

**MAPA PILOTO DE CORROSIVIDAD DE CRUDOS PESADOS DEL CAMPO
CASTILLA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY**

**MICHAEL YESID MENDOZA LONDOÑO
JOHN JAIRO PEÑALOZA MONSALVE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2008

**MAPA PILOTO DE CORROSIVIDAD DE CRUDOS PESADOS DEL CAMPO
CASTILLA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY**

**MICHAEL YESID MENDOZA LONDOÑO
JOHN JAIRO PEÑALOZA MONSALVE**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Metalúrgico**

Director:

M.Sc. Ing. Custodio Vasquez Quintero.

Codirector:

M.Sc. Ing. Miguel Mateus Barragán

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A DIOS por regalarme la vida y por estar siempre ahí.

A mis padres JUAN y EDDY por su amor y por que gracias a ellos soy lo que soy.

A mis hermanos JAVIER y JULIAN, por ser mis amigos y por su apoyo incondicional.

A mi novia DIANA y a todos mis verdaderos amigos.

JOHN PEÑALOZA

DEDICATORIA

A mis padres RODOLFO MENDOZA Y SOLEDAD LONDOÑO por su amor y por que gracias a ellos soy lo que soy.

A mi hermana LUZ KARIME PORTILLA LONDOÑO por su apoyo incondicional.

A todos mis verdaderos amigos.

MICHAEL MENDOZA

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

M.Sc. Ing Custodio Vásquez Quintero Director del proyecto. Grupo de investigaciones en corrosión GIC. Convenio de Cooperación 006 de 2006 UIS-ICP.

M.Sc. Ing Miguel Mateus Barragán Codirector del proyecto. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A., por su colaboración.

Ph.D M.Sc. Ing Darío Yesid Peña Ballesteros. Grupo de investigaciones en corrosión GIC Convenio de Cooperación 006 de 2006 UIS-ICP.

Ph.D M.Sc. Ing. José Aníbal Serna Gil. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A.

A Sandra Anaya. Geóloga del Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Quien con su colaboración hizo un gran aporte al desarrollo y culminación de este proyecto.

Al Centro de Información Técnica CIT y sus trabajadoras por el apoyo y colaboración prestada.

A todos los miembros del semillero UIS-ICP que de una manera u otra aportaron en esta investigación.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	1
1. OBJETIVOS.....	2
1.1 Objetivo General.....	2
1.2 Objetivos Específicos.....	2
2. GENERALIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO.....	3
2.1 Etapas de Producción de Petróleo.....	3
3. CAMPO CASTILLA.....	5
3.1 Crudo Castilla.....	7
3.2 Crudo Castilla Blend.....	8
3.3 Subsuelo del Campo Castilla.....	8
3.3.1 Unidades Operacionales K2 y K1, Pertenecientes a la Formación Guadalupe.....	10
3.3.2 Aguas del Campo Castilla.....	11

3.3.3 Unidades Operacionales T2 y T1, Pertenecientes a la Formación Carbonera.....	12
3.4 Origen del CO ₂ Contenido en los Gases de Producción.....	12
3.5 Geoestadística.....	14
3.5.1 Las Variables Regionalizadas.....	16
3.5.2 La Anisotropía.....	17
4. CORROSION EN PRODUCCIÓN.....	19
4.1 Agentes Corrosivos.....	19
4.1.1 Dióxido de Carbono (CO ₂).....	19
4.1.2 Ácido Sulhídrico (H ₂ S).....	21
4.1.3 Corrosión por Oxígeno (O ₂).....	24
4.1.4 Agentes Corrosivos Combinados.....	24
4.2 Consideraciones Según la Norma NACE MR0176-2000.....	25
4.3 Materiales Utilizados en Producción de Crudo en el Campo Castilla.....	26
4.4 Histórico de Falla por Corrosión en el Campo Castilla.....	28
5. PREDICCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN EN	

PRODUCCIÓN DE CRUDO.....	31
5.1 Factores de Corrección Multiplicadores Aplicables.....	34
5.1.1 Factor del Scale.....	34
5.1.2 Por Acidez y Nitrógeno en el Aceite.....	35
5.1.3 Por Corte de Agua.....	35
5.2 Control de la Corrosión por Dióxido de Carbono.....	36
5.2.1 Tratamientos Químicos.....	36
5.2.2 Materiales Resistentes a la Corrosión.....	37
6. METODOLOGÍA.....	43
6.1 Recopilación de Información de Agentes Corrosivos.....	43
6.2 Identificación de los Agentes Corrosivos Principales.....	44
6.3 Relación de los agentes corrosivos principales con la Profundidad (Zona de Producción).....	44
6.4 Estimación de los porcentajes de los agentes corrosivos y Corte de Agua en Prospectos de Pozo.....	45
6.5 Cálculo de las Velocidades de Corrosión para Pozos Prospecto.....	56

6.6 Verificación de las Velocidades de Corrosión Calculadas.....	56
7. RESULTADOS.....	57
7.1 Recopilación de Información de Agentes Corrosivos.....	57
7.2 Identificación del Agente Corrosivo Principal.....	58
7.3 Relación del CO ₂ con la Profundidad (Zona de Producción).....	58
7.4 Estimación del Porcentaje de CO ₂ y Corte de Agua en Prospectos de Pozo.....	64
7.5 Cálculo de las Velocidades de Corrosión para Pozos Prospecto.....	69
7.5.1 Factor del Scale.....	72
7.5.2 Por Acidez y Nitrógeno en el Aceite.....	73
7.5.3 Por Corte de Agua.....	73
7.6 Verificación del Procedimiento de Cálculo de las Velocidades de Corrosión..	75
7.6.1 Estimación del Porcentaje de CO ₂ y Corte de Agua en los 7 Pozos Productores Seleccionados.....	77
7.6.2 Cálculo de las Velocidades de Corrosión de los Pozos Productores Seleccionados para la Verificación.....	80
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	87

9. CONCLUSIONES.....	89
10. RECOMENDACIONES.....	91
BIBLIOGRAFÍA.....	92

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1 Características del yacimiento y crudo Castilla.....	7
Tabla 2 Composición química para tubulares grado API.....	28
Tabla 3 Aceros al carbono y de baja aleación para servicio en medios que tienen CO ₂	38
Tabla 4 Aceros inoxidable martensíticos para servicio en medios que contienen CO ₂	39
Tabla 5 Aceros inoxidable Martensíticos 13Cr-5Ni-1Mo y 15Cr.....	40
Tabla 6 Aceros inoxidable Martensíticos 13CrS.....	41
Tabla 7 Aceros inoxidable Duplex 22Cr.....	42
Tabla 8 Datos actualizados de pozos productores del campo Castilla.....	57
Tabla 9 Profundidad (zona de producción) vs %CO ₂	59
Tabla 10 Prospectos de pozo con sus respectivas coordenadas.....	64
Tabla 11 Rangos de %M de CO ₂ para prospectos de pozo.....	68
Tabla 12 Rangos de corte de agua para prospectos de pozo.....	68
Tabla 13 Rango de presiones parciales de CO ₂ para pozos prospecto.....	69
Tabla 14 Rango de fugacidades de CO ₂ para pozos prospecto.....	70
Tabla 15 Rango de fugacidades de CO ₂ y pH para pozos prospecto.....	71
Tabla 16 Rangos de tendencia de velocidades de corrosión sin penalización.....	72
Tabla 17 Factores de corrección de las velocidades de corrosión.....	74
Tabla 18 Rango de tendencia de velocidades de corrosión.....	74
Tabla 19 Velocidades de corrosion de los 33 pozos productores del campo Castilla reportadas por el ICP.....	75

Tabla 20 Rangos de %CO ₂ para pozos productores seleccionados.....	79
Tabla 21 Rangos de corte de agua para pozos productores seleccionados.....	79
Tabla 22 Rango de presiones parciales de CO ₂ para pozos productores seleccionados.....	80
Tabla 23 Rango de fugacidades de CO ₂ para pozos productores seleccionados..	81
Tabla 24 Rango de fugacidades de CO ₂ y ph para pozos productores seleccionados.....	82
Tabla 25 Rango de tendencia de velocidades de corrosión sin penalizacion de los pozos productores seleccionados.....	83
Tabla 26. Factores de corrección aplicados a los pozos productores seleccionados.....	84
Tabla 27 Rango de tendencia de velocidades de corrosión de los pozos productores seleccionados.....	84
Tabla 28 Comparacion de las velocidades de corrosion calculadas, con las reportadas por el ICP.....	85
Tabla 29 Datos de pozos prospecto.....	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Ubicación del Campo Castilla.....	5
Figura 2	Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos.....	9
Figura 3	Esquema Sulfide Stress Cracking (SSC).....	23
Figura 4	Nomograma de predicción de corrosión basado en De Waard & Milliams.....	33
Figura 5	Secuencia Metodológica.....	43
Figura 6	Equipo Draguer para medida de gases CO ₂ y H ₂ S.....	44
Figura 7	Programa Surfer 8.....	45
Figura 8	Worksheet de porcentajes de la variable desconocida de pozos productores.....	46
Figura 9	Creacion del plot document.....	47
Figura 10	Plot document para construir el mapa de la variable desconocida.....	48
Figura 11	Ajustes del gris data.....	49
Figura 12	Apertura del archivo de surfer campo castilla.....	50
Figura 13	Mapa basico de la variable desconocida del campo castilla.....	51
Figura 14	Ajuste de propiedades del mapa de contornos.....	52
Figura 15	Generacion del post map.....	53
Figura 16	Post map de pozos productores.....	54
Figura 17	Post map de prospectos de pozo.....	55
Figura 18	Profundidad (zona de producción) vs %CO ₂	60
Figura 19	Mapa de CO ₂ de pozos productores del Campo Castilla.....	62
Figura 20	Mapa de pozos productores con CO ₂ y pozos prospecto del campo castilla.....	65

Figura 21 Mapa del Campo Castilla con sus tendencias de CO ₂	66
Figura 22 Mapa del Campo Castilla con sus tendencias de corte de agua.....	67
Figura 23 Mapa de tendencias de CO ₂ para los pozos productores Seleccionados.....	77
Figura 24 Mapa de tendencias de porcentajes de corte de agua para los pozos productores seleccionados.....	78
Figura 25 Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados del Campo Castilla de la SOA (mpy).....	86

RESUMEN

TITULO: Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados del Campo Castilla de la Superintendencia de Operaciones de Apiay.ⁱ

AUTOR: Michael Yesid Mendoza Londoño; John Jairo Peñaloza Monsalve.ⁱⁱ

PALABRAS CLAVE: Mapa de Corrosividad, Crudo pesado, Pozos, Producción.

DESCRIPCION:

El proyecto de investigación MAPA PILOTO DE CORROSIVIDAD DE CRUDOS PESADOS DEL CAMPO CASTILLA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY. Tiene por objeto identificar las zonas de alta corrosividad del Campo Castilla y especialmente predecir las velocidades de corrosión que presentarían 7 pozos prospecto del campo, para advertir de los posibles riesgos de daño por corrosión que sufrirían después de su perforación.

La metodología que se siguió fue la de primero identificar los agentes corrosivos más significativos en el Campo Castilla, midiendo las concentraciones de agentes corrosivos en 33 pozos productores del campo, comparándolos con los rangos de concentraciones establecidos en norma NACE MR0176-2000 y con los históricos de falla del campo castilla, lo que mostró como resultado al CO₂ como agente corrosivo principal del campo, posteriormente con la ayuda del programa surfer 8 se estimó el porcentaje de CO₂ en los prospectos de pozo y sus respectivos cortes de agua, con estos y otros datos (presión, temperatura, pH y factores de corrección) se calcularon las velocidades de corrosión de los 7 prospectos de pozo con las últimas ecuaciones desarrolladas para estos cálculos.

Como resultado se obtuvieron velocidades de corrosión considerablemente altas para todos los prospectos de pozo lo que advierte que requerirán atención.

ⁱ Trabajo de Grado en Modalidad de Trabajo de Investigación.

ⁱⁱ Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales. M.Sc. Ing. Custodio Vásquez Quintero (Director). Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A. M.Sc. Ing. Miguel Mateus Barragán. (Codirector).

ABSTRACT

TITLE: Map Pilot of Corrosiveness of Heavy Crude Oil of the Field Castilla of the Superintendence of Operations Apiay.ⁱⁱⁱ

AUTHOR: Michael Yesid Mendoza Londoño; John Jairo Peñaloza Monsalve^{iv}

KEYWORDS: Map of Corrosiveness, Heavy Crude Oil, Wells, Production.

DESCRIPTION:

The project of investigation PILOT MAP OF CORROSIVENESS OF HEAVY CRUDE OIL FROM THE CASTILLA FIELD OF THE SUPERINTENDENCE OF OPERATIONS APIAY. Has for object identifying the areas of high corrosiveness of the Castilla field and especially predict the rates of corrosion that 7 prospect wells would present to notice of the possible risks of damage for corrosion that they would suffer after their perforation.

The methodology that was carried out was first to identify the more significant corrosive agents in the Castilla field, measuring the concentrations of corrosive agents in 33 producing wells of the field, comparing them with the ranges settled down in the standard NACE MR0176-2000 and with the historical flaw of the Castilla field, it Showing to the CO₂ like main corrosive agent of the field, later on with the help of the program surfer 8 was estimate the percentage of CO₂ in prospect wells and their respective water cut, with these and other data (pressure, temperature, pH, and correction factors) the rates of corrosion of the 7 prospect wells were estimated with the ultimate developed equations for these calculations.

As a result considerably high rates of corrosion were obtained for the entire prospect well what notices that they will require attention.

ⁱⁱⁱ Work of Grade in Work of Investigation Modality.

^{iv} Faculty of Physico-Chemical Engineerings. School of Metallurgical Engineering and Science of Materials. M.Sc. Ing. Custodio Vásquez Quintero (Director). Colombian Institute of the Oil ICP-ECOPETROL S.A. M.Sc. Ing. Miguel Mateus Barragán. (Codirector).

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo y específicamente en la etapa de producción el deterioro por corrosión de las instalaciones metálicas, es debido principalmente a la presencia de dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S), agua, entre otros, siendo más crítico el daño provocado por el (CO_2).

Basándose en los valores reales de las variables que afectan la velocidad de corrosión en los pozos productores, que se encuentran cercanos a pozos prospecto y teniendo en cuenta las variaciones que puedan estar presentes, gana importancia la necesidad de conocer de manera teórica y aproximada la velocidad de corrosión en pozos prospectos para el Campo Castilla.

En este trabajo se presentan las consideraciones acerca del CO_2 como principal agente corrosivo en producción de crudo pesado en el Campo Castilla de la Superintendencia de Operaciones Apiay, la estimación aproximada de los porcentajes de CO_2 en prospectos de pozo y la predicción de sus respectivas velocidades de corrosión.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Construir un mapa piloto para identificar las zonas de alta corrosividad de crudos pesados del Campo Castilla de la superintendencia de operaciones Apiay.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los agentes corrosivos más agresivos en producción del Campo Castilla.
- Estimar los porcentajes de los agentes corrosivos más agresivos en pozos prospecto.
- Establecer un mapa piloto de corrosividad del Campo Castilla.

2. GENERALIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO

2.1 ETAPAS DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO¹

Flujo en el yacimiento:

Esta es la trayectoria que sigue el petróleo dentro del yacimiento a miles de metros de profundidad a través de los microcanales de roca porosa y permeable hasta llegar al fondo del pozo. Este recorrido lo hace el petróleo gracias a la presión o energía natural que existe en el yacimiento.

Producción en el pozo:

Una vez que el petróleo llega al fondo del pozo continúa su recorrido por la tubería vertical de producción hasta alcanzar la superficie. A medida que el petróleo asciende (ya sea por medios naturales o por levantamiento artificial) la presión disminuye y ocurre la liberación del gas originalmente disuelto en el crudo.

Recolección de crudo:

Después que el petróleo de cada uno de los pozos del yacimiento ha alcanzado la superficie, se recolecta mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el

¹ www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.

cabezal de los pozos hasta las estaciones de flujo.

Separación del gas:

En las estaciones de flujo de petróleo y el gas producido por los pozos entran a los separadores donde se completa la separación del gas que aún quedaba mezclado con el petróleo. Al salir por los separadores, el petróleo y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones establecidas.

Almacenamiento del crudo:

Los diferentes tipos de petróleo que llegan a las estaciones de flujo son bombeados a través de las tuberías hasta los patios de tanques, donde finalmente se almacena toda la producción de petróleo de un área determinada, para ser tratada, eliminando el agua, la sal y colocándolo bajo especificaciones comerciales.

Transporte de oleoductos:

El crudo limpio almacenado en los patios de tanques es enviado a través de los oleoductos a las refinerías del país y a los terminales de embarque para su exportación a los mercados de ultramar.

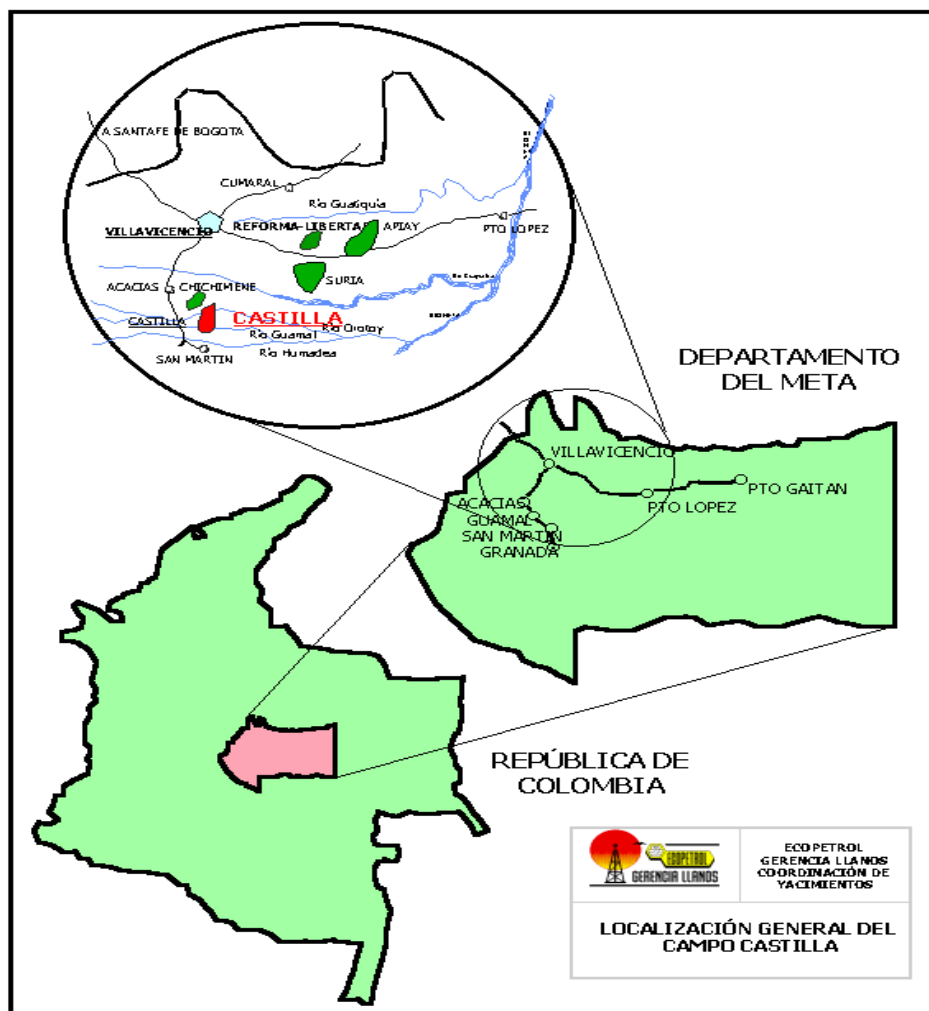
Embarque a exportación:

El petróleo que llega a los terminales de embarque es cargado a la flota tanquera para su envío a los distintos mercados del mundo.

3. CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se localiza en la cuenca de los llanos a 35Km al sur de la ciudad de Villavicencio, en el departamento del Meta como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Ubicación del Campo Castilla.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Proyecto producción incremental Campo Castilla 2002.

Descubierto por Chevron en el año de 1969 con la perforación del pozo Castilla 1, pero inició producción en el año de 1977, con el contrato de asociación Cubarral suscrito entre ECOPETROL y la compañía Chevron en los años sesenta, en él se encontraba una masa espesa, viscosa y con alto contenido de azufre por esta razón no tenía aceptación en el mercado.

Con el cambio del panorama mundial la explotación del crudo pesado tomó importancia, por esta razón las reservas de crudo que se encuentran en el subsuelo llanero, como las del Campo Castilla, se convirtieron en las más importantes respecto al crudo pesado como producto de exportación.

El crudo pesado por su alta viscosidad, y la presencia de elementos como el agua, el H_2S , el CO_2 , cloruros y algo de O_2 disuelto, hacen dispendiosa su producción por las altas velocidades de corrosión ocasionadas sobre la infraestructura. Por otro lado factores como un elevado TAN (Número de Ácidos Totales), altos contenidos de azufre y metales pesados hacen difícil su proceso de refinación; dificultades que pueden ser superadas solo con mayores inversiones de capital, lo cual no es una ventaja desde el punto de vista económico, pero debido a las nuevas condiciones mundiales en las que el crudo liviano empieza a escasear no queda otra alternativa que procesar estos crudos pesados buscando siempre la posibilidad de minimizar los costos.

Por tanto, el previo conocimiento del tipo de crudo, de las características geológicas del terreno, de los fluidos adjuntos, de las unidades productoras, etc, son necesarios para establecer las condiciones de trabajo, de allí surge la necesidad de crear una herramienta que permita de manera sencilla y práctica visualizar los problemas de corrosión en pozos existentes y/o en nuevos pozos a perforar.

3.1 CRUDO CASTILLA

El Crudo Castilla es un crudo pesado de alrededor de 12° API con 2.4% de azufre, alrededor de 452ppm de metales pesados como Ni y V, alrededor de 0.1 de TAN, que contiene 83% de cemento asfáltico y 17% de solventes de diferente volatilidad. Esta composición hace que a temperaturas inferiores a 60°C (140°F) sea altamente viscoso, por lo que es conveniente calentarlo entre 70°C (158°F) y 80°C (176°F) para su aplicación en el mezclado con los agregados. Otras de las características del crudo Castilla se muestran en la Tabla 1.

TABLA 1. Características del yacimiento y crudo Castilla.

Tipo	Asfáltico <i>Black Oil</i>
G.O.R.	40-300 scf/STB
Factor Volumétrico del Aceite	1,061 bbl/STB
Gravedad Específica del Gas	0,906
Gravedad Específica del Petróleo	0,976
Gravedad API @ 60 °F	13,7
Viscosidad a Presión de yacimiento	56 cp
Temperatura en Cabeza	141.1-170.57 °F
Presión en Cabeza	40,53-98.89 psig

Fuente: ÁLVAREZ ORTIZ, Luís Fernando. HERRERA GONZÁLEZ, Fredy Alexander. Balance de Masa de los Campos de la Gerencia Llanos de ECOPETROL. 2004.

3.2 CRUDO CASTILLA BLEND²

El crudo Castilla Blend es un crudo pesado de 18,9° API y 1,93% S, que resulta de la mezcla de crudo Castilla con otros crudos livianos o menos pesados producidos en campos de los llanos, a la cual se le agrega nafta virgen como diluyente para su transporte por el sistema de oleoductos hasta el golfo de Morrosquillo sobre la Costa Atlántica en el Puerto de Coveñas.

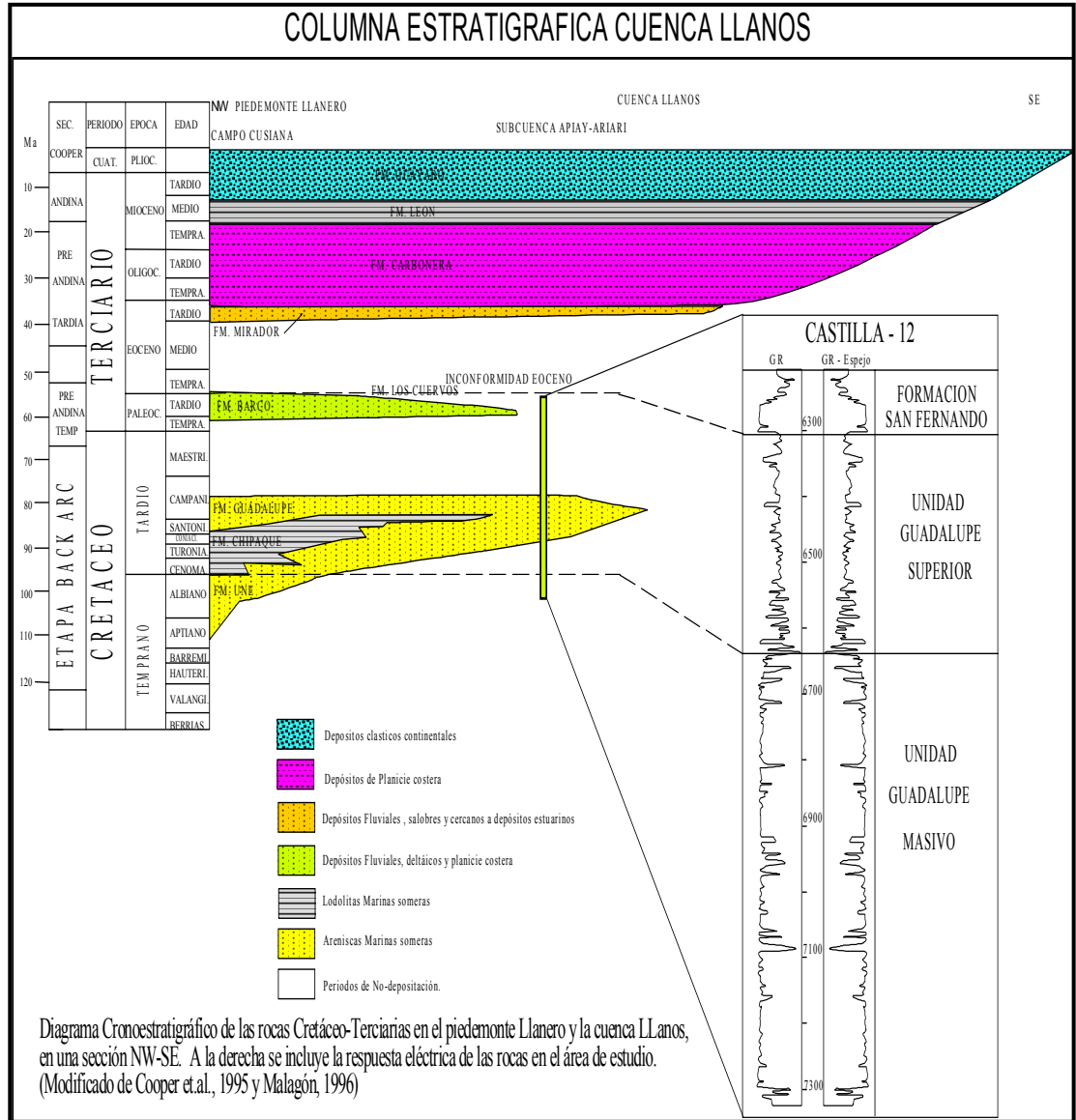
3.3 SUBSUELO DEL CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se encuentra en la cuenca de los Llanos Orientales, en la subcuenca Apiay-Ariari que se encuentra localizada en la parte más sur de la Cuenca Llanos y se caracteriza porque parte de su registro litológico es parecido con otros dentro de la cuenca, y con un control estructural regido por los principales eventos tectónicos de los Andes.

La columna estratigráfica para la subcuenca Apiay-Ariari se muestra en la Figura 2. A continuación se describen de forma general las unidades operacionales K2, K1, T2 y T1 que son las unidades productoras del Campo Castilla.

² <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=130&conID=37628>.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos.



Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia Llanos. Proyecto Producción Incremental Campo Castilla. 2002.

3.3.1 Unidades Operacionales K2 y K1, Pertenecientes a la Formación

Guadalupe La unidad K2 (Guadalupe Masivo) está constituida por areniscas cuarzosas y cuarzofeldespáticas de grano grueso, subredondeado con baja proporción de matriz argilácea y cemento predominantemente silíceo, con algunos niveles de conglomerados arenosos y algunos niveles de limolitas y arcillolitas. Su espesor promedio es de 700 pies (233 metros), además de ser el principal intervalo productor.

La unidad K1 (Guadalupe Superior) constituida por una arena delgada, arcillosa, relativamente discontinua de menor productividad y presenta mayor temperatura que la K2 probablemente debido su carácter arcilloso. Además se pueden caracterizar tres conjuntos con características similares denominados, de base a techo, K1-3, K1-2 y K1-1, constituida en su parte basal por una intercalación de areniscas, limolitas y arcillolitas con ocasionales mantos de carbón de poco espesor (denominado K1-3 por Castro y Puerto, 1985).

La secuencia del techo se presenta como lutitas, con intercalaciones de areniscas de grano fino y es denominada en su parte inferior K1-2 por Castro y Puerto (1985). La unidad superior K1-1, algo similar con la anterior, se redefinió como perteneciente a la parte basal del terciario, aunque por dataciones palinoestratigráficas presentan un rango de edades que oscilan entre el Coniaciano y Maestrichtiano.

Estas unidades operacionales son similares en términos de las características del crudo que contienen, aunque con algunas diferencias en relación con la temperatura, permeabilidad y nivel de producción.

3.3.2 Aguas del Campo Castilla³ Las aguas del Campo Castilla con una predominancia relativa de iones cloruro y sodio sobre los otros iones (excepto para el Castilla 9, el cual presenta una mayor similitud con el agua del Caño Tres Garzas), puede representar aguas meteóricas o mezcla de aguas, enriquecidas en cloruro y sodio, producto de los posibles efectos de difusión, intercambio iónico o combinaciones entre aguas superficiales y connotas.

El agua predominante en la unidad K2 del área de estudio, está relacionada con los tipos bicarbonato-sodio ($\text{HCO}_3\text{-Na}$) y sulfato-calcio (CaSO_4).

Los iones sulfato, bicarbonato y sodio presentan una tendencia regional del aumento de su concentración, en la dirección suroeste-noreste, posiblemente relacionadas con el ambiente químico y a las condiciones de temperatura y presión.

El mapa de variaciones de concentración del ión calcio, presenta una tendencia de disminución en el sentido suroeste-noreste, semejante a la tendencia del flujo de agua, pudiendo estar probablemente relacionadas.

El total de sólidos disueltos TDS para las aguas de la unidad K2, es muy bajo corroborando su origen meteórico, que a su vez indica una alta variación de las aguas con el paso del tiempo.

³ MEZA, German. PARRA, Pedro. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. 1993.

3.3.3 Unidades Operacionales T2 y T1, Pertenecientes a la Formación

Carbonera La Formación Carbonera está constituida por una secuencia alternante de rocas arcillo-limosas, con rocas arenosas depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental.

La unidad T2 está compuesta principalmente por areniscas y pequeñas cantidades de limonita y la unidad T1 está conformada por areniscas.

En términos generales el Campo Castilla tiene una porosidad efectiva que varía entre 14 y 25% con un promedio de 19%, la permeabilidad varía entre 460md y 2400md con un promedio de 1380md y la presión inicial del yacimiento es de 2800 psi. La temperatura del yacimiento es de 198°F (92,22°C) y la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento es de 56 cp.

Los pozos tienen un espaciamiento aproximado de 124acres y el mecanismo de producción predominante es empuje de acuífero activo para K2.

3.4 ORIGEN DEL CO₂ CONTENIDO EN LOS GASES DE PRODUCCIÓN.

El dióxido de carbono (CO₂) tiene su ocurrencia en formaciones productoras de hidrocarburos, esto presenta un desafío en la valoración y subsiguiente desarrollo de los hidrocarburos. La presencia de CO₂ puede causar fallas serias por corrosión, además de ser un riesgo para la salud, la seguridad y el medio ambiente.

El procedimiento convencional para evaluar el contenido de CO₂ en una formación productora de hidrocarburos es tomar muestras del fluido bajo pozo o en su superficie y enviar las muestras al laboratorio para su análisis. Ambos métodos están comprometidos por la naturaleza reactiva del CO₂, cuya concentración

puede cambiar significativamente por la reacción con aguas de formación, lodo, etc.

El CO₂ es soluble en agua y reactivo orgánica e inorgánicamente. Cuando se extrae a través de un sistema hidrodinámico activo, el CO₂ puede cambiar un poco sus características durante la interacción a lo largo del camino y negar sus orígenes, consecuentemente predecir la ocurrencia del CO₂ es una tarea notoriamente difícil.

Esto se entendería mejor construyendo un modelo de (cuenca) tridimensional que tome la evolución de temperatura por capa a través del tiempo. Los períodos de tiempo en que los carbonatos profundamente enterrados podrían sufrir descomposición térmica están identificados e integrados a lo largo de los mapas de migración del crudo.

Para obtener un indicativo más claro acerca del origen del CO₂ en una zona determinada es necesario un análisis isotópico de acumulación de CO₂. Aún realizando éste análisis se pueden presentar varios orígenes posibles. En el oeste de África, los análisis isotópicos de acumulación de CO₂ indican más de un origen, en relación con el metamorfismo de carbonatos y baja madurez del carbón que fueron identificados como los dos mecanismos primarios en lo profundo y caliente del reservorio. El CO₂ también podría tener un origen biogénico que contribuye significativamente en zonas frías y en compartimentos cerrados de contacto entre agua y crudo.

La determinación de isótopos de carbono y oxígeno en bicarbonato disuelto y cementos secundarios de carbonatos ayudan a la reconstrucción de la secuencia de diagénesis.

La conclusión de algunos estudios realizados en el Putumayo, Magdalena (Colombia) y al oeste de África, es que los principales mecanismos para la formación de CO_2 son las fuentes de carbono orgánico e inorgánico con mayor influencia de la fuente inorgánica. La descomposición química de carbonatos requiere de altas temperaturas probablemente asociadas con intrusiones ígneas que causan la pirólisis de los carbonatos que posteriormente crean el CO_2 , los carbonatos también pueden ser disueltos por aguas subterráneas reaccionando in situ y ser fuente de CO_2 , el cual se puede determinar por cuantificación del contenido de ácidos orgánicos totales y pH de las aguas de formación, oxidación del metano (CH_4) en reservorios con salmuera rica en sulfatos, el gas atmosférico entrampado también pueden contribuir al origen del CO_2 y en el proceso de generación misma del crudo se produce CO_2 o se puede presentar una combinación de todas estas fuentes.

3.5 GEOESTADÍSTICA.

Uno de los problemas fundamentales relacionados con los recursos naturales es siempre la gran incertidumbre que los rodea. Incertidumbre reflejada por una parte en cuanto a la naturaleza misma del fenómeno que ha generado dicho recurso y que es consecuencia de múltiples factores que se han hecho presentes en su formación y por otra, en cuanto a la calidad y cantidad del recurso en estudio.

En cuanto a la naturaleza propia, representada por las características esenciales del recurso a investigar, podríamos decir que por ser ella consecuencia muchas veces de la superposición de variados fenómenos, su estudio puede dar origen a juicios distorsionados que la mayor parte de las veces se deben emitir, por eso, en forma condicionada. Respecto a la calidad y cantidad del recurso natural, en estricto rigor, tendríamos que decir que aquellas solo se conocen una vez ese ya ha sido explotado.

De ese modo vemos que:

1. En relación a la naturaleza misma del fenómeno que ha generado el recurso natural en estudio, los trabajos e investigaciones realizadas solo permiten una “interpolación” acerca de aquella, la que, implicando desde ya un cierto grado de subjetividad en su formulación, estará mucho mejor avalada por las informaciones y conclusiones de carácter analítico que la respalden.
2. En relación a la calidad y cantidad del recurso en estudio, los trabajos e investigaciones realizadas solo permiten una “estimación” del recurso disponible, lo que desde ya implica la presencia de un determinado margen de error en su determinación que será función tanto de la magnitud y calidad de esos estudios y del error cometido en las operaciones posteriores de cálculo.

En una aplicación de la estadística clásica, sabido es que, se toman los valores de las muestras obtenidas en un yacimiento y se las ordena bajo una forma de histograma haciendo con ello abstracción del lugar de donde ellas han sido extraídas. Sin embargo, no basta saber con que frecuencia una característica del yacimiento (gases de un depósito), se repite en él, sino también importa conocer en que forma esos valores se localizan en el terreno. De partida entonces se debe reconocer la importancia de la geoestadística para rendir cuenta del aspecto espacial del fenómeno, que es justamente su aspecto más importante.

Supongamos que a lo largo de una línea se efectúan medidas a intervalos regulares que proporcionan en un primer caso los siguientes datos:

A) 1-2-3-4-5-6-5-4-3-2-1

Y un segundo caso:

B) 1-4-2-3-6-1-5-2-5-4-3

Desde el punto de vista estadístico, a idénticos valores, corresponden iguales resultados y desde este punto de vista los dos fenómenos observados no muestran ninguna diferencia. Sin embargo, en el caso A existe una estructura simétrica, en cambio en el caso B existe una estructura demostrativa de una gran irregularidad. Los métodos estadísticos clásicos no rinden cuenta de este aspecto estructural, y ello por que se basan en la teoría de probabilidades clásicas, cuyo objeto es el estudio de variables aleatorias. De aquí pues, la insuficiencia de la estadística clásica para rendir cuenta sobre todo el fenómeno natural que se investiga y la necesidad entonces de reintroducir las características espaciales de las reparticiones.

La fusión entre lo aleatorio y estructural ha encontrado su adecuado tratamiento mediante la teoría de las variables regionalizadas, teoría concebida y formulada por Georges Matheron, que constituye un criterio científico y moderno de interpretación y estudio de la mayor parte de los fenómenos naturales, en el campo de la geología, de la meteorología, etc. De este modo podríamos definir la geoestadística como la aplicación de esta teoría al estudio de las variables regionalizadas que poseen un carácter geológico.

3.5.1 Las Variables Regionalizadas Los fenómenos naturales se reparten en la naturaleza de acuerdo a determinadas leyes fisicoquímicas que en combinación con condiciones de igual tipo, existentes en un momento dado, estructuran o configuran la existencia de estos fenómenos en el espacio. Estudiar dichos

fenómenos significa estudiar sus características esenciales que varían espacialmente de un punto a otro, tomando valores definidos en cada lugar de observación.

En el caso particular de los yacimientos de hidrocarburos, las características están representadas por un conjunto de valores que, sabemos, toman un valor definido en cada uno de los lugares de estudio y que se distribuyen en su variación espacial en forma continua o discontinua de acuerdo a la presencia o ausencia del fenómeno natural. Tal continuidad se manifiesta a través del espacio por la tendencia de estos valores a discrepar menos en dos lugares, cuando estos menos alejados están.

3.5.2 La Anisotropía Esta característica esencial de la variable regionalizada se refiere a que puede existir una dirección privilegiada a lo largo de la cual los valores no varían en forma significativa mientras que ellos varían en forma significativa a lo largo de otra dirección. Estos fenómenos son también conocidos bajo el nombre de “zonales”.

De acuerdo a las consideraciones relativas a la continuidad de la variable regionalizada, expuestas anteriormente aquellas se presentan bajo dos aspectos complementarios:

Un aspecto aleatorio: representado por la alta irregularidad y por las variaciones imprevistas de un punto a otro;

Un aspecto estructural: representado por las características estructurales del fenómeno regionalizado.

Debido a estos aspectos específicos de la distribución espacial de la variable regionalizada se confirma la necesidad de superar el marco neto del cálculo de probabilidades y de encontrar nuevas herramientas matemáticas que permitan adoptar un modo de formulación sintética, capaz de interpretar estos dos caracteres esenciales de la variable regionalizada, su aspecto aleatorio y estructural. De aquí que la geoestadística se propone dos objetivos principales:

1. Expresar estas características estructurales mediante una formulación matemática adecuada.
2. Resolver el problema de la estimación de una variable regionalizada.

Estos dos objetivos están ligados por una sola operación: el muestreo del yacimiento, que proporcionará un mayor o menor error en la estimación de acuerdo a las características estructurales del yacimiento, ya que mientras más irregular y más discontinua sea la variable regionalizada en su variación espacial, mayor podrá ser el error cometido en la estimación.

Según Mulford ⁴, para la estimación de variables de yacimientos de hidrocarburos se utiliza la técnica de interpolación estadística de Kriging, que debido a la complejidad matemática para la aplicación de la técnica, con todo el proceso de resolución de la matriz de los ponderadores, el cálculo del estimador (variable desconocida) y el cálculo de la varianza en el proceso de estimación, se han elaborado diferentes programas de computador que facilitan este proceso, como el programa Variog entre otros.

⁴ FRANCO, Fernando. MULFORD, Alejandro. Geoestadística Aplicada a La Descripción de Yacimientos. Tesis de Grado UIS. Bucaramanga, 1991.

4. CORROSIÓN EN PRODUCCIÓN

4.1 AGENTES CORROSIVOS⁵

Los principales agentes corrosivos en la industria de la producción de gas y petróleo son el ácido sulfhídrico (H₂S), el dióxido de carbono (CO₂) y el oxígeno (O₂) en las instalaciones de la superficie, entre otros. Los productos de la corrosión que se forman de la reacción de estos gases con el acero en presencia del agua, pueden proveer un camino hacia la construcción de un mapa para los especialistas en corrosión que permita ayudar a identificar las causas de la corrosión en muchas operaciones, proporcionar un apoyo en el análisis de falla y establecer pautas para el diseño de programas de prevención y control de la corrosión. Sin embargo, estos tres agentes son los principalmente observados en el día a día, pero son solo una guía y no ofrecen una ayuda completa para todos los posibles casos de corrosión que se pueden presentar en la industria del petróleo.

4.1.1 Dióxido de Carbono (CO₂)⁶ La corrosión por CO₂ es un área de investigación muy activa, se han presentado excelentes publicaciones concernientes a la reacción que ocurre cuando el CO₂ disuelto en agua corroe el acero, y se presenta predominantemente la siguiente reacción:

⁵ DIVISION OF PRODUCTION AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Corrosion of Oil- and Gas-Well Equipment.

⁶ CRAIG Bruce, FNACE, Materials Performance, August 2002. Vol 41. #8.



El ácido carbónico causa una reducción en el pH del agua, esto hace que la corrosión en el acero sea considerable, donde la presencia de ácidos orgánicos como el ácido acético, contribuye a la corrosión, pero estos rara vez son considerados como causa primaria de la corrosión.

El incremento en la presión parcial del CO_2 y de la temperatura favorece enormemente el aumento en la velocidad de corrosión, ésta se presenta como picaduras en forma redonda y profunda, después de que se ha removido la capa de carbonato de hierro FeCO_3 .

La presión parcial del CO_2 se puede determinar por la siguiente fórmula según la ley de Dalton:

$$P_{p,\text{gas A}} = X_A * P_{\text{total}} \quad (2)$$

A partir de la presión parcial del CO_2 , se puede determinar una predicción aproximada de la corrosión, según las siguientes reglas generales:

1. Una presión parcial sobre 30 psi usualmente indica corrosión.
2. Una presión parcial entre 7 y 30 psi puede indicar corrosión.
3. Una presión parcial por debajo de 7 psi se considera que no hay corrosión.

Posteriormente los estudios de De Waard & Milliams mejoraron esta estimación empírica.

Para consideraciones prácticas la corrosión que ocurre como resultado de la presencia de dióxido de carbono CO_2 , agua y ácidos grasos y sin estar presentes,

el oxígeno y el ácido sulfhídrico, se conoce como “sweet corrosion” o “corrosión dulce”.

4.1.2 Acido Sulfhídrico (H₂S) La corrosión por ácido sulfhídrico (H₂S) generalmente en su parte inicial es lenta y se va incrementando con el tiempo; por otro lado, el H₂S no es corrosivo en ausencia del agua, la química de la reacción es la siguiente:



Esencialmente esta es la reacción que ocurre con el H₂S para varios metales produciendo sulfuros metálicos.

El sulfuro de hierro producido por la reacción generalmente se adhiere a la superficie del acero como un polvo negro o capa. La capa tiende a acelerar la corrosión local, por que este sulfuro de hierro actúa como cátodo en el acero, produciendo así picaduras profundas en los materiales del pozo.

La formación de sulfuros depende principalmente de 2 factores: el pH de la solución en la cual se encuentra el H₂S y la concentración misma del H₂S. Con la variación de estos 2 factores es posible obtener distintas capas de sulfuros de hierro sobre el metal, estas capas pueden llegar a tener propiedades totalmente distintas, mientras unas capas pueden llegar a ser protectoras otras en cambio pueden ser más solubles en el crudo, aunque esta solubilidad también dependerá del tipo de crudo y otras características como el TAN, % de azufre, metales pesados etc.

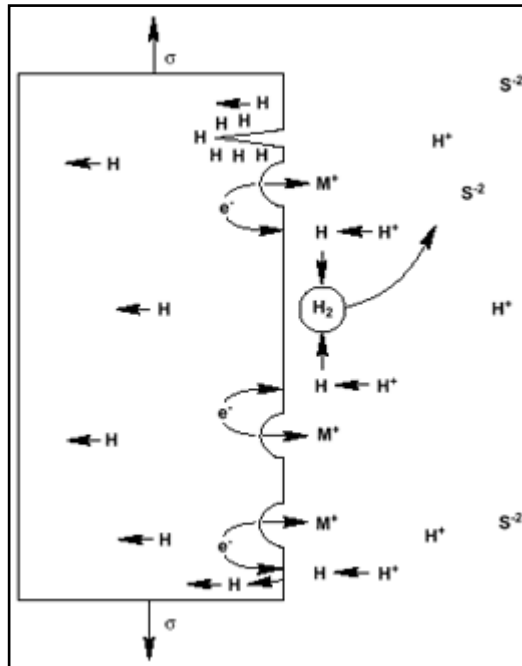
Este tipo de ataque del H_2S (formación de sulfuros) se ve afectada por diferentes factores como: concentración de H_2S , pH, otros elementos corrosivos, esfuerzos, temperatura y velocidad de fluido que presente, ya sea flujo laminar o turbulento. La temperatura incrementa la corrosividad, pero solo hasta cierto valor crítico, la concentración del H_2S , la alta velocidad del fluido y la disminución del pH también favorecen a la corrosión, los esfuerzos residuales o externos dirigen la corrosión produciendo grietas que aceleran la falla del material.

Sulfide Stress Cracking (SSC).

Los iones de hidrógeno producidos por la reacción toman electrones de la superficie del metal, produciendo átomos de hidrógeno los cuales se combinan para formar moléculas de hidrógeno que flotan en forma de burbujas siendo así inofensivas para el acero, pero cierto porcentaje de átomos de hidrógeno no se combina y penetra en la red cristalina del acero hasta alcanzar una concentración crítica y en este instante es cuando ocurre el SSC. El H_2S no participa de manera directa en el SSC, debido a que los sulfuros son los que promueven la entrada del hidrógeno en la estructura del acero.

El hidrógeno se difunde en el acero ocasionando ciertas formaciones en la estructura de dicho material. Por lo cual estudios realizados han demostrado que los diferentes equipos de acero al carbono, que son expuestos a un ambiente de H_2S son susceptibles al agrietamiento inducido por el hidrógeno, como es el caso de los aceros que se utilizan en los pozos y líneas de transporte de crudo pesado, en la Figura 3 se muestra un esquema de SSC.

Figura 3. Esquema Sulfide Stress Cracking (SSC)



Fuente: <http://www.fisherregulators.com/technical/sulfide/>

El hidrógeno en forma atómica es quien se difunde a través de la red ubicándose en vacancias, dislocaciones, defectos, zonas duras, puntos de esfuerzos residuales, etc. Donde se combinan para formar el gas hidrógeno H_2 , quien es el responsable de la fragilización, produciendo grietas en el acero.

Este tipo de corrosión en la que se ve involucrado el (H_2S) y también pueden estar presentes el oxígeno (O_2), el dióxido de carbono (CO_2) y ácidos orgánicos, se denomina “sour corrosion” o “corrosión agria”.

4.1.3 Corrosión por Oxígeno (O₂)⁷ En la producción y transporte de crudo, las instalaciones que se ven expuestas a la atmósfera, es decir que están en contacto con el aire son las que presentan corrosión por el oxígeno (O₂) y un factor importante a tener en cuenta, es que esté presente el agua como electrolito; en términos generales con el incremento de la humedad se incrementa la corrosión.

Química de la corrosión por oxígeno O₂:



Esta corrosión por el oxígeno se identifica claramente por sus colores característicos, por que cuando se forma FeO(OH) el color es amarillo y cuando se forma el Fe₂O₃, su color es naranja, además el contenido de sales, ácidos y gases incrementa la corrosión.

El oxígeno y los esfuerzos repetitivos, es decir la fatiga, se consideran que son la causa principal de falla en las tuberías de perforación, debido a que se presenta corrosión por el oxígeno y los esfuerzos repetitivos direccionan la corrosión produciendo un agrietamiento acelerado del acero.

4.1.4 Agentes Corrosivos Combinados Aunque existen otros factores que afectan la velocidad de corrosión, como bacterias y distintas sales. Los mencionados anteriormente son los más representativos en la producción de crudo pesado, ya que su agresividad es mucho más alta comparativamente. Por esta razón son los principalmente estudiados, de manera individual y combinada.

⁷ CRAIG Bruce, FNACE, Materials Performance, August 2002. Vol 41. #8.

Cuando se tiene mayor cantidad de CO_2 que de H_2S , el H_2S puede mitigar la corrosión por CO_2 al formar capas protectoras en la superficie del acero, si por otro lado el H_2S no forma capas protectoras, la superficie del acero es expuesta a un doble ataque por parte de los dos agentes corrosivos. Cuando la cantidad de CO_2 es menor que la de H_2S , es posible que el CO_2 forme capas protectoras de carbonato de hierro y así disminuir el ataque del H_2S (asumiendo que el H_2S no forme capas protectoras). Por otro lado si el H_2S forma una capa protectora esta puede ser eliminada por el CO_2 que es menos soluble, pero más corrosivo, dejando nuevamente la superficie del acero vulnerable a nuevos ataques, acelerando la velocidad de corrosión del acero.

A partir de esto se entiende que son diversas las posibilidades que se pueden presentar, unas mas favorables que otras, pero en definitiva todas representan un peligro para la integridad y correcto funcionamiento de los equipos en la producción de petróleo.

4.2 CONSIDERACIONES SEGÚN LA NORMA NACE MR0176-2000

El CO_2 (dióxido de carbono) y H_2S (ácido sulfhídrico) son los dos principales agentes corrosivos presentes en los fluidos en la etapa de producción de crudo, pero deben estar en presencia del agua para formar los compuestos que son altamente corrosivos. Existen otros constituyentes en el fluido que también pueden llegar a tener influencia.

- **Oxígeno:** puede ser muy destructivo para el sistema, si el oxígeno es detectado debe eliminarse o controlarse para que este por debajo de 50 ppb disuelto; por encima de este valor puede esperarse corrosión severa.

- **Cloruros:** altos cloruros pueden generar picado, se consideran altos cuando exceden 6000 ppm o cuando el total de sólidos disueltos es de 10000 ppm.
- **H₂S (servicio ácido):** se asume servicio ácido cuando el H₂S está a presión parcial igual o superior a 0.050 psi (0.35Mpa).
- **Contenido de agua:** si el contenido de agua es mayor del 20% el fluido es una fase de agua con gotas de aceite y se recomienda utilizar inhibidores.
- **Temperatura:** el aumento de la temperatura favorece la corrosión, pero a temperaturas por debajo del punto de cristalización de parafinas se puede generar una película que actúe como barrera protectora.
- **Presión:** no tiene una influencia directa sobre la velocidad de corrosión, sin embargo si afecta la presión parcial de CO₂ y H₂S los cuales tienen efecto sobre la naturaleza corrosiva de los fluidos.
- **Velocidad:** generalmente el aumento de la velocidad genera mayor pérdida de metal debido a la corrosión-erosión, cavitación y transporte de ácidos en una mayor área del tubo.
- **Abrasión:** la abrasión no solo es causada por los fluidos producidos, sino por los subproductos de producción, (sulfuros de hierro, etc.) si los sólidos son mayores de 100 ppm las condiciones se consideran corrosivas.

4.3 MATERIALES UTILIZADOS EN PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL CAMPO CASTILLA

Debido a las exigencias actuales de pozos más profundos y de presiones más altas, la industria del petróleo requiere de tubing y casing con propiedades físicas más altas y con calidad superficial buena, tratando de retener la ductilidad para las condiciones de servicio cada día más severas. Esto trajo como consecuencia la fabricación y desarrollo de nuevos grados de aceros, mejorados con tratamientos térmicos y procedimientos más eficientes de inspección en el casing y el tubing.

En 1930 se incluyó el grado D para casing y tubing en la norma API 5A, con un mínimo de 55000 psi de cedencia y 95000 psi de esfuerzo en tensión, con ayuda de estos nuevos aceros, de fabricantes y de colaboradores, se taladran hoy en día pozos tan profundos como 25340 pies.

El N-80, se incluyó por primera vez en 1939 para la fabricación del casing y el tubing en la norma API 5A, y el P-110 para casing en 1956. En 1960 el P-110 utilizado para casing, junto con el P-105 utilizado para fabricación del tubing se incorporaron en una nueva norma tentativa la API 5AX. La cual recibió su estandarización en 1962 y se completó en 1963.

Uno de los grados más populares de tubería de producción (tubing) y tubería de revestimiento (casing) es el J-55 especialmente para pozos de poca profundidad. Pero generalmente son aceros relativamente altos en carbono (0,50%) con una composición química similar al acero AISI 1050. Ellos son suministrados en estado normalizado, pero debido al alto contenido de carbono, pueden alcanzar resistencias de 550 MPa (80000 psi) y así ser equivalentes al grado N-80.

Las tuberías de producción (tubing) N-80, P-105 y la tubería de revestimiento (casing) P-110 son producidas típicamente de aceros al C-Mn o C-Mn-Mo.

En la Tabla 2 se muestran las composiciones de estos aceros.

TABLA 2. Composición química para tubulares grado API.

Grado	C	Mn	Mo	Cr	Ni	Cu	P	S	Si	Otros
J-55	0,50	1,28	0,02	0,18	0,10	0,06	0,016	0,028	0,06	
N-80	0,48	1,66	0,25	0,94	0,05		0,025	0,025	0,31	
P-105	0,46	1,65	0,30	0,90	0,03	0,03	0,010	0,026	0,28	
P-110	0,45	1,60	0,38	1,30	0,05	0,03	0,018	0,040	0,32	0,18V

Fuente: CARDONA, Afranio. Tecnología de Materiales para producción de Petróleo y Gas, Bucaramanga, Agosto de 1993.

4.4 HISTÓRICOS DE FALLA POR CORROSIÓN EN EL CAMPO CASTILLA.

De acuerdo a los trabajos de workover que se han realizado en el pozo Castilla 1 se evidencian los problemas de corrosión presentes. El histórico de fallas indica lo siguiente:

- En el año 1989 se reportó: el daño más frecuente en el pozo se ha presentado por daños por corrosión en tubería, la sarta de varillas y componentes de las bombas. Corrosión en el pistón en ambos extremos en una longitud de ½ pie. Se cambiaron 26 varillas de fondo (7/8" x3, 1"x23) por presentar problemas de corrosión.
- En el año 1992 el reporte indica lo siguiente: el C1 es el pozo más corrosivo del campo, el 75% de las varillas presentan pérdida de material por

corrosión. Se corrió la misma sarta de varillas debido a que en un futuro próximo se espera hacer un trabajo de cambio de bomba, tubería y varillas.

- En el año de 1994: Se rompió la canasta inferior del pistón por efecto de la corrosión además de presentar el barril corroído al igual que la mayoría de los couplings. Se cambió el tubo ranurado y la bomba, al igual que 27 varillas por otras de segunda. Se aplica inhibidor de corrosión a las varillas y a la tubería.
- En el año de 1997: se corre registro USI en el pozo. El registro indica una pérdida de espesor del casing entre el 15 y 20%, no se reporta la profundidad de la zona de daño en el casing.

Para el pozo Castilla 5; se tiene el siguiente histórico.

El pozo presenta un ambiente corrosivo, en 1988 se realizó prueba de corrosión con cupones. Sin tratamiento químico desde febrero 2 a marzo 9 de 1988 (36 días) el resultado fue 20.55 mpy tipo de corrosión generalizada severa. Con tratamiento químico marzo 15 a abril 20 de 1988 2,73 mpy uniforme moderada. No especifica tipo de químico.

De acuerdo a los trabajos de workover que se han realizado en el pozo Castilla 13 se tiene lo siguiente:

En el año de 1993: se realizó un trabajo en el pozo y se encontró las cajas de las varillas en mal estado, canastas del pistón corroídas, válvula fija no se pudo pescar debido a que la rosca del puller estaba corroída, tubo ranurado en mal

estado por corrosión. Se cambió de sarta de varillas por varillas de segunda provenientes del pozo Castilla 14.

De acuerdo a los trabajos de workover que se han realizado en el pozo Castilla 25 se tiene lo siguiente:

En el año 2002 se encontró pérdida de material de las varillas debido a un ataque por corrosión en un ambiente acuoso con CO₂ disuelto, se encontró un corte de agua alto lo que sugiere que el fenómeno de corrosión estuvo influenciado principalmente por el corte de agua lo que proporciona morfologías de falla correspondientes a un tipo de corrosión uniforme.

De acuerdo al registro de fallas de componentes de bombeo mecánico para el Castilla 11 se tiene:

En diciembre del año 2004 se encontró que la varilla de bombeo de 1 1/8" de diámetro exterior presentó pérdida de material en menor escala sobre toda su superficie que se le atribuyó a un ataque por corrosión. La fase acuosa presentó un nivel bajo de CO₂ pero un nivel alto de corte de agua, la varilla fue fabricada en 1990 lo cual indica que trabajó por más de 10 años.

En resumen se entiende que las fallas por corrosión del Campo Castilla ocurren por los altos contenidos de agua y la presencia de CO₂ como agente corrosivo principal.

5. PREDICCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN EN PRODUCCIÓN DE CRUDO

La corrosión de aceros al carbono en ambientes húmedos con CO₂ resulta en carbonatos de hierro como producto de la reacción que podrían en cierto grado ofrecer una protección al acero que dependería de numerosos factores como: la solubilidad del carbonato (que variaría con el pH y la presencia de sales), la velocidad de la reacción sobre el acero, la calidad de la superficie (rugosidad y limpieza); además, la resistencia de la capa será sensible a la turbulencia y la presencia de sólidos disueltos que pueden remover secciones de la capa que provocarían un ataque localizado (Mesa Attack), aunque una película de carbonatos puede proteger la mayor parte de la estructura, la velocidad de corrosión utilizada para cálculos de diseño debe estar basada en la ecuación de De Waard & Milliams.

$$\text{Log}(v) = 5.8 - 1710/(T + 273) + 0.67 \text{ Log}(pp\text{CO}_2) \quad (5)$$

V = Velocidad de corrosión (mm/y)

T = Temperatura (°C)

P_{CO2} = Presión parcial de CO₂ (Bar) y debe ser < 1 Bar

Sin embargo a temperaturas de 60°C o más, la película protectora se considera estable y lo suficientemente protectora como para permitir la modificación de la ecuación de De Waard & Milliams con un factor multiplicador.

$$F(s): V = F(s) v(dWM) \quad (6)$$

Donde V es la velocidad de corrosión ajustada, $F(s)$ es el factor multiplicador del scale (capa de carbonatos) y $v(dWM)$ es la velocidad de corrosión calculada desde la ecuación original de De Waard & Milliams.

Si se utiliza el factor multiplicador del scale, por la elevada temperatura, no se utiliza el factor multiplicador del pH, por que éste es solo para superficies de metal limpio.

El trabajo original de De Waard & Milliams fue hecho solo para bajas presiones parciales de CO_2 (< 1 bar). La fugacidad de un gas es efectivamente la actividad del gas y para gases ideales o gases reales a bajas presiones es equivalente a la presión parcial, pero a altas presiones la fugacidad o actividad es menor a esta presión parcial, entonces se debe utilizar la fugacidad para hacer los cálculos de velocidad de corrosión en la ecuación de De Waard & Milliams.

La fugacidad del CO_2 se calcula multiplicando la presión parcial del CO_2 por el coeficiente de fugacidad como sigue:

$$f_{CO_2} = (a)(pp_{CO_2}) \quad (7)$$

El coeficiente de fugacidad se calcula con la siguiente ecuación

$$\text{Log}(a) = P \text{ total} (0.0031 - 1.4/(T + 273)) \quad (8)$$

T = Temperatura ($^{\circ}C$)

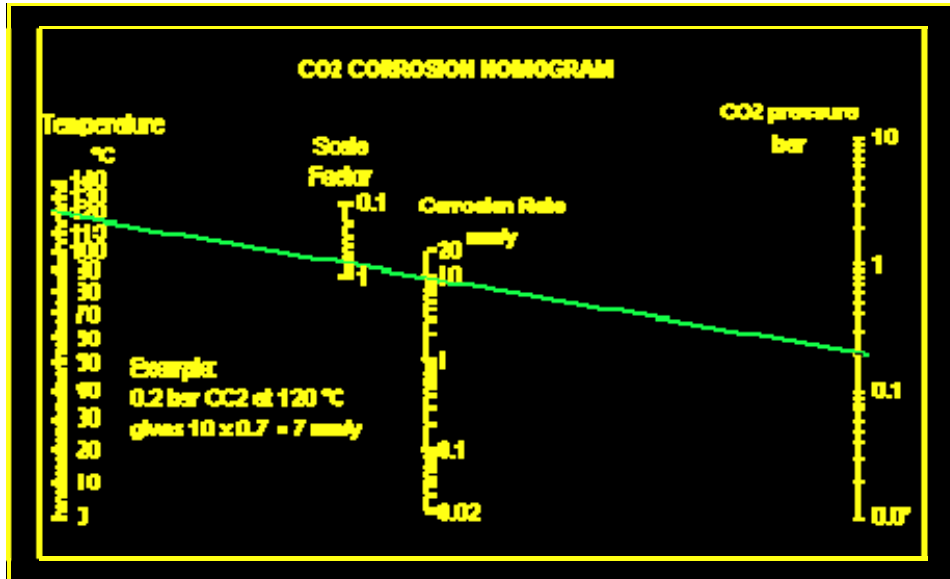
P = Presión Total en bar

Y la velocidad de corrosión estará entonces dada por:

$$\text{Log}(v) = 5.8 - 1710/(T + 273) + 0.67 \text{ Log}(f_{CO_2}) \quad (9)$$

Con base en la ecuación de De Waard & Milliams se construyó el nomograma de la Figura 4 que facilita de manera práctica los ordenes de magnitud que se manejan en las predicciones de velocidad de corrosión desde los efectos del CO₂.

Figura 4. Nomograma de predicción de corrosión basado en De Waard & Milliams



Fuente: <http://www.xs4all.nl/~cdewaard/#MetCor>

A la ecuación básica de De Waard & Milliams se le han hecho modificaciones que se ajustan mejor a las condiciones reales de corrosión, siendo ésta la actualmente utilizada en el modelo de ECOPETROL ICP:

$$\log_{10}(V_r) = 6.23 - \frac{1119}{T} + 0.0013(T - 273.15) + \log_{10}(f_{CO_2}) - 0.34(pH) \quad (10)$$

Donde

V_r	=	Velocidad de Corrosión en mm/y
T	=	Temperatura del sistema en K
pH	=	pH calculado

f_{CO_2} = Fugacidad del CO₂, en Bar

El pH debido al dióxido de carbono disuelto en el agua se calcula de acuerdo a lo propuesto por De Waard:

$$pH = 3.82 + 0.00384T - 0.5 \log_{10}(f_{CO_2}) \quad (11)$$

Donde: f_{CO_2} = Fugacidad del CO₂ en Bar

T = Temperatura en °C

Estas ecuaciones estiman la velocidad de corrosión solo desde los efectos del CO₂, existen ecuaciones complementarias en la literatura que tienen en cuenta la transferencia de masa, el efecto del flujo slug, y la erosión en presencia y ausencia de sólidos. Pero debido a que en este caso en particular se trata de predecir la velocidad de corrosión de prospectos de pozo de los cuales no se tienen datos acerca del movimiento del fluido multifásico, solo se pueden hacer estimaciones aproximadas con las ecuaciones que solo toman en cuenta los efectos del CO₂.

5.1 FACTORES DE CORRECCIÓN MULTIPLICADORES APLICABLES

5.1.1 Factor del Scale⁸ Para temperaturas de 60°C (140°F) o superiores

⁸ <http://www.engineering-experts.com/co2.html>

$$\text{Log } F(s) = (2500/(T+273)) - 7,5 \quad (12)$$

F(s) = Factor de Scale.

T = Temperatura en °C.

5.1.2 Por Acidez y Nitrógeno en el Aceite⁹ El factor de corrección por crudo se determina a partir de la siguiente relación.

$$F_{ACEITE} = 10^{\left[\frac{\log_{10}(NA*\%N)+0.38}{24000} \right]} \quad (13)$$

Donde F_{ACEITE} = Factor de corrección de la velocidad por aceite

NA = Número ácido, mg KOH/g

%N = Porcentaje de nitrógeno en el aceite

5.1.3 Por Corte de Agua⁹ Se determina a partir de la ecuación

$$F_{ACEITE} = WC^{0.6} \quad (14)$$

Donde F_{wc} = Factor de corrección de la velocidad por corte de agua.

WC = Corte de Agua.

⁹ ECOPEPETROL ICP. Modelo para la Determinación de Patrón de Flujo, Caída de Presión y Velocidad de Corrosión en Sistemas Multifásicos. 2005.

5.2 CONTROL DE LA CORROSIÓN POR DIÓXIDO DE CARBONO

5.2.1 Tratamientos Químicos El tratamiento principal para la corrosión por dióxido de carbono consiste en aumentar el pH a más de 6 y/o precipitar el CO_3^{2-} con una fuente de calcio (como la cal o el yeso). Cuando se aumenta el pH a más de 6, el ácido carbónico (H_2CO_3) se transformará en bicarbonato (HCO_3^-) al pH medio y en carbonato (CO_3^{2-}) al pH alto.

El ataque de dióxido de carbono (gas ácido) resulta generalmente en la formación de picaduras y ranuras que tienen un aspecto “agusanado”.

NACE Corrosión Vol. 22, página 244, 1966, documentó la fisuración causada por CO_2 en un ambiente “sin H_2S ”. El acero que fue sometido a prueba tenía una calidad N-80 con una dureza Rockwell (HRc) de 33 a 34. En consecuencia pequeños tratamientos de cal deberían ser usados para neutralizar el ácido carbónico, aumentando el pH y precipitando el carbonato de calcio (CaCO_3).

Los compuestos orgánicos que contienen nitrógeno tal como aminas, amidas, sales de amonio cuaternario y especialmente las imidazolinas y sus derivados, se utilizan extensamente en la industria petrolera con este propósito. Estos usualmente son adsorbidos sobre la superficie metálica generando una película protectora que interfiere con las reacciones electroquímicas implicadas en los procesos de corrosión. A pesar de su uso extensivo, en la mayoría de los casos sus mecanismos de acción son desconocidos.

Debido a la carencia de una comprensión completa del efecto de la microestructura del acero en el comportamiento del inhibidor en la corrosión por CO_2 , es importante avanzar en el conocimiento de los mecanismos de la inhibición

considerando la influencia de los productos de corrosión y de las propiedades microestructurales del acero.

La aplicación del inhibidor forma una película protectora que disminuye en gran medida la velocidad de corrosión, aunque el beneficio del inhibidor es más efectivo en aceros que han sido templados y revenidos, que aceros en estado recocido¹⁰.

5.2.2 Materiales Resistentes a la Corrosión La corrosión del acero en la presencia del dióxido de carbono es una función tanto del contenido de cromo como de níquel. Por lo menos un 9% de cromo es necesario para asegurar una buena resistencia a la corrosión y muy a menudo el contenido de cromo umbral es 12%. Así, los aceros con 12-13% Cr representan el próximo paso en la metalurgia disponible para tubulares resistentes a la corrosión por CO₂. En la Tabla 3 se muestran algunas aleaciones de aceros al carbono y/o baja aleación resistentes a la corrosión por CO₂ recomendadas por fabricantes.

¹⁰ L.D. Paolinelli, T. Perez, S.N. Simison. Corrosión de Aceros en Medios Salinos con CO₂. Eficiencia de Inhibidores en Función del Grado de Precorrosion y la Microestructura. Congreso CONAMET 2004.

TABLA 3. Aceros al carbono y de baja aleación para servicio en medios que contienen CO₂.

Tipo de Material	Designación	Aplicación	Características	Fabricante
Acero al Carbono y/o baja aleación. 1%Cr	TN55CS	Servicio en medios que contienen CO ₂	Medios Inhibidos	TENARIS
	TN70CS	Servicio en medios que contienen CO ₂	Medios Inhibidos	TENARIS
	TN75CS	Servicio en medios que contienen CO ₂	Medios Inhibidos	TENARIS
Acero al Carbono y/o baja aleación. 3%Cr	TN80CR3	Servicio en medios que contienen CO ₂	Con resistencia al SSC	TENARIS
	TN95CR3	Servicio en medios que contienen CO ₂	Con resistencia al SSC	TENARIS
	TN110CR3	Servicio en medios que contienen CO ₂	Con resistencia al SSC	TENARIS

En las tablas 4, 5 y 6 se muestran aleaciones de Aceros Inoxidables Martensíticos resistentes a la corrosión por CO₂.

TABLA 4. Aceros Inoxidables Martensíticos para servicio en medios que contienen CO₂.

Tipo de Material	Designación	Aplicación	Características	Fabricante
Acero Inoxidable Martensítico 13%Cr	JFE-13CR-80	Servicio en medios que contienen CO ₂	Susceptible al picado	JFE Steel Corp.
	JFE-13CR-85	Servicio en medios que contienen CO ₂	Susceptible al picado	JFE Steel Corp.
	JFE-13CR-95	Servicio en medios que contienen CO ₂	Susceptible al picado	JFE Steel Corp.
	SM13Cr-80	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <150°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	SM13Cr-85	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <150°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	SM13Cr-95	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <150°C	Sumitomo Metals
	VM80-13Cr	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <150°C (Pres.<1500psi de CO ₂ y pH>3,5)	V&M Tubes

TABLA 5. Aceros Inoxidables Martensíticos 13Cr-5Ni-1Mo y 15Cr.

Tipo de Material	Designación	Aplicación	Características	Fabricante
Acero Inoxidable Martensítico 13Cr-5Ni-1Mo	SM13CRM-80	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <175°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	SM13CRM-95	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <175°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	SM13CRM-110	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <175°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	JFE-HP1-13Cr-95	Servicio en medios que contienen CO ₂ y poco H ₂ S	Temp. <160°C Susceptible al picado	JFE Steel Corp.
	JFE-HP1-13Cr-110	Servicio en medios que contienen CO ₂ y poco H ₂ S	Temp. <160°C Susceptible al picado	JFE Steel Corp.
	JFE-HP2-13Cr-95	Servicio en medios que contienen CO ₂ y poco H ₂ S	Temp. <160°C Susceptible al picado	JFE Steel Corp.
	JFE-HP2-13Cr-110	Servicio en medios que contienen CO ₂ y poco H ₂ S	Temp. <160°C Susceptible al picado	JFE Steel Corp.

TABLA 6. Acero Inoxidable Martensítico 13CrS.

Tipo de Material	Designación	Aplicación	Características	Fabricante
Acero Inoxidable Martensítico 13CrS	SM13CRS-80	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <175°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	SM13CRS-90	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <175°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	SM13CRS-95	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <175°C (Pres.<1470psi de CO ₂)	Sumitomo Metals
	SM13CRS-110	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <175°C sin H ₂ S	Sumitomo Metals
	VM95-13CrSS	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <150°C (Pres.<1500psi de CO ₂ y pH>3,5)	V&M Tubes
	VM110-13CrSS	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp. <150°C (Pres.<1500psi de CO ₂ y pH>3,5)	V&M Tubes
	CR13S 95	Corrosión dulce		TENARIS
	CR13S 110	Corrosión dulce		TENARIS

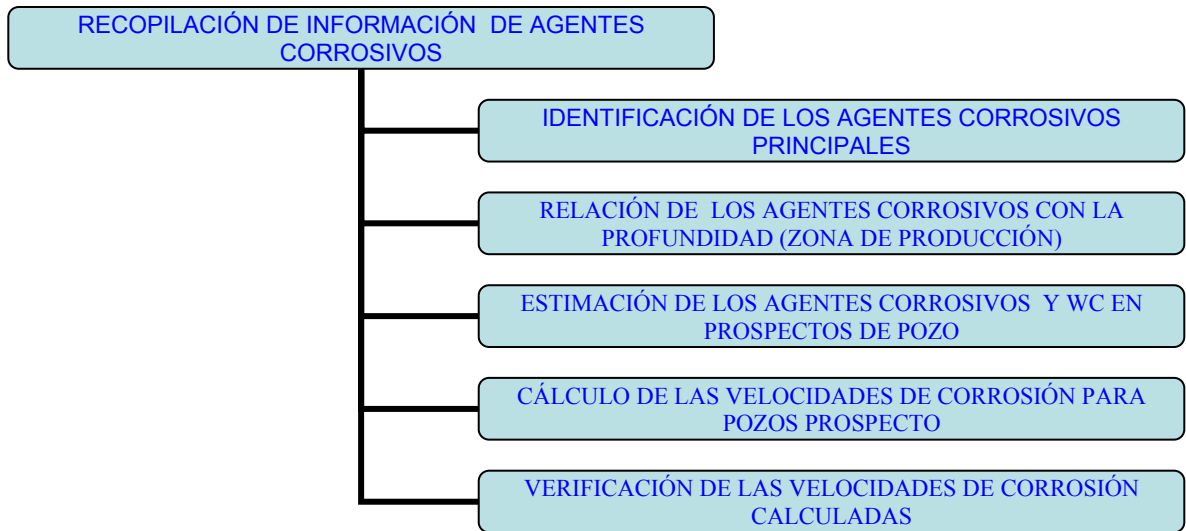
En la tabla 7 se muestran Aceros Inoxidables Duplex resistentes a la corrosión por CO₂.

TABLA 7. Aceros Inoxidables Duplex 22Cr.

Tipo de Material	Designación	Aplicación	Características	Fabricante
Aceros Inoxidables Duplex 22Cr	SM22CR-65	Servicio en medios que contienen CO ₂ y poco H ₂ S	Temp.< 250°C	Sumitomo Metals
	SM22CR-110	Servicio en medios que contienen CO ₂ y poco H ₂ S	Temp.< 250°C	Sumitomo Metals
	SM22CR-125	Servicio en medios que contienen CO ₂ y poco H ₂ S	Temp.< 250°C	Sumitomo Metals
	SM22CR-140	Servicio en medios que contienen CO ₂	Temp.< 250°C	Sumitomo Metals

6. METODOLOGÍA

Figura 5. Secuencia Metodológica.



6.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE AGENTES CORROSIVOS.

Para el análisis de gases corrosivos en los pozos productores del Campo Castilla se utiliza el equipo Draguer para medida de CO_2 y H_2S , el cual se muestra en la Figura 6.

Figura 6. Equipo Draguer para medida de gases CO₂ y H₂S.



6.2 Identificación de los Agentes Corrosivos Principales

Para la identificación de los agentes corrosivos principales, se comparan los valores de los agentes corrosivos presentes en los pozos productores del campo, con los establecidos por la norma NACE MR0176-2000, para determinar cuales serán los principales y se corrobora su agresividad con los históricos de falla.

6.6 Relación de los agentes corrosivos principales con la Profundidad (zona de producción)

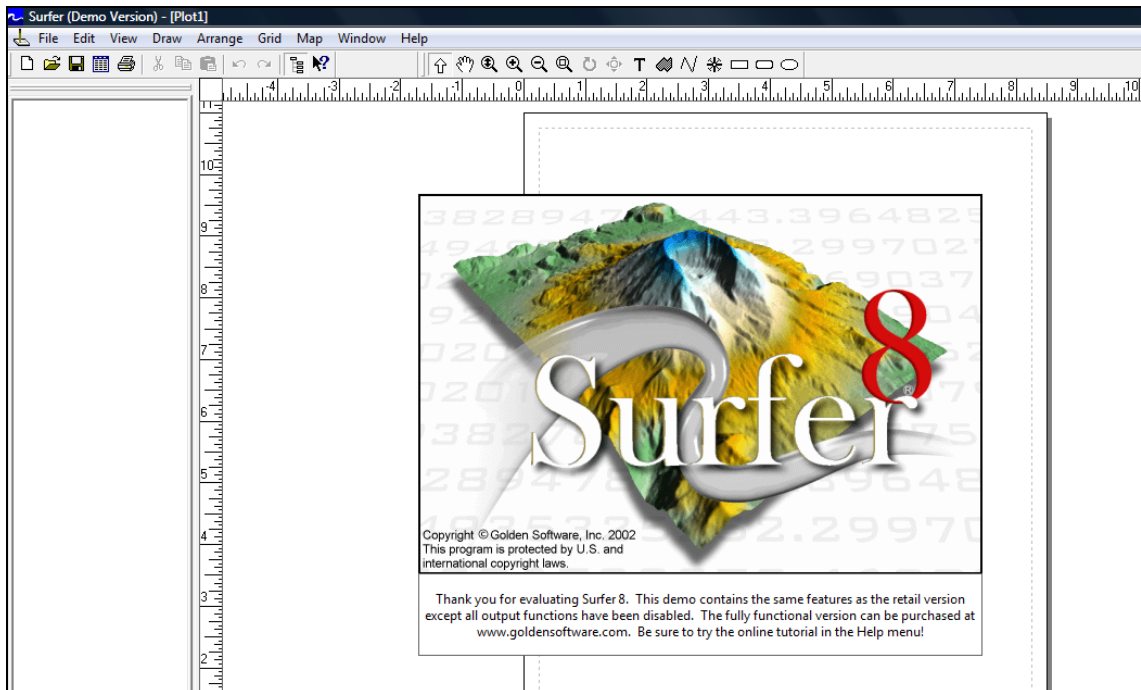
En este paso se busca una relación que muestre alguna tendencia o patrón de los agentes corrosivos identificados como principales con la profundidad (zona de producción) y la unidad productora, respaldada con orígenes teóricos de los agentes corrosivos.

6.7 Estimación de los porcentajes de los agentes corrosivos y Corte de Agua en Prospectos de Pozo

Para la estimación de los porcentajes de los agentes corrosivos y cortes de agua se utiliza el programa Surfer 8 (versión Demo) debido a que este software asigna valores variados que se extienden concéntricamente a partir de valores ingresados y que interactúan entre sí, para formar un mapa de contornos de una variable que se regionaliza naturalmente en una área delimitada.

En la Figura 7 se muestra la presentación del programa y se describe el proceso de construcción del mapa de contornos con ayuda del software.

Figura 7. Programa Surfer 8.



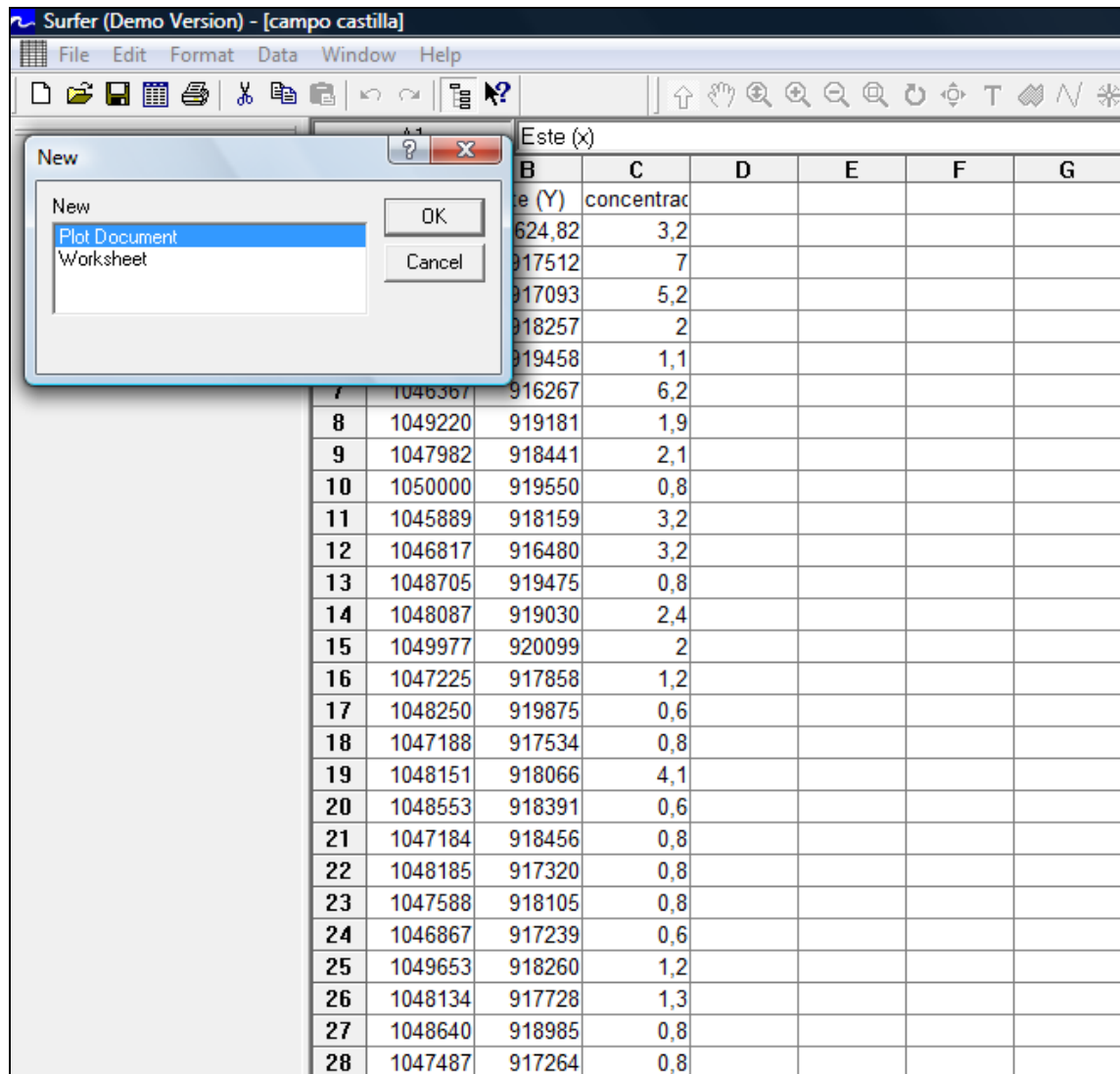
Se hace clic en el icono New de la barra de herramientas, para crear el Worksheet. Al cual, se le ingresan y guardan los porcentajes de la variable desconocida de los pozos productores y sus respectivas coordenadas de ubicación con el nombre de Campo Castilla como se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Worksheet de Porcentajes de la variable desconocida de Pozos Productores.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Este (x)	Norte (Y)	concentrac					
2	1048989,2	918624,82	3,2					
3	1048567	917512	7					
4	1046450	917093	5,2					
5	1049004	918257	2					
6	1049020	919458	1,1					
7	1046367	916267	6,2					
8	1049220	919181	1,9					
9	1047982	918441	2,1					
10	1050000	919550	0,8					
11	1045889	918159	3,2					
12	1046817	916480	3,2					
13	1048705	919475	0,8					
14	1048087	919030	2,4					
15	1049977	920099	2					
16	1047225	917858	1,2					
17	1048250	919875	0,6					
18	1047188	917534	0,8					
19	1048151	918066	4,1					
20	1048553	918391	0,6					
21	1047184	918456	0,8					
22	1048185	917320	0,8					
23	1047588	918105	0,8					
24	1046867	917239	0,6					
25	1049653	918260	1,2					
26	1048134	917728	1,3					
27	1048640	918985	0,8					
28	1047487	917264	0,8					

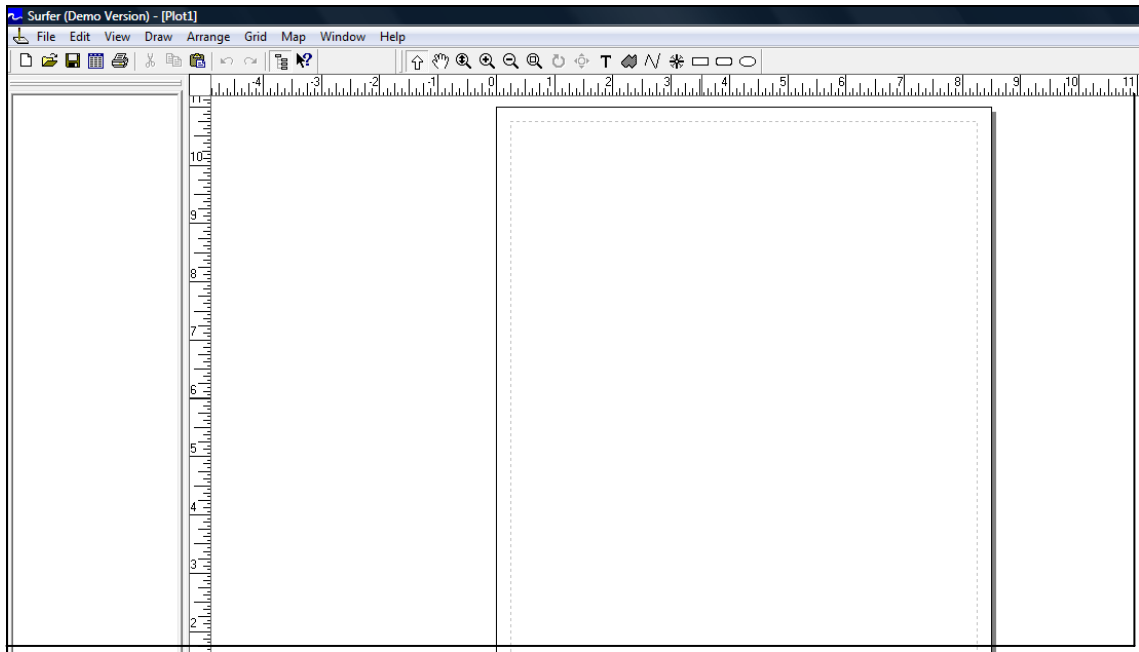
Se ubica el cursor en New y se escoge la opción Plot Document como se muestra en la Figura 9.

Figura 9. Creación del Plot Document.



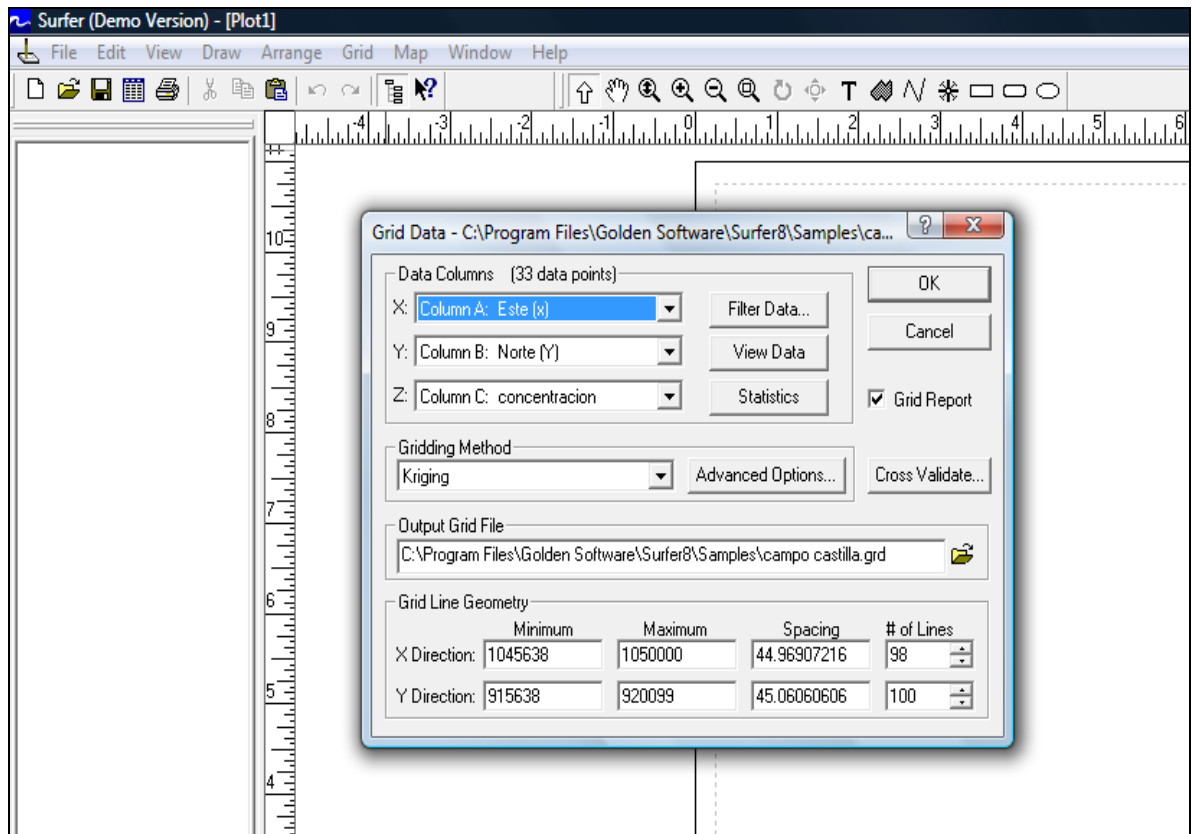
De esta manera se crea el Plot Document, como se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Plot Document para construir el mapa de la variable desconocida.



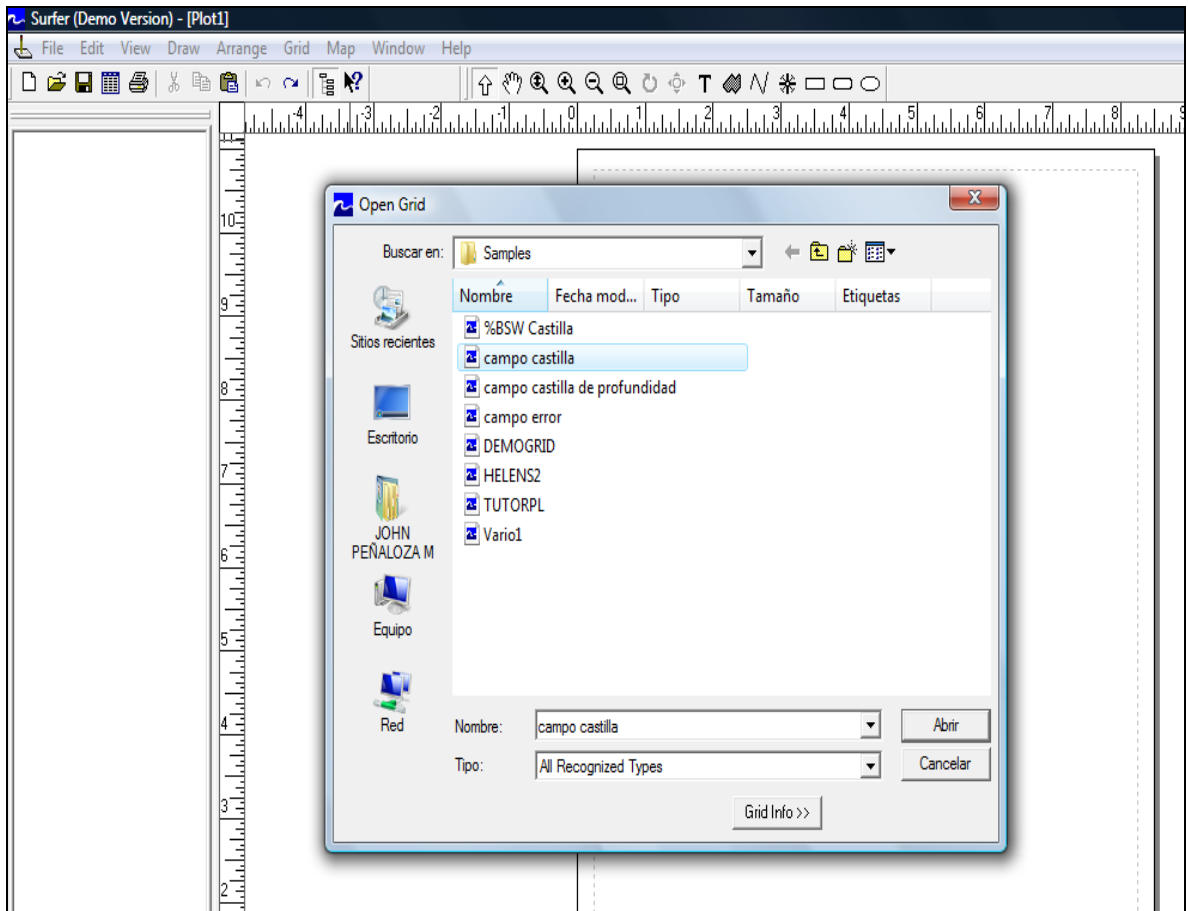
Se ubica el cursor sobre Grid en la barra de menús y se pulsa clic en Data, para que aparezca la ventana que muestra los archivos de worksheet creados, en donde se encuentra Campo Castilla. Se abre Campo Castilla y en la ventana (Gris Data) se ajusta Kriging en el Gridding Method, en la parte baja de la ventana, en Grid Line Geometry, se ajustan valores en dirección X, mínimos y máximos de (1045638), (1050000) respectivamente y en dirección Y (915638), (920099) respectivamente, como se muestra en la Figura 11.

Figura 11. Ajustes del Grid Data.



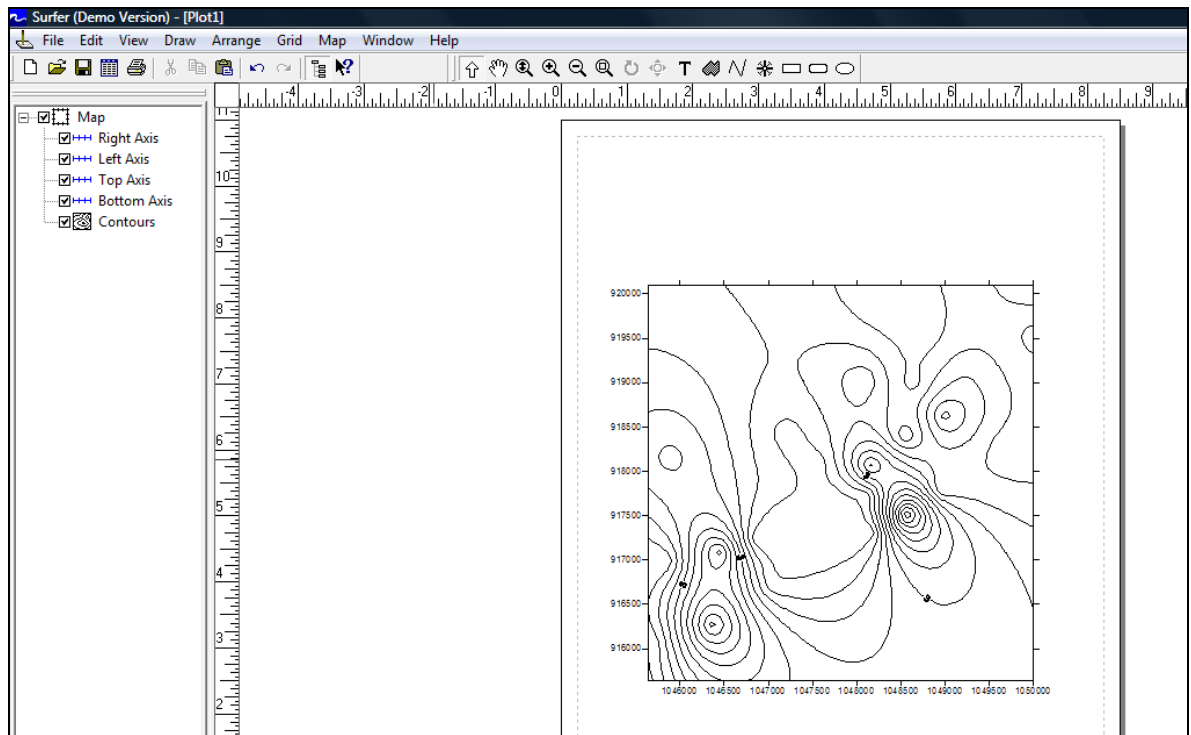
Posteriormente se da un clic sobre la tecla OK y se acepta la generación del enmallado y del Gridding Report, se traslada el cursor nuevamente a la barra de menús y se hace clic en la tecla Map, para desplegar el menú que contiene la opción Contour Map que a su vez ofrece la opción New Contour Map en donde se hace clic para que aparezca la ventana Open Grid como se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Apertura del Archivo de Surfer campo castilla.



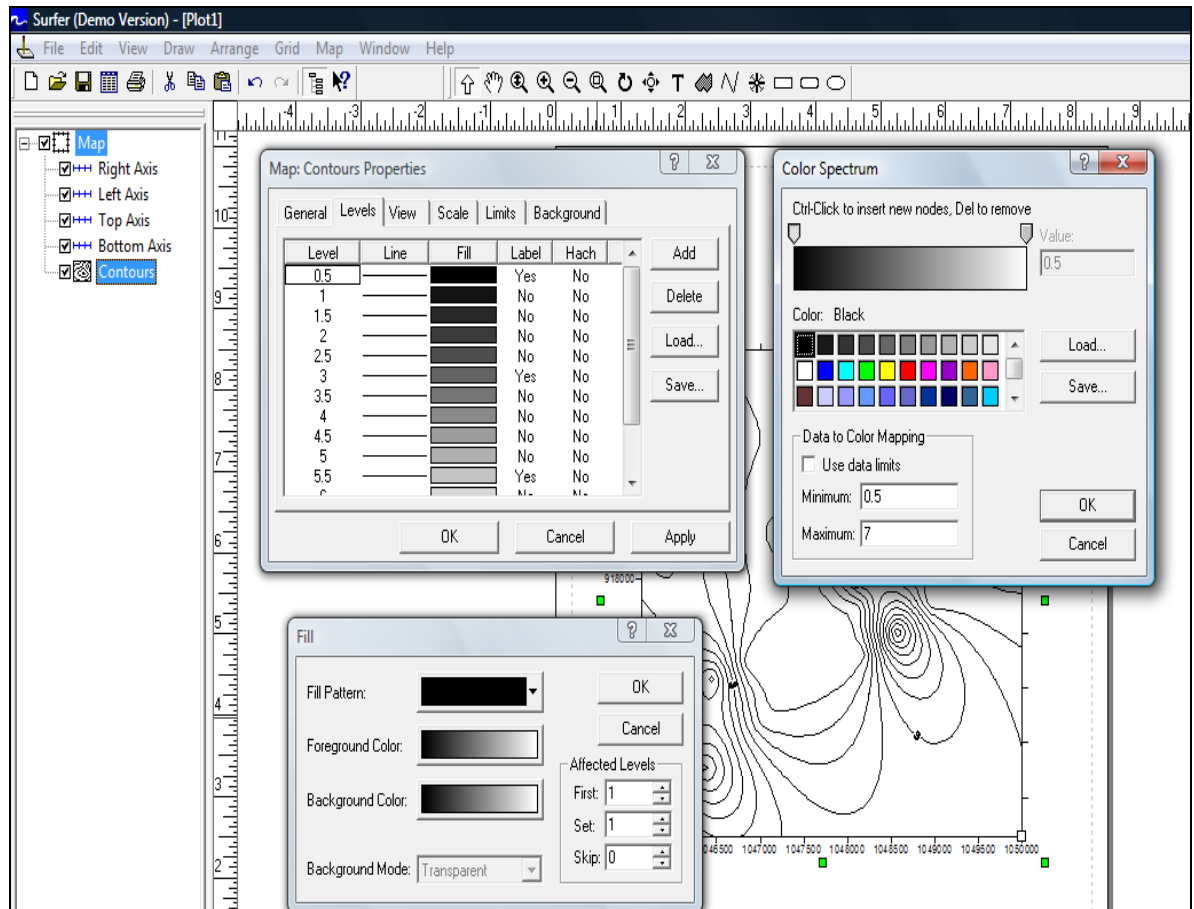
Se selecciona campo castilla y se abre el archivo para que el mapa de contornos de la variable desconocida se genere sobre el Plot Document como se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Mapa Básico de la variable desconocida del Campo Castilla.



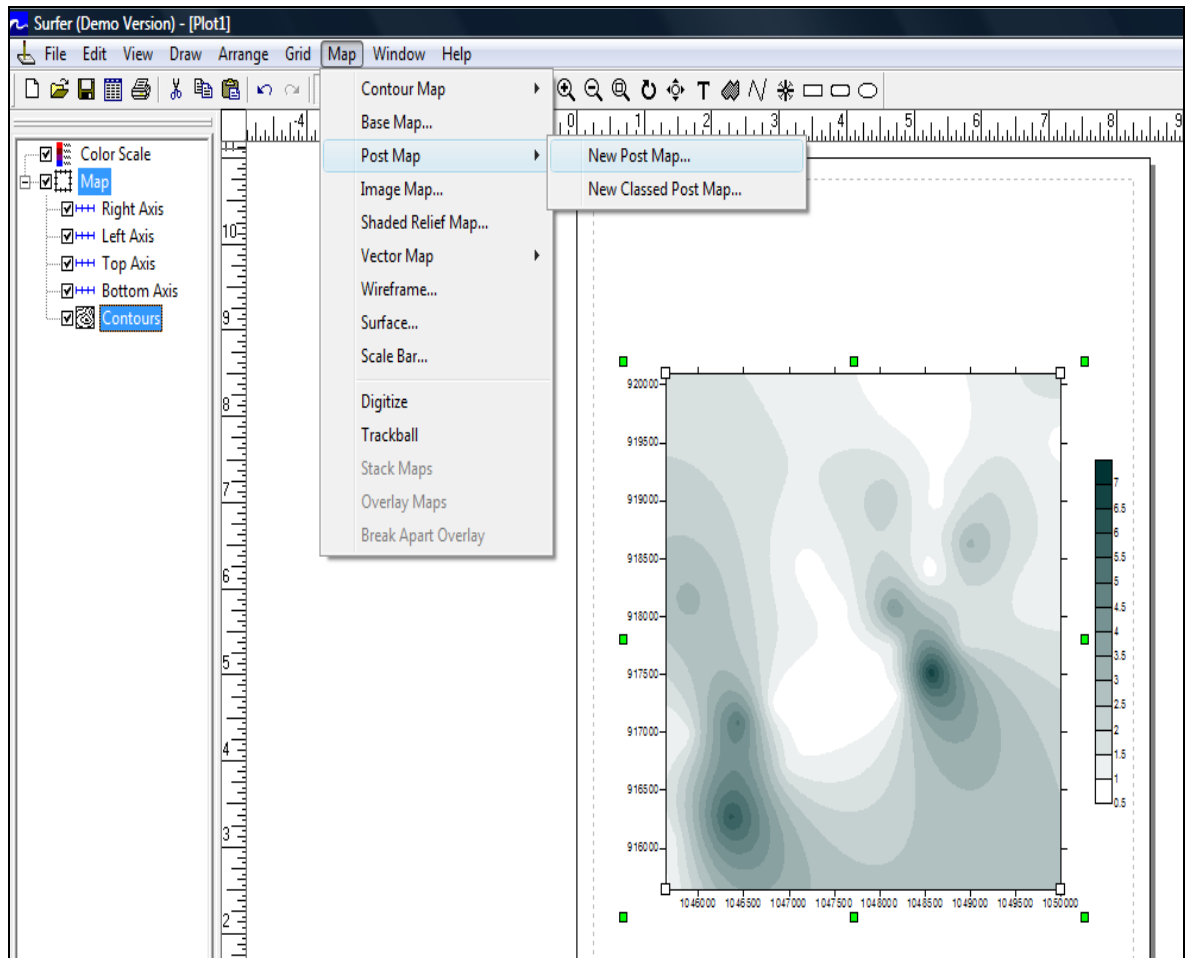
Después se selecciona el mapa de contornos, se hace clic derecho para modificar las propiedades de color, líneas, escala y límites como se muestra en la Figura 14.

Figura 14. Ajuste de Propiedades del Mapa de Contornos.



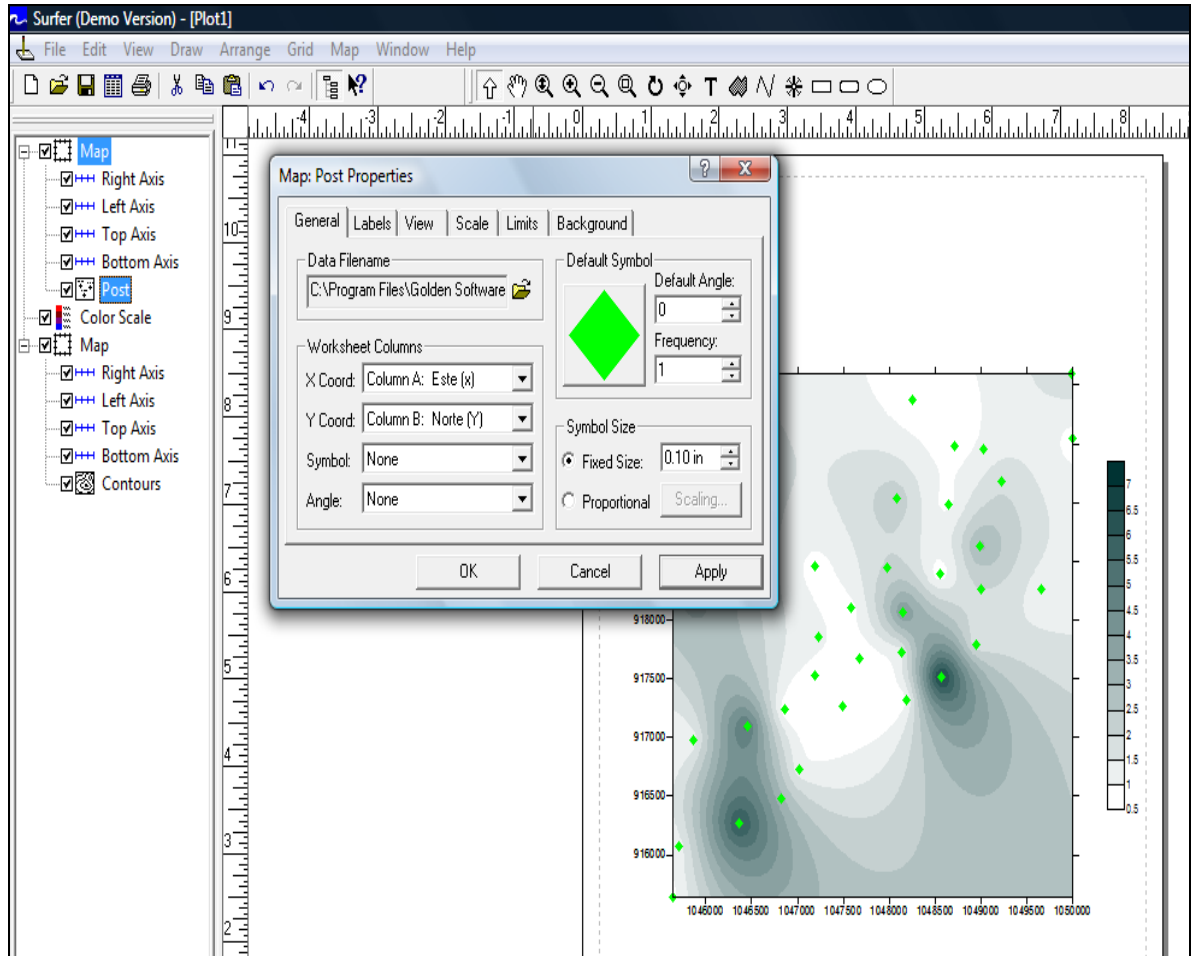
Luego se ubica el cursor nuevamente en Map en la barra de menús para escoger la opción Post Map y seguidamente New Post Map como se muestra en la Figura 15.

Figura 15. Generación del Post Map.



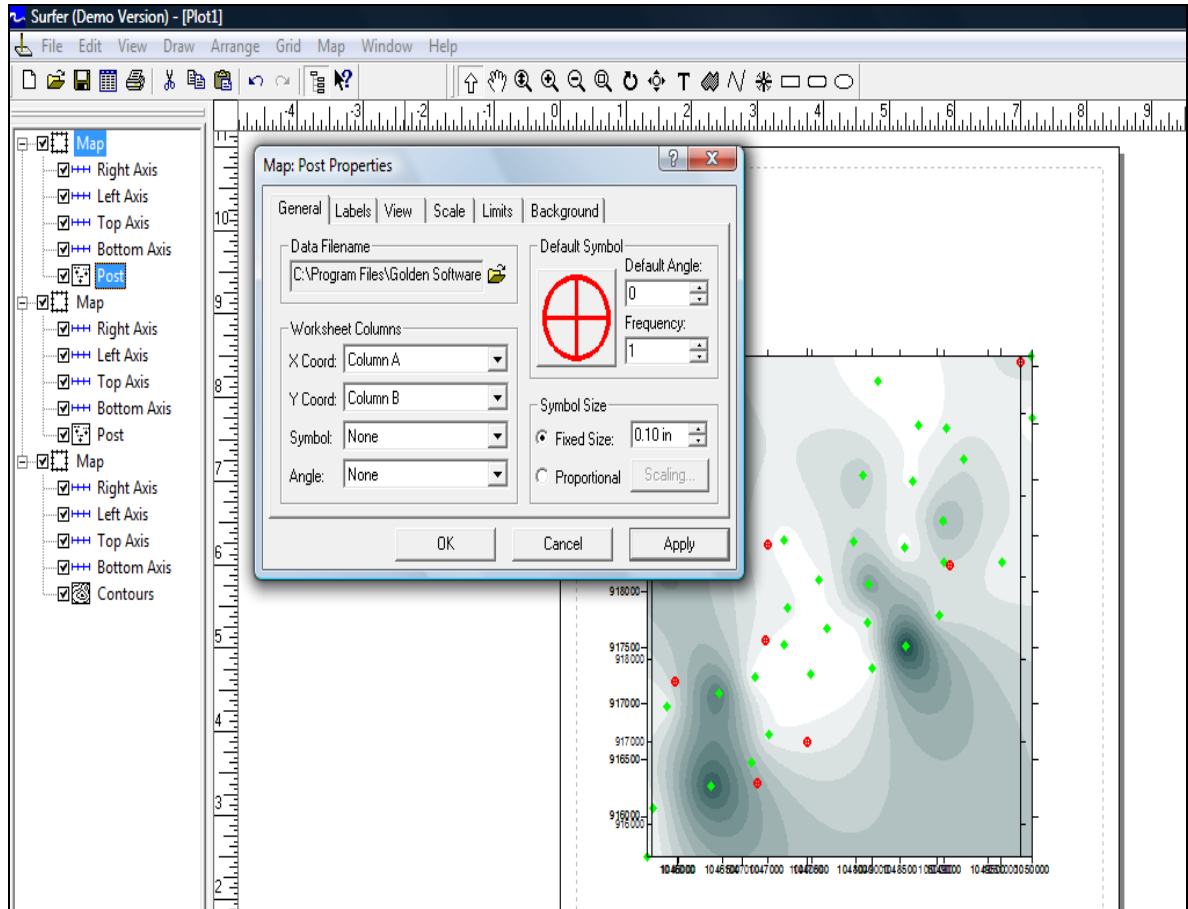
Se selecciona nuevamente campo castilla y se genera el Post Map, que ubica los pozos productores con rombos verdes sobre el mapa de contornos de la variable desconocida, como se muestra en la Figura 16.

Figura 16. Post Map de Pozos Productores.



Para crear el Post Map de pozos prospecto se realiza el mismo procedimiento de generación del Worksheet, pero solamente con las coordenadas de los pozos prospecto y se sobrepone en el primer Post Map, en forma de mirillas rojas como se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Post Map de Prospectos de Pozo.



Para la estimación de los porcentajes de WC con Surfer 8 se sigue el mismo procedimiento que el realizado para la estimación de los porcentajes de los agentes corrosivos identificados.

6.5 CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN PARA POZOS PROSPECTO

Según la ley de Dalton de presiones parciales:

$$P_{p,\text{gas A}} = X_A * P_{\text{total}} \quad (2)$$

Para la presión y temperatura en cabeza de pozos prospecto se manejan rangos, de acuerdo a las presiones y temperaturas en cabeza de pozos productores, como sigue:

Rango de Presión en cabeza de pozos prospecto = 40,53-98,89 psig.

Rango de Temperatura en cabeza de pozos prospecto= 141,1-170,57°F.

Con las presiones parciales de CO₂ se calculan las fugacidades y el pH, para reemplazar en las ecuaciones de cálculo de velocidad de corrosión y aplicar los factores de corrección para obtener las velocidades de corrosión finales.

6.6 Verificación de las Velocidades de Corrosión Calculadas

En este ultimo paso se calculan las velocidades de corrosión por medio del mismo procedimiento que se utilizo para los pozos prospecto, pero en este caso se realiza para pozos productores seleccionados de acuerdo a su cercanía con los pozos prospecto.

7 RESULTADOS

7.1 Recopilación de Información de Agentes Corrosivos

TABLA 8. Datos actualizados de pozos productores del Campo Castilla.

Pozo	CO ₂ (%molar)	H ₂ S (%molar)	Cl ⁻ (ppm)	%WC	UNIDAD OPERACIONAL
C1	1,2	0,001	73	89,3	K1/K2
C2	1,3	0,0023	430	68,6	K1
C3	1,2	0,0033	415	45,1	K1
C4	3,2	0,009	125	86,9	K1/K2
C5	6,2	0,0028	430	92,3	K1
C7	2	0,0006	790	76,7	K1/K2
C8	1,1	0,0015	281	85,0	K1/K2
C9	0,8	0,001	77,8	84,9	K1
C10	0,8	0	219,3	68,7	K1/K2
C11	0,8	0,0003	242	77,7	K1/K2
C12	0,6	0,004	705	80,8	K1
C13	3,2	0,0032	198	81,0	K1
C14	5,2	0,0019	769	80,8	K1
C16	2,1	0,002	613	80,9	K1/K2
C17	0,8	0,0008	198	85,9	K1/K2
C18	0,8	0,001	103	86,1	K1
C19	0,8	0,001	74	74,3	K1
C20	2,4	0,0034	152	79,9	K1
C21	0,8	0,0014	470	82,2	K1/K2
C22	1,6	0,0014	627	48,1	K1
C23	1,1	0,0021	144	81,7	K1
C24	1,9	0,002	237	90,1	K1
C25H	3,2	0,0014	240	71,0	K2
C26	7	0,0016	470	77,4	K1/K2
C27	0,6	0,0006	80	92,1	K1/T2
C28	4,1	0,0038	240	40,5	K2
C29	0,8	0,0012	240	87,1	K2
C30	1,2	0,0033	240	86,2	K2
C31	0,6	0,0011	470	87,5	K1/K2
CE1	1,2	0,0007	95,3	35,7	K1/K2
CN1	2	0,0012	95,3	78,0	K1/K2
CN3	0,6	0,0017	240	76,7	K2
CN4	0,8	0,0005	430	88,1	K2

7.2 IDENTIFICACIÓN DEL AGENTE CORROSIVO PRINCIPAL

El contenido de CO₂ mínimo para algunos pozos del Campo Castilla es del orden de 264ppm que según norma NACE ofrece condición corrosiva moderada, los cortes de agua para todos los pozos están por encima del 20% que según norma NACE ofrecen condiciones corrosivas. La presión parcial de H₂S mas alta es de 0,0089psig (Castilla 4) y se encuentra por debajo de 0,050psig establecido por la norma NACE como valor a partir del cual el H₂S se considera como corrosivo, y el H₂S disuelto en agua que reportan las hojas de registro muestra que el Castilla 2 (C2) contiene 0,1 ppm y en los demás pozos no se detecta H₂S disuelto, por otro lado los cloruros están por debajo de los valores señalados por la norma NACE MR0176-2000. De acuerdo a la comparación de los contenidos de los agentes corrosivos en el Campo Castilla con las especificaciones NACE, y mas de 30 años de operación, se identifica como agente corrosivo principal al CO₂ que combinado con los altos valores de corte de agua relacionados con las condiciones de producción ofrecen el ambiente corrosivo principal.

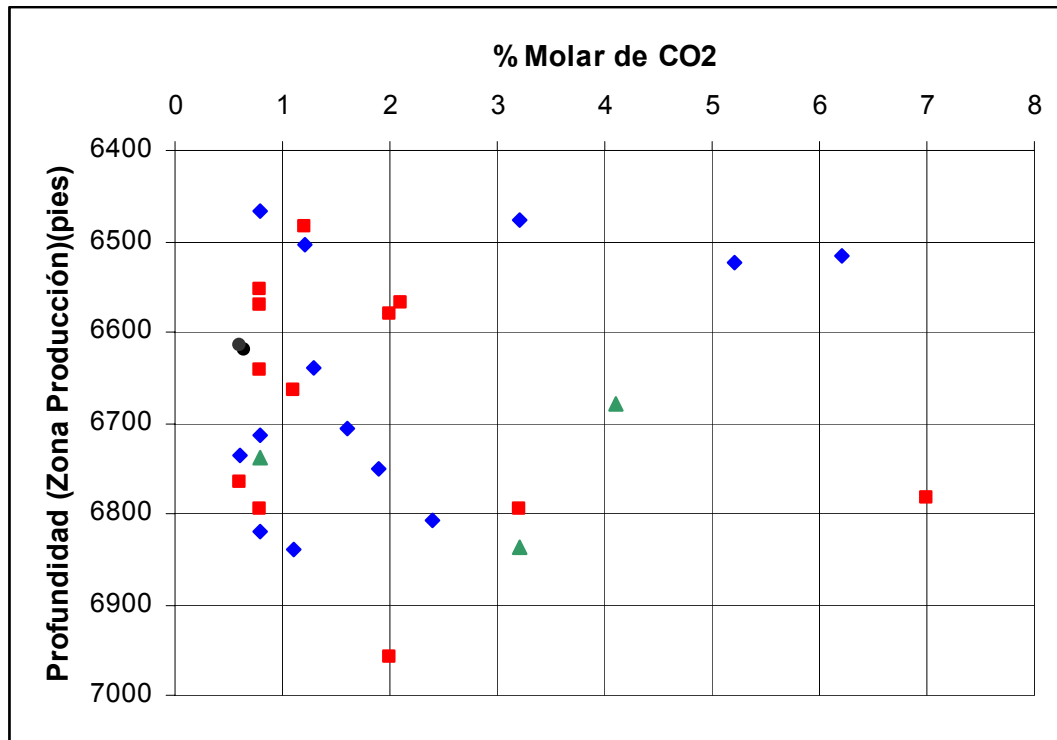
7.3 RELACIÓN DEL CO₂ CON LA PROFUNDIDAD (ZONA DE PRODUCCIÓN)

En la Tabla 9 se muestran los porcentajes de CO₂ y la profundidad de zona de producción (pies) respectiva para cada pozo del Campo Castilla y en la Figura 7 la dispersión de datos de la tabla.

Tabla 9. Profundidad (Zona de producción) vs %CO₂.

POZO	%CO ₂	Profundidad (PMP) pies
C31	0,6	6766
C27	0,6	6616
C12	0,6	6735
C9	0,8	6466
C10	0,8	6554
C11	0,8	6570
C17	0,8	6642
C18	0,8	6820
C19	0,8	6714
C21	0,8	6794
C29	0,8	6738
C8	1,1	6663
C23	1,1	6839
C1	1,2	6485
C3	1,2	6504
C2	1,3	6640
C22	1,6	6706
C24	1,9	6750
C7	2	6580
CN1	2	6958
C16	2,1	6569
C20	2,4	6808
C4	3,2	6794
C13	3,2	6477
C25H	3,2	6836
C28	4,1	6679
C14	5,2	6524
C5	6,2	6516
C26	7	6782

Figura 7. Profundidad (Zona de producción) vs %CO₂.



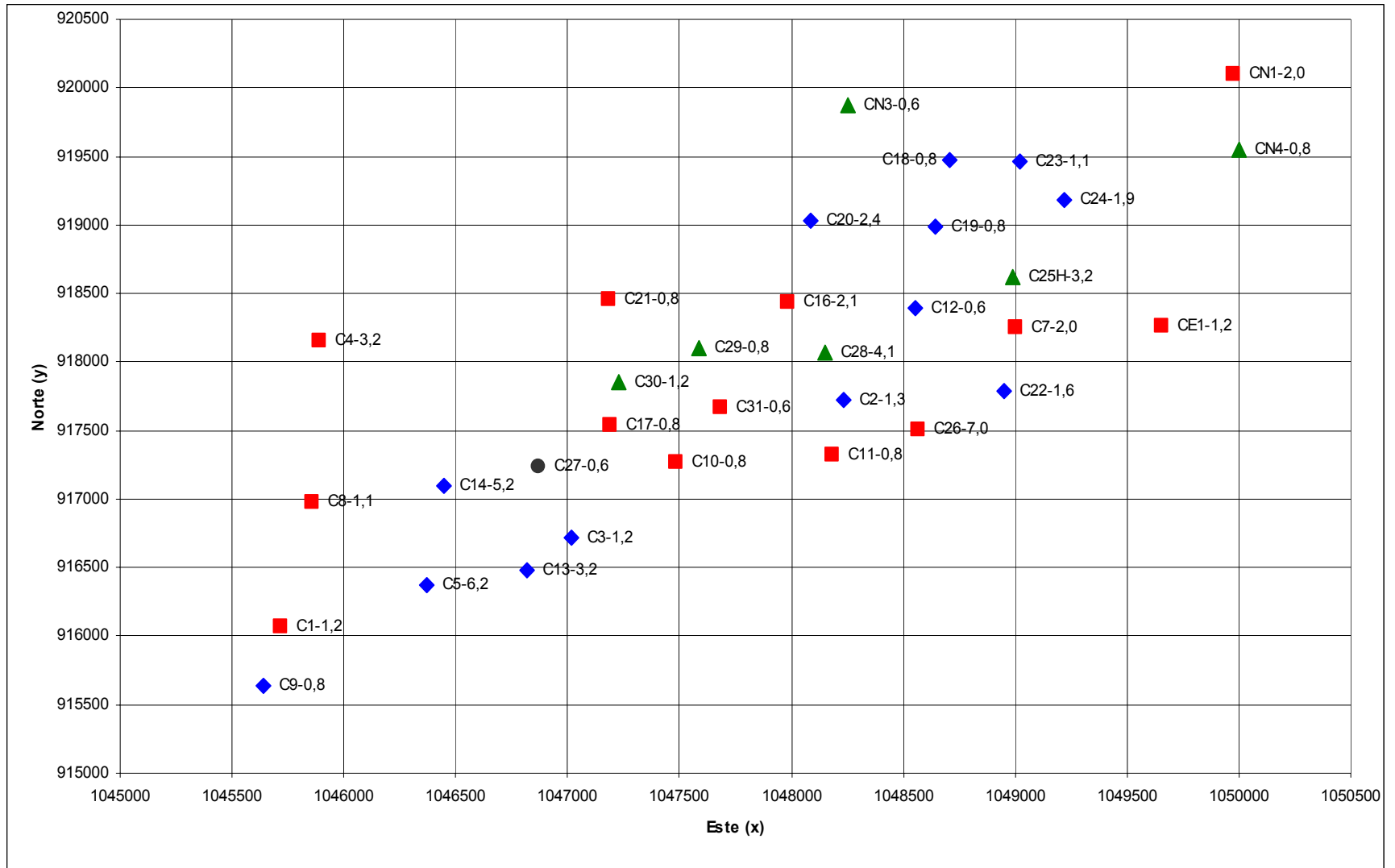
◆AZUL= K1. ▲VERDE= K2. ■ROJO= K1/K2. ◆NEGRO= K1/T2..

De acuerdo con la gráfica se corrobora lo indicado por la teoría acerca del origen del CO₂, es decir que el CO₂ no está asociado al reservorio y no depende de la unidad productora, sino que el CO₂ está asociado al origen mismo del crudo y esto se ve apoyado, por una evaluación geoquímica generalizada de la Cuenca Llanos, que muestra que la mayoría de los gases son termogénicos húmedos, generados por cracking primario de kerógeno durante la ventana de generación de gas.

Para conocer el origen del crudo mismo y así entender mejor los orígenes reales del CO₂ es necesario hacer un análisis de composición isotópica de carbono, para el crudo y los gases de cada pozo productor. Hacer este tipo de análisis isotópicos es muy costoso, no se realizan en el país y no son garantía de que se pueda hacer una correlación.

En la Figura 19 se muestra un mapa del Campo Castilla con los contenidos de CO₂ identificados por su color con la unidad operacional productora bajo la cual están trabajando.

Figura 19. Mapa de CO₂ de pozos productores del Campo Castilla. ◆ = K1 ▲ = K2 ■ = K1/K2 ● = K1/T2



De este mapa se observa que los pozos Castilla 5 con 6,2% de CO₂, Castilla 14 con 5,2% CO₂ y Castilla 13 con 3,2% CO₂ de la unidad K1 presentan valores altos de CO₂ contenidos en el gas, y otros pozos como el Castilla 8 con 1,1% de CO₂ (K1/K2) y Castilla 3 con 1,2% de CO₂ (K1) presentan valores intermedios. Para explicar el porqué el Castilla 3 presenta un valor intermedio de CO₂ de 1,2% siendo de la unidad K1 como los C-5, C-14 y C-13 que presentan valores más altos, muestra que la unidad operacional no indica ninguna tendencia clara acerca de los porcentajes de CO₂ en el gas, pero esta variación tan significativa de los contenidos de CO₂ en pozos tan cercanos de diferente unidad operacional e incluso produciendo bajo la misma unidad operacional indica una gran diversidad en el origen del crudo y el gas para el Campo Castilla.

Los pozos Castilla 26 (K1/K2), Castilla 28 (K2) y Castilla 25H (K2) presentan valores altos de CO₂ en el gas de 7,0%, 4,1%, 3,2% respectivamente, pero en esta zona también se encuentran los pozos Castilla 22 con 1,6% de CO₂ (K1), Castilla 12 con 0,6% de CO₂ (K1), Castilla 16 con 2,1% de CO₂ (K1/K2) y Castilla 7 con 2,0% de CO₂ (K1/K2) que no son valores altos comparativamente con los de los C-26-28 y 25H, entonces bajo estos datos se ve que en esta zona en particular los valores de CO₂ son más altos para los pozos de la unidades K2 (C-28 y C-25H) y K1/K2 (C-26) que para la K1 (C-22, C-12), para resolver esta incógnita se requeriría al igual que en el caso anterior de estudios geoquímicos y aplicación de técnicas especializadas para determinar los orígenes específicos del CO₂ en esta zona en particular.

Además se concluye que es poco lo que se puede hacer acerca de una cuantificación exacta de los contenidos de CO₂ en el gas sin conocer el origen del CO₂ en el Campo Castilla, y en consecuencia solo se puede identificar una tendencia en rangos de valores por medio de la geoestadística acerca de la presencia de este agente corrosivo.

7.4 ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE CO₂ Y CORTE DE AGUA EN PROSPECTOS DE POZO

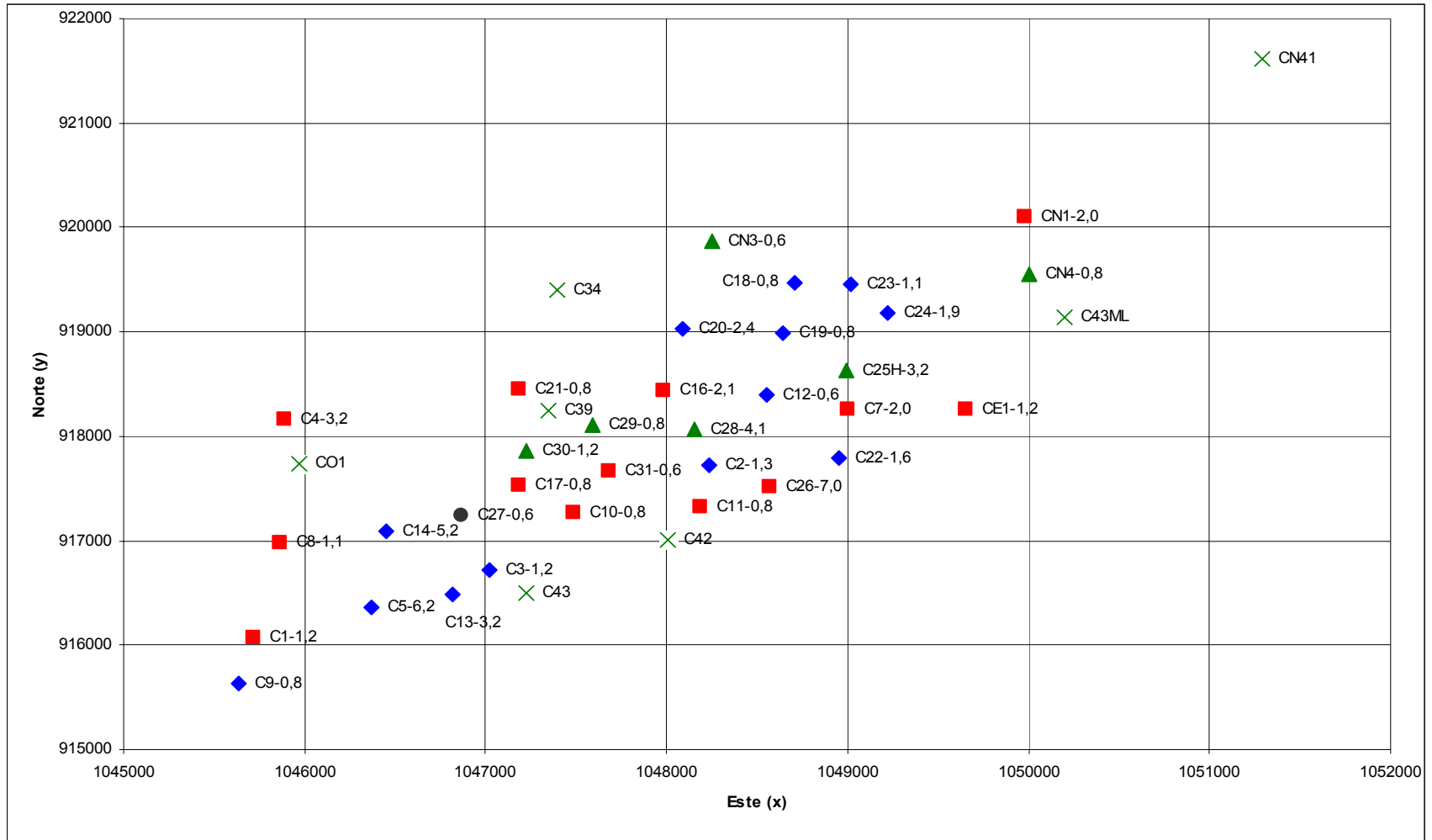
En la Tabla 10 se muestran las coordenadas de pozos que se tienen como prospectos a perforar durante el 2008 en el Campo Castilla, bajo la unidad operacional K2.

Tabla 10. Prospectos de pozo con sus respectivas coordenadas.

POZO PROSPECTO	ESTE (x)	NORTE (y)
c-34	1047397	919405
c-39	1047350	918245
c-42	1048005,84	917001,75
c-43	1047227	916493
c-N41	1051293,67	921619,27
c-43ML	1050202	919144
Contingente 1	1045969	917732

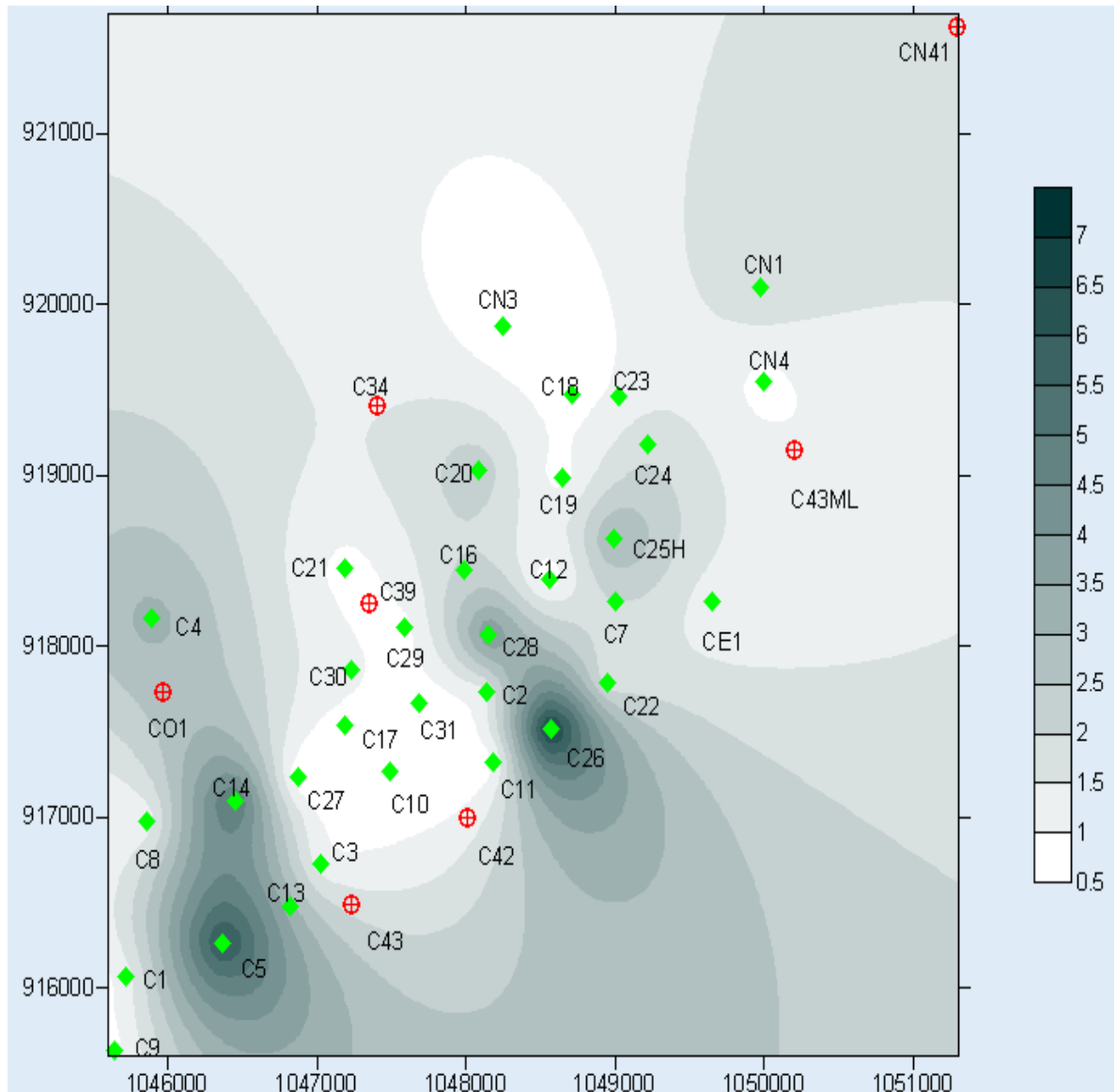
En la Figura 20, se muestra un mapa del Campo Castilla con los 33 pozos productores, su respectiva sigla, contenido de CO₂ y unidad operacional. Los prospectos de pozo con su respectiva sigla, ubicación según las coordenadas Gauss reportadas y la unidad operacional bajo la cual se espera que produzcan.

Figura 20. Mapa de pozos productores con CO₂ y pozos prospecto del Campo Castilla. ◆ = K1 ▲ = K2 ■ = K1/K2
 ● = K1/T2 ✕ = Pozo Prospecto K2



Por ultimo en las Figuras 21 y 22 se muestran los mapas de tendencias de CO₂ y WC creados por Surfer 8.

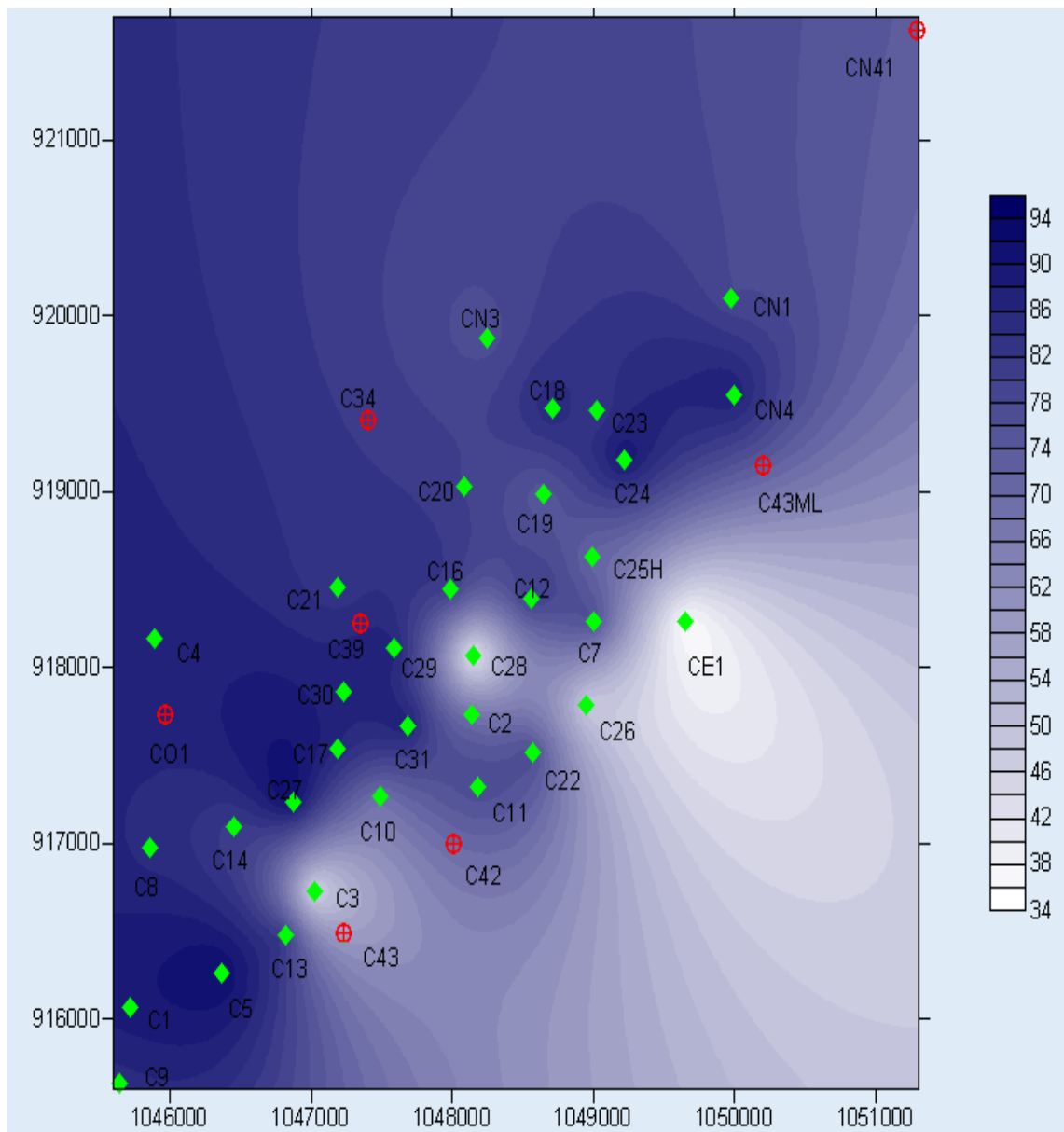
Figura 21. Mapa del Campo Castilla con sus tendencias de CO₂.



VERDE = POZOS PRODUCTORES.

ROJO = POZOS PROSPECTO.

Figura 22. Mapa del Campo Castilla con sus tendencias de corte de agua.



VERDE = POZOS PRODUCTORES.

ROJO = POZOS PROSPECTO.

En las Tablas 11 y 12 se muestran los rangos de CO₂ y corte de agua estimados por Surfer 8.

Tabla 11. Rangos de CO₂ para Pozos Prospecto.

POZO PROSPECTO	ESTE (x)	NORTE (y)	Rangos de %CO ₂
c-34	1047397	919405	1,0-1,5
c-39	1047350	918245	0,5-1,0
c-42	1048005,84	917001,75	1,0-1,5
c-43	1047227	916493	1,5-2,0
c-N41	1051293,67	921619,27	2,0-2,5
c-43ML	1050202	919144	1,0-1,5
Contingente 1	1045969	917732	2,5-3,0

Tabla 12. Rangos de corte de agua para Prospectos de Pozo.

POZO PROSPECTO	ESTE (x)	NORTE (y)	Rangos de %WC
c-34	1047397	919405	82-86
c-39	1047350	918245	86-90
c-42	1048005,84	917001,75	58-62
c-43	1047227	916493	38-42
c-N41	1051293,67	921619,27	66-70
c-43ML	1050202	919144	58-62
Contingente 1	1045969	917732	86-90

7.5 CALCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSION PARA POZOS PROSPECTO

En la Tabla 13 se muestran los rangos correspondientes a las presiones parciales de CO₂ de los prospectos de pozo del Campo Castilla.

Tabla 13. Rango de presiones parciales de CO₂ para pozos prospecto.

POZO PROSPECTO	Rangos de %M de CO ₂	Rangos de Pco ₂ (Bar)	Rangos de Pco ₂ (psi)
c-34	1,0-1,5	0.0280 – 0.1023	0.4053 - 1.4834
c-39	0,5-1,0	0.0140 – 0.0682	0.2027 - 0.9889
c-42	1,0-1,5	0.0280 – 0.1023	0.4053 - 1.4834
c-43	1,5-2,0	0.0419 – 0.1364	0.6080 - 1.9778
c-N41	2,0-2,5	0.0560 – 0.1705	0.8106 - 2.4723
c-43ML	1,0-1,5	0.0280 – 0.1023	0.4053 - 1.4834
Contingente 1	2,5-3,0	0.0699 – 0.2046	1.0133 - 2.9667

Los coeficientes de fugacidad se obtienen de:

$$\text{Log}(a) = P \text{ total } (0.0031 - 1.4/(T + 273)) \quad (8)$$

T = 60,61-76,98 (°C).

P = 2,79-6,82 en bar.

a = 0,9929-0,9859.

Los rangos de fugacidad del CO₂ se calculan multiplicando las presiones parciales del CO₂ por el respectivo coeficiente de fugacidad como sigue:

$$f_{CO_2} = (a)(ppCO_2) \quad (7)$$

f_{CO_2} = fugacidad en bar.

$ppCO_2$ = presión parcial en bar.

a = coeficiente de fugacidad (adimensional).

Tabla 14. Rango de fugacidades de CO₂ para pozos prospecto.

POZO PROSPECTO	Coeficiente de fugacidad	Rangos de $ppCO_2$ (Bar)	Rangos de f_{CO_2} (Bar)
c-34	0,9929-0,9859	0.0280 – 0.1023	0,0278-0,1006
c-39	0,9929-0,9859	0.0140 – 0.0682	0,0139-0,0672
c-42	0,9929-0,9859	0.0280 – 0.1023	0,0278-0,1006
c-43	0,9929-0,9859	0.0419 – 0.1364	0,0416-0,1341
c-N41	0,9929-0,9859	0.0560 – 0.1705	0,0556-0,1676
c-43ML	0,9929-0,9859	0.0280 – 0.1023	0,0278-0,1006
Cont 1	0,9929-0,9859	0.0699 – 0.2046	0,0694-0,2021

Se calcula el pH como sigue:

$$pH = 3.82 + 0.00384T - 0.5 \log_{10}(f_{CO_2}) \quad (11)$$

Donde: f_{CO_2} = Fugacidad del CO₂ en Bar (ver Tabla 12).

T = 60,61-76,98 (°C).

Tabla 15. Rango de fugacidades de CO₂ y pH para pozos prospecto.

POZO PROSPECTO	Rangos de f_{CO_2} (Bar)	Rangos de pH
c-34	0,0278-0,1006	4,83-4,61
c-39	0,0139-0,0672	4,98-4,70
c-42	0,0278-0,1006	4,83-4,61
c-43	0,0416-0,1341	4,74-4,55
c-N41	0,0556-0,1676	4,68-4,50
c-43ML	0,0278-0,1006	4,83-4,61
Contingente 1	0,0694-0,2021	4,63-4,46

Aplicando la ecuación de cálculo de velocidad de corrosión, se obtienen los rangos de velocidades de corrosión de la Tabla 16:

$$\log_{10}(V_r) = 6.23 - \frac{1119}{T} + 0.0013(T - 273.15) + \log_{10}(f_{CO_2}) - 0.34(pH) \quad (10)$$

Temperatura = 333,61-348,98 (K).

Fugacidad (Bar) y pH de la Tabla 13.

V_r = velocidad de corrosión en mm/y.

Tabla 16. Rangos de tendencia de velocidades de corrosión sin penalización.

POZO PROSPECTO	V.corrosión mm/y	V.corrosión mpy
c-34	0,5701-3,6837	22,44-145,03
c-39	0,2534-2,2976	9,98-90,46
c-42	0,5701-3,6837	22,44-145,03
c-43	0,9137-5,1563	35,97-203
c-N41	1,2829-6,6933	50,51-263,52
c-43ML	0,5701-3,6837	22,44-145,03
Contingente 1	1,6628-8,3324	65,46-328,05

Aplicando los factores de corrección a las velocidades de corrosión estimadas anteriormente:

7.5.1 Factor del Scale Para temperaturas mayores de 60°C (140°F) :

$$\text{Log } F(s) = (2500/(T+273)) - 7,5 \quad (12)$$

F(s) = Factor de Scale.

T = 60,61-76,98 (°C).

7.5.2 Por Acidez y Nitrógeno en el Aceite El factor de corrección por crudo se determina a partir de la siguiente relación.

$$F_{ACEITE} = 10^{\left[\frac{\log_{10}(NA*\%N)+0.38}{24000} \right]} \quad (13)$$

Donde F_{ACEITE} = Factor de corrección de la velocidad por aceite.
NA = 0,1 mg KOH/g.
%N = 0,485.

7.5.3 Por Corte de Agua

Se determina a partir de la ecuación

$$F_{WC} = WC^{0.6} \quad (14)$$

Donde F_{wc} =Factor de corrección de la velocidad por corte de agua.
WC = fracción de Corte de Agua para cada prospecto (ver Tabla 12).

Los diferentes factores de corrección se muestran en la Tabla 17 y en la Tabla 18 se muestran los rangos de velocidades de corrosión penalizadas con los diferentes factores de corrección.

Tabla 17. Factores de corrección de las velocidades de corrosión.

POZO PROSPECTO	Factor Scale	Factor Aceite	Factor WC
c-34	0,9857-0,4398	0,99	0,88-0,91
c-39	0,9857-0,4398	0,99	0,91-0,94
c-42	0,9857-0,4398	0,99	0,72-0,75
c-43	0,9857-0,4398	0,99	0,56-0,59
c-N41	0,9857-0,4398	0,99	0,78-0,81
c-43ML	0,9857-0,4398	0,99	0,72-0,75
Cont 1	0,9857-0,4398	0,99	0,91-0,94

Tabla 18. Rango de tendencia de velocidades de corrosión.

POZO PROSPECTO	V.corrosión mm/y	V.corrosión mpy
c-34	0,490-1,460	19,27-57,46
c-39	0,225-0,940	8,86-37,02
c-42	0,400-1,203	15,77-47,36
c-43	0,499-1,324	19,66-52,15
c-N41	0,976-2,360	38,45-92,94
c-43ML	0,490-1,460	15,77-47,36
Contingente 1	1,477-3,410	58,13-134,27

7.6 VERIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN

Tabla 19. Velocidades de Corrosión de los 33 Pozos Productores del Campo Castilla Reportadas por el ICP.

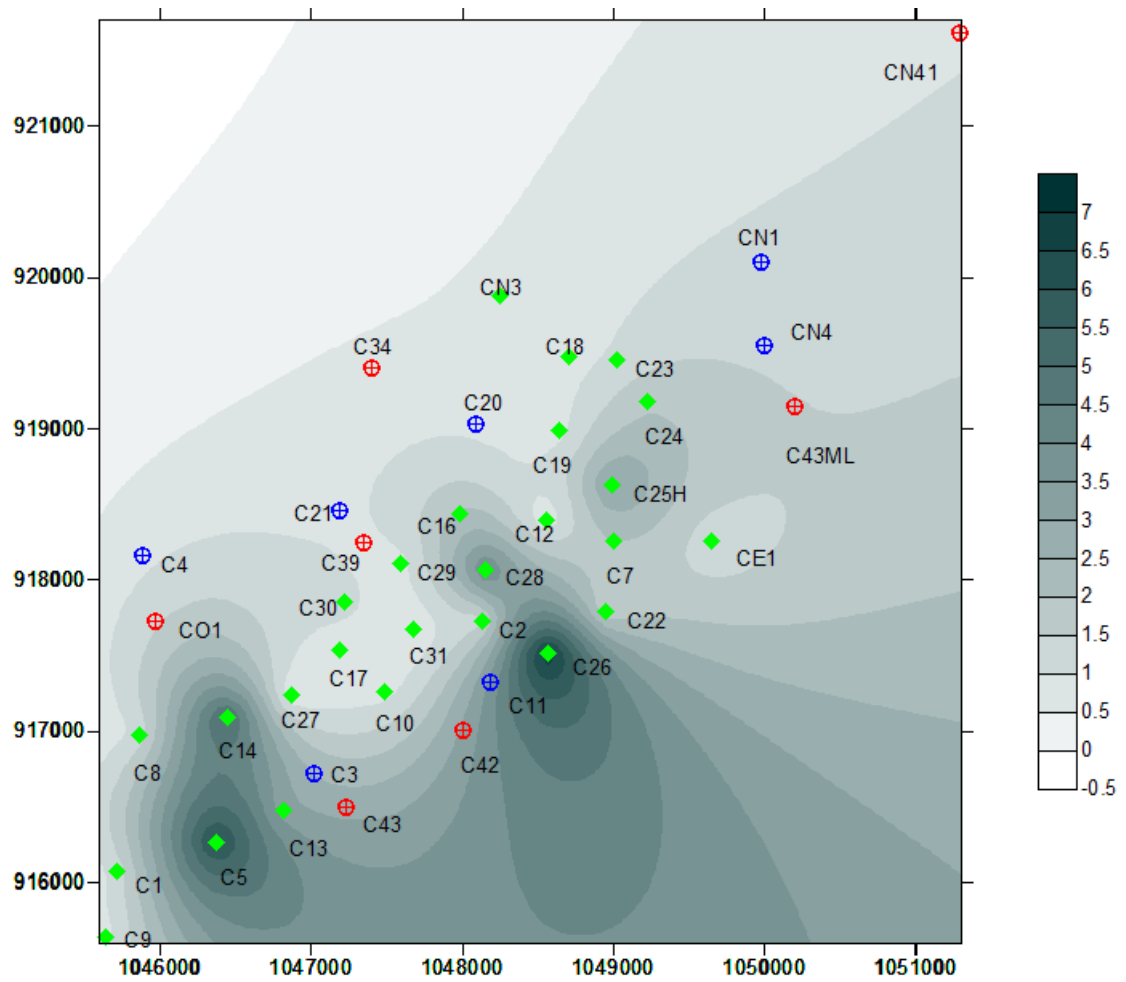
Pozo	Este (x)	Norte (Y)	V. Corrosión mm/y	V. Corrosión mpy
C25H	1048989,23	918624,82	1,22	48,14
C26	1048567,00	917512,00	0,79	31,04
C14	1046450,00	917093,00	0,51	20,01
C7	1049004,00	918257,00	0,50	19,57
C23	1049020,00	919458,00	0,26	10,10
C5	1046367,00	916367,00	0,22	8,80
C24	1049220,00	919181,00	0,22	8,74
C16	1047982,00	918441,00	0,15	6,09
CN4	1050000,00	919550,00	0,14	5,57
C4	1045889,00	918159,00	0,13	5,25
C13	1046817,00	916480,00	0,13	5,00
C18	1048705,00	919475,00	0,13	4,94
C20	1048087,00	919030,00	0,11	4,29
CN1	1049977,00	920099,00	0,11	4,26
C30	1047225,00	917858,00	0,098	3,84
CN3	1048250,00	919875,00	0,098	3,84
C17	1047188,00	917534,00	0,095	3,75
C28	1048151,00	918066,00	0,093	3,66
C12	1048553,00	918391,00	0,082	3,24
C21	1047184,00	918456,00	0,081	3,20

C11	1048185,00	917320,00	0,075	2,95
C29	1047588,00	918105,00	0,073	2,88
C27	1046867,00	917239,00	0,070	2,75
CE1	1049653,00	918260,00	0,057	2,25
C2	1048134,00	917728,00	0,045	1,76
C19	1048640,00	918985,00	0,039	1,55
C10	1047487,00	917264,00	0,037	1,44
C31	1047681,00	917671,00	0,035	1,36
C9	1045638,00	915638,00	0,033	1,29
C3	1047020,00	916722,00	0,028	1,09
C8	1045860,00	916980,00	0,027	1,07
C1	1045715,00	916071,00	0,020	0,78
C22	1048950,00	917790,00	0,016	0,62

Para la verificación de las velocidades de corrosión calculadas para los 7 prospectos de pozo, se realiza nuevamente el procedimiento de predicción de las velocidades de corrosión a 7 pozos productores (en negrilla en la Tabla 19) cercanos a los 7 pozos prospecto.

7.6.1 Estimación del porcentaje de CO₂ y corte de agua en los 7 pozos productores seleccionados

Figura 23. Mapa de tendencias de CO₂ para los pozos productores seleccionados.

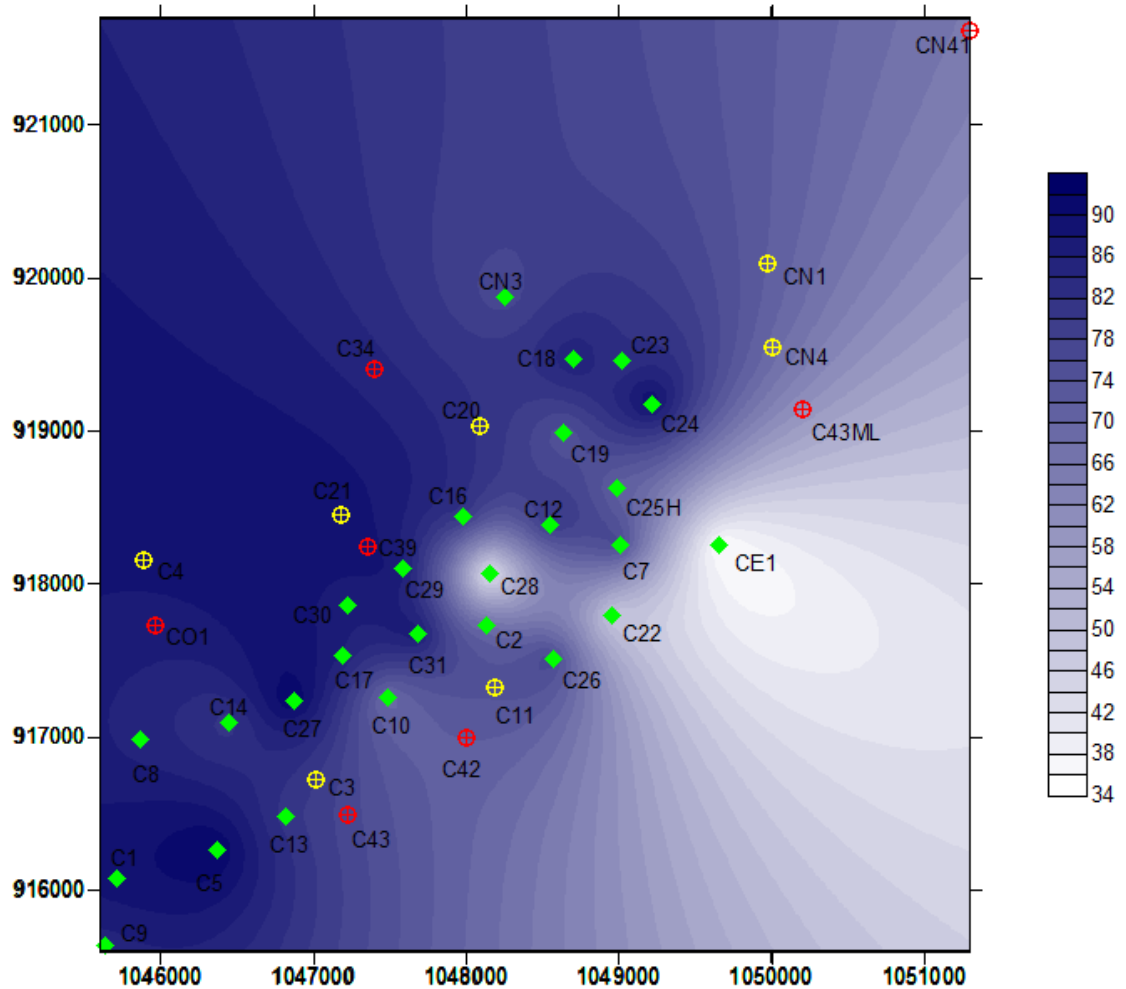


VERDE=POZOS PRODUCTORES .

AZUL =POZOS PRODUCTORES SELECCIONADOS PARA VERIFICACION.

ROJO=POZOS PROSPECTO.

Figura 24. Mapa de tendencias de porcentajes de corte de agua para los pozos productores seleccionados.



VERDE= POZOS PRODUCTORES
 AMARILLO= POZOS PRODUCTORES SELECCIONADOS
 ROJO= POZOS PROSPECTO

En las Tablas 20 y 21 se muestran los rangos de %CO₂ y %WC para los pozos productores seleccionados para la verificación del procedimiento de cálculo.

Tabla 20. Rangos de %CO₂ para Pozos productores seleccionados.

POZO PRODUCTOR	ESTE (x)	NORTE (y)	Rangos de %CO ₂	Error asociado
c-N4	1050000	919550	1,0-1,5	25,0%
c-4	1045889	918159	0,5-1,0	68,8%
c-20	1048087	919030	0,5-1,0	58,3%
c-N1	1049977	920099	1,0-1,5	25,0%
c-21	1047184	918456	0,5-1,0	*
c-11	1048185	917320	3,5-4,0	337,5%
C-3	1047020	916722	2,5-3,0	108,3%

* Dentro del Rango.

Tabla 21. Rangos de %WC para pozos productores seleccionados.

POZO PRODUCTOR	ESTE (x)	NORTE (y)	Rangos de %WC	Error asociado
c-N4	1050000	919550	68-70	20,5%
c-4	1045889	918159	80-82	5,6%
c-20	1048087	919030	72-74	7,4%
c-N1	1049977	920099	70-72	7,7%
c-21	1047184	918456	80-82	0,2%
c-11	1048185	917320	68-70	9,9%
C-3	1047020	916722	74-76	64,4%

7.6.2 Cálculo de las Velocidades de Corrosión de los Pozos Productores Seleccionados para la Verificación Según la ley de Dalton de presiones parciales:

$$P_{p, \text{gas A}} = X_A * P_{\text{total}} \quad (2)$$

Para la presión y temperatura en cabeza de pozos productores seleccionados se manejaron rangos, de acuerdo a las presiones y temperaturas en cabeza de pozos productores, como sigue:

Rango de Presión en cabeza de pozos prospecto = 40,53-98,89 psig.

Rango de Temperatura en cabeza de pozos prospecto= 141,1-170,57°F.

En la Tabla 22 se muestran los rangos correspondientes a las presiones parciales de CO₂ de los de los pozos productores seleccionados del Campo Castilla.

Tabla 22. Rango de presiones parciales de CO₂ para pozos productores seleccionados.

POZOS PRODUCTORES	Rangos de %M de CO ₂	Rangos de Pco ₂ (Bar)	Rangos de Pco ₂ (psi)
c-N4	1,0-1,5	0,0280-0,1009	0,4053-1,4833
c-4	0,5-1,0	0,0138-0,0673	0,2026-0,9889
c-20	0,5-1,0	0,0138-0,0673	0,2026-0,9889
c-N1	1,0-1,5	0,0280-0,1009	0,4053-1,4833
c-21	0,5-1,0	0,0138-0,0673	0,2026-0,9889
c-11	3,5-4,0	0,0965-0,2691	1,4185-3,9556
C-3	2,5-3,0	0,0689-0,2018	1,0132-2,9667

Los rangos de fugacidad del CO₂ se calculan multiplicando las presiones parciales del CO₂ por el respectivo coeficiente de fugacidad como sigue:

$$f \text{ CO}_2 = (a)(pp\text{CO}_2) \quad (7)$$

f CO₂ = fugacidad en bar.

ppCO₂ = presión parcial en bar.

a = 0,9929-0,9859.

Tabla 23. Rango de fugacidades de CO₂ para pozos productores seleccionados.

POZOS PRODUCTORES	Coeficiente de fugacidad	Rangos de ppCO ₂ (Bar)	Rangos de fco ₂ (Bar)
c-N4	0,9929-0,9859	0,0280-0,1009	0,0278-0,0994
c-4	0,9929-0,9859	0,0138-0,0673	0,0137-0,0663
c-20	0,9929-0,9859	0,0138-0,0673	0,0137-0,0663
c-N1	0,9929-0,9859	0,0280-0,1009	0,0278-0,0994
c-21	0,9929-0,9859	0,0138-0,0673	0,0137-0,0663
c-11	0,9929-0,9859	0,0965-0,2691	0,0958-0,2653
C-3	0,9929-0,9859	0,0689-0,2018	0,0684-0,1989

Se calcula el pH como sigue:

$$pH = 3.82 + 0.00384T - 0.5 \log_{10}(f_{CO_2}) \quad (11)$$

Donde: f_{CO_2} = Fugacidad del CO₂ en Bar (ver Tabla 23).

T = 60,61-76,98 (°C).

Tabla 24. Rango de fugacidades de CO₂ y pH para pozos productores seleccionados.

POZO PRODUCTOR	Rangos de f_{CO_2} (Bar)	Rangos de pH
c-N4	0,0278-0,0994	4,83-4,61
c-4	0,0137-0,0663	4,98-4,70
c-20	0,0137-0,0663	4,98-4,70
c-N1	0,0278-0,0994	4,83-4,61
c-21	0,0137-0,0663	4,98-4,70
c-11	0,0958-0,2653	4,56-4,40
C-3	0,0684-0,1989	4,63-4,46

Aplicando la ecuación de cálculo de velocidad de corrosión, se obtienen los rangos de velocidades de corrosión de la Tabla 25:

$$\log_{10}(V_r) = 6.23 - \frac{1119}{T} + 0.0013(T - 273.15) + \log_{10}(f_{CO_2}) - 0.34(pH) \quad (10)$$

Temperatura = 333,61-348,98 (K).

Fugacidades (Bar) y pH de la Tabla 24.

V_r = velocidad de corrosión en mm/y.

Tabla 25. Rangos de tendencia de velocidades de corrosión sin penalización de los pozos productores seleccionados.

POZO PRODUCTOR	V.corrosión mm/y	V.corrosión mpy
c-N4	0,5699-3,5652	22,43-140,36
c-4	0,2497-2,2162	9,83-87,25
c-20	0,2497-2,2162	9,83-87,25
c-N1	0,5699-3,5652	22,43-140,36
c-21	0,2497-2,2162	9,83-87,25
c-11	2,4264-11,2159	95,52-441,56
C-3	1,6400-8,0229	64,56-315,86

Aplicando los factores de corrección de la Tabla 26 se obtienen las velocidades de corrosión de la Tabla 27.

Tabla 26. Factores de corrección aplicados a los pozos productores seleccionados

POZO PROSPECTO	Factor Scale	Factor Aceite	Factor WC
c-N4	0,9857-0,4398	0,99	0,79-0,80
c-4	0,9857-0,4398	0,99	0,87-0,88
c-20	0,9857-0,4398	0,99	0,82-0,83
c-N1	0,9857-0,4398	0,99	0,80-0,82
c-21	0,9857-0,4398	0,99	0,87-0,88
c-11	0,9857-0,4398	0,99	0,79-0,80
C-3	0,9857-0,4398	0,99	0,83-0,84

Tabla 27. Rangos de tendencia de velocidades de corrosión de los pozos productores seleccionados.

POZO PRODUCTOR	V.corrosión mm/y	V.corrosión mpy
c-N4	0,4393-1,2418	17,29-48,89
c-4	0,2120-0,8491	8,35-33,43
c-20	0,1998-0,8009	7,87-31,53
c-N1	0,4449-1,2729	17,51-50,11
c-21	0,2120-0,8491	8,34-33,43
c-11	1,8706-3,9067	73,64-153,80
C-3	1,3283-2,9343	52,29-115,52

Tabla 28. Comparación de las velocidades de corrosión calculadas, con las reportadas por el ICP.

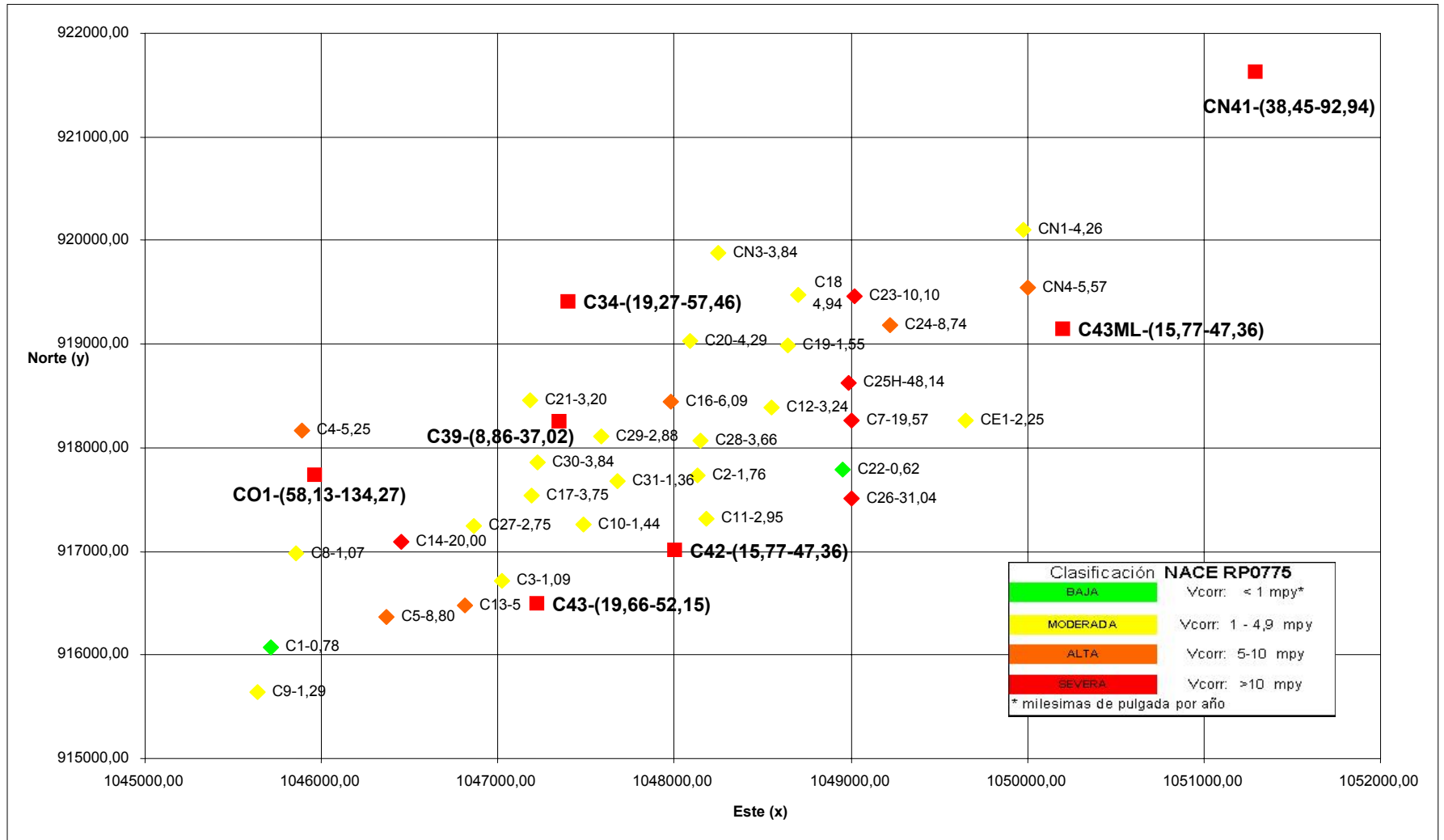
POZO PRODUCTOR	V.corrosión calculada (mpy)	V.corrosión (mpy) reportada por ICP
C-N4	17,29-48,89	5,570525028
C-4	8,35-33,43	5,254758348
C-20	7,87-31,53	4,292112671
C-N1	17,51-50,11	4,255418019
C-21	8,34-33,43	3,198157179
C-11	73,64-153,80	2,950555704
C-3	52,29-115,52	1,088747463

En la Tabla 29 se muestran los resultados para los 7 pozos prospecto y en la Figura 25 el Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados de la Superintendencia de Operaciones Apiay.

Tabla 29. Datos de Pozos Prospecto

POZO	CO ₂ (%molar)	%WC	UNIDAD OPERACIONAL	V.CORROSIÓN mpy
C34	1,0-1,5	82-86	K2	19,27-57,46
C39	0,5-1,0	86-90	K2	8,86-37,02
C42	1,0-1,5	58-62	K2	15,77-47,36
C43	1,5-2,0	38-42	K2	19,66-52,15
CN41	2,0-2,5	66,70	K2	38,45-92,94
C43ML	1,0-1,5	58-62	K2	15,77-47,36
CO1	2,5-3,0	86-90	K2	58,13-134,27

Figura 25. Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados del Campo Castilla de la SOA (mpy).



8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las velocidades de corrosión calculadas para los prospectos de pozo están por encima de 10 mpy (condición severa de corrosión), excepto el C39 cuyo límite inferior del rango es de 8,86 que según clasificación NACE rp0775 corresponde a una condición alta de corrosión.

La estimación de los porcentajes de CO₂ y WC para los prospectos de pozo obedece al cálculo matemático hecho por Surfer 8, que según la verificación del procedimiento de cálculo de estos porcentajes en pozos productores seleccionados, la estimación difiere del valor real, ya que muestra que los rangos calculados de CO₂ y WC no encierran los valores reales de CO₂ y WC de los pozos productores escogidos, aunque esta estimación es la más aproximada de acuerdo a la información disponible.

En el proceso de verificación se encontró un error del 108% y 337% en el cálculo del CO₂ para los pozos Castilla 3(C3) y Castilla 11(C11) respectivamente. Estos pozos están en una zona de alta variación que requeriría de más datos para mejorar la predicción, el error asociado al C11 es muy elevado probablemente por la cercanía que tiene al C26 cuyo valor de CO₂ es el más alto (7%) del campo Castilla.

Es preciso decir que la estimación realizada por Surfer 8 para los pozos productores seleccionados contó con 26 datos de entrada y para los pozos prospecto contó con 33 datos de entrada, lo cual sugiere que la predicción para los pozos prospecto posee un mayor grado de confiabilidad, debido a su mayor

disponibilidad de datos, ya que la exactitud del mapeo de contornos construido por Surfer 8 es proporcional a la cantidad y concentración de datos.

Las velocidades de corrosión calculadas para los pozos productores seleccionados difieren del valor aceptado calculado con el modelo completo, lo que sugiere que la predicción para los pozos prospecto diferirá, aunque la predicción para los pozos prospecto, como se dijo anteriormente, dispone de un mayor número de datos que en teoría ofrecerían un mejor resultado.

Vale la pena resaltar que estas ecuaciones son solo una guía aproximada de predicción de velocidades de corrosión desde los efectos del CO₂, ya que existen otras condiciones de mayor complejidad, como los efectos de la velocidad del fluido, el patrón de flujo y la presencia de sólidos disueltos, que de manera individual o combinada podrían incrementar o disminuir los valores de velocidad de corrosión calculados.

El Mapa Piloto de Corrosividad del Campo Castilla de la Superintendencia de Operaciones Apiay, muestra valores variados de velocidad de corrosión en toda su extensión, sin mostrar zonas definidas de velocidad de corrosión homogénea, además para los valores de velocidad de corrosión en pozos prospecto, aunque no se espera una predicción exacta, probablemente mostrarán una tendencia.

9. CONCLUSIONES

- De los agentes corrosivos que se encuentran en la etapa de producción de crudo pesado, se identifica que el agente corrosivo principal del Campo Castilla es el dióxido de carbono (CO_2).
- La gran variación de los porcentajes molares de CO_2 entre un pozo y otro del Campo Castilla indica diversos orígenes probables del CO_2 aumentando su complejidad de identificación, aún realizando análisis de composición isotópica de carbono 13 al crudo y al gas que lo acompaña.
- La exactitud de la estimación de CO_2 y WC es proporcional al número de datos disponibles. Aunque Surfer 8 no hace una estimación exacta en los pozos productores seleccionados, sí muestra una tendencia aproximada del valor de estas variables.
- El prospecto Contingente 1 es el que presentará mayores problemas de corrosión y el Castilla 39 mostrará condiciones un poco más favorables desde un punto de vista comparativo.
- El mapa piloto de corrosividad muestra valores variados de velocidad de corrosión para los pozos productores y valores altos de velocidad de corrosión para los pozos prospecto que probablemente muestren una tendencia.

- Las velocidades de corrosión estimadas para pozos prospecto, a partir de un análisis geoestadístico, aunque no se esperan valores exactos, sí es un primer aporte a la predicción de velocidades de corrosión, que se complementaría y mejoraría con futuros análisis geoquímicos.

10. RECOMENDACIONES

- Realizar análisis isotópicos de carbono δ^{13} al CO_2 y a los demás gases para identificar sus probables orígenes, de manera que estos datos sirvan de guía para una mejor correlación.
- Plantear una metodología que a partir de pocos datos permita incluir en los cálculos de predicción de velocidades de corrosión los aspectos dinámicos del fluido multifásico.
- Para comprobar los cálculos de velocidad de corrosión en los pozos prospecto se debe medir la velocidad de corrosión una vez sean perforados.

BIBLIOGRAFÍA

- ALFARO SIRONVALLE, Marco. TULCANZA NAVARRO, Edmundo. WALTON LUACES, Jorge. Cuarto Seminario Latinoamericano de Geoestadística Y Evaluación de Yacimientos. Chile. 1973
- ALMEIDA, Luís José. OLMOS, Tobías Ricardo. Manual de Operaciones de la Estación de Recolección y Tratamiento Castilla 2. 2003
- ALVAREZ ORTIZ, Luís Fernando. HERRERA GONZALEZ, Fredy Alexander. Balance de Masa de los Campos de la Gerencia Llanos de ECOPETROL. 2004
- CARDONA, AFRANIO. Tecnología de Materiales para Producción de Petróleo y Gas, Bucaramanga, Agosto de 1993
- CASTAÑO, John R. Origin of Hydrocarbon Gases and Carbon Dioxide in the Southern Upper Magdalena and Western Putumayo Basins, Colombia. 1995
- C. de Waard, L.M. Smith, B.D. Craig. NACE Corrosion Conference, Paper 03629, The Influence of Crude Oils on Well Tubing Corrosion Rate, March 2003

- CORCON. CO₂ Corrosion [on line]. Last Changed in March 26, 2004. Instead of publishing unknown. [s.f]. Available from Internet: <[http:// www.xs4all.nl/~cde waard/](http://www.xs4all.nl/~cdewaard/)>
- CRAIG Bruce, FNACE, Materials Performance, August 2002. Vol 41. #8
- DIVISION OF PRODUCTION AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Corrosion of Oil- and Gas-Well Equipment
- ECOPETROL. Castilla Blend [en línea]. [Colombia]. [citado en 2005]. Disponible en Internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=130&conID=37628>>
- ECOPETROL ICP. Modelo para la Determinación de Patrón de Flujo, Caída de Presión y Velocidad de Corrosión en Sistemas Multifásicos. 2005
- ECOPETROL ICP. Análisis de Fluidos de Pozos y Separadores de los Campos de la SOA. 2004
- ECOPETROL S.A. Gerencia Llanos. Proyecto Producción Incremental Campo Castilla. 2002

- EMERSON Process Management [on line]. Marshalltown, (Iowa). [s.f]. Disponible en Internet: < <http://www.fisherregulators.com/technical/sulfide/>
- FRANCO, Fernando. MULFORD, Alejandro. Geoestadística Aplicada a La Descripción de Yacimientos. Bucaramanga, 1991
- GORDON A, Aaker. Corrosion Prediction [on line]. Engineering Services. Houston (Texas). [s.f]. Available from Internet: < <http://www.engineering-experts.com/co2.html>
- HERNANDEZ, Edgar. Informe Final Pozo Castilla Norte-1. 1989
- MEZA, German. PARRA, Pedro. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. 1993
- NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments : Classification of Metal-Loss Corrosion for Sucker-Rod Pumps. Houston, Texas : NACE, 2000. p. 1-3. : il. (NACE MR0176)
- NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations : Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems. Houston, Texas : NACE, 1999. p.15. :il. (NACE RP0775)

- NIETO GARZA, Mario. Protección Interior de Ductos con Inhibidores. PEMEX. 2000
- PDVSA. Etapas de producción [en línea]. [Venezuela].[citado 03-08-2005]. Disponible en Internet:<<http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl>
- RANGEL, A. ESCALANTE, C. MORA, C. Evaluación Geoquímica Integrada de los Gases y Crudos Colombianos: Un Nuevo Enfoque Para la Exploración de Hidrocarburos. 2003
- ROCHA, M. RANGEL, A. GIRALDO, B. MARTINEZ, F. HENZ, G. TEIXEIRA, F. Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales Áreas Casanare y Meta, Colombia. Agosto de 1992
- SPE 100739. Quantification of Carbon Dioxide Using Downhole Wireline Formation Tester Measurements, New York. 2006
- SPE 527. Steels for Oilwell Casing and Tubing- Past, Present and Future. Asiatic Petroleum Corp, New York. 1963
- SPE 19727. Requirements for Corrosion-Resistant Alloy (CRA) Production Tubing. 1989