRD-028	305277.44	9983043.88	965.4	10900
DRRE-039	305470.98	9986931.57	931	10860

Figura 57 se aprecia el polígono definido para el grid del modelamiento geostadístico del

DRRE-044	305465.99	9986931.28	931	12295
DRTA-010	308178.3	9979097.6	904	10604
DRRA-034	305968.6	9981368.5	919.8	10355

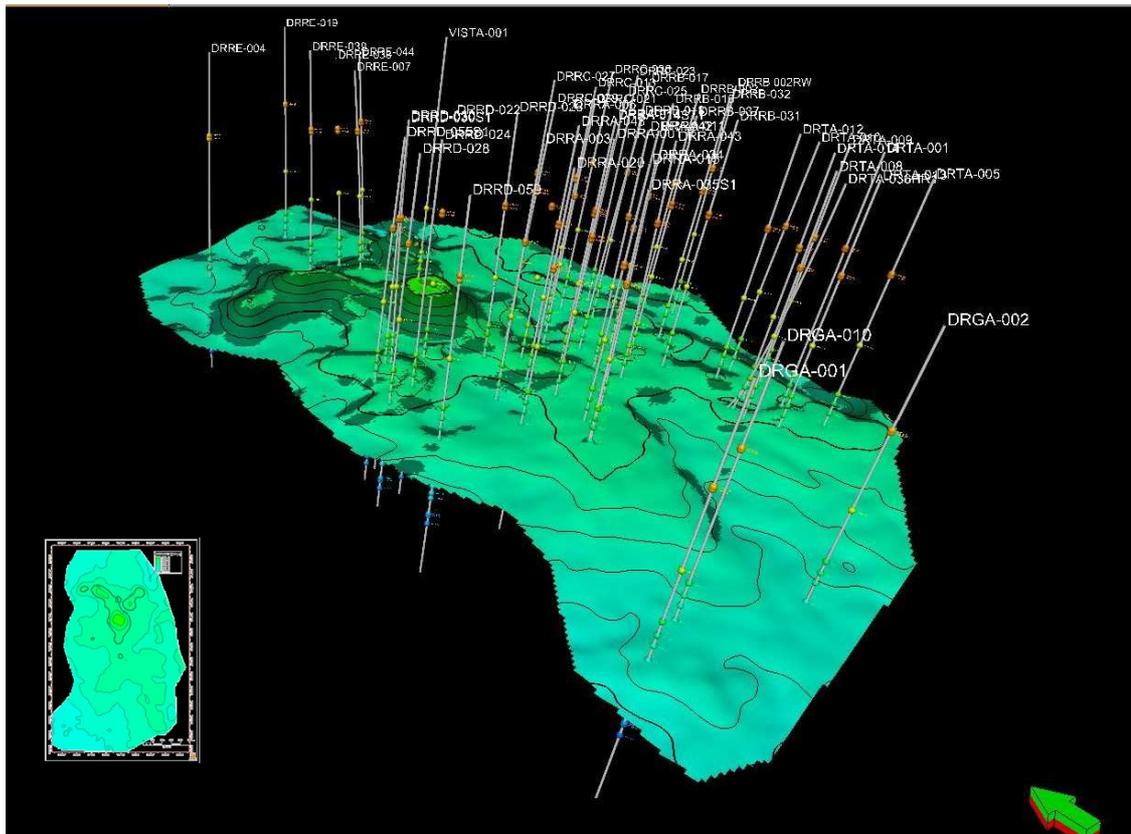
campo y la ubicación de los pozos, su definición fue basada en la ubicación de los pozos y el área operativa del mismo. Este polígono va a ser utilizado para generar las superficies de cada una de las unidades estratigráficas del campo y así poder modelar sobre una misma malla geoestadística. De igual forma se analizaron los contactos agua-aceite en los pozos del campo perforados inicialmente para verificar que las líneas de contorno se encuentren dentro del polígono definido. Una vez cargadas las coordenadas de los pozos, se procede a importar los respectivos topes estratigráficos, que definen las unidades de interés para modelar y hacer la zonificación de las areniscas: U superior, U inferior, T superior y T inferior. En la Figura 58 se presenta una visualización de los pozos del Campo Drago ya cargados al proyecto en el software Petrel, con sus topes ubicados en profundidad.

Fig. 57 Polígono definido para el modelamiento geoestadístico y distribución de pozos para el Campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 58 Pozos del campo Drago con sus respectivos topes estratigráficos



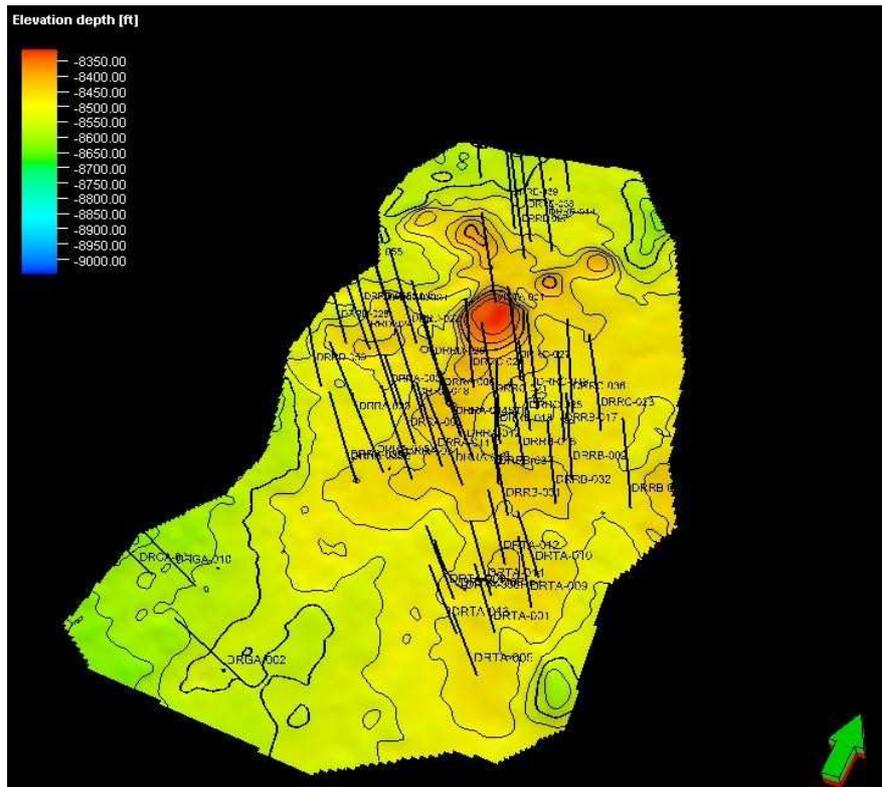
Fuente: Villamar-Orozco

Una vez cargada la información de las coordenadas de pozos y topos estratigráficos, se procede a importar el modelo estructural del yacimiento, conformado por las diferentes superficies interpretadas en los marcadores primarios que se mapearon a partir de los cubos sísmicos 3D. Estos marcadores primarios corresponden a las superficies al Tope de Basal Tena, Base Caliza A, Base T, Base U, Caliza B, Caliza M, Tope Hollín inferior.

Las superficies intraformacionales fueron mapeadas por medio de isocoras generados con los topos en cada pozo y restadas a las superficies primarias, para así obtener los restantes horizontes (Tope de Basal Tena, Base Caliza A, Base T, Base U, Caliza B, Caliza M, Tope Hollín inferior, entre otros).

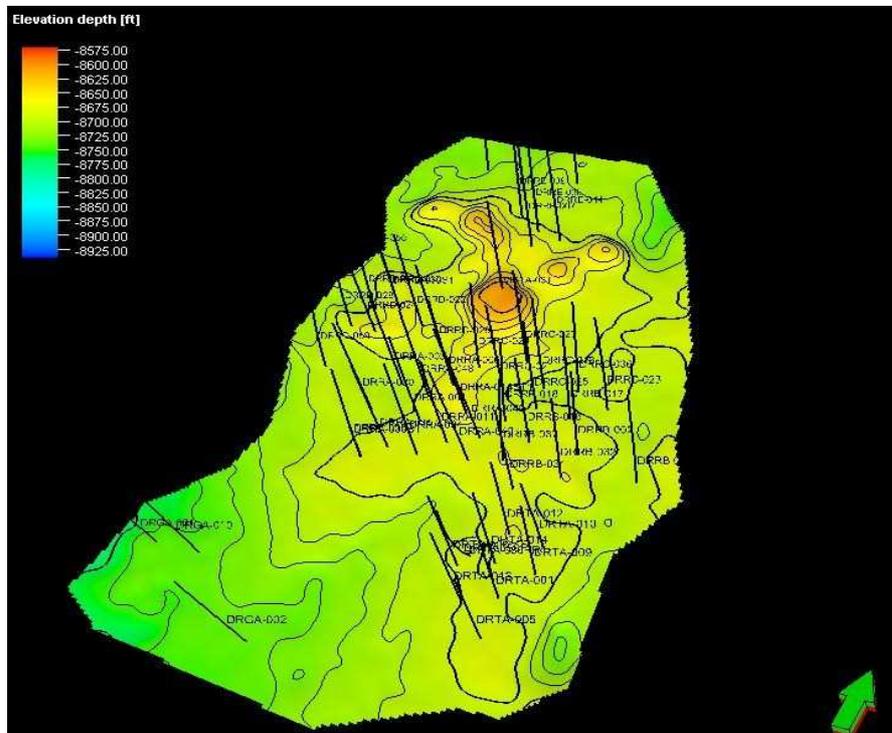
En las Figuras 59 y 60 se observan cada una de las superficies mapeadas que corresponden a ciertos marcadores del campo Drago.

Fig. 59 Horizonte al tope de U Superior para el Campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 60 Horizonte al tope de U Inferior para el Campo Drago

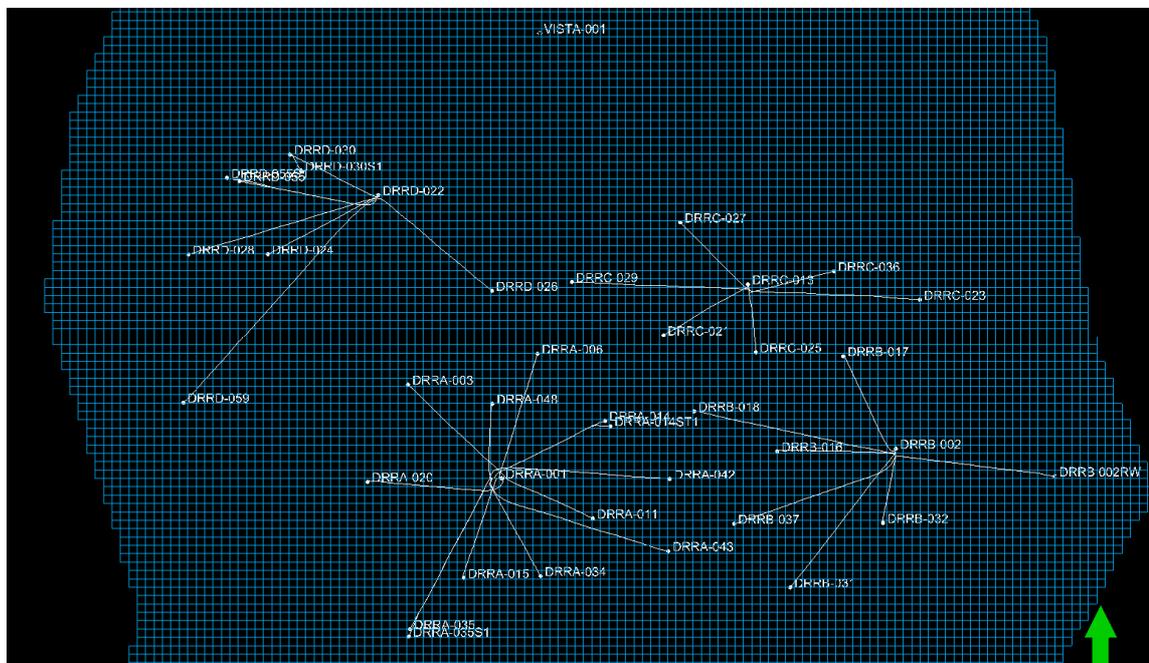


Fuente: Villamar-Orozco

Una vez cargado el modelo estructural del Campo Drago, se procede a generar la malla de simulación geostadística, que posee 9746984 millones de celdas (modelo de alta resolución), principalmente en la dirección vertical debido a que se requiere un refinamiento detallado que pueda preservar todo el contenido de la información geológica disponible proveniente de los registros de pozo.

Se construyó la malla geostadística teniendo como base el distanciamiento promedio de los pozos y los espesores promedio de las unidades a modelar, el tamaño de las celdas a nivel areal es de 50 x 50 metros, garantizando que dos pozos no se encuentren en una misma celda (Ver Figura 61).

Fig. 61 Malla areal que muestra la ubicación de pozos en las celdas



Fuente: Villamar-Orozco

Una vez completada la definición areal de la malla, se procede a realizar la división en la dirección vertical para establecer el espesor promedio de las celdas. Es necesario realizar este refinamiento considerando evitar la pérdida de información proveniente de los registros de pozo, al momento de escalar los litotipos y propiedades petrofísicas a las celdas de la malla de simulación geostadística. Preservar la mayor cantidad de información geológica es sustancial al momento de realizar el modelamiento, de esta forma se tiene presente información detallada de cada litotipo para lograr capturar continuidades en múltiples direcciones dentro del yacimiento.

En el Campo Drago se establecieron 296 celdas en la dirección vertical de la siguiente forma:

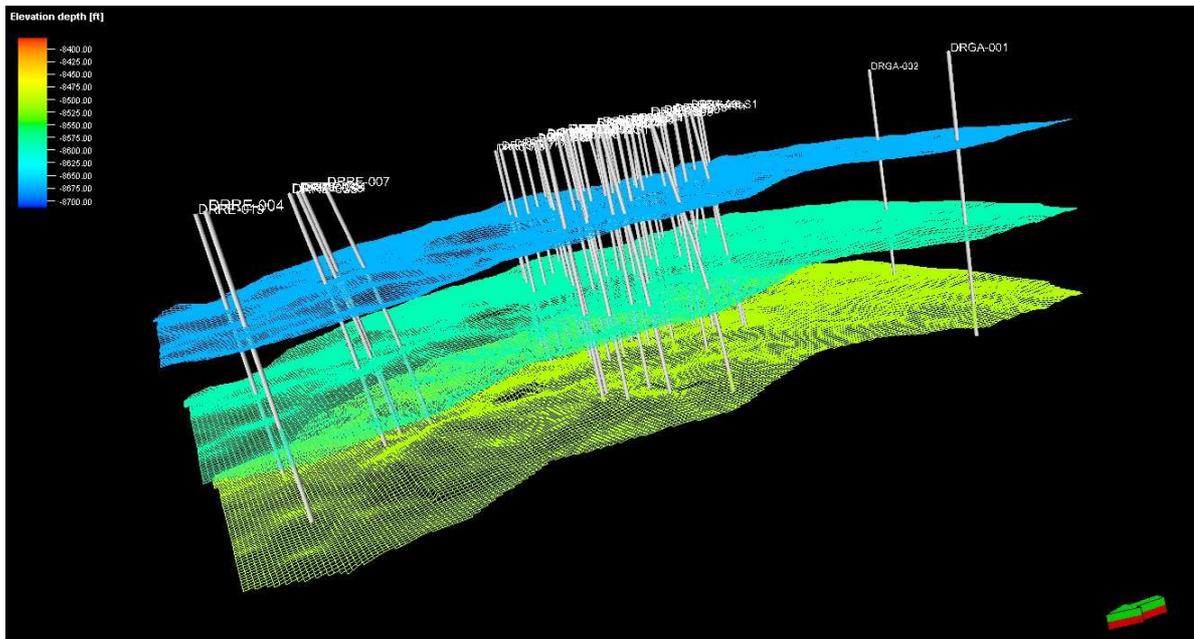
- 8 capas se atribuyeron a Basal Tena
- 43 capas para U Superior
- 43 capas para U inferior.
- 50 capas T superior.
- 47 capas T Inferior.
- 32 capas Hollin Superior

Los espesores promedio de cada celda en cada unidad son:

- 1.4 capas se atribuyeron a Basal Tena
- 1.5 capas para U Superior
- 0.78 capas para U inferior.
- 1.47 capas T superior.
- 0.87 capas T Inferior.
- 1.5 capas Hollin Superior

De acuerdo a esta configuración se obtiene un malla de 149x221x296 celdas en las direcciones X, Y, Z con un total de 9746984 celdas. En la Figura 62 se observa la malla del modelo geoestadístico del Campo Drago.

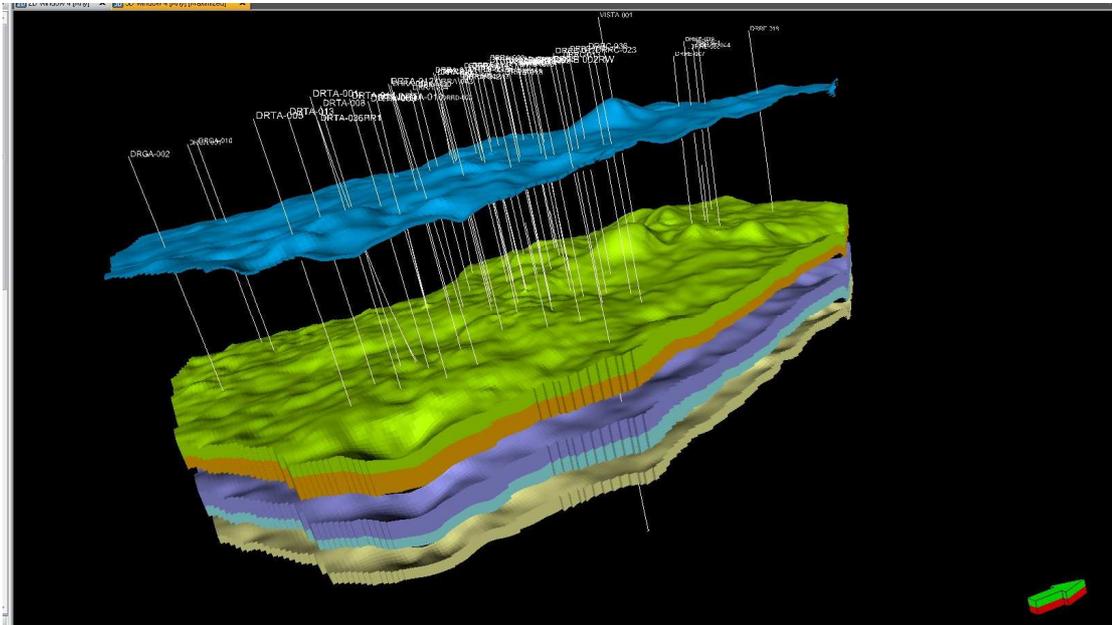
Fig. 62 Dimensiones de la malla geoestadística para el campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

En la Figura 63 se observa la zonificación del modelo. Además, se visualiza la ubicación de los pozos del campo Drago.

Fig. 63 Dimensiones de la malla geoestadística para el campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

2.24 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE FACIES.

De acuerdo a la caracterización de facies se definió 7 litotipos, como se observa en la Tabla 10 para los litotipos de código 1, 2 y 3 corresponden a las arenas reservorio para cada unidad, 4 para arena arcillosa de mala calidad, mientras que los litotipos de código 5 y 6 corresponden a sellos, adicionalmente se muestra el intrusivo en el litotipo 7.

Tabla 10 Litotipos caracterizados para el campo Drago

Code	Name	Parent	Color
0	Sand		Grey
1	Arena MejorCali		Yellow
2	Arena Modera		Orange
3	Arena Glauconit		Green
4	Arena BajaCalid		Red-Orange
5	Calizas		Blue
6	Arcillas		Dark Grey
7	Intrusivo		Red
8			Cyan

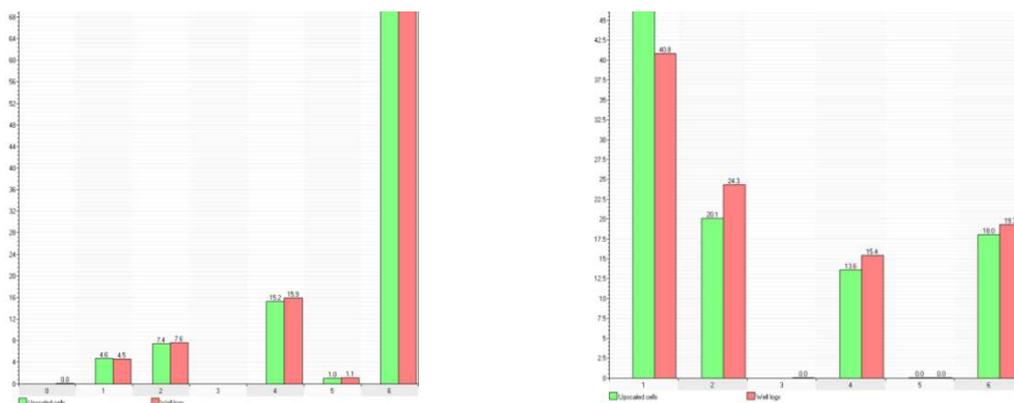
Fuente: Villamar-Orozco

Al realizar el escalamiento, proceso en que se transfiere la información de los registros

eléctricos a las celdas de la malla geoestadística, se procede a verificar que no se pierda información de litotipos. Al momento de escalar en la malla, se analiza el porcentaje de litotipos en cada unidad en el registro tipo de roca y se verifica su porcentaje escalado al modelo geoestadístico.

En la Figura 64 se observa el histograma de las unidades: Basal Tena, U Superior, T Superior y T Inferior con el porcentaje de datos de litotipos presentes en registros (color rojo) y escalados a la malla geoestadística (barras de color verde). Este histograma nos permite cuantificar la cantidad de información que se pierde en el proceso de escalamiento y verificar la calidad del tamaño de celdas en el espesor asignado a cada unidad.

Fig. 64 Histograma de las Unidades: U inferior, con el porcentaje de datos de litotipos presentes en registros (rojo) y escalados a la malla geoestadística (verde)



Fuente: Villamar-Orozco

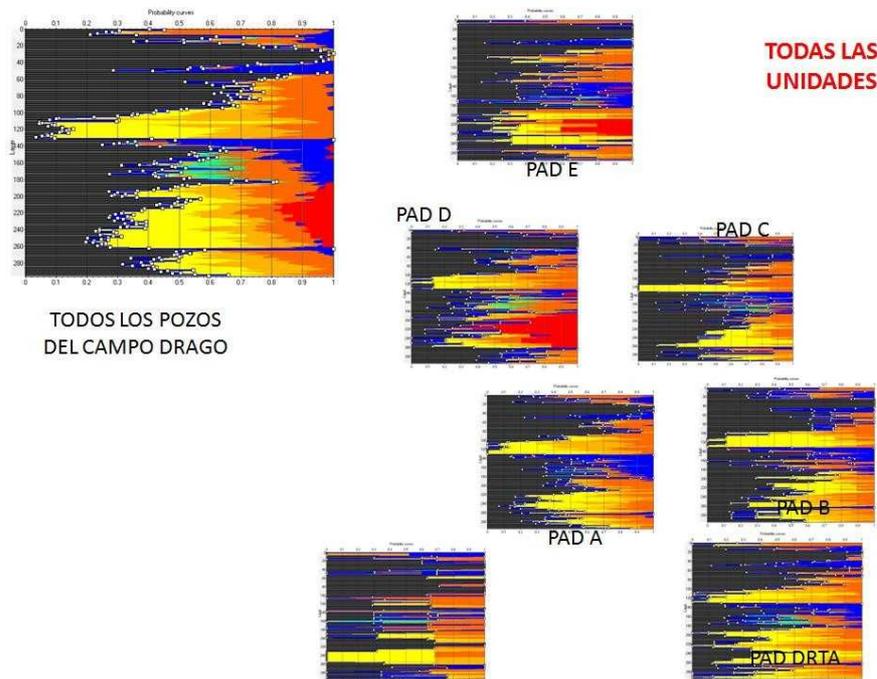
2.25 ANÁLISIS DE CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL DEL CAMPO DRAGO

Por medio de la revisión de curvas de proporción vertical (CPV) del campo, se identifican las unidades operacionales y las que presentan mayor desarrollo de arenas, además, es un parámetro de control que permite determinar si los topes establecidos respetan los cuerpos de arena presente en cada una de las unidades estratigráficas.

Otra característica importante de esta curva radica en que el modelamiento de facies además de hacer honor a la información de pozos, también condiciona la estimación de esta variable en profundidad a esta curva de proporción, garantizando que el modelo resultante obtenga porcentajes cercanos a las cantidades de arenas en el yacimiento.

La Figura 65 muestra la CPV para todas las unidades del campo Drago, esta curva incluye información de todos los pozos presentes en el campo por PADs, que nos permite el desarrollo y comportamiento de los diferentes tipos de roca dentro del yacimiento. En la curva se observan cuerpos de arena que corresponde a Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior, además se presenta el porcentaje de litotipos en cada unidad. Se presentan 8 cuerpos de Tipo de Roca distribuidas para las diferentes unidades con sus respectivas proporciones.

Fig. 65 Curva de Proporción Vertical del campo Drago con los porcentajes de Litotipo para cada PAD



Fuente: Villamar-Orozco

En forma general, se observa que al incrementar la profundidad el porcentaje de arena de mejor calidad incrementa. Teniendo como resultado que la arenisca de mejor calidad se encuentra en mayor proporción en las unidades T En una proporción menor en las unidades U Superior y T Inferior.

Se puede observar en la CPV construida para todas las unidades del Campo que la Arena Glauconítica correspondiente al litotipo 3 se encuentra en mayor porcentaje en las unidades superiores de U y T. El Pad D es el que presenta mayor cantidad de litotipo 3 en comparación con los otros Pads del campo. La presencia de arena de mejor calidad está concentrada en las capas inferiores. En casi todos los Pads se pueden distinguir las unidades, la excepción corresponde a los pozos con nomenclatura DRGA ya que se cuenta

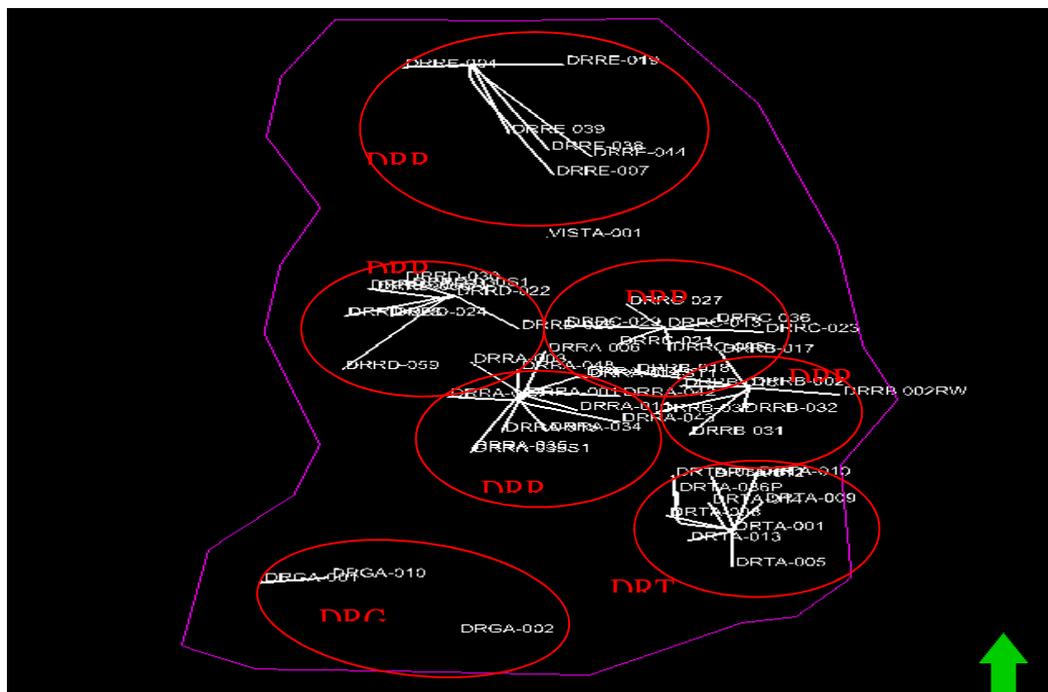
con solamente tres pozos en esa zona.

Otro tipo de análisis corresponde a la utilización de curvas de proporción vertical para diferentes regiones del campo para cada unidad estratigráfica, permitiendo analizar la distribución de litotipos y encontrar mayores concentraciones de los mismos. Esta división se puede realizar inicialmente basada en las distribuciones de áreas de igual tamaño para analizar el comportamiento de litotipos de manera rápida.

Las curvas de proporción vertical del campo Drago fueron realizadas para cada PAD. Esta región se muestra en las figuras a continuación. En la Figura 66 se observa las regiones de análisis de CPV.

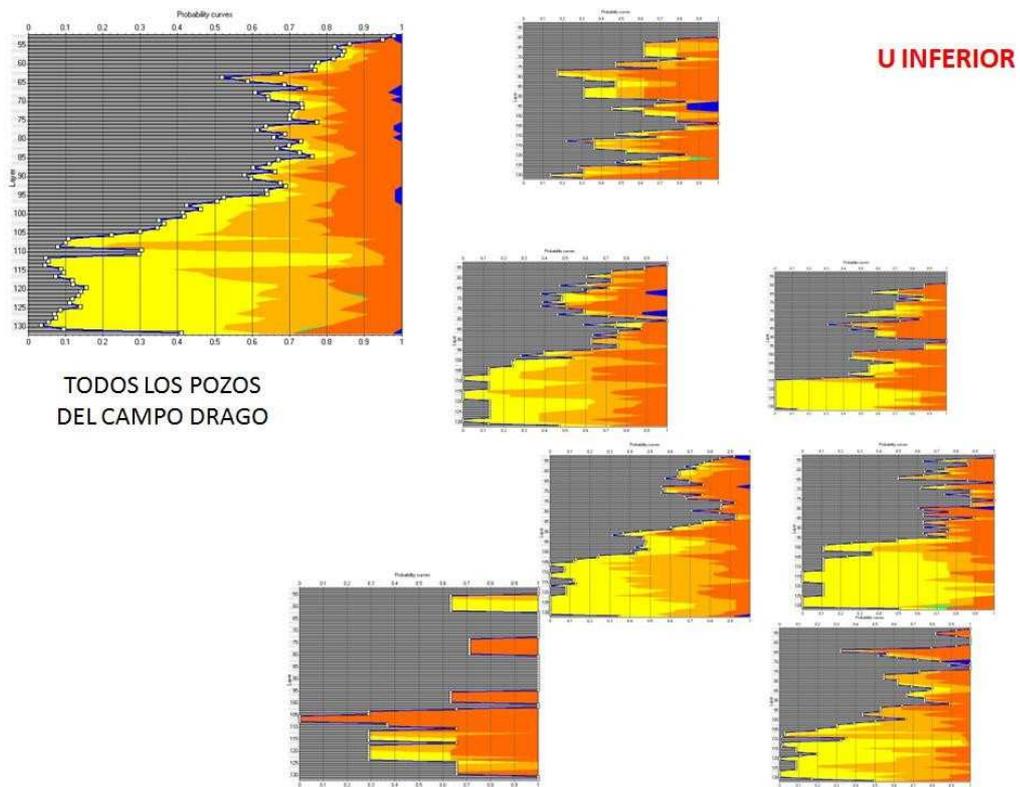
La Figura 67 muestra las curvas de proporción vertical correspondientes a las regiones de la unidad U Inferior. En todo el campo Drago se presenta dos cuerpos de arena dentro de la U Inferior. La presencia de Arena Tipo A muestra un incremento a la base de la unidad en dirección sur.

Fig. 66 Curvas de Proporción Vertical para cada PAD del Campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 67 Curva de Proporción Vertical para cada región de la unidad U inferior del campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

Estos parámetros estadísticos como ya se ha dicho anteriormente son necesarios debido a que el poblamiento de los litotipos en el modelo tridimensional va a estar en la misma proporción en que se reporta en estas curvas, la forma y dirección en que se distribuyen estas arenas dentro de cada unidad operacional se encuentran condicionadas al análisis variográfico.

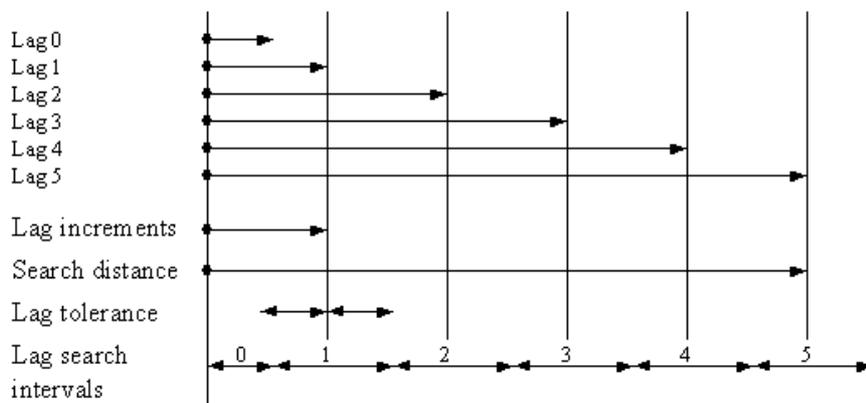
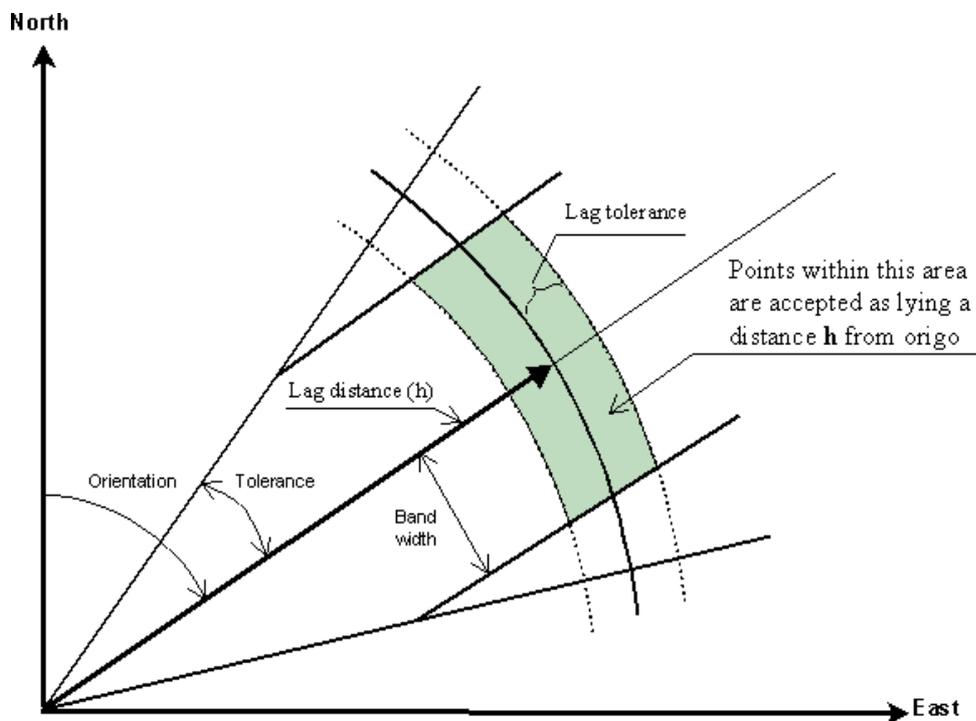
2.26 CÁLCULO DE VARIOGRAMAS PARA EL CAMPO DRAGO

Una vez analizado y verificado el modelo de facies se procede a ajustar los variogramas, estos son tomados para cada tipo de roca en cada unidad estratigráfica, en las direcciones 0° , 45° , 90° , 135° y en la vertical. Esto con el fin de determinar direcciones de anisotropía de los diferentes litotipos, para este ajuste de variograma se establecieron parámetros como distancia de desplazamiento, la tolerancia angular, el ancho de banda y el rango de búsqueda. El tamaño de los Lags se determinó con el distanciamiento areal promedio de los pozos y la tolerancia angular fue de 45 a 50 grados. Ver Figura 68.

El modelo teórico que se ajustó con más precisión a los variogramas fue el exponencial, el cual representaba con mayor consistencia el variograma experimental, es necesario tomar más importancia a los variogramas tomados en la dirección preferencial de cuerpos en cada una de las unidades, obteniendo como resultado direcciones preferenciales de elipses con menor incertidumbre.

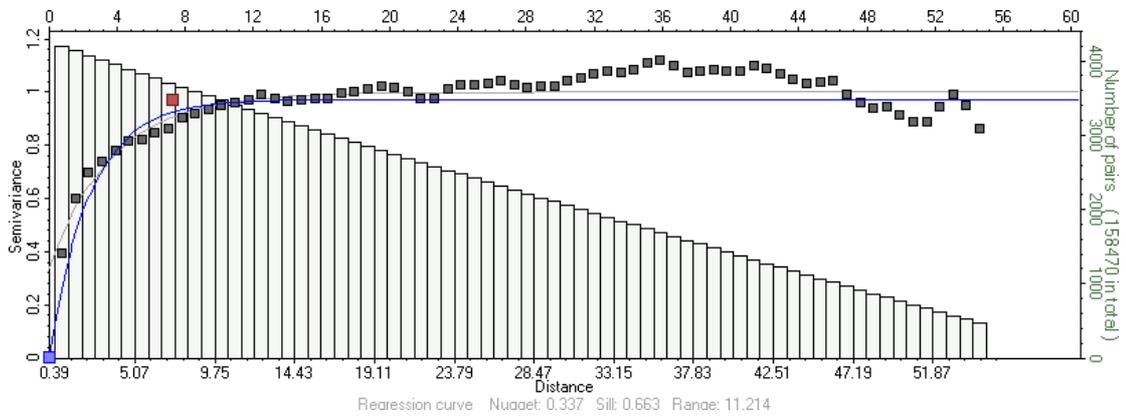
En la Figura 69 se muestra el cálculo de variogramas verticales, se extrae de cada variograma el rango con el cual se grafica en la dirección tomada y se construye una elipse de anisotropía, de la cual se toma su rango mayor, rango menor y dirección.

Fig. 68 Parámetros necesarios para el ajuste de variogramas



Fuente: Tomado de la Ayuda del Software Petrel 2011

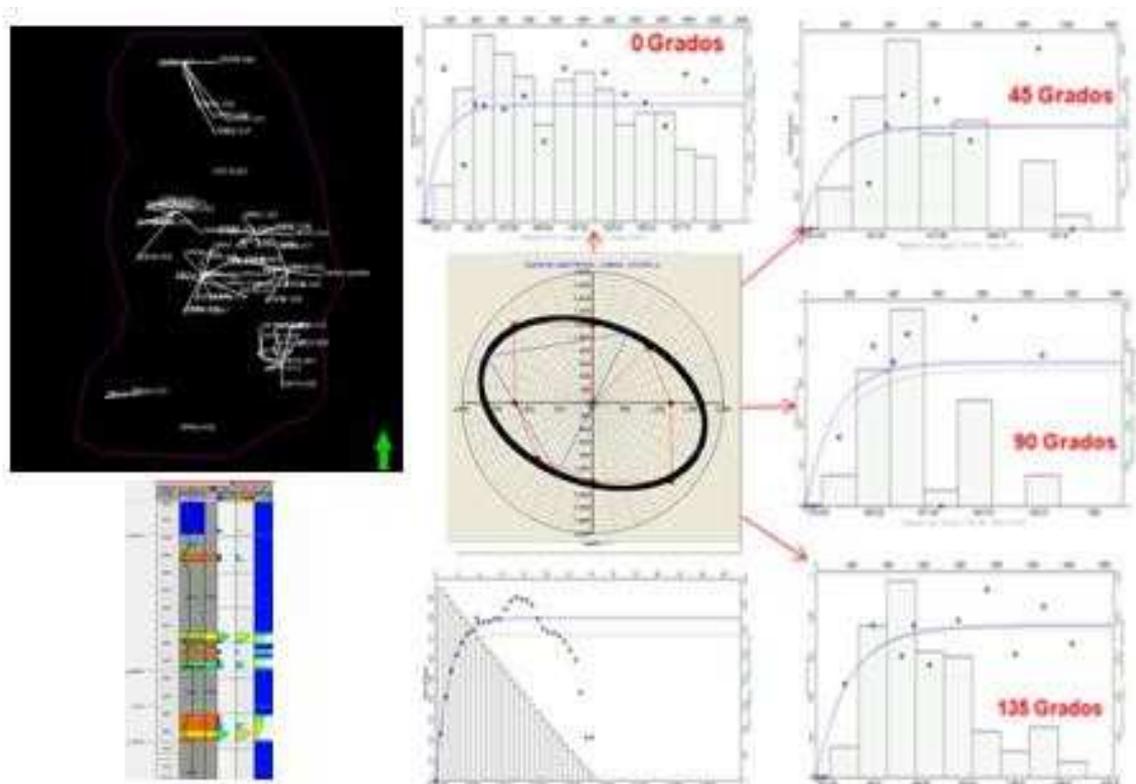
Fig. 69 Ajuste de variogramas en dirección vertical, Arena Tipo B, U Inferior, campo Drago.



Fuente: Villamar-Orozco

En la Figura 70 se muestra la metodología del cálculo de variogramas, para cada tipo de roca se calcula en diferentes direcciones, se extrae de cada variograma el rango con el cual se grafica en la dirección tomada y se construye una elipse de anisotropía, de la cual se toma su rango mayor, rango menor y dirección.

Fig. 70 Ajuste de variogramas en dirección horizontal y vertical, varios litotipos, campo Drago

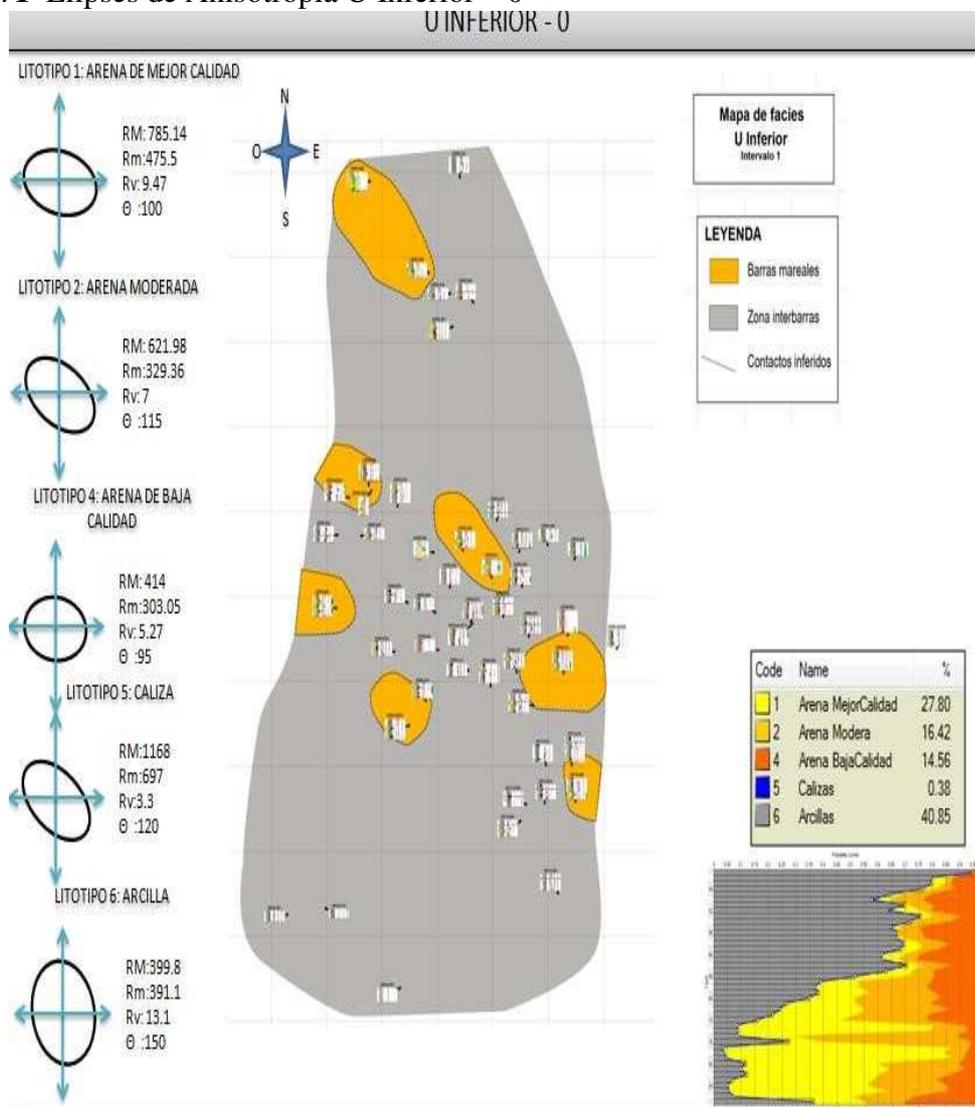


Fuente: Villamar-Orozco

A través del ajuste de estos variogramas se obtienen parámetros como el rango, meseta y efecto pepita (nugget), que son indispensables al momento de construir las elipses de anisotropía, a partir de ellas obtenemos parámetros como rango mayor, menor, vertical y dirección preferencial de la elipse.

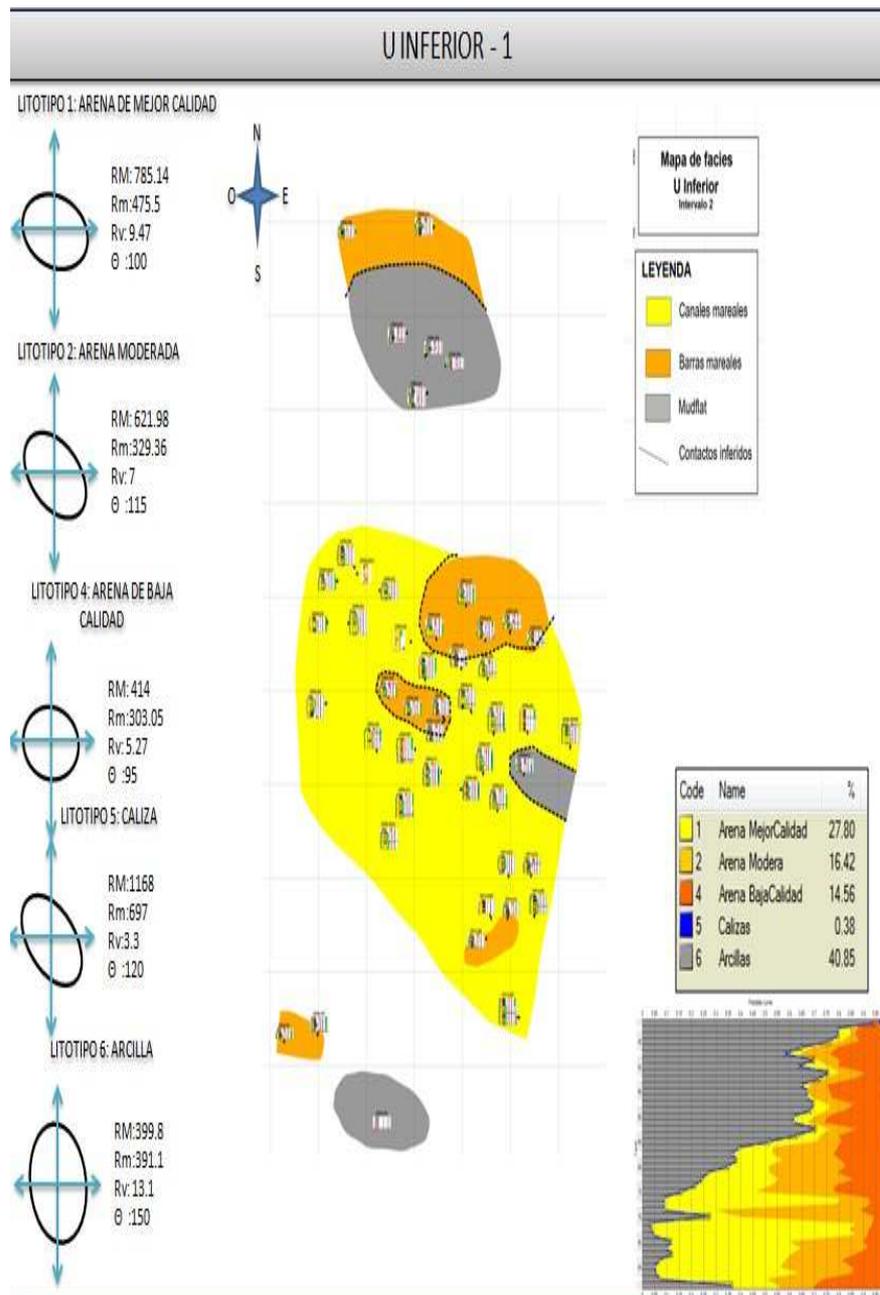
Las figuras de la 71 y 72 muestran las elipses de anisotropía construidas a partir de los rangos observados en los variogramas construidos para el Complejo Drago, adicionalmente se presentan los mapas de facies para poder comparar las tendencias y seleccionar la dirección preferencial de depósito. En la parte inferior de cada gráfica se encuentra la curva de proporción vertical y los porcentajes de cada litotipo en cada unidad.

Fig. 71 Elipses de Anisotropía U Inferior – 0



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 72 Elipses de Anisotropía U Inferior - 1



Fuente: Villamar-Orozco

2.27 MODELAMIENTO DE FACIES

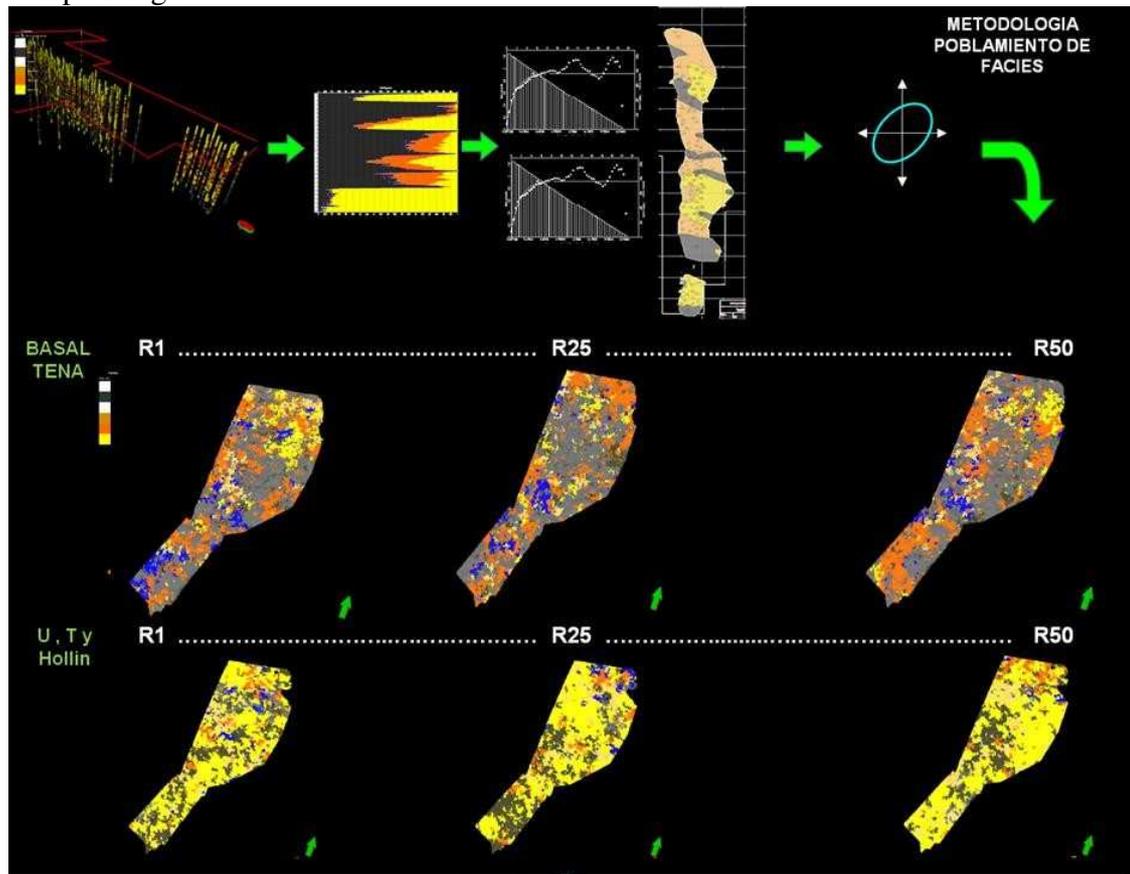
El algoritmo utilizado en este tipo de modelamiento es el SISIM o Simulación Secuencial Indicadora, que condiciona la información de los tipos de roca presentes en los pozos, con los parámetros obtenidos de las elipses de anisotropía como rango mayor, menor, dirección, efecto pepita (nugget) y rango vertical, además de condicionar el porcentaje de los litotipos a las curvas de proporción vertical.

Este modelamiento de facies es un proceso estocástico, de tal manera que se obtiene múltiples realizaciones geoestadísticas del campo condicionadas con la misma información presente en los pozos, para este estudio se ejecutaron 50 realizaciones, de las cuales se obtienen los mejores escenarios, categorizados en percentiles en una función de distribución de probabilidad, como el menos optimista (P10), los más probables (P50), y el más optimista (P90).

La Figura 73 muestra el procedimiento realizado hasta el momento de la simulación de facies del campo Drago.

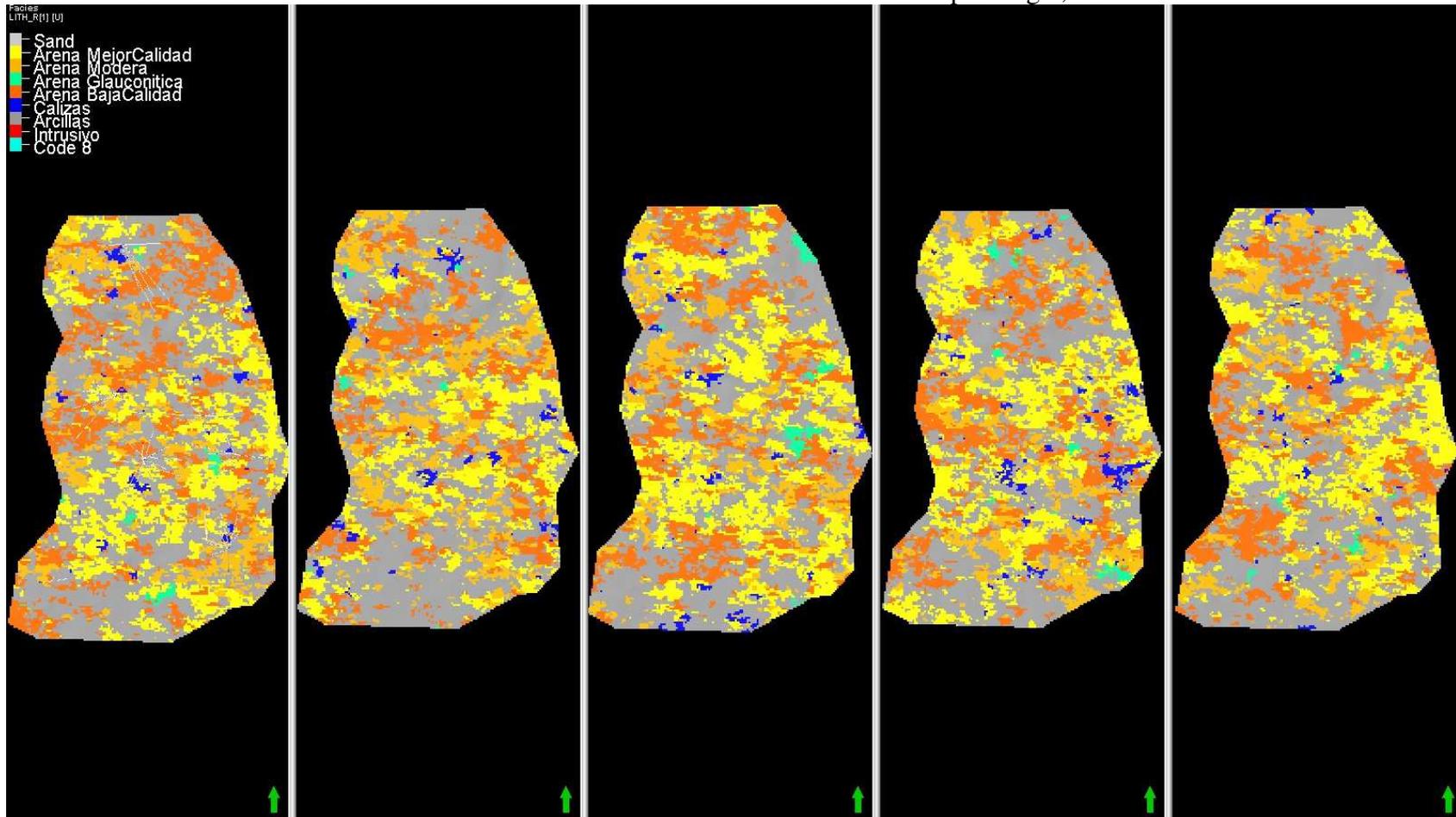
Las Figuras 73 y 74 muestran el resultado de múltiples realizaciones en las unidades Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior y T inferior respectivamente, como se observa todas tienen un grado de similitud sin embargo se tiene que escoger la que mayor control tenga cerca a los pozos y que represente mejor la estratigrafía del yacimiento.

Fig. 73 Análisis estadístico y variográfico en las diferentes unidades operacionales del campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 74 Visualización de diferentes realizaciones del modelo de facies obtenidas en el campo Drago., U inferior

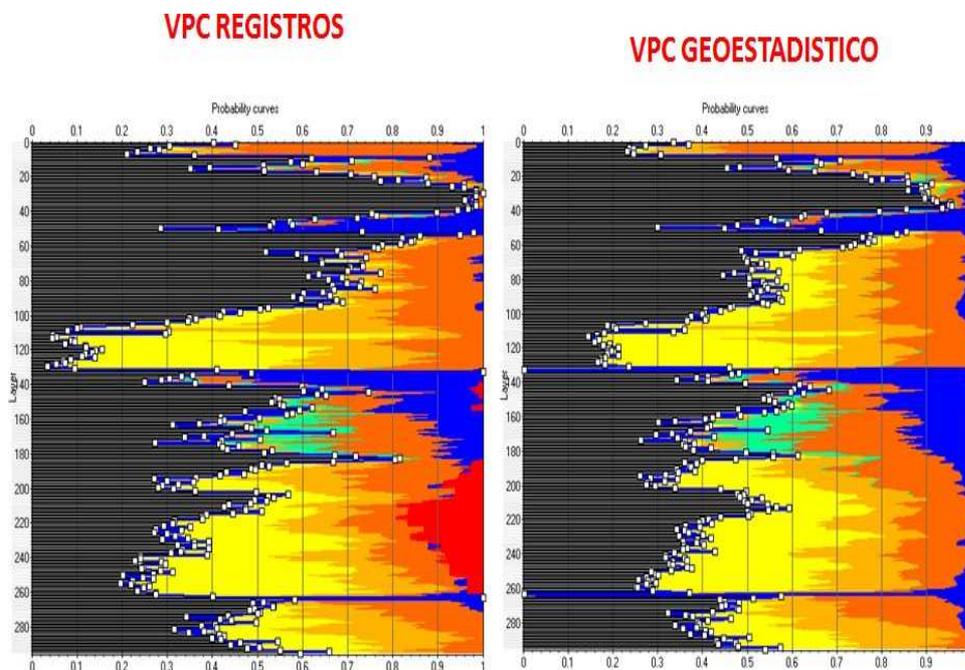


Fuente: Villamar-Orozco

Una vez obtenidos los modelos de facies, se procede a la revisión de las curvas de proporción vertical (CPV) generadas con la información de registros de pozos escalados comparándolas con las CPV del modelo geoestadístico generado. Dentro de esta revisión se analiza que en cada una de las unidades se cumplieran patrones de acumulación de litotipos tanto a la base de las unidades como a los topes, además de secuencias granocrecientes y granodecrecientes.

En la Figura 75 se observa la CPV del campo Drago antes y después del proceso de simulación de facies, como se puede observar en cada uno de los tipos de roca de cada unidad la CPV del modelo geoestadístico refleja un comportamiento similar al de la CPV del modelo de pozos. Este tipo de revisión es un control de calidad que permite confirmar la consistencia en la distribución de arenas en el modelo con respecto a lo presente en los pozos en la dirección vertical. La curva tiene una ligera variación en su proporción en cada unidad, la cual no sobrepasa el 3 %, este es un buen indicador de que el modelo geoestadístico respeta la información de cada pozo y que el escalamiento utilizado preserva dicha información.

Fig. 75 Curvas de proporción vertical- Modelo de Pozos y Modelo Geoestadístico del Campo



Fuente: Villamar-Orozco

Se realiza un control de calidad con la intención de visualizar la correcta distribución de cuerpos en profundidad y mostrar que el algoritmo cumple con el condicionamiento de las curvas de proporción vertical, garantizando una distribución de litotipos en profundidad acorde a lo reflejado en la información de pozos.

2.28 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

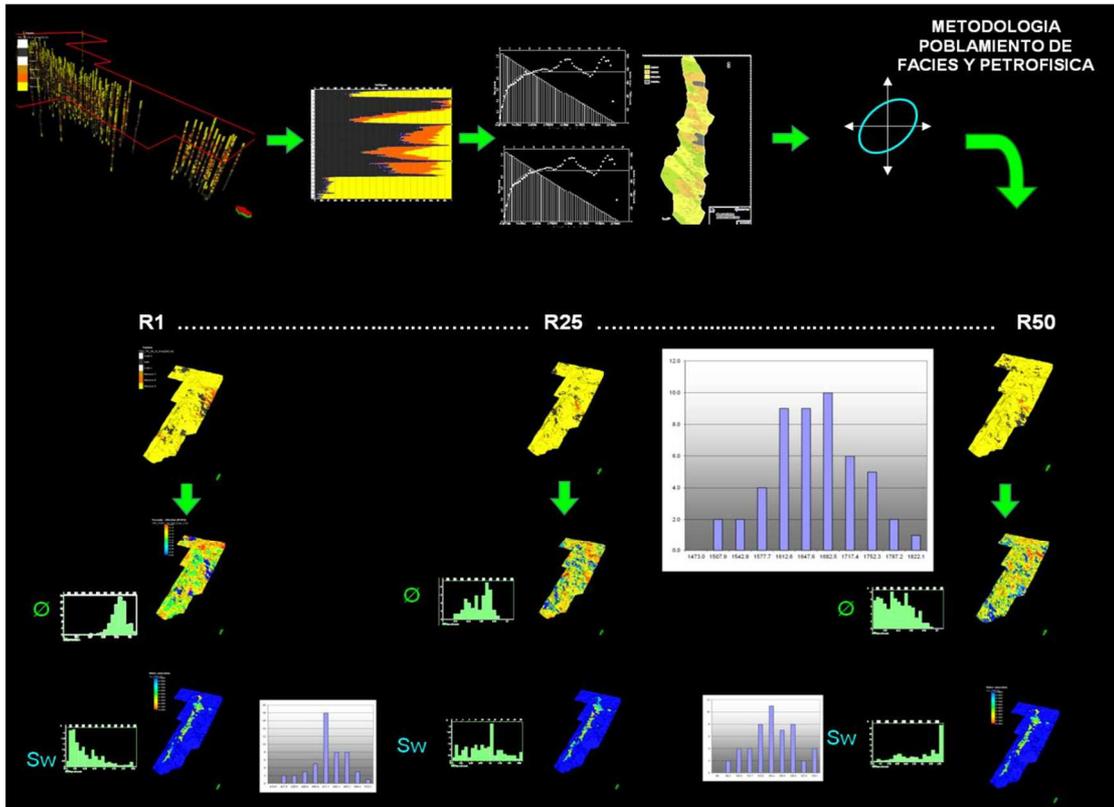
El modelamiento geoestadístico de propiedades petrofísicas como la porosidad, permeabilidad y saturación de agua, han sido analizadas en cada uno de los pozos, y han sido calculadas condicionadas a los diferentes litotipos, realizando un amarre roca-registro. Antes de realizar cualquier estimación petrofísica entre pozos con el modelamiento geoestadístico, es necesario hacer una revisión del comportamiento de las propiedades petrofísicas con respecto a los litotipos, verificar en cada unidad la variación de estas propiedades. De esta forma, se realiza un control de calidad de la información petrofísica por pozo, verificando que los diferentes litotipos tengan el comportamiento esperado.

El modelo geoestadístico petrofísico es generado condicionando al modelo de facies, por medio de las elipses de anisotropía generadas y los rangos de correlación que se obtienen del análisis variográfico de todos los litotipos de cada unidad operacional.

Por cada realización de facies se obtiene un modelo de porosidad efectiva y saturación de agua, modelada a través del algoritmo SGSIM (Simulación Secuencial Gaussiana).

La Figura 76 muestra el procedimiento realizado para la simulación de propiedades petrofísicas del campo Drago.

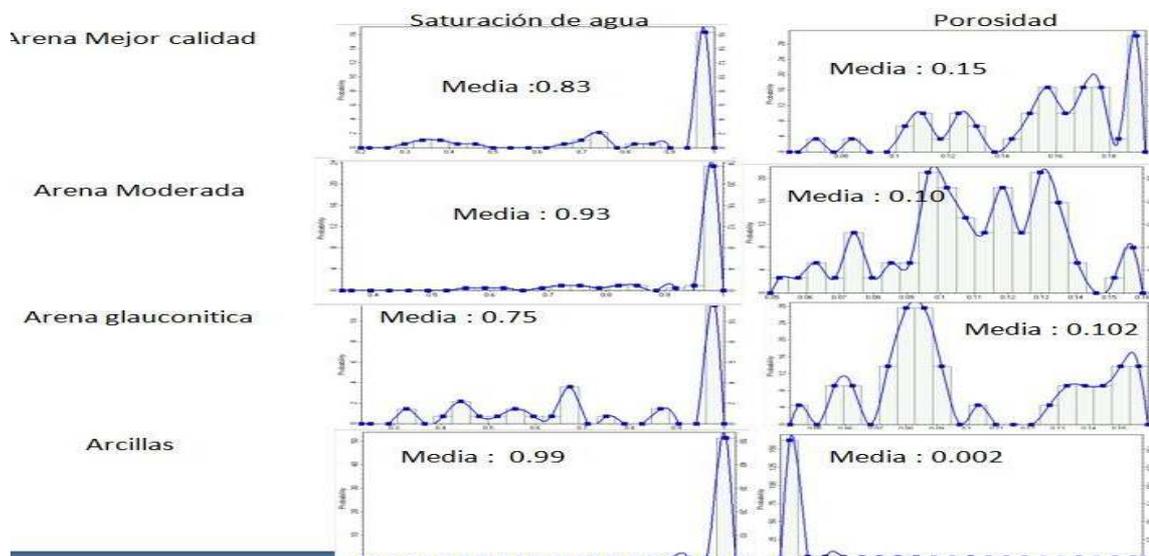
Fig. 76 Metodología - Modelamiento Propiedades Petrofísicas-Campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

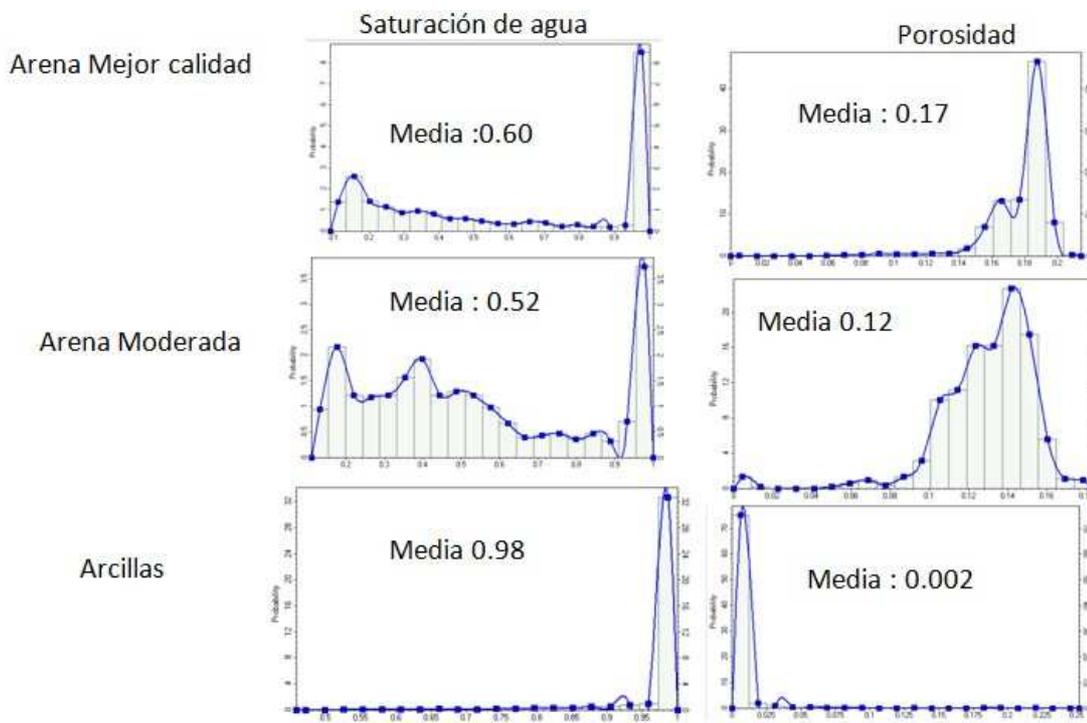
En las Figuras 77 y 78 se muestra el comportamiento de la Porosidad Efectiva, y Saturación de Agua en ciertos tipos de roca de las unidades del campo Drago. En estas gráficas estadísticas se aprecia los litotipos con sus respectivas características petrofísicas y nos da una idea de la calidad de reservorio y sobre todo la calidad de la información obtenida en el análisis petrofísico. De estas graficas se puede concluir que la unidad U Superior muestra una porosidad media de 10 a 15 % y una saturación de agua superior al 75% por lo que puede considerarse como una unidad de calidad media a baja. La unidad U inferior muestran un comportamiento similar en cuanto a valores de porosidad media con respecto a U superior, sin embargo, la saturación de agua presenta un incremento considerable que reduce su calidad. Por otra parte, las unidades T Superior y tiene una media de 17 % en la arena de mejor calidad y T Inferior tienen una porosidad media de 18% en la arena de mejor calidad mientras que la saturación de agua media es del 60%

Fig. 77 Comportamiento de Propiedades Petrofísicas para el Campo Drago Unidad U Superior



Fuente: Villamar-Orozco

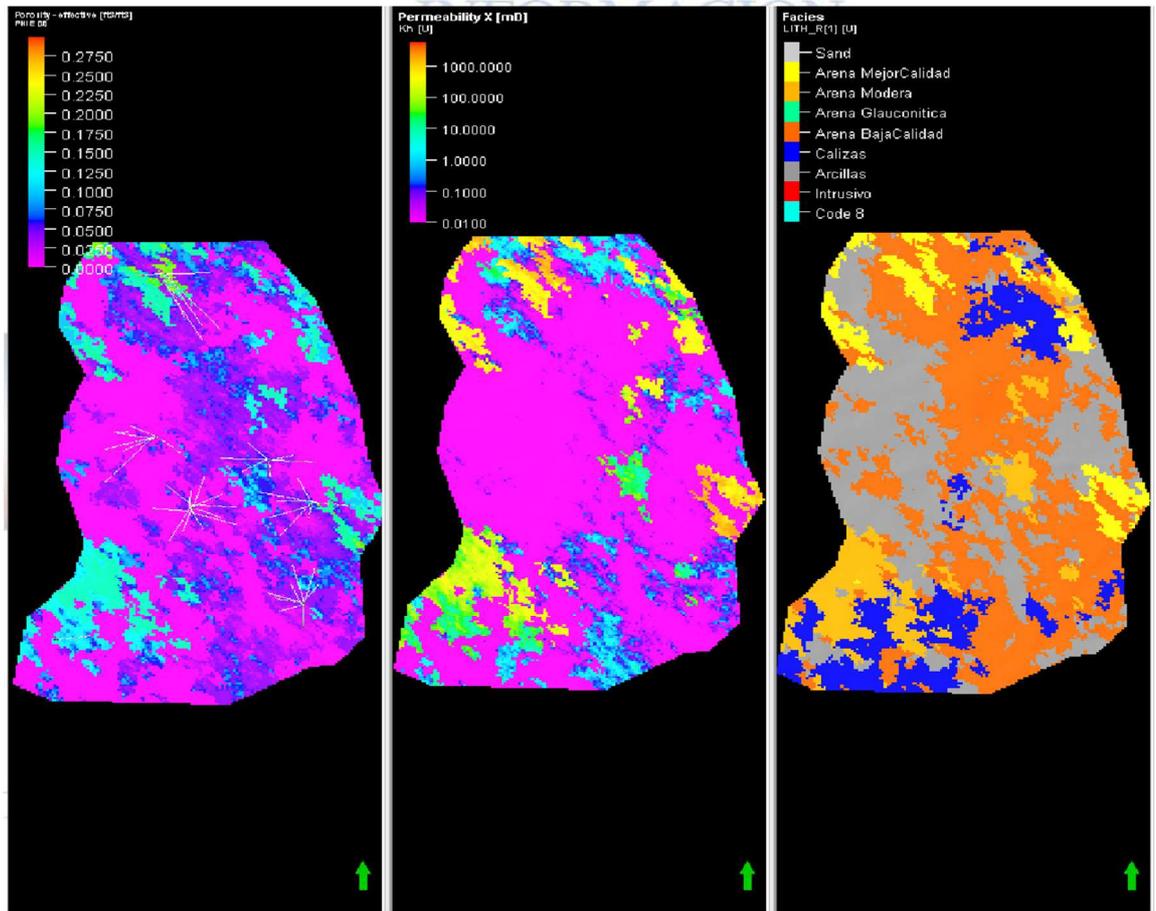
Fig. 78 Comportamiento de Propiedades Petrofísicas para la unidad U Inferior - Campo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

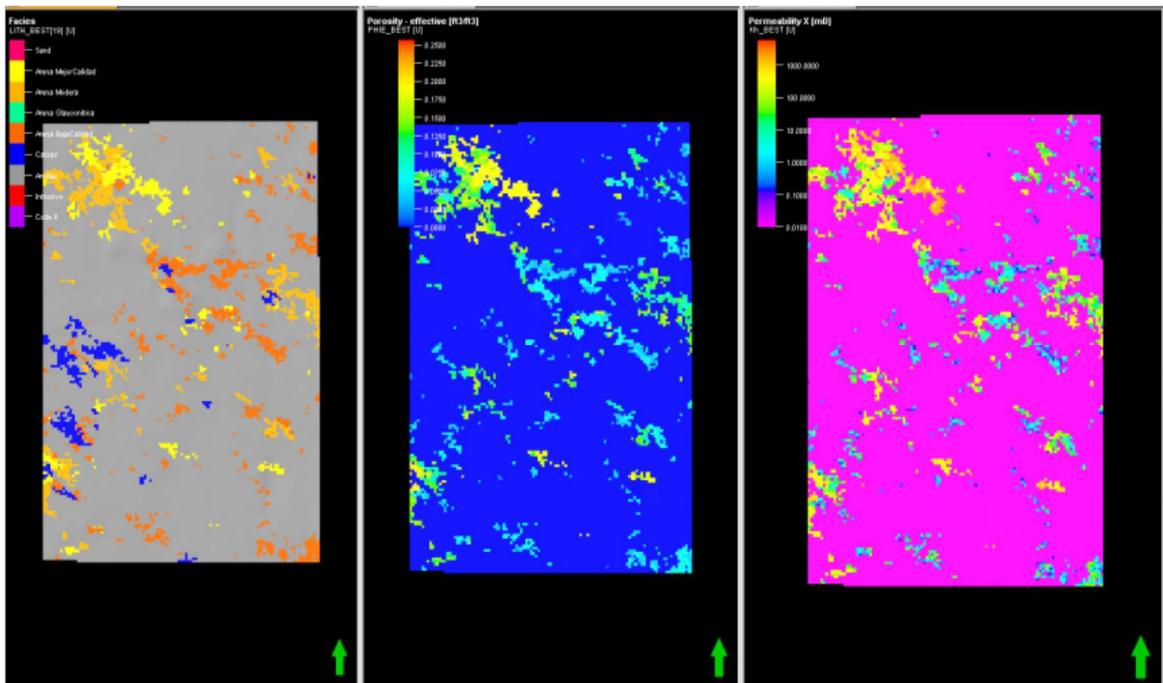
En las Figuras 79, 80 y 81 se muestran realizaciones y cortes transversales del modelo de facies y de porosidad efectiva, se observa el condicionamiento de los datos de porosidad del modelo petrofísico con respecto a los litotipos del modelo de facies.

Fig. 79 Realización Geoestadística de Porosidad efectiva, Permeabilidad y de Facies del campo Drago



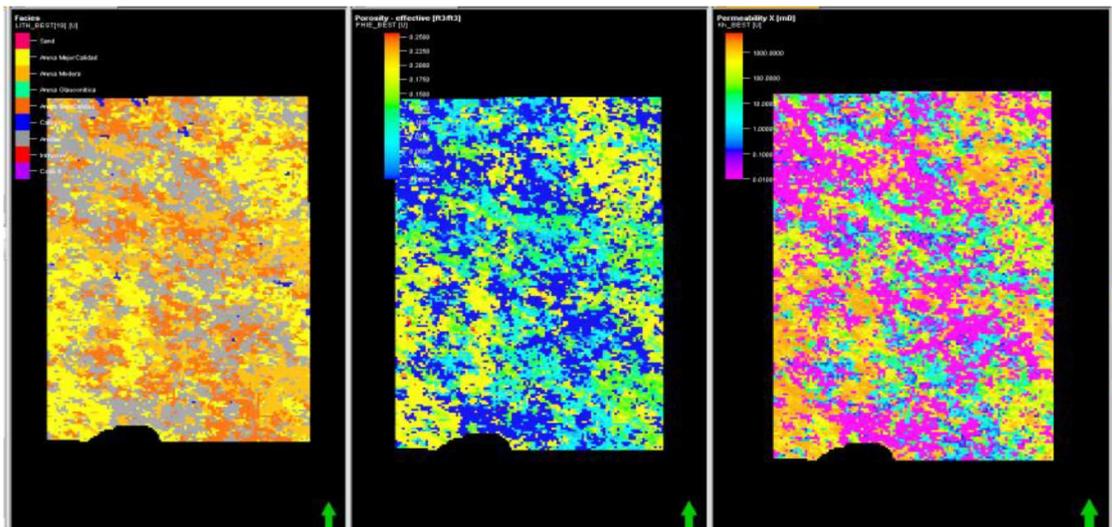
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 80 Realización Geoestadística de Porosidad efectiva, Permeabilidad y Facies del campo Drago en la unidad U Inferior 1



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 81 Realización Geoestadística Porosidad efectiva, Permeabilidad y de Facies en la unidad U inferior 1

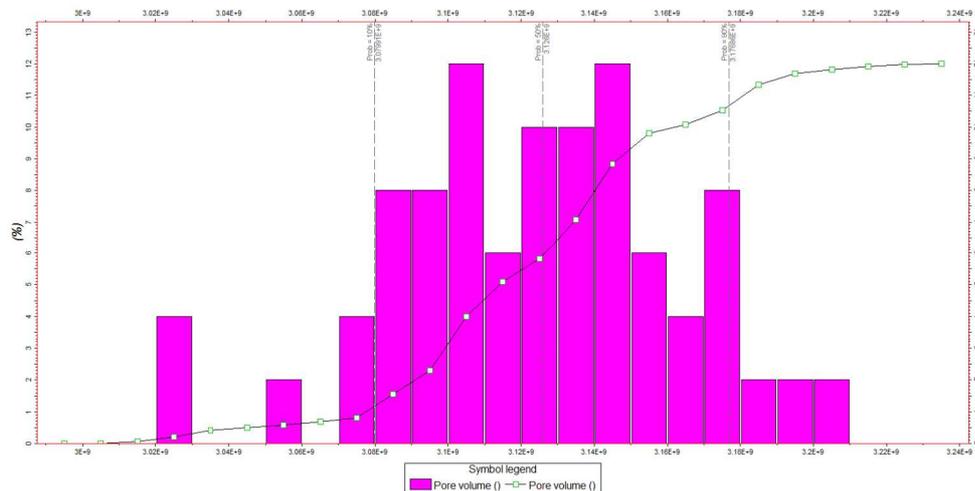


Fuente: Villamar-Orozco

2.28 CÁLCULO DEL VOLUMEN POROSO PARA SELECCIONAR LA MEJOR REALIZACIÓN

Se calcula un volumen poroso en las unidades Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior, T inferior y Hollín Superior, los resultados obtenidos son renqueados de acuerdo a una función de distribución que determina los valores de volumen poroso en los percentiles P10, P 50 y P90. Los valores considerados como los más óptimos son los que se encuentran por en el rango del percentil cincuenta P(50), es decir las realizaciones cuyos valores se encuentren en el rango del P50 se consideraran como las mejores para cada unidad modelada. La figura 82 muestra la función de distribución de Volumen Poroso elaborada para el Complejo Drago.

Fig. 82 Función de distribución de Volumen Poroso elaborada para el Complejo Drago



Fuente: Villamar-Orozco

2.29 SELECCIÓN DE LA MEJOR REALIZACIÓN DEL COMPLEJO DRAGO

La metodología empleada para elegir la realización que represente de mejor manera los litotipos interpolados y el comportamiento del Complejo Drago consiste en construir mapas de espesores netos de arena (NTG), considerando valores de porosidad superiores a 0.06. Además se consideran los cuerpos de arena interpolados en zonas donde no existe control de pozos, es decir en los espacios que no existe información el algoritmo de interpolación empleado no debe sobrepoblar con litotipos de buena calidad ya que existe mucha incertidumbre en las zonas señaladas, es por esto que se realiza un control en estas zonas para que esto no ocurra.

Se emplean mapas de burbuja con la producción acumulada y la producción diaria de los

pozos sobrepuestos a las realizaciones elaboradas con el objetivo de controlar que las arenas reflejen la producción histórica del Complejo. El análisis se lo realiza individualmente para cada realización con el objetivo de ir descartando aquellas que mantengan inconsistencias en los criterios planteados. Se debe considerar también los mapas de facies elaborados en el modelo sedimentológico que presentan las orientaciones de los cuerpos sedimentarios, esto permite mantener una coherencia geológica con lo que se interpretó en el modelo sedimentológico. Se construyó mapas de espesores netos para cada realización que se encuentre dentro del P50 de acuerdo al ranqueo de volumen poroso realizado para las unidades U Inferior - 0, U Inferior - 1, unidades a modelar en el presente proyecto. Los resultados del proceso de selección de las mejores realizaciones para cada unidad son:

U Inferior - 0: Realización 19

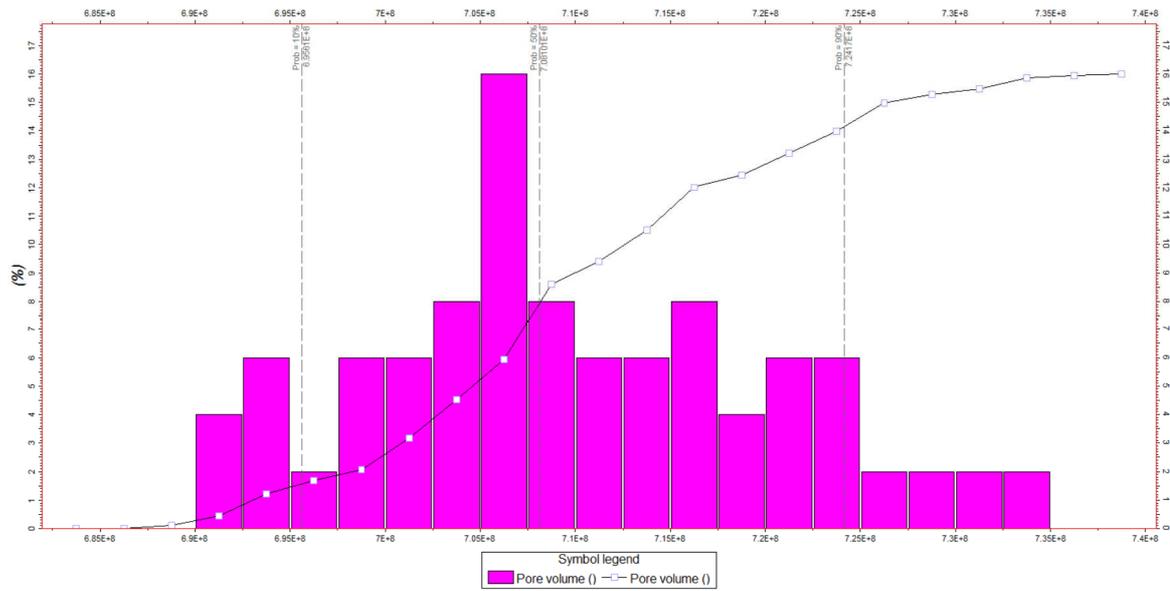
U Inferior - 1: Realización 6

Tabla 11 Proceso de selección de las mejores realizaciones para cada unidad

Item	\$Pore_volume__10_6_RB_
P50 +/- 12	
CaseR1_2_1_1_1_1	711.417699356192
CaseR1_17_1_1_1_1	711.357869868232
CaseR1_3_1_1_1_1	710.263492772881
CaseR1_4_1_1_1_1	709.642378078252
CaseR1_38_1_1_1_1	708.204612516155
CaseR1_5_1_1_1_1	708.133754290443
CaseR1_35_1_1_1_1	708.06773049053
CaseR1_13_1_1_1_1	707.482048122493
CaseR1_6_1_1_1_1	707.448949980919
CaseR1_19_1_1_1_1	707.309577371313
CaseR1_12_1_1_1_1	707.04975104069
CaseR1_33_1_1_1_1	706.874597242119

Fuente: Villamar-Orozco

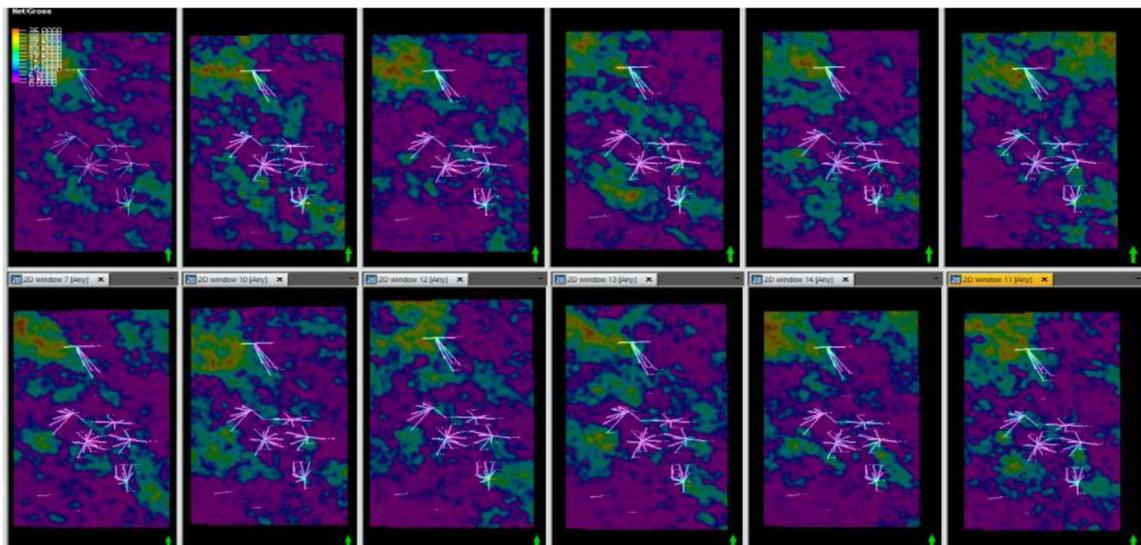
Fig. 83 Ranqueo de realizaciones y tabla de realizaciones dentro del P(50) U inferior-1



Fuente: Villamar-Orozco

La figura 84 muestra las realizaciones elaboradas para las unidades Basal Tena, U Superior, U Inferior - 0, U Inferior - 1, T Superior, T Inferior - 0, T Inferior - 1 y Hollín Superior que se encuentran dentro del Percentil 50 (P50) de acuerdo al ranqueo de volumen poroso realizado para los mapas de espesores netos de arena elaborados para el Complejo Drago.

Fig. 84 Mapas NTG U Inferior - 1. Amarillo: Realizaciones dentro del P50. Rojo: Mejor Realización



Fuente: Villamar-Orozco

2.30 CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).

El cálculo de petróleo original en sitio, se realizó empelando el método volumétrico mediante la utilización de las regiones y contactos agua-aceite finales establecidos en el modelo dinámico. En las tablas 6.3 se muestra los contactos empelados para las regiones creadas en cada unidad en los modelos para las arenisca U. Las figura 85 muestra las regiones creadas para las areniscas U respectivamente. Este modelo tridimensional se importó al proyecto en Petrel y se calculó en las realizaciones seleccionadas. Se puede identificar en la columna uno con un valor categórico las regiones creadas para la Unidad U (Tabla 12 se identifica las unidades y en la columna tres en valor en profundidad en TVDSS del contacto establecido).

Tabla 12 Contactos finales por Región para la unidad U.

REGION	UNIDAD	TVDSS
1	EQUIL_US_DRRE-004_01	-8622
2	EQUIL_US_DRRD-022_02	-8520
3	EQUIL_US_DRRRA-020_03	-8570
4	EQUIL_US_DRGA-001_04+25pies	-8695
5	US_inundado/no-reservorio_05	-7000
6	EQUIL_UI-0_DRRE-039_06	-8600
7	EQUIL_UI-0_DRRRA-001_07	-8600
8	EQUIL_UI-0_DRAGO_08	-8680
9	EQUIL_UI-0_DRAGO-E_09_menos13pies	-8613
10	EQUIL_UI-0_DRAGO-E_SP_10	-7000
11	EQUIL_UI-0_DRRB-037_11_menos7pies	-8613
12	EQUIL_UI-0_DRRB-037_SP_12	-7000
13	UI-0_inundado/no-reservorio_13	-7000
14	EQUIL_UI-1_DRAGO-N_14+55pies	-8665
15	EQUIL_UI-1_DRAGO-N_SP_15	-7000
16	EQUIL_UI-1_DRAGO-E_16+12pies	-8612
17	EQUIL_UI-1_DRAGO-E_SP_17	-7000
18	EQUIL_UI-1_DRAGO_18	-8750

19	UI-1_inundado/no-reservorio_19	-7000
20	EQUIL_US_DRRA-035S1_20	-8474
21	EQUIL_UI-1_DRAGON(D)_21_mas_1pies	-8608
22	EQUIL_UI-1_DRAGON(BC)_22_menos_10pies	-8610
23	EQUIL_UI-1_DRAGON(D)_23_menos_3pies	-8617

Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 85 Regiones U Superior, U Inferior - 0, U Inferior - 1



Fuente: Villamar-Orozco

Los factores volumétricos utilizados para ser reportado en superficie corresponde en cada unidad reservorio corresponde a:

Arenisca U INFERIOR 0: 1.187 rb/stb

Arenisca U INFERIOR 1: 1.187 rb/stb

Tabla 13 POES preliminar calculado de la arena U

PETROELO ORIGINAL IN SITU (POES)	
ARENA	POES MMBN
U INFERIOR 0	13.4889
U INFERIOR 1	106.195889
TOTAL	119.684789

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 14 Resultados y promedios por unidad estratigráfica del modelo petrofísico

Well	Zone log	Thickness of LITH_ABG(1: Arena MejorCalidad)	Thickness of LITH_ABGNetPa y(1: Arena MejorCalidad)	PHIE_Net	PHIE_NetPay	Sw_Net	Sw_NetPay	Kh_Net	Kh_NetPay
DRRD-022	Zone Tope_U_Inferior	27.82	23.24	0.1568	0.1549	0.47116	0.41064	787.2391	773.2858
DRRD-024	Zone Tope_U_Inferior	42.5	41.75	0.1732	0.1738	0.30842	0.30143	1311.018	1332.827
DRRD-026	Zone Tope_U_Inferior	16.51							
DRRD-028	Zone Tope_U_Inferior	17.59	14.94	0.1299	0.1339	0.42116	0.37913	333.8394	376.6497
DRRD-030	Zone Tope_U_Inferior	24.5	14.5	0.1469	0.1439	0.55814	0.46825	359.9576	278.4737
DRRD-030S1	Zone Tope_U_Inferior	19.89							
DRRD-055S1	Zone Tope_U_Inferior	13.91	9.44	0.1607	0.1808	0.56197	0.51324	1045.279	1512.87

Fuente: Villamar-Orozco

2.31 MODELO DINÁMICO

INTRODUCCIÓN

El conocimiento del yacimiento es necesario para poder inferir el comportamiento referente al movimiento de los fluidos dentro del yacimiento considerando las propiedades de los fluidos y la roca, las cuales influyen al flujo del fluido desde el reservorio al pozo. Poder predecir el comportamiento del flujo de fluidos es importante para estimar la cantidad de fluido que se puede extraer desde los yacimientos.

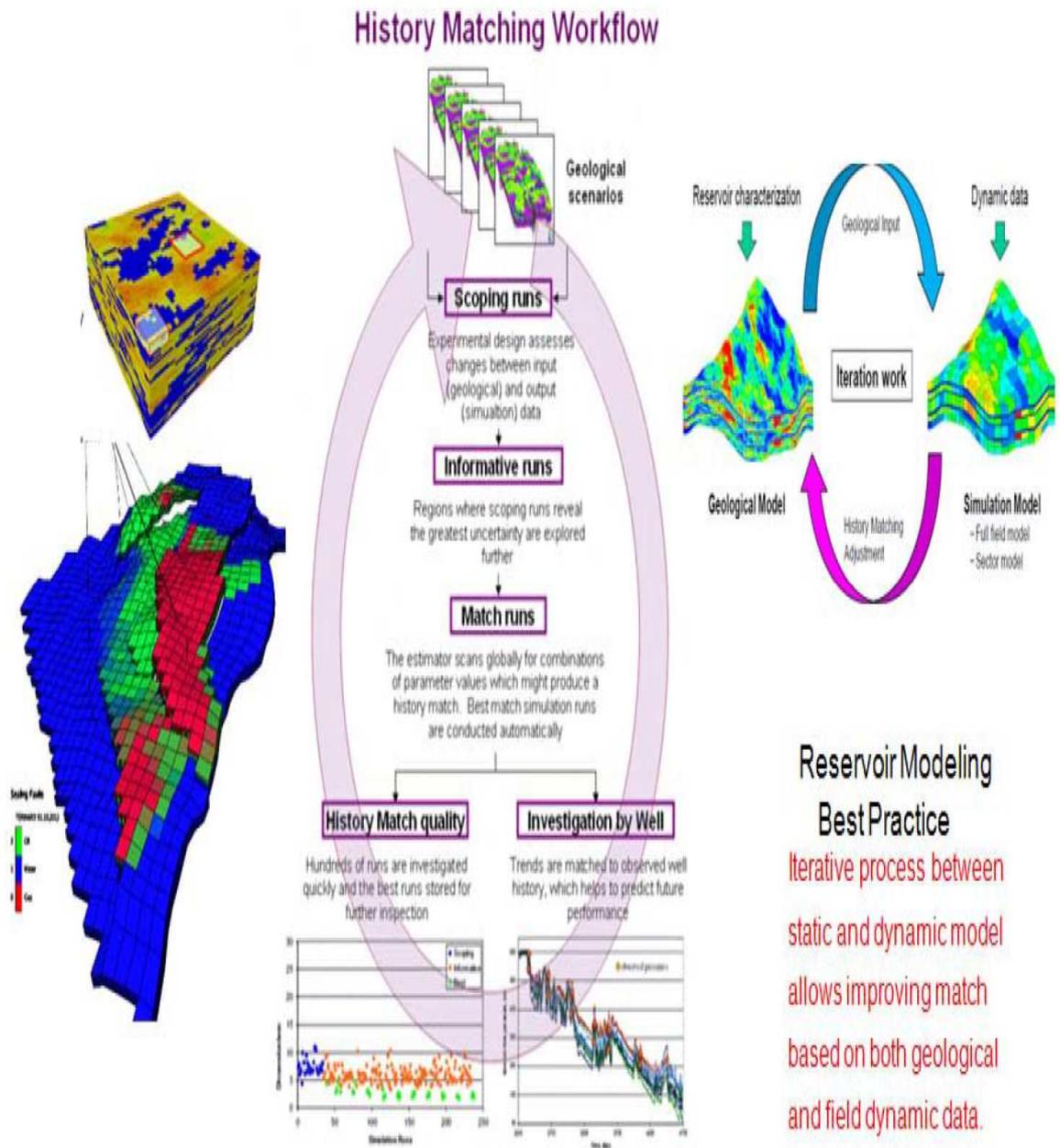
Para el desarrollo de este estudio se tomaron en cuenta información referente a los pozos ya perforados en el campo DRAGO de la sección norte y enfocándonos principalmente en el yacimiento U inferior, con la finalidad de estimar el factor de recobro del campo debido al proceso de inyección de agua. Para el proceso de Inyección de agua se implementó un arreglo de inyección de cinco pozos y para simular el comportamiento del avance frontal del agua se utilizó el método de Dystra Parson.

Para la estructuración de un modelo dinámico de acuerdo con (Yusuf, Bovet, & Silpngarmelrs, 2019) es necesario establecer una gran cantidad de cuadrícula, tamaño de la cuadrícula, a menudo hace que el algoritmo de simulación numérica dinámica de yacimiento no converja o converja demasiado lento, lo que no es beneficioso para la aplicación práctica.

Durante el proceso de simulación de yacimientos es importante manejar la calidad y procesamiento de los datos que se utilizaran en el simulador, con la finalidad de asegurar la precisión de los resultados obtenidos de la simulación tal como lo menciona (Al-murayri, Al-kharji, Al-mayyan, Koc, & Pitts, 2018):

- Se puede lograr una coincidencia aceptable de tendencias pozo por pozo de los datos observados a través de un ciclo de proceso iterativo entre modelos geológicos, estáticos y dinámicos para mejorar la coincidencia.
- Los parámetros de concordancia y los criterios Q_a / Q_c se discutirán más adelante en detalles que incluyen; tarifas de petróleo, gas y agua y producción acumulada, BHCIP, BHFP, WHFP, WCT y GOR.

Fig. 86 Diagrama de flujo de modelamiento dinámico



Fuente: (Al-murayri et al., 2018)

La existencia de reservorios multicapa como es el caso del campo Drago en concordancia con lo manifestado por (Xu Han, Ming Lu , Yixuan Fan, 2021) implica el análisis de cada uno de los reservorios considerando la distribución y espesor de la permeabilidad vertical y lateral, aspectos importantes que se deben considerar como una estrategia de inyección de agua periférica de un arreglo de cinco pozos, para optimizar

el barrido del petróleo desde el yacimiento al pozo. Para desarrollar el modelamiento se utilizó el software eclipse, con la finalidad de optimizar el proceso de simulación y obtener mejores resultados, a continuación se describen las diferentes etapas desarrolladas.

2.32 ESTRUCTURACIÓN DEL MODELO DINÁMICO

2.32.1 Análisis de Presiones.

Las presiones y su comportamiento en función del tiempo y su distribución regional son unas de las herramientas de diagnóstico más importantes para el análisis dinámico de un yacimiento petrolífero.

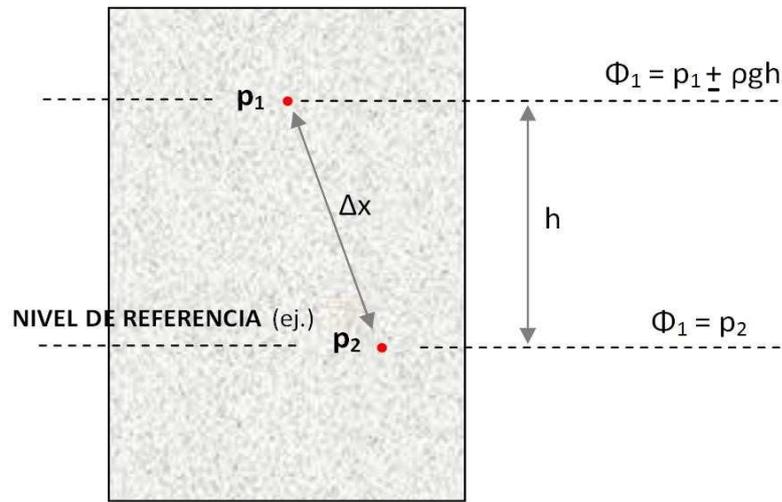
Considerando la ley Darcy la cual representa la base teórica del flujo de los fluidos dentro de una roca porosa se observa que el diferencial entre las presiones de yacimiento y las presiones de fondo fluuyente es una de las “fuerzas” que determina la cantidad (tasa) del fluido en movimiento entre 2 puntos.

Para ser más específico, no son las diferencias en las presiones, sino las diferencias entre los denominados potenciales (presiones corregidas al mismo DATUM) que causan el flujo. Si no se tomaría en cuenta lo mencionado anteriormente se generaría un flujo entre dos puntos con presiones diferentes a profundidades diferentes en el estado inicial del yacimiento. Estos conceptos se visualizan en la Figura 96.

Como consecuencia se deben corregir todas las presiones - tomadas en un cierto punto a una cierta profundidad – a un solo nivel de referencia (DATUM) antes de iniciar el análisis sobre sus tendencias.

El programa de simulación hace lo mismo automáticamente. Luego de entrar al simulador un nivel de referencia con su presión (inicial) respectiva calcula para todos los bloques de la malla las presiones a partir del nivel de referencia con sus elevaciones de bloques correspondientes. Para el cálculo del flujo entre 2 bloques el simulador utiliza la diferencia entre los potenciales (presiones al DATUM) de los nodos.

Fig. 87 Concepto presiones & potenciales (presiones al DATUM) – Ely Darcy en su forma lineal)



Fuente: Tarek Ahmed

$$q = \frac{kA}{\mu} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial x} = \frac{kA}{\mu} \cdot \frac{(\Phi_2 - \Phi_1)}{\Delta x} = \frac{kA}{\mu} \cdot \frac{\partial(p + \rho gh)}{\partial x} = \frac{kA}{\mu} \cdot \frac{(p_2 - (p_1 + \rho gh))}{\Delta x} \quad \text{Ec, 23}$$

q ... Tasa de producción

k ... Permeabilidad absoluta

A ... Área perpendicular al flujo

μ ... Viscosidad

Φ ... Potencial (presión al DATUM)

Δx ... Distancia entre los puntos de presión

p ... Presión

ρ ... Densidad del fluido

g ... Aceleración gravitacional

h ... Elevación por encima del nivel de referencia.

2.32.2 Información disponible – Presiones

Para el campo DRAGO existe una cantidad (y calidad) suficiente de información sobre pruebas de presiones para realizar un análisis sólido, cuyas características se presentan a continuación.

2.32.3 Análisis y visualización de presiones restauradas y estáticas – Arena UI.

A continuación se analizan y visualizan las tendencias de las presiones de yacimiento (P_i interpretadas mediante PTA) corregidas al DATUM de la arena UI del campo DRAGO utilizando la base de datos generada anteriormente. La Tabla 15 presenta un resumen de la información procesada mientras la figura 97 visualiza el desarrollo de las presiones de la arena UI incluyendo las tasas de producción líquida a condiciones de yacimiento en función del tiempo. La Figura 98 muestra la ubicación de los pozos con pruebas de presiones dentro del campo junto con el gráfico de la tendencia de sus presiones.

Tabla 15 Resumen de la información sobre pruebas de presión – arena UI

ARENA UI		
DATUM	- 8.595	pies (SSTVD)
p inicial	4.170	Lpc

Tipo de prueba	Nro. de pruebas
	ARENA UI
B´UP	2
B´UP-PTA	36
PP	24
TOTAL	62
FR	-

Fuente: Villamar-Orozco

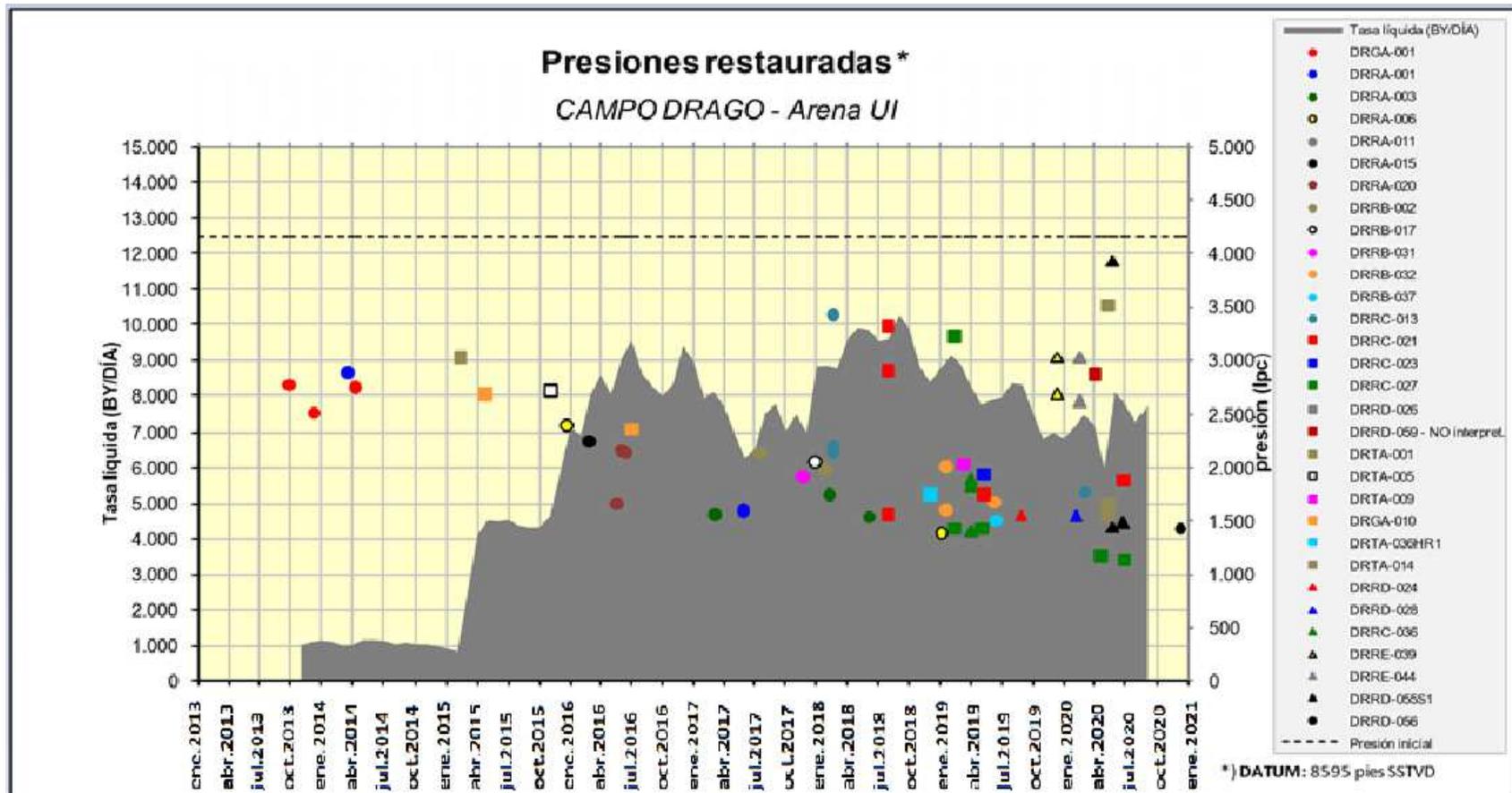
B´UP ... Prueba de restauración de presión

B´UP-PTA ... Prueba de restauración de presión con análisis de presiones transitorias

PP ... Prueba de puntos de presión (MDT, RFT)

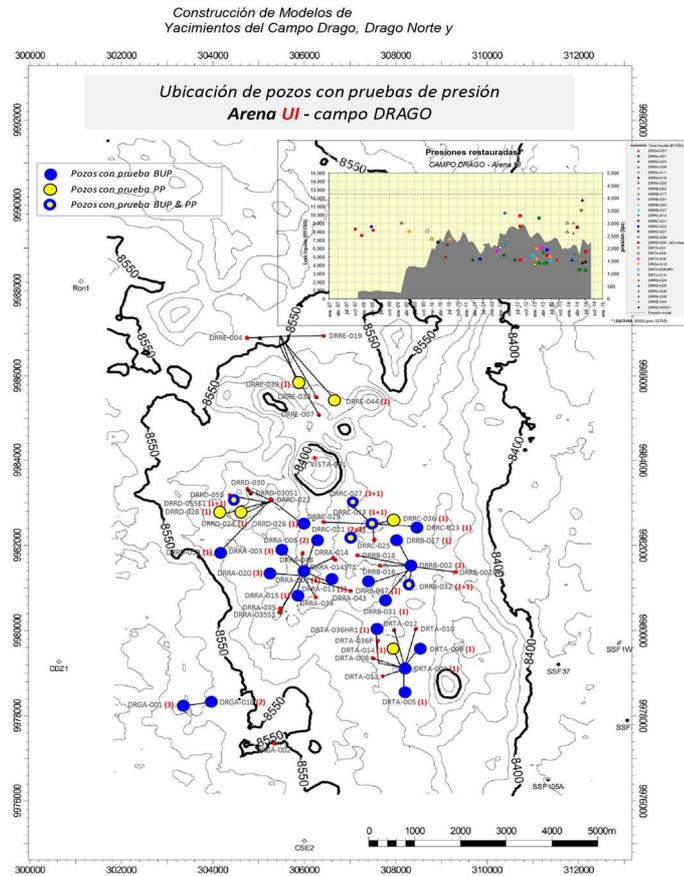
FR ... Prueba de presión con resultados fuera de rango

Fig. 88 Presiones de yacimiento al DATUM de la arena UI - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 89 Tendencia de las presiones de yacimiento y las tasas de producción líquida a condiciones de yacimiento indicando la ubicación de los pozos productores - arena UI



Fuente: Villamar-Orozco

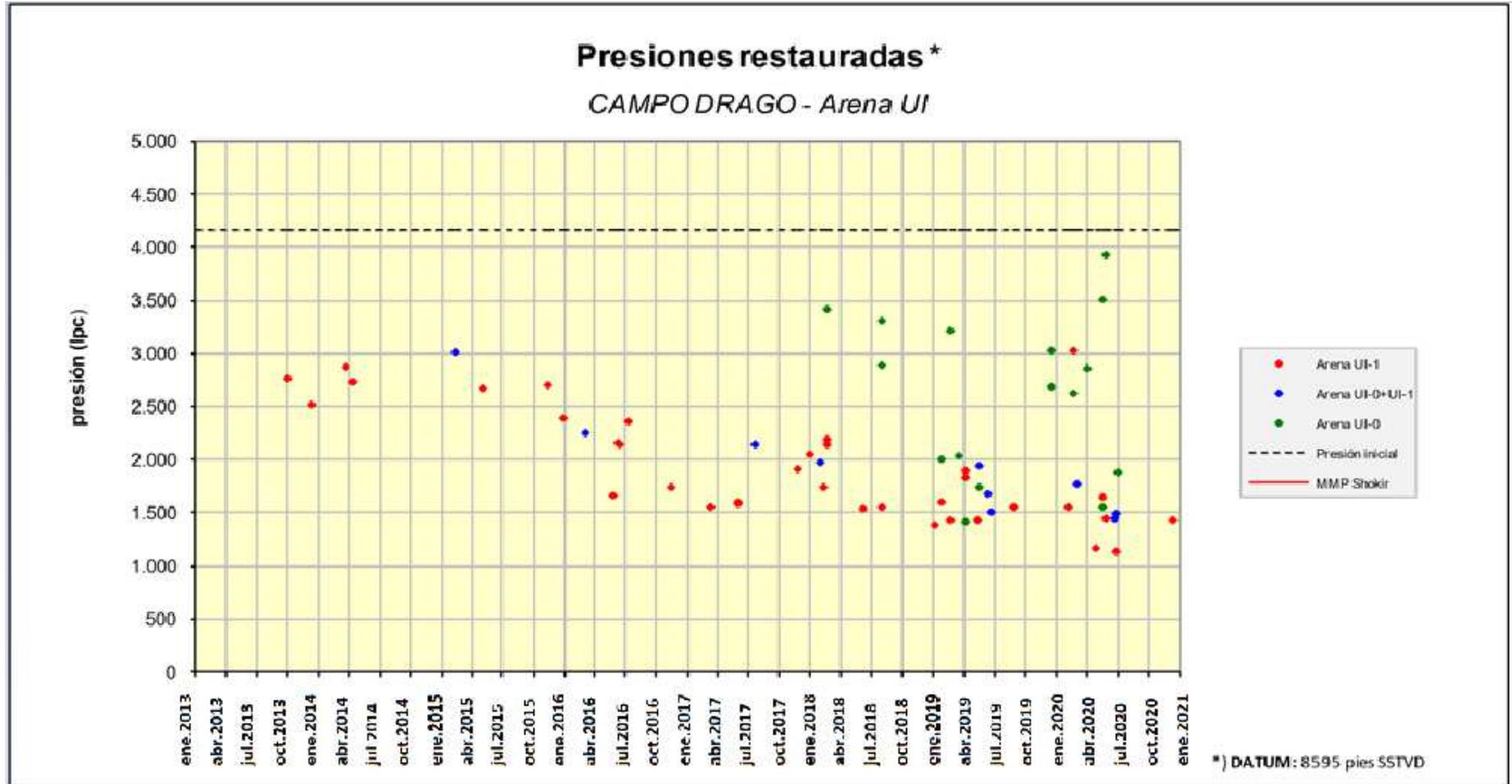
2.33 PRESIONES ARENA UI – INTERPRETACIÓN

Finalmente se puede observar (ver figura 99) que la tendencia principal de las presiones en función del tiempo para la arena UI muestra un nivel estable entre 2.700 a 3.000 lpc (año 2008) que coincide con un periodo de baja producción de líquido (800 - 1.000 BY/día).

A partir del año 2009 se incrementa la producción de líquido sustancialmente hasta aproximadamente 8.000 BY/día ocasionando una caída de las presiones en unos 1.200 lpc estabeciéndose a niveles de 1.600 a 1.700 lpc aproximadamente (año 2011).

En el año 2011 (hasta la fecha actual) se estabilizan las presiones manteniendo el nivel de producción alto lo cual evidencia la presencia de un acuífero. Las características del acuífero se determinarán durante el proceso de ajuste historia.

Fig. 90 Presiones de yacimiento al DATUM de la arena UI - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

2.34 ANÁLISIS PVT

Introducción

El análisis PVT (**P**ressure **V**olume **T**emperature) trata de la investigación sobre las propiedades de los fluidos (Petróleo, Gas, Agua) dentro del yacimiento.

Estas propiedades dependen únicamente del fluido mismo y de las condiciones del ambiente en el cual se encuentran (presión y temperatura).

Se toman en el mejor de los casos muestras de fondo (crudo sub-saturado) del yacimiento las cuales se envían al laboratorio para determinar las siguientes propiedades de los fluidos entre otras:

p_b ..	Punto de burbuja del crudo
$^{\circ}\text{API}$...	Gravedad API del crudo
B_o ...	Factor volumétrico del crudo
R_s ...	Gas en solución (solubilidad)
B_w ...	Factor volumétrico del agua de formación
μ_o ...	Viscosidad del crudo
μ_w ...	Viscosidad del agua de formación
μ_g ...	Viscosidad del gas (libre o liberado)
B_g ...	Factor volumétrico del gas
Y ...	Salinidad del agua de formación
z_i ...	Composición total del sistema de fluido
etc.	

Las propiedades arriba mencionadas se necesitan para el cálculo del flujo (tasa) de cada fase entre las celdas del modelo dinámico (simulación).

A continuación se presentan las 2 maneras de cómo se puede desarrollar el modelo del fluido dependiendo del tipo de crudo.

Modelo “Petróleo Negro” (“Black Oil”)

El modelo “petróleo negro” representa un modelo simplificado de los fluidos y utiliza (ver Tabla 16):

- 3 fases - Petróleo (o) – Agua (w) – Gas (g)
- 3 (seudo) - componentes - Petróleo (o) – Agua (w) – Gas (g)

Tabla 16 Fases y (seudo) componentes – modelo “petróleo negro”

Fases	(Seudo) Componentes		
	w	o	g
w	x		
o		x	x
g			x

Fuente: Villamar-Orozco

El petróleo, el agua y el gas representan las fases del sistema. La fase de agua contiene como único componente el agua, la fase del petróleo contiene 2 (seudo) componentes (el gas y el petróleo) y la fase del gas contiene como único (seudo) componente el gas.

Las propiedades de las fases se expresan solamente mediante relaciones en función de la presión (ej.: $B_o(p)$, $R_s(p)$, $\mu_o(p)$.) mientras la temperatura bajo condiciones del yacimiento se toma en cuenta durante la realización de las pruebas PVT en el laboratorio (fija).

Este modelo simplificado tiene sus limitaciones las cuales se menciona a continuación:

- No se puede modelar la transferencia de una fase hacia la otra sin pasar por una transición abrupta
- Todas las propiedades termodinámicas dependen de la presión (Tablas PVT: $B(p)$, $R_s(p)$, $\mu(p)$), en la realidad dependen de p , T y la composición total (z_i) del fluido (EDE – Ecuación del Estado)
- El modelo Petróleo Negro es aplicable bajo las siguientes condiciones (“regla del campo”):

$$\rho_{o \text{ std}} > 825 \text{ kg/m}^3 \text{ (API}^\circ \text{ hasta aprox. } 30^\circ)$$

$$B_{oi} < 1.3$$

$$R_{si} < 750 \text{ PCN / BN}$$

- El modelo Petróleo Negro NO es adecuado para los siguientes caso:
 - Inyección de gas (miscibel)
 - Fluidos en la cercanía del punto crítico (petróleo volátil – alta merma, gas condensado)
- En estos casos existe una alta variación de la composición dentro de las fases definidas.

Modelo composicional

El modelo “composicional” representa un modelo completo de los fluidos y utiliza (ver Tabla 17):

- 3 fases - HC líquido – HC vapor – Agua (w con sal)
- N (seudo) - componentes - N_c (seudo-componentes HC) – Agua – Sal – N₂, CO₂, H₂S)

Tabla 17 Fases y (seudo) componentes – modelo “composicional”

		(Seudo) - Componentes - N							
Fases	w	sal	C₁	C₂	...	CN_c	N₂	CO₂	H₂S
w con sal	x	x	x						
HC_{líqu}			x	x	x	x	x	x	x
HC_{vapor}	x		x	x	x	x	x	x	x

Fuente: Villamar-Orozco

El hidrocarburo líquido (HC líquido), el hidrocarburo vapor (HC vapor) y el agua con sal representan las fases del sistema. La fase del hidrocarburo-líquido contiene N_c (seudo) componentes agrupados de manera oportuna a partir de los componentes puros (C₁, C₂, C₃,...). La fase del hidrocarburo-vapor contiene como componentes los mismos que la fase

hidrocarburo-líquido y a parte de estos el agua evaporizada mientras la del agua consiste de los componentes agua, sal y metano.

Las propiedades de las fases se expresan mediante una ecuación de estado la cual toma en cuenta no solo las presiones sino también las temperaturas (variables) y las composiciones del sistema.

Existen diferentes modelos teóricos de ecuaciones de estado - EDE (ej.: Peng-Robinson, Redlich-Soave-Kwong, etc.) para modelar el sistema de fluidos del yacimiento. Sin embargo antes de su aplicación se debe hacer el ajuste llamado “tuning” de los modelos teóricos a los resultados de las pruebas del laboratorio (ej.: CVD, CCE, etc.).

Modelo del fluido - simulación

El programa de simulación calcula para todos los bloques de la malla un balance de materiales en base al flujo entre bloques (Ely Darcy), la producción / inyección de fluido dentro del bloque, la expansión de las fases y el cambio del volumen poroso dentro del bloque.

Este balance se realiza a nivel de componentes para todos los bloques de la malla y para cada intervalo de tiempo (“time step”).

El impacto de la aplicación de los 2 modelos con relación al proceso de simulación numérica se presenta a continuación.

Modelo “Petróleo negro”:

Este modelo genera un total de 6 ecuaciones por bloque de la malla (conteniendo las 6 variables desconocidas: p_{oi} , p_{gi} , p_{wi} , S_{oi} , S_{gi} , S_{wi} ; $i \dots$ número del bloque; significado de los parámetros mencionados ver página siguiente) para poder resolver el sistema de ecuaciones.

Asumiendo un numero N de bloques resulta en un total de $6 \times N$ ecuaciones que se resuelven (mediante iteración) durante cada intervalo de tiempo.

Modelo “Composicional”:

Este modelo genera un total de $(2N_c + 10)$ ecuaciones por bloque de la malla (conteniendo las $2N_c + 10$ variables desconocidas: $p_{oi}, p_{gi}, p_{wi}, S_{oi}, S_{gi}, S_{wi}, x_{oc1i}, x_{oc2i}, \dots x_{oc(N_c)i}, x_{gc1i}, x_{gc2i}, \dots x_{gc(N_c)i}, X_{wsi}, X_{wwi}, X_{wgi}, X_{gwi}; i \dots$ número del bloque) para poder resolver el sistema de ecuaciones. Asumiendo un número N de bloques resulta en un total de $(2N_c + 10) * N$ ecuaciones que se resuelven (mediante iteración) durante cada intervalo de tiempo.

$p_{oi}, p_{gi}, p_{wi} \dots$	Presión de las fases HC líquido, HC vapor, Agua
$S_{oi}, S_{gi}, S_{wi} \dots$	Saturación de las fases HC líquido, HC vapor, Agua
$x_{oc1i}, x_{oc2i}, \dots x_{oc(N_c)i} \dots$	Fracción molar del componente $c(N_c)$ dentro de la fase HC líquido
$x_{gc1i}, x_{gc2i}, \dots x_{gc(N_c)i} \dots$	Fracción molar del componente $c(N_c)$ dentro de la fase HC vapor
$X_{wsi} \dots$	Fracción molar del componente sal dentro de la fase del agua
$X_{wwi} \dots$	Fracción molar del componente H ₂ O dentro de la fase del agua
$X_{wgi} \dots$	Fracción molar del componente gas (C ₁) dentro de la fase del agua
$X_{gwi} \dots$	Fracción molar del componente H ₂ O dentro de la fase HC vapor
$i \dots$	Número del bloque de la malla

Ejemplo:

Número total de bloques de la malla: 300.000

Tabla 18 Ejemplo de número total de bloques de una malla

Modelo	Número de pseudocomponentes	Número de ecuaciones
“Petróleo Negro”	3	1.800.000
“Composicional”	5 (Nc)	6.000.000

Fuente: Villamar-Orozco

Un modelo de simulación “petróleo negro” con 300.000 bloques necesita resolver en cada intervalo de tiempo 1.800.000 ecuaciones mientras el modelo “composicional” con solo 5 pseudo componentes (HC) definidos genera un total de 6.000.000 ecuaciones.

Tomando en cuenta que el tiempo de ejecución de una corrida de simulación es proporcional a N_c^3 (!), se trata de una diferencia extremadamente significativa considerando recursos de computación limitados (tiempo).

Con relación al estudio DRAGO se puede concluir que el modelo “petróleo negro” presenta para la simulación global del campo (ajuste histórico, proyecciones sin métodos de recuperación terciaria) una opción suficientemente precisa considerando sus limitaciones técnicas, las limitaciones del tiempo y el objetivo del estudio.

Sin embargo para el estudio de un proyecto piloto de recuperación mejorada (ej: inyección de CO₂) se generará en caso que sea necesario un modelo “composicional” para el sector de interés el cual se definirá al final del ajuste histórico del campo.

A continuación se presentan los resultados del análisis PVT realizado, obteniendo la data de entrada para la simulación “petróleo negro” del campo DRAGO.

2.35 TIPOS DE PRUEBAS PVT

La mayoría de las pruebas PVT realizadas en muestras del campo DRAGO se presentan a continuación (pruebas estándares).

2.35.1 Información disponible – PVT

La Tabla 19 a continuación presenta un resumen de todas las pruebas PVT que se realizaron a muestras de fluidos tomadas de diferentes pozos y arenas en el campo DRAGO. La información original (informes) se encuentra en la carpeta electrónica

“PVT_DRAGO”, sub-carpeta “PVT_Informes_originaels” mientras la misma información extraída, digitalizada y con análisis preliminares está en la sub-carpeta “PVT_Informes_analizados”:

- 📁 "PVT_DRAGO"
- 📁 “PVT_Informes_originaels”
- 📁 “PVT_Informes_analizados”

Todas las muestras PVT fueron tomadas del fondo lo cual evita el proceso de recombinación de las muestras del separador y garantiza una alta consistencia de los resultados. .

La Figuras 91 muestran de nuevo la ubicación de las muestras PVT tomadas de las arenas UI, TS+TI y HS respectivamente indicando también la gravedad API, las presiones de burbuja (p_b), el factor volumétrico al punto de burbuja (B_{ob}), la solubilidad del gas por encima del punto de burbuja (R_{sb}) y la viscosidad del petróleo al punto de burbuja (μ_{ob}) de cada muestra.

En la Figura 92 se observa la ubicación de las muestras PVT pro arena UI, TS+TI y HS respectivamente junto con sus resultados más importantes graficadas.

Tabla 19 Resumen de las pruebas PVT realizadas en los pozos del campo DRAGO

Pozo	Fecha ³	Arena	Profundidad muestra reco	Temp. Prueba PVT lab	Intervalo(s) productor(es)	Intervalo(s) productor(es)	EMR	Mitad Perforación				pb1	Último RGP producido ¹	Liberación Diferencial			Prueba Separador			visc.	Laboratorio	Composicion total disponible	Tipo de Muestra ⁴	
								TOPE	BASE	pies				Rbdb	Bodb	Grav.	Rsfb	Bofb	Grav.					presión separador
			pies MD	°F	pies MD	pies MD	pies	MD	TVD	SSTVD	lpca	PCN/BN	PCN/BN	BY/BN	°API	PCN/BN	BY/BN	°API	lpcg	cp				
DRGA-	29-08-	UI	9600	220	9608-9622	9608	9622	927	9615	9615	8688	434.7		134	1.1429	25.9	136.7	1.1443	26.0	40.0	-	Halliburton	/-	MF
DRRC-	01-08-	UI	-	199	9902-9911	9902	9911	932	9906.5	9498.0	8566	1342.7		381	1.2910	26.2	304.5	1.2295	28.4	40.0	1.74	Halliburton	/X	MF
																					Lab			
DRTA-	16-06-	UI	8900	212.2	9470-9480	9470	9512	904	9491.0	9491.0	8587	1114.7		425	1.3100	27.6	241.8	1.2820	25.2	40.0	0.90	CIGQ	-	MF
DRRD-	05-07-	TS+TI	9700	208.2	9684-9691	9684	9731	965	9707.5	9707.0	8742	864.7		263	1.1490	31.0	254	1.1565	30.4	40.0	1.02	CIGQ	-	MF
DRRA-	07-04-	HS	10189	203.2	10194.6-10200	10194.6	10200.6	920	10197.6	9870.0	8950	334.7		85	1.1860	26.2	78.6	1.2924	25.6	40.0	3.93	Halliburton	/-	MF

1) presión de burbuja

2) al momento de la prueba

3) fecha de la toma de muestra

4) MF...Muestra de Fondo, RC...Muestra de Superficie Recombinada

Fig. 92 Ubicación de las muestras PVT con datos claves - arena UI – Campo DRAGO

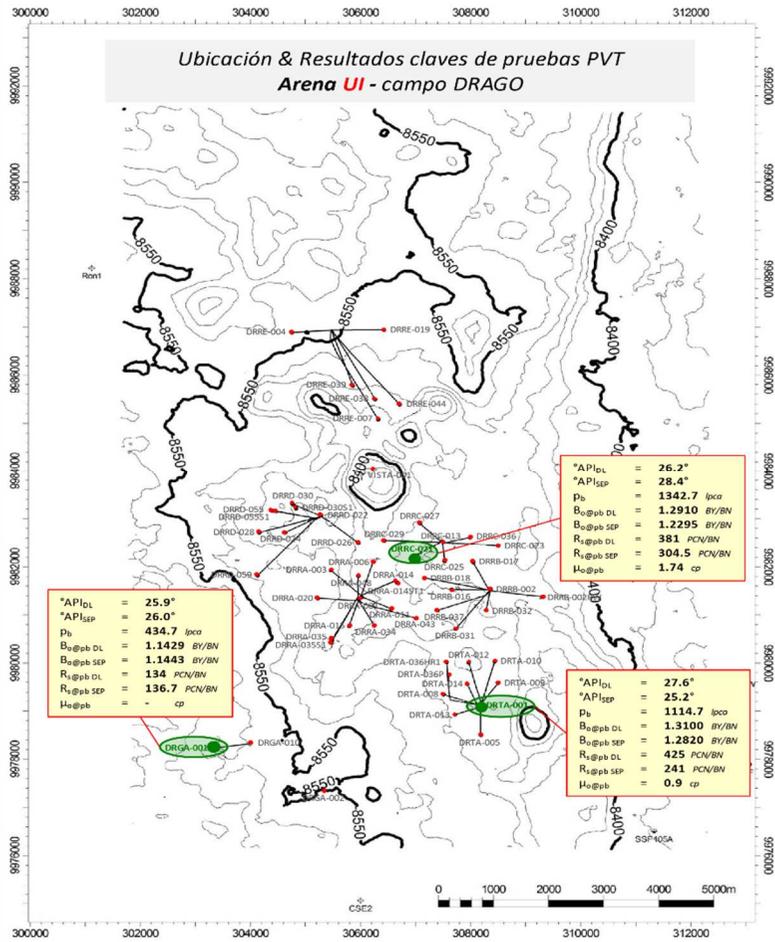
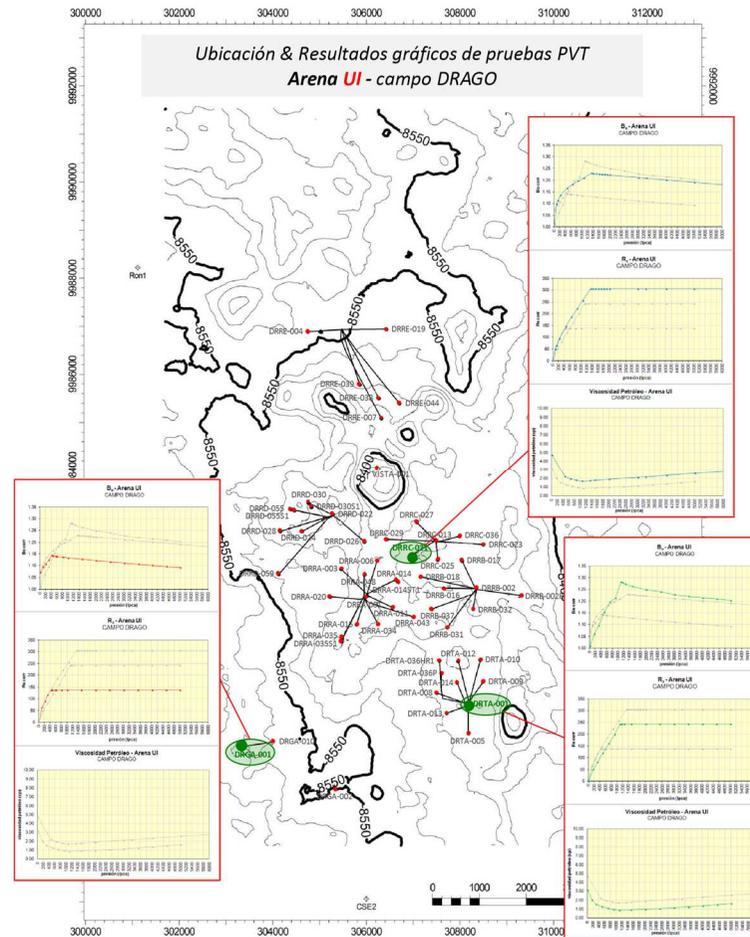


Fig. 91 Ubicación de las muestras PVT con datos claves graficados - arena UI – campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Para la arena UI (la arena productora principal) se cuenta con un total de 3 muestras PVT mientras existe una sola muestra tomada de la arena TS+TI, una tomada de arena HS (hasta la fecha actual no produjo).

Observando las Figuras 100 y 101 (arena UI) se concluye que existe una diferencia significativa entre los resultados de la muestra DRGA-001 por un lado y las muestras DRTA001 y DRRC-021 por el otro lado indicando 2 tipos de crudos diferentes. Las 2 muestras DRTA-001 y DRRC-021 tienen resultados muy similares aunque requerirían una tercera muestra para confirmar su consistencia (ver diferencia en los puntos de burbuja).

Además se recomienda la toma de una muestra PVT adicional para la arena TI para confirmar los resultados PVT del pozo DRRC-021.

La arena BT indica producciones marginales hasta la fecha razón por la cual la toma de una muestra de dicha arena no se considera prioritaria.

La Tabla 20 resume el número y las arenas de las cuales se tomaron las muestras PVT en el campo DRAGO.

Tabla 20 Número total de muestras PVT por arena.

Arena	Número total de muestras PVT	Pozo
BASAL TENA	-	-
UI	3	<i>DRGA-001, DRTA-001, DRRC-021</i>
TS+TI	1	<i>DRRD-022</i>
HS	1	<i>DRRA-014</i>
TOTAL	5	

Fuente: Villamar-Orozco

2.35.2 Definición de regiones PVT

Como primer paso se identifican las regiones PVT que contienen diferentes tipos de crudo para las arenas BT, US, UI, TS, TI y HS del campo DRAGO.

Desde el punto de vista termodinámico pueden desarrollarse diferentes crudos en diferentes regiones si estas están separadas hidráulicamente sin posibilidad de intercomunicación o en el caso de trampas estructurales separadas mediante un punto de derrame ("spill point").

Como mencionado anteriormente, dentro de la arena UI existe una diferencia significativa entre 1 de las muestras PVT (DRGA-001) ubicada en DRAGO y las 2 otras muestras ubicadas en DRAGO ESTE (DRTA-001) y DRAGO NORTE (DRRC-021). Muy probablemente se trata de una separación estratigráfica de estas 2 regiones.

2.35.3 Delimitación de regiones PVT

En base al análisis presentado en el capítulo anterior se definen las siguientes regiones PVT como punto de partida para la simulación numérica (arena US/UI, TS/TI) del campo DRAGO (ver Figura 93).

Visualización y cálculo del promedio de propiedades PVT por regiones PVT

A continuación se presenta la visualización de las siguientes propiedades del crudo de todas las muestras PVT tomadas del campo DRAGO lo cual apoya la definición de regiones en el paso anterior:

- Factor volumétrico (B_o)
- Solubilidad (R_s)
- Viscosidad (μ_o)

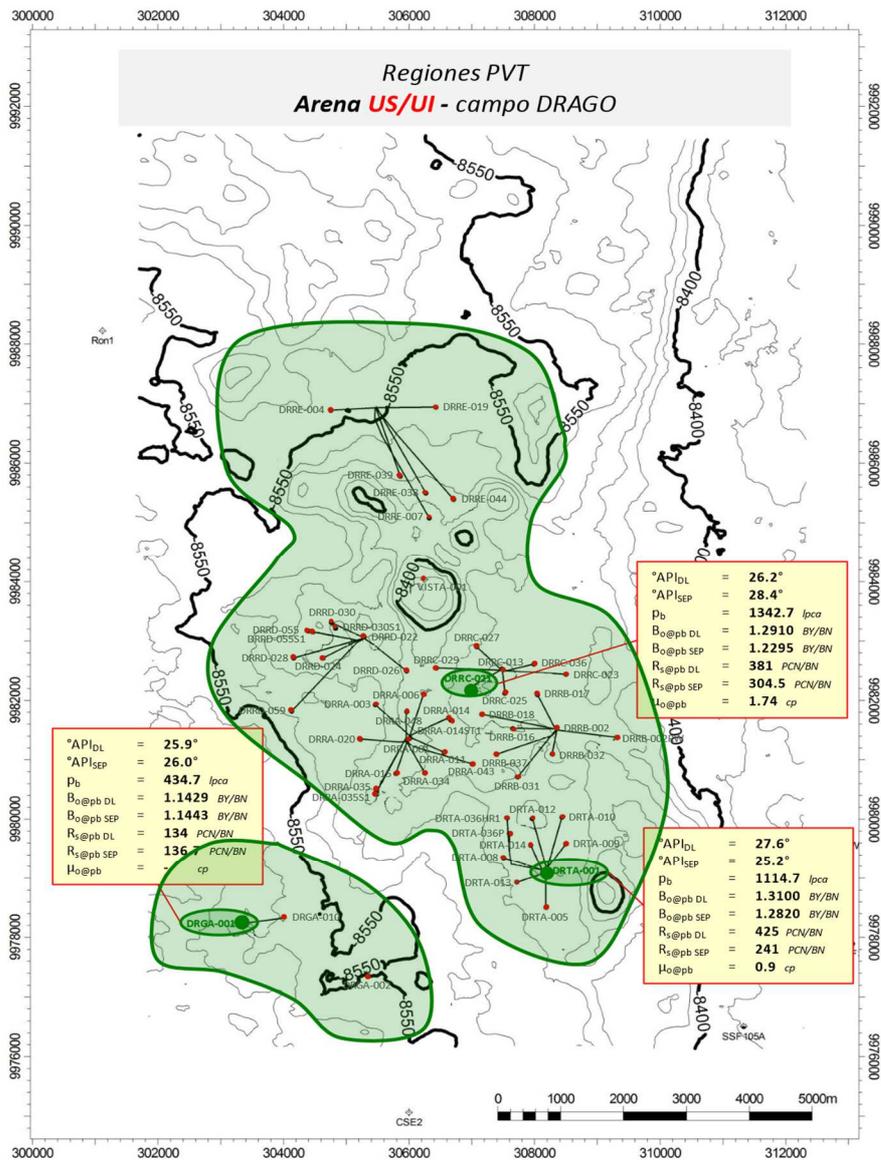
En la figura 94 se observan las curvas del factor volumétrico (B_o) ya corregidas a las condiciones del separador por arenas (UI, TS+TI y HS).

Las figuras anteriores muestran claramente una variación más amplia entre los valores para los factores volumétricos del DRGA-001 por un lado y de los pozos DRTA-001 y DRRC-021 por el otro lado indicando diferentes tipos de crudo para la arena UI.

En la figura 95 a continuación se observan las curvas de la solubilidad (R_s) ya corregidas a las condiciones del separador por arena (UI).

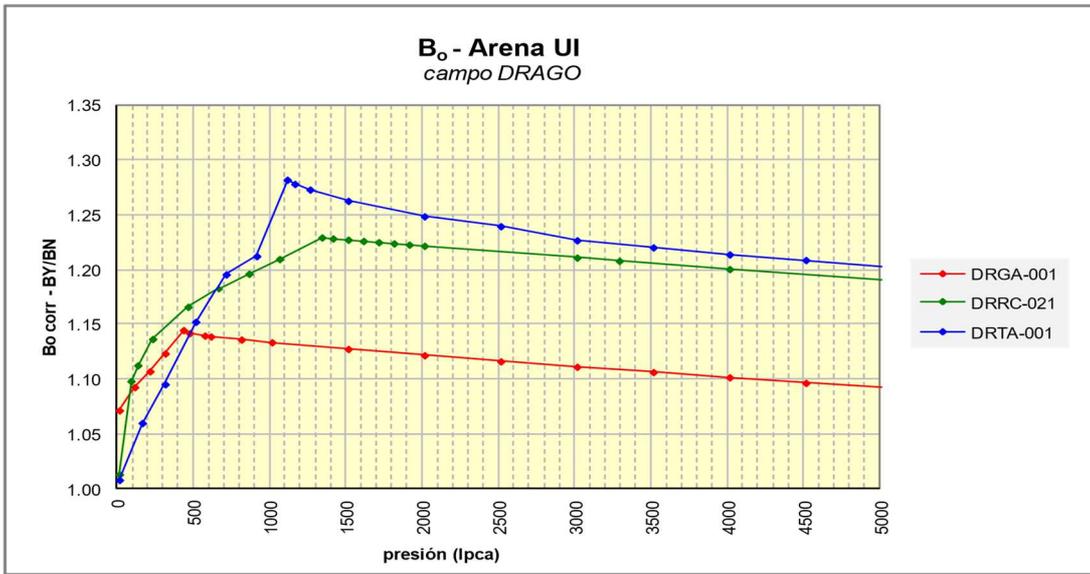
Observando estos gráficos se llega a la misma conclusión sobre los diferentes tipos de crudo para la arena UI, ya que las solubilidades de las muestras DRGA-001 difieren sustancialmente de las solubilidades de los pozos DRTA-001 y DRRC-021.

Fig. 93 Definición de regiones PVT por arena para el modelo de simulación (US/UI) - campo DRAGO



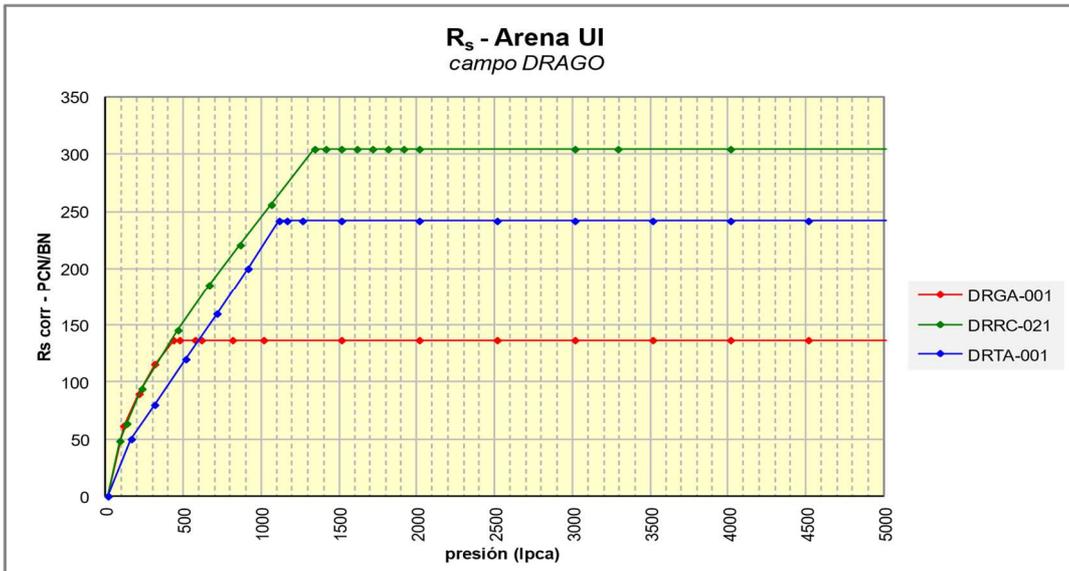
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 94 Factor volumétrico – Petróleo (B_o) – muestras PVT – Arena UI.



Fuente: Villamar-Orozco

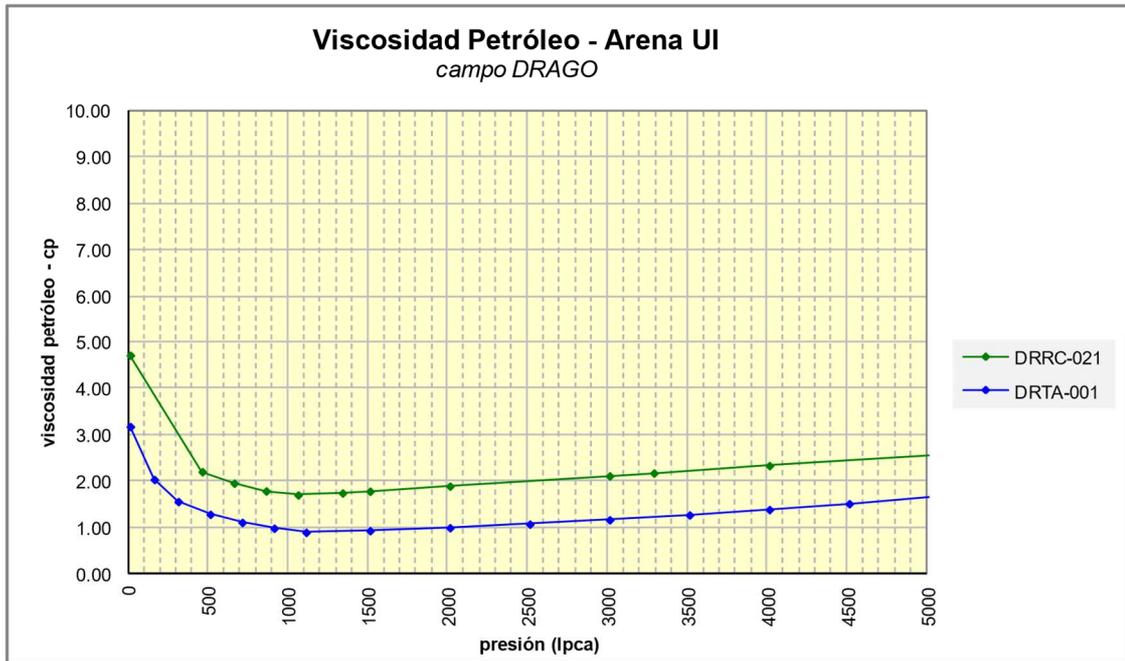
Fig. 95 Solubilidad Gas – Petróleo (R_s) – muestras PVT – Arena UI



Fuente: Villamar-Orozco

En la figura 96, se observan las curvas de la viscosidad del petróleo (μ_o) por arena (UI). De estos Gráficos resaltan las viscosidades de petróleo parecidas para las 2 muestra PVT (arena UI) que se encuentran dentro de una sola región PVT (DRTA-001 y DRRC-021).

Fig. 96 Viscosidad – Petróleo (μ) – todas las muestras PVT - excluyendo arena UI



Fuente: Villamar-Orozco

Gas

El objetivo es y siempre fue operar el campo DRAGO por encima del punto de burbuja del respectivo crudo (sub-saturado) para evitar la liberación del gas en solución y de esta manera perder una parte importante de la energía del yacimiento.

Sin embargo se pueden presentar situaciones (en la realidad del campo y durante el proceso de simulación) que algunos pozos operan con presiones de fondo fluyente por debajo de la presión de burbuja teniendo como consecuencia la generación de gas dentro del yacimiento al menos en la cercanía del pozo productor.

Para manejar este fenómeno en el proceso de la simulación se deben definir propiedades de gas (Factor volumétrico y viscosidad) aunque los efectos del gas liberado sean marginales.

Cabe resaltar que aquí se trata de las propiedades del gas disuelto dentro del crudo y para otros escenarios (ej. Inyección de gas CO₂ o HC enriquecido) se determinarían las propiedades respectivas.

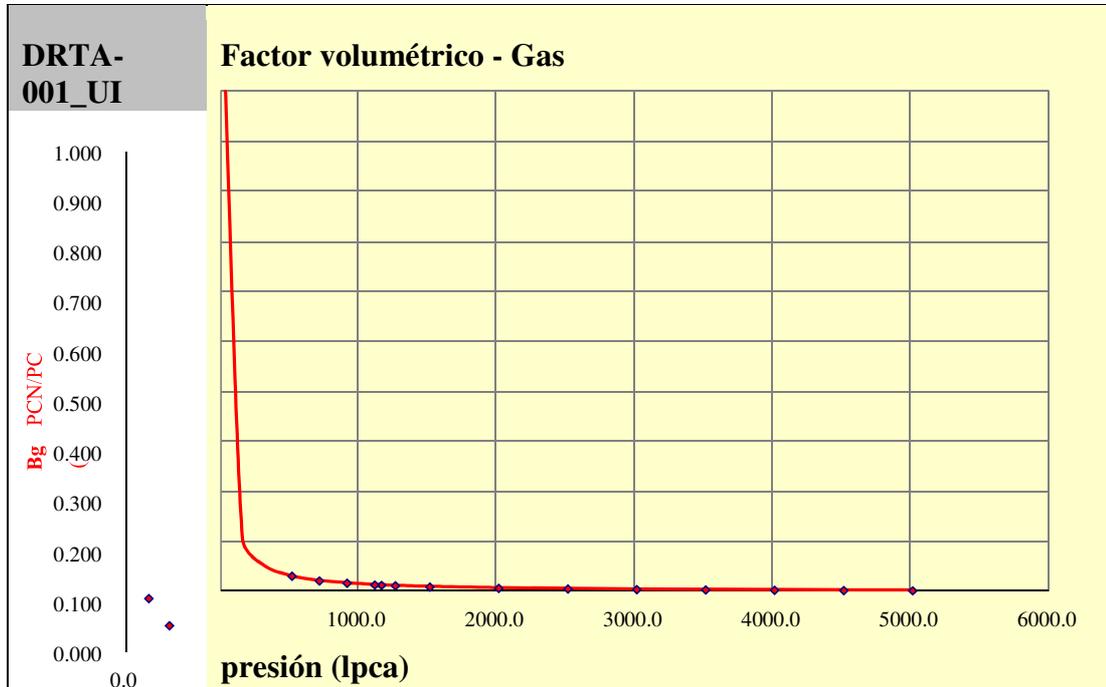
Factor volumétrico (B_g)

En las pruebas PVT del laboratorio se registraron los factores volumétricos del gas liberado en función de la presión por debajo del punto de burbuja (ver prueba liberación diferencial – DL).

Para completar la curva B_g vs presión y obtener también valores por encima del punto de burbuja se extrapolaron las curvas (rectas) de regresión de la variable $1/B_g$ (asumiendo el comportamiento de un gas ideal). En la figura 97 y la Tabla 21 que a continuación presentan como referencia la curva y los valores tabulados del factor volumétrico del gas en función de la presión de la muestra DRTA-001 (arena UI).

Las curvas B_g de las muestras tomadas del campo DRAGO son muy parecidas en la cercanía de los puntos de burbuja respectivos y las condiciones del yacimiento en términos de presión de yacimiento y presión de fondo fluyente sugieren que este parámetro (B_g) no es crítico en el estudio de simulación en curso.

Fig. 97 Factor volumétrico del gas en función de la presión – pruebas PVT (DL) - muestra DRTA-001_UI



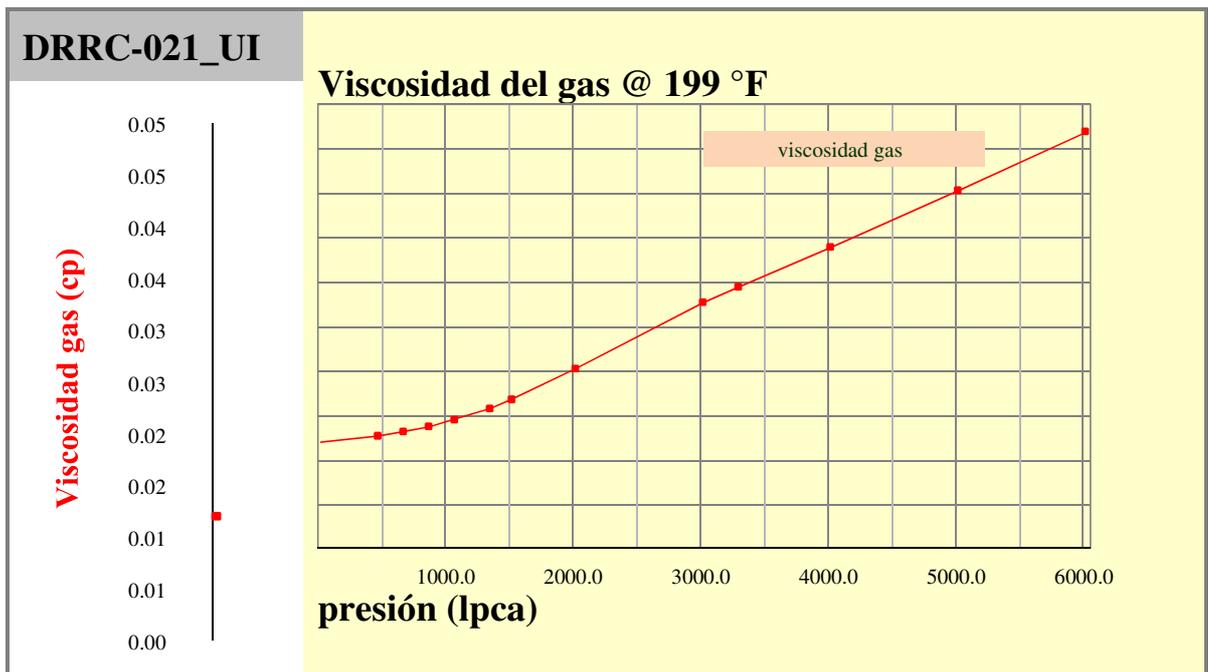
Fuente Villamar-Orozco

Tabla 21 Factor volumétrico del gas (Referencia: DRTA-001_UI) para el ingreso al simulador

Presión	B _g	Presión	B _g
<i>lpca</i>	<i>PC / PCN</i>	<i>lpca</i>	<i>PC / PCN</i>
5014.7	0.003239	1164.7	0.014079
4514.7	0.003599	1114.7	0.014718
4014.7	0.004049	914.7	0.018066
3514.7	0.004627	714.7	0.022988
3014.7	0.005399	514.7	0.032179
2514.7	0.006478	314.7	0.054199
2014.7	0.008097	164.7	0.108404
1514.7	0.010795	14.7	1.224000
1264.7	0.012953		

Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 98 Viscosidad del gas calculada (“Ele-Gonzalez-Eakin”) de la muestra PVT



Fuente: Villamar-Orozco

Viscosidad (μ_g)

Las viscosidades del gas fueron calculados mediante la aplicación del método semiempírico de “*Ele-Gonzaelz-Eakin*” ya que no se dispone de mediciones directas de este parámetro. Sin embargo hay que destacar que la cantidad liberada de gas dentro del yacimiento - y por ello el impacto en los resultados de la simulación numérica – es mínima.

La Figura 98 y la Tabla 22 visualizan y tabulan los valores de la curva de la viscosidad del gas calculada para la muestra PVT DRRC-021 (arena UI) - *como ejemplo* - mediante la correlación arriba mencionada en función de las presiones.

Agua

Las propiedades PVT del agua de formación se mencionan a continuación y se calculan con suficiente precisión mediante correlaciones:

- Factor volumétrico del agua (B_w)
- Viscosidad del agua (μ_w)
- Solubilidad del gas en agua (R_{sw})
- Compresibilidad del agua (c_w)

Tabla 22 Viscosidad del gas (Referencia: DRRC-021 – arena UI) para el ingreso al simulador

presión	μ_g	presión	μ_g
<i>lpca</i>	<i>cp</i>	<i>lpca</i>	<i>cp</i>
6014.7	0.04705	1342.7	0.01582
5014.7	0.04041	1064.7	0.01455
4014.7	0.03402	864.7	0.01380
3291.7	0.02953	664.7	0.01322
3014.7	0.02780	464.7	0.01274
2014.7	0.02031	14.7	0.01209
1514.7	0.01683		

Fuente: Villamar-Orozco

Factor volumétrico del agua (B_w)

La correlación (fuente: “Reservoir Engineering Handbook, SE, Tarek Ahmed, 2001”) para el factor volumétrico del agua de formación (B_w) postula que dicha variable depende solamente de la temperatura del fluido (T) y de la presión (p).

$$B_w = A_1 + A_2p + A_3p^2$$

$$A_i = a_1 + a_2((T-460) + a_3(T-460)^2$$

T...Temperatura del fluido (yacimiento) en Rankine °R

p ... Presión del yacimiento en lpc

Agua libre de Gas:

Tabla 23 Indica los valores correspondientes a los coeficientes A_i y a_i

	a1	a2	a3
A1	0,9947	5,80E-06	1,02E-06
A2	-4,23E-06	1,84E-08	-6,77E-11
A3	1,3E-10	-1,39E-12	4,29E-15

Fuente: Villamar-Orozco

Agua saturada de Gas:

Tabla 24 Valores para los coeficientes A_i y a_i

	a1	a2	a3
A1	0,9911	6,35E-05	8,50E-07
A2	-1,09E-06	-3,50E-09	4,57E-12
A3	-5,00E-11	6,43E-13	-1,43E-15

Fuente: Villamar-Orozco

Como se puede observar en las Tabla 23 y 24 existen 2 casos que se diferencian, el del agua libre de gas y el del agua saturada de gas. Para el caso del campo DRAGO (petróleo subsaturado sin gas libre en contacto con el agua de formación) se calcula con el primer

escenario (agua sin gas disuelto). Aunque siempre hay gas disuelto en el agua de formación se presume que la mayoría del gas se disuelve en el petróleo y la correlación del agua sin gas disuelto representa una buena aproximación de la realidad.

Viscosidad del agua (μ_w)

Para el cálculo este parámetro se aplica la correlación de “Meehan, 1980” la cual utiliza como variables la temperatura del fluido (T), la salinidad del agua Y (ppm Cl⁻) y la presión.

$$\mu_w = \mu_{wD} * (1 + 3,5 * 10^{-12} * p^2 * (T - 40)) \quad \mu_{wD} = A + B / T \quad \text{Ec. 24}$$

$$A = 4,518 * 10^{-2} + 9,313 * 10^{-7} * Y - 3,93 * 10^{-12} * Y^2 \quad \text{Ec. 25}$$

$$B = 70,634 + 9,576 * 10^{-10} * Y^2 \quad \text{Ec. 26}$$

μ_w Viscosidad del agua @ (p;T), cp

μ_{wD} ... Viscosidad del agua @ (p=14,7 lpc; T), cp

p... Presión, lpc

T... Temperatura, °F

Y... Salinidad del agua, ppm Cl⁻

Compresibilidad del agua (c_w)

De acuerdo con la correlación utilizada (“Brill & Beggs, 1978”) la compresibilidad del agua depende solamente de la temperatura (T) del fluido y la presión.

$$C_w = (C_1 + C_2T + C_3T^2) * 10^{-6} \quad \text{Ec. 27}$$

$$C_1 = 3,8546 - 0,000134 * p \quad \text{Ec. 28}$$

$$C_2 = -0,01052 + 4,77 * 10^{-7} * p \quad \text{Ec. 28}$$

$$C_3 = 3,9267 * 10^{-5} - 8,8 * 10^{-10} * p \quad \text{Ec. 29}$$

c_w ... Compresibilidad del agua, lpc⁻¹

p ... Presión, lpc

T ... Temperatura, °F

En lo general el agua de formación tiene bajas compresibilidades y solubilidades razón por la cual los efectos de las presiones sobre dichos parámetros son muy limitados.

Temperatura (T)

Se realizó un estudio profundo sobre las temperaturas del yacimiento de cada arena el cual se presenta más adelante y cuyos resultados finales se observan en la Tabla 25 a continuación.

Tabla 25 Temperaturas promedias del yacimiento por arena - campo DRAGO

	DATUM	Tyac
Arena	<i>pies - SSTVD</i>	°F
BT	7,830	212.9
US	8,595	216.4
UI	8,595	216.4
TS	8,810	217.3
TI	8,810	217.3
HS	8,965	218.0

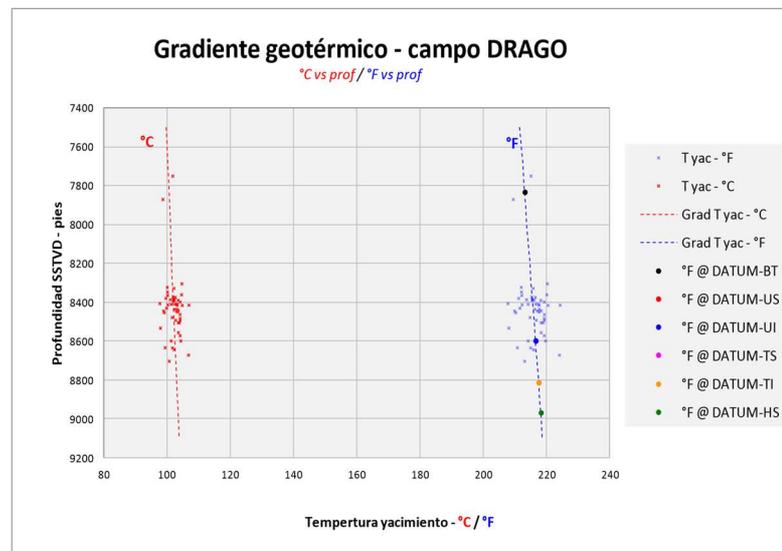
Fuente: Villamar-Orozco

Temperatura de yacimiento por arena

Luego de recolectar todas las temperaturas T_{BU} de las pruebas de restauración de presión disponibles se graficaron las mismas en función de la profundidad respectiva (SSTVD) de los sensores y se definió un gradiente lineal en términos de °C vs profundidad ajustándolo de mejor manera a los puntos registrados.

En el siguiente paso se calculó el gradiente térmico obtenido convirtiendo la temperatura °C en °F y finalmente se toma la altura de las temperaturas de cada arena en función de su DATUM respectivo (ver figura 99 y Tabla 26).

Fig. 99 Definición del gradiente geotérmico - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 26 Temperatura de yacimiento por arena - campo DRAGO

	DATUM	Tyac
Arena	<i>pies - SSTVD</i>	°F
BT	7,830	212.9
US	8,595	216.4
UI	8,595	216.4
TS	8,810	217.3
TI	8,810	217.3
HS	8,965	218.0

Fuente: Villamar-Orozco

ANÁLISIS DE HISTORIA DE COMPELTACIONES Y DE PRODUCCIÓN

Generalidades

El área de estudio se encuentra conformada por el campo DRAGO el cual es operado por PETROAMAZONAS EP.

Los primeros pozos perforados en el campo DRAGO fueron el DRGA-001, DRTA-001 y DRRA-001, en este mismo orden, (ver Figura 15).

El pozo DRGA-001 inicia su producción el 03-11-2007 desde la arena UI (cuerpo inferior - "UI-1") con una tasa de petróleo de aproximadamente 900 BN/día y un Corte de Agua por debajo del 1%.

Los siguientes pozos DRTA-001 y DRRA-001 fueron perforados más de 1 año más tarde y arrancaron sus producciones el 04-03-2009 y 28-03-2009 con tasas de petróleo de 1100 BN/día (CA = 5%, arena UI-0 + UI-1) y 1750 BN/día (CA = 3%, arena UI-1) respectivamente.

Estos 3 primeros pozos DRGA-001, DRTA-001 y DRRA-001 aún están produciendo y acumularon hasta la fecha actual 1.049 MMBN, 1.214 MMBN y 2.242 MMBN de petróleo respectivamente, ocupando el cuarto, el tercer y el primer lugar entre los mejores pozos productores del campo DRAGO.

En el campo DRAGO se han perforado hasta la actualidad (31-12-2020) un total de 50 pozos, de los cuales 49 han presentado datos de producción y 1 pozo (DRRE-019) no ha aportado a la producción de petróleo. Las producciones provienen de las unidades geológicas BT, US, UI, TS y TI.

2.36 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE COMPLETACIONES.

Este trabajo se lo realizó con la información suministrada por parte de PETROAMAZONAS y con la información escaneada que se encontró en las dependencias (Laboratorio San Rafael) de esta misma empresa.

Se analizó el historial de competencias de todos los pozos que producen y han producido del campo DRAGO hasta el 31 de Diciembre de 2020, revisando la siguiente información:

- Fechas de completación inicial.
- Intervalos disparados inicialmente.
- Pruebas iniciales.
- Intervalos disparados a lo largo de la vida productiva del pozo.
- Topes y bases de las arenas productoras.
- Trabajos y reacondicionamientos realizados a lo largo de la vida productiva del pozo.
- Pruebas de producción (Antes, durante y después del reacondicionamiento).

- Datos de producción oficiales (Datos de OFM e historiales de producción disponibles hasta el 31/12/2020).

Se estudió detalladamente la información arriba mencionada con el fin de determinar los intervalos abiertos en función del tiempo de todos los pozos y de esta manera garantizar la asignación correcta de las producciones a las arenas respectivas.

En la base de datos de producción (OFM) en ciertas fechas se encuentran cambios de arenas productoras (fechas que no coincidían con trabajos de reacondicionamientos) y al mismo tiempo se notan cambios en la continuidad de las tasas de producción (aumento o disminución drástico de petróleo o agua) en un pozo sin disponer de trabajos de reacondicionamiento a esas fechas para poder explicar estos acontecimientos.

Para validar todas estas observaciones se revisaron los datos de pruebas de producción. La mayoría de inconsistencias respondían a un cambio de arena (apertura o cierre de camisas) realizado por un trabajo sin torre (TST) y en ocasiones estimulaciones (sin torre) que se realizaban con el fin de incrementar la producción.

En la Tabla 27 se detalla la nomenclatura utilizada para la creación del resumen de los trabajos realizados en los pozos del campo DRAGO.

Tabla 27 Nomenclatura utilizada en el resumen de trabajos realizados en los pozos del campo DRAGO

NOMENCLATURA	SIGNIFICADO
Perf	Perforación
PI	Prueba Inicial
CI	Completación Inicial
IP	Inicio de producción (OFM)
Rea. 1	Reacondicionamiento 1
TST	Trabajo sin torre
PPF	Producción por flujo natural
PPG	Producción por gas lift
PPH	Producción por bombeo hidráulico
PPS	Producción por bombeo electro-sumergibel

Fuente: Villamar-Orozco

Se estudió detalladamente la información arriba mencionada con el fin de determinar los intervalos abiertos en función del tiempo de todos los pozos y de esta manera garantizar la asignación correcta de las producciones a las arenas respectivas.

En base a dicho análisis se generó un resumen (Ver Tabla 28 como ejemplo el pozo DRGA-001) de los diferentes trabajos que se han realizado durante la vida productiva del pozo, datos que se encuentran ingresados en una base de datos Excel.

Tabla 28 Resumen de los diferentes trabajos (disponibles) realizados en el pozo DEL CAMPO Drago.

POZO	TRABAJO	FECHA	OBJETIVO	PRUEBA ANTES DEL TRABAJO			INTERVALO			BT	US	U-0	U-1	TS	TI	HS	HI	MÉTODO	OBSERVACIONES
				ARENA	PETRÓLEO BNPD	BSW %	ARENA	PETRÓLEO BNPD	BSW %										
DRGA-001	Perf	27/08/2007	Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DRGA-001	PI	17/09/2007	Prueba Inicial	-	-	-	"HS"	0	100	9947 - 9955								PPH	API - Salinidad ClNa (ppm) 1120 "HS" (9947 - 9955) cerrado con CIBP
DRGA-001	PI	23/09/2007	Prueba Inicial	-	-	-	"T"	293	39	9724 - 9730 9734 - 9740 9744 - 9756 9782 - 9809				X	X			PPH	API - Salinidad ClNa (ppm) 11000. "T" (9724 - 9730 / 9734 - 9740 / 9744 - 9756 / 9784 - 9809) cerrado con CIBP
DRGA-001	PI	01/10/2007	Prueba Inicial	-	-	-	"U"	879	1	9608 - 9622				X				PPH	API - Salinidad ClNa (ppm) 4900
DRGA-001	PI	09/10/2007	Prueba Inicial	-	-	-	"US"	588	2	9575 - 9581								PPH	API - Salinidad ClNa (ppm) 2250
DRGA-001	PI	17/10/2007	Prueba Inicial	-	-	-	"BT"	0	100	8774 - 8782 8783 - 8793	X							PPH	API - Salinidad ClNa (ppm)
DRGA-001	CI	02/11/2007	Completación Inicial	-	-	-	"U"	-	-	9608 - 9622				X				PPH	CPI a 9670' y a 9920'. "BT" (8774 - 8782 / 8783 - 8793) SQJJEZFE
DRGA-001	IP	03/11/2007	Inicio de Producción	-	-	-	"U"	588	21	9608 - 9622				X				PPH	Del historial de producción
DRGA-001	TST	12/12/2007	Abrir camisa de "US" @ 9630'. Produce de "U" + "S"	"U"	931	0.5	"U" + "US"	931	0.5	9575 - 9581 9608 - 9622				X				PPH	Poco aporte de la arena "US"
DRGA-001	TST	05/04/2008	Cambian MTJ, chequean camisa de "U" y "US", ok. Cierren "US". Asientan elementos	"U" + "US"	882	0.7	"U"	907	0.6	9608 - 9622				X				PPH	
DRGA-001	Rea. 1	24/04/2009	Cambio de FPH a PPS. Bajar completación definitiva	"U"	632	6	"U"	761	8	9608 - 9622				X				PPS	API - Salinidad ClNa (ppm) 66750
DRGA-001	TST	02/05/2014	Arena deja de aportar	"U"	88	44	-	-	-	-									Problemas de generador, técnico monitorea parámetros, determina fases a tierra EWID
DRGA-001	Rea. 2	02/07/2014	Evaluar arena "US" con B'up y diseñar BES	-	-	-	"US"	196	20	9575 - 9581								PPS	

Fuente: Villamar-Orozco

2.37 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El campo DRAGO empieza su vida productiva el 03/11/2007 hasta el 31/12/2020 acumuló una producción de petróleo de 20.09 MMBN y de agua de 10.30 MMBN proveniente de las unidades productoras UI.

En la figura 100 se puede observar el comportamiento de las curvas de producción de petróleo, agua y corte de agua a nivel de campo.

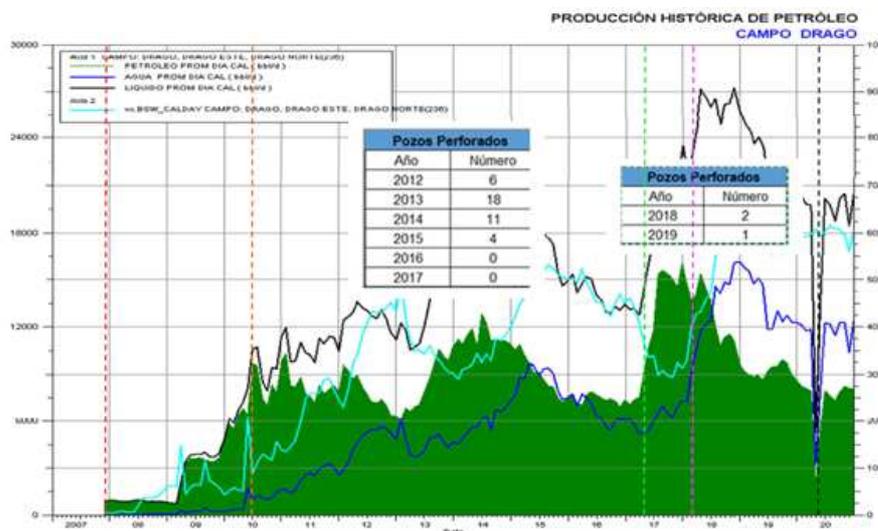
Desde el inicio de producción la tasa de petróleo del campo se mantiene estable a niveles bajos ya que el único pozo productor era el DRGA-001. A partir de Marzo del 2009 se incorporan los siguientes pozos (DRTA-001 y DRRA-001) los cuales ocasionan el primer

aumento significativo alcanzando tasas de producción de petróleo de 3500 BN/día aproximadamente seguido por un periodo de desarrollo del campo hasta alcanzar un nivel de 9000 BN/día de petróleo el cual se mantuvo durante un periodo de aproximadamente 2 años.

Durante el año 2013 la tasa de producción del campo declinó constantemente hasta su nivel mínimo de 6000 BN/día y desde este momento sigue incrementándose hasta la fecha de hoy mostrando producciones actuales de 11000 BN/día aproximadamente.

El corte de agua incrementó desde los inicios del año 2010 moderadamente llegando a un nivel de aproximadamente 40% al inicio del año 2013. Los últimos 2 años de producción (2013, 2014) están caracterizados por un Corte de agua estable sin incrementos significativos lo cual evidencia el éxito de los trabajos de Work-over para el control de agua y la incorporación de nuevos pozos productores con bajo corte de agua.

Fig. 100 Tasa de producción de petróleo, agua y corte de agua en función del tiempo - campo DRAGO



Fuente: EP Petroamazonas

Se reporta como un solo valor de POES, para los diferentes reservorios, de los campos: Drago, Drago Norte y Drago Este, por cuanto en el último estudio, estructural, estratigráfico, sedimentológico y de fluidos, se determinó que se trata de una sola estructura, con tres altos principales. Los valores del POES, fueron obtenidos por el cálculo volumétrico.

Tabla 29 POES del campo Drago

ACTIVO	CAMPO	RESERVORIO	VOLUMEN TOTAL DE ROCA	AREA CERO	ESPESOR PROMEDIO NETO	N/G	VOLUMEN NETO DE ROCA	POROSIDAD	Sw	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original en Sitio POES
(al 31-dic-2020)			acre-pie	acres	pies	%	acre-pie	%	%	By/Bn	Bls
SHUSHUFINDI	DRAGO	Basal Tena	130,400	9,329	2	16	21,270	14	46	1.12	10,847,473
		Zona Caliza M2	164,860	6,098	10	37	61,653	14	35	1.05	44,785,986
		U Superior	195,001	6,507	5	17	32,926	15	31	1.23	23,938,436
		U Inferior	471,417	10,209	26	56	262,365	15	27	1.20	189,818,219
		T Superior	522,113	10,541	11	22	113,317	12	32	1.37	53,138,078
		T Inferior	532,135	10,725	29	59	314,249	15	31	1.12	227,641,677
		Hollin Superior	43,644	2,277	5	24	10,497	13	13	1.13	8,294,686
Subtotal Drago											558,464,555.7651

CAMPO	RESERVORIO	FR Final estimado	Recuperación Final Estimada (EUR TOTAL)	Producción Acumulada al 31-dic-2020	Factor de Recobro Actual 31-Dic-2020	Reservas Probadas Produciendo	Número de completaciones asociadas	Reservas Probadas Shut in	Número de completaciones asociadas	Reservas Probadas detrás del casing	Número de completaciones asociadas	Reservas Probadas No desarrolladas	Número de completaciones asociadas	Reservas Probables	Número de completaciones asociadas	Reservas Posibles	Número de completaciones asociadas	Reservas Probadas (1P)	Reservas Probadas + Probables (2P)	Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P)
		(%)	Bls	Bls	(%)	Bls		Bls		Bls		Bls		Bls		Bls		Bls	Bls	Bls
DRAGO	Basal Tena	11.10	1,203,881.288	102,256.088	0.94	-		124,658.400	1	631,188.600	2	-	0	345,778.200	1	-	0	755,847.000	1,101,625.200	1,101,625.200
	Zona Caliza M2	0.00	814.759	814.759	0.00	-		-	0	-	0	-	0	-	-	-	0	-	-	-
	U Superior	17.42	4,170,829.673	103,154.973	0.43	-			600,433.200	2	225,744.600	1	3,241,496.900	7	-	0	826,177.800	4,067,674.700	4,067,674.700	
	U Inferior	28.78	54,632,390.396	25,244,987.996	13.30	6,712,167.700	20	1,452,850.700	7	808,449.400	3	12,216,828.900	30	-	8,197,005.700	16	21,190,396.700	21,190,396.700	29,387,402.400	
	T Superior	19.20	10,203,699.325	2,690,818.125	5.06	1,876,589.300	4	1,164,662.900	3	718,837.800	4	-	0	3,752,791.200	8	-	0	3,760,090.000	7,512,881.200	7,512,881.200
	T Inferior	14.95	34,028,983.960	9,849,549.860	4.33	1,461,495.800	7	1,598,740.700	8	1,872,300.600	8	9,204,959.200	30	-	10,041,937.800	20	14,137,496.300	14,137,496.300	24,179,434.100	
	Hollin Superior	20.74	1,720,430.918	397,470.318	4.79	680,413.100	1	642,547.500	3	-		-	0	-	-	0	1,322,960.600	1,322,960.600	1,322,960.600	
Subtotal Drago			105,961,030.319	38,389,052.119		10,730,665.90	32	4,983,460.200	22	4,631,209.600	19	21,647,632.700	61	7,340,066.300	16	18,238,943.500	36	41,992,968.400	49,333,034.700	67,571,978.200

Fuente: EP Petroamazonas

2.38 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN POR ARENA

Basándose en el análisis del historial de completaciones de cada pozo del campo DRAGO se encontraron las siguientes unidades productoras que son BT, US, UI, TS y TI.

En la formación U Inferior (UI) se determinaron dos cuerpos de arena productores (cuerpo superior - "UI-0" y cuerpo inferior - "UI-1") separados hidráulicamente por capas lutíticas (sello) los cuales muestran un comportamiento dinámico distinto en términos de presiones razón por la cual se desglosaron las producciones de la UI en producciones UI-0, UI-1 o UI-0 + UI-1 de acuerdo con sus respectivos intervalos productores. Semejante comportamiento se mostró en la arena TI, la cual se clasificó en las secciones TI-0 y TI-1, y la producción en conjunto de estos dos cuerpos en TI-0 + TI-1.

La Tabla 30 presenta las producciones acumuladas de petróleo y agua de cada yacimiento (arena) productor, así como su contribución a la producción total del campo

Tabla 30 Producción acumulada del petróleo y agua por arena y su contribución a la producción total del campo DRAGO

Arena	Producción acumulada ¹			Contribución ²	
	Petróleo	Agua	Líquido	Petróleo	Agua
	MBN	MBN	MBN	%	%
BT	43.70	1.08	44.77	0.25	0.02
US	33.07	1.08	34.15	0.19	0.02
US+UI	29.92	45.71	75.63	0.17	0.67
UI-0	351.61	143.37	494.97	2.01	2.11
UI-0+UI-1	2,448.08	776.62	3,224.71	14.00	11.41
UI-1	8,179.87	2,258.50	10,438.37	46.77	33.17
TS	316.79	336.53	653.32	1.81	4.94
TI-0	3,992.45	2,204.55	6,197.01	22.83	32.37
TI-1	24.94	167.00	191.93	0.14	2.45
TI-0+TI-1	1,122.25	790.45	1,912.70	6.42	11.61
TS+TI	945.20	84.57	1,029.78	5.40	1.24
Total	17,487.87	6,809.46	24,297.33	100.00	100.00

Fuente: Villamar-Orozco

En las siguientes figuras 101 y 102 se pueden apreciar las tasas producción de petróleo y agua de los yacimientos (arenas) productores a lo largo de la vida productiva del campo.

Fig. 101 Tasas de producción de petróleo por arena - 03-11-2013 a 31-12-2020 - campo DRAGO

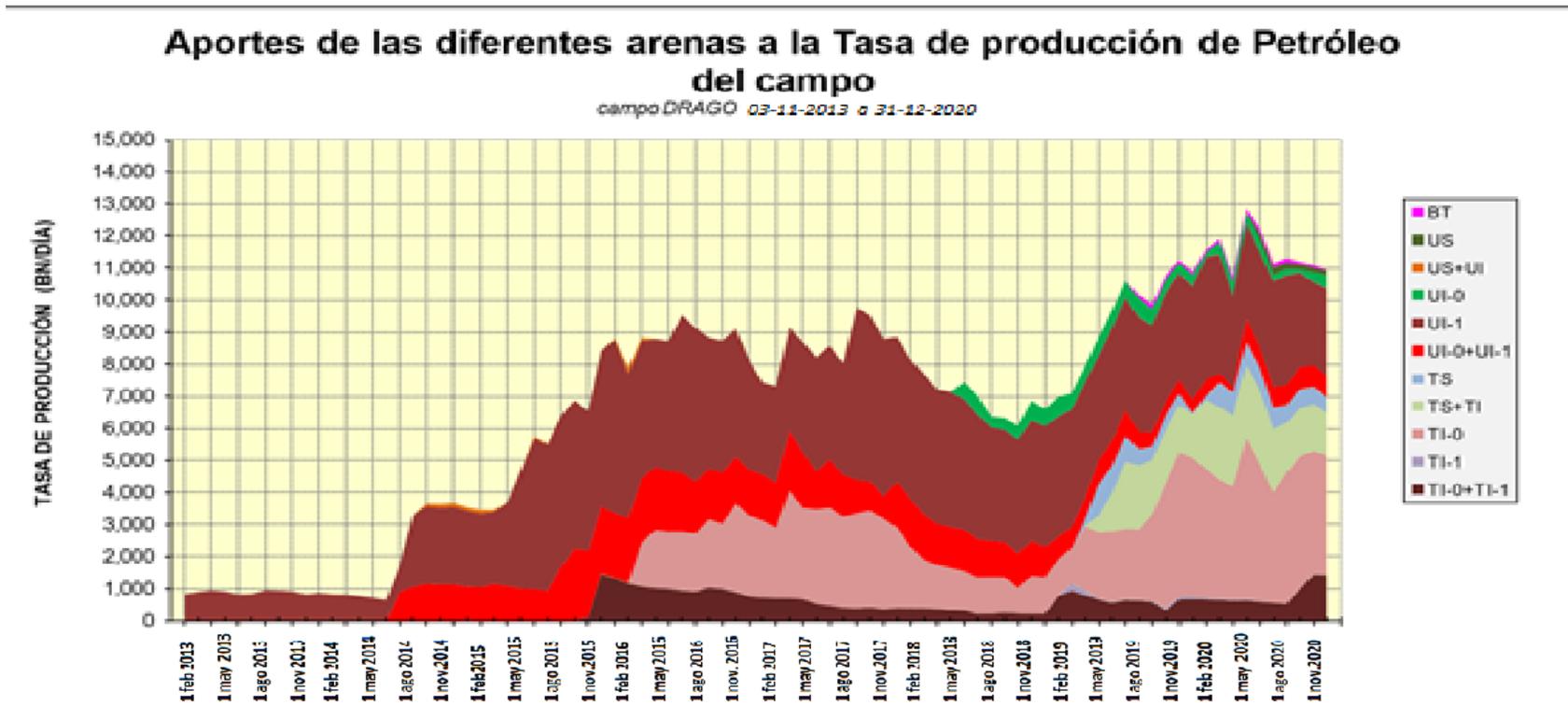
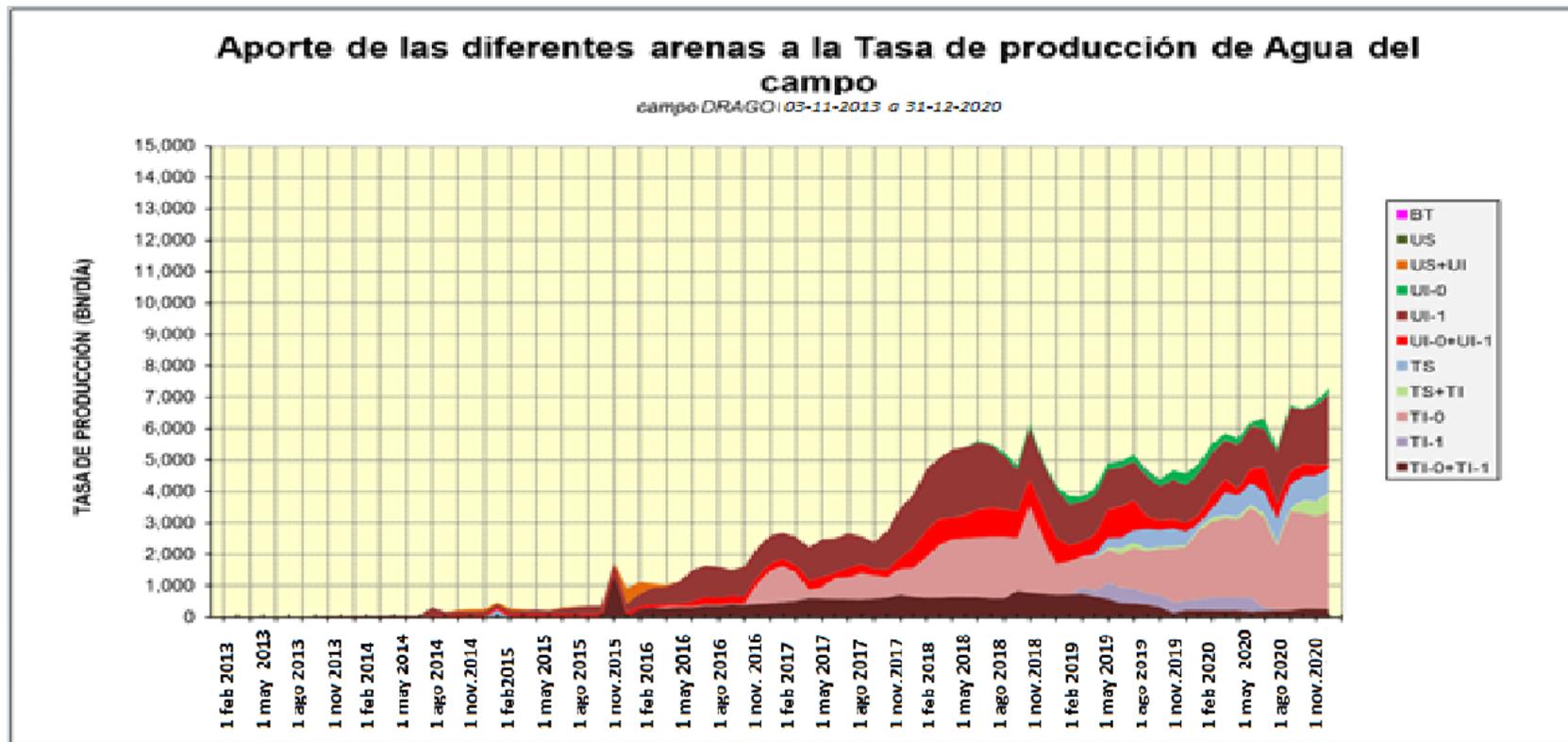


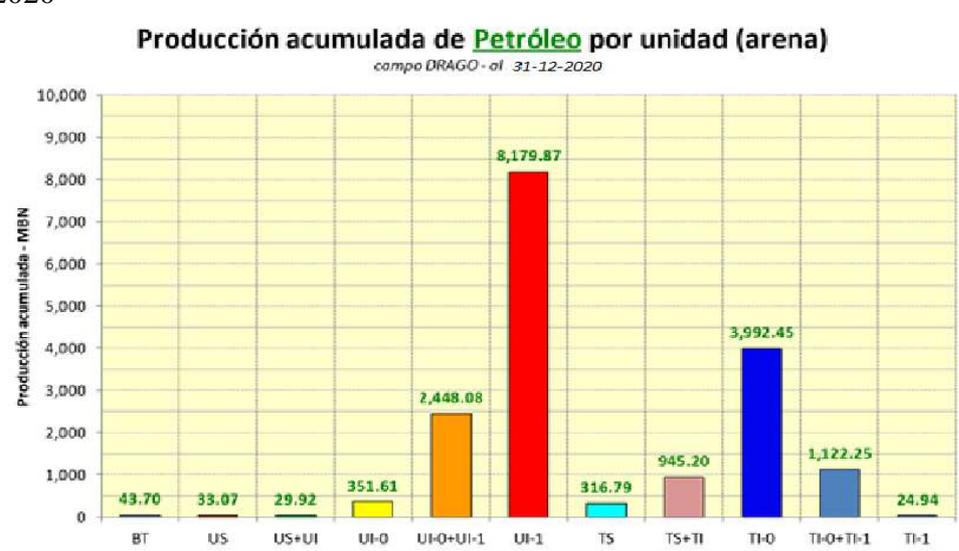
Fig. 102 Tasas de producción de agua por arena - 03-11-2013 a 31-12-2020 – campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

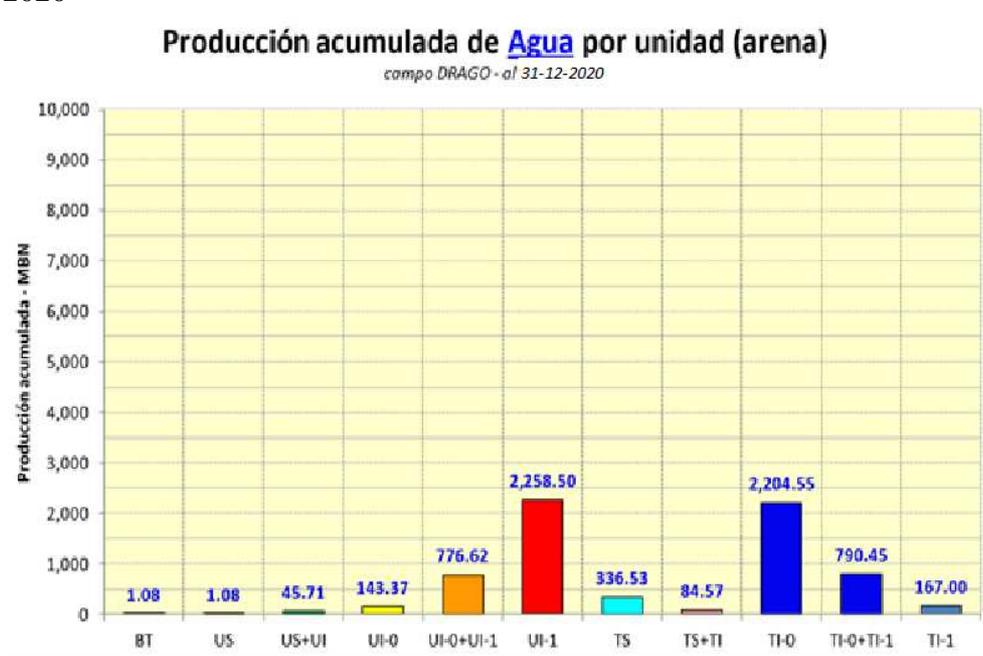
En los Gráficos se presenta la información relacionada con el aporte de cada uno de los yacimientos (arenas) a la producción acumulada de petróleo y agua respectivamente mediante diagramas de torta y la misma información en forma de gráficos de columna (Figuras 103 y 104).

Fig. 103 Contribución de las arenas a la producción acumulada de petróleo - campo DRAGO al 31-12-2020



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 104 Contribución de las arenas a la producción acumulada de agua - campo DRAGO al 31-12-2020



Fuente: Villamar-Orozco

Observando la figura 110 se puede apreciar que hasta abril 2013 la producción de petróleo del campo DRAGO provino únicamente de la arena UI (con tasas marginales de la US).

Actualmente (31-12-2020) el campo DRAGO produce con una tasa de petróleo de 10938.53 BN/día para la cual la arena TI-0 aporta 3716.81 BN/día (33.98 %), **la arena UI-0 aporta 411.03 BN/día (3.76), la arena UI-1 2737.74 BN/día (25.03 %)**, la arena TS+TI 1343.69 BN/día (12.28 %), la arena TS 469.46 BN/día (4.29 %), la arena US 135.69 BN/día (1.24 %) y la arena BT 17.40 BN/día (0.16 %).

La figura 105 indica que históricamente la mayor parte de petróleo producido del campo DRAGO proviene de las arenas UI (10.98 MMBN, 62.78 % de la producción acumulada total).

Con respecto al comportamiento del agua producida del campo DRAGO se puede apreciar (observando la figura 106) que la mayor parte se produce desde la arena TI-0 (42.76 %) apoyando la conclusión sobre un acuífero activo en dicha arena.

2.39 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN POR POZO

Hasta el 31/12/2020 en el campo DRAGO se han perforado 47 pozos, de los cuales 1 no produjo (DRRE-019). De los 49 pozos restantes, 34 se encuentran actualmente produciendo y 15 están cerrados.

La Figura 114 presenta el mapa base del campo DRAGO con la ubicación de todos los pozos perforados.

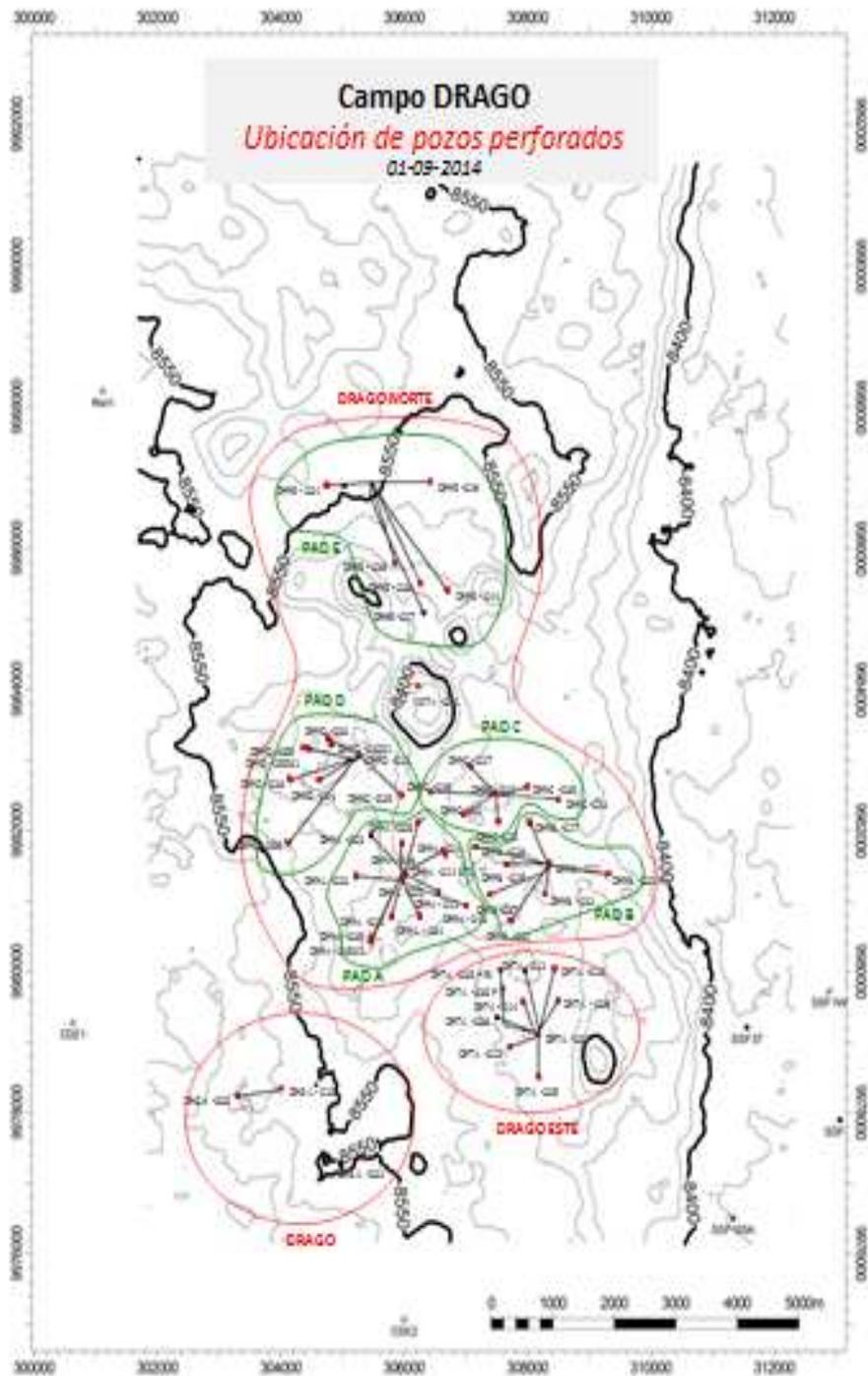
La Nomenclatura oficial del campo se presenta a continuación:

- DRAGO
- ✓ DRGA-YYY YYY ... Número del pozo
- DRAGO ESTE
- ✓ DRTA-YYY YYY ... Número del pozo, T ... DRAGO ESTE,
- DRAGO NORTE
- ✓ DRRX-YYY YYY ... Número del pozo, R ... DRAGO NORTE, X ... PAD

ej: DRRB-018 ... pozo 18, DRAGO NORTE, PAD B

DRTA-009 ... pozo 9, DRAGO ESTE

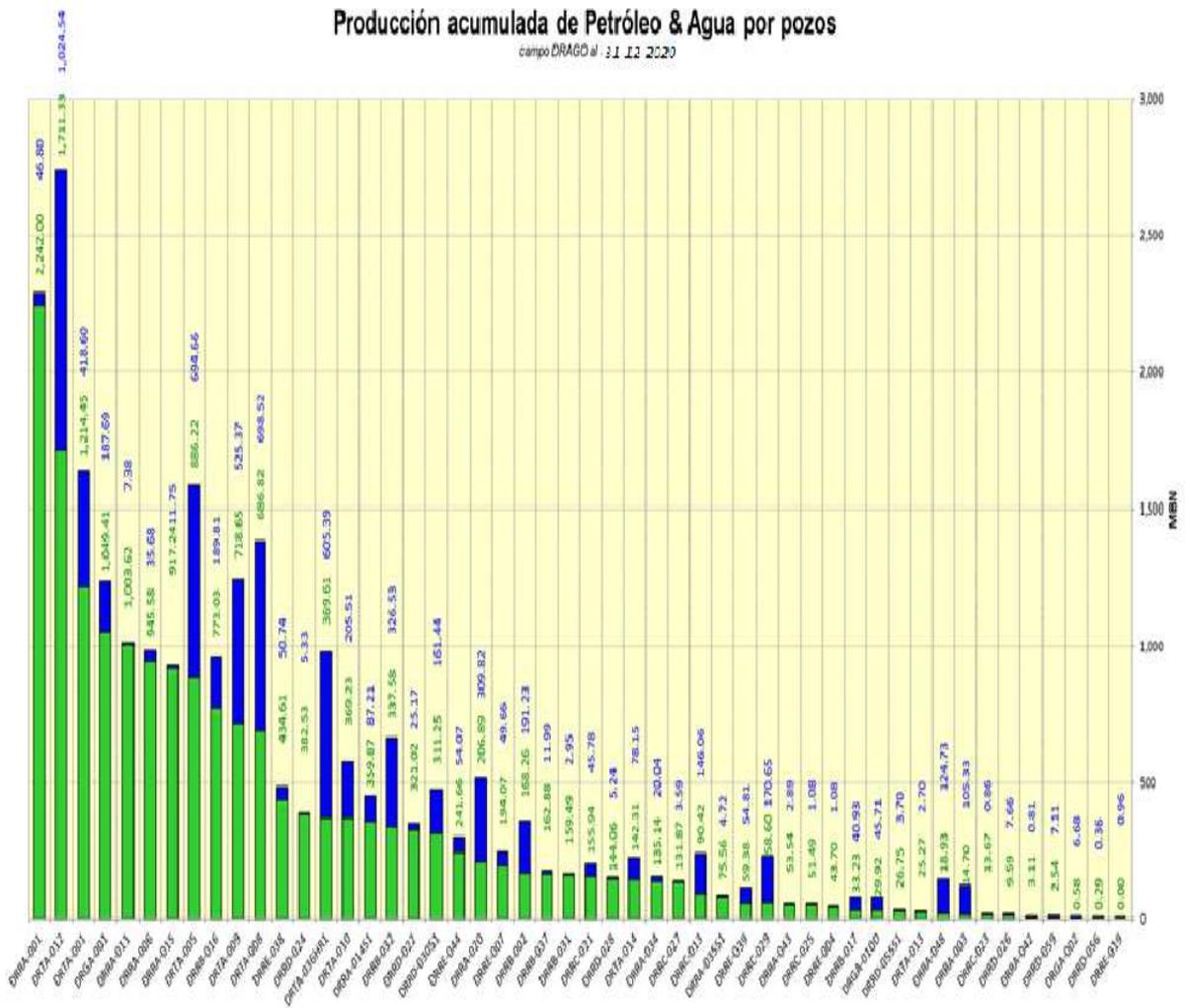
Fig. 105 Ubicación de pozos perforados (al 01-09-2020) - mapa base - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

En la figura 106 se comparan las producciones acumuladas de petróleo y agua de cada pozo del campo DRAGO al 31/12/2020.

Fig. 106 Producción acumulada de Petróleo & Agua por pozo - campo DRAGO al 31/12/2020



Fuente: Villamar-Orozco

2.40 ANÁLISIS SCAL

2.42.1 Análisis permeabilidades relativas Agua – Petróleo

Introducción

La ley Darcy en su forma original está diseñada para reproducir el flujo monofásico a través de un medio poroso. La fórmula a continuación representa la ley Darcy en su forma radial y estado semi-estable:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(\bar{p} - p_{wf})}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \quad \text{Ec. 37}$$

- q ... Tasa de producción
- k ... Permeabilidad absoluta
- h ... Espesor neto de la arena
- μ ... Viscosidad
- \bar{p} ... Presión promedio (área de drenaje)
- p_{wf} ... Presión de fondo fluuyente
- r_e ... Radio de drenaje
- r_w ... Radio del pozo
- s ... Daño

Ampliando este modelo para su aplicación de fases múltiples (petróleo, agua y gas) se introduce el concepto de las permeabilidades relativas multiplicándolas con las permeabilidades absolutas para obtener permeabilidades efectivas, las cuales determinan los flujos relativos entre las diferentes fases:

$$q_o = \frac{2\pi k k_{row} h}{\mu_o} \frac{(\bar{p}_o - p_{wf})}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \quad \text{Ec. 38}$$

$$q_w = \frac{2\pi k k_{rw} h}{\mu_w} \frac{(\bar{p}_w - p_{wf})}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \quad \text{Ec. 39}$$

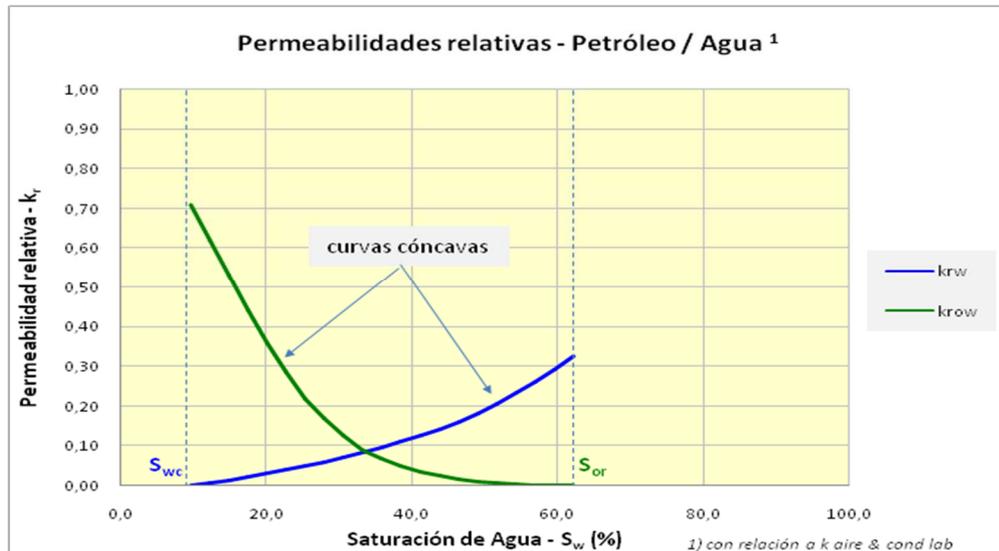
- q_o ... Tasa del petróleo
- q_w ... Tasa del agua
- k ... Permeabilidad absoluta
- k_{row} ... Permeabilidad relativa del petróleo al agua
- k_{rw} ... Permeabilidad relativa del agua
- μ_o ... Viscosidad del petróleo
- μ_w ... Viscosidad del agua.

La fórmula exacta incluye la presión capilar (P_{cow}) como diferencia entre las presiones de la fase del petróleo y del agua.

Las permeabilidades relativas son parámetros que dependen de las propiedades de la roca y de los fluidos y de esta manera contienen implícitamente la información de la mojabilidad de la roca.

A continuación se muestra un ejemplo (ver figura 107) de un par de permeabilidades relativas para las fases petróleo y agua.

Fig. 107 Permeabilidades relativas Petróleo – Agua – Ejemplo



Fuente: Villamar-Orozco

Existen 2 diferentes formas de presentación:

- Permeabilidades relativas con referencia a la permeabilidad efectiva del petróleo y una saturación de agua connata (S_{wc}) - $k_{row} @ S_{wc} = 1$
- Permeabilidades relativas con referencia a la permeabilidad absoluta de la roca y una saturación de agua connata (S_{wc}) - $k_{row} @ S_{wc} < 1$

El Gráfico 107 indica la saturación connata del agua (S_{wc}) como un punto final (extremo) a partir de la cual el agua empieza a moverse. El parámetro S_{wc} tiene una gran importancia en el cálculo del **Petróleo Original en Sitio (POES)**.

El otro punto final representa la saturación residual del petróleo (S_{or}) la cual no es removible con métodos de recuperación primaria (agotamiento natural) y secundaria (mantenimiento de presión: inyección de agua o inyección de gas inmisible) pero si con métodos de recuperación mejorada como la inyección de gas miscible (ej.: CO_2 , HC enriquecido) o mediante surfactantes.

El concepto de las permeabilidades relativas manifiesta que la suma de las tasas de 2 fluidos presentes en un medio poroso no alcanza la misma tasa si estuviera una sola fase presente (ver Gráfico 107 (curvas cóncavas)).

En el caso del estudio del campo DRAGO se desarrollaron 2 diferentes modelos de permeabilidad relativa dependiendo del tipo de los fluidos implicados:

- Permeabilidad relativa entre el petróleo y el agua (k_{rw} , k_{row}) en función de la saturación del agua (S_w)
- Permeabilidad relativa entre el petróleo y el gas (k_{rg} , k_{rog}) en función de la saturación del líquido: petróleo + agua ($S_{líqu}$).

Aunque las permeabilidades relativas que implican el gas como fase parecen no tener importancia en un campo que se produce por encima del punto de burbuja (subsaturado) hay que resaltar 2 escenarios futuros donde se podría requerir de dichas permeabilidades relativas para el gas:

- Escenarios de producción por debajo del punto de burbuja (ej: agotamiento de la presión, aumento de producción)
- Implementación de un esquema de recuperación mejorada con inyección de gas (ej.: CO_2 , HC enriquecido).

El fin de este tipo de análisis SCAL es el desarrollo de un juego de permeabilidades relativas (k_{rw} , k_{row} , k_{rg} , k_{rog}) promedias que aplican para una propiedad específica de roca, sea un intervalo del índice de calidad de roca (RQI), un tipo de roca o una facie (LITOTIPOS).

Durante el proceso de simulación numérica del yacimiento se asignan estas permeabilidades relativas a los bloques de la malla (grid) con las mencionadas propiedades de roca y al mismo tiempo se aplica un proceso denominado “ENDPOINT SCALING” en el cual se ajustan estas curvas a los puntos finales (S_{wc} , S_{or}) de cada bloque. Hay que resaltar que este parámetro (permeabilidad relativa) está vinculado a un alto grado de incertidumbre (representatividad de las muestras, condiciones del laboratorio) lo cual justifica

su modificación durante el proceso del ajuste historia (ej.: tiempo de ruptura del agua en un pozo; curva del corte de agua) dentro de los márgenes físicamente razonables.

2.42.2 Información disponible – Permeabilidades relativas

Para el estudio integrado del campo DRAGO no se dispone de ningún análisis especial de núcleo y por ende no existen pruebas del laboratorio con relación a presiones capilares y permeabilidades relativas.

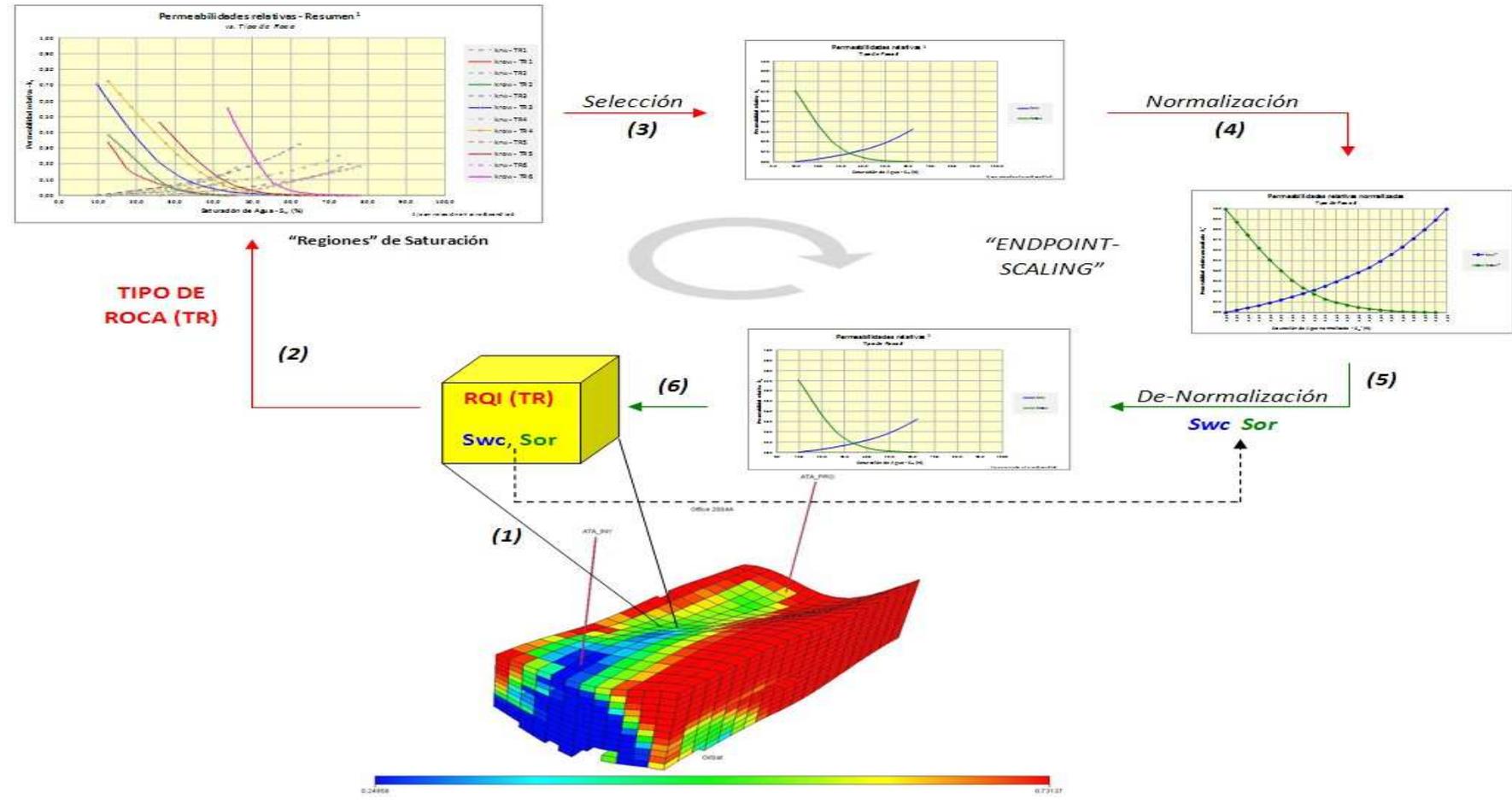
En estos escenarios se debe recurrir a análogos de campos cercanos con propiedades similares razón por la cual se utiliza la información desarrollada y analizada del vecino campo SHUSHUFINDI como punto de partida.

Durante el proceso de simulación numérica se asignarán (automáticamente) estas curvas desarrolladas (“Saturation Regions” – regiones de saturación) a los bloques de la malla (grid) de acuerdo con sus propiedades geológicas (ej: LT) de la manera siguiente refiriéndose a la Figura 108:

- (1) Identificación del bloque de la malla
- (2) Definición del parámetro geológico (ej: LT)
- (3) Selección de las curvas de permeabilidad relativa correspondientes (“Saturation Regions”) a este LT
- (4) Normalización de las curvas seleccionadas
- (5) De-normalización de las curvas seleccionadas a los puntos finales (S_{wc} , S_{or}) del bloque (“ENDPOINT-SCALING”) específico.
- (6) Asignación de las curvas de-normalizadas al bloque seleccionado de la malla del modelo dinámico.

El simulador repite este proceso con todos los bloques de la malla.

Fig. 108 Esquema de asignación de las curvas de permeabilidad relativa a los bloques de la malla del modelo de simulación (EP-Scaling)



Fuente: Villamar-Orozco

2.42.3 Análisis permeabilidades relativas Gas – Petróleo

Introducción

La ley Darcy para el flujo multifase de gas y petróleo se presenta a continuación:

$$q_g = \frac{2\pi k k_{rg} h}{\mu_g} \frac{(\bar{p}_g - p_{wf})}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \quad \text{Ec. 40}$$

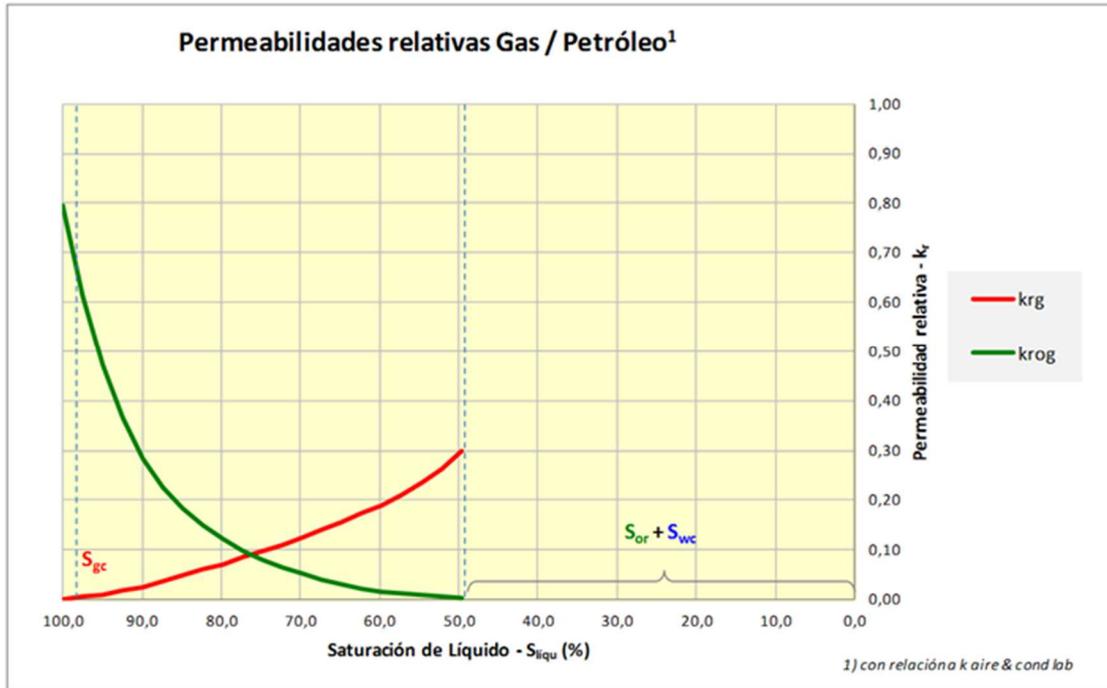
$$q_o = \frac{2\pi k k_{rog} h}{\mu_o} \frac{(\bar{p}_o - p_{wf})}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \quad \text{Ec. 41}$$

q_g ...	Tasa del gas
q_o ...	Tasa del petróleo
k ...	Permeabilidad absoluta
k_{rg} ...	Permeabilidad relativa del gas
k_{rog} ...	Permeabilidad relativa del petróleo
h ...	Espesor neto de la arena
μ_g ...	Viscosidad del gas
μ_o ...	Viscosidad del petróleo
\bar{p} ...	Presión promedio (área de drenaje)
p_{wf} ...	Presión de fondo fluyente
r_e ...	Radio de drenaje
r_w ...	Radio del pozo
s ...	Daño

La fórmula exacta incluye la presión capilar (P_{cog}) como diferencia entre las presiones de la fase del gas y del petróleo.

A continuación se muestra un ejemplo (ver figura 109) de un par de permeabilidades relativas para las fases gas y petróleo.

Fig. 109 Permeabilidades relativas Gas - Petróleo - Ejemplo



Fuente: Villamar-Orozco

La figura 109 indica la saturación crítica del gas S_{gc} (ej: 3 – 5 %) como un punto final (extremo) a partir de la cual el gas empieza a moverse.

El otro punto final representa la saturación residual del líquido la cual no es removible y consiste en la suma de la saturación del agua connata y de la saturación residual del petróleo ($S_{or} + S_{wc}$). La saturación residual del petróleo no es removible con métodos de recuperación primaria (agotamiento natural) y secundaria (mantenimiento de presión: inyección de agua o inyección de gas inmiscible) pero si con métodos de recuperación mejorada como la inyección de gas miscible (ej: CO_2 , HC enriquecido).

Como en el caso de las permeabilidades de agua – petróleo las curvas del gas – petróleo deben mostrar un comportamiento cóncavo. Cabe destacar que las permeabilidades relativas de gas – petróleo se grafican en función de la saturación del líquido ($S_{liqu} = S_{wc} + S_o$) o en función de la saturación del gas ($S_g = 1 - S_{liqu}$).

El fin de este tipo de análisis SCAL es el desarrollo de un juego de permeabilidades relativas (k_{rg} , k_{rog}) normalizadas y promediadas que aplica para una propiedad

específica de roca, sea un intervalo del índice de calidad de roca (ej: LT, RQI), un tipo de roca o una facie.

Durante el proceso de simulación numérica del yacimiento se asignan estas permeabilidades relativas a los bloques de la malla (grid) con las mencionadas propiedades de roca y al mismo tiempo se aplica un proceso denominado “ENDPOINT -SCALING” en el cual se ajustan estas curvas a los puntos finales (S_{gc} , $S_{or}+S_{wc}$) de cada bloque.

Hay que resaltar que este parámetro (permeabilidad relativa) está vinculado a un alto grado de incertidumbre (representatividad de las muestras, condiciones del laboratorio) lo cual justifica su modificación durante el proceso del ajuste historia dentro de los márgenes físicamente razonables.

2.42.4 Información disponible – Permeabilidades relativas

Para el estudio del campo DRAGO **no se dispone** de información de laboratorio con relación de permeabilidades relativas gas-petróleo razón por la cual se recurre a analogías tomando como datos referenciales la información de otros campos de la cuenca oriental (ej: SHUSHUFINDI).

2.42.5 Análisis presiones capilares Agua – Petróleo

Entre 2 fases diferentes e inmiscibles (ej.: agua – petróleo) presentes en un medio poroso se desarrollan presiones distintas dentro de cada fase. La diferencia entre dichas presiones se llama presión capilar (P_c) y se define de la manera siguiente:

$$P_{c\ nw\ w} = p_{nw} - p_w$$

$P_{c\ nw\ w} \dots$	Presión capilar entre las fases “nw” y “w”
$p_{nw} \dots$	Presión de la fase no humectante (“ n on w etting”)
$p_w \dots$	Presión de la fase humectante (“ w etting”)
$nw \dots$	Fase no humectante
$w \dots$	Fase humectante

La presión capilar se incorpora a la ley *Darcy* en su forma multifásica (radial estado semi-estable) como indican las fórmulas a continuación:

$$q_o = \frac{2\pi k k_{row} h ((\bar{p}_w + P_{cow}) - p_{wf})}{\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)} \quad \text{Ec. 42}$$

$$q_w = \frac{2\pi k k_{rw} h (\bar{p}_w - p_{wf})}{\mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)} \quad \text{Ec. 43}$$

q_o ...	Tasa del petróleo
q_w ...	Tasa del agua
k ...	Permeabilidad absoluta
k_{row} ...	Permeabilidad relativa del petróleo al agua
k_{rw} ...	Permeabilidad relativa del agua
h ...	Espesor neto de la arena
μ_o ...	Viscosidad del petróleo
μ_w ...	Viscosidad del agua
p ...	Presión promedio (área de drenaje)
P_{cow} ...	Presión capilar agua petróleo (caso: roca humectante al agua)
p_{wf} ...	Presión de fondo fluyente
r_e ...	Radio de drenaje
r_w ...	Radio del pozo
s ...	Daño

Mediante la introducción de la presión capilar se puede reducir el número de las variables desconocidas en 1, remplazando la presión del petróleo por la presión del agua más la de la presión capilar o viceversa. Con esta reducción de las variables es posible la solución del sistema de ecuaciones durante el proceso de simulación numérica.

La importancia de las presiones capilares dentro de un yacimiento petrolífero se manifiesta a través de 2 fenómenos:

- Generación de una zona de transición por encima de los contactos (ej: contacto agua-petróleo)
- Dispersión física (“suavización”) del frente de desplazamiento entre 2 fases (ej: desplazamiento del petróleo por agua: acuífero o inyección de agua).

Luego de aplicar algunas consideraciones físicas y operaciones matemáticas sencillas se puede llegar a la siguiente expresión de la presión capilar:

$$P_{cow}(S_w) = (h / 144) * (\rho_w - \rho_o) \quad \text{Ec. 44}$$

- P_{cow} ... Presión capilar agua-petróleo (lpc)
- S_w ... Saturación del agua
- h ... Elevation (pies) encima del nivel de agua libre (FWL) con presión capilar
- ρ_w ... Densidad del agua (lb/pies³)
- ρ_o ... Densidad del petróleo (lb/pies³)

Observando la fórmula arriba mencionada se sacan las siguientes conclusiones:

- Dadas las curvas de presión capilar (del laboratorio) en función de la saturación del agua (S_w) y en función del tipo de roca se puede calcular la distribución del agua en la zona de transición en función de la distancia por encima del contacto
- La zona de transición (representada por “h”) entre el agua y el petróleo es más amplia cuando la diferencia entre las densidades de los 2 fluidos es menor.
- La zona de transición (representada por “h”) entre el agua y el petróleo es más amplia cuando las presiones capilares son más altas (dependen fuertemente de la roca).
- La forma (y extensión) de la zona de transición varía en diferentes lugares considerando el mismo contacto agua-petróleo y de esta manera tiene un impacto significativo para el cálculo del POES.

La mayoría de las pruebas de presión capilar fueron realizadas bajo condiciones del laboratorio razón por la cual es necesario corregir los resultados a las condiciones de yacimiento (alta temperatura, alta presión).

El procedimiento de dicha corrección comúnmente utilizado se describe a continuación.

La presión capilar puede ser relacionada con el radio capilar de los poros mediante la relación:

$$P_{cow} = 1/r * (2\sigma_{ow} * \cos \theta) \tag{Ec. 45}$$

- P_{cow} ... Presión capilar agua-petróleo (dynes / cm²)
- r ... Radio capilar (cm)
- σ_{ow} ... Tensión interfacial entre agua – petróleo (dynes / cm)
- θ .. Ángulo de contacto

Asumiendo que el radio capilar no varía considerando condiciones del laboratorio y condiciones de yacimiento, se puede relacionar las presiones capilares utilizando el radio capilar.

$$(P_{cow})_L = 1/r * (2\sigma_{ow} * \cos \theta)_L \quad \text{Ec. 46}$$

$$(P_{cow})_Y = 1/r * (2\sigma_{ow} * \cos \theta)_Y \quad \text{Ec. 47}$$

$$\frac{P_{cowL}}{P_{cowY}} = \frac{(\sigma_{ow} \cdot \theta_{ow})_L}{(\sigma_{ow} \cdot \theta_{ow})_Y} \quad \text{Ec. 48}$$

P_{cowL} ...	Presión capilar agua-petróleo – condiciones laboratorio
P_{cowY} ...	Presión capilar agua-petróleo – condiciones yacimiento
σ_{owL} ...	Tensión interfacial entre agua – petróleo – condiciones labora
σ_{owY} ...	Tensión interfacial entre agua – petróleo – condiciones yacim
θ_{owL} ..	Ángulo de contacto agua – petróleo – condiciones laboratorio
θ_{owY} ..	Ángulo de contacto agua – petróleo – condiciones yacimiento
r ...	Radio capilar

Para convertir las presiones capilares tomadas bajo condiciones de laboratorio a presiones capilares bajo condiciones de yacimiento se utilizan los siguientes valores típicos dependiendo del sistema que se aplicó durante la prueba (ver Tabla 31):

Tabla 31 Constantes típicas de tensión interfacial y ángulo de contacto

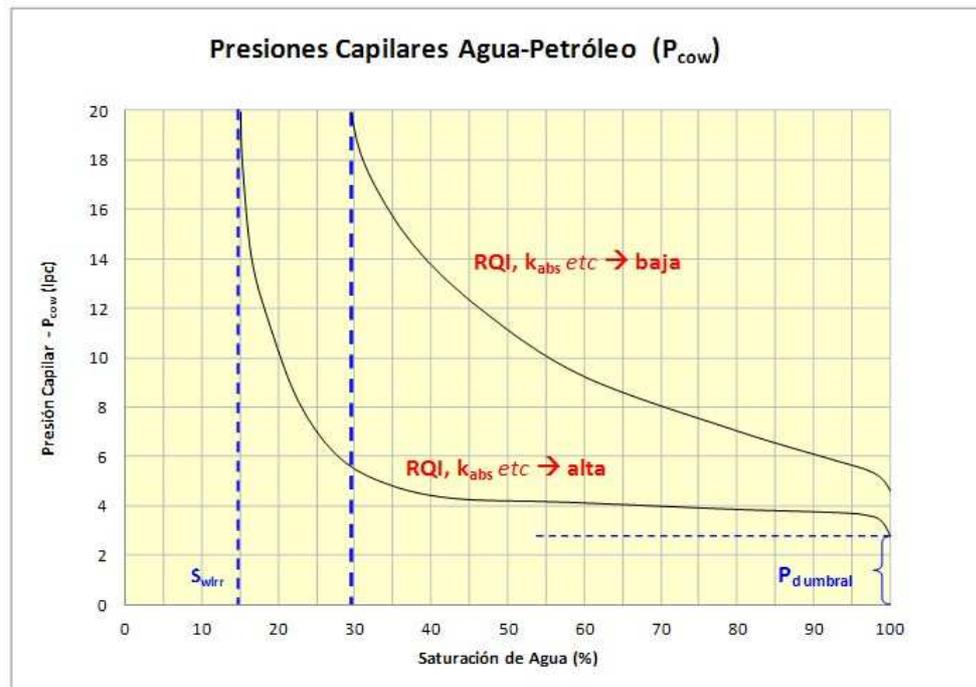
Sistema	Ángulo de contacto			Tensión interfacial	
	Θ°	Θ rad	$\cos\Theta$	σ (dynes/cm)	$\sigma\cos\Theta$
Laboratorio					
aire-agua	0	0,00	1,000	72	72
agua-aceite	30	0,52	0,866	48	42
airemercurio	140	2,44	0,766	480	368
Yacimiento					
agua-aceite	30	0,52	0,866	30	26
agua-gas	0	0,00	1,000	50	50

Fuente: Villamar-Orozco

Las presiones capilares son parámetros que dependen de las propiedades de la roca y de los fluidos.

A continuación se muestra un *ejemplo* de una curva de presión capilar agua – petróleo con sus características típicas (ver figura 110).

Fig. 110 Presión capilar agua - petróleo - ejemplo



Fuente: Villamar-Orozco

El ejemplo de una curva de presión capilar agua – petróleo, indica 2 puntos característicos:

- S_{wirr} ... Saturación irreductible de agua
- P_d ... Presión de desplazamiento (“Umbral”)

Al inicio la muestra está 100 % saturada de agua (en este caso) y para que entre la fase no humectante (petróleo) hay que superar la presión de desplazamiento p_d (“umbral”). A continuación se introduce más y más petróleo, disminuyendo la saturación de agua hasta un punto en el cual ya no se puede desplazar más agua de la roca aún con presiones teóricamente infinitas (ver curva). Este punto se llama la saturación irreductible del agua (S_{wirr}) que se encuentra dentro de los poros más pequeños de la roca.

En lo general la saturación irreducible del agua (S_{wirr}) y el umbral aumentan cuando la calidad de la roca (RQI) disminuye. Al mismo tiempo la parte media de la curva se inclina más hacia arriba.

2.42.6 Rocas de baja calidad generan zonas de transición más amplias.

El fin de este tipo de análisis SCAL es el desarrollo de un juego de presiones capilares (P_{cow}) normalizadas y promediadas que se aplica para una propiedad específica de roca, sea un intervalo del índice de calidad de roca (RQI), un tipo de roca o una facie. En este proceso se trabaja con la misma clasificación de las rocas (LITOTIPOS), utilizada para el análisis de las permeabilidades relativas.

Durante el proceso de simulación numérica del yacimiento se asignan estas presiones capilares a los bloques de la malla (grid) con las mencionadas propiedades de roca y al mismo tiempo se aplica un proceso denominado “ENDPOINT SCALING” en el cual se ajustan estas curvas a los puntos finales (S_{wirr}) de cada bloque.

Hay que resaltar que este parámetro (presión capilar) está vinculado a un alto grado de incertidumbre (representatividad de las muestras, condiciones del laboratorio) lo cual justifica su modificación durante el proceso del ajuste historia (POES, producción temprana de agua etc.) dentro de los márgenes físicamente razonables.

2.42.7 Información disponible – Presiones Capilares

Para el estudio integrado del campo DRAGO **no se dispone** de ningún análisis especial de núcleo y por ende no existen pruebas del laboratorio con relación a presiones capilares y permeabilidades relativas.

En estos escenarios se debe recurrir a análogos de campos cercanos con propiedades similares razón por la cual se utiliza la información desarrollada y analizada del vecino campo SHUSHUFINDI como punto de partida.

2.42.8 Presiones capilares Gas-Petróleo

Ya que no se dispone de pruebas del laboratorio con relación a presiones capilares gas-petróleo en el campo DRAGO se presentan a continuación algunas consideraciones generales:

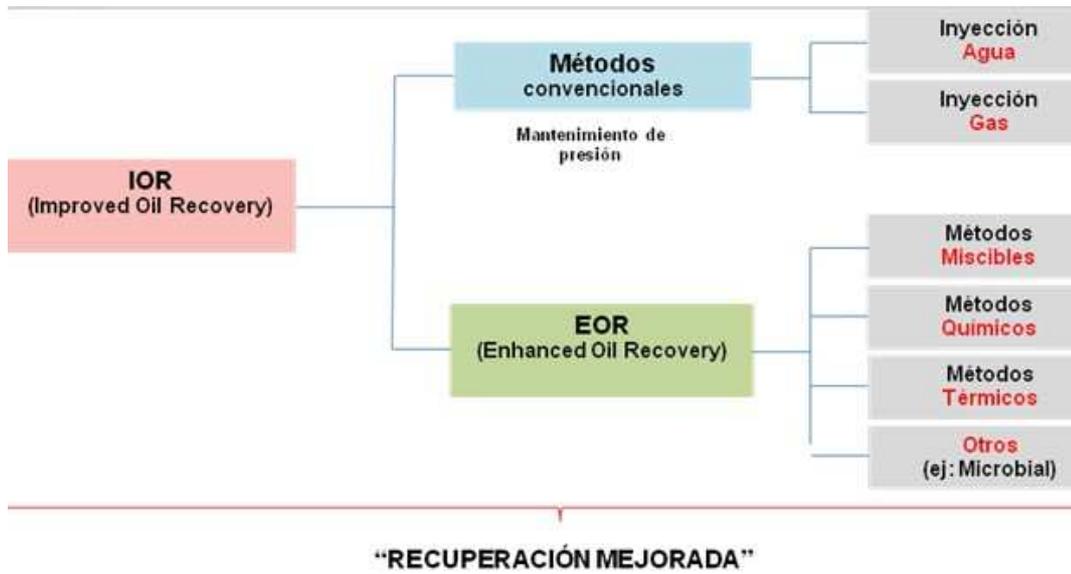
- Los efectos de las presiones capilares gas-petróleo son considerablemente menores que las del agua-petróleo (diferencia entre las densidades, zona de transición limitada entre petróleo y gas en el contacto).
- La liberación del gas dentro del yacimiento en el caso del campo DRAGO es mínima ya que se trata de operar el campo por encima del punto de burbuja.
- Durante el proceso de simulación sin embargo se va a presentar en algunos casos y durante periodos la generación (liberación) de gas en la cercanía de pozos productores lo que hace necesario la implementación de las presiones capilares gas-petróleo. Una opción es introducir valores en cero ($P_{cg} = 0$) y la otra es tomar valores referenciales de fuentes diferentes. De toda manera se realizarán corridas de sensibilidad para determinar el impacto de este parámetro en los resultados de la simulación para luego decidir cuál sería la opción adecuada.
- Para otros escenarios (ej: recuperación mejorada: inyección de gas) se determinarán las presiones capilares gas-petróleo de acuerdo al tipo de gas por inyectar.

2.41 RECUPERACIÓN MEJORADA-METODOS CONVENCIONALES

RECUPERACIÓN MEJORADA – DEFINICIÓN

Con el fin de generar un entendimiento y lenguaje común sobre los procesos de recuperación mejorada (RM) se presenta a continuación la definición de los términos utilizados en este estudio (Ver Figura 111).

Fig. 111 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada (RM)



Fuente: Villamar-Orozco

La clasificación de los procesos de RM en el idioma inglés expresa una diferencia entre los términos “Improved Oil Recovery” (IOR) y “Enhanced Oil Recovery” (EOR). La traducción de estos 2 términos ingleses a español resulta en una sola traducción:

“Recuperación Mejorada”. La diferencia entre IOR y EOR de acuerdo con la Figura 26 es que el término IOR es el más general incluyendo los procesos EOR y los procesos convencionales de mantenimiento de presión (inyección de agua & inyección de gas inmisible).

En este estudio, en adelante, se denominan únicamente los procesos EOR (métodos miscibles, químicos, térmicos, otros ej.: microbial) como **“Recuperación Mejorada (RM)”** y el proceso de inyección de agua (aunque está incluida dentro del término de recuperación mejorada) se denomina simplemente como **“Inyección de Agua”**.

2.43.1 PRE-SELECCIÓN DE REGIONES PARA EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

A continuación se presentan algunos factores favorables (parámetros críticos) para que una inyección de agua sea exitosa:

- Alto POES y alta saturación remanente de petróleo (adelanto de producción)
- Continuidad (conectividad) - homogeneidad de la arena productora

- Permeabilidades moderadas altas, espesores moderadas
- Profundidad moderada del yacimiento (presión de fracturamiento / costos para levantar petróleo con alto corte agua)
- Presión de yacimiento disminuida ocasionado por la producción (acuífero ausente o de baja actividad)
- Iniciar cuando $p_{yac} \approx p_b$ ya que μ_{oil} es mínima (poco gas libre para ocupar poros pequeños)
- Corte de agua moderado (por debajo de los 50% aproximadamente)
- Relación de Movilidades favorables (entre agua - fase desplazante y petróleo - fase desplazada) - eficiencia del barrido aumenta
- Disponibilidad de agua para la inyección compatible con la formación (ej: agua producida de otras unidades)

2.43.1.1 Alto POES & alta saturación remanente de petróleo.

En lo general cualquier método de recuperación secundaria y/o terciaria es más favorable disponiendo de un alto POES y una alta saturación remanente de petróleo. El efecto beneficioso es el adelanto de la producción de petróleo y de esta manera un rendimiento económico mayor (Flujo de caja adelantado).

De acuerdo con el POES dinámico (Ajuste historia final) las producciones acumuladas de petróleo resultan como favorable las siguientes arenas:

UI-1

POES = 94.43 MMBN, Factor Recuperado (31-12-2021) = 10.28 %

La arena mencionada tienen un Factor recuperado relativamente bajo (alta saturación de petróleo remanente).

2.43.1.2 Continuidad (conectividad)- homogeneidad de la arena productora

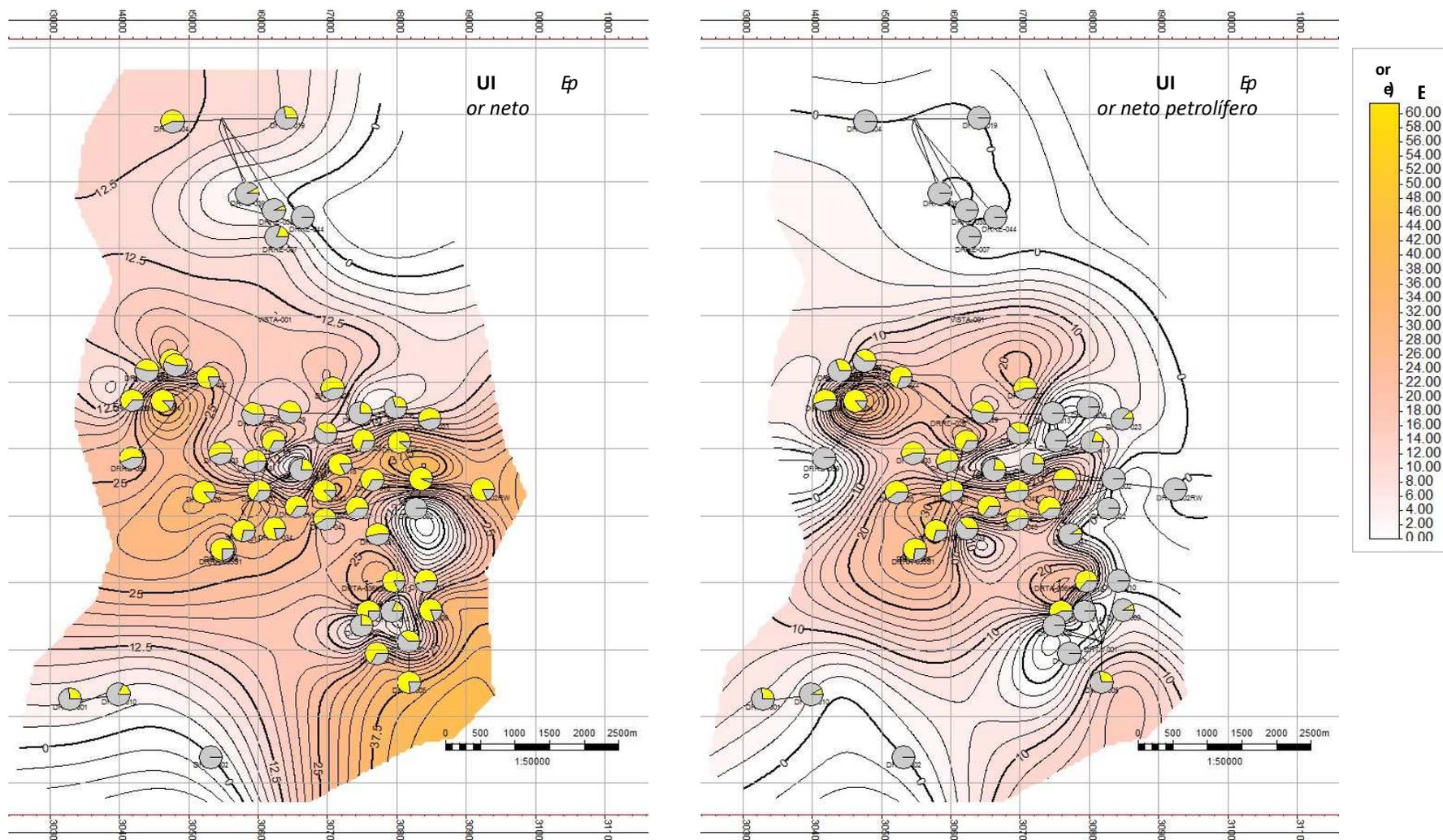
Un proceso de inyección de agua requiere la presencia de una arena continua y homogénea para garantizar que el pozo inyector sea capaz de empujar el petróleo remanente hacia los pozos productores (aumento de eficiencia del barrido) y para que aumente (mantenga) las presiones de yacimiento alrededor de los mismos (aumento del índice de productividad - aceleración de producción del petróleo).

Las Figuras 112 presentan mapas de arena neta y arena neta petrolífera de las arenas US, UI-0, UI-1, TS, TI-0 y TI-1 respectivamente y se puede concluir lo siguiente:

- **Arena US:** espesor neto y neto petrolífero bajo - continuidad baja
- **Arena UI-0:** espesor neto y neto petrolífero bajo - continuidad baja
- **Arena UI-1:** espesor neto y neto petrolífero alto - continuidad alta
- **Arena TS:** espesor neto y neto petrolífero alto (localmente) - continuidad baja
- **Arena TI-0:** espesor neto y neto petrolífero alto (localmente) - continuidad baja
- **Arena TI-1:** espesor neto y neto petrolífero alto - continuidad moderada a alta

Los mejores candidatos bajo este criterio serían las arenas UI-1 (parte inferior de la arena UI) y TI-1 (parte inferior de la arena TI).

Fig. 112 Mapa de espesores netos & netos petrolíferos arena UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

2.43.1.3 Permeabilidades moderadas altas, espesores moderados.

Las arenas aptas para un proceso de inyección de agua están caracterizadas por permeabilidades moderadas a altas y espesores netos moderados. Permeabilidades demasiado bajas y/o espesores pequeños requieren presiones de inyección que podrían fracturar la formación mientras espesores altos presentan efectos de segregación del agua inyectado hacia la parte inferior de la arena (diferencias en las gravedades del fluido inyectado y del petróleo) disminuyendo de esta manera la eficiencia del barrido.

La Tabla 32 a continuación muestra los espesores netos y las permeabilidades horizontales absolutas promedias de las arenas UI & TI (excluyendo los pozos sin arena) indicando como mejores candidatos para la inyección de agua las arenas UI-1 y TI-1 por sus espesores netos moderados y permeabilidades moderadas a altas.

Tabla 32 Espesores netos promedios & permeabilidades horizontales absolutas promedias - arena UI & TI - campo DRAGO

Arena	espesor neto	permeabilidad horiz absoluta
	<i>pies</i>	<i>mD</i>

UI-0	5.4	301
UI-1	19.5	878

TI-0	16.1	980
TI-1	20.3	1283

Fuente: Villamar-Orozco

2.43.14 Profundidad del yacimiento.

Yacimientos someros no permiten la inyección de agua a presiones altas ya que las mismas superan el gradiente de fracturamiento de la roca mientras que los yacimientos profundos aumentan los costos de levantamiento del crudo con altas cantidades de agua. La mayoría de los proyectos de inyección de agua a nivel mundial se realizan entre profundidades de 3000 pies y 12.000 pies (TVD).

El promedio de la profundidad del yacimiento UI de DRAGO está ubicado en aproximadamente 9.500 pies mientras el de la arena TI en unos 9.750 pies (TVD) ofreciendo dichas arenas como candidatas para un proceso de inyección de agua.

2.43.15 Presión actual del yacimiento.

Con la inyección de agua a un yacimiento se quiere lograr principalmente lo siguiente:

Aumentar (mantener) las presiones actuales de yacimiento mejorar de la eficiencia del barrido

A continuación presenta el desarrollo de las presiones en función del tiempo dentro de la arena UI indicando los pozos en los cuales fueron tomadas y la producción de líquido a condiciones in situ.

Dichas presiones caen significativamente de sus niveles iniciales de aproximadamente 3.000 lpca a niveles actuales de alrededor de 1.300 - 1.400 lpca (arena UI-1). La implementación de una inyección de agua tendría como objetivo elevar (o mantener) estas presiones y aumentar el índice de productividad de los pozos productores.

2.43.16 Relación de movilidades – Eficiencia de barrido.

La eficiencia del barrido ("Sweep Efficiency") está dominada, entre otros factores, por la relación entre la Movilidad de la fase desplazante (Agua) y la fase desplazada (Petróleo).

La Movilidad de una fase se define de la siguiente forma:

$$M = \frac{\lambda_{fd}}{\lambda_{fD}} \quad \lambda_{fd} = \frac{k_{rfd}}{\mu_{fd}} \lambda_{fD} = \frac{k_{rfd}}{\mu_{fD}} \quad \text{Ec. 49}$$

M	...	Relación entre Movilidades
λ_{fd}		Fase desplazante (ej: Agua)
λ_{fD}	...	Fase desplazada (ej: Petróleo)
k_{rf}	...	Permeabilidad relativa de la fase f
μ_f	...	Viscosidad de la fase f

Un proceso ideal y óptimo del desplazamiento de una fase (petróleo) por la otra (agua) se caracteriza por una movilidad más alta de la fase desplazada (petróleo) en comparación con la movilidad de la fase desplazante (agua) obteniendo valores menores a 1 para la relación de las Movilidades (M) y generando un desplazamiento del frente en forma de un pistón.

Considerando procesos reales de desplazamiento del frente se observa un "frente de choque" ("shock front") cuando irrumpe el agua en el pozo productor seguido por el crecimiento continuo del corte del agua. Aumentar el corte de agua al momento de la llegada del "shock front" optimiza la eficiencia del desplazamiento (y la eficiencia del barrido) detrás del mismo; esto se logra bajando la movilidad del agua inyectada (ej: inundación con polímeros) o aplicando el proceso en yacimientos con petróleo liviano (de baja viscosidad - aumentando la movilidad del petróleo).

Estudiando el proceso de inyección de agua sin químicos, uno debe enfocarse en la búsqueda de regiones dentro del yacimiento las cuales se caracterizan por bajas viscosidades del petróleo (alta movilidad).

La Tabla 33 a continuación muestra las viscosidades del crudo de las arenas UI y TI.

Se observa que las viscosidades del petróleo tienen niveles relativamente bajas lo cual es favorable para un proceso de inyección de agua.

Tabla 33 Viscosidad del Petróleo al punto de burbuja - arena UI & TI - por regiones - campo DRAGO

Arena	Región	$\mu_o @ p_b$
		<i>cp</i>
UI	DRAGO	1.9
	DRAGO ESTE	0.9
	DRAGO NORTE	1.7

Fuente: Villamar-Orozco

2.42 MODELO DINÁMICO.

2.44.1 GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo DRAGO tiene una historia de producción de aproximadamente 13 años iniciándose el 12/2020. El alcance del modelamiento dinámico (simulación numérica) cubre las arenas productoras principales U (UI-0, UI-1).

Existen 2 formas de generar un modelo de simulación:

- Modelo único con todas las arenas (UI-0, UI-1,) en un solo modelo
- Modelos por separado para las arenas U (UI-0, UI-1) respectivamente

Modelo Único

El modelo único tiene todas las arenas incluidas en un solo modelo y a los pozos se les asignan las tasas históricas totales sin aplicar ningún procedimiento previo de distribución de las producciones.

Modelos por Separado

Ya que no existen producciones compartidas entre las arenas principales (U y T) se puede considerar 2 modelos de simulación separados los cuales permiten una resolución más alta de la malla y corridas más rápidas y por ende mejores resultados.

Sin embargo los dos modelos de simulación estarían ubicados dentro un solo proyecto de PETREL lo cual facilita la visualización rápida de los resultados en ambas mallas.

Se generan 1 modelos dinámicos representando las siguientes arenas:

- Modelo 1: U (UI-0, UI-1)

2.43 MALLA ESTÁTICA – MALLA DINÁMICA

La malla y las propiedades del modelo dinámico se generan en base a la malla y las propiedades del modelo estático mediante un procedimiento denominado escalamiento (“upscaling”) en el cual se aumenta el tamaño de las celdas (agrupando varios bloques del modelo estático y convirtiéndolos en una sola celda dinámica) y se asignan propiedades promedio nuevas de acuerdo con diferentes algoritmos.

El objetivo de este paso es la generación de un modelo dinámico con menos celdas (reducción del tiempo de ejecución de las corridas) conservando lo mejor posible las características del modelo estático. El número total de celdas en cada dirección es de:

$$\square \text{ Modelo U: } 115 \times 170 \times 76 \quad (\text{I} \times \text{J} \times \text{K})$$

Las características de la malla del modelo dinámico se presentan a continuación (ver Tabla 34):

Tabla 34 Resumen de las características de la malla dinámica – Modelo U

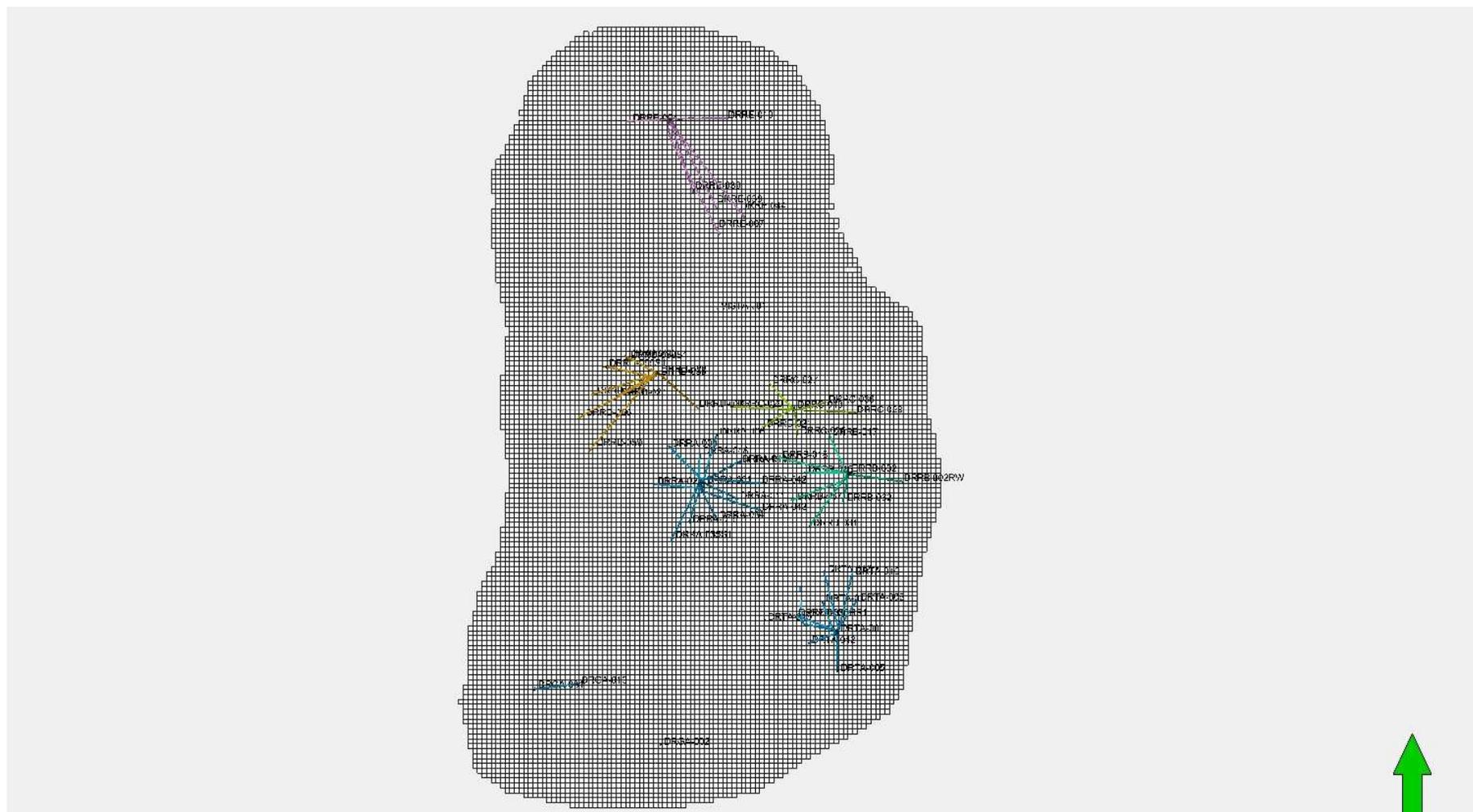
Modelo	Número total de celdas	Numero de celdas activas	Arena	Numero de capas	DX x DY x DZ (m x m x pies)
UI-0, UI-1	1.485.800	280.606	UI-0	18	75 x 75 x 1-5
			UI-1	25	

Fuente: Villamar-Orozco

La información contenida en la Tabla 34 muestra una buena resolución lateral (aprox. 75 m) y vertical (menos de 5 pies en las zonas de interés) de las celdas del modelo dinámico construido y al mismo tiempo el número total de los bloques activos se mantiene dentro de un rango que permite corridas rápidas y con un nivel de precisión aceptable.

La Figura 113 a continuación visualiza *como ejemplo* la malla dinámica del modelo de simulación (arena U) incluyendo los pozos perforados indicando una buena resolución de la malla con relación al espaciamiento entre los pozos (más de 5 celdas aproximadamente). Esto es importante para que se pueda reproducir de forma satisfactoria el comportamiento dinámico entre los pozos.

Fig. 113 Malla modelo dinámico / espaciamiento de los pozos – Modelo U - campo DRAGO.



Fuente: Villamar-Orozco

En resumen, se puede decir que la resolución de la malla dinámica se considera alta y permitirá obtener resultados precisos para los escenarios por modelar.

2.44 INICIALIZACIÓN

La denominada *inicialización* representa el primer paso de la simulación numérica de un yacimiento. El objetivo de la inicialización y sus resultados son los siguientes:

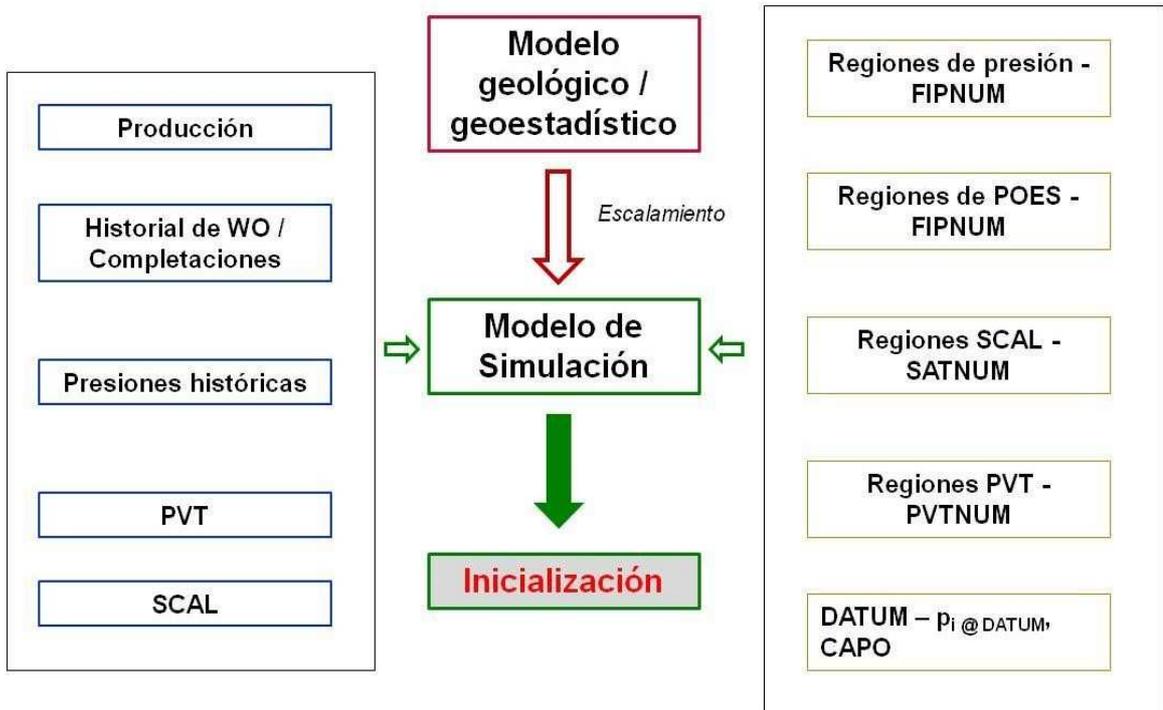
- Chequeo por errores
- Cálculo de saturaciones iniciales (S_{oi} - Petróleo, S_{wi} - Agua, S_{gi} - Gas) de cada celda del modelo dinámico
- Cálculo de las presiones iniciales de cada celda del modelo dinámico
- Cálculo de las transmisibilidades entre los bloques (T_x, T_y, T_z)
- Cálculo de un POES dinámico preliminar

Previo al proceso de inicialización se debe definir e ingresar la siguiente información:

- Definición de regiones PVT
- Ingreso de las tablas PVT (propiedades de los fluidos)
- Definición de regiones SCAL
- Ingreso de las tablas SCAL (permeabilidades relativas, presiones capilares etc.)
- Definición de regiones de equilibrio (regiones del mismo contacto inicial agua-petróleo)
- Ingreso de las profundidades del DATUM y las presiones iniciales al DATUM
- Ingreso del historial de compeltaciones y work-over (*.ev)
- Ingreso de las producciones históricas distribuidas (*.vol)

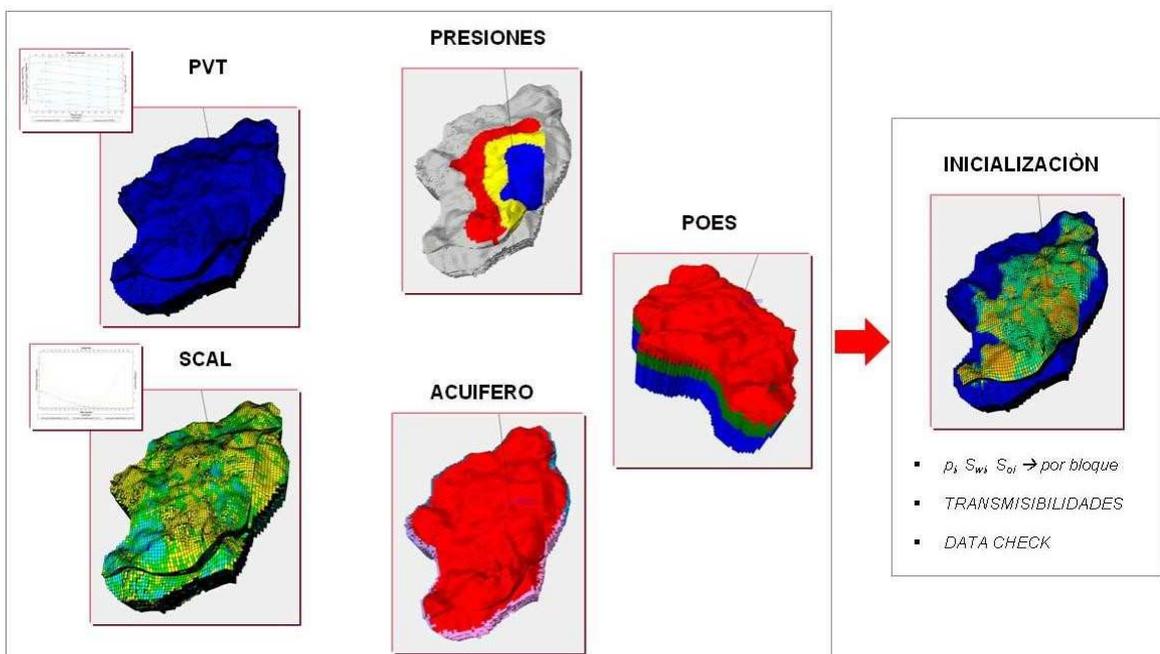
La Figura 114 a continuación muestra el esquema del proceso de inicialización mientras la Figura 115 visualiza conceptualmente la definición de las diferentes regiones junto a los resultados obtenidos de una inicialización.

Fig. 114 Esquema del proceso de inicialización - datos de entrada



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 115 Proceso de inicialización - Definición de regiones - Resultados



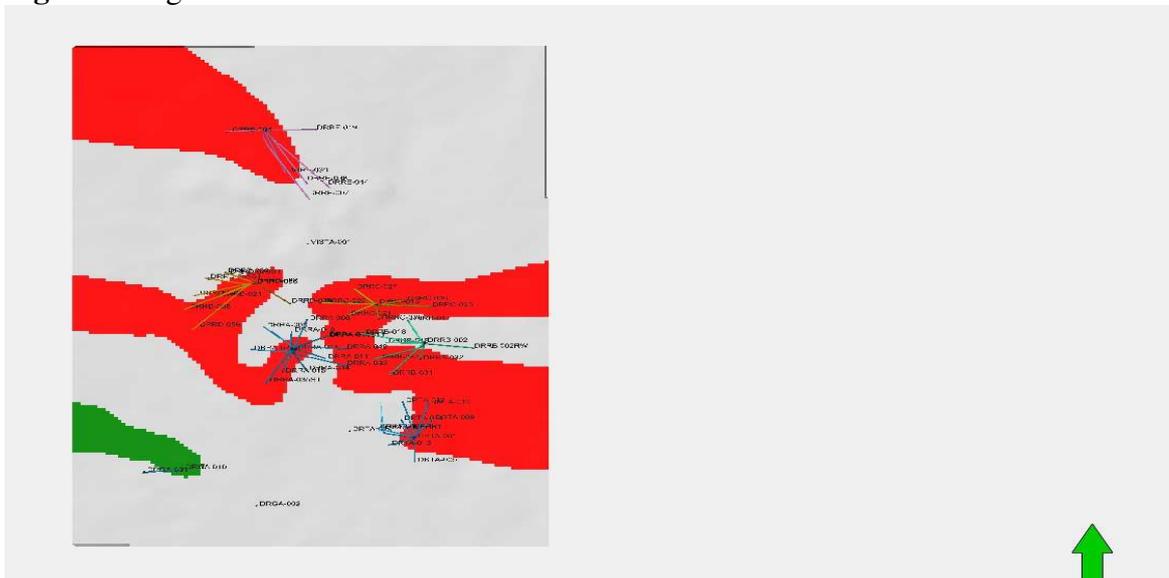
Fuente: Villamar-Orozco

Las Figuras 116, 117 y 118 muestran las regiones PVT definidas para las diferentes arenas del modelo U mientras para la arena T se aplica un solo tipo de PVT.

En la Figura 118 se visualizan *como ejemplo* las regiones de saturación al tope de la arena UI-1 del modelo U.

La distribución de las regiones SCAL juega un rol importante durante la inicialización y la simulación del modelo ya que estas indican el volumen total inicial de crudo de cada bloque ($S_{oi} = 1 - S_{wi}$) y de este modo el POES de cada región (arena) y las propiedades importantes para el flujo de cada fase (permeabilidades relativas) entre otras

Fig. 116 Regiones PVT – Modelo U - arena UI-0



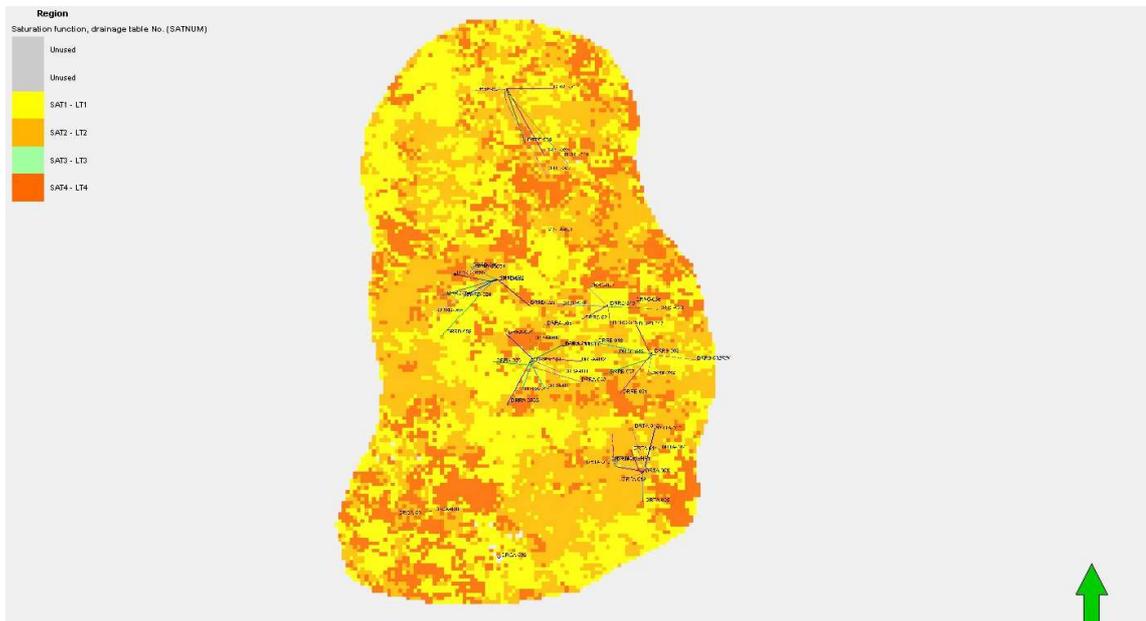
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 117 Regiones PVT – Modelo U - arena UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 118 Regiones SCAL (preliminar) – al tope de la UI-1 - Modelo U - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Cabe resaltar que las zonas de equilibrio definidas al inicio del ajuste historia se basan en un análisis de los registros eléctricos y en las pruebas de producción inicial de cada pozo. Sin embargo durante el ajuste de las producciones históricas de petróleo y de agua a nivel de pozo se confirman y se modifican dichos contactos iniciales agua - petróleo ajustándolos al comportamiento dinámico de los pozos.

Para poder inicializar el modelo dinámico y calcular las presiones iniciales de cada celda se deben ingresar las presiones iniciales de cada arena junto con el nivel de DATUM al cual se refieren. A partir de dicha información ingresada, el simulador calcula las demás presiones (para cada celda de la malla) tomando en cuenta su profundidad, los contactos definidos y los gradientes de fluido de acuerdo con la ubicación de estos contactos.

La Tabla 35 a continuación muestra las presiones iniciales y los DATUM ingresados para cada arena del modelo dinámico.

Tabla 35 Presiones iniciales - DATUM - Inicialización - campo DRAGO

Arena	Presión inicial	Profundidad DATUM
	[lpc]	[pies – SSTVD]
US	4000	-8595
UI-0	3400	-8595
UI-1	2800	-8595
TS	3000	-8810
TI-0	2895	-8810
TI-1	2895	-8810

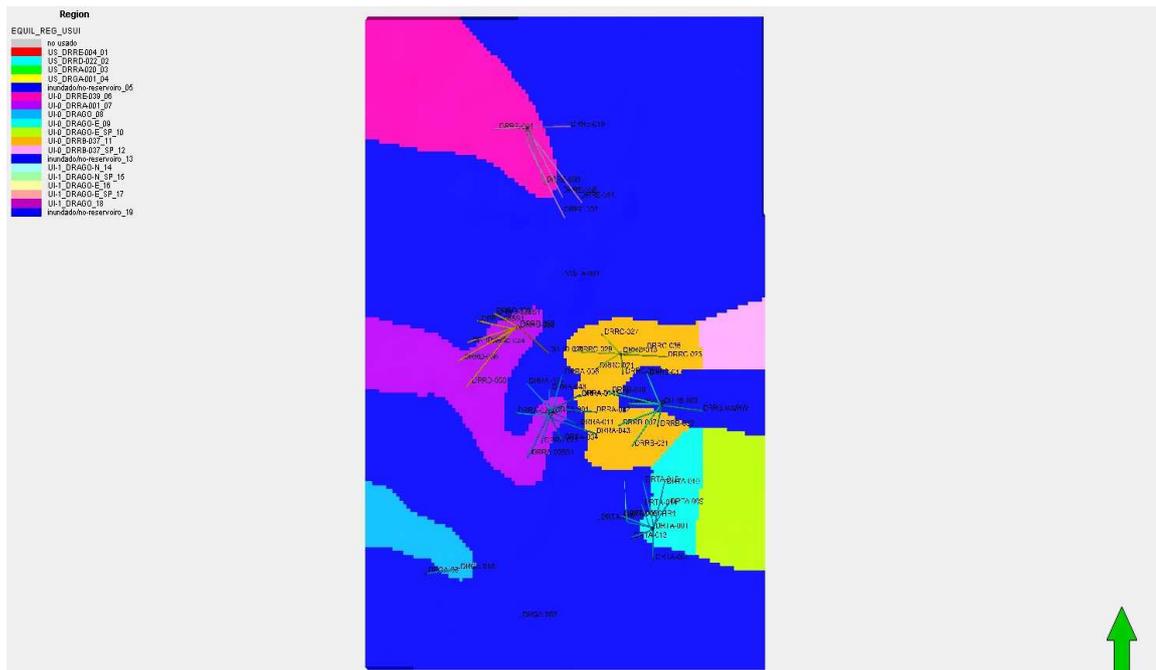
Fuente: Villamar-Orozco

Cabe recordar que las presiones iniciales no siguen un gradiente de presión regular a consecuencia de efectos de interferencia con otros campos (SHUSHUFINDI).

En el informe anterior (FASE II) se presentó la hipótesis que las producciones considerables (aproximadamente 1400 MMBN BN de fluido) del campo SHUSHUFINDI (empezando su producción en el año 1972, unos 35 años antes del inicio de la producción del campo DRAGO) ubicado aproximadamente a 6 km de distancia hacia el ESTE, causaron efectos de despresurización en las presiones "iniciales" observadas en las arenas del campo DRAGO.

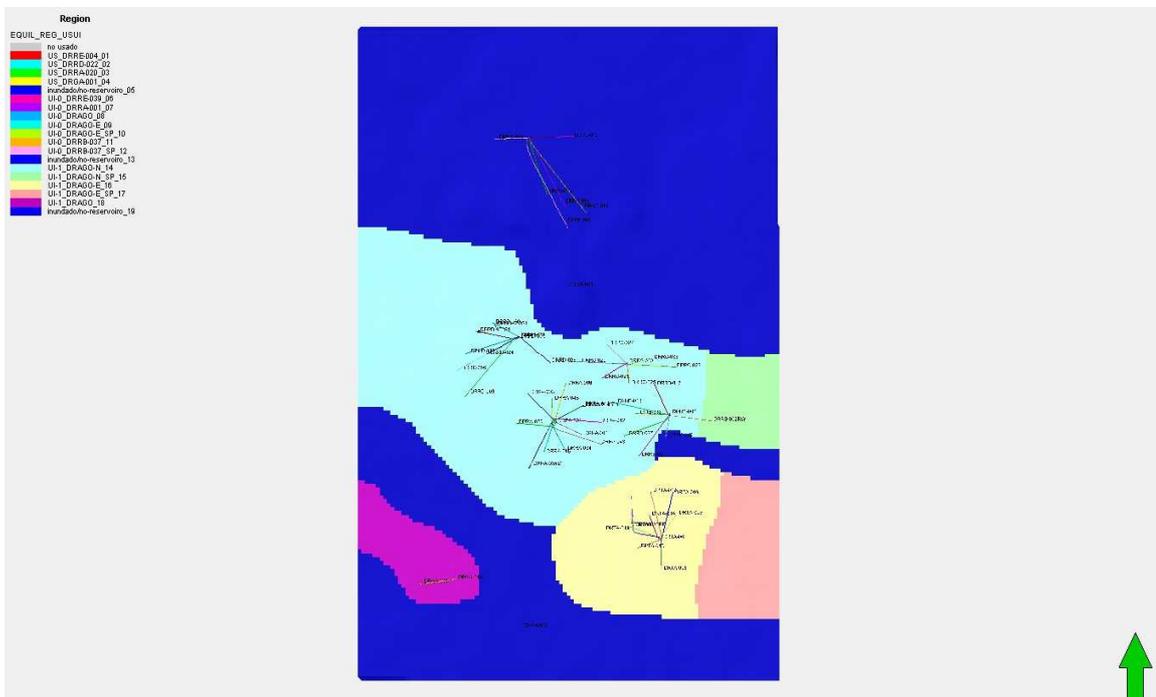
Dicha despresurización se manifiesta en mayor grado en la arena limpia UI-1 la cual se supone que tiene mejor conexión hidráulica con la misma arena UI del campo SHUSHUFINDI. Las arenas US y UI-0 por sus características geológicas indican una despresurización menor (presiones "iniciales" más altas) ocurrida antes del descubrimiento del campo DRAGO que puede ser causada por conexiones hidráulicas parciales con la arena UI-1.

Fig. 119 Regiones de equilibrio (preliminar) – Arena UI-0



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 120 Regiones de equilibrio (preliminar) – Arena UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

Aunque las producciones históricas (archivo *.vol) y las completaciones (archivo *.ev) de los pozos en función del tiempo no son información necesaria para el propio proceso de inicialización ya fueron ingresados.

Se procede con la inicialización del modelo cuyos resultados (preliminares) se observan a continuación tomando como ejemplo las arenas del modelo U

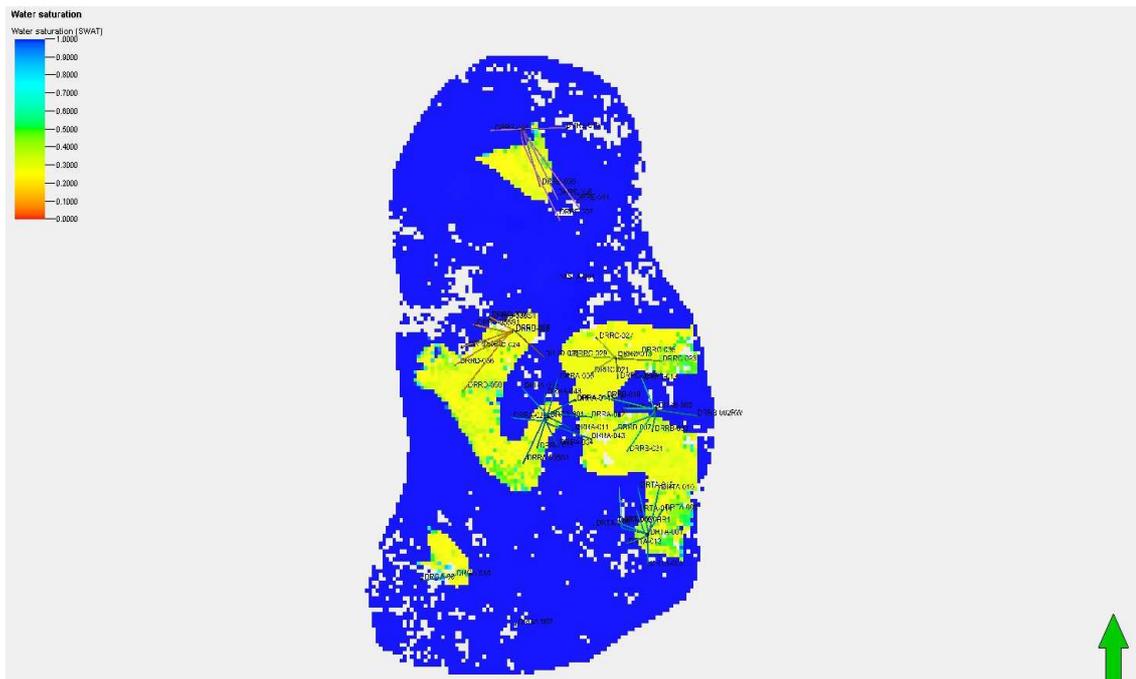
- Saturaciones de petróleo y agua inicial – Figura 121 (UI-0) y 122 (UI-1)
- Presiones iniciales – Figura 123 (ej: US, UI-0, UI-1 - con corte Oeste - Este al DRRA-001)

Como se puede observar (en las Figuras 121,122 y 123) las celdas en escala de color amarillo hasta rojo representan petróleo mientras las celdas de color azul indican bloques con agua y coinciden de esta manera con la definición (preliminar) de las zonas de equilibrio (contactos).

La Figura 121 muestra las diferentes presiones iniciales al DATUM en cada arena (US, UI-0, UI-1) como consecuencia de los efectos de interferencia con el vecino campo SHUSHUFINDI causando un gradiente anormal de presiones iniciales versus profundidad.

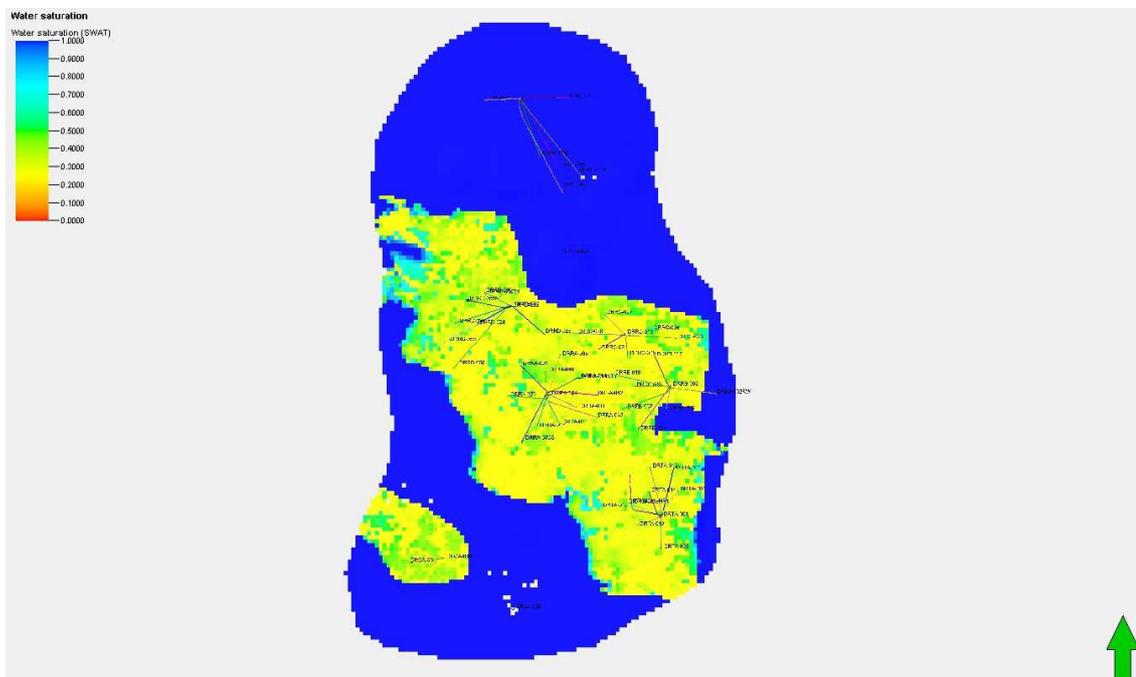
Cabe resaltar que la arena US y el cuerpo superior de la arena UI (denominado UI-0) del campo DRAGO mantienen un comportamiento estratigráfico (elntes / compartimientos de arena hidráulicamente desconectados) mientras el cuerpo inferior de la arena UI (denominado UI-1) representa una arena limpia y bien conectada.

Fig. 121 Saturaciones de petróleo & agua (preliminar) – al tope de la arena UI-0



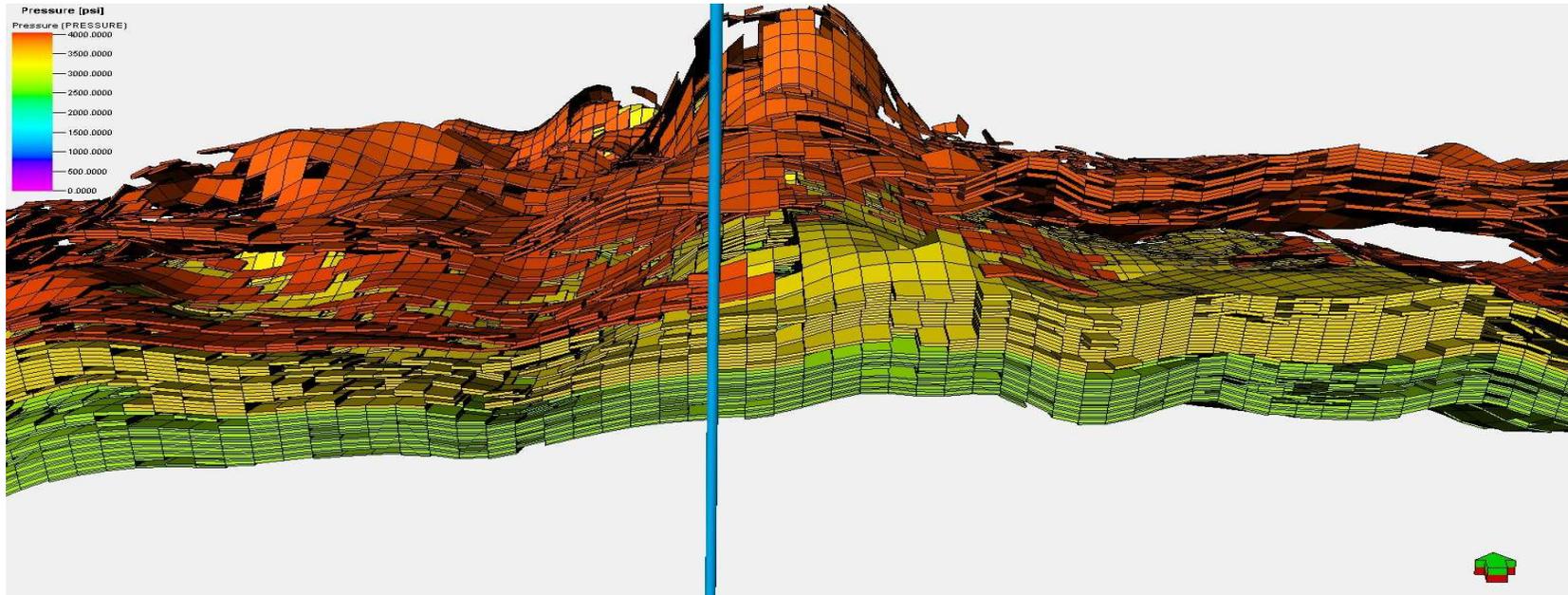
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 122 Saturaciones de petróleo & agua (preliminar) – al tope de la arena UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 123 Presiones iniciales anormales a consecuencia de efectos de interferencia con el vecino campo SHUSHUFINDI – corte (Oeste - Este) a la altura del pozo DRRA-001 – Arena US, UI-0, UI-1



	$p_{\text{inicial US}} = 4.000 \text{ lpca @ -8595 pies SSTVD}$
	$p_{\text{inicial UI-0}} = 3.400 \text{ lpca @ -8595 pies SSTVD}$
	$p_{\text{inicial UI-1}} = 2.800 \text{ lpca @ -8595 pies SSTVD}$

Fuente: Villamar-Orozco

2.45 AJUSTE DE LAS TASAS LÍQUIDAS

Posterior a la inicialización del modelo dinámico y luego de la implementación de acuíferos analíticos (ej: tipo Fetkovich) con propiedades preliminares (Volumen, índice de productividad, conexión) para el mantenimiento de un cierto nivel de presión, se procede con la ejecución de las primeras corridas y con el ajuste de las tasas líquidas (Petróleo + Agua) a nivel de pozos calculadas por el modelo a las tasas líquidas históricas.

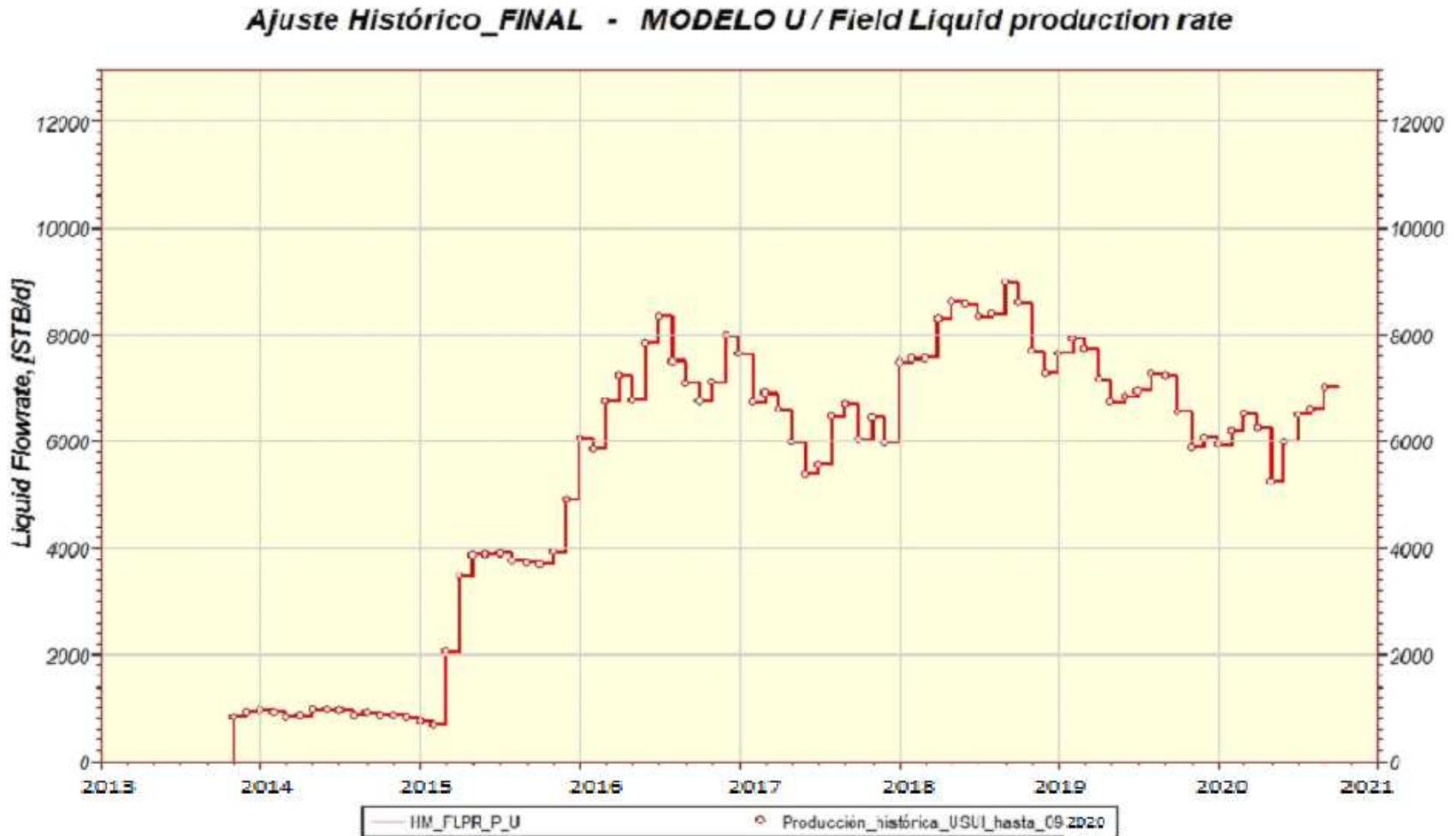
Los pozos del modelo deben ser capaces de extraer (100%) las tasas líquidas históricamente registradas caso contrario no será posible seguir con el próximo paso que es el ajuste de las presiones.

Durante este análisis se modifican los siguientes parámetros del modelo:

- Volumen (fuerza), índice de productividad (IP) y conexión con la malla de los acuíferos analíticos.
- Variación de los índices de productividad de los pozos (compeltaciones) del modelo mediante un multiplicador.
- En casos particulares se “mejoran” las propiedades geológicas (modelo de facies) en el entorno del pozo siempre respetando las propiedades petrofísicas del mismo.

La figura 124 indica el ajuste (100%) de las tasas líquidas de los modelos (U y T) a las históricas.

Fig. 124 Ajuste de las tasas líquidas del modelo (línea roja continua) a las históricas (puntos rojos) – Arenas US+UI-0+UI-1-campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

2.46 AJUSTE DE LAS PRESIONES

Una vez garantizado que el modelo cumpla con la producción de las tasas líquidas históricas se puede continuar con el ajuste de las presiones calculadas por el modelo a las presiones históricas (estáticas & restauradas) a nivel de regiones y a nivel de pozo.

A fin de comparar dichas presiones se crearon regiones de presión (regiones FIP) las cuales permiten el cálculo de un promedio de presiones de las celdas dentro de esta región y compararlas con las tendencias de presiones tomadas en los pozos ubicados dentro de esta región en función del tiempo.

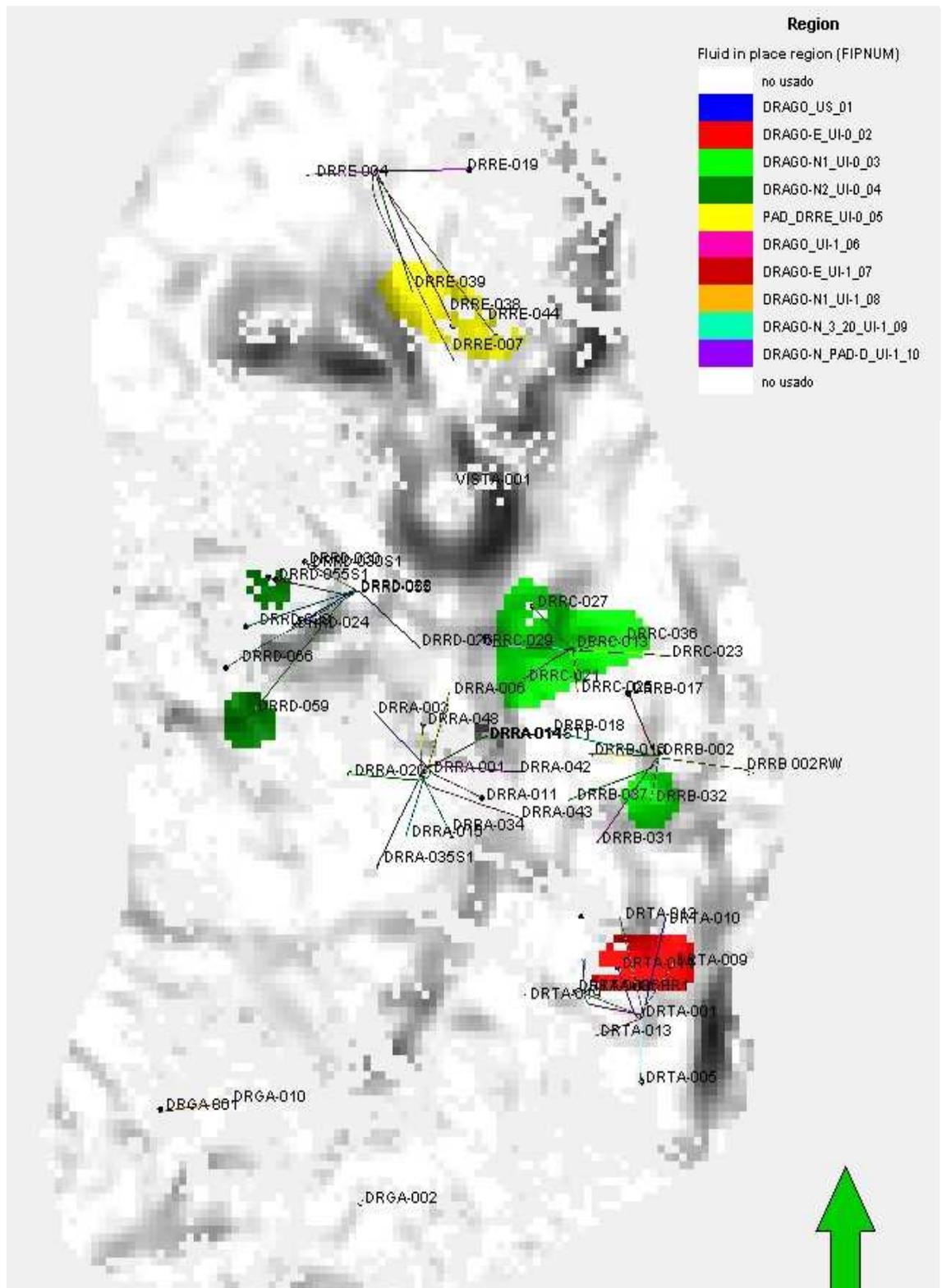
La comparación de las presiones calculadas y las tomadas en las pruebas de presión no es un procedimiento sencillo y preciso ya que se compara un promedio de la presión de una región (calculado) con puntos de presión tomados en las ubicaciones de los pozos. Generalmente las presiones por región (especialmente regiones definidas con gran extensión) tienden a mostrar niveles más altos comparados con los de las pruebas de presión.

También existe la posibilidad de calcular los denominados “WBP9” los cuales representan un promedio de las presiones de 9 celdas alrededor de cada pozo. Este parámetro tiene la particularidad que los niveles de presión calculados están comúnmente por debajo de las presiones tomadas en pruebas de presión ya que calculan el promedio con el pozo produciendo (modelo).

Una fase importante es la definición de regiones de presión (regiones FIP) limitándolas a la ubicación de los pozos, para los cuales existen tendencias históricas, y comparar los niveles calculados por el modelo con los históricos de los pozos.

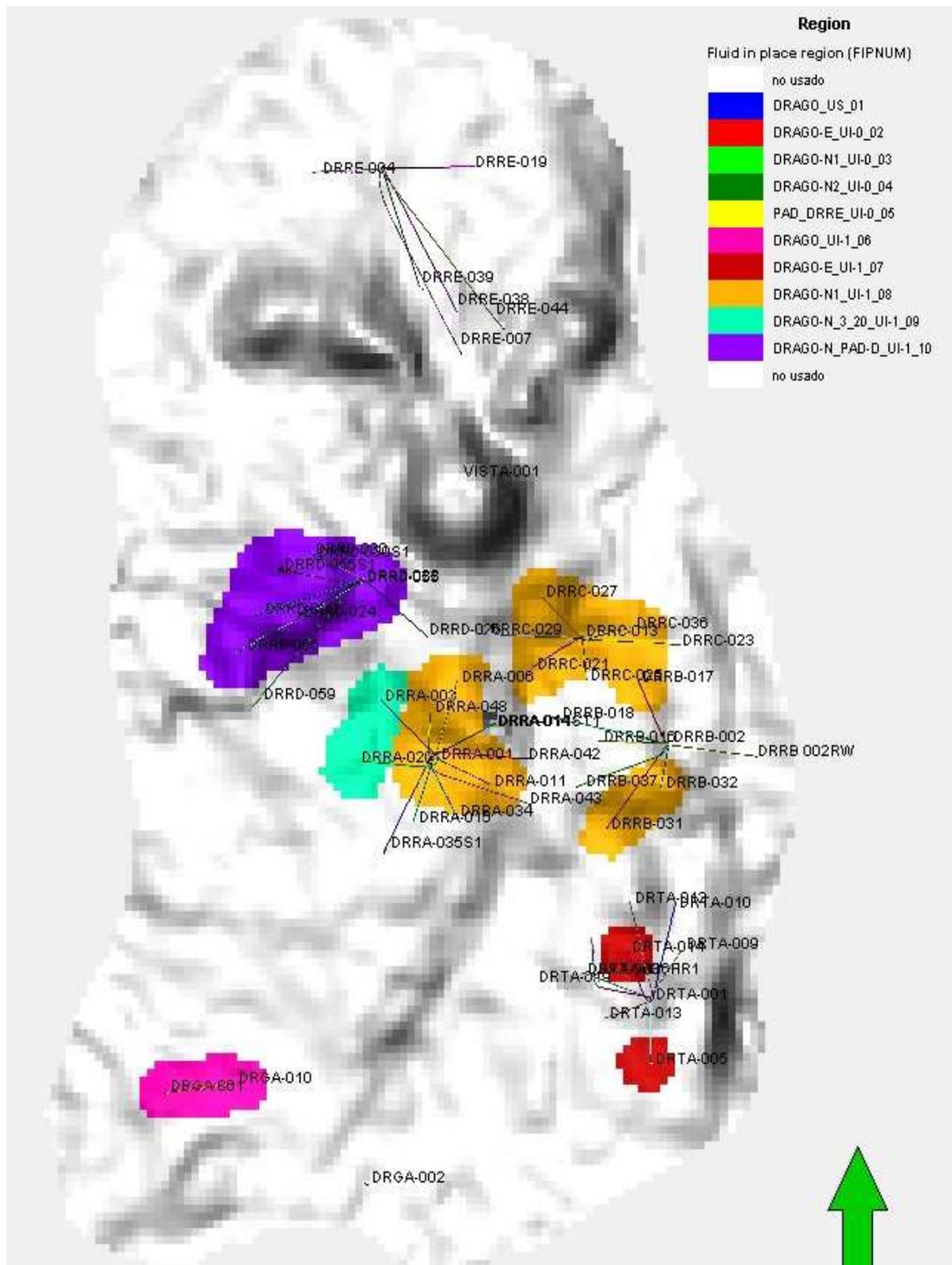
Las Figuras 125 y 126 indican las regiones de presión (regiones FIP) definidas para las arenas UI-0, U-1 respectivamente.

Fig. 125 Regiones de presión (regiones FIP) definidas para las arenas UI-0, U-1 respectivamente UI-0



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 126 Regiones de presión (regiones FIP) definidas para las arenas UI-0, U-1 respectivamente. UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

2.47 CONSTRUCCIÓN DE MODELOS DE YACIMIENTOS DEL CAMPO DRAGO.

DRAGO NORTE

Se realizó un análisis profundo de las presiones históricas (presentado en los capítulos anteriores), cuyos resultados sirven como entrada al modelo de simulación (presiones históricas, regiones de presión).

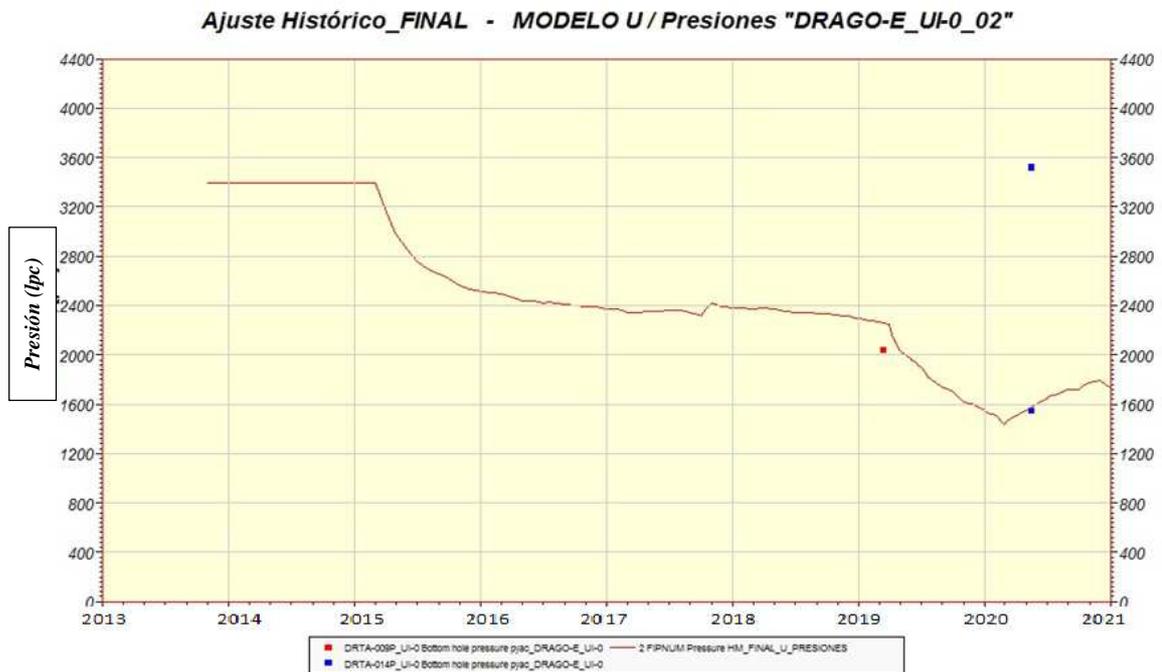
Para lograr el ajuste de las presiones del modelo a las presiones históricas se modificaron principalmente las siguientes propiedades de los acuíferos analíticos

- Volumen
- Índice de productividad
- Conexiones con la malla

Hay que mencionar que se conectaron (definieron) una serie de acuíferos analíticos cubriendo todo el polígono del modelo permitiendo la activación o la desactivación de los mismos de acuerdo con la necesidad durante el ajuste de las presiones y durante el ajuste de las tasas de producción de petróleo y agua.

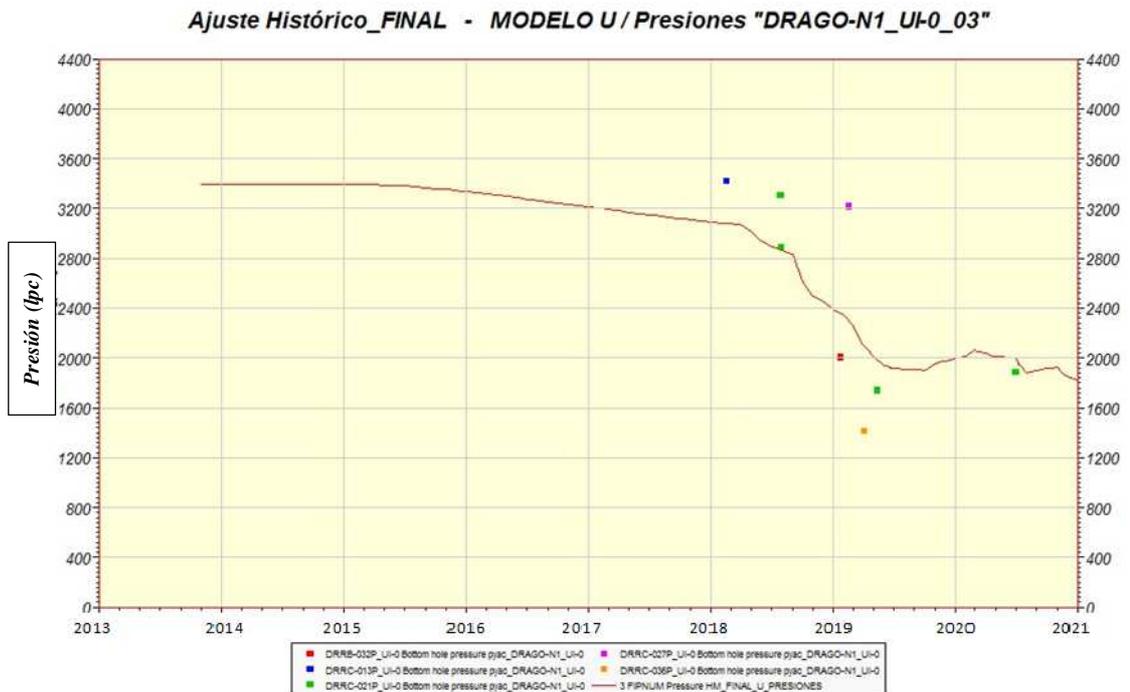
En las figuras 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135 y 136 se muestran los resultados del ajuste satisfactorio de las presiones para las diferentes regiones de presión de la arena U (UI-0, UI-1).

Fig. 127 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO ESTE



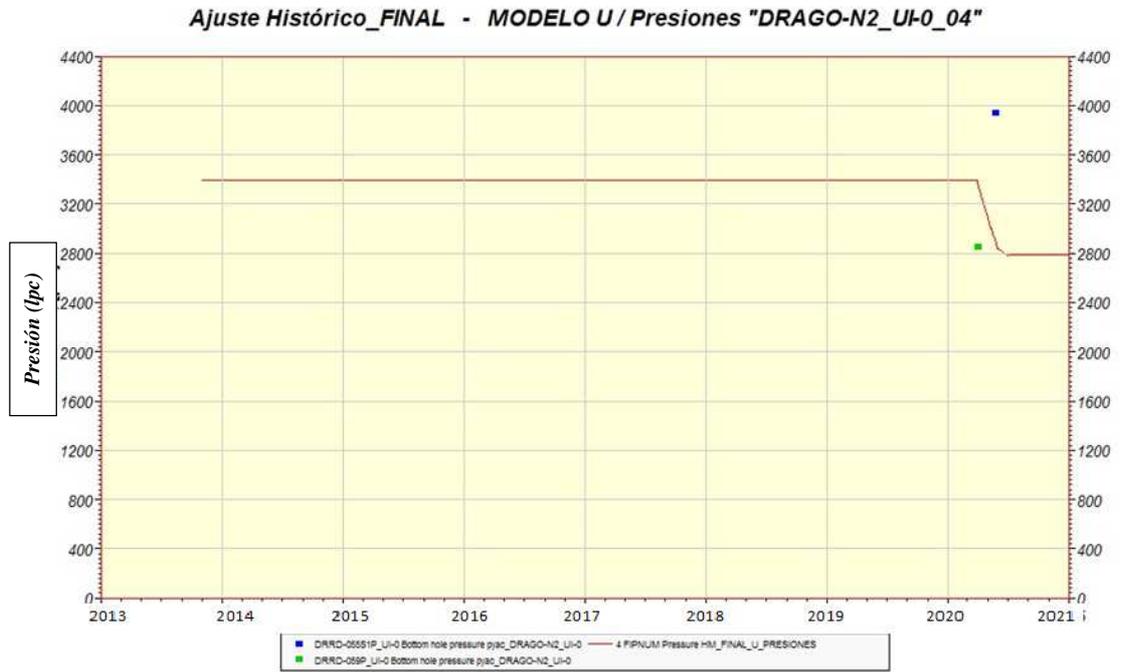
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 128 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO NORTE - pad B / C



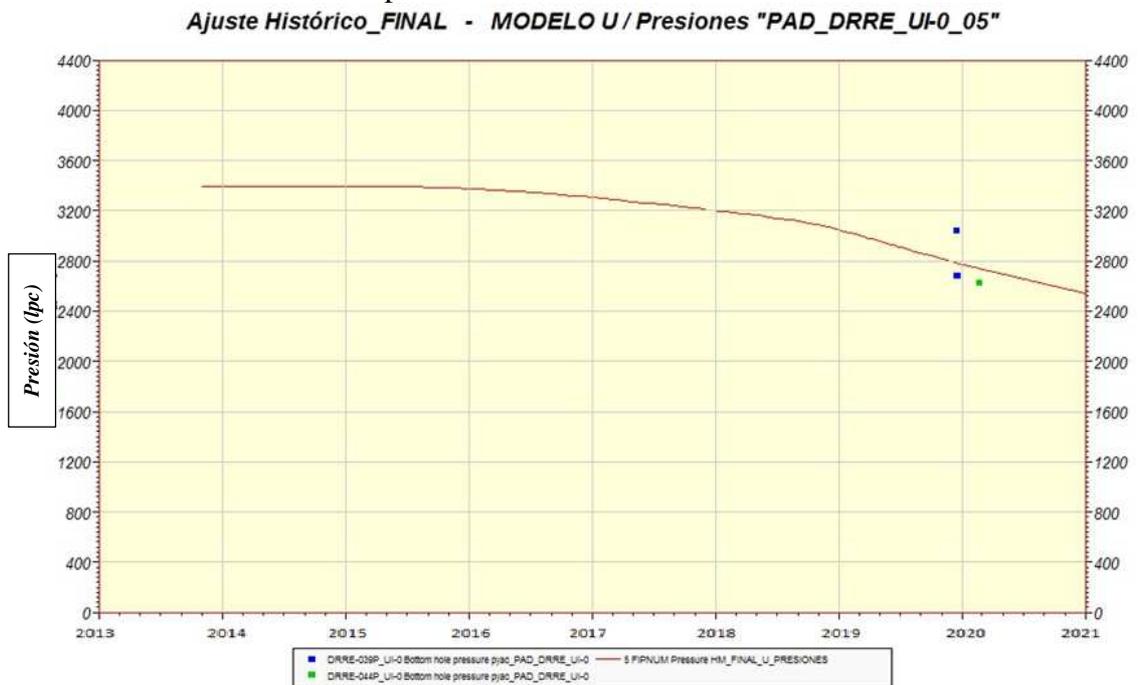
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 129 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO NORTE - pad D



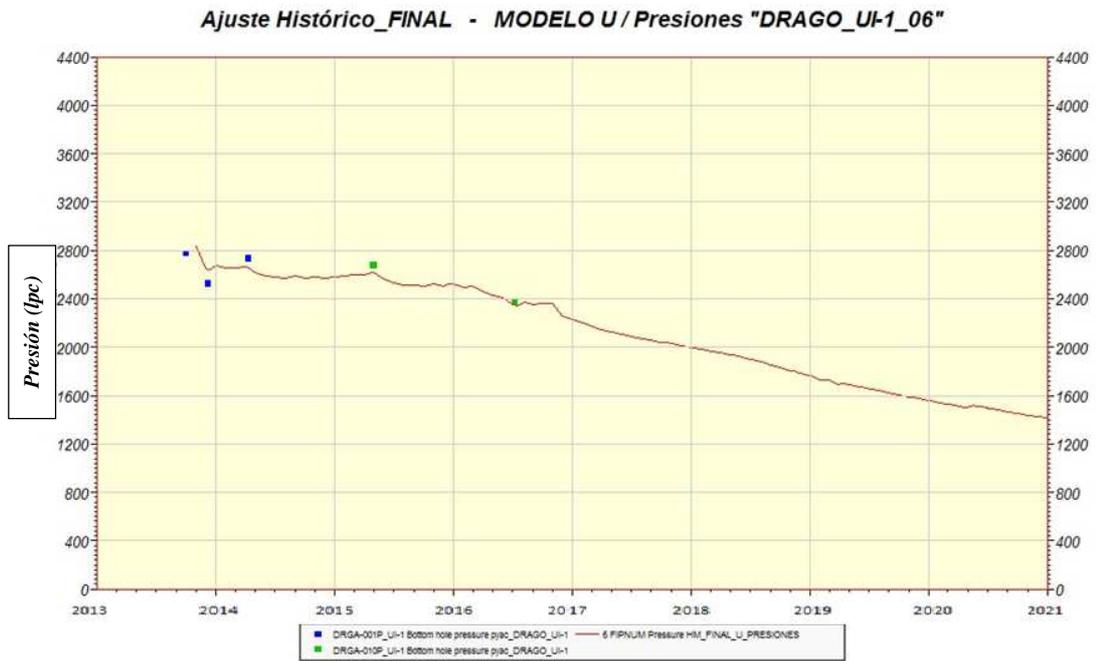
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 130 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-0 - DRAGO NORTE - pad E



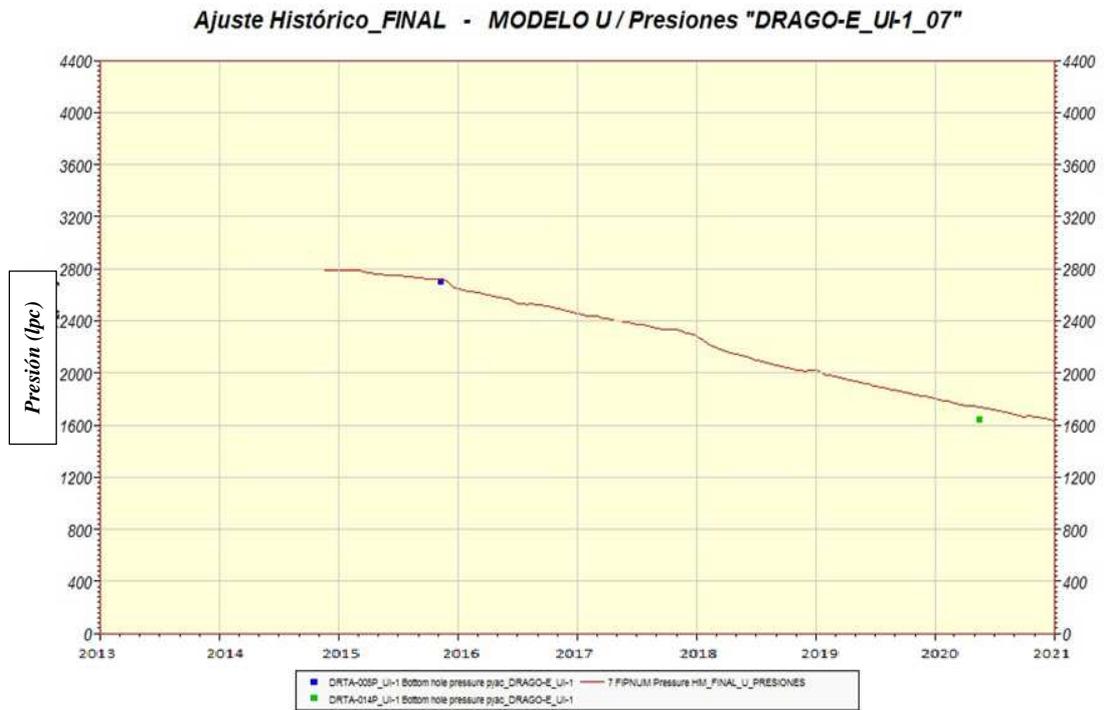
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 131 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO



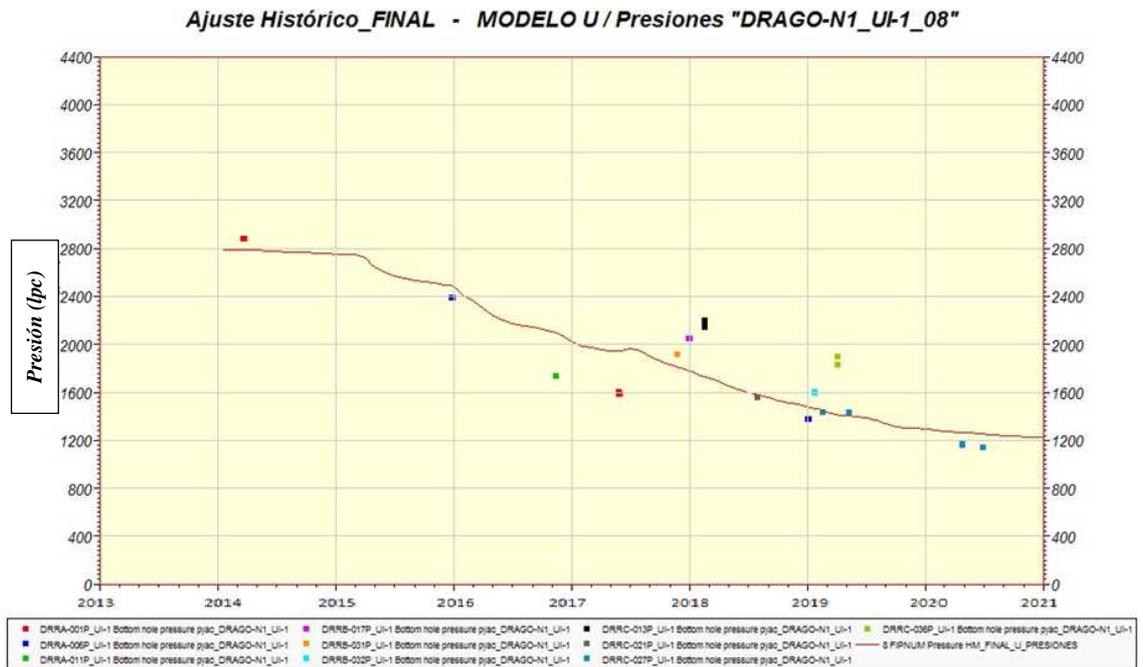
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 132 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO ESTE



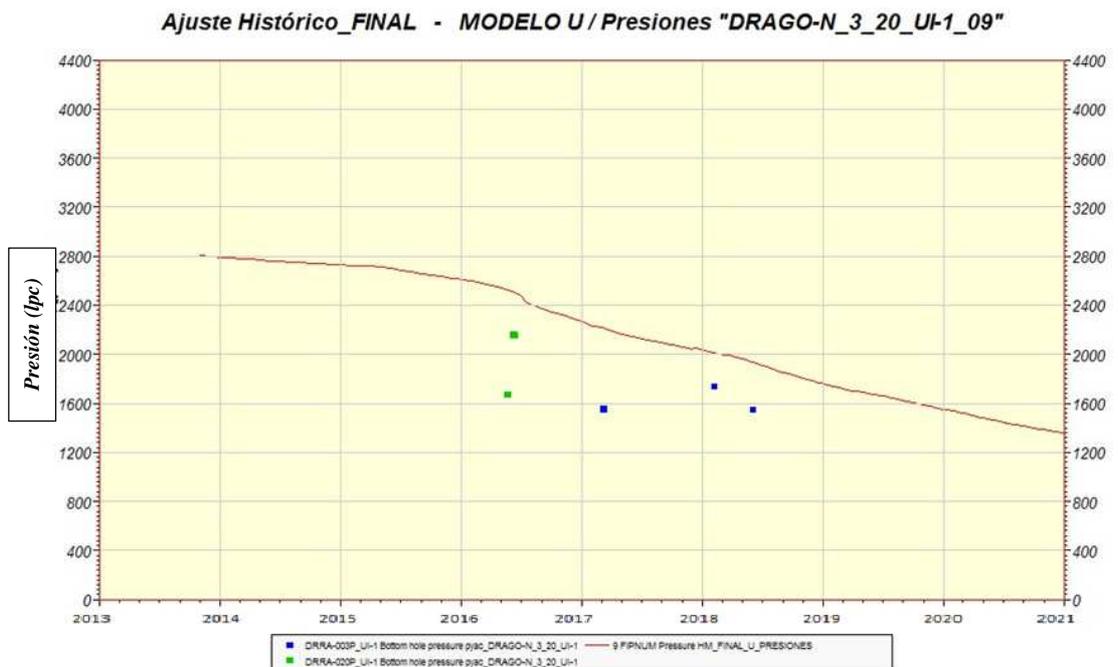
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 133 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO NORTE - pad A / B / C



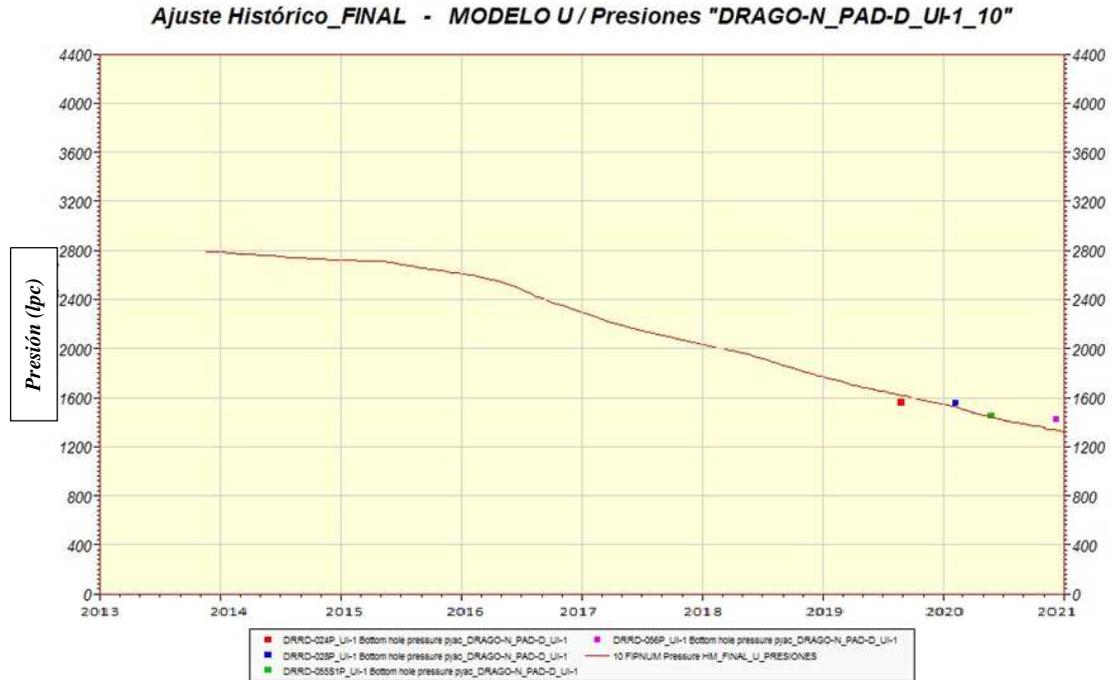
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 134 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO NORTE - pad A



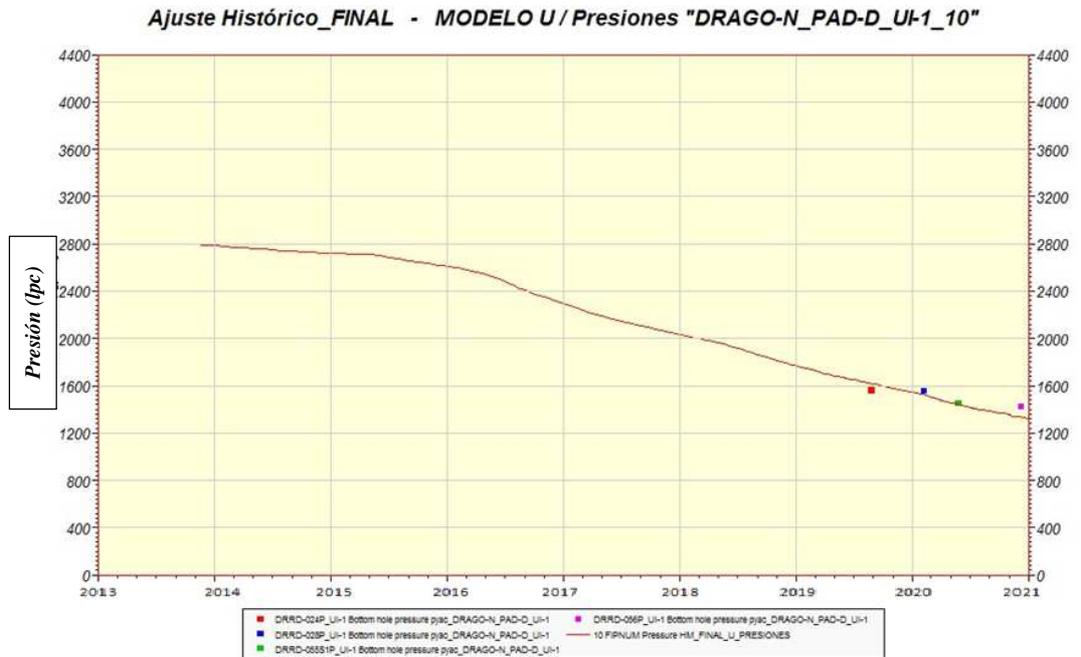
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 135 Ajuste de las presiones (línea roja continua – modelo, puntos de color – historia) – Arena UI-1 - DRAGO NORTE - pad D



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 136 Ajuste histórico final Modelo U/Presiones "Dragon-N_PAD-D_UI_10"

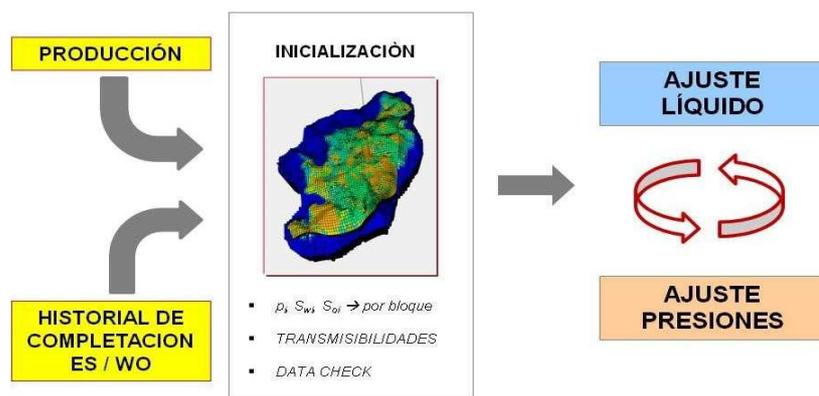


Fuente: Villamar-Orozco

Hay que resaltar que el proceso del ajuste de las producciones líquidas y de las presiones es un procedimiento iterativo, el cual tiene que garantizar el ajuste de ambos parámetros a la vez. La Figura 137 muestra el esquema del ajuste de las tasas líquidas y las presiones incluyendo la parte de la inicialización del modelo

Cabe mencionar que las conexiones y los volúmenes de los acuíferos analíticos pueden variar durante el siguiente paso (ajuste de las tasas de petróleo y del agua) ya que el modelo por ejemplo requiere una entrada de agua por el lado de una falla para cumplir con las producciones históricas de agua de algunos pozos. Sin embargo un modelo ajustado en términos de tasas líquidas y presiones representa un buen punto de partida para el siguiente ajuste.

Fig. 137 Esquema de ajuste de las tasas líquidas y las presiones (iterativo)



Fuente: Villamar-Orozco

2.48 AJUSTE DE LAS TASAS DEL PETRÓLEO Y DEL AGUA

2.48.1 Consideraciones Generales

El procedimiento del ajuste de las tasas del petróleo y del agua de un modelo depende fuertemente del objetivo del estudio.

Si el objetivo del estudio es la determinación de una curva base de las producciones del campo incluyendo incertidumbres de las mismas se considerarían varias realizaciones geoestadísticas las cuales generan igual número de modelos dinámicos a los cuales se deben realizar ajustes rápidos y generales a nivel de campo (ejemplo: curvas de permeabilidad relativa).

Si el objetivo del estudio es la reducción del riesgo con relación a la ubicación de nuevos pozos o la implementación regional de programas de recuperación mejorada con información abundante de producciones históricas a nivel de pozo, se debe enfocar en una sola realización geoestadística (la “mejor”, tomando en cuenta producciones acumuladas a nivel de pozo). La importancia en este caso es el ajuste a nivel regional y local, lo cual justifica modificaciones regionales al modelo (ej.: modelo de facies) para cumplir con las tasas históricas de todos los pozos ya que estas representan una información con un bajo nivel de incertidumbre.

Considerando lo arriba mencionado, se escogió para este proyecto la “mejor” realización geoestadística (preliminar) y se enfocó en el ajuste regional y local a nivel de pozos.

Cuando se realiza la primera corrida del ajuste histórico (controlado por la tasa líquida histórica – FLPRH) luego de haber concluido el ajuste de las tasas líquidas y las presiones, el modelo dinámico como tal calcula la cantidad del petróleo y del agua, pero siempre cumpliendo con las tasas líquidas históricas (el parámetro de control de la corrida).

De este modo se visualizan dichas tasas (petróleo & agua) a nivel de campo calculados por la simulación y se comparan con las tasas históricas respectivas para identificar diferencias sustanciales las cuales se trata de reducir (minimizar) durante la siguiente etapa del ajuste historia.

Como ejemplo se presentan posible soluciones para un modelo dinámico que a nivel de campo produce continuamente más agua que el histórico:

- Reducir permeabilidad relativa al agua
- Reducir presiones capilares
- Bajar contacto agua-petróleo
- Reducir volumen y conexiones de los acuíferos preliminares
- Etc

Mencionado lo anterior, se trata primero de ajustar las tendencias globales (a nivel de campo) de las producciones de agua (y petróleo) modificando parámetros que tengan un impacto global.

Una vez mejorado el ajuste de las tasas a nivel de campo se inicia el ajuste a nivel de pozo lo cual representa la parte difícil del proceso ya que se deben ajustar las tasas del agua y del petróleo de todos los pozos calculadas por el modelo a las tasas históricas; esta es quizás la única información con alta certeza que cubre todo el yacimiento.

Considerando un campo con alta densidad de pozos perforados y con una extensa base de datos sobre producciones históricas correctamente distribuidas (producción conjunta) se puede concluir que un ajuste bueno de la mayoría de los pozos implica la reducción significativa del riesgo al ubicar nuevos pozos.

Cabe destacar que un ajuste acertado a nivel de todos los pozos (o la mayoría de ellos) tiene como consecuencia (necesariamente) un ajuste bueno a nivel de campo.

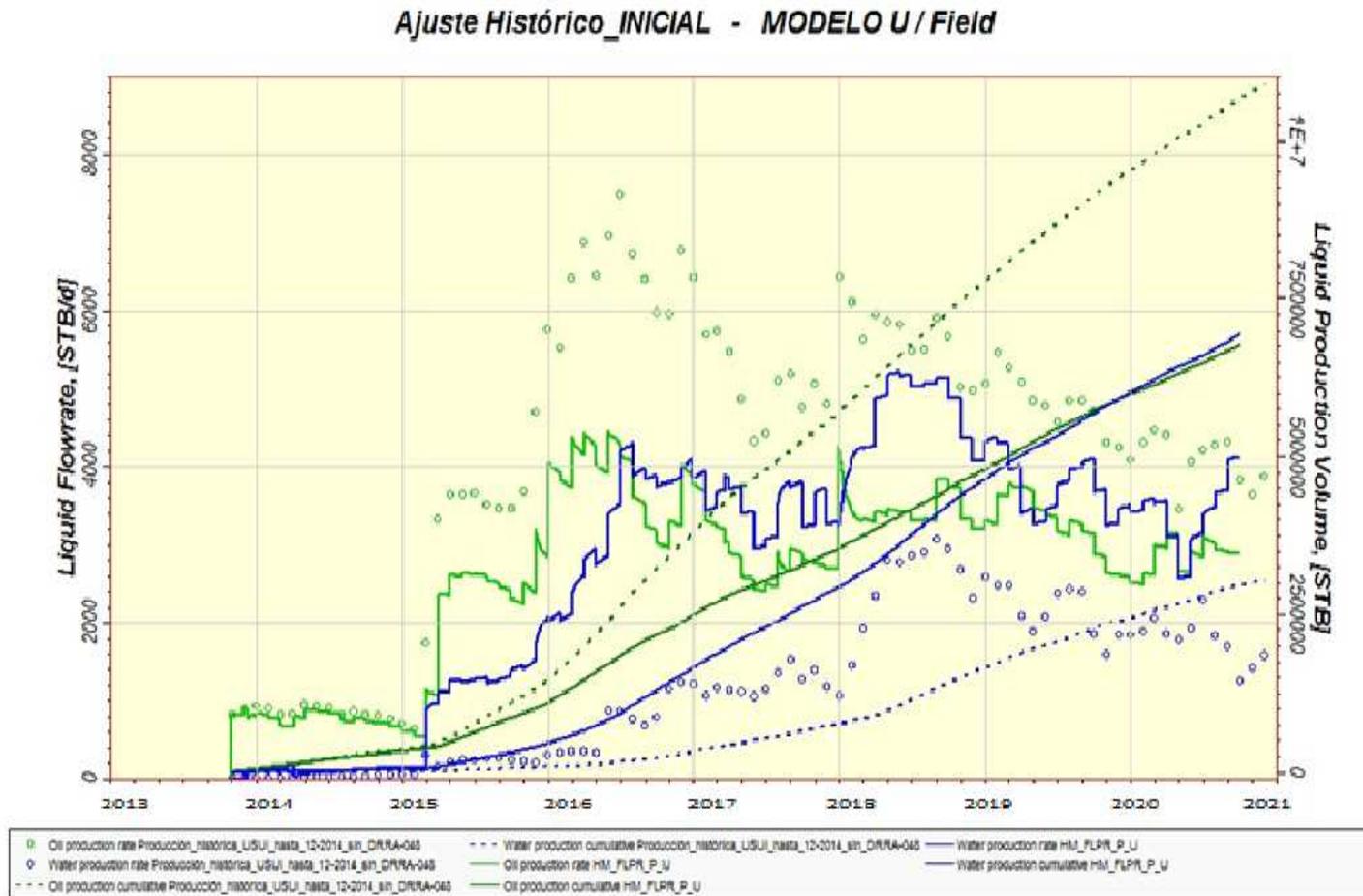
Se aplicaron principalmente las siguientes modificaciones para el ajuste a nivel de pozo:

- Modelo de facies entre pozos (puntos de control)
- Permeabilidades relativas
- Índices de productividad de los pozos
- Conexiones y volúmenes de acuíferos
- Corrección de intervalos

2.48.2 Ajuste de las Tasas del Petróleo & Agua – Resultados – CAMPO

A continuación se presentan los resultados del ajuste final de las tasas del petróleo y del agua a nivel de campo de los modelos U (Gráfico 138 - ajuste inicial, Gráfico 139. - ajuste final).

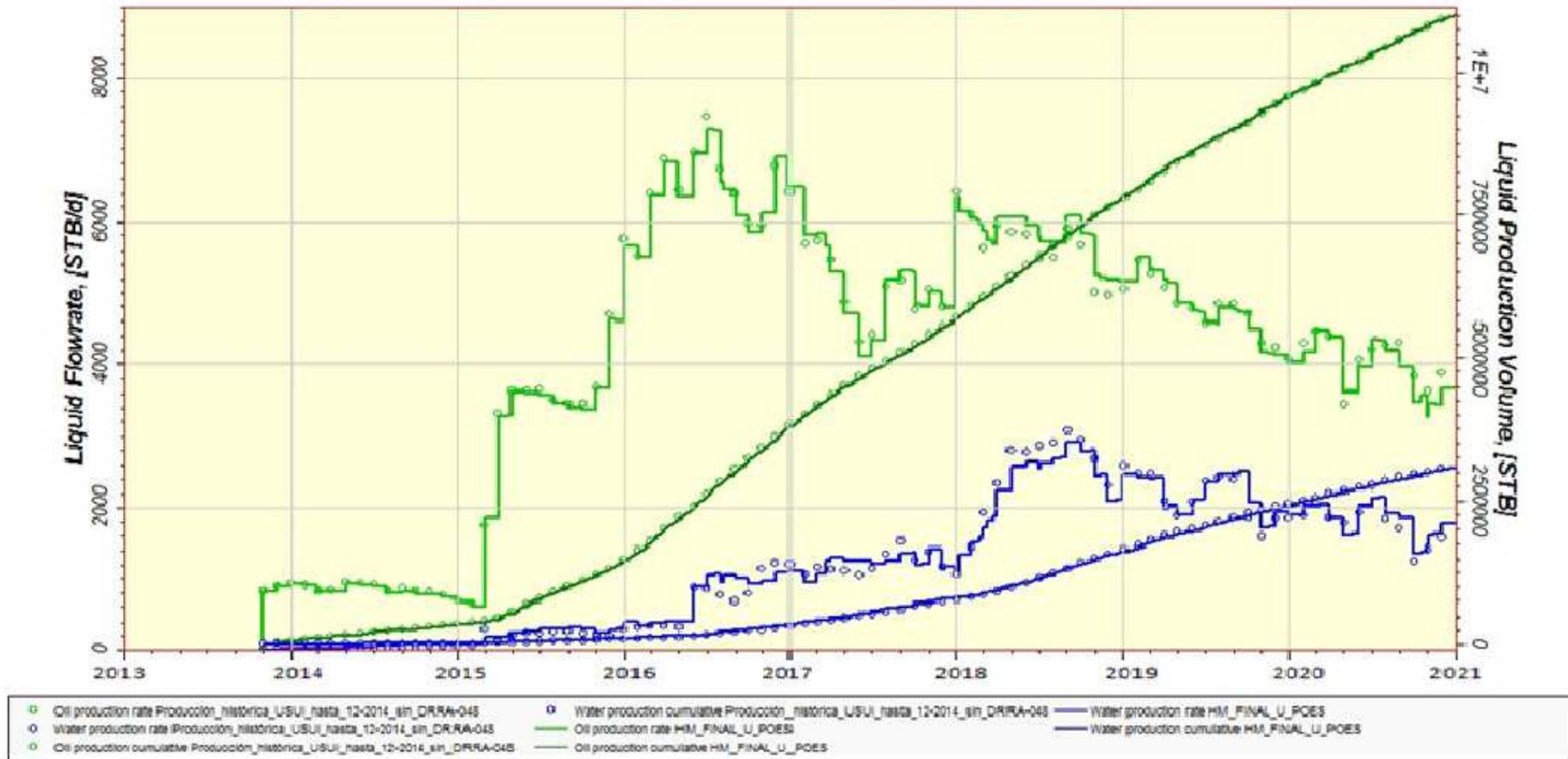
Fig. 138 Ajuste histórico Inicial- Modelo U



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 139 Ajuste histórico Final- Modelo U.

Ajuste Histórico_FINAL - MODELO U / Field



Fuente: Villamar-Orozco

2.48.3 Ajuste de las Tasas del Petróleo & Agua – Resultados – Pozos.

Como se mencionó anteriormente el ajuste de las tasas históricas del petróleo y del agua a nivel de pozos representa la parte más crítica de la simulación. Entre las dificultades que se presentan están los siguientes:

- Influjos inesperados de agua por parte de una falla o una barrera.
Se trata de una entrada irregular que puede ocurrir en cualquier parte de la falla o barrera la cual no es tan predecible como el comportamiento de un acuífero.
- Intervalos de completación mal reportados o producción ajena al intervalo a consecuencia de problemas mecánicos del pozo (ejemplo: mala cementación detrás del casing).
- Intervalos mal reportados e ingresados al simulador pueden impedir un ajuste a nivel de pozos.

Ejemplo:

Cuando no se reporta el cierre (y cambio de arena) de un intervalo por alto corte de agua a la fecha correcta la simulación mostraría la continuación del aumento de producción de agua y lo compara con la producción histórica del agua (disminución repentina del corte de agua). Un ajuste de este comportamiento no sería posible sin detectar y modificar el error en el historial de completaciones del pozo.

De dicha manera, y tomando en cuenta lo arriba mencionado se inició el ajuste preliminar a nivel de pozo.

Durante el ajuste preliminar a nivel de pozo se hizo un enfoque en los mismos criterios de calidad mencionados con relación al campo, los cuales son:

- Ajuste de las tendencias de las tasas de producción del petróleo y del agua
- Ajuste de los niveles de las tasas de producción del petróleo y del agua
- Ajuste del tiempo de la ruptura del agua
- Ajuste de los niveles de las tasas finales de producción del petróleo y del agua

- Ajuste de las producciones acumuladas del petróleo y del agua

A continuación se presenta como ejemplo los ajustes preliminares de algunos pozos para cada modelo (U).

2.48.4 Ajuste preliminar de las Tasas del Petróleo & Agua – Resultados–Pozos

A continuación se presentan como ejemplo los ajustes iniciales y finales de las tasas de petróleo & agua de los siguientes pozos del modelo U:

MODELO U:

- DRTA-001 - Modelo U – Gráfico 140 (inicial) DRTA-001 - Modelo U – Gráfico 141 (final)
- DRRA-001 - Modelo U – Gráfico 142 (inicial) DRRA-001.
- DRTA-005 - Modelo U – Gráfico 143 (inicial) DRTA-005 - Modelo U – Gráfico 144 (final)
- DRTA-036HR1 - Modelo U – Gráfico 145 (inicial) DRTA-036HR1 - Modelo U – Gráfico 146 (final)
- DRRD-028 - Modelo U – Gráfico 147 (inicial) DRRD-028 - Modelo U – Gráfico 148 (final)
- DRRB-031 - Modelo U – Gráfico 149 (inicial) DRRD-031 - Modelo U – Gráfico 150 (final)
- DRRC-021 - Modelo U – Gráfico 151 (inicial)
- DRRC-021 - Modelo U – Gráfico 152 (final)

Fig. 140 Ajuste histórico Inicial modelo U DRTA-001 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



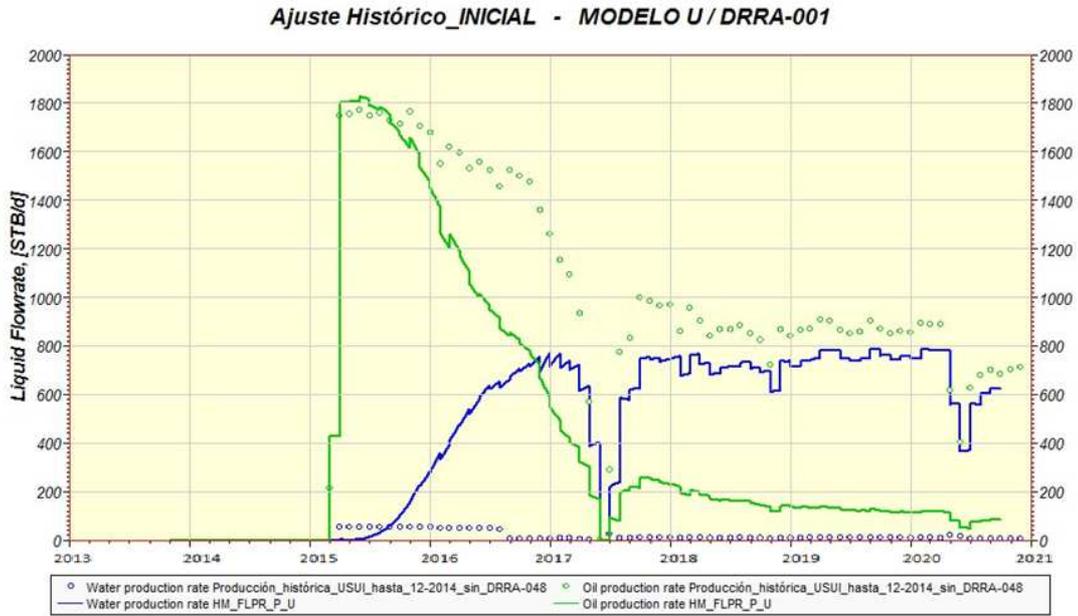
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 141 Ajuste histórico Final modelo U DRTA-001 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



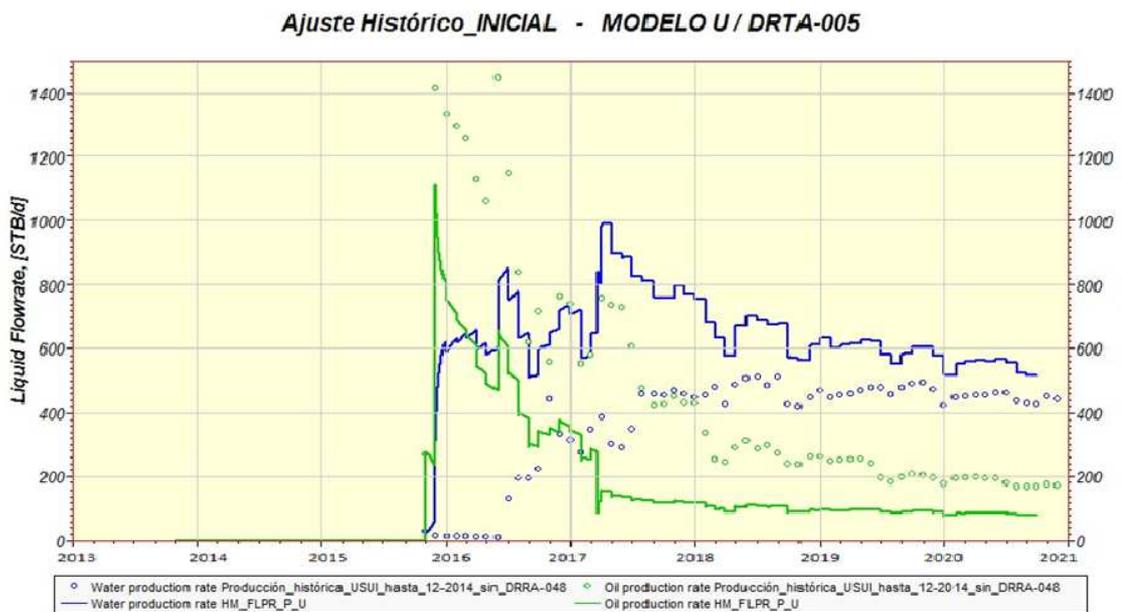
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 142 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRA-001 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



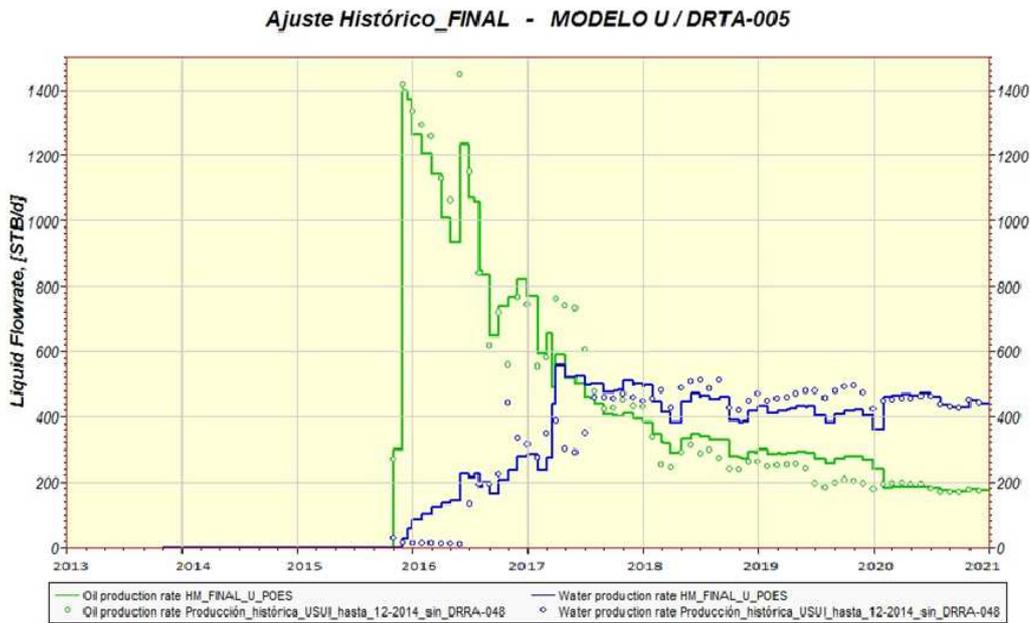
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 143 Ajuste histórico Inicial modelo U DRTA-005 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



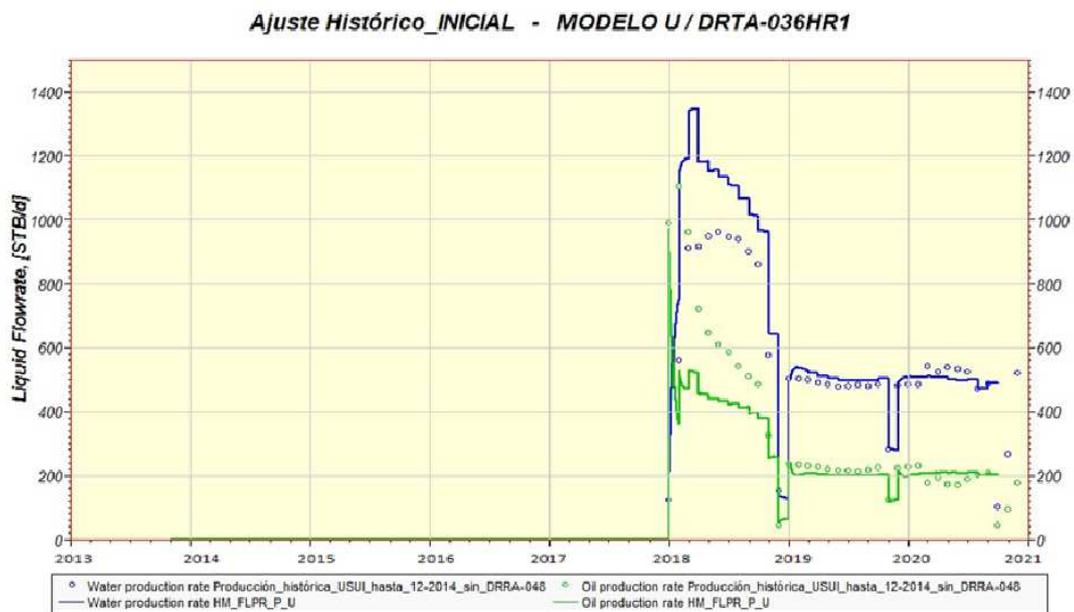
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 144 Ajuste histórico final, modelo U DRTA-005 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 145 Ajuste histórico Inicial modelo U DRTA-036HR1 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 146 Ajuste histórico final modelo U DRTA-036HR1 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)

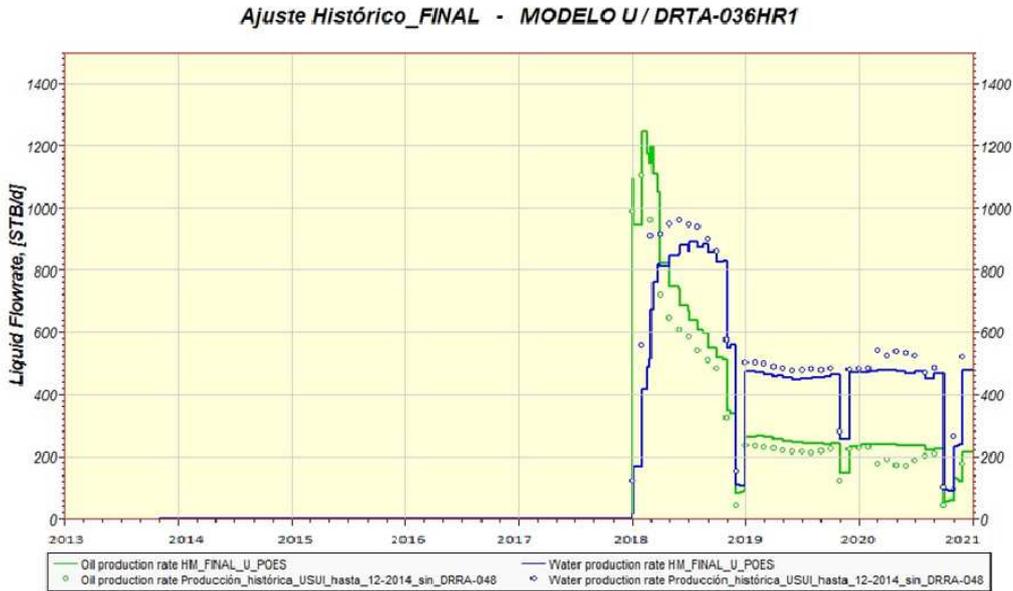
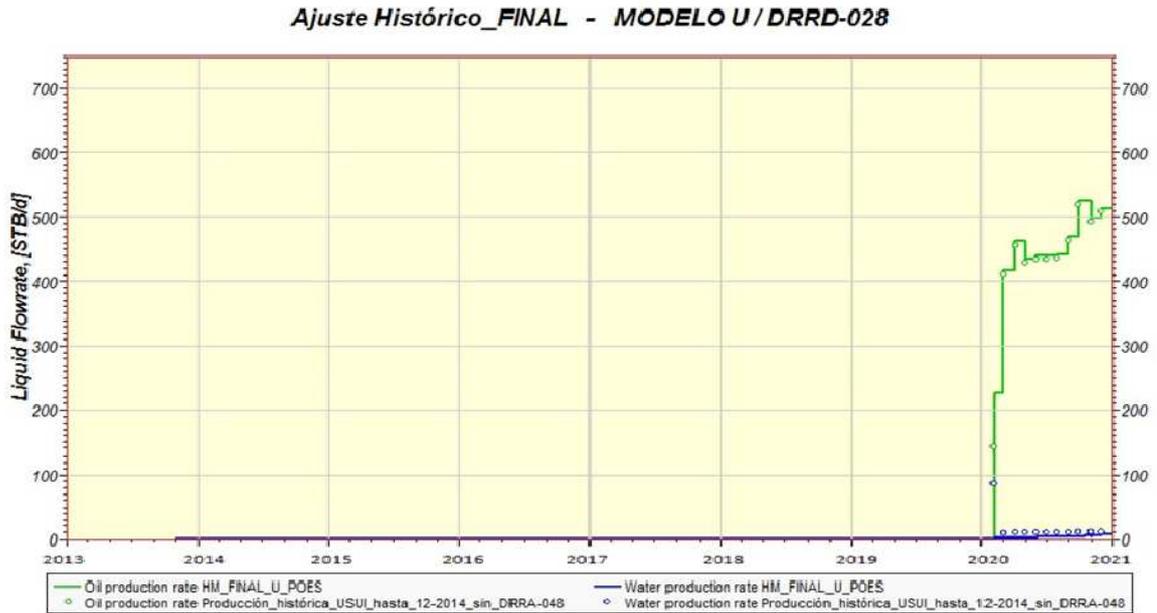


Fig. 147 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRD-028 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)

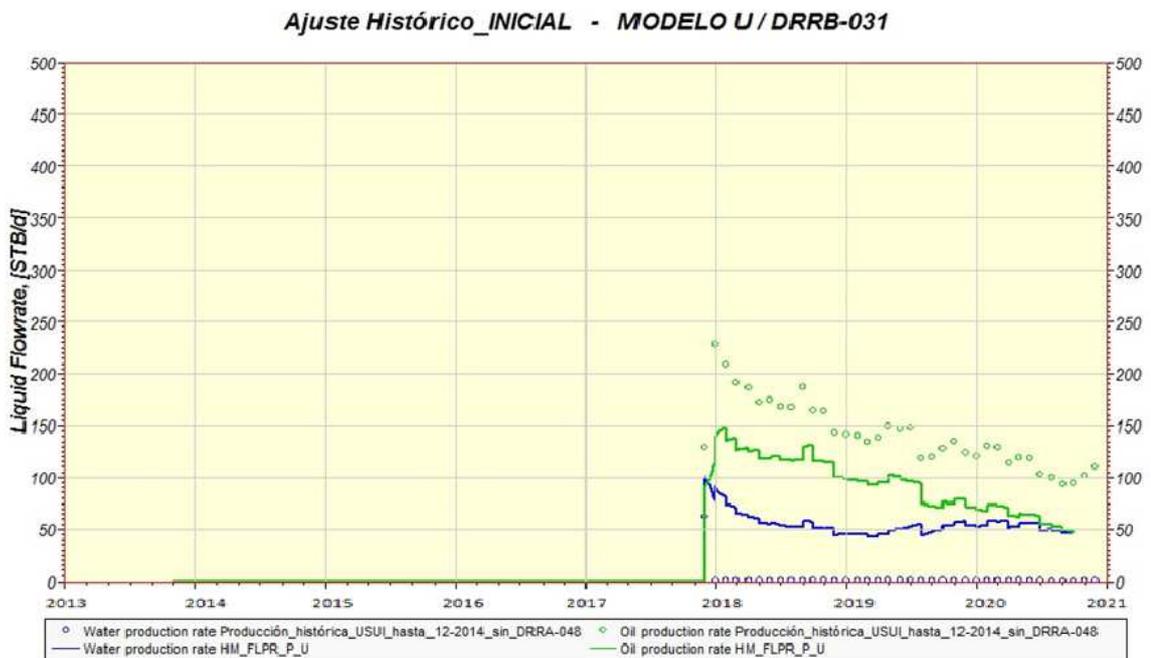


Fig. 148 Ajuste histórico final modelo U DRRD-028 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



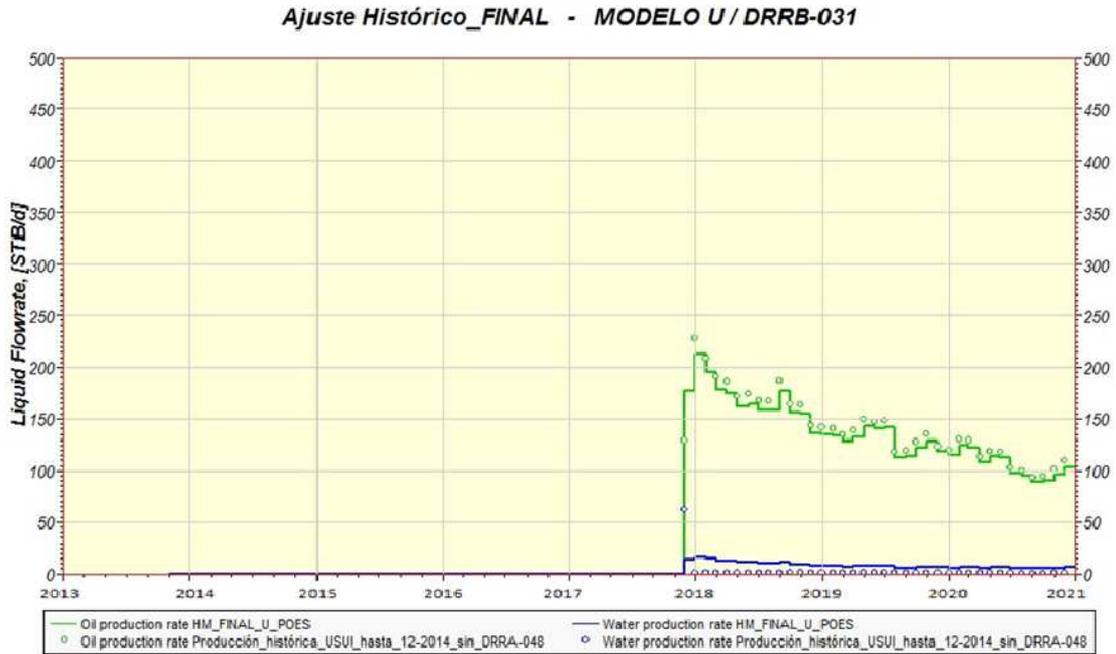
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 149 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRB-031 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



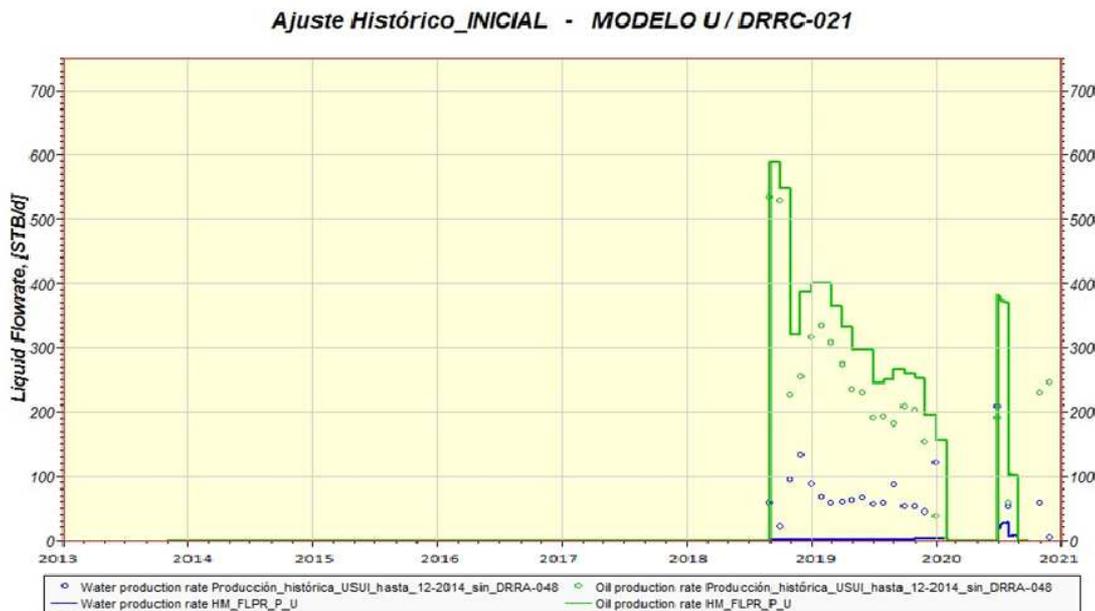
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 150 Ajuste histórico final, modelo U DRRB- 031 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 151 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRC 021 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 152 Ajuste histórico Inicial modelo U DRRC -021 (verde: línea continua – modelo, puntos – historia) & agua (azul: línea continua – modelo, puntos, modelo, puntos historia) & agua (azul oscuro: línea continua)

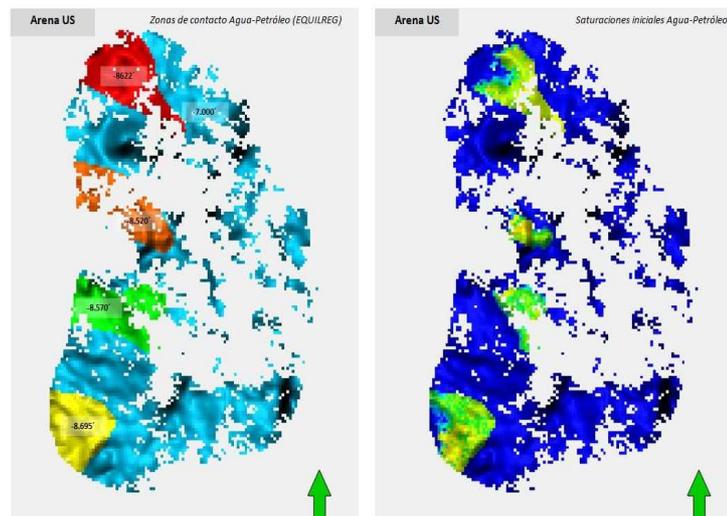


Fuente: Villamar-Orozco

2.49 REGIONES DE CONTACTO AGUA / PETRÓLEO – AJUSTE FINAL

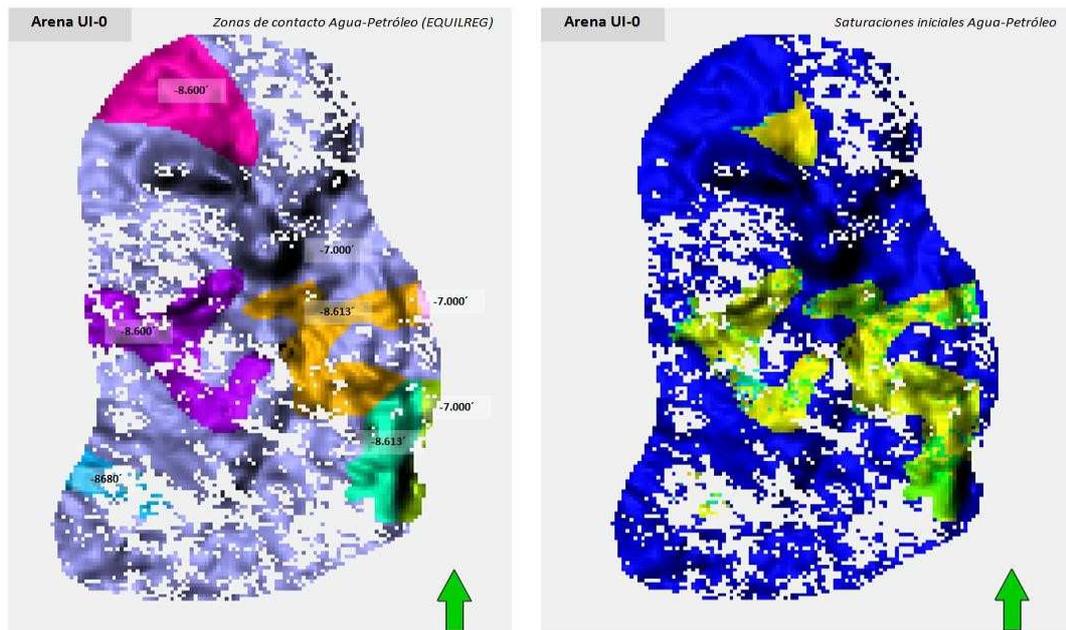
Las Figuras 153, 154 y 155 presentan las diferentes zonas de contacto agua - petróleo (indicando los profundidades de los contactos) correspondientes a las arenas UI-0, UI-1, respectivamente. Las figuras mencionadas visualizan también las saturaciones iniciales de petróleo (colores amarillos) y del agua (colores azules).

Fig. 153 Regiones de contacto agua petróleo (con profundidades del CAP) saturaciones iniciales de petróleo (amarillo) y agua (azul) – Tope Arena U



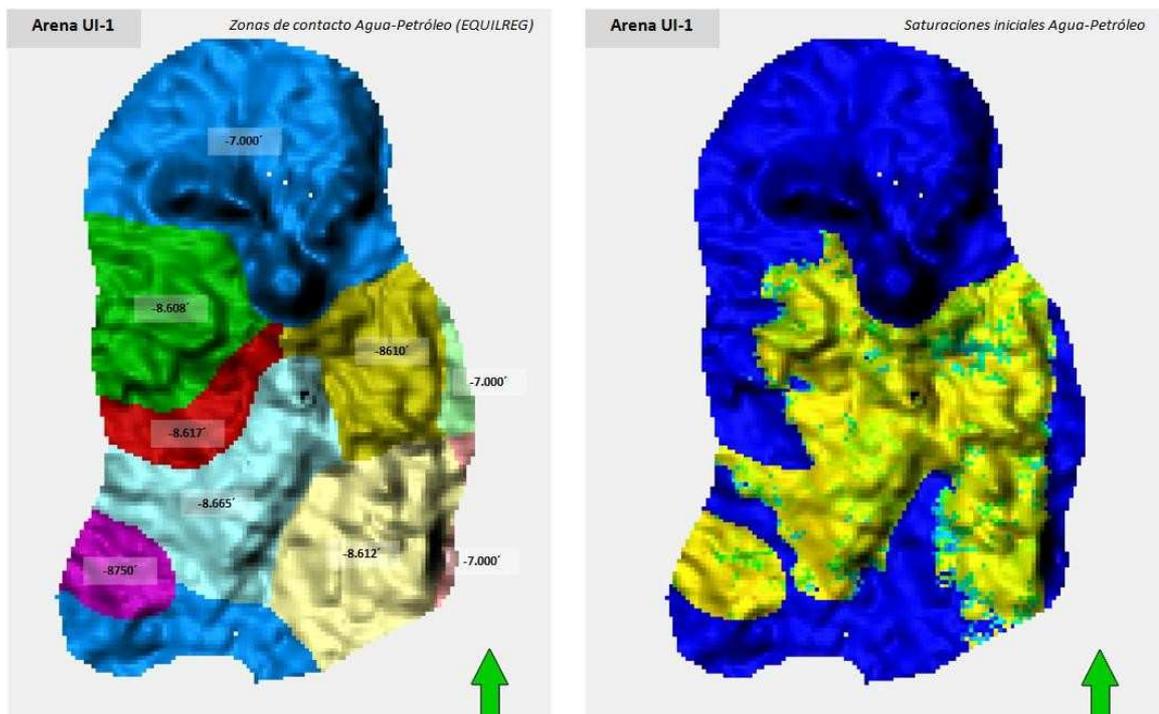
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 154 Regiones de contacto agua saturaciones iniciales de petróleo (amarillo) y agua (azul)



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 155 Regiones de contacto agua petróleo (con profundidades del CAP) saturaciones iniciales de petróleo (amarillo) y agua (azul)



Fuente: Villamar-Orozco

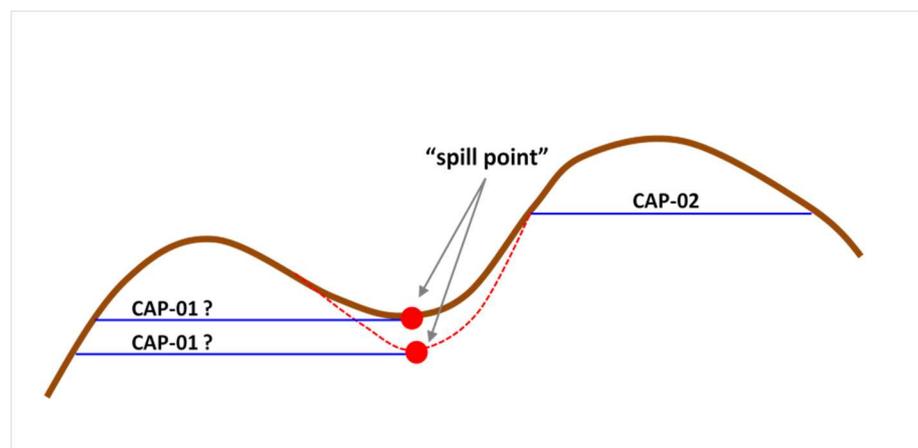
2.50 IDENTIFICACIÓN DE FALLAS Y BARRERAS DE PERMEABILIDAD

Existe una serie de condiciones bajo las cuales se pueden generar regiones con diferentes contactos agua-petróleo:

Punto de derrame ("spill point")

Las regiones con diferentes contactos están separadas por un bajo en la estructura ("spill point") sin embargo siguen hidráulicamente conectadas (ver Figura 156).

Fig. 156 Punto de derrame - incertidumbre del modelo estructural



Fuente: Villamar-Orozco

Los contactos que se generan y se modelan en el modelo dinámico dependen de la ubicación (profundidad) del "spill point" lo cual a su vez está vinculado con la incertidumbre del modelo estructural interpretado. Como se observa en la Figura 3.7.3 un ligero cambio en la interpretación de la superficie de la estructura genera un cambio drástico en el crudo atrapado en la estructura.

Sellos entre arenas

Dos arenas verticalmente separadas por una capa sellante (ej: Lutita, Caliza) generalmente desarrollan contactos agua - petróleo distintos.

Barreras dentro de una misma arena

Dentro de una arena pueden desarrollarse compartimientos hidráulicamente separados mediante barreras laterales (ej: pinchamientos, cambios laterales en la estratigrafía etc).

Estos compartimientos pueden contener petróleo con diferentes contactos. Sin embargo existe la posibilidad de que estas barreras se abren (con una transmisibilidad - TM) cuando se supera una presión diferencial ("threshold" pressure, umbral - THRP) entre los 2 lados de la barrera (efectos capilares).

Cabe resaltar que los diferenciales de presión que estuvieron presentes durante el proceso de migración del crudo hacia las trampas son significativamente más bajos comparado con los diferenciales que se imponen cuando pozos productores inician la extracción. Esta es la razón por la cual las barreras separan acumulaciones de crudo (con diferentes contactos) en el estado inicial pero cuando arranca la producción se pueden abrir estos sellos superando los efectos capilares que los mantuvieron cerrados.

Fallas

Las fallas a través de su salto pueden separar hidráulicamente 2 regiones a los lados opuestos del plano de la falla permitiendo diferentes contactos agua - petróleo. La falla puede ser sellante o transmisible.

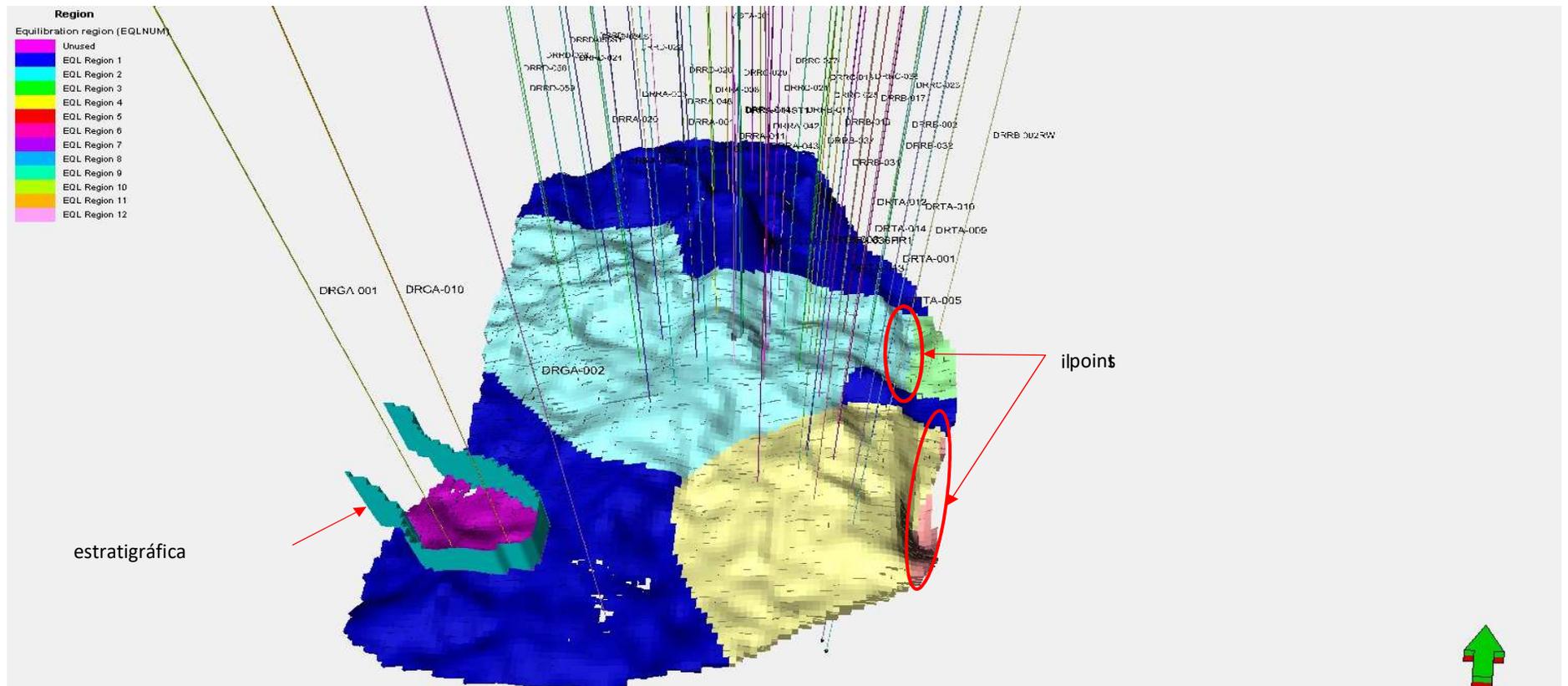
Fallas, Sellos & Barreras - modelo dinámico DRAGO

Durante el proceso de ajuste historia del campo DRAGO se generaron para cada arena una serie de regiones con diferentes contactos agua - petróleo tomando en cuenta:

- Interpretación de los registros de pozo
- Pruebas iniciales de producción
- Historial de producción

La Figura 157 presenta *como ejemplo* un límite estratigráfico alrededor del pozo DRGA-001 y la ubicación de los puntos de derrame al Este del campo modelados mediante diferentes regiones de contacto.

Fig. 157 Barrera estratigráfica & punto de derrame (preliminares) modelados mediante diferentes zonas de contacto - al tope de la arena UI-1 – campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

2.51 POES DINÁMICO FINAL / FACTOR DE RECOBRO ACTUAL (FR)

2.51.1 POES PROBADO - FACTOR RECUPERADO

Un resultado importante que arroja el ajuste historia es la definición del POES dinámico probado de cada arena y el factor de recobro actual (Factor Recuperado al 31-12-2020).

La Tabla 36 muestra un cuadro comparativo de los resultados incluyendo los POES oficiales de PAM y los del estudio de balance de materiales mientras la Tabla 37 presenta el POES dinámico, las producciones acumuladas de petróleo y el Factor Recuperado a la fecha 31-12-2020 de todas las arenas (US, UI-0, UI-1) del Complejo DRAGO. Un cuadro similar pero desglosado por área - DRAGO NORTE.

DRAGO NORTE

Tabla 36 POES probado & Factor Recuperado (31-12-2020) – Ajuste historia – campo

Arena	POES (MMBN)	Producción acumulada de petróleo – N _p (MMBN)		Factor Recuperado (%)
		31-12-2020 ¹	31-12-2020 ²	31-12-2020 ²
UI-0	18.89	1.24	1.24	6.54
UI-1	94.43	9.72	9.71	10.28
Total	113.32	10.96	10.95	16.82

1) *Histórico 2 Modelo dinámico*

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 37 POES oficial (PAM), POES Balance de Materiales & POES dinámico preliminar – campo DRAGO

ARENA	POES										
	Oficial			BALANCE DE MATERIALES				SIMULACION NUMERICA			
	MMBN			MMBN				MMBN			
	DRAGO	DRAGO ESTE	DRAGO NOR	DRAGO	DRAGO ESTE	DRAGO NORTE	TOTAL	DRAGO	DRAGO ESTE	DRAGO NORTE	TOTAL
UI-0	93,57			*	2,6	5,9	89,7	0,05	6,17	12,67	18,89
UI-1	93,57			8,2	19,3	53,7	89,7	10,71	14,22	69,5	94,43

Fuente: Villamar-Orozco

El mecanismo de producción en la arena U está caracterizado por un empuje de agua (acuífero activo) sin embargo el factor recuperado (31-12-2020) aún se encuentra a niveles bajos ya que la producción de dicha arena inició más tarde y hasta la actualidad con un número menor de pozos productores (18 pozos) en comparación con la arena U (30 pozos).

2.51.2 POES probado + probable

En el modelo estático (y dinámico) se visualizan las siguientes arenas / regiones como prospectivas (POES probable):

- arena UI-0 y UI-1 sobre el intrusivo (ver Figura 158 , polígono rojo)
- arena UI-1 al Norte del pad C (ver Figura 158, polígono azul)

Tabla 38 Contacto agua - petróleo por región prospectiva (POES probable) - Sensibilidades - campo DRAGO

• CAP - Regiones con POES probable				
<i>pies (SSTDV)</i>				
CASO	UI-0	UI-1	UI-1	TI-1
	<i>"intrusivo"</i>	<i>"intrusivo"</i>	<i>"Norte pad C"</i>	<i>"Norte pad C"</i>
pesimista	-8405	-8422	-8610	-8837
realista	-8455	-8478	-8610	-8837
optimista	-8505	-8535	-8610	-8837

Fuente: Villamar-Orozco

La Figura 159 a continuación muestra como ejemplo las saturaciones de petróleo y agua de los casos POES probado, POES probado + probable (caso pesimista), POES probado + probable (caso realista) y POES probado + probable (caso optimista) considerando la arena UI-1.

En la siguiente Tabla 39 se presenta un resumen del POES probado y del POES probable (con sus respectivas sensibilidades) desglosados por arena.

Tabla 39 Resumen POES probado / probable por arena - Casos de sensibilidad con respecto al CAP en la región prospectiva

POES probado / probable - campo DRAGO							
ARENA	probado (MMBN)	probable		probable		probable	
		(MMBN)	Total (MMBN)	(MMBN)	Total (MMBN)	(MMBN)	Total (MMBN)
UI-0	18.89	0.06	18.95	0.67	19.56	2.69	21.58
UI-1	94.43	3.39	97.82	4.25	98.68	7.49	101.92
Total	113.32	3.45	116.77	4.92	118.24	10.18	123.5

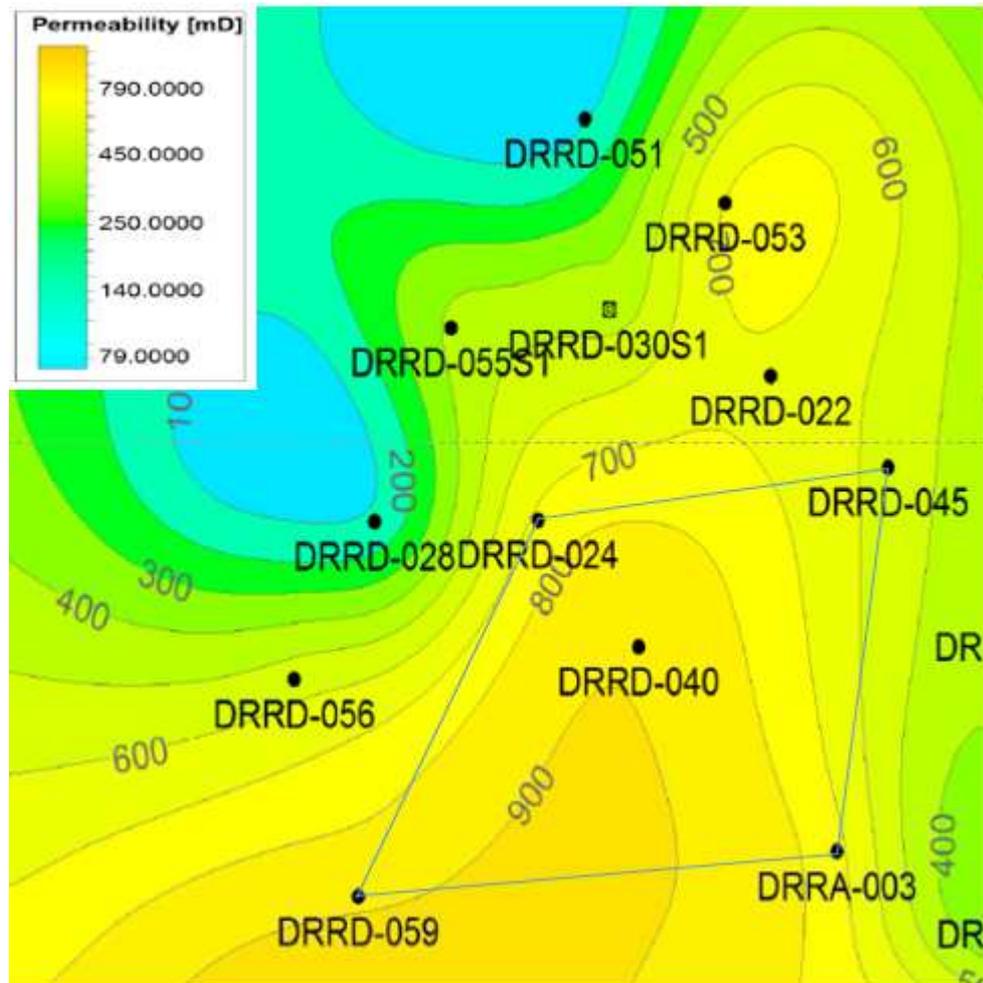
Fuente: Villamar-Orozco

Como se puede observar en la Tabla 41, el POES probable muestra un valor total de 116.77 MMBN para un caso conservador, 118.24 MMBN para un caso realista y 123.5 MMBN para un caso optimista.

2.52 SIMULACIÓN DE LA IRRUPCIÓN DE AGUA.

Para la implementación del proceso de inyección de agua se estableció un patrón de arreglo de 5 pozos con la finalidad de simular el comportamiento de incremento de producción de agua, tal como se muestra en la siguiente figura.

Fig. 160 Arreglo de inyección de 5 pozos normales.

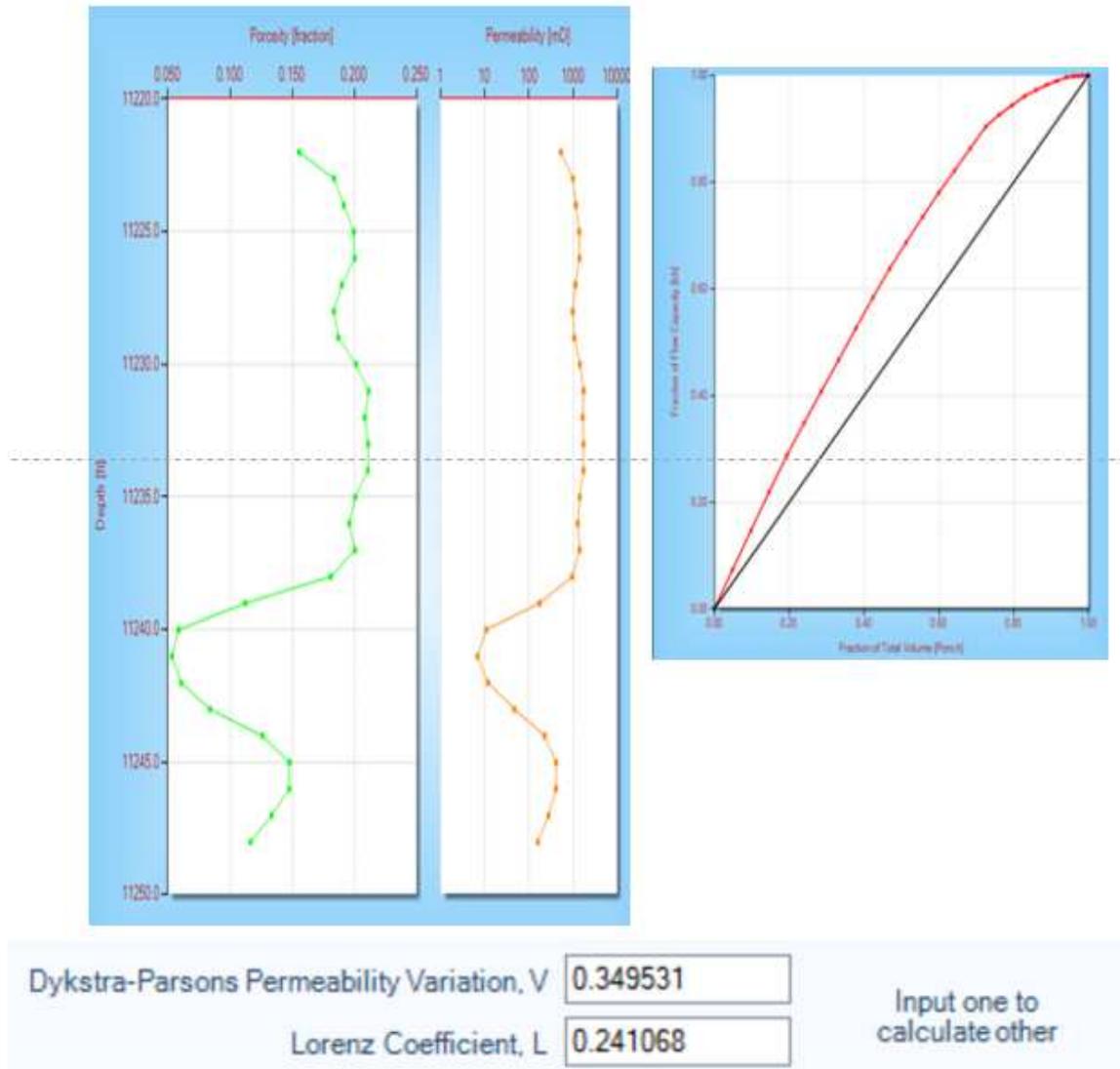


Fuente: Villamar-Orozco

Establecido el patrón de inyección de agua se procedió a seleccionar el método de desplazamiento considerando el avance frontal del fluido inyectado, para esto se utilizó el modelo de **DYKSTRA-PARSONS K VAR**, ya que de acuerdo a las características del yacimiento este fue el modelo que mejor se ajustó para el desarrollo de la simulación, de acuerdo a la siguiente figura:

Fig. 161 Simulación analítica utilizando el modelo de DYKSTRA-PARSONS K VAR

DYKSTRA-PARSONS K VAR.



Fuente: Villamar-Orozco

La realización de la simulación se consideró como datos de entrada la relación de movilidades de los fluidos, las variables que considera el modelo matemático de DYKSTRA-PARSONS K VAR, volumen de fluido en el reservorio, tasa de inyección y el método de inyección, de acuerdo a al siguiente figura:

Fig. 162 Datos de entrada en el simulador

Mobility Ratio	
Oil viscosity, cP	1.976
Water viscosity, cP	0.59
Endpoint kro, fraction	0.76
Endpoint krw, fraction	0.3
Mobility Ratio	1.322034

Dykstra-Parsons Permeability Variation	0.349
Porosity [fraction]	0.16
Residual Oil Saturation, Sor [fraction]	0.3
Initial Water Saturation, Swc [fraction]	0.24
Initial Gas Saturation, Sg [fraction]	0

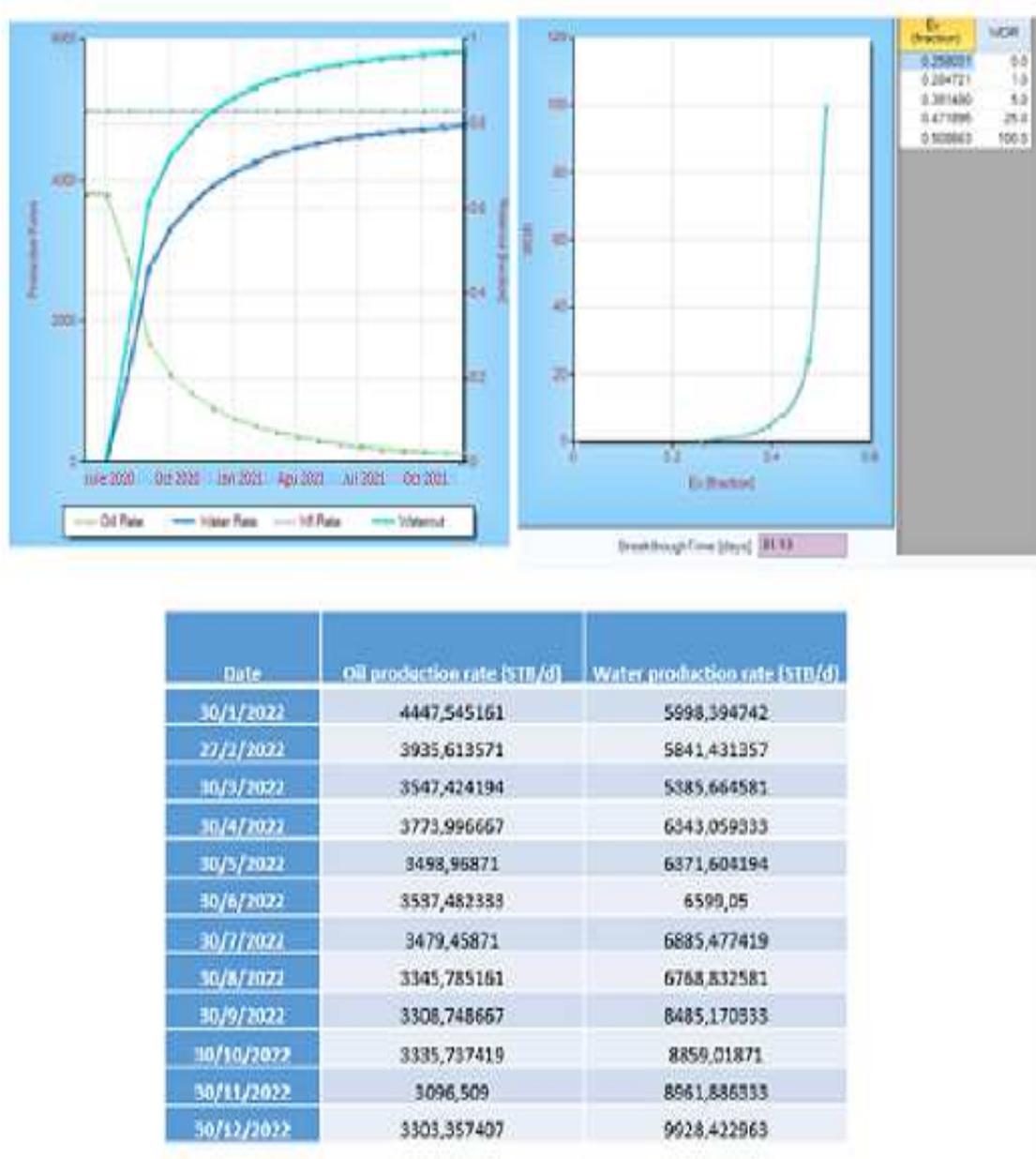
Oil FVF, Bo [rb/stb]	1.31
Water FVF, Bw [rb/stb]	1.01
STOOIP [mmstb]	1.2
Injection Rate [mstb/d]	5
Method	Five Spot

Prediction Setup	
Start Date	Dec 2020
End Date	Dec 2021
Reporting Frequency	Monthly

Fuente: Villamar-Orozco

Los resultados de la simulación de inyección de agua fueron los siguientes:

Fig. 163 Resultado de la simulación de inyección de agua.



Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 40 Datos obtenidos de la simulación de inyección de agua

Tasa de inyección de agua STB/D	5000
Incremento de producción de petróleo STB/D	230
Tiempo estimado de irrupción del agua. D	81

Fuente: Villamar-Orozco

2.53 EVALUACION ECONOMICA

Se evalúan económicamente los escenarios de predicción calculados mediante la simulación numérica. A continuación se elaboran y se presentan las bases para este análisis (premisas fiscales de impuestos - \$/BNP, modelos de costo - \$/BNP, modelos de precios de venta \$/BNP, métodos de cálculo, etc).

2.53.1 INGRESOS

Producciones – Escenarios

Cada escenario de predicción genera un perfil de producción de petróleo en función del tiempo. Los ingresos mensuales se calculan para cada escenario en base a su producción mensual de petróleo (BN) respectiva multiplicándola por el precio de venta proyectado (\$/BPN) para los próximos 20 años.

Precio del Crudo – Proyección

El precio de venta del crudo para la evaluación económica de los casos analizados es una variable altamente volátil vinculada a una gran incertidumbre. Además su valor tiene un impacto significativo en los resultados de dicha evaluación. Se tomó como referencia el precio del crudo WTI ("West Texas Intermediate") con una densidad °API de 39.6. El Gráfico 164 visualiza su precio histórico de forma nominal (curva verde) y real (curva roja) con relación al valor del USD de 2015.

Fig. 164 Histórico de precios de petróleo



Fuente: datosmacro.com

2.53.2 COSTOS / EGRESOS.

Costos de Operación (OPEX).

Todos los costos utilizados para la evaluación económica fueron suministrados por PETROAMAZONAS. No se incluyen costos asociados a aspectos legales, seguridad, ambiente y comunidades que puedan existir en el futuro, producto de la interacción de las actividades de explotación con el entorno en el que éstas se desarrollan. Se considera un incremento para estos costos de 1% anual para el periodo de predicción. Los costos de operación para este proyecto incluyen:

Costos de levantamiento / producción (en base a un barril de petróleo producido).

Costos de inyección de agua (USD / Barril de agua inyectada)

Costo del transporte SOTE.

Gastos administrativos.

Definición de los Costos de Levantamiento (Producción)

Incluye los costos directos asociados a la producción de un barril de petróleo tael como:

- Costos de extracción.
- Levantamiento.
- Mantenimiento de pozos.
- Almacenamiento y acondicionamiento de crudo.
- Costo de tratamiento y disposición de agua.
- Transporte del crudo hasta la estación del oleoducto SOTE.

Los costos indirectos relacionados con supervisión, mantenimiento de instalaciones y depreciación de activos productivos.

Costos de Inyección de agua

Los costos para la inyección de agua se establecieron de acuerdo con los criterios (esquema interno de análisis de costos) de PAM en 1 USD / barril de agua inyectada incrementando sus costos anualmente en 1%.

Costo - Transporte del crudo – SOTE

Son los costos relacionados al transporte del crudo desde la estación del SOTE ("Sistema Oleoducto Transecuatoriano") hasta la entrega en el puerto ecuatoriano de Balao. La tarifa utilizada es de 1,44 USD/BPN (información suministrada por PETROAMAZONAS). A estos costos se aplica un incremento anual de 1% para el periodo de predicción.

Aspectos Fiscales

Se utilizarán las siguientes premisas en relación a aspectos fiscales.

Regalías de Crudo

La Ely de Hidrocarburos en su artículo 54 establece que las contratistas de prestación de servicios para la exploración y la explotación de hidrocarburos están exentos del pago de primas de entrada, derechos superficiarios, regalías y aportes en obras de compensación; debiendo pagar anualmente al estado, desde el inicio de la explotación, una contribución no reembolsable equivalente al 1% del monto del pago por los servicios previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta, destinada a promover la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos en el campo de Hidrocarburos y en general de la Minería por parte del Ministerio del Ramo. En el caso de este proyecto, PETROAMAZONAS ha establecido que para el campo DRAGO se utilice una regalía del 0% por tratarse de una empresa Estatal.

Ely 10 (20).

Esta Ely establece la creación del Fondo para el Ecodesarrollo Amazónico, que se incrementará con los ingresos provenientes del impuesto, equivalente a US\$ 1,00 por cada barril que se extraiga en la región Amazónica y se comercialice en los mercados internos y externos.

Ely 40.

Crea el gravamen de cinco (05) centavos de dólar por cada barril de petróleo que se transporte por el Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), adicional a la tarifa de transporte, excluyéndose únicamente el destinado al consumo interno. Para el caso de este

proyecto se considerará como premisa, que el crudo del campo evaluado que se transporte por el SOTE se destina a exportación.

Gastos por Remediación Ambiental y Desarrollo Comunal (VAS)

Son impuestos establecidos para la remediación y para el desarrollo comunitario. Para el caso de este proyecto se asumirá un valor de US\$ 0,22 por barril producido.

Aportes a la SHE * (Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador)

Son aportes establecidos por ley, definido en 2 por 1000 (‰) sobre los ingresos brutos.

Aportes a la Contraloría

Son aportes establecidos por la ley, definido en 3 por 1000 (‰) sobre los ingresos brutos.

Tasa de Inflación

Se aplica una tasas de inflación de la moneda (USD) de 3.00% anual.

Tasa de Descuento

Para efecto de descontar los futuros flujos de caja, se consideró un costo promedio ponderado de capital del 10%, el cual se supone es representativo de la estructura financiera de la empresa en términos reales hasta el año 2015. Este valor no considera prima por inflación, tampoco por riesgo país. Sin embargo se evaluaron todos los escenarios aplicando diferentes tasas de descuento de 8%, 10%, 12%, 15%, 20% incluyendo la tasa establecida de 10%. Tasas de descuento mayores generan valores presentes netos (VPN) menores y disminuyen la tasa interna de retorno (TIR) de los proyectos de inversión.

2.54 MÉTODO DEL CÁLCULO

Flujo de Caja ("Cash Flow")

Los distintos escenarios tienen su propio perfil de ingresos y egresos en función del tiempo. La diferencia entre los ingresos y gastos resulta en el denominado Flujo de Caja ("Cash Flow" - nominal).

Valor Presente Neto (VPN)

Para determinar el beneficio generado de un proyecto y compararlo con otros escenarios de inversión se aplica el método del "Valor Presente Neto" (VPN). Se calculan los ingresos (por la venta de petróleo) y los egresos (por costos operativos, costos de inversión, etc.) nominales en función del tiempo. Luego se restan estos egresos de los ingresos respectivos y se obtiene el flujo de caja nominal en función del tiempo. Tasa Interna de Retorno (TIR).

En el cálculo del VPN se fija una tasa de descuento con la cual se descuentan todos los flujos de caja hacia la fecha presente.

Cada escenario genera un VPN adicional al del caso "CASO_BASE" que está vinculado directamente a la inversión efectuada. La tasa interna de retorno (TIR) representa la rentabilidad de los distintos escenarios de inversión, buscando aquella tasa de descuento la cual genera un VPN adicional igual a cero.

CAPÍTULO 3

3.1 ANALISIS DE RESULTADOS

El campo Drago se encuentra dentro de un panel con buzamiento general hacia el Oeste, dentro del cual se generó una sutil elevación que dio origen a la acumulación de este campo. Dicha deformación está muy relacionada a la reactivación de fallas pre-Cretácicas, las cuales fracturan o desplazan únicamente las unidades U, las demás unidades más jóvenes sólo son deformadas.

Dentro del campo se presenta la intrusión de tres cuerpos ígneos, uno de los cuales fue perforado por el pozo Vista-1, donde se evidencia que esta intrusión transformó las unidades U. Varios pozos del PAD D encuentran capas de rocas ígneas intrusivas dentro de la arena T Inferior, que serían silos provenientes de los cuerpos principales. Los cuerpos ígneos fueron extraídos por medio de atributos como geocuerpos, con el fin de delimitarlos lo más detalladamente posible en el modelo estático.

La estructura no presenta una forma típica tipo Fault Bend Fold, Fault Propagation Fold o Detachment Fold, ya que es el resultado de la reactivación de varias fallas, que generan una especie de narices que extienden la estructura en dirección de estas fallas. Además se presenta la deformación causada por el cuerpo intrusivo.

Los mapas en profundidad se generaron a través de mapas de velocidades promedio desde superficie hasta el tope de cada horizonte. Se encontró que no existen variaciones significativas en la lateral y que la velocidad promedio aumenta hacia las rocas más viejas como se espera en una secuencia normal.

Para la unidad U Inferior, no existiría un solo contorno o profundidad que lograra combinar lo que evidencian los pozos y los mapas estructurales. A la luz de los datos y lo que se logró analizar, es posible que se tenga un contacto para la arena basal de la unidad U Inferior y otro para las arenas superiores, el primero a -8610' y el segundo a -8550' TVDSS.

3.2 MODELAMIENTO ESTRUCTURAL

SUPERFICIES EN PROFUNDIDAD.

Como resultado del proceso de interpretación sísmica, descrito detalladamente en este capítulo, se generan los mapas en profundidad de cada una de las unidades interpretadas, así como de las unidades que corresponden a reservorio, pero que no presentaron la suficiente resolución para ser interpretadas, como es el caso de las arenas Tope U Inferior. Estas unidades en particular fueron construidas después de tener el modelo estructural con los horizontes principales en petrel, donde se procede a la opción *Make Zones*, donde se crean las superficies que se encuentran entre los horizontes, las cuales respetan las tendencias y los topes formacionales picados previamente.

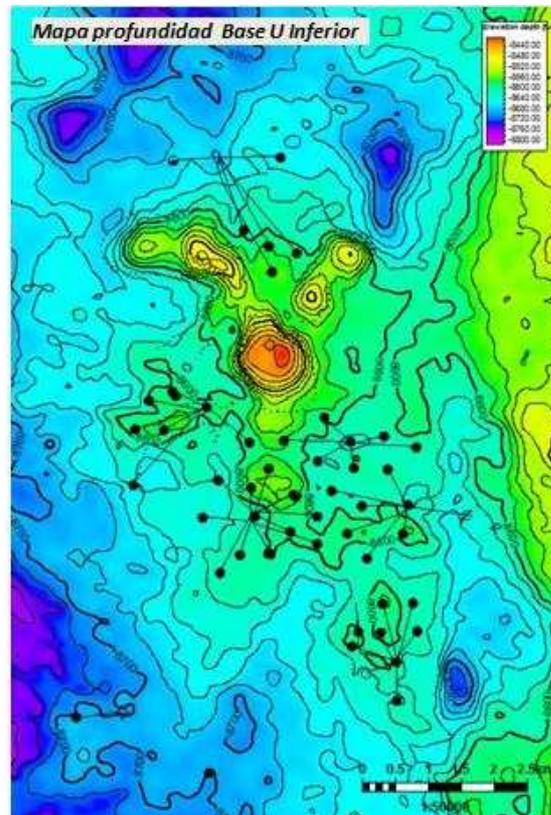
Como control de calidad se asegura que ninguna de estas superficies se cruce o intercepten, situación que no se presentó debido al muy buen control sísmico, así como al resultado del modelo de velocidad construido para cada superficie y que controla adecuadamente aún las zonas donde no se presentan pozos de control.

Los mapas que se muestran en las Figuras 165 y 166, corresponden en su orden a las superficies en profundidad, Basal Tena, Tope de Arena U Superior, Tope de Arena U Inferior, Base Arena U Inferior, Caliza B, Tope de Arena T Superior, Tope de Arena T Inferior, Base Arena T y Tope Hollín Inferior.

El siguiente análisis se concentra en los reservorios principales, Unidad U Inferior los cuales representan las características principales de la zona interpretada.

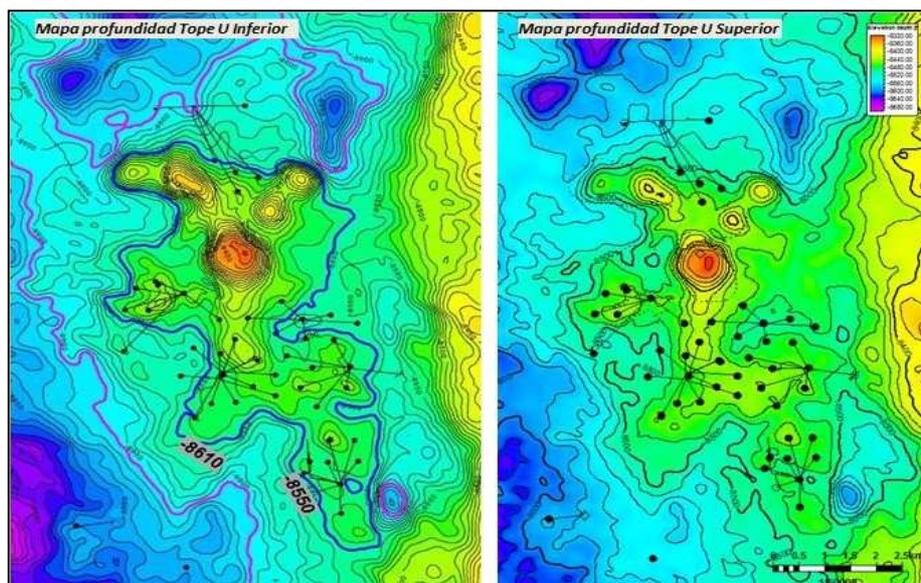
Teniendo en cuenta este mapa, se advierten dos zonas con posibilidad de desarrollo, la primera al lado Este de la zona intrusiva marcada en rojo, donde la presencia del reservorio es altamente probable y la zona está por encima de los -8810' TVDSS. La segunda zona está del lado Oeste del intrusivo, justo al norte del PAD D, donde no se identificaron cuerpos ígneos con los atributos antes mencionados y también se encuentra por encima del nivel Agua-Petróleo propuesto.

Fig. 165 Mapas en profundidad Base U inferior



Fuente: Villamar-Orozco

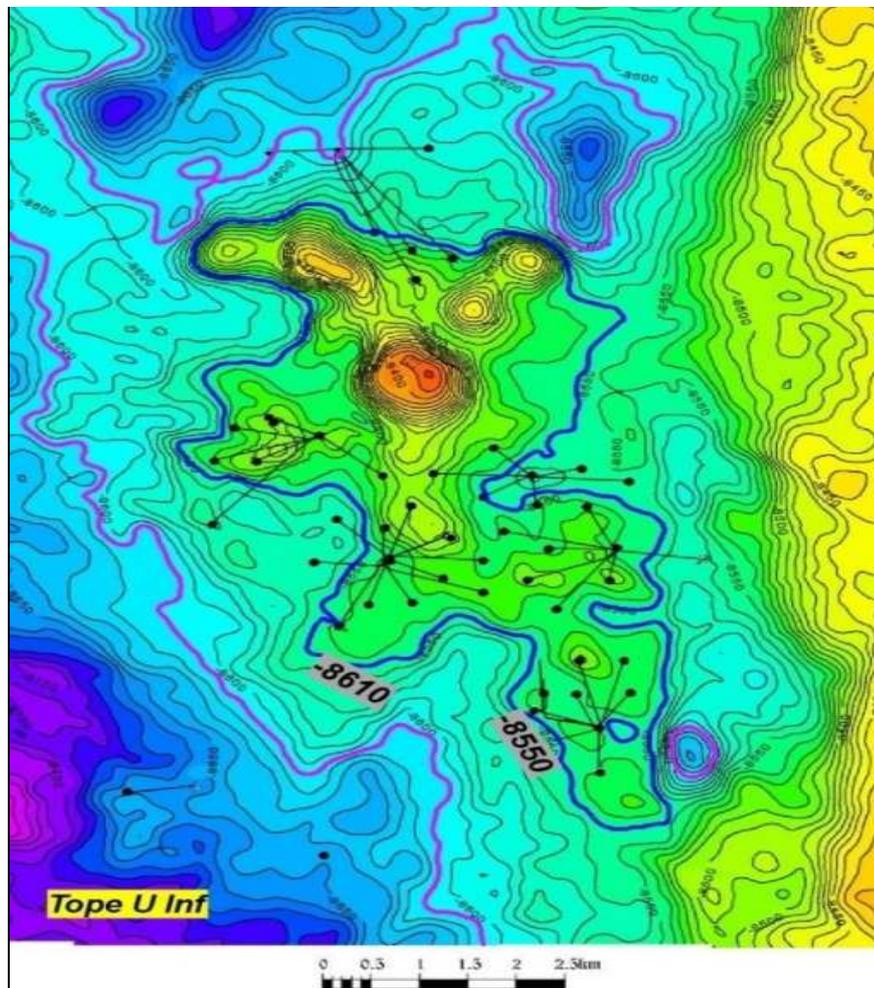
Fig. 166 Mapas en profundidad Tope Arena U Inferior y Tope U Superior



Fuente: Villamar-Orozco

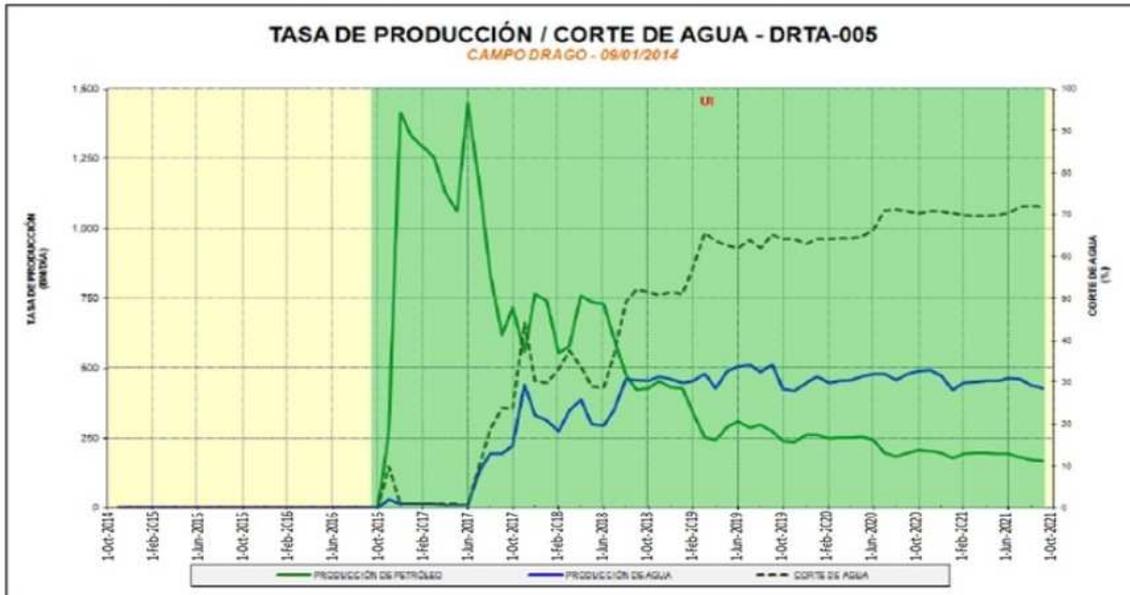
Para la Arena U Inferior (Figura 167) el mapa presenta características similares al de la arena T, sin embargo, no presenta las zonas de no reservorio dentro de los cuerpos intrusivos sino que se mantienen pero están deformados. Con respecto a los posibles cierres, tenemos que el mapa al tope de la arena U Inferior, presenta un cierre a -8550 TVDSS, sin embargo, como se explicará en el capítulo de petrofísica, varios pozos presentan hidrocarburo por debajo de esta profundidad, en especial en la arena más inferior de esta unidad; en el mapa se resalta el posible contacto que se ha identificado a -8610', que es claro en los pozos DRRC-020 y DRTA-005 donde también la producción indica una entrada rápida del agua (Figuras 168 y 169).

Fig. 167 Mapa en profundidad del Tope de la Arena U Inferior, mostrando los posibles contactos agua-petróleo.



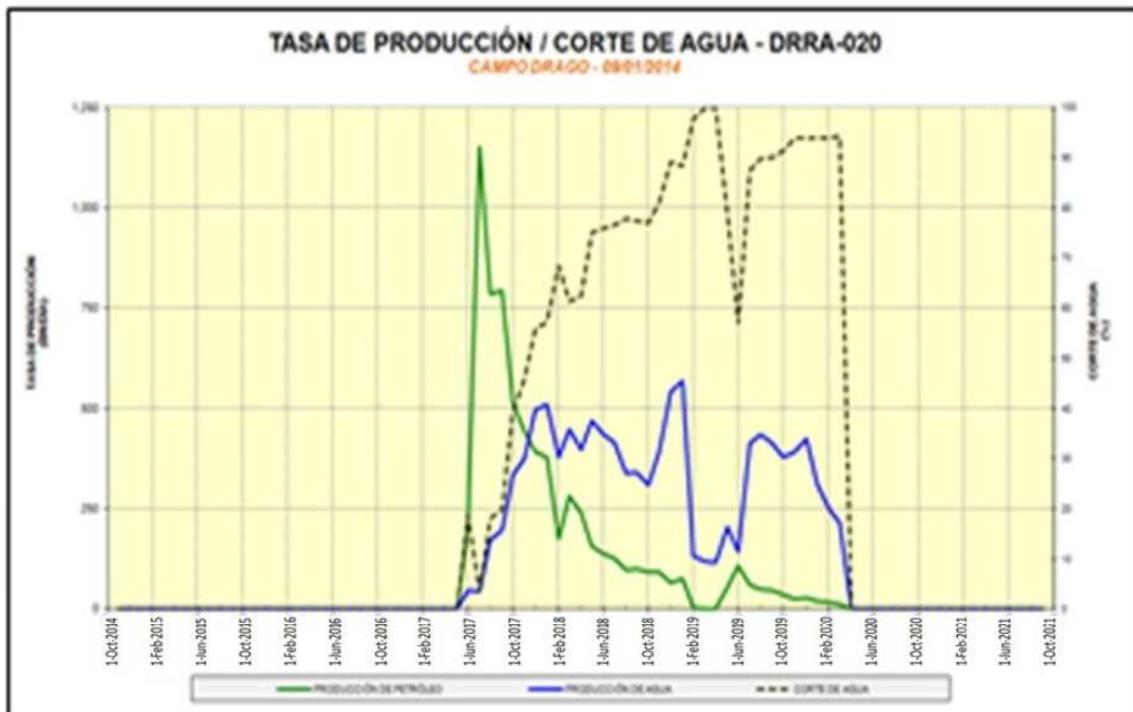
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 168 Tasa de producción pozo DRTA-005 para el intervalo U Inferior, mostrando la gran cantidad de agua producida, indicando la cercanía al contacto.



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 169 Tasa de producción pozo DRRA-020 para el intervalo U inferior, mostrando la gran cantidad de agua producida, indicando la cercanía al contacto.



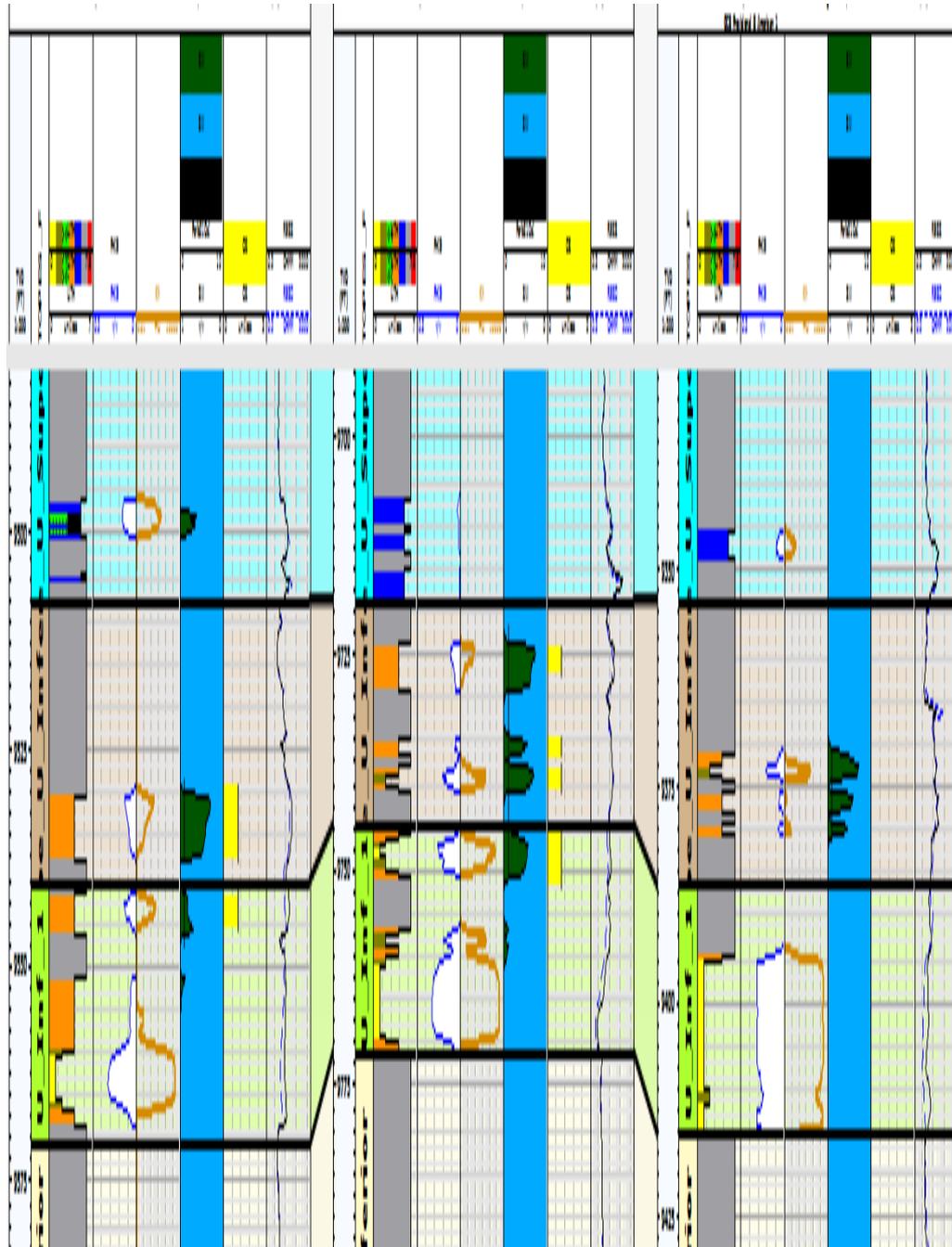
Fuente: Villamar-Orozco

Es también de gran importancia los datos que muestran los pozos del PAD C, en especial el DRRC-025 DRRC-023 DRRC-013, donde la arena basal está completamente en agua, aún en profundidades en las que por ejemplo, en el pozo DRRA-020 hay petróleo.

En la sección estructural que muestra la figura 171 y 172, se presentan las superficies que podrían ser contacto Agua-Petróleo, a -8610 y -8550 TVDSS respectivamente. Allí se puede observar que es poco probable que exista un único contacto agua-petróleo para toda la unidad U Inferior, por el contrario, podríamos tener varios contactos para varias unidades de flujo que además están controlados por variaciones estratigráficas. La sección que pasa por el PAD DRTA hacia el Norte muestra lo mismo y se ve como el contacto a -8610, funciona bastante bien para algunos pozos, pero no para otros.

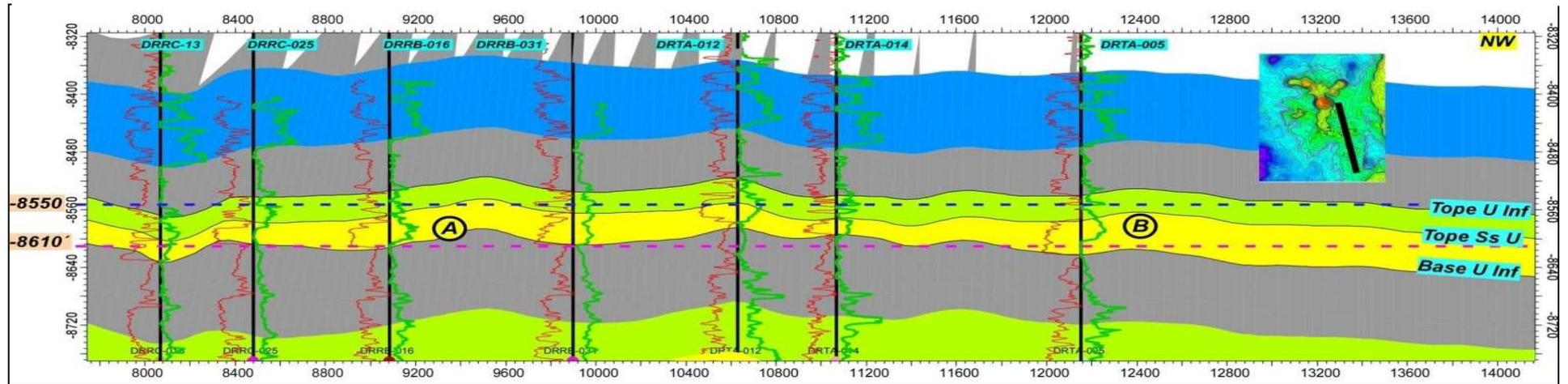
Por lo tanto, los datos sugieren que los contactos están controlados por variaciones estratigráficas, en la medida en que no existen fallas al nivel U Inferior que ocasionen compartimentalización. Al usar el mapa del tope de las arenas superiores de la unidad U Inferior, el contorno -8610 abarcaría un área demasiado extensa, e incluiría pozos como el DRRE-019 y DRRE-004 que produjeron agua, por lo tanto, un contorno menos profundo, como -8550, estaría más acorde con los mapas y los datos de producción, pero ese contacto, no serviría para la arena basal, que es la mejor, ya que está comprobada la presencia de hidrocarburo por debajo de esa profundidad. La figura 173 muestra lo que serían los contactos para la zona superior e inferior de la unidad U Inferior. Esto es bastante posible ya que al ser depósitos influenciados por mareas, existen niveles de shales intermedios que son bastante extensos arealmente, generando discontinuidades en la vertical que ocasionan que se comporten como unidades de flujo separadas.

Fig. 170 Petrofísica de los pozos DRRC-025, DRRC-023 Y DRRC-013, mostrando cómo la arena basal de la unidad U Inferior, está completamente en agua, aún a profundidades menores que -8610



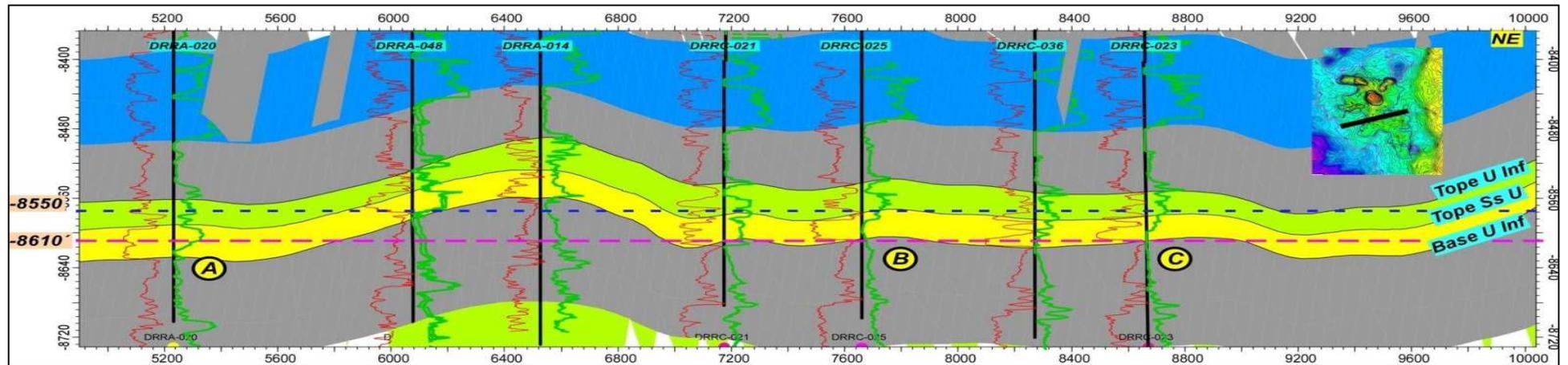
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 171 Sección estructural W-E mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior



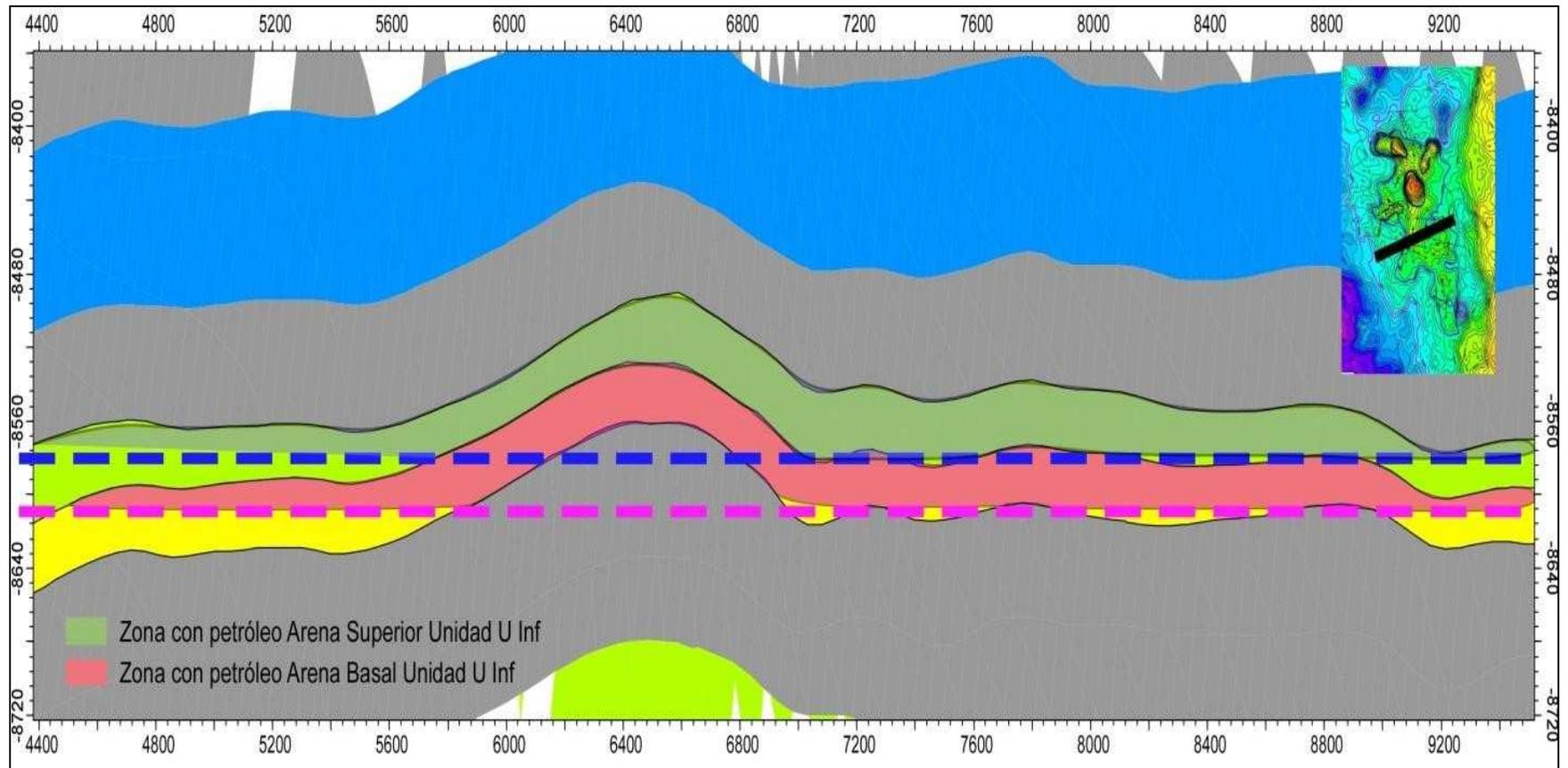
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 172 Sección estructural N-S mostrando la relación de contactos agua petróleo para las arenas superiores e inferiores de la unidad U Inferior



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 173 Sección estructural W-E mostrando lo que podrían ser los contactos diferentes para las arenas superiores y basales de la unidad U Inferior



Fuente: Villamar-Orozco

3.3 MODELAMIENTO PETROFISICO (ANALISIS)

RESULTADOS.

El modelamiento petrofísico realizado para el campo Drago genera como curvas output (resultados) litotipos, volumen de arcilla, porosidad total, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad, los cuales son utilizados para generar el modelo geoestadístico del campo, en las unidades de interés (yacimientos), así como para calcular los volúmenes de hidrocarburos e identificar nuevas oportunidades en el área de estudio. En los pozos para los cuales se realizó el modelamiento petrofísico basado en tipos de roca se entregan las siguientes curvas:

- Curva de Litotipos (LITH, adimensional)
- Curva de volumen de arcilla (Vsh, fracción)
- Curva de porosidad total (PHIT, fracción) y porosidad efectiva (PHIE, fracción)
- Curva de permeabilidad horizontal (Kh, milidarcyes)
- Curva de saturación de agua (SW, fracción)
- Curva de indicador de zona de flujo (FZI, adimensional)
- Curva de unidad hidráulica de flujo para LITH_1-2-3-4 (UHF, adimensional)

La definición de los intervalos NET-PAY se realizó teniendo en cuenta corte de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua por litotipos yacimiento como se muestra en la Tabla 41.

Tabla 41 Parámetros (cut-off) utilizados para el cálculo de intervalos netos saturados con hidrocarburo (net-pay)

CORTES UTILIZADOS PARA EL CALCULO DE NET-PAY			
SW	PHIE	VSH	LITH
0.5	0.08	0.5	1
0.5	0.08	0.5	2
0.7	0.05	0.7	3
0.7	0.05	0.7	4

Fuente: Villamar-Orozco

3.4 PROYECCIONES DE LA SIMULACIÓN

3.4.1 Generalidades

Uno de los objetivos de un estudio de simulación es la generación de proyecciones de las producciones de petróleo y de agua a nivel de campo y a nivel de pozo bajo diferentes escenarios.

3.4.2 Curva Base (CB)

Luego de culminar el proceso del ajuste historia del campo se procede con el primer escenario de proyección que se llama *Caso Base (CB)*.

El CB mantiene las condiciones operacionales actuales y se proyectan las producciones hacia el futuro utilizando el modelo de simulación ajustado históricamente.

En el caso base del complejo DRAGO se establecieron las siguientes condiciones:

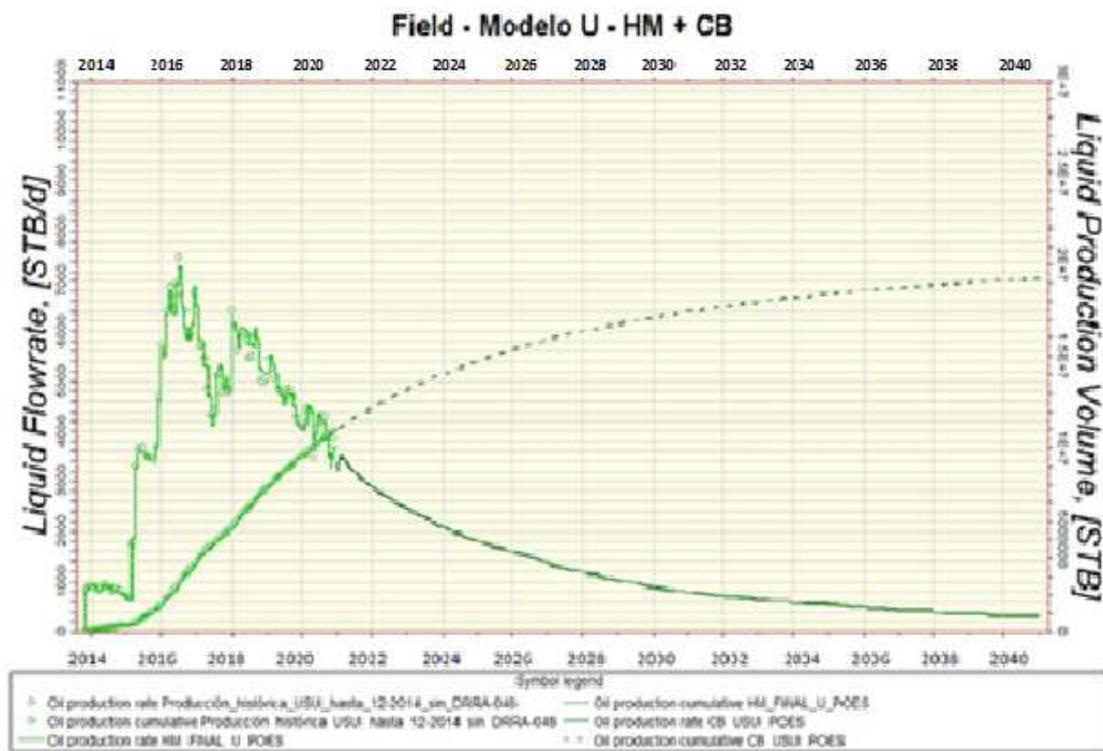
- No se incorporan nuevos pozos durante la fase de proyección
- No se implementan escenarios de recuperación secundaria y/o terciaria
- No se incorporan trabajos de reacondicionamiento (WO) durante la fase de proyección
- Se establece una tasa de producción mínima de petróleo de 20 BN/día con la cual se cerrará el pozo durante la fase de proyección
- Se establece un máximo para el corte de agua a nivel de pozo de 98%
- El periodo de proyección se estableció para 20 años
- Los pozos productores están controlados por las últimas tasas de producción de líquido registradas al final del ajuste histórico
- Se establecen para los pozos productores presiones de fondo mínimas como segundo control cuyo nivel depende de la arena (Arena U - BHP = 1000 lpc.) tomando en cuenta el punto de burbuja del crudo respectivo.

La Figura 174 a continuación presentan las curvas bases (tasa & acumulado de petróleo a nivel de campo) para los modelos U respectivamente tomando en cuenta las limitaciones mencionadas, en tanto que la figura 85 indican las tasas de petróleo & agua.

La proyección del petróleo de las arenas US + UI-0 + UI-1 (ver Gráfico 84) declina suavemente (de 3500 BNP/día a 300 BNP/día aproximadamente) a lo largo de los próximos 20 años mientras la proyección de agua se mantiene en niveles relativamente bajos, debido a la ausencia de un acuífero activo en dichas arenas.

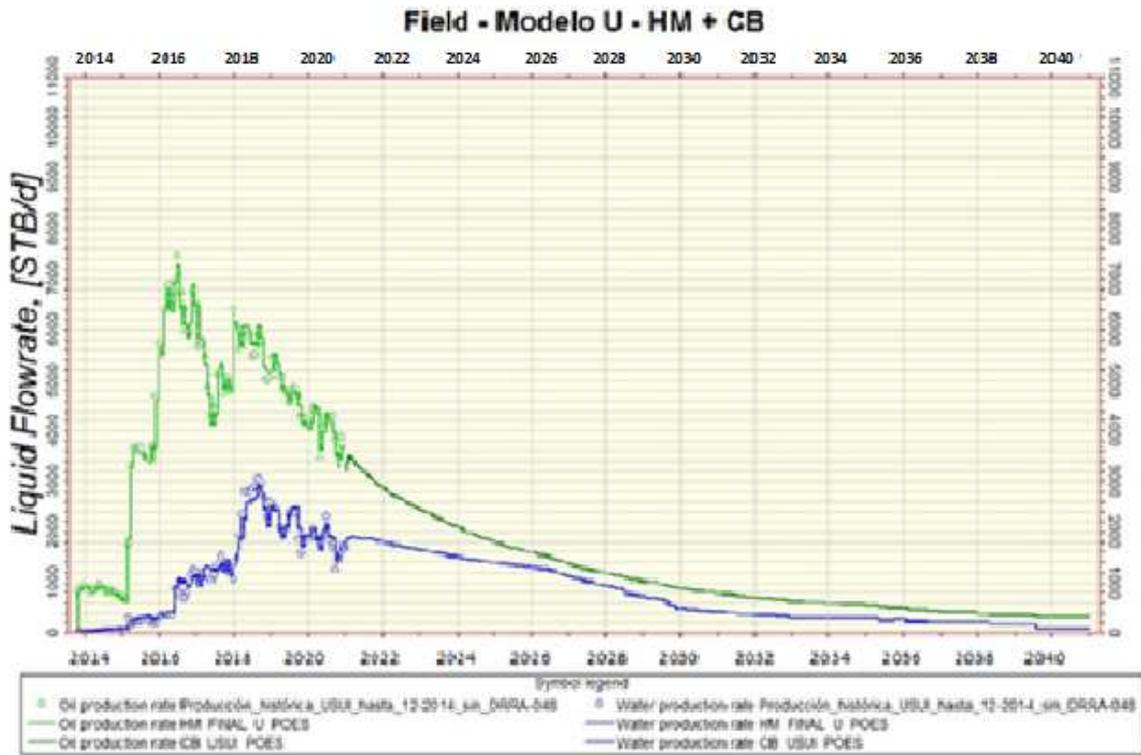
La tasa de agua a nivel de campo disminuye drásticamente durante el periodo de proyección del Caso Base cuando se cierran pozos productores con tasas mínimas de producción de petróleo ($q_{oil-min} = 20$ BN/día vinculados con altas producciones de agua) y cortes máximos de agua (CA=98%).

Fig. 174 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) – Tasas & acumulados petróleo – Arenas US + UI-0 + UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 175 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) – Tasas petróleo & agua – Arenas UI-0 + UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

La Tabla 42 a continuación presenta un resumen de los resultados más relevantes del Caso Base (CB). Un cuadro similar pero desglosado por área - DRAGO NORTE.

Tabla 42 Resumen del POES, Recuperación de petróleo adicional & Factor Recuperado & Factor Recuperado & Factor de Recobro – CASO BASE (CB) - campo DRAGO

Arena	POES (MMBN)	Producción acumulada de petróleo – N _p (MMBN)			ΔN _p (MMBN) ²	Factor Recuperado (%)	Factor de Recobro
		31-12-2020 ¹	31-12-2020	01-2040 ²			
				CB	CB		CB
UI-0	18.89	1.24	1.24	1.99	0.76	6.54	10.54
UI-1	94.45	9.72	9.71	16.88	7.17	10.28	17.87
Total	113.34	10.96	10.95	18.87	7.93	16.82	28.41

Histórico 2Modelo dinámico

Fuente: Villamar-Orozco

1)

La Tabla 42 indica una recuperación adicional de petróleo de 22.31 MMBN en los próximos 20 años en todo el campo DRAGO bajo el esquema de explotación actual alcanzando de esta manera un factor promedio de recobro de 16.88 %.

3.4.3 Curva Base (CB) + Work-over (WO)

El siguiente escenario que se investiga es el Caso Base (CB) incluyendo la implementación de trabajos denominados como “*Work-over*” (WO) los cuales comprenden lo siguiente:

- Apertura de nuevos intervalos en pozos cerrados y productores actuales
- Modificación de intervalos existentes (ej.: reducción) en pozos cerrados y productores actuales

El procedimiento que se aplicó para determinar oportunidades de este tipo se presenta a continuación. Se revisó la interpretación petrofísica de todos los pozos productores & cerrados para identificar oportunidades (intervalos) en las distintas arenas.

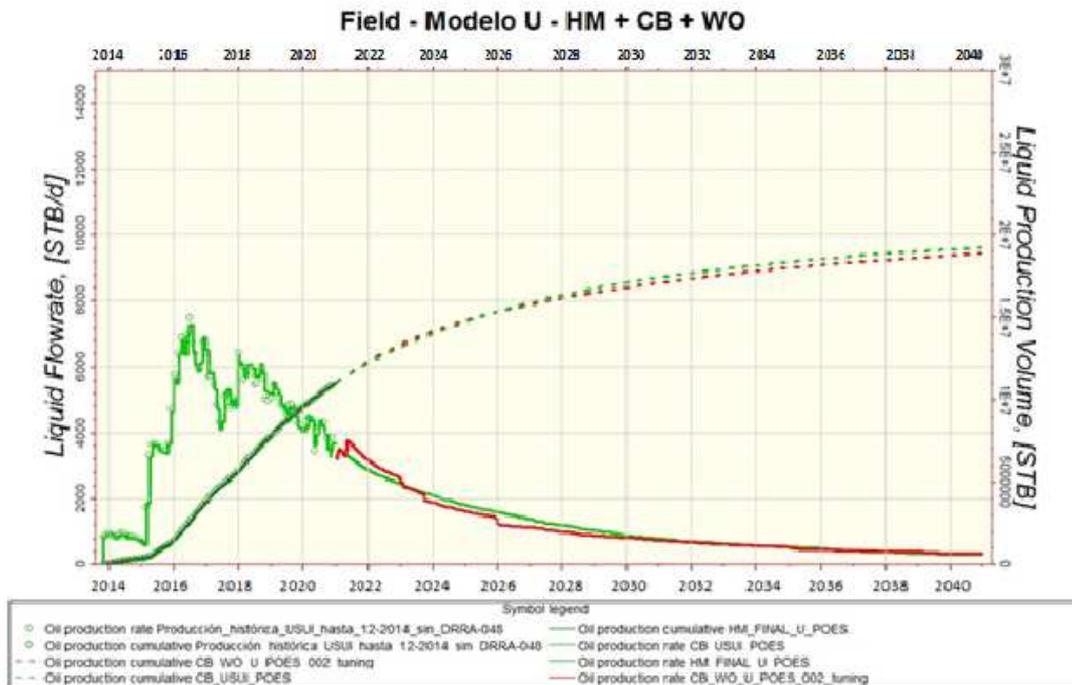
- Una vez identificadas las oportunidades se verificó si existen pruebas iniciales de producción de las zonas encontradas.
- Considerando las saturaciones actuales (petróleo & agua) de acuerdo con el modelo dinámico en la ubicación del pozo respectivo se seleccionaron los pozos que aun aparecen con (posibles) intervalos prospectivos
- A los pozos seleccionados en el paso anterior se asignaron intervalos (nuevos o modificados) de completación para el WO
- Finalmente se implementan estos intervalos en el modelo dinámico ingresando una tasa de producción de líquido tomando en cuenta producciones actuales e históricas del pozo, pruebas de producción y los niveles de producción de los pozos aledaños.
- Se procede con una primera corrida colocando todos los pozos con WO propuestos a la misma fecha y basándose en los resultados de esta corrida se jerarquizaron estos pozos de acuerdo con su nivel de producción acumulado de petróleo calculado.
- Como último paso se realizó la implementación final de los pozos con WO al modelo iniciando el primer WO a la fecha 01-04-2021 y tomando en cuenta que se pueden realizar 4 WO / mes (2 WO / 2 semanas) aproximadamente.

La Tabla 42 a continuación presenta un resumen de los pozos seleccionados para trabajos de WO e implementados en el modelo dinámico indicando las arenas, los intervalos, las tasas límites y las fechas de su implementación propuestas.

El Gráfico 176 a continuación muestra los resultados de las corridas de simulación (tasa y acumulado de petróleo a nivel de campo) con relación a la implementación de trabajos de WO para el modelo U tomando en cuenta las limitaciones mencionadas mientras el Gráfico 177 indica las tasas de petróleo & agua..

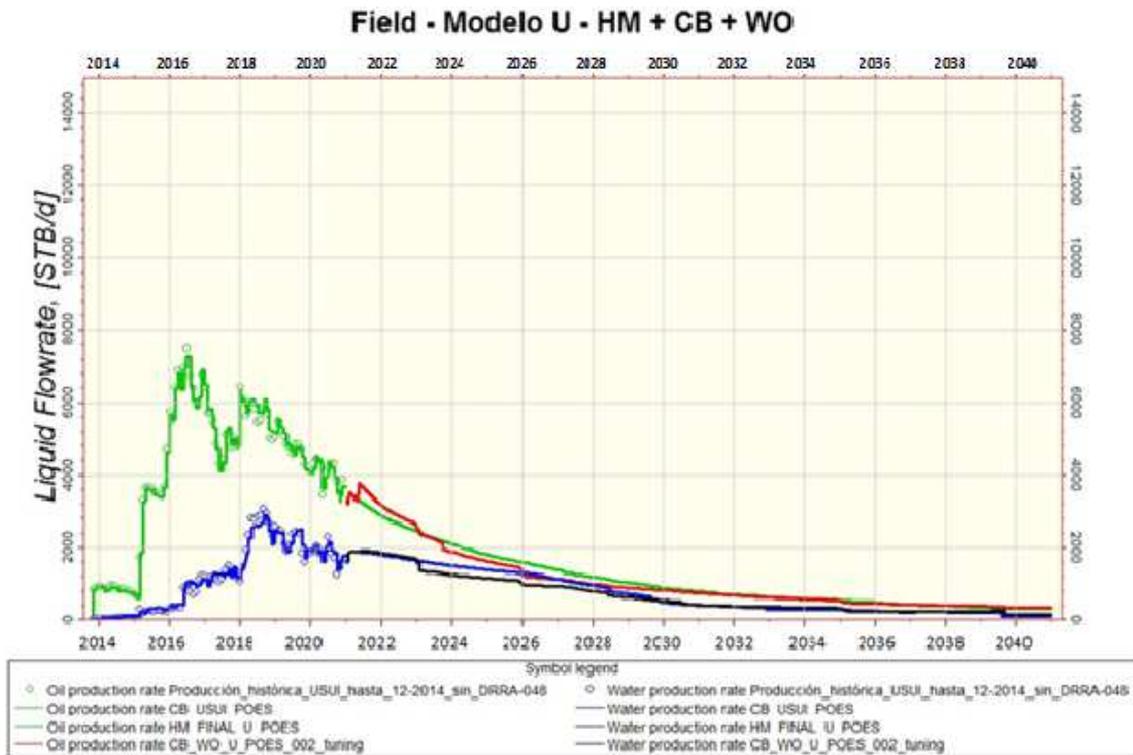
Del Gráfico 177 se puede apreciar que los trabajos de reacondicionamiento en la arena U elevan la producción de petróleo de forma marginal durante los primeros 2 años a partir de su implementación y luego cae por debajo de la curva base (inicio del 2017). Cabe resaltar que parte del petróleo de la curva base de U se "sacrifica" en beneficio del aumento mayor obtenido en la arena T.

Fig. 176 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) – Tasas & acumulados petróleo– Arenas US + UI-0 + UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 177 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) – Tasas petróleo & agua – Arenas US + UI-0 + UI-1



Fuente: Villamar-Orozco

La Tabla 43 a continuación presenta un resumen de los resultados más relevantes del Caso Base (CB) + Work-over (WO).

La Tabla 43 muestra una producción acumulada de petróleo adicional de 26.77 MMBN en los próximos 20 años considerando el Caso Base e incluyendo los trabajos de work-over (WO) propuestos y un incremento de 4.46 MMBN comparando el caso WO con el caso CB.

Cabe resaltar que la optimización de los trabajos de WO perjudica ligeramente las producciones de la U (UI-1) mientras beneficia en mayor grado las de la arena T (ver Tabla 43).

El factor de recobro (01-2040) a nivel de campo se elevaría de 7.41 % a 18.78 % al final de 20 años considerando trabajos de work-over.

Tabla 43 Resumen del POES, Recuperación de petróleo adicional & Factor Recuperado & Factor de Recobro – CASO BASE (CB) + Work-over (WO) - campo DRAGO.

Arena	POES (MMBN)	Producción acumulada de petróleo – N _p (MMBN)				2 ΔN _p (MMBN)		Factor Recuperado (%)	Factor de Recobro (%)	
		31-12-2020 ¹	31-12-2020 ²	01-2040 ²					31-12-2020 ²	01-2040 ²
				CB	CB+WO	CB	CB+WO		CB	CB+WO
UI-0	18.89	1.24	1.24	1.99	2.32	0.76	1.08	6.54	10.54	12.27
UI-1	94.45	9.72	9.71	16.88	16.21	7.17	6.50	10.28	17.87	17.16
Total	113.34	10.96	10.95	18.87	18.53	7.93	7.58	16.82	28.41	29.43

¹ Histórico ² Modelo dinámico

Fuente: Villamar-Orozco

3.4.4 Curva Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos pozos (NP)

El siguiente escenario presenta la implementación de nuevos pozos planteados a partir del Caso Base (CB) más Work-over (WO).

El procedimiento que se aplicó para determinar oportunidades de este tipo se presenta a continuación:

- Se revisó el modelo dinámico ajustado (31-12-2020) tomando en cuenta las saturaciones actuales de petróleo y un radio de drenaje de entre 400 @ 450 m para ubicar nuevos pozos.
- A los pozos ubicados en el paso anterior se asignaron intervalos en sus arenas respectivas
- Finalmente se implementan estos pozos propuestos con sus intervalos en el modelo dinámico ingresando una tasa de producción de líquido (control) tomando en cuenta las condiciones de producción actuales e históricas de los pozos aledaños.
- Se procede con una primera corrida colocando todos los pozos propuestos a la misma fecha y basándose en los resultados de esta corrida (acumulado de petróleo) se jerarquizaron estos pozos de acuerdo con su nivel de producción de petróleo calculado
- Luego se realizó la implementación final de los pozos al modelo de manera que se incorpora cada 5 semanas un nuevo pozo propuesto a partir del 01-04-2015 y optimizando la secuencia de las arenas productoras mediante una serie de diferentes escenarios simulados.

Se presume que los pozos que muestran intervalos prospectivos en más de una arena producen primero de la arena con mayor capacidad productiva y luego mediante la opción "Follow on well" se abre el intervalo siguiente cuando el primer intervalo cumple algunos de los límites impuestos (ej: tasa mínima de petróleo)

La siguiente Figura 178 presenta la ubicación de todos los posibles nuevos pozos junto con los pozos seleccionados para su implementación en la corrida fina

La Tabla 44 a continuación presenta un resumen de los pozos nuevos propuestos e implementados en el modelo dinámico indicando las arenas, la ubicación (coordenadas), las tasas líquidas y las fechas de su implementación (perforación) propuestas.

Tabla 44 Resumen de los pozos propuestos– Arenas U y T– Caso Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos pozos (NP) – campo DRAGO

U				
	fecha	POZO-NP ¹	Tasa líquida	límite ³
			<i>BN/día</i>	<i>BN/día</i>
	06-01-2020	DRAGO X1_UI-1	400	
	29-06-2020	DRAGO X2_UI-1	400	
	03-08-2020	DRAGO X3_UI-1	400	
	07-09-2020	DRAGO X4_UI-1	400	
	16-11-2020	DRAGO X5_UI-1	400	
	25-01-2020	DRAGO X6_UI-1	400	
	05-04-2020	DRAGO X7-002_U	400	

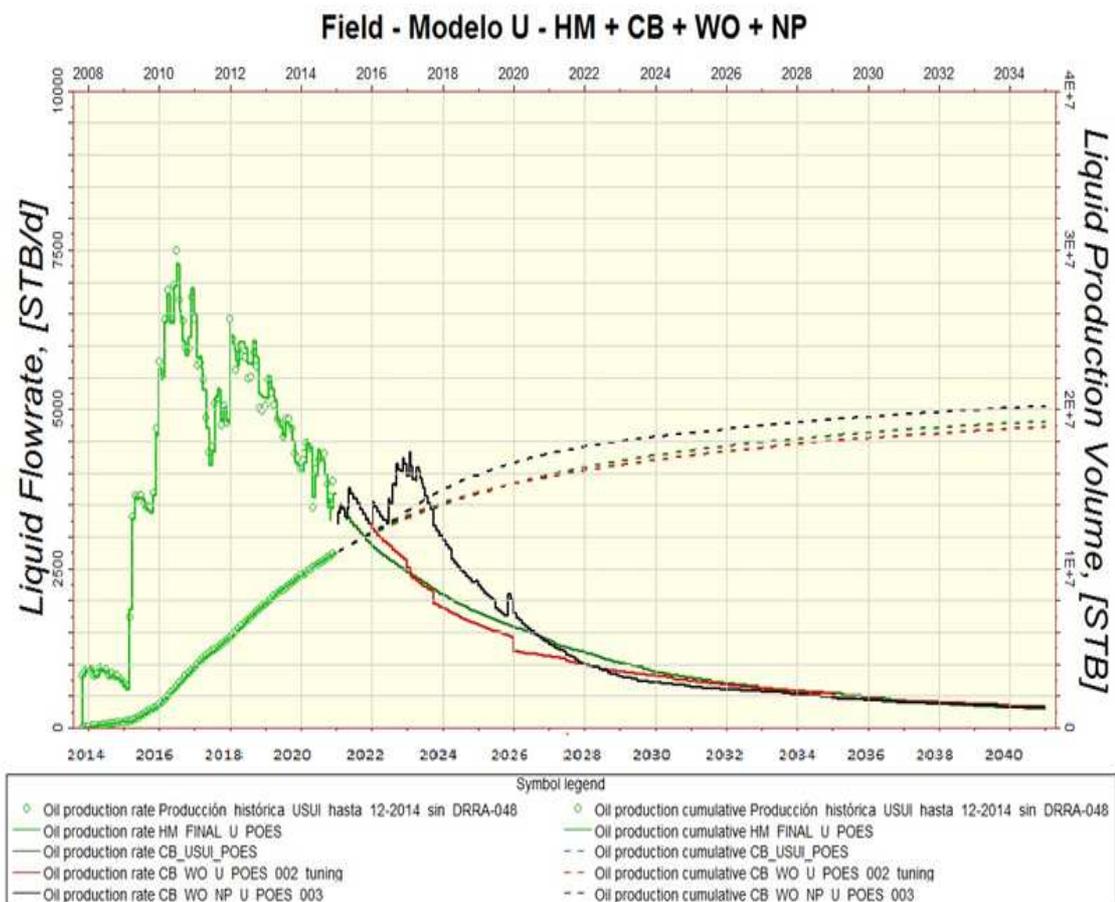
1) Nuevos Pozos (NP) propuestos y creados en PETREL como pozos verticales con la EMR del respectivo pad
 2) 1 pozo / 5 semana a partir del 06-01-2020
 3) límite de producción de petróleo (BN/día) del pozo respectivo para luego abrir el siguiente pozo ("follow on")

Fuente: Villamar-Orozco

El Gráfico179 muestra los resultados de las corridas de simulación (tasa y acumulado de petróleo a nivel de campo) con relación a la implementación de trabajos de WO más la perforación de los nuevos pozos (NP) propuestos para la arena U (UI-0, UI-1) mientras el Gráfico 3.8.10 indica las tasas de petróleo & agua.

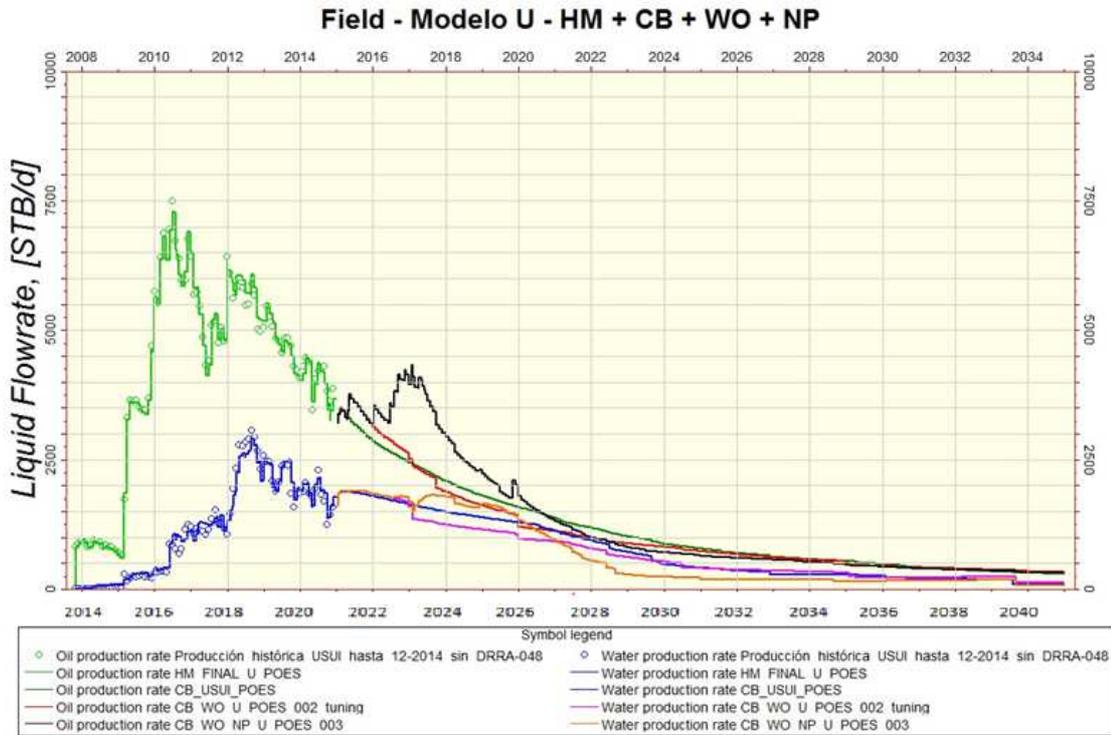
Optimizando e implementado los pozos propuestos se puede incrementar la tasa de producción de petróleo a nivel de campo a unos 4.000 BNP/día (Arena U) y unos 12.000 BNP/día (Arena T) llegando de este modo a una tasa conjunta de 16.000 BNP/día por un período de tiempo muy breve (ver picos en los Gráficos 180).

Fig. 179 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP) Tasas & acumulados petróleo – Arena U (US, UI-0, UI-1) - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 180 Ajuste historia + Proyecciones Caso Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP) – Tasas petróleo & agua – Arena U (US, UI-0, UI-1)



Fuente: Villamar-Orozco

3.5 INFORME FINAL. MODELO DINÁMICO.

3.5.1 Construcción de Modelos de Yacimientos del Campo Drago, Drago Norte

La Tabla 45 presenta un resumen de los resultados más relevantes del Caso Base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos pozos (NP). Un cuadro similar desglosado por área - DRAGO / DRAGO ESTE / DRAGO NORTE.

En la Tabla 45 se puede observar que se genera un incremento de la producción acumulada de petróleo adicional en los 20 años de proyección a nivel de campo de aproximadamente 34.81 MMBN y comparado con el caso CB+WO la estrategia de perforación suma aproximadamente 8.04 MMBN.

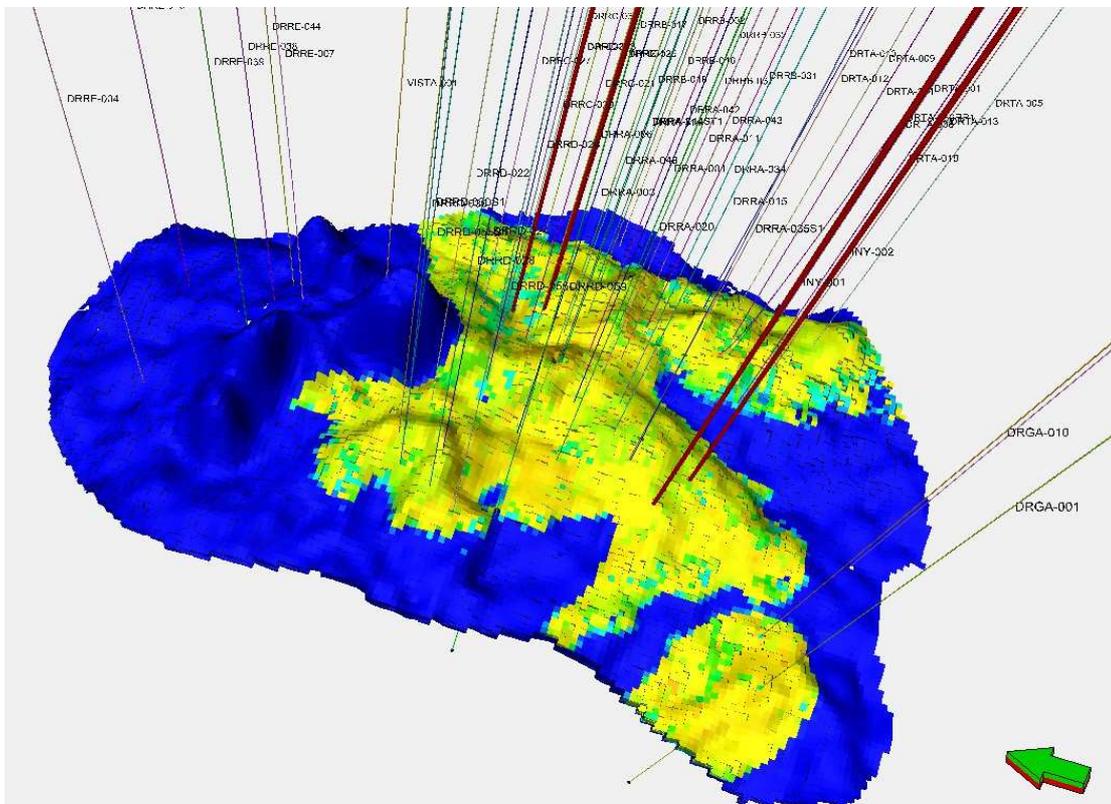
La perforación de nuevos pozos propuestos se llevaría al campo a un factor de recobro de 22.19 % al final de los próximos 20 años.

3.5.2 Simulación de la Inyección de Agua

A continuación se presentan los resultados de la simulación numérica del escenario de inyección de agua en la arena UI-1 a partir del escenario Caso Base (CB) más Workover (WO) más nuevos pozos propuestos (NP).

El proceso se simuló con un total de 4 inyectores de agua cuya ubicación se observa en la figura 181.

Fig. 181 Ubicación de los pozos inyectores propuestos (trayectoria roja) para la arena UI-1 – campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Los pozos inyectores llevan la siguiente nomenclatura:

- INY-001 (= DRAGO-017)
- INY-002 (=DRAGO -018)
- INY-003 (=DRAGO -013 convertido en inyector)
- INY-004 (=DRAGO 025 convertido en inyector)

La optimización del escenario de inyección de agua se realizó de la siguiente manera:

Primera corrida:

- Se completaron los pozos con intervalos que cubren toda la arena UI-1
- Se inició la inyección de agua a partir del 01-01-2021 cerrando los pozos productores que se convierten en inyectores
- La tasa de inyección se estableció inicialmente de 1.000 BN/día
- La presión de inyección (BHP) fue limitada a 4.000 lpca
- El escenario se montó encima del escenario HM+WO+NP sin ninguna otra modificación

Segunda corrida:

- Basándose en el caso de la primera corrida se aumentaron las tasas de inyección a 1.500 BN/día y por inyector
- Se aumentó el límite de la tasa líquida del pozo DRRA-001 a 1.000 BN/día
- Se cerraron los pozos DRRA-006, DRRA-011, DRRA-015 y DRRA-048 en la arena T (01-01-2020) y se abrieron los mismos pozos en la misma fecha para la arena UI-1 con una tasa líquida de 500 BN/día cada uno
- El 01-04-2021 se incrementaron las tasas líquidas de los pozos antes mencionados a 1.000 BN/día
- Los límites económicos ($q_{oil\ min} = 20$ BN/día y $WCT_{max} = 98\%$) fueron temporalmente suspendidos (01-01-2020 a 01-01-2021) para los pozos DRRA006, DRRA-011, DRRA-015 y DRRA-048.

Tercera corrida:

- Se mantuvieron todos los parámetros de la segunda corrida con la excepción de aumentar las tasas de inyección por pozo a 2.000 BN/día

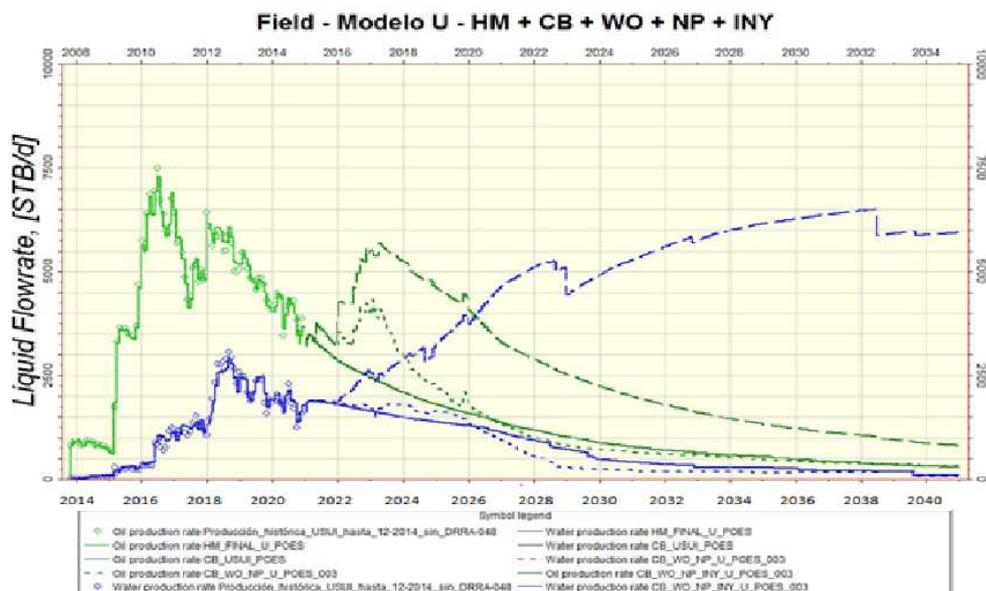
Finalmente se realizó una corrida del modelo T cerrando los pozos DRRA-006, DRRA011, DRRA-015 y DRRA-048 a partir del 01-01-2016.

La figura 182 a continuación muestra los resultados de las corridas (HM, HM+WO+NP, HM+WO+NP+INY) de simulación (Tasa de Producción de petróleo y Agua) para la arena U y T respectivamente mientras los Gráficos 92 y 94 indican las tasas de producción de petróleo junto con la producción acumulada para cada arena.

Los Gráficos 183 y 184 sugieren un aumento sustancial del acumulado del petróleo en la arena U (inyección de agua) y una ligera disminución en los acumulados de petróleo para la arena T (cierre de productores en la T para abrirlos en la U). Sin embargo el incremento sumando los resultados de las 2 arenas es altamente favorable. Cabe mencionar que con el escenario optimizado de inyección de agua se logra una estabilización de las presiones alrededor del punto de burbuja igualando las tasas de inyección de agua con las tasas de producción de líquido para la arena U (ver figura 183).

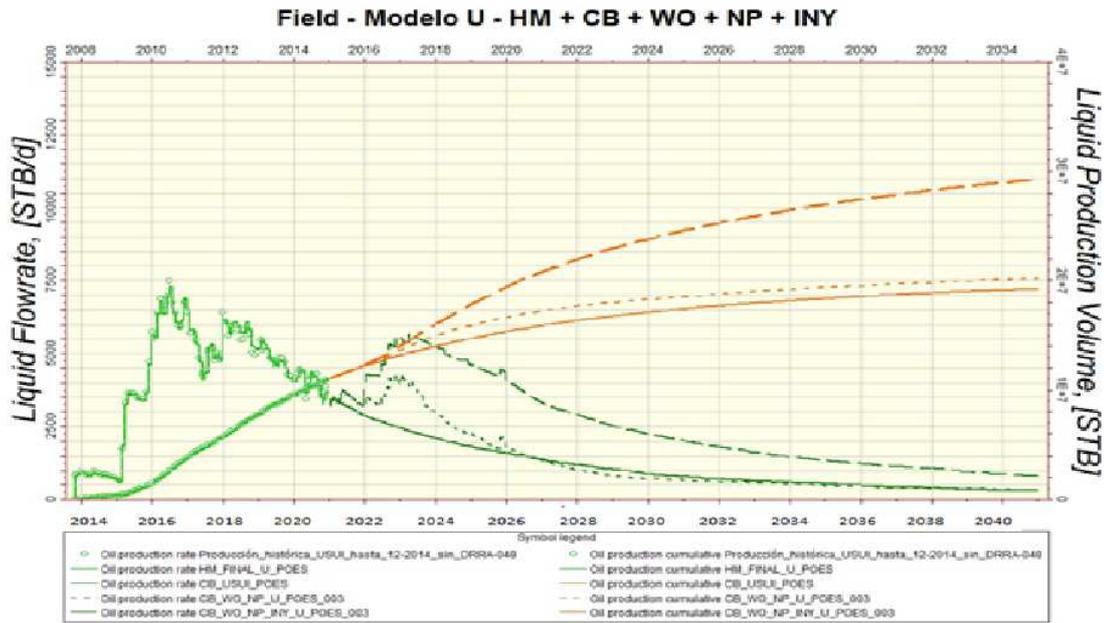
Considerando una presión mínima de miscibilidad estimada en unos 4.000 lpca (para el caso de inyección de CO₂) se requiere la represurización de la arena UI que se encuentra actualmente a un nivel de 1.200 a 1.300 lpc. Los resultados de la simulación indican que se deberían inyectar 16.000 BN de agua por día para alcanzar una presión de 4.000 lpc en la arena UI dentro de un período de 3 años (!). Tomando como referencia los datos del programa de inyección de agua en la arena UI del campo SHUSHUFINDI (11-1984 a 03-1999) se puede estimar una tasa de inyección por pozo inyector entre 1.500 y 2.000 BN de agua por día. Se puede concluir que la inyección de CO₂ bajo miscibilidad es poco factible desde el punto de vista técnico.

Fig. 182 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP), CB + WO + NP + Inyección de Agua (INY) – Tasas petróleo & agua – Arena US + UI-0 + UI-1 - campo DRAGO



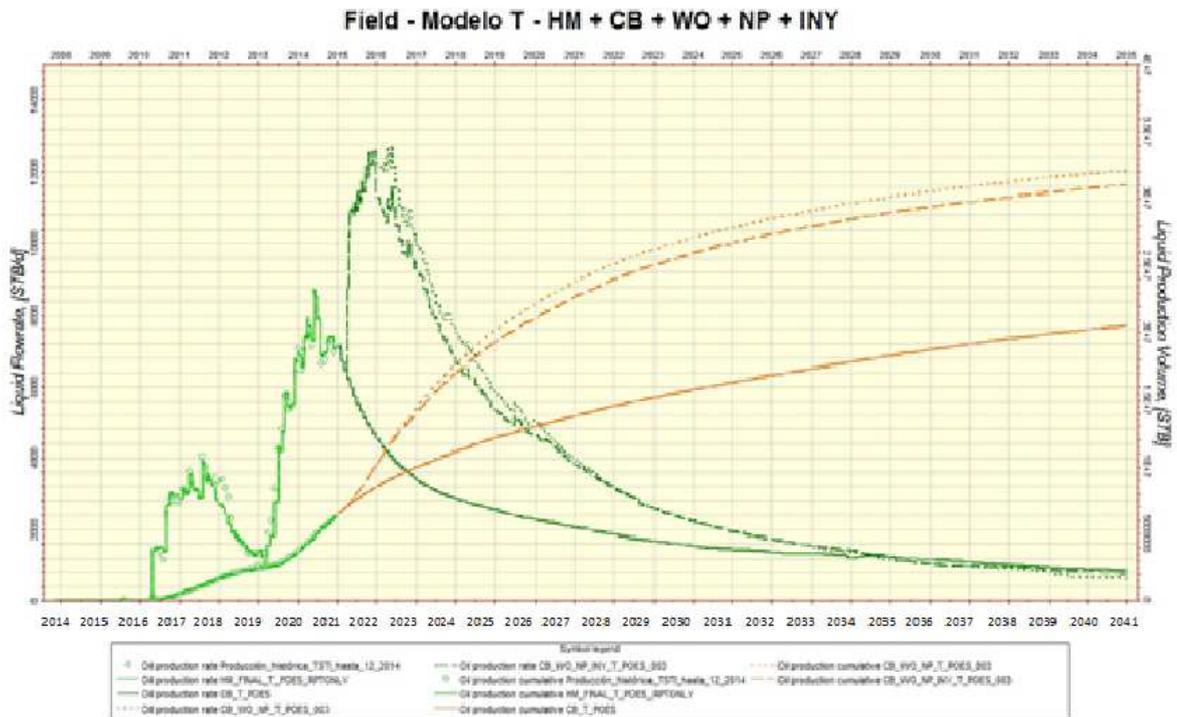
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 183 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP), CB + WO + NP + Inyección de Agua (INY) – Tasas petróleo & acumulado de petróleo – Arena US + UI-0 + UI-1 - campo DRAGO



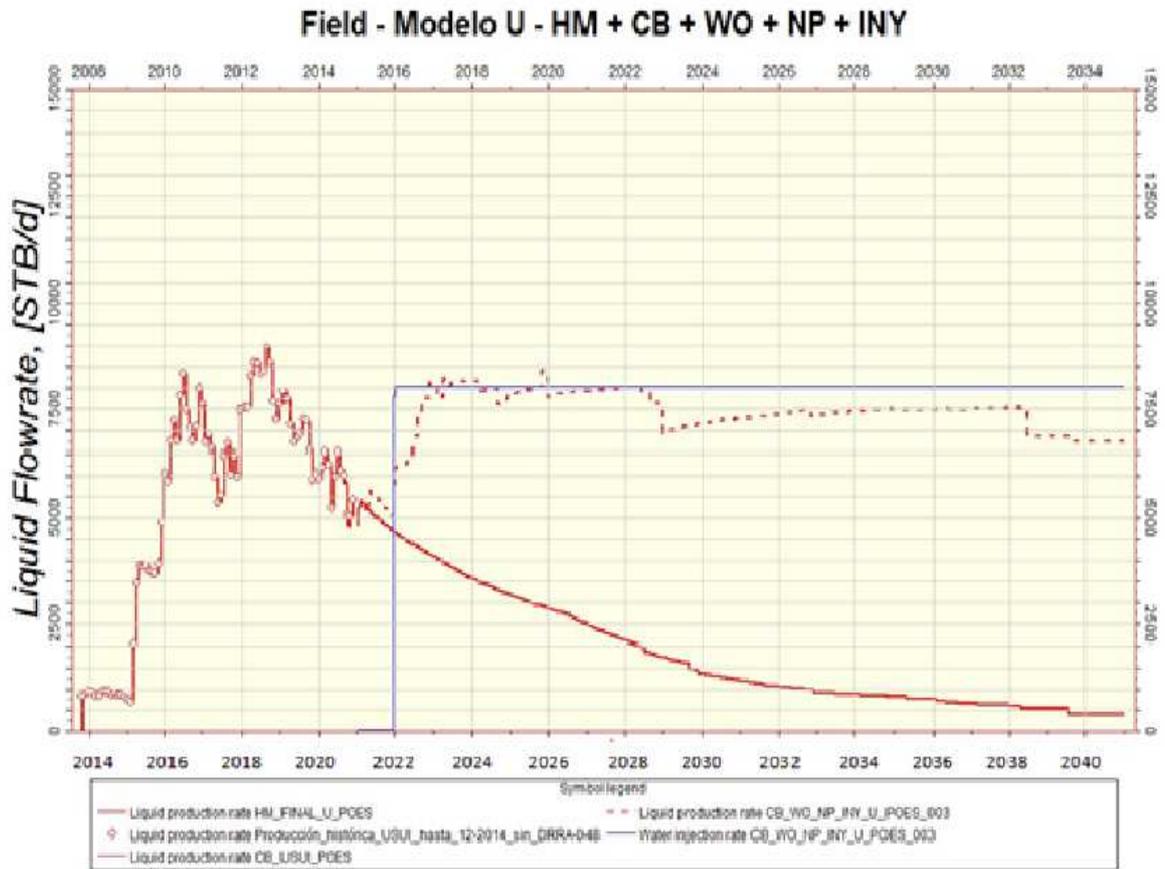
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 184 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP), CB + WO + NP + Inyección de Agua (INY) – Tasas petróleo & acumulado de petróleo – Arena TS + TI-0 + TI-1 - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 185 Ajuste historia (HM), Caso Base (CB), CB + WO + NP + INY – Tasas líquidas & tasa de inyección – Arena US + UI-0 + UI-1 - campo DRAGO



Fuente: Villamar-Orozco

La Tabla 45 a continuación presenta un resumen de los resultados más importantes de los escenarios de proyección incluyendo el caso de inyección de agua en la arena UI.

En la Tabla 45 se resaltan los resultados con relación al caso de inyección de agua (CB + WO + NP + INY), columnas con color azul.

Se puede observar que se genera un incremento de la producción acumulada de petróleo en los 20 años de proyección a nivel de campo de aproximadamente 42.88 MMBN y comparado con el caso CB+WO+NP la estrategia de inyección de agua tiene una ventaja neta de aproximadamente 8 MMBN.

La inyección de agua junto con los mejores escenarios de WO y perforación de nuevos pozos (CB + WO + NP + INY) llevaría al campo a un factor de recobro de 25.61 % al final de los próximos 20 años.

Tabla 45 Resumen del POES, Recuperación de petróleo adicional & Factor Recuperado & Factor de Recobro – CASO BASE (CB) + Work-over (WO) + Nuevos Pozos (NP) + Inyección de Agua en UI-1 - campo DRAGO

Arena	POES (MM)	Producción acumulada de petróleo – N_p (MMBN)						ΔN_p (M)				Factor Recuperado	Factor de Recobro (%)			
		31-12-2020 ¹	31-12-2020 ²	01-2040 ²							31-12-2020 ¹		01-2040 ²			
				CB	CB+ WC	CB+WO	CB+WO+	CB	CB+ WC	CB+WO	CB+WO+ N		CB	CB+ WC	CB+WO	CB+WO+
						+NP	NP+INY			+NP					+NP	NP+INY
UI-0	18.89	1.24	1.24	1.99	2.32	2.31	2.35	0.76	1.08	1.08	1.11	6.54	10.54	12.27	12.25	12.42
UI-1	94.45	9.72	9.71	16.88	16.21	17.52	26.57	7.17	6.50	7.81	16.86	10.28	17.87	17.16	18.55	28.13
Total	113.34	10.96	10.95	1887	18.53	19.83	28.92	7.93	7.58	8.89	17.97	16.82	28.41	29.43	30.8	40.55

1) Histórico 2 Modelo dinámico

Fuente: Villamar-Orozco

3.5.3 Escenarios incluyendo el POES probable

Existen regiones prospectivas (arena UI-0 / UI-1 sobre el intrusivo, arena UI-1 / TI-1 al Norte del pad C) las cuales fueron modeladas dentro de escenarios pesimistas, realistas y optimistas variando el posible contacto agua - petróleo (POES probable).

Se ejecutaron corridas de simulación basándose en el caso optimizado que incluye trabajos de Work-over, la perforación de nuevos pozos y la inyección de agua en la arena UI-1 ("CB+WO+NP+INY").

Estos casos (escenarios) tienen la siguiente nomenclatura:

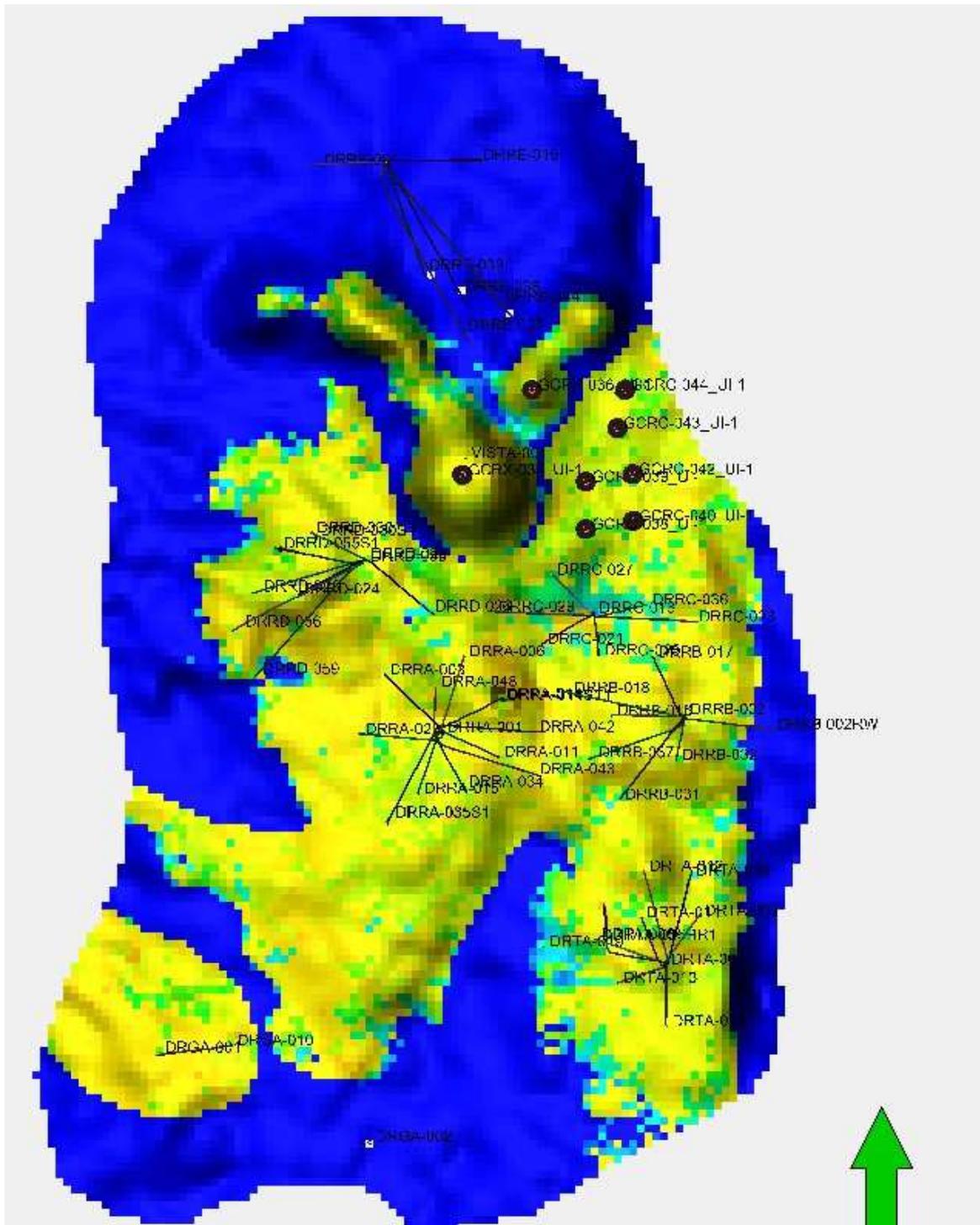
- "CB_WO_NP_INY_U_POES_probable_PES"
- "CB_WO_NP_INY_U_POES_probable_REAL"
- "CB_WO_NP_INY_U_POES_probable_OPT"

Representando los casos pesimista, realista y optimista respectivamente los cuales se refieren a las diferentes profundidades de contactos en la región prospectiva.

Las siguientes Figuras 186, 187 y 188 a continuación visualizan la ubicación de los pozos propuestos para el caso optimista, realista y pesimista respectivamente (puntos negros) en un mapa de saturación de agua & petróleo al tope de la arena UI-1.

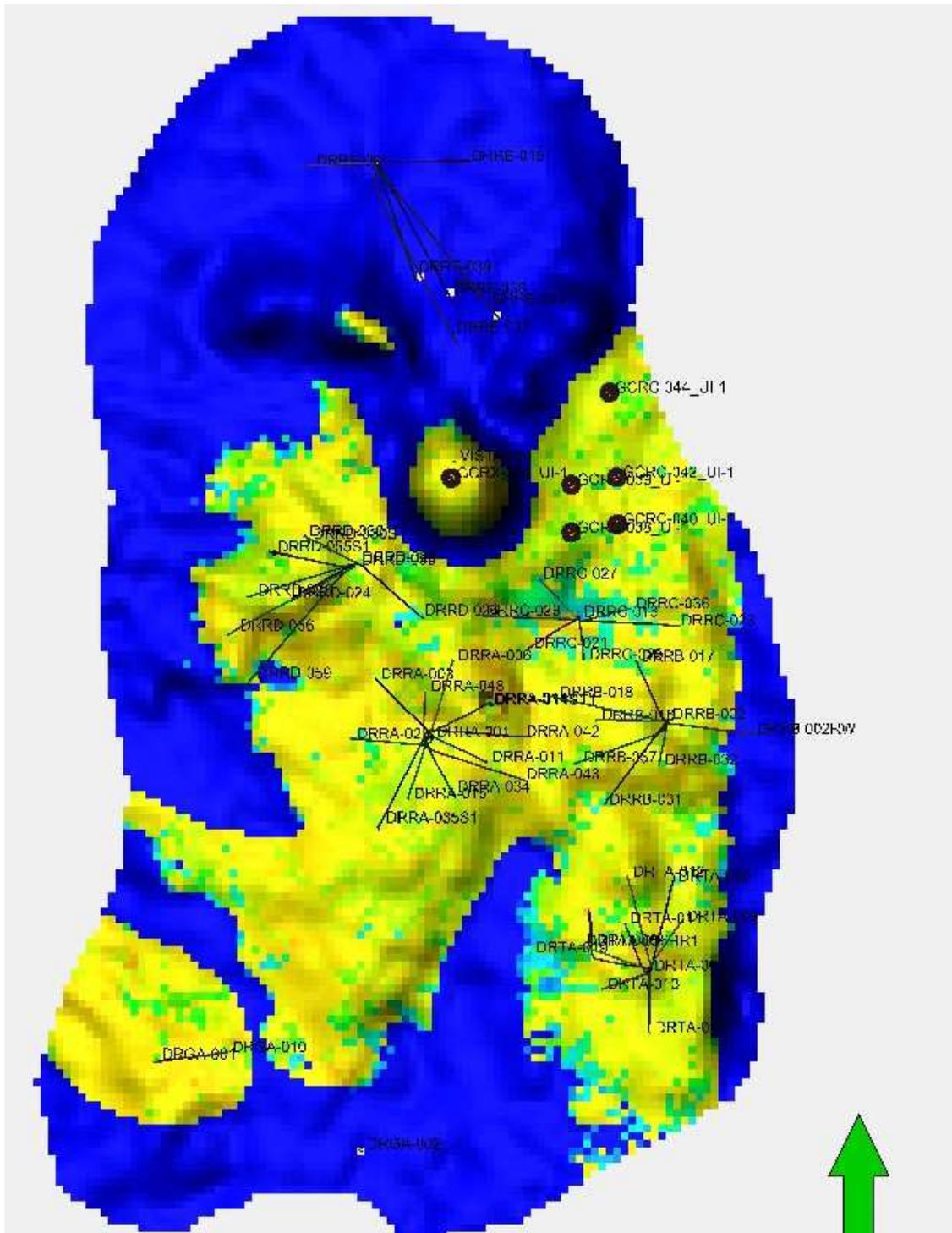
Para los escenarios de simulación que incluyen regiones prospectivas se impelmenta el mismo cronograma de perforación propuesto para el caso "CB+WO+NP+INY" agregando los pozos propuestos en las regiones prospectivas (POES probable) a partir del 06-01-2020 y cada 5 semanas un nuevo pozo.

Fig. 186 Región prospectiva (POES probable - caso optimista) con ubicaciones de pozos propuestos - tope arena UI-1 - campo DRAGO NORTE



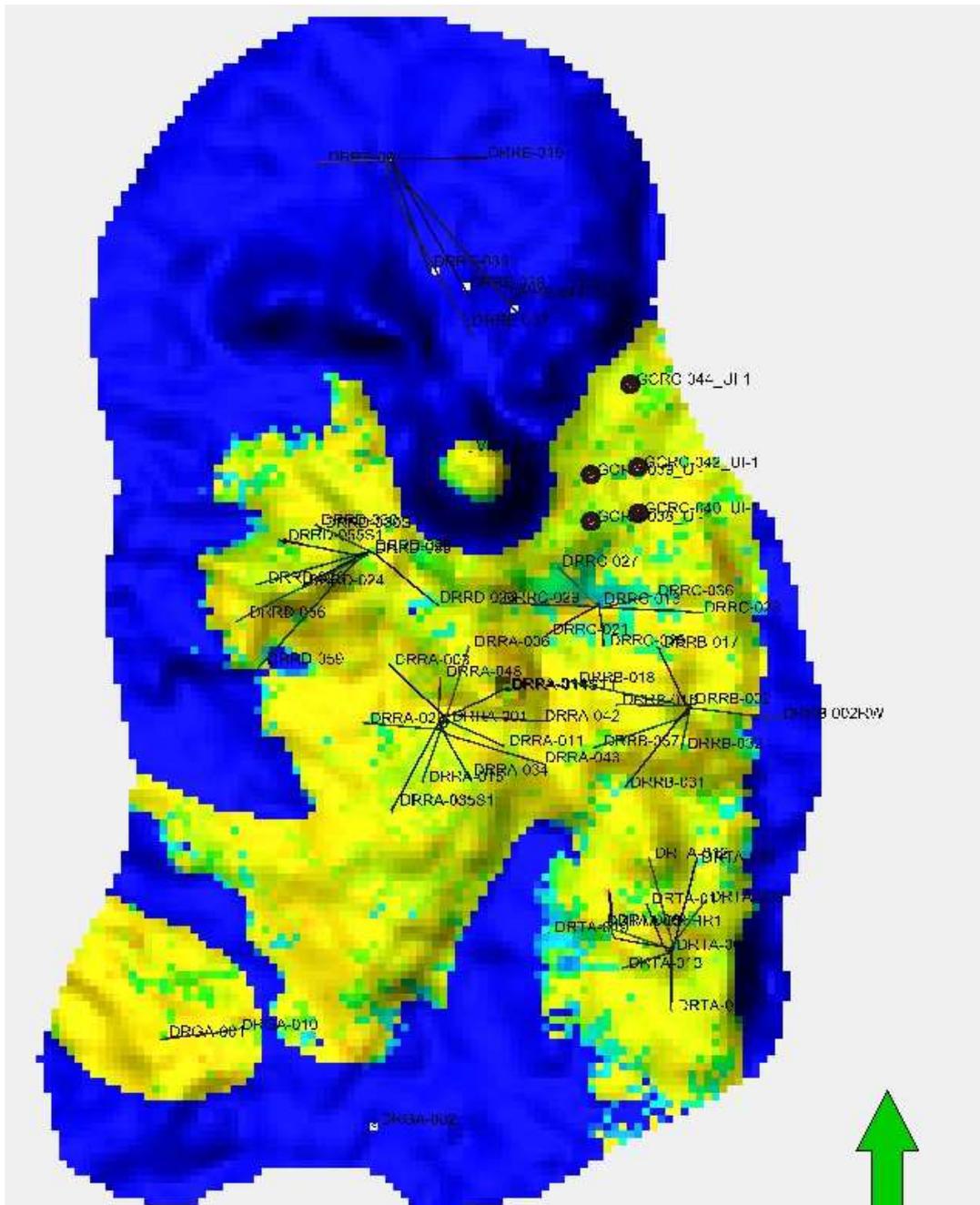
Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 187 Región prospectiva (POES probable - caso optimista) con ubicaciones de pozos propuestos - tope arena UI-1 - campo DRAGO NORTE



Fuente: Villamar-Orozco

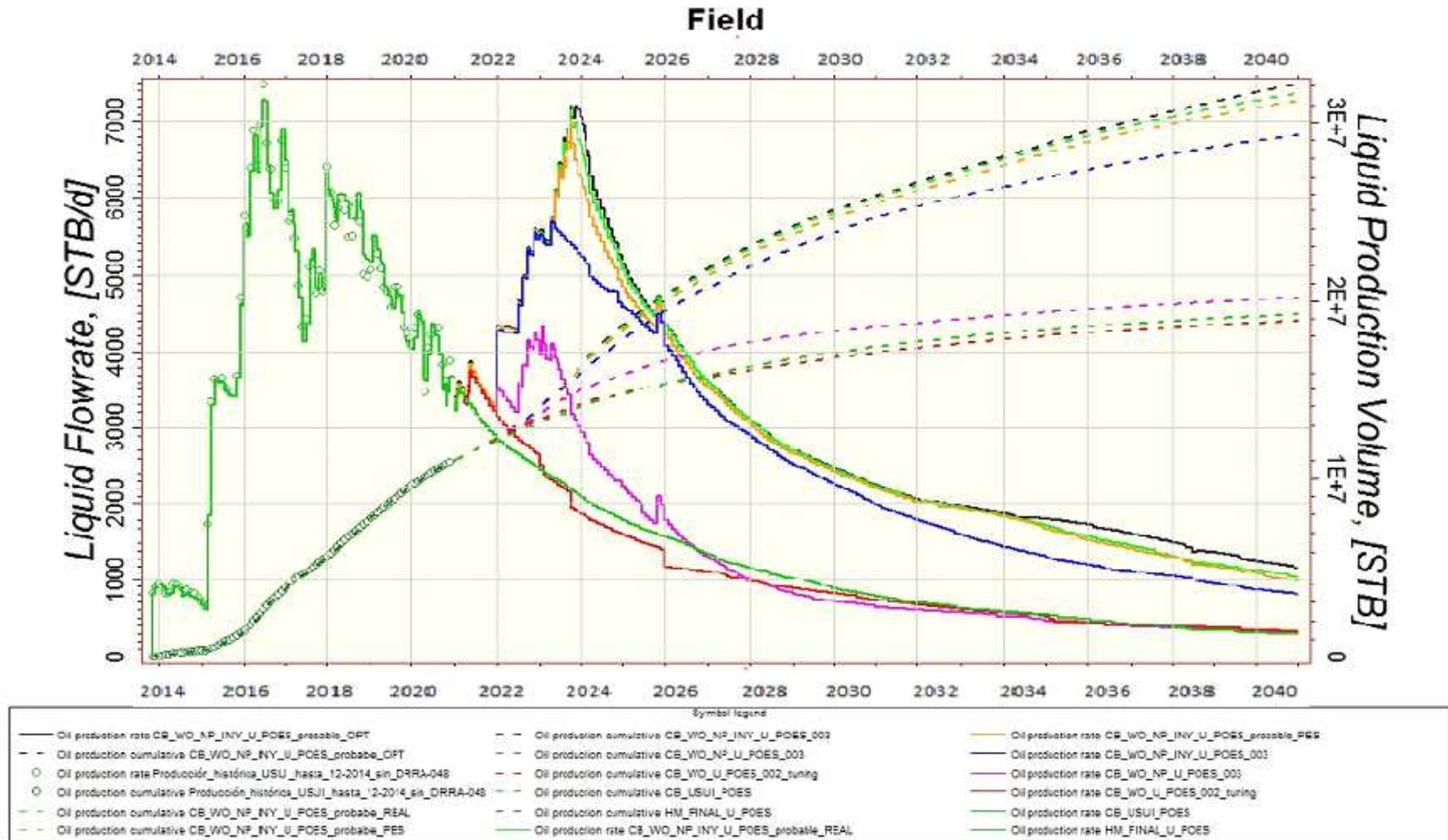
Fig. 188 Región prospectiva (POES probable - caso pesimista) con ubicaciones de pozos propuestos - tope arena UI-1 - campo DRAGO NORTE



Fuente: Villamar-Orozco

El Gráfico 189 a continuación muestra los resultados de las corridas de simulación (tasa & acumulado de petróleo a nivel de campo - modelo U) de todos los casos incluyendo los 3 que contemplan el desarrollo de la regiones prospectivas.

Fig. 189 Ajuste Historia & todas las proyecciones simuladas incluyendo escenarios que contemplan las regiones prospectivas – Tasas petróleo & agua- Arena U (UI-0, UI-1)



Fuente: Villamar-Orozco

La Tabla 46 presenta las producciones acumuladas de petróleo de cada caso simulado a nivel de campo incluyendo los respectivos incrementos con relación a la fecha 31-12-2020.

En la Tabla 46 se observa que el caso "CB_WO_NP_INY_U_POES_probable_PES" (que se refiere a un escenario con un POES probable pesimista) acumula un total de 66.29 MMBN de petróleo hasta la fecha 01-01-2035 lo cual significa un incremento con relación al mejor caso optimizado ("CB+WO+NP+IN") de aproximadamente 1.94 MMBN.

El caso con el POES probable más optimista "CB_WO_NP_INY_U_POES_probable_OPT" acumula al final del periodo de proyección (01-01-2040) un total de 63.21 MMBN de petróleo, 2.86 MMBN adicional al caso ("CB+WO+NP+IN").

Tabla 46 Incremento de producción acumulada de petróleo - casos de simulación con diferentes POES probables (pesimista - columna roja. realista - columna azul- Optimista- columna verde)

Arena	POES (MMBN)			Producción acumulada de petróleo – N _p (MMBN)										ΔN _p (MMBN) ²						
	<i>probado</i>	<i>probado + prababel</i>		31-12-2020 1	31-12-2020 2	01-2035 ²										01-2035 ²				
		<i>Caso pesimista</i>	<i>Caso realista</i>	<i>Caso optimista</i>			CB	CB+W	CB+W WO + NP	CB+W +NP+ INY	<small>_NP_INY_U_P robabel_PES</small>	<small>_NP_INY_U_P robabel_REAL</small>	<small>_NP_INY_U_P robabel_OPT</small>	CB	CB+W	CB+W +NP	CB+W +NP+IN	<small>_NP_INY_U_P robabel_PES</small>	<small>_NP_INY_U_P robabel_REAL</small>	<small>_NP_INY_U_P robabel_OPT</small>
UI-0	18.89	18.95	19.56	21.58	1.24	1.24	1.99	2.32	2.31	2.35	2.33	2.39	2.45	0.76	1.08	1.08	1.11	1.09	1.16	1.21
UI-1	94.45	97.82	98.68	101.92	9.72	9.71	16.88	16.21	17.52	26.57	28.53	28.89	29.32	7.17	6.50	7.81	16.86	18.82	19.18	19.61
Total	113.34	116.77	118.24	123.5	10.96	10.95	18.87	19.84	19.83	28.92	30.86	31.28	31.77	7.93	7.58	8.89	17.97	19.91	20.34	20.82
1) Histórico																				
2) Modelo dinámico																				

Fuente: Villamar-Orozco

3.5.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS VPN

La Tabla 47 presenta los resultados del análisis económico en base al VPN (tasa de descuento 11,30%) y escenario de la variación del precio en los diferentes escenarios estudiados (simulados).

Se puede observar (ver Tabla 51, 52,53) incrementando el costo del precio del barril de petróleo se obtiene mayor rentabilidad de cada proyecto el VPN incrementando la tasa interna de retorno y disminuyendo el tiempo de pago.

De acuerdo con el análisis de sensibilidad simulado se obtuvo que el valor mínimo correspondiente al costo de producción es de \$7.26 con la finalidad de mantener el equilibrio entre el CAPEX y el OPEX, tal como se muestra en la figura 190.

Tabla 47 Datos de producción obtenidos de la simulación de inyección de agua en el pozo DRRD-040

Date	Oil production rate (STB/d)	Water production rate (STB/d)
30/1/2022	4447,545161	5998,394742
27/2/2022	3935,613571	5841,431357
30/3/2022	3547,424194	5385,664581
30/4/2022	3773,996667	6343,059333
30/5/2022	3498,96871	6371,604194
30/6/2022	3537,482333	6599,05
30/7/2022	3479,45871	6885,477419
30/8/2022	3345,785161	6768,832581
30/9/2022	3308,748667	8485,170333
30/10/2022	3335,737419	8859,01871
30/11/2022	3096,509	8961,886333
30/12/2022	3303,357407	9928,422963

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 48 Insumos necesarios para la implementación del proyecto de inyección de agua.

		Costo de Inversión		
		M/USD		
		Ubicación		
Facilidades	EPF (DRRA-001)	INY-001/002/003/004	EPF-DRRA-001-> INY -001/002/003/004	Comentario
Planta de tratamiento:				" Sistema Cerrado "
Tanques Instrumentados (1)RYA , (2) Trasvase	960			3 tanques de 500 BN, precio por tanque: 80 MilUSD
Unidad de Flotación (Filtro Crudo)	2400			2 Unidades de filtro, precio por unidad: 300 MilUSD
Pielta de Decantación (Filtro Sólidos)	600			1 EA, Precio por unidad 150 MilUSD
Motores Filtro Trazas de Crudo Explosion Proof	864			8 EA, Precio por unidad 27 MilUSD
Cabezal Succion, Manifold Descarga	860			2 EA, Precio por unidad 43 MilUSD
Generadores CAT-1250	1680			2 EA, Precio por unidad 210 MilUSD
Tanque Diario y Reposo Diesel	520			2 EA, Precio por unidad 65 MilUSD
Panel de Sincronismo Easy-Gen	540			1 EA, Precio por unidad 135 MilUSD
Obra Civil, Mecánica, Eléctrica	2000			1 GLB, Precio por unidad 43 MilUSD
Bombas Booster de Succión 125 HP, 480V	480			1 bomba +1 bomba de respaldo, precio por bomba: 60 MilUSD
Bomba Horizontal HPS, 1000 HP,4160V	4096			2 bomba horizontal (HPS: Horizontal Pumping System), precio por bomba: 400 MilUSD
Steep Down Transformer, 1000 KVA,12 Pulsos	560			2 EA, Precio por unidad 72 MilUSD
Variador de Frecuencia 800 kW, 480V	1040			2 EA, Precio por unidad 130 MilUSD
steep Down Transformer, 480/4160V	560			2 EA, Precio por unidad 72 MilUSD
Switchgear de Media Tensión	880			1 EA, Precio por unidad 220 MilUSD
MCC Motor Control Center	380			2 EA, Precio por unidad 95 MilUSD
Transformador servicios Auxiliares 250 kVA	192			1 EA, Precio por unidad 48 MilUSD
Procura Tubería EPF - DRRRA-001--> INY- 001/002/003/004			175	Línea de baja presión de 6", 35 MilUSD/km, distancia 5 km (TPSA-001 a BLCA-001)
Desfiel, Excavación e Instalación Tubería EPF-DRRA-001-->INY-001/002/003/004 en DDV Liberado			850	Línea de baja presión de 6", 170 MilUSD/km, distancia 5 km (TPSA-001 a BLCA-001)
Bombas Booster de Succión 125 HP, 480V		480		1 bomba +1 bomba de respaldo, precio por bomba: 60 MilUSD
Bomba Horizontal HPS, 1000 HP, 4160V		3200		2 bomba horizontal (HPS: Horizontal Pumping System), precio por bomba: 400 MilUSD
Steep Down Transformer, 1000 KVA, 12 Pulsos		560		2 EA, Precio por unidad 72 MilUSD
Variador de Frecuencia 800 kW, 480V		1040		2 EA, Precio por unidad 130 MilUSD

Steep Up Transformer, 480/4160 V		560		2 EA, Precio por unidad 72 MilUSD
Switchgear de Media Tenseión		880		1 EA, Precio por unidad 220 MilUSD
MCC Motor Control Center		380		2 EA, Precio por unidad 95 MilUSD
Cabezal Succión, Manifold Descarga		860		2 EA, Precio por unidad 43 MilUSD
Generadores CAT-1250		1680		2 EA, Precio por unidad 210 MilUSD
Generadores CAT-1250		1680		2 EA, Precio por unidad 210 MilUSD
Tanque Diario y Reposo Diesel		520		2 EA, Precio por unidad 65 MilUSD
Panel de Sincronismo Easy-Gen		540		1 EA, Precio por unidad 135 MilUSD
Tanques Instrumentados		1920		6 tanques de 500 BN, precio por tanque: 80 MilUSD
Fittings Eléctricos-Mecánicos		500		Valvulas, lineas de flujo, pulmones etc
Obra Civil, Mecánica, Eléctrica		1600		1 GLB, Precio por unidad 43 MilUSD
Total Inversión				
		36037		M/USD

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 49 Flujo de caja considerando los años 2021-2022

Well:

Grado API Campo

	Date	Oil Bbl/d	Water Bbl/d	BSW %	Cal Day Fluid FC 1 Bbl/d	PRICE		OIL	WATER	FLUID
2021	30/1/2021	4.217,55	5.453,09	56,4%	9.671	\$60,00	31	130.744	169.046	299.790
2021	27/2/2021	3.705,61	5.310,39	58,9%	9.016	\$60,00	28	103.757	148.691	252.448
2021	30/3/2021	3.317,42	4.896,06	59,6%	8.213	\$60,00	31	102.840	151.778	254.618
2021	30/4/2021	3.544,00	4.843,06	57,7%	8.387	\$60,00	30	106.320	145.292	251.612
2021	30/5/2021	3.268,97	4.571,60	58,3%	7.841	\$60,00	31	101.338	141.720	243.058
2021	30/6/2021	3.307,48	4.599,05	58,2%	7.907	\$60,00	30	99.224	137.972	237.196
2021	30/7/2021	3.249,46	4.385,48	57,4%	7.635	\$60,00	31	100.733	135.950	236.683
2021	30/8/2021	3.115,79	3.568,83	53,4%	6.685	\$60,00	31	96.589	110.634	207.223
2021	30/9/2021	3.078,75	4.535,17	59,6%	7.614	\$60,00	30	92.362	136.055	228.418
2021	30/10/2021	3.105,74	4.509,02	59,2%	7.615	\$60,00	31	96.278	139.780	236.057
2021	30/11/2021	2.866,51	4.361,89	60,3%	7.228	\$60,00	30	85.995	130.857	216.852
2021	30/12/2021	3.073,36	4.928,42	61,6%	8.002	\$60,00	31	95.274	152.781	248.055
2022	30/1/2022	4.447,55	5.998,39	57,4%	10.446	\$65,00	31	137.874	185.950	323.824
2022	27/2/2022	3.935,61	5.841,43	59,7%	9.777	\$65,00	28	110.197	163.560	273.757
2022	30/3/2022	3.547,42	5.385,66	60,3%	8.933	\$65,00	31	109.970	166.956	276.926
2022	30/4/2022	3.774,00	6.343,06	62,7%	10.117	\$65,00	30	113.220	190.292	303.512
2022	30/5/2022	3.498,97	6.371,60	64,6%	9.871	\$65,00	31	108.468	197.520	305.988
2022	30/6/2022	3.537,48	6.599,05	65,1%	10.137	\$65,00	30	106.124	197.972	304.096
2022	30/7/2022	3.479,46	6.885,48	66,4%	10.365	\$65,00	31	107.863	213.450	321.313
2022	30/8/2022	3.345,79	6.768,83	66,9%	10.115	\$65,00	31	103.719	209.834	313.553
2022	30/9/2022	3.308,75	8.485,17	71,9%	11.794	\$65,00	30	99.262	254.555	353.818
2022	30/10/2022	3.335,74	8.859,02	72,6%	12.195	\$65,00	31	103.408	274.630	378.037
2022	30/11/2022	3.096,51	8.961,89	74,3%	12.058	\$65,00	30	92.895	268.857	361.752
2022	30/12/2022	3.303,36	9.928,42	75,0%	13.232	\$65,00	31	102.404	307.781	410.185

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 50 Flujo de caja considerando los años 2021-2022

Diferencial Crudo Ecuatoriano	Precio Ajustado por Calidad	Ingresos	Operación de Agua y Crudo	Energía Eléctrica	Elvntamiento o Artificial y MTU	Reacondicionamiento	Tratamiento de Crudo	Tratamiento de Agua	Soporte - Seguridad Física - Gto Personal	Overheads	Tarifa
\$1,34		6	0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	-
			0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	-
\$1,34	\$58,66	\$7669437,174	\$74732,73663	\$88603,86018	\$151646,913	\$68654,98545	\$5808,096822	\$6352,963756	\$105888,4529	\$52234,4579	-
\$1,34	\$58,66	\$6086396,179	\$62931,28161	\$74611,94021	\$127699,5199	\$57813,30135	\$4609,253261	\$5588,007115	\$84032,12131	\$41452,7947	-
\$1,34	\$58,66	\$6032603,199	\$63472,18048	\$75253,23517	\$128797,1064	\$58310,21081	\$4568,515613	\$5704,014716	\$83289,42595	\$41086,4253	-
\$1,34	\$58,66	\$6236725,334	\$62722,76055	\$74364,71561	\$127276,391	\$57621,73857	\$4723,098159	\$5460,260605	\$86107,64802	\$42476,6458	-
\$1,34	\$58,66	\$5944488,84	\$60590,40534	\$71836,57451	\$122949,4374	\$55662,80033	\$4501,78624	\$5326,018159	\$82072,87082	\$40486,3023	-
\$1,34	\$58,66	\$5820507,41	\$59129,15501	\$70104,10189	\$119984,283	\$54320,38836	\$4407,894586	\$5185,154632	\$80361,11525	\$39641,8984	-
\$1,34	\$58,66	\$5909010,685	\$59001,28479	\$69952,49772	\$119724,8101	\$54202,91738	\$4474,918486	\$5109,176426	\$81583,03997	\$40244,6702	-
\$1,34	\$58,66	\$5665930,684	\$51657,4112	\$61245,52969	\$104822,6961	\$47456,29525	\$4290,832985	\$4157,767455	\$78226,94426	\$38589,1182	-
\$1,34	\$58,66	\$5417981,904	\$56940,84054	\$67509,61495	\$115543,7774	\$52310,04182	\$4103,060337	\$5113,134117	\$74803,6275	\$36900,4062	-
\$1,34	\$58,66	\$5647659,268	\$58845,33772	\$69767,60535	\$119408,3639	\$54059,65294	\$4276,995965	\$5253,104712	\$77974,67906	\$38464,6765	-
\$1,34	\$58,66	\$5044482,538	\$54057,69434	\$64091,32874	\$109693,3264	\$49661,37178	\$3820,207707	\$4917,76674	\$69646,89056	\$34356,6033	-
\$1,34	\$58,66	\$5588777,511	\$61836,18494	\$73313,58294	\$125477,3608	\$56807,26505	\$4232,404565	\$5741,719774	\$77161,72526	\$38063,6488	-
\$1,34	\$63,66	\$8777052,474	\$80724,1691	\$95707,36086	\$163804,6671	\$74159,15575	\$6124,836115	\$6988,260132	\$111662,9836	\$55083,0166	-
\$1,34	\$63,66	\$7015152,479	\$68243,29833	\$80909,91895	\$138478,6104	\$62693,31039	\$4895,340364	\$6146,807827	\$89247,82649	\$44025,6865	-
\$1,34	\$63,66	\$7000699,749	\$69033,15312	\$81846,37848	\$140081,3758	\$63418,92906	\$4885,254905	\$6274,416188	\$89063,95669	\$43934,9841	-
\$1,34	\$63,66	\$7207578,834	\$75660,59901	\$89703,94286	\$153529,7219	\$69507,38804	\$5029,620054	\$7151,42116	\$91695,90357	\$45233,3156	-
\$1,34	\$63,66	\$6905074,79	\$76277,84609	\$90435,757	\$154782,2334	\$70074,43658	\$4818,525533	\$7423,057247	\$87847,40155	\$43334,8611	-
\$1,34	\$63,66	\$6755883,76	\$75806,25315	\$89876,63182	\$153825,2818	\$69641,19664	\$4714,416481	\$7440,035372	\$85949,3708	\$42398,5682	-
\$1,34	\$63,66	\$6866572,585	\$80098,18787	\$94965,19141	\$162534,4323	\$73584,08337	\$4791,657778	\$8021,730714	\$87357,5707	\$43093,229	-
\$1,34	\$63,66	\$6602773,184	\$78163,7766	\$92671,73458	\$158609,1446	\$71806,99099	\$4607,572277	\$7885,836944	\$84001,47499	\$41437,677	-
\$1,34	\$63,66	\$6319048,204	\$88201,0514	\$104572,0253	\$178976,681	\$81027,96945	\$4409,582233	\$9566,523577	\$80391,88305	\$39657,076	-
\$1,34	\$63,66	\$6582944,368	\$94238,67694	\$111730,2929	\$191228,1697	\$86574,5761	\$4593,735257	\$10320,94917	\$83749,2098	\$41313,2353	-
\$1,34	\$63,66	\$5913712,888	\$90178,94277	\$106917,0326	\$182990,1982	\$82845,00586	\$4126,729603	\$10103,99244	\$75235,14611	\$37113,2731	-
\$1,34	\$63,66	\$6519043,709	\$102252,5963	\$121231,6738	\$207489,9338	\$93936,75154	\$4549,143857	\$11566,82835	\$82936,256	\$40912,2076	-

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 51 Flujo de caja considerando los años 2021-2022

				Tasa Anual	11,30%				
				Tasa Mensual	0,8962%				
Transporte	Comercialización	Ely CTEA	Ely 40	Inversiones	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA DESCONTADO	PERIODO	PAY BACK	10
\$ 1,06	\$ 1,55	\$ 2,00	\$ 0,05	46.047.000,00					
				46.047.000,00	(46.047.000,00)	(46.047.000,00)	-	(46.047.000)	0
\$ 138.094	\$ 202.653	\$ 306.777	\$ 6.537		6.461.453,18	6.404.063,14	1	(39.642.937)	0
\$ 109.590	\$ 160.824	\$ 243.456	\$ 5.188		5.108.600,63	5.018.255,38	2	(34.624.681)	0
\$ 108.621	\$ 159.402	\$ 241.304	\$ 5.142		5.057.652,30	4.924.080,89	3	(29.700.601)	0
\$ 112.297	\$ 164.796	\$ 249.469	\$ 5.316		5.244.094,44	5.060.251,66	4	(24.640.349)	0
\$ 107.035	\$ 157.074	\$ 237.780	\$ 5.067		4.994.107,39	4.776.226,26	5	(19.864.123)	0
\$ 104.802	\$ 153.798	\$ 232.820	\$ 4.961		4.890.991,50	4.636.062,96	6	(15.228.060)	0
\$ 106.396	\$ 156.136	\$ 236.360	\$ 5.037		4.970.787,75	4.669.851,18	7	(10.558.209)	0
\$ 102.019	\$ 149.713	\$ 226.637	\$ 4.829		4.792.284,71	4.462.167,16	8	(6.096.041)	0
\$ 97.555	\$ 143.162	\$ 216.719	\$ 4.618		4.542.703,48	4.192.209,87	9	(1.903.831)	0
\$ 101.690	\$ 149.231	\$ 225.906	\$ 4.814		4.737.967,69	4.333.573,08	10	2.429.742	1
\$ 90.830	\$ 133.293	\$ 201.779	\$ 4.300		4.224.036,04	3.829.191,16	11	6.258.933	1
\$ 100.630	\$ 147.675	\$ 223.551	\$ 4.764		4.669.523,98	4.195.439,34	12	10.454.372	1
\$ 145.625	\$ 213.705	\$ 351.082	\$ 6.894		7.465.493,07	7.399.185,23	1	17.853.557	
\$ 116.392	\$ 170.806	\$ 280.606	\$ 5.510		5.947.198,07	5.842.022,28	2	23.695.580	
\$ 116.152	\$ 170.454	\$ 280.028	\$ 5.499		5.930.028,84	5.773.418,17	3	29.468.998	
\$ 119.585	\$ 175.491	\$ 288.303	\$ 5.661		6.081.027,26	5.867.844,04	4	35.336.842	
\$ 114.566	\$ 168.125	\$ 276.203	\$ 5.423		5.805.763,16	5.552.471,40	5	40.889.313	
\$ 112.090	\$ 164.493	\$ 270.235	\$ 5.306		5.674.107,14	5.378.361,01	6	46.267.674	
\$ 113.927	\$ 167.188	\$ 274.663	\$ 5.393		5.750.955,59	5.402.786,85	7	51.670.461	
\$ 109.550	\$ 160.765	\$ 264.111	\$ 5.186		5.523.977,08	5.143.456,74	8	56.813.918	
\$ 104.843	\$ 153.857	\$ 252.762	\$ 4.963		5.215.820,95	4.813.392,77	9	61.627.311	
\$ 109.221	\$ 160.282	\$ 263.318	\$ 5.170		5.421.204,14	4.958.493,98	10	66.585.805	
\$ 98.117	\$ 143.988	\$ 236.549	\$ 4.645		4.840.904,15	4.388.397,07	11	70.974.202	
\$ 108.161	\$ 158.726	\$ 260.762	\$ 5.120		5.321.399,21	4.781.131,37	12	75.755.333	

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 52 Flujo de caja del proyecto

FECHA	CRUDO	WATER	FLUJO DE CAJA	FLUJO DESCONTADO
			\$ (46.047.000)	\$ (46.047.000)
2021	1.211.456	1.700.553	\$ 59.694.203	\$ 56.501.372
2022	1.295.406	2.631.355	\$ 68.977.879	\$ 65.300.961
TOTAL	2.506.862	4.331.908	\$ 82.625.082	\$ 75.755.333

Fuente: Villamar-Orozco

NPV	\$ 40.889.313
TIR	103,32%
Pay Back	10

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 53 Simulación de escenario 1 considerando un precio del petróleo de \$40

Well:

Grado API Campo

0

	Date	Oil Bbl/d	Water Bbl/d	BSW %	Cal Day Fluid FC 1 Bbl/d	PRICE		OIL	WATER	FLUID
2022	30/1/2022	4.447,55	5.998,39	57,4%	10.446	\$40,00	31	137.874	185.950	323.824
2022	27/2/2022	3.935,61	5.841,43	59,7%	9.777	\$40,00	28	110.197	163.560	273.757
2022	30/3/2022	3.547,42	5.385,66	60,3%	8.933	\$40,00	31	109.970	166.956	276.926
2022	30/4/2022	3.774,00	6.343,06	62,7%	10.117	\$40,00	30	113.220	190.292	303.512
2022	30/5/2022	3.498,97	6.371,60	64,6%	9.871	\$40,00	31	108.468	197.520	305.988
2022	30/6/2022	3.537,48	6.599,05	65,1%	10.137	\$40,00	30	106.124	197.972	304.096
2022	30/7/2022	3.479,46	6.885,48	66,4%	10.365	\$40,00	31	107.863	213.450	321.313
2022	30/8/2022	3.345,79	6.768,83	66,9%	10.115	\$40,00	31	103.719	209.834	313.553
2022	30/9/2022	3.308,75	8.485,17	71,9%	11.794	\$40,00	30	99.262	254.555	353.818
2022	30/10/2022	3.335,74	8.859,02	72,6%	12.195	\$40,00	31	103.408	274.630	378.037
2022	30/11/2022	3.096,51	8.961,89	74,3%	12.058	\$40,00	30	92.895	268.857	361.752
2022	30/12/2022	3.303,36	9.928,42	75,0%	13.232	\$40,00	31	102.404	307.781	410.185

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 54 Simulación de escenario 1 considerando un precio del petróleo de \$40

Diferencial Crudo Ecuatoriano	Precio Ajustado por Calidad	Ingresos	Operación de Agua y Crudo	Energía Eléctrica	Elvntamiento Artificial y MTU	Reacondicionamiento	Tratamiento de Crudo	Tratamiento de Agua	Soporte - Seguridad Física - Gto Personal	Overheads	Tarifa
\$ 1,34		6	0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	-
			0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 5.330.205	\$ 80.724	\$ 95.707	\$ 163.805	\$ 74.159	\$ 6.125	\$ 6.988	\$ 111.663	\$ 55.083	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 4.260.223	\$ 68.243	\$ 80.910	\$ 138.479	\$ 62.693	\$ 4.895	\$ 6.147	\$ 89.248	\$ 44.026	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 4.251.446	\$ 69.033	\$ 81.846	\$ 140.081	\$ 63.419	\$ 4.885	\$ 6.274	\$ 89.064	\$ 43.935	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 4.377.081	\$ 75.661	\$ 89.704	\$ 153.530	\$ 69.507	\$ 5.030	\$ 7.151	\$ 91.696	\$ 45.233	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 4.193.374	\$ 76.278	\$ 90.436	\$ 154.782	\$ 70.074	\$ 4.819	\$ 7.423	\$ 87.847	\$ 43.335	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 4.102.772	\$ 75.806	\$ 89.877	\$ 153.825	\$ 69.641	\$ 4.714	\$ 7.440	\$ 85.949	\$ 42.399	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 4.169.992	\$ 80.098	\$ 94.965	\$ 162.534	\$ 73.584	\$ 4.792	\$ 8.022	\$ 87.358	\$ 43.093	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 4.009.790	\$ 78.164	\$ 92.672	\$ 158.609	\$ 71.807	\$ 4.608	\$ 7.886	\$ 84.001	\$ 41.438	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 3.837.487	\$ 88.201	\$ 104.572	\$ 178.977	\$ 81.028	\$ 4.410	\$ 9.567	\$ 80.392	\$ 39.657	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 3.997.748	\$ 94.239	\$ 111.730	\$ 191.228	\$ 86.575	\$ 4.594	\$ 10.321	\$ 83.749	\$ 41.313	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 3.591.331	\$ 90.179	\$ 106.917	\$ 182.990	\$ 82.845	\$ 4.127	\$ 10.104	\$ 75.235	\$ 37.113	\$ -
\$ 1,34	\$ 38,66	\$ 3.958.942	\$ 102.253	\$ 121.232	\$ 207.490	\$ 93.937	\$ 4.549	\$ 11.567	\$ 82.936	\$ 40.912	\$ -

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 55 Simulación de escenario 1 considerando un precio del petróleo de \$40

		Tasa Anual		11,30%					
		Tasa Mensual		0,8962%					
Transporte	Comercialización	Ely CTEA	Ely 40	Inversiones	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA DESCONTADO	PERIODO	PAY BACK	2
\$ 1,06	\$ 1,55	\$ 2,00	\$ 0,05	10.000.000,00					
				10.000.000,00	(10.000.000,00)	(10.000.000,00)	-	(10.000.000)	0
\$ 145.625	\$ 213.705	\$ 295.933	\$ 6.894		6.141.903,63	6.087.351,79	1	(3.912.648)	0
\$ 116.392	\$ 170.806	\$ 236.527	\$ 5.510		4.889.305,14	4.802.838,11	2	890.190	1
\$ 116.152	\$ 170.454	\$ 236.040	\$ 5.499		4.874.315,40	4.745.585,87	3	5.635.776	1
\$ 119.585	\$ 175.491	\$ 243.015	\$ 5.661		4.994.116,22	4.819.036,95	4	10.454.813	1
\$ 114.566	\$ 168.125	\$ 232.816	\$ 5.423		4.764.470,07	4.556.607,48	5	15.011.420	1
\$ 112.090	\$ 164.493	\$ 227.786	\$ 5.306		4.655.312,23	4.412.667,78	6	19.424.088	1
\$ 113.927	\$ 167.188	\$ 231.518	\$ 5.393		4.715.468,68	4.429.989,38	7	23.854.077	1
\$ 109.550	\$ 160.765	\$ 222.623	\$ 5.186		4.528.271,41	4.216.340,47	8	28.070.418	1
\$ 104.843	\$ 153.857	\$ 213.057	\$ 4.963		4.262.901,33	3.933.995,94	9	32.004.414	1
\$ 109.221	\$ 160.282	\$ 221.955	\$ 5.170		4.428.488,68	4.050.508,69	10	36.054.922	1
\$ 98.117	\$ 143.988	\$ 199.390	\$ 4.645		3.949.109,56	3.579.963,63	11	39.634.886	1
\$ 108.161	\$ 158.726	\$ 219.800	\$ 5.120		4.338.320,05	3.897.861,68	12	43.532.748	1

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 56 Flujo de caja del proyecto de inyección de agua escenario 1

FECHA	CRUDO	WATER	FLUJO DE CAJA	FLUJO DESCONTADO
			\$ (10.000.000)	\$ (10.000.000)
2021	-	-	\$ -	\$ -
2022	1.295.406	2.631.355	\$ 37.300.542	\$ 35.324.380
TOTAL	1.295.406	2.631.355	\$ 27.300.542	\$ 25.324.380

NPV	\$25.324.380
TIR	93,13%
Pay Back	3

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 57 Simulación de escenario 2 considerando un precio del petróleo de \$55

Well: Grado API
Campo

	Date	Oil Bbl/d	Water Bbl/d	BSW %	Cal Day Fluid FC 1 Bbl/d	PRICE		OIL	WATER	FLUID
2022	30/1/2022	4.447,55	5.998,39	57,4%	10.446	\$55,00	31	137.874	185.950	323.824
2022	27/2/2022	3.935,61	5.841,43	59,7%	9.777	\$55,00	28	110.197	163.560	273.757
2022	30/3/2022	3.547,42	5.385,66	60,3%	8.933	\$55,00	31	109.970	166.956	276.926
2022	30/4/2022	3.774,00	6.343,06	62,7%	10.117	\$55,00	30	113.220	190.292	303.512
2022	30/5/2022	3.498,97	6.371,60	64,6%	9.871	\$55,00	31	108.468	197.520	305.988
2022	30/6/2022	3.537,48	6.599,05	65,1%	10.137	\$55,00	30	106.124	197.972	304.096
2022	30/7/2022	3.479,46	6.885,48	66,4%	10.365	\$55,00	31	107.863	213.450	321.313
2022	30/8/2022	3.345,79	6.768,83	66,9%	10.115	\$55,00	31	103.719	209.834	313.553
2022	30/9/2022	3.308,75	8.485,17	71,9%	11.794	\$55,00	30	99.262	254.555	353.818
2022	30/10/2022	3.335,74	8.859,02	72,6%	12.195	\$55,00	31	103.408	274.630	378.037
2022	30/11/2022	3.096,51	8.961,89	74,3%	12.058	\$55,00	30	92.895	268.857	361.752
2022	30/12/2022	3.303,36	9.928,42	75,0%	13.232	\$55,00	31	102.404	307.781	410.185

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 58 Simulación de escenario 2 considerando un precio del petróleo de \$55

Diferencial Crudo Ecuatoriano	Precio Ajustado por Calidad	Ingresos	Operación de Agua y Crudo	Energía Eléctrica	Elvntamiento Artificial y MTU	Reacondio namiento	Tratamiento de Crudo	Tratamiento de Agua	Soporte - Seguridad Física - Gto Personal	Overheads	Tarifa
\$ 1,34		6	0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	-
			0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 7.398.313	\$ 80.724	\$ 95.707	\$ 163.805	\$ 74.159	\$ 6.125	\$ 6.988	\$ 111.663	\$ 55.083	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.913.181	\$ 68.243	\$ 80.910	\$ 138.479	\$ 62.693	\$ 4.895	\$ 6.147	\$ 89.248	\$ 44.026	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.900.998	\$ 69.033	\$ 81.846	\$ 140.081	\$ 63.419	\$ 4.885	\$ 6.274	\$ 89.064	\$ 43.935	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 6.075.380	\$ 75.661	\$ 89.704	\$ 153.530	\$ 69.507	\$ 5.030	\$ 7.151	\$ 91.696	\$ 45.233	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.820.394	\$ 76.278	\$ 90.436	\$ 154.782	\$ 70.074	\$ 4.819	\$ 7.423	\$ 87.847	\$ 43.335	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.694.639	\$ 75.806	\$ 89.877	\$ 153.825	\$ 69.641	\$ 4.714	\$ 7.440	\$ 85.949	\$ 42.399	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.787.940	\$ 80.098	\$ 94.965	\$ 162.534	\$ 73.584	\$ 4.792	\$ 8.022	\$ 87.358	\$ 43.093	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.565.580	\$ 78.164	\$ 92.672	\$ 158.609	\$ 71.807	\$ 4.608	\$ 7.886	\$ 84.001	\$ 41.438	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.326.424	\$ 88.201	\$ 104.572	\$ 178.977	\$ 81.028	\$ 4.410	\$ 9.567	\$ 80.392	\$ 39.657	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.548.866	\$ 94.239	\$ 111.730	\$ 191.228	\$ 86.575	\$ 4.594	\$ 10.321	\$ 83.749	\$ 41.313	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 4.984.760	\$ 90.179	\$ 106.917	\$ 182.990	\$ 82.845	\$ 4.127	\$ 10.104	\$ 75.235	\$ 37.113	\$ -
\$ 1,34	\$ 53,66	\$ 5.495.003	\$ 102.253	\$ 121.232	\$ 207.490	\$ 93.937	\$ 4.549	\$ 11.567	\$ 82.936	\$ 40.912	\$ -

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 59 Simulación de escenario 2 considerando un precio del petróleo de \$55

		Tasa Anual		11,30%					
		Tasa Mensual		0,8962%					
Transporte	Comercialización	Ely CTEA	Ely 40	Inversiones	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA DESCONTADO	PERIODO	PAY BACK	2
\$ 1,06	\$ 1,55	\$ 2,00	\$ 0,05	10.000.000,00					
				10.000.000,00	(10.000.000,00)	(10.000.000,00)	-	(10.000.000)	0
\$ 145.625	\$ 213.705	\$ 295.933	\$ 6.894		6.141.903,63	6.087.351,79	1	(3.912.648)	0
\$ 116.392	\$ 170.806	\$ 236.527	\$ 5.510		4.889.305,14	4.802.838,11	2	890.190	1
\$ 116.152	\$ 170.454	\$ 236.040	\$ 5.499		4.874.315,40	4.745.585,87	3	5.635.776	1
\$ 119.585	\$ 175.491	\$ 243.015	\$ 5.661		4.994.116,22	4.819.036,95	4	10.454.813	1
\$ 114.566	\$ 168.125	\$ 232.816	\$ 5.423		4.764.470,07	4.556.607,48	5	15.011.420	1
\$ 112.090	\$ 164.493	\$ 227.786	\$ 5.306		4.655.312,23	4.412.667,78	6	19.424.088	1
\$ 113.927	\$ 167.188	\$ 231.518	\$ 5.393		4.715.468,68	4.429.989,38	7	23.854.077	1
\$ 109.550	\$ 160.765	\$ 222.623	\$ 5.186		4.528.271,41	4.216.340,47	8	28.070.418	1
\$ 104.843	\$ 153.857	\$ 213.057	\$ 4.963		4.262.901,33	3.933.995,94	9	32.004.414	1
\$ 109.221	\$ 160.282	\$ 221.955	\$ 5.170		4.428.488,68	4.050.508,69	10	36.054.922	1
\$ 98.117	\$ 143.988	\$ 199.390	\$ 4.645		3.949.109,56	3.579.963,63	11	39.634.886	1
\$ 108.161	\$ 158.726	\$ 219.800	\$ 5.120		4.338.320,05	3.897.861,68	12	43.532.748	1

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 60 Flujo de caja del proyecto de inyección de agua escenario 2

FECHA	CRUDO	WATER	FLUJO DE CAJA	FLUJO DESCONTADO
			\$ (10.000.000)	\$ (10.000.000)
2021	-	-	\$ -	\$ -
2022	1.295.406	2.631.355	\$ 56.541.982	\$ 53.532.748
TOTAL	1.295.406	2.631.355	\$ 46.541.982	\$ 43.532.748

NPV	\$ 43.532.748
TIR	137,79%
Pay Back	2

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 61 Simulación de escenario 3 considerando un precio del petróleo de \$70

Well:

Grado API Campo

0

	Date	Oil	Water	BSW	Cal Day Fluid FC 1	PRICE		OIL	WATER	FLUID
		Bbl/d	Bbl/d	%	Bbl/d					
2022	30/1/2022	4.447,55	5.998,39	57,4%	10.446	\$70,00	31	137.874	185.950	323.824
2022	27/2/2022	3.935,61	5.841,43	59,7%	9.777	\$70,00	28	110.197	163.560	273.757
2022	30/3/2022	3.547,42	5.385,66	60,3%	8.933	\$70,00	31	109.970	166.956	276.926
2022	30/4/2022	3.774,00	6.343,06	62,7%	10.117	\$70,00	30	113.220	190.292	303.512
2022	30/5/2022	3.498,97	6.371,60	64,6%	9.871	\$70,00	31	108.468	197.520	305.988
2022	30/6/2022	3.537,48	6.599,05	65,1%	10.137	\$70,00	30	106.124	197.972	304.096
2022	30/7/2022	3.479,46	6.885,48	66,4%	10.365	\$70,00	31	107.863	213.450	321.313
2022	30/8/2022	3.345,79	6.768,83	66,9%	10.115	\$70,00	31	103.719	209.834	313.553
2022	30/9/2022	3.308,75	8.485,17	71,9%	11.794	\$70,00	30	99.262	254.555	353.818
2022	30/10/2022	3.335,74	8.859,02	72,6%	12.195	\$70,00	31	103.408	274.630	378.037
2022	30/11/2022	3.096,51	8.961,89	74,3%	12.058	\$70,00	30	92.895	268.857	361.752
2022	30/12/2022	3.303,36	9.928,42	75,0%	13.232	\$70,00	31	102.404	307.781	410.185

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 62 Simulación de escenario 3 considerando un precio del petróleo de \$70

Diferencial Crudo Ecuatoriano	Precio Ajustado por Calidad	Ingresos	Operación de Agua y Crudo	Energía Eléctrica	Elvntamiento Artificial y MTU	Reacondicionamiento	Tratamiento de Crudo	Tratamiento de Agua	Soporte - Seguridad Física - Gto Personal	Overheads	Tarifa
\$ 1,34		6	0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	-
			0,25	0,30	0,51	0,23	0,04	0,04	0,81	0,40	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 9.466.422	\$ 80.724	\$ 95.707	\$ 163.805	\$ 74.159	\$ 6.125	\$ 6.988	\$ 111.663	\$ 55.083	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 7.566.138	\$ 68.243	\$ 80.910	\$ 138.479	\$ 62.693	\$ 4.895	\$ 6.147	\$ 89.248	\$ 44.026	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$7.550.550	\$ 69.033	\$ 81.846	\$ 140.081	\$ 63.419	\$ 4.885	\$ 6.274	\$ 89.064	\$ 43.935	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 7.773.678	\$ 75.661	\$ 89.704	\$ 153.530	\$ 69.507	\$5.030	\$ 7.151	\$ 91.696	\$ 45.233	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 7.447.415	\$ 76.278	\$ 90.436	\$ 154.782	\$ 70.074	\$ 4.819	\$ 7.423	\$ 87.847	\$ 43.335	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 7.286.506	\$ 75.806	\$ 89.877	\$ 153.825	\$ 69.641	\$ 4.714	\$ 7.440	\$ 85.949	\$ 42.399	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$7.405.889	\$ 80.098	\$ 94.965	\$ 162.534	\$ 73.584	\$ 4.792	\$ 8.022	\$ 87.358	\$ 43.093	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 7.121.370	\$ 78.164	\$ 92.672	\$ 158.609	\$ 71.807	\$ 4.608	\$ 7.886	\$ 84.001	\$ 41.438	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 6.815.361	\$ 88.201	\$ 104.572	\$ 178.977	\$ 81.028	\$ 4.410	\$ 9.567	\$ 80.392	\$ 39.657	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 7.099.984	\$ 94.239	\$ 111.730	\$ 191.228	\$ 86.575	\$ 4.594	\$ 10.321	\$ 83.749	\$ 41.313	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 6.378.189	\$ 90.179	\$ 106.917	\$ 182.990	\$ 82.845	\$ 4.127	\$ 10.104	\$ 75.235	\$ 37.113	-
\$ 1,34	\$ 68,66	\$ 7.031.064	\$ 102.253	\$ 121.232	\$ 207.490	\$ 93.937	\$ 4.549	\$ 11.567	\$ 82.936	\$ 40.912	-

Fuente: Villamar-Orozco

Tabla 63 Simulación de escenario 3 considerando un precio del petróleo de \$70

				Tasa Anual	11,30%				
				Tasa Mensual	0,8962%				
Transporte	Comercialización	Ely CTEA	Ely 40	Inversiones	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA DESCONTADO	PERIODO	PAY BACK	2
\$ 1,06	\$ 1,55	\$ 2,00	\$ 0,05	10.000.000,00					
				10.000.000,00	(10.000.000,00)	(10.000.000,00)	-	(10.000.000)	0
\$ 145.625	\$ 213.705	\$ 378.657	\$ 6.894		8.127.287,79	8.055.101,95	1	(1.944.898)	0
\$ 116.392	\$ 170.806	\$ 302.646	\$ 5.510		6.476.144,53	6.361.614,36	2	4.416.716	1
\$ 116.152	\$ 170.454	\$ 302.022	\$ 5.499		6.457.885,56	6.287.334,31	3	10.704.051	1
\$ 119.585	\$ 175.491	\$ 310.947	\$ 5.661		6.624.482,78	6.392.247,58	4	17.096.298	1
\$ 114.566	\$ 168.125	\$ 297.897	\$ 5.423		6.326.409,71	6.050.403,36	5	23.146.702	1
\$ 112.090	\$ 164.493	\$ 291.460	\$ 5.306		6.183.504,60	5.861.207,62	6	29.007.909	1
\$ 113.927	\$ 167.188	\$ 296.236	\$ 5.393		6.268.699,04	5.889.185,59	7	34.897.095	1
\$ 109.550	\$ 160.765	\$ 284.855	\$ 5.186		6.021.829,91	5.607.014,88	8	40.504.110	1
\$ 104.843	\$ 153.857	\$ 272.614	\$ 4.963		5.692.280,76	5.253.091,18	9	45.757.201	1
\$ 109.221	\$ 160.282	\$ 283.999	\$ 5.170		5.917.561,86	5.412.486,63	10	51.169.687	1
\$ 98.117	\$ 143.988	\$ 255.128	\$ 4.645		5.286.801,45	4.792.613,79	11	55.962.301	1
\$ 108.161	\$ 158.726	\$ 281.243	\$ 5.120		5.812.938,80	5.222.766,21	12	61.185.067	1

Fuente: Villamar-Orozco

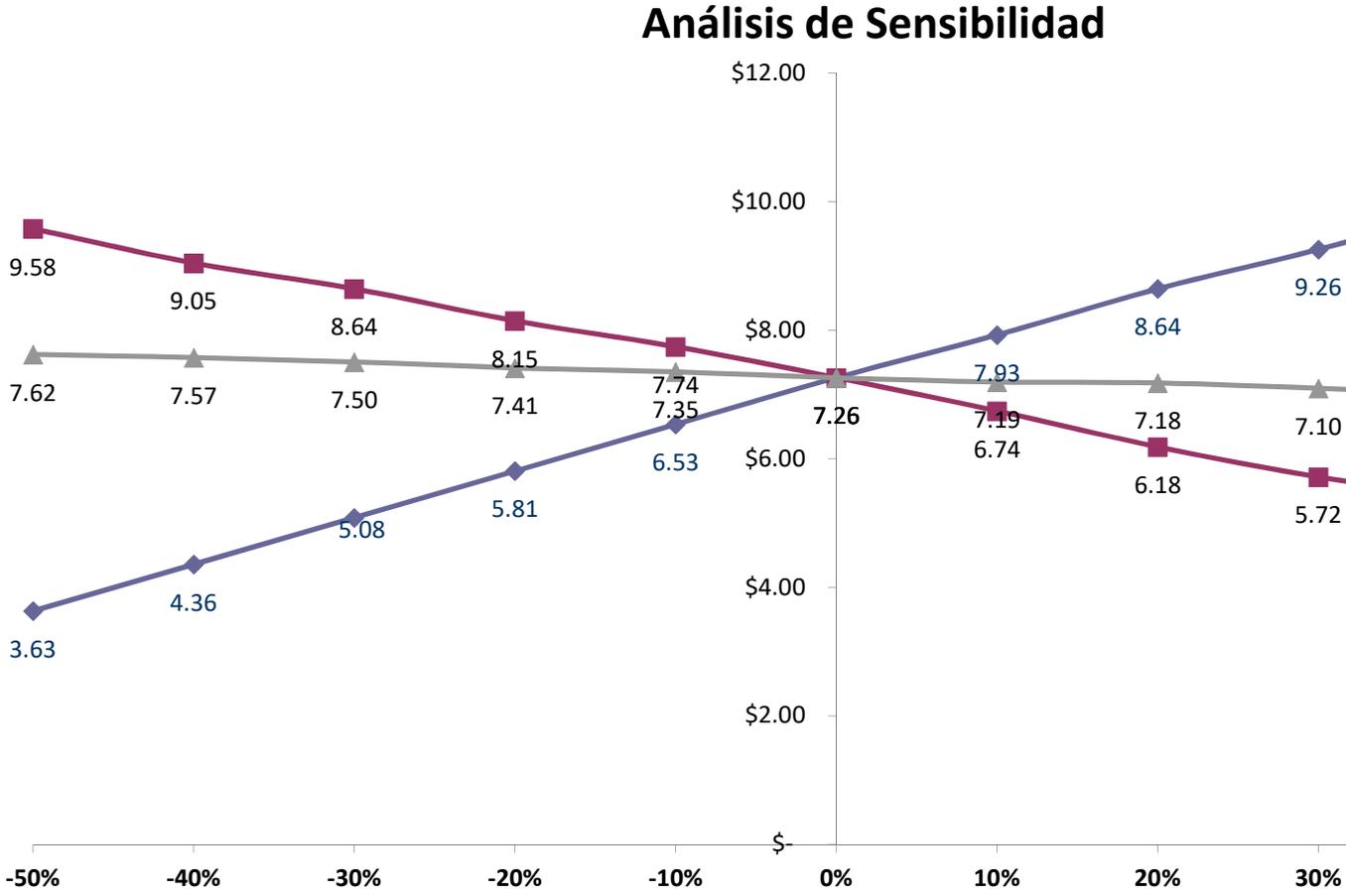
Tabla 64 Flujo de caja del proyecto de inyección de agua escenario 3

FECHA	CRUDO	WATER	FLUJO DE CAJA	FLUJO DESCONTADO
			\$ (10.000.000)	\$ (10.000.000)
2021	-	-	\$ -	\$ -
2022	1.295.406	2.631.355	\$ 75.195.827	\$ 71.185.067
TOTAL	1.295.406	2.631.355	\$ 65.195.827	\$ 61.185.067

NPV	\$ 61.185.067
TIR	174,22%
Pay Back	2

Fuente: Villamar-Orozco

Fig. 190 Análisis de sensibilidad para el escenario de un precio del petróleo de 70 dólares



Fuente: Villamar-Orozco

CONCLUSIONES

- Se utilizaron un total de 118 pruebas de presión entre ellas 50 puntos de presión. La cantidad, la calidad y su ubicación en tiempo y espacio se puede considerar muy buena para garantizar una interpretación precisa del comportamiento dinámico del campo.
- El análisis de las presiones iniciales de cada unidad productiva del campo evidencia un comportamiento anormal con relación a las presiones iniciales registradas en las arenas UI y TI las cuales se encuentran muy debajo de un gradiente de presión amarrado a las presiones iniciales de BT y HS. Se concluye que este fenómeno es causado por la interferencia de las producciones & presiones del campo vecino SHUSHUFINDI.
- Las presiones iniciales registradas mediante pruebas de presión para las arenas productoras principales del campo DRAGO se pueden fijar en unos 3.000 lpc @ DATUM = 8.595' SSTVD para la arena UI y 3.269 lpc.
- En la arena UI se observan 2 diferentes tendencias de presión que concuerdan con la presencia de 2 cuerpos de arena (UI-0 y UI-1) los cuales están separados por un sello. El cuerpo inferior denominado "UI-1" representa la mayor parte de la producción proveniente de la arena UI e indica presiones estabilizadas en los últimos años de producción de 1.500 lpc aproximadamente. El cuerpo superior denominado "UI-0" se encuentra con menor producción y con presiones significativamente más altas que la "UI-0" ($\Delta p \approx 1.500$ lpc) lo cual evidencia la separación hidráulica de estos dos cuerpos.
- La estabilización de las presiones manteniendo producciones a niveles considerables dentro de la arena UI (parte inferior - UI-0) muestra la presencia de un acuífero.
- Los resultados de las pruebas PVT en el laboratorio para la arena UI indican diferencias significativas entre la del pozo DRGA-001 y de los pozos DRTA-001

y DRRC-021 lo cual sugiere tipos de crudos diferentes para DRAGO por un lado y para DRAGO ESTE y DRAGO NORTE por el otro lado.

- Existe en algunas pruebas PVT una diferencia pronunciada entre la temperatura bajo la cual se realizaron las pruebas en el laboratorio y la temperatura real de yacimiento la cual puede alcanzar unos 17°F aproximadamente. Estas diferencias introducen errores por debajo del 10% entre los parámetros PVT medidos a las diferentes temperaturas respectivas.
- La producción acumulada de petróleo que proviene de la arena UI a la presente fecha (31-12-2020) alcanzó los 20.095 MMBN con una corte de agua de aproximadamente 52% que se puede considerar aun moderado y la producción acumulada de agua se distribuye de forma equitativa a las arenas US/UI y TS/TI respectivamente.
- La arena UI indica producciones sustanciales de petróleo de DRAGO, DRAGO ESTE y DRAGO NORTE mientras la mayor parte de la producción de la arena TI se atribuye a DRAGO ESTE.
- Los mapas de burbuja de las producciones acumuladas de agua y de los cortes de agua acumulados indican claramente una separación entre DRAGO ESTE y DRAGO NORTE entre el pozo DRRB-031 y los pozos DRTA-010, DRTA-012 y DRTA-036HR1 en las 2 arenas principales (UI).
- Se desarrollaron 2 modelos de simulación por separado (UI-0+UI-1) los cuales garantizan un nivel alto de precisión y un fácil mantenimiento / uso.
- El ajuste histórico a nivel de campo cumple con todos los requisitos (nivel de producción, tendencia de las curvas, empate de las curvas históricas con las del modelo al final del periodo del ajuste, ruptura del agua etc) y se puede considerar como satisfactorio.

- En la arena U se observa una declinación significativa de las presiones (presiones de yacimiento alrededor del punto de burbuja, aprox. 1.300 - 1.400 lpca), bajos cortes de agua y bajas tasas de producción evidenciando la ausencia de un acuífero activo.
- La producción de petróleo a nivel de la arena U se encuentra declinando por falta de presión, generalmente los pozos productores de la arena U cierran por bajo aporte.
- Mediante el ajuste histórico se refinaron todas las regiones de contacto (zonas de equilibrio) basándose en el comportamiento dinámico del campo.
- Como uno de los resultados importantes del ajuste histórico se establecieron los POES dinámicos para las diferentes arenas de manera siguiente: POES-UI-0 = 18.89 MMBN, POES-UI-1 = 94.43 MMBN, el POES dinámico total del campo es de 235.64 MMBN.
- El factor recuperado actual (31-12-2020) es a nivel de arena 1.95% (US), 6.54% (UI0), 10.28% (UI-1), 3.17% (TS), 6.83% (TI-0) y 2.50% (TI-1) y a nivel de campo 7.41% con una recuperación de petróleo acumulada de 20.09 MMBN a la fecha 31-12-2020.
- El Caso Base (CB) recupera en los próximos 20 años adicionalmente 22.31 MMBN de petróleo llegando a un factor de recobro a nivel de campo de 16.88%.
- El Caso Base (CB) y la implementación de trabajos de Work-over (WO) generan una producción adicional de petróleo de 26.77 MMBN hasta el año 2040 con un factor de recobro de 18.78% a nivel de campo.
- Se investigó un escenario con la implementación de nuevos pozos propuestos el cual dió como resultado una producción acumulada total de petróleo de 52.28 MMBN para el campo DRAGO lo cual representa reservas de 34.81 MMBN hasta

la fecha 01-2035. El factor de recobro final (01-2040) se ubica con este escenario en 22.19 % comparado con un Factor recuperado (12-2020) de 7.41 %.

- El escenario de inyección de agua en la arena UI-1 se presenta técnicamente muy favorable y recupera aproximadamente 8 MMBN de petróleo adicional al mejor escenario estudiado (CB+WO+NP) en los próximos 20 años. El factor de recobro final de dicha estrategia es de 25.61%.
- Un escenario de 4 inyectores fue optimizado iniciando el proceso el 01-01-2020 y utilizando tasas de inyección de 1250.000 BN/día para cada inyector. Se cerraron 4 productores en la T para abrirlas en la U y se aumentaron paulatinamente las tasas líquidas de estos pozos. Con este escenario optimizado se logró igualar las tasas de inyección de agua con las de la producción de líquido y de esta manera una estabilización de las presiones de yacimiento en la arena UI-1 alrededor del punto de burbuja.
- Para la simulación analítica del proceso de barrido de inyección de agua se utilizó el modelo de DYKSTRA-PARSONS K VAR, en un arreglo de cinco pozos con la finalidad de alcanzar una mayor eficiencia areal de barrido.
- Mediante la implementación de la inyección de agua se logró incrementar 230 BPPD alcanzándose el periodo de irrupción del agua en 83 días.
- La incertidumbre más alta se relaciona con el nivel del precio del crudo proyectado (escenarios de precio) mientras la incertidumbre sobre las producciones (simulados), el OPEX y el CAPEX son significativamente más bajas.
- El precio del crudo (alta incertidumbre) y los niveles de producción de petróleo (baja incertidumbre) implican una sensibilidad significativa con relación al resultado (VPN) el cual puede variar de acuerdo a los escenarios simulados en función del precio del petróleo, obteniéndose una variación de +/- 40% del TIR entre los casos simulados.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir con la toma de puntos de presiones en todos los pozos recién perforados como complemento muy valioso de las pruebas de restauración (BUP).
- Analizar la presencia de efectos de interferencia con el campo SHUSHUFINDI lo cual puede abrir oportunidades de inyección de agua que beneficiaría a los 2 campos (La ubicación de inyectores de agua entre el campo DRAGO y el campo SHUSHUFINDI aumentaría las presiones y la eficiencia del barrido para ambos campos).
- Tomar muestras adicionales en la arena UI (DRAGO NORTE y/o DRAGO ESTE) para confirmar la existencia o no existencia de un solo tipo de crudo en estas 2 áreas.
- Se recomienda tomar una muestra PVT adicional en la arena TI para determinar si se trata de una sola región PVT y la arena BT (baja prioridad - producciones marginales).
- Se recomienda realizar futuros análisis PVT en el laboratorio bajo la temperatura real del yacimiento (arena) respectivo.
- Enfatizar (en la siguiente fase del estudio - simulación) en el hecho de una separación (estructural y/o estratigráfica) de DRAGO ESTE y DRAGO NORTE reflejada en el comportamiento de producciones de agua.
- Realizar pruebas especiales de núcleo (presiones capilares, permeabilidades relativas) en las 2 arenas productoras principales (UI, TI) con muestras de los 3 LITOTIPOS definidos (LITOTIPO A, B, Glauconítica) para amarrar un modelo consistente de estas propiedades.
- Considerando los resultados del "Screening" (métodos EOR) para las regiones RM definidas **no se recomienda** la implementación de ningún método de Recuperación

mejorada investigado bajo el marco técnico y económico vigente a la fecha de la elaboración del presente informe.

- Considerando el buen ajuste a nivel de campo y a nivel de pozos se recomienda el uso de este modelo de simulación como parte del proceso de toma de decisiones con relación a la ubicación de nuevos pozos y/o la implementación de cualquier estrategia de explotación.
- Se recomienda la realización de los trabajos de reacondicionamiento indicados dentro del Caso base (CB) + Work-over (WO) incluyendo la secuencia propuesta.
- Impelmentar el escenario técnicamente optimizado ("Caso base (CB) + Work-over (WO) + Nuevos pozos (NP)" incluyendo la secuencia propuesta.
- Actualizar periódicamente (mensualmente) el modelo dinámico incorporando las últimas producciones de los pozos. De esta manera el modelo dinámico mantiene su validez y representa una herramienta poderosa para la toma de decisiones.
- Impelmentar un proceso de inyección de agua en la arena UI-1 lo más pronto posible tomando como base los hallazgos del estudio de simulación.
- Impelmentar de los trabajos de Work-over y la perforación de pozos nuevos planteados en el caso ("CB+WO+NP").
- Impelmentar el escenario planteado CASO_BASE+WO+NP+INY_003_probable_real, para el desarrollo del campo DRAGO al Norte del pad C y sobre el intrusivo (arena UI-1 - región prospectiva - POES probable)

BIBLIOGRAFÍA

- Abreu, T., Muñoz, F., Silva, J., & Loreto, E. (1985). *Apuntes de Recuperación Secundaria*. México, México, México: UNAM.
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook* (5th ed.). USA: Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/C2016-0-04718-6>
- Agi, A., Gbadamosi, A., Junin, R., Kampit, S. J., Abbas, A., & Gbonhinbor, J. (2019). Impact of geological interpretation on reservoir 3D static model: Workflow, methodology approach and delivery process. *Society of Petroelum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2019, NAIC 2019*. <https://doi.org/10.2118/198719-MS>
- Al-murayri, M. T., Al-kharji, A. A., Al-mayyan, H. E., Koc, C., & Pitts, M. (2018). *SPE-192781-MS One-Spot Oil De-Saturation Evaluation in the Sabriyah Lower Burgan Sandstone Formation Testing an Alkaline-Surfactant Formulation and Interpretative Translation to Alkaline-Surfactant-Polymer Oil Recovery Potential Pre-Singel Well Chemical T*.
- Asa, S. (2011). *Improved Oil Recovery with Water Injection*.
- Betancourt, A., & Caicedo, P. (2012). *Plan de Desarrollo del campo Drago*. (C. Vega, Ed.) Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4581/1/CD-4207.pdf>
- Civan, F. (2007). *Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation*. Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7738-7.X5000-3>
- CONGOPE. (2020). *Perspectivas petroelras y su impacto en el Ecuador y en los GAD*. Obtenido de <http://www.congope.gob.ec/wp-content/uploads/2020/06/Perspectivas-Petroelras-Ecuador-GAD.pdf>
- Espinel, A. L., & Barrufet, M. A. (2009). A generalized semi-analytical and statistical model to estimate oil and water production, pore volume injected, and ultimate recovery in mature waterflooding projects. *SPE Latin American and Caribbean Petroelum Engineering Conference Proceedings*, 3(2003), 1095–1108. <https://doi.org/10.2118/122749-ms>
- Guaminga, C. (2019). *Estudio técnico de reservorio para la ampliación de la inyección de agua en la arena U inferior del campo MDC*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handel/15000/20279>
- Gutiérrez, C. (2019). *Estrategia Corporativa para Incremento de Reservas Recuperables de Petróleo mediante la Recuperación Secundaria, Aplicada a Yacimientos de la Cuenca Oriente del Ecuador*. (V. Melo, Ed.) Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica del Litoral. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20545/1/CD%2010038.pdf>
- J.S. Archer et.al. (2015). *Secondary Recovery and Pressure Maintenance* (Springer Netherlands, Ed.). <https://doi.org/10.1007/978-94-010-9601-0>

- Kayode, B., Meza, O., Quintero, N., & AlDossary, S. (2019). Forward integration of dynamic data into 3-D static modeling significantly improves reservoir characterization. *International Petroleum Technology Conference 2019, IPTC 2019*, (i). <https://doi.org/10.2523/iptc-19183-ms>
- Kok, V. (2009). The Application of Water-flood Technology for Different Oil Fields. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 33(5), 377-382. doi:<https://doi.org/10.1080/15567030902937259>
- Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. (2019). Obtenido de <https://www.recursosyenergia.gob.ec/petroamazonas-ep-aporta-el-80-de-la-produccion-nacional-del-petrolo-con-445-606-barriels-diaris/>
- Nwaka, N. A., & Isehunwa, S. O. (2017). Mathematical analysis of oil displacement by water in heterogeneous reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2017*, 926-956. <https://doi.org/10.2118/189102-ms>
- Oelas, J. (2018). *Estudio técnico de factibilidad para la aplicación de enzimas biológicas en el campo Drago*. (B. Enríquez, Ed.) Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central del Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handel/25000/17157>
- Orrala, S. (2019). *Recuperación de Crudo Pesado en Pozos Profundos mediante el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor utilizando Generadores Eléctricos en el fondo del pozo DRRE04*. (H. Peña, Ed.) La Libertad, Santa Elena, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/5031/1/UPSE-TIP-2019-0009.pdf>
- Padilla, E., & Robels, M. (2010). *Proyecto para el Desarrollo del Campo Petroelro Drago mediante la Implementación del Primer Modelo de Negocios en la empresa Petroproducción*. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Politécnica Saelsiana. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/84692145.pdf>
- Peláez, K. (2009). *Análisis de la Viabilidad del Campo Drago de Petroproducción en el Oriente Ecuatoriano*. (W. Quiroga, Ed.) Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Andina Simón Bolívar. Obtenido de <http://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/340/1/T699-MBA-Pel%C3%A1ez-An%C3%A1lisis%20de%20viabilidad%20del%20campo%20drago%20de%20petroproducci%C3%B3n%20en%20el%20Oriente....pdf>
- Petroamazonas EP. (2014). *Plan Estratégico 2014-2017*. Quito. Obtenido de <https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/04/6-K.1-Plan-Estrategico-2014-2017-Actualizaci%C3%B3n-Anual-20141.pdf>
- Petroamazonas EP. (2019). Obtenido de <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=134#:~:text=Petroamazonas%20EP%20es%20una%20empresa,exploraci%C3%B3n%20y%20producci%C3%B3n%20de>

%20hidrocarburos.&text=Es%20la%20empresa%20p%3%BAblica%20ecuadoriana,y%20tres%20en%20el%20Litoral.

- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). *Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. USA: Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800219-3.00016-4>
- Speight, J. G. (2016). *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands* (2nd ed.). Laramie, Wyoming, USA: Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/C2014-0-01296-8>
- Tarek Ahmed. (1992). Reservoir Engineering. In ELSEVIER (Ed.), *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Gulf Professional Publishing.
- Tilelro, E., & Mogollon, J. L. (2017). An appropriate waterflood or waterdrive performance analysis for any oil/water viscosity ratio. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0, 1–16. <https://doi.org/10.2118/185465-ms>
- Vaca, J. (2020). *Análisis técnico del proyecto piloto de inyección de agua implementado en el campo Shushufindi-Aguarico, reservorio U inferior*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handel/15000/20790>
- Vega Morillo, R. (2020). *Evaluación De Resultados Del Proyecto De Inyección De Agua Impelmentada En La Arenisca U Inferior, Campo Auca Sur - Bloque 61*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handel/15000/20951>
- Vega, K. (2019). *Evaluación de las propiedades petrofísicas y geológicas de la arenisca u inferior del Campo Drago para la determinación de pozos candidatos a inyección de agua*. (J. Bustos, Ed.) Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central del Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handel/25000/19530>
- Vishnyakov, V., Suelimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2019). *Primer on Enhanced Oil Recovery*. Elsevier Inc. doi:<https://doi.org/10.1016/C2017-0-03909-5>
- Xu Han, Ming Lu , Yixuan Fan, Y. L. and K. H. (2021). *Recent Developments on Surfactants for Enhanced Oil Recovery*. 58, 164–176.
- Yusuf, N. O., Bovet, P., & Silpngarmelrs, L. (2019). Integrated static/dynamic modeling of reservoir stack helps to resolve history match challenge and identify new drill opportunities. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2019, NAIC 2019*. <https://doi.org/10.2118/198850-MS>

ANEXOS

ANEXO 1

ALGORÍTMOS EMPELADOS

Para la determinación de los litotipos del Complejo Drago se empleó algoritmos que son el resultado de la calibración de la descripción de los núcleos y las respuestas de los registros eléctricos. Se entrenan las litofacies descritas en el modelo sedimentológico y se emplean las respuestas que presentan los registros eléctricos en cada pozo, todo esto en diferentes cluster litológicos en un espacio n dimensional.

La interpretación de los litotipos se realizó implementado un sistema híbrido de análisis tipo cluster a partir de redes neuronales no supervisadas como fue presentado en su momento en la presentación de resultados y el reporte. En este tipo de implementación no es posible identificar los algoritmos utilizados por las redes neuronales. Para dar solución al requerimiento, construimos un árbol de decisión basado en reglas jerárquicas para interpretar los litotipos a partir de las curvas de Volumen de Shael (VSH), densidad (RHOB), Neutron (NPHI) y resistividad profunda (RESD) utilizando software de uso común en la industria.

El algoritmo determina reglas utilizando las mejores variables para la determinación del tipo de roca, entre más reglas necesite más Complejo es la interpretación del litotipo, no necesariamente utiliza todos los registros eléctricos input para la definición del litotipo, ya que el programa de árbol de decisiones discretiza las variables de mayor peso o de mayor incidencia en el tipo de roca; generando además las reglas de mayor peso y menor error en la variable resultado.

Así, con base en las reglas enviadas y el software disponible en Petroamazonas, los profesionales de Petroamazonas están en capacidad de implementar un sistema de interpretación de litotipos.

Los litotipos descritos son:

LITOTIPO	DESCRIPCIÓN
1	Arenisca de buena calidad como roca yacimiento
2	Arenisca con moderada calidad como roca reservorio
3	Arenisca con porcentaje de glauconita
4	Arenisca con mala calidad como roca yacimiento
5	Carbonatos
6	Arcillas
7	Intrusivo

Los algoritmos empelados son los siguientes

LITH1_ALG_TOTAL = if (RHOB <= 2.3776 and VSH <= 0.274781,1,if (RHOB <= 2.3776 and VSH <= 0.336501 ,1,if (RHOB <= 2.3852 and VSH <= 0.24879 ,1,if (RHOB <= 2.4162 and VSH <= 0.212907 ,1,if (RHOB <= 2.4556 and VSH <= 0.155099 ,1,if (VSH <= 0.235104 and RHOB <= 2.3848 ,1,if (VSH <= 0.235104 and RHOB <= 2.4162 ,1,if (VSH <= 0.336501 and RHOB <= 2.37 ,1,if (VSH <= 0.367149 and RHOB <= 2.3469 ,1,if (VSH <= 0.486691 and RHOB <= 2.3357 ,1,U)))))))))) **LITH2_ALG_TOTAL** = if (RHOB <= 2.3776 and VSH <= 0.367149 and RHOB > 2.3469 and VSH > 0.274781 and NPHI > 0.17901,2 ,if (RHOB <= 2.3776 and VSH <= 0.367149 and RHOB > 2.3469 and VSH > 0.336501, 2, if (RHOB <= 2.4556 and VSH <= 0.235104 and RHOB > 2.4162 and VSH > 0.155099 and RESD <= 62.709, 2, if (RHOB <= 2.4556 and VSH <= 0.486691 and VSH > 0.347899 and RHOB > 2.4274 and NPHI > 0.166882 and NPHI <= 0.182107, 2,if (RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and RHOB > 2.3776 and VSH <= 0.347899 and NPHI <= 0.155716, 2, if (RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and RHOB > 2.408 and VSH <= 0.283501, 2, if (RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and VSH <= 0.347899 and RHOB > 2.408, 2, if (RHOB > 2.3776 and VSH <= 0.347899 and RHOB <= 2.408 and NPHI > 0.155716 and VSH > 0.24879, 2, if (RHOB > 2.3776 and VSH > 0.347899 and RHOB <= 2.4274 and RESD > 12.5 and VSH <= 0.463852 and NPHI <= 0.204561, 2, if (RHOB > 2.4556 and VSH <= 0.31191 and NPHI <= 0.181859 and RHOB <= 2.4771, 2,if (RHOB > 2.4556 and VSH <= 0.31191 and VSH > 0.151948 and RHOB <= 2.5208 and NPHI <= 0.181859 and RESD > 16.9617, 2, if (RHOB > 2.4556 and VSH <= 0.31191 and VSH > 0.151948 and RESD > 78.887 and RHOB <= 2.5065, 2,if (RESD > 20.4166 and VSH <= 0.359636 and RHOB <= 2.4747 and RHOB > 2.4741, 2,if (VSH <= 0.486691 and RHOB > 2.3776 and RHOB <= 2.4274 and RESD <= 12.5 and VSH > 0.433605 and NPHI <= 0.266367, 2, if (VSH <= 0.766578 and RHOB <= 2.4556 and VSH <= 0.235104 and RHOB <= 2.4162 and VSH > 0.212907 and RHOB > 2.3848 and RESD <= 22.406 and RESD > 16.8461, 2, if (VSH <= 0.766578 and RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and VSH <= 0.486691 and RHOB <= 2.3776 and VSH > 0.367149 and RHOB > 2.3357 and RESD > 9.3333, 2,if (VSH <= 0.766578 and RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and VSH <= 0.486691 and RHOB > 2.3776 and VSH <= 0.347899 and RHOB > 2.408 and RESD <= 16.4067 and VSH > 0.283501 and NPHI <= 0.189301, 2, if (VSH <= 0.766578 and RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and VSH <= 0.486691 and RHOB > 2.3776 and VSH > 0.347899 and RHOB <= 2.4274 and RESD > 12.5 and VSH > 0.463852 and VSH > 0.469726, 2, if (VSH <= 0.766578 and RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and VSH > 0.486691 and VSH <= 0.671381 and RHOB <= 2.395 and RESD > 5.3283 and VSH <= 0.635985 and RESD > 10.1782 and VSH > 0.571425 and RHOB

> 2.3144 and RHOB <= 2.3783, 2,if (VSH > 0.235104 and VSH <= 0.347899 and RHOB <= 2.408 and NPHI > 0.155716 and RHOB > 2.3852, 2, if (VSH > 0.274781 and VSH <= 0.336501 and RHOB > 2.37 and RHOB <= 2.3737, 2,if (VSH > 0.486691 and RHOB > 2.2411 and RHOB <= 2.3186 and VSH <= 0.597488, 2,if (VSH > 0.486691 and RESD > 10.1782 and VSH <= 0.571425 and RHOB <= 2.3403 , 2,if (VSH > 0.486691 and RESD > 5.3283 and VSH <= 0.635985 and RESD <= 10.1782 and RHOB > 2.1667 and RHOB <= 2.3697, 2,U))))))))))))))))))))))))))))))

LITH3_ALG_TOTAL = if (RHOB > 2.4556 and RESD <= 2.1246 and RHOB <= 2.4832 and VSH <= 0.454676 ,3,if (RHOB > 2.4556 and VSH <= 0.31191 and RHOB <= 2.5208 and NPHI > 0.181859 and RESD <= 39.2458 ,3,if (VSH <= 0.235104 and RHOB <= 2.4162 and VSH > 0.212907 and RHOB > 2.3848 and RESD > 22.406 ,3,if (VSH <= 0.766578 and RHOB <= 2.4556 and VSH > 0.235104 and VSH <= 0.486691 and RHOB > 2.3776 and VSH <= 0.347899 and RHOB <= 2.408 and RESD > 26.1894 ,3,if (VSH <= 0.766578 and RHOB > 2.4556 and RHOB <= 2.5482 and VSH <= 0.31191 and VSH > 0.151948 and RHOB <= 0.671381 and RESD <= 5.3283 and RHOB <= 2.2411 ,5,if (VSH > 0.486691 and VSH <= 0.671381 and NPHI > 0.209471 and RESD > 4.6368 ,5,if (VSH > 0.766578 and RESD <= 2.2912 and RHOB <= 1.9376 and VSH <= 0.855781 ,5,if (VSH >0.766578 and VSH > 0.914558 and VSH <= 0.980627 and RESD <= 1.5978 ,5,U))))))))))))))))))))))))))))))

LITH6_ALG_TOTAL = if (Vsh > 0.671381 ,6, if (Vsh > 0.766578 and Vsh <= 0.914558 and RHOB <= 2.5547 and RESD > 2.2912 and Vsh <= 0.886046 and RHOB > 1.8586 and RHOB <= 2.4926 and RHOB <= 2.425 and Vsh <= 0.797842 and RESD > 3.1841 and RHOB <= 2.3802, 6, if(Vsh > 0.766578 and Vsh <= 0.914558 and RHOB > 2.5547 and RESD <= 31.2911 and Vsh <= 0.875829 and Vsh <= 0.859051,6, U))).

ANEXO 2

COMPARACIÓN POES ESTÁTICO VS DINÁMICO

ARGUMENTACION TÉCNICA EN EL CÁLCULO DE POES ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL COMPLEJO DRAGO

	POES	
	MMBN	
ARENA	Modelo estático	Modelo dinámico
BT	7.65	-
TOTAL	7.65	-
US	4.61	4.00
UI-0	13.49	18.89
UI-1	106.20	94.46
TOTAL	124.30	117.35
TS	23.72	22.32
TI-0	76.82	77.15
TI-1	22.80	18.85
TOTAL	123.34	118.32
HS	4.61	-
TOTAL	4.61	-

Las diferencias entre los POES estáticos y dinámicos se generan por las siguientes razones:

Modelación de la zona de transición encima del contacto agua - petróleo

Modelo estático: la zona de transición no está modelada. –

Modelo dinámico: la zona de transición se modela mediante el ingreso de las presiones capilares por litotipo.

Efecto: El POES estático es mayor que el modelo dinámico

Número de celdas activas:

-Modelo estático: Se contabilizaron celdas con porosidades efectivas mayores al 6%.

Modelo dinámico: Se activan solo celdas con porosidad mayor a 8% ya que los resultados de simulación no varían sustancialmente comparado con un cut-off de 6% y el tiempo de las corridas disminuye significativamente

Efecto: El POES estático es mayor que el calculado en el modelo dinámico.

Aumento del volumen poroso en ciertas regiones:

Modelo estático: El modelo estático calcula el POES basado en la mejor realización geoestadística escogida sin ninguna modificación posterior.

Modelo dinámico: Se mejoran las arenas (Modificación del modelo de facies sin modificar la interpretación de los litotipos en los pozos) alrededor y entre aquellos pozos que no logran ajustar las tasas históricas de fluido luego de haber agotado todas las demás mediadas (ej: aumentar el acuífero, aumentar permeabilidades absolutas, aumentar el índice de productividad del pozo, etc).

Efecto: El POES estático es menor que el modelo dinámico.

La diferencia entre el POES estático y dinámico a nivel de arena (U & T) es de aproximadamente 5% y dentro de los rangos comúnmente manejados. Considerando las diferentes unidades geológicas (US, UI-0, UI-1) dentro de la arena U se observa la mayor diferencia entre el POES estático y el POES dinámico en la unidad UI-0. El modelo dinámico en dicha unidad indica claramente que para la región del pad C existe una deficiencia significativa de volumen poroso (en el modelo estático) el cual fue aumentado (en el modelo dinámico) alrededor de y entre los pozos productores (pad C, UI-0) modificando el modelo de facies. Cabe destacar que antes de realizar la modificación "manual" del modelo de facies (pad C, UI-0) se revisó y confirmó nuevamente la interpretación petrofísica inicial de los pozos respectivos.