

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Aplicación de un modelo analítico para el proyecto piloto de inyección de gas en la formación Santo Tomás del Bloque 2 – Pozo ANC1288

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Máster en Petróleo

Con mención en Recobro por Inyección de agua y gas

Presentado por:

María Cecibel Castillo Olvera

Christian Alejandro Sánchez Rodríguez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

A mi hijo Isaac. ¡Si tú puedes, yo también!

Christian Sánchez R.

A mi familia que me impulsa a seguir adelante.

Cecibel Castillo O.

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento primordialmente a Dios Padre Todo Poderoso por la vida. A mi amada Melissa por su amor infinito. A nuestro tutor Msc. Andrés Guzmán, por su valioso aporte y guía para la culminación de este trabajo. A Pacifpetrol S. A. por las facilidades brindadas para la elaboración de este estudio.

Christian Sánchez R.

A Dios por permitirme llegar a esta etapa de mi vida.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, "Mi eterna Escuela".

A nuestro tutor Msc. Andrés Guzmán, por su valioso aporte y guía para la culminación de este trabajo.

A Pacifpetrol S. A. por permitirme utilizar la información recolectada por sus técnicos.

Cecibel Castillo O.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *María Cecibel Castillo Olvera* y *Christian Alejandro Sánchez Rodríguez* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Autor 1

Autor 2

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente estudio detalla la aplicación de un modelo analítico que predice el comportamiento del proyecto piloto de inyección de gas en la formación Santo Tomás del Bloque 2 en el pozo ANC1288.

El Bloque 2 cuenta con una producción de 923 bppd, y un factor de recobro del 9%. En este bloque se han implementado 10 proyectos piloto de inyección de agua, en 2 de ellos se logró tener comunicación entre pozos; uno fue ejecutado en la formación Santo Tomás. También cuenta con una baja permeabilidad ($<100\text{mD}$) y porosidad ($<15\%$) por lo que se ha considerado aplicable un proyecto piloto de inyección de gas.

El trabajo consta de un área de investigación y revisión teórica, la cual fue necesaria en el desarrollo del estudio al momento de escoger el modelo de predicción de Buckley y Leverett. El modelo se aplicó a 4 pozos respuesta donde se espera que exista el desplazamiento de petróleo después de la inyección de gas. Se consideraron condiciones ideales y una tasa de inyección de gas de 300 Mscfd distribuidos equitativamente para cada pozo.

Finalmente se observó que el menor tiempo de ruptura se generaría en el pozo ANC1934 (177 días) y el mayor tiempo de ruptura en el pozo ANC1896 (223 días). También se determinó que después de la inyección de gas se genera un factor de recobro adicional del 8,20% en la zona de estudio. Los cálculos de la predicción después del tiempo de ruptura fueron comparados con el método gráfico de la obtención del N_p , donde se obtuvo un 2,2% de error porcentual.

Se concluye que el proyecto de inyección de gas en la formación Santo Tomas es técnicamente viable de acuerdo con el modelo de predicción aplicado, pero se recomienda un constante monitoreo del comportamiento de los pozos respuestas una vez que este sea implementado.

Palabras Clave: Inyección de gas, método de predicción, Buckley y Leverett

ABSTRACT

This study details the application of an analytical model that predicts the behavior of the gas injection pilot project in the Santo Tomás formation of Block 2 in well ANC1288. Block 2 has a production of 923 bppd, and a recovery factor of 9%. In this block 10 water injection pilot projects have been implemented, in 2 of them it was possible to have communication between wells; one was executed in the Santo Tomás formation. It also has a low permeability (<100mD) and porosity (<15%) so a gas injection pilot project has been considered applicable.

The work consists of an area of research and theoretical review, which was necessary in the development of the study at the time of choosing the Buckley and Leverett prediction model. The model was applied to 4 response wells where oil displacement is expected after gas injection. Ideal conditions and a gas injection rate of 300 Mscfd equally distributed for each well were considered.

Finally, it was observed that the shortest breakthrough time would be generated in well ANC1934 (177 days) and the longest breakthrough time in well ANC1896 (223 days). It was also determined that after gas injection an additional 8.20% recovery factor is generated in the study zone. The prediction calculations after breakup time were compared with the graphical method of obtaining the N_p , where a 2.2% percentage error was obtained.

It is concluded that the gas injection project in the Santo Tomas formation is technically feasible according to the prediction model applied, but constant monitoring of the behavior of the response wells is recommended once it is implemented.

Keywords: Gas injection, prediction method, Buckley and Leverett.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	5
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
CAPÍTULO 1	13
1. Introducción	14
1.1 Descripción del problema	14
1.2 Justificación del problema	15
1.3 Objetivos	15
1.3.1 Objetivo General	15
1.3.2 Objetivos Específicos.....	16
1.4 Marco teórico.....	16
1.4.1 Ubicación geográfica.....	16
1.4.2 Geología regional del área	17
1.4.3 Marco estratigráfico.....	18
1.4.4 Inyección de gas	20
CAPÍTULO 2	28
2. Metodología.....	29
2.1 Fase1.- Recolección de datos y reconocimiento del sector de estudio	30
2.1.1 Delimitación de la zona de estudio.....	30
2.1.2 Información de los pozos escogidos para el estudio	32

2.1.3	Propiedades petrofísicas de la arena	33
2.1.4	Propiedades del fluido.....	34
2.2	Fase 2.- Revisión de los métodos predictivos y elección del método a utilizar	34
2.3	Fase 3.- Procesamiento de datos	35
2.3.1	Construcción de la curva de flujo fraccional para cada pozo respuesta.	37
2.3.2	Aplicación del método analítico antes de la ruptura en el pozo ANC1905.	38
2.3.3	Aplicación del método analítico durante la ruptura en el pozo ANC1905	39
2.3.4	Aplicación del método analítico después de la ruptura en el pozo ANC1905	42
2.4	Aplicación del método gráfico para la obtención del Np (técnica propuesta por este proyecto).....	44
2.4.1	Obtención del Np por el método gráfico para el pozo ANC1905	45
CAPÍTULO 3		47
3.	Resultados Y ANÁLISIS	48
3.1	Resultados de predicción para diferentes tiempos antes, durante y después de la ruptura, para cada pozo respuesta.	48
3.2	Resultados del Np por el método gráfico para cada pozo respuesta.	54
3.3	Discusión de predicción para diferentes tiempos antes, durante y después de la ruptura, para cada pozo respuesta.	54
3.4	Discusión del Np por el método gráfico para cada pozo respuesta para tiempos mayores a la ruptura (técnica propuesta por este proyecto).	55
CAPÍTULO 4		57
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	58
4.1	Conclusiones	58
4.2	Recomendaciones.....	59

BIBLIOGRAFÍA	60
Referencias	60
APÉNDICES.....	61
4.3 APÉNDICE A.....	62
4.4 APÉNDICE B.....	71
4.5 APÉNDICE C	72
4.6 APÉNDICE D	73

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
G.G.V.	Gustavo Galindo Velasco
API	American Petroleum Institute
Fm	Formación
ANC	Ancón
ST	Santo Tomás
PB	Passage Bed
AT	Atlanta
CPB	Clay Pebble Beds
SO	Socorro

SIMBOLOGÍA

Km	Kilómetro
m	Metro
bppd	Barriles de petróleo por día
MMBN	Millones de barriles normales
STB	Stock Tank Barrels
Mscfd	Miles de pies cúbicos estándar por día
mD	Milidarcy
k_g	Permeabilidad efectiva al gas, darcy
k_o	Permeabilidad efectiva al petróleo, darcy
μ_g	Viscosidad del gas, cp
μ_o	Viscosidad del petróleo, cp
A	Área total de la formación perpendicular al flujo, ft ²
L	Distancia entre pozo inyector y productor, ft
C	Factor de conversión =1/(1,0133*10 ⁶)
ρ_g	Densidad del gas, g/cm ³
ρ_o	Densidad del petróleo, g/cm ³
γ_o	Gravedad específica del petróleo
γ_g	Gravedad específica del gas
$\partial P/\partial x$	Gradiente de presión, atm/cm
q_g	Tasa de producción de gas, scf/día
q_t	Tasa de inyección en condiciones de yacimientos, bbls
q_o	Tasa de petróleo, STB/día
t	Tiempo del inicio del desplazamiento, días
$\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{Sg}$	Pendiente de la tangente a la curva de flujo fraccional
$\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{Sg2}$	Pendiente de la tangente a la curva de flujo fraccional después de la ruptura
ϕ	Porosidad
N	Petróleo original in situ, STB
N _P	Petróleo producido acumulado, STB

B_o	Factor volumétrico del petróleo en la formación, Barriles/STB
B_g	Factor volumétrico del gas en la formación, bbls/scf
G_P	Gas producido acumulado, SCF
G_i	Gas inyectado acumulado, bbls
RGP	Relación gas petróleo, scf/STB
RGP_{CN}	Relación gas petróleo a condiciones normales
R_{si}	Solubilidad del gas inicial
f_g	Flujo fraccional del gas
f_{gf}	Flujo fraccional del gas en el frente de invasión
f_{g2}	Flujo fraccional del gas después de la ruptura
t_{bt}	Tiempo de ruptura, días
t'	Tiempo después de la ruptura, días
$(Q_i)_{bt}$	Volumen poroso inyectado a la ruptura
V_p	Volumen poroso, bbls
S_g	Saturación de gas
S_{gi}	Saturación de gas inicial
S_{gp}	Saturación de gas promedio
S'_{gp}	Saturación de gas promedio después de la ruptura
T_y	Temperatura del yacimiento, °R
P_y	Presión del yacimiento, psia

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1-1 Ubicación geográfica del campo Gustavo Galindo Velasco	16
Ilustración 1-2 Corte Geológico del Campo G.G.V.....	17
Ilustración 1-3 Marco estratigráfico del Campo G.G.V.	18
Ilustración 1-4 Determinación gráfica de la saturación del frente de invasión.	22
Ilustración 1-5 Construcción de la tangente cuando existe una Sgi	23
Ilustración 1-6 Construcción de la tangente cuando existe una Sgi mayor que Sgc .	23
Ilustración 2-1 Mapa de concesión Bloque 2 - Proyecto Piloto de inyección de Gas área 67	30
Ilustración 2-2 Mapa estructural del área 67	31
Ilustración 2-3 Delimitación del área de estudio - Pozo Inyector y Pozos Resultados	32
Ilustración 2-4 Curvas de permeabilidades relativas	33
Ilustración 2-5 Cálculo del POES por polígono	36
Ilustración 2-6 Curva de flujo fraccional para los pozos respuesta ANC1905, ANC1896, ANC1934 y ANC1924.....	37
Ilustración 2-7 Curva de flujo fraccional para la predicción después de la ruptura de los pozos observados ANC1905, ANC1896, ANC1934 y ANC1924	41
Ilustración 2-8 Método gráfico para el cálculo de Np	44
Ilustración 2-9 Resultados de predicción para diferentes tiempos después de la ruptura	45
Ilustración 3-1 Gráfica Np, Gp vs t - ANC1905	50
Ilustración 3-2 Gráfica Qo, Qg, RGP vs t - ANC1905.....	50
Ilustración 3-3 Gráfica Np, Gp vs t - ANC1896	51
Ilustración 3-4 Gráfica Qo, Qg, RGP vs t - ANC1896.....	51
Ilustración 3-5 Gráfica de Np, Gp vs t ANC1934.....	52
Ilustración 3-6 Gráfica de Qo, Qg, RGP vs t - ANC1934.....	52
Ilustración 3-7 Gráfica Qo, Qg, RGP vs t - ANC1924.....	53
Ilustración 3-8 Gráfica Np, Gp vs t - ANC1924	53
Ilustración 0-1 Razón de conductancia para un arreglo de 5 pozos	64
Ilustración 0-2 Método gráfico de Johnson v vs M _{w,o}	68

Ilustración 0-3. Curvas típicas de distribución de permeabilidad y de capacidad acumulada según Stiles.....	69
Ilustración 0-4 Valores de volúmenes porales y petróleo original obtenidos con el software Geographix	72
Ilustración 0-5 Área seleccionada de la Formación Santo Tomás donde existe comunicación entre pozos	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Información de producción de los pozos del área de estudio.....	32
Tabla 2-2 Información de propiedades del petróleo y gas.....	34
Tabla 2-3 Variables para aplicación de modelo analítico	35
Tabla 2-4 Información de volúmenes porales y POES.....	36
Tabla 2-5 Resultados de predicción para diferentes tiempos después de la ruptura	43
Tabla 3-1 Resumen por etapas del método de predicción del pozo ANC1905	50
Tabla 3-2 Resumen por etapas del método de predicción para el pozo ANC1896 ...	51
Tabla 3-3 Resumen por etapas del método de predicción del pozo ANC1934	52
Tabla 3-4 Resumen por etapas del método de predicción para el pozo ANC1924 ..	53
Tabla 3-5 Np por el método gráfico para los pozos ANC1905, ANC1896, ANC1934 y ANC1924.....	54
Tabla 3-6 Error porcentual de Np ANC1905	55
Tabla 3-7 Error porcentual de Np ANC1896	55
Tabla 3-8 Error porcentual de Np ANC1934	55
Tabla 3-9 Error porcentual de Np ANC1924	56
Tabla 0-1. Predicción según Stiles	70
Tabla 0-2 Producción de petróleo de los pozos que se encuentran en el polígono negro de la ilustración 0-5	74

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Alrededor del mundo tenemos yacimientos de petróleo que pueden ser clasificados, ya sea por su estructura, tipo de empuje, tipo de fluido, entre otros. Según su tipo de fluido el petróleo puede clasificarse de acuerdo con su grado API en: extra-liviano, liviano, mediano, pesado y extrapesado (Ferrer, 2009).

Al momento de producir estos tipos de petróleo, se analiza el método más eficiente para la extracción de tal forma que el proyecto sea económicamente viable. En yacimientos con fluidos que van desde extra-livianos a medianos se aplican métodos de recuperación primaria y secundaria dependiendo de las condiciones del yacimiento (Ahmed, 2006).

La recuperación secundaria de petróleo se utiliza en la industria desde principios del siglo XX. Esta práctica busca mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas e inyección de agua.

En yacimientos donde no se ha aplicado métodos de recuperación secundaria, es necesario implementar proyectos piloto. Este tipo de pruebas pueden proporcionar información del yacimiento que nos ayudarán a desarrollar de manera apropiada estos procesos para garantizar su viabilidad y replicabilidad a otros pozos.

Por lo tanto, el presente trabajo tiene como objetivo aplicar un modelo analítico para predecir el comportamiento del proyecto piloto de inyección de gas en la formación Santo Tomás del Bloque 2 en el pozo ANC1288.

1.1 Descripción del problema

Cada campo y pozo petrolero tiene un tiempo de vida, dicho tiempo de vida empieza en la etapa de exploración y culmina en la etapa de abandono, pero hasta llegar a esta fase pasa por muchas otras etapas. En todo campo siempre se busca obtener la mayor cantidad de petróleo de forma óptima, económica y aplicando la mejor metodología al momento de producir.

El problema que pretende solucionar este estudio es la necesidad de un modelo analítico que permita predecir el comportamiento del proyecto piloto de inyección de gas en la formación Santo Tomás del Bloque 2 en el pozo ANC1288, el cual en la actualidad no se tiene disponible. Se pretende

implementar el modelo analítico que se ajuste a las condiciones y la información que se tiene disponible en el Bloque.

1.2 Justificación del problema

Actualmente el Bloque 2 (con una vida productiva mayor a 100 años) cuenta con una producción de 923 bppd, proveniente de aproximadamente 1180 pozos productivos (de los 2884 pozos perforados), y posee una producción acumulada de 130 MMBNP. Actualmente el factor de recobro total de campo se estima en un 9%.

Durante la década de los 60's se implementaron cerca de 10 proyectos piloto de inyección de agua, 8 de ellos no fueron exitosos, y en los otros 2 se logró tener comunicación entre pozos (uno fue ejecutado en la formación Santo Tomás en 1969).

En el área seleccionada para la implementación del proyecto piloto referente a este estudio, los reflectores sísmicos presentan una mayor continuidad, a nivel de la formación Santo Tomás. En esta formación se ha estimado un factor de recobro del 11% y una presión actual de reservorio de 460 psi (presión de burbuja 620 psi).

Al tener el Bloque 2, yacimientos con baja permeabilidad (<100mD) y porosidad (<15%) se considera aplicable un proyecto piloto de inyección de gas, por lo cual se desea implementar un modelo analítico que nos permita predecir el mantenimiento de la presión e incremento del factor de recobro en un sector previamente seleccionado, para cuya ejecución se tiene disponible un caudal de gas de 500 MSCFD, a su vez eliminando de esta forma la quema mediante mechero.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Aplicar un modelo analítico para predecir el comportamiento del proyecto piloto de inyección de gas en la formación Santo Tomás del Bloque 2 en el pozo ANC1288.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Seleccionar el método de predicción analítico de acuerdo con la información que se tiene del yacimiento.
- Calcular los parámetros a predecir según el método seleccionado.
- Interpretar la información obtenida para establecer la viabilidad técnica de la implementación del proyecto piloto.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Ubicación geográfica

El Bloque 2 "Ing. Gustavo Galindo Velasco" se encuentra ubicado en la provincia de Santa Elena a 120 Km de la ciudad de Guayaquil. El bloque tiene una extensión de 1200 Km² de los cuales el 40% es costa afuera y el 60% costa adentro. (Jara, 2015, pág. 29).



Ilustración 1-1 Ubicación geográfica del campo Gustavo Galindo Velasco

1.4.2 Geología regional del área

El Campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra en la zona costera del Ecuador, en la cuenca homónima conocida geológicamente como "Levantamiento de Santa Elena".

El levantamiento de Santa Elena va desde el Cretácico al terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno). Se encuentra delimitado al Noroeste por la falla regional "La Cruz", al sur el "El alto de Santa Elena", al oeste se encuentra limitada por el prisma de subducción Neógeno.

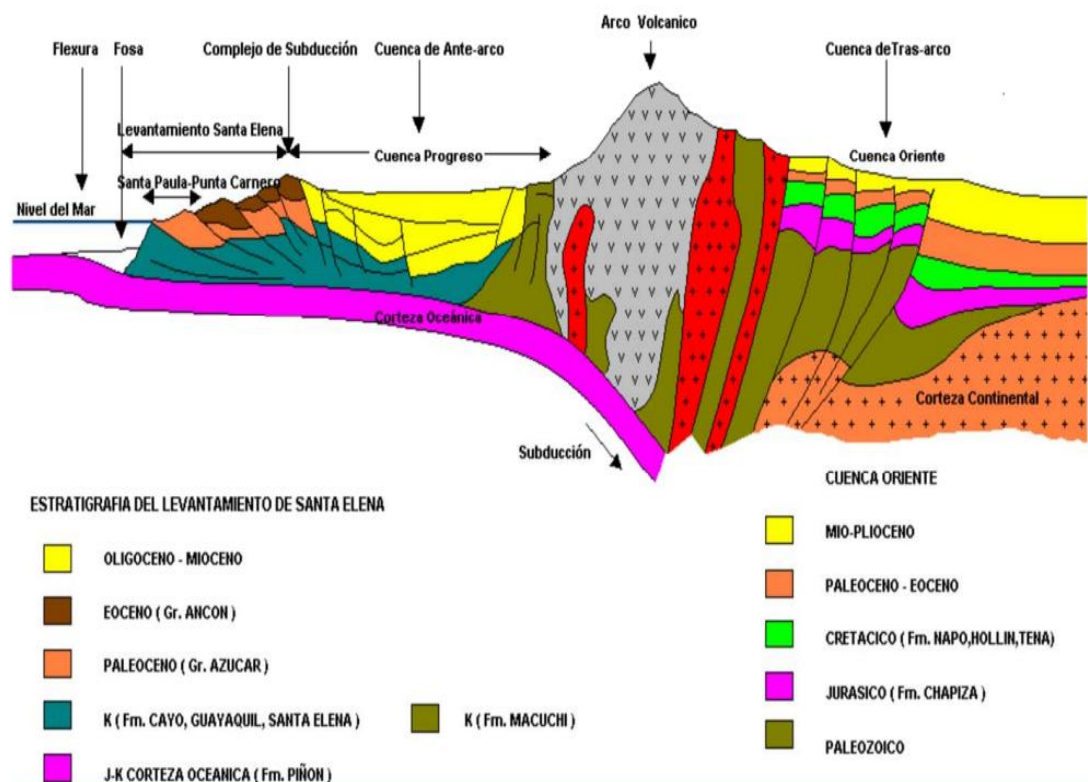


Ilustración 1-2 Corte Geológico del Campo G.G.V.

En el sector occidental del levantamiento afloran rocas pertenecientes al Cretácico (Fm Santa Elena, Wildflysh, Carolina Chert), mientras que en la porción oriental y central (Zona de Playas a Sierra de Chanduy) aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados de la Fm. Azúcar. También en la parte central se encuentran extensos afloramientos del Grupo Ancón de Edad Eocena (Aguirre & Hidalgo, 2015, págs. 6-8).

1.4.3 Marco estratigráfico

En esta sección se describe brevemente las principales características generales litológicas de las formaciones del grupo Ancón donde se encuentra la formación Santo Tomás, la cual es de interés para nuestro estudio.

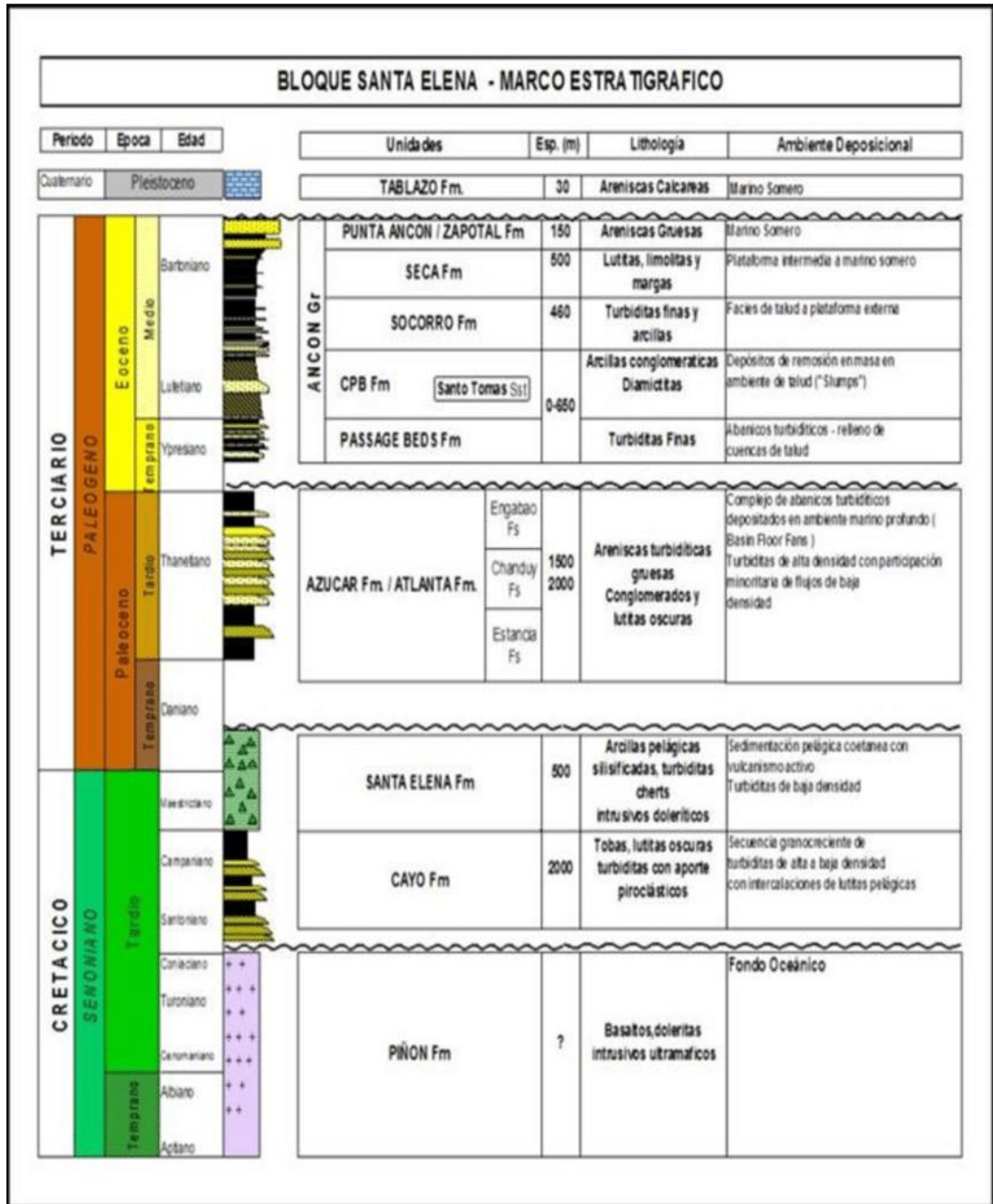


Ilustración 1-3 Marco estratigráfico del Campo G.G.V.

El Grupo Ancón se ubica en el Eoceno y está compuesto por las siguientes formaciones:

- Clay Pebble Beds (Eoceno inferior): Tiene un espesor de 180 metros. Esta formación se originó por el deslizamiento de barro denso submarino e interestratificados con turbiditas lo que formó una secuencia diamictítica maciza de matriz arcillosa.
- Passage Bed (capas de transición): Ubicada en la edad Eoceno Inferior a Medio. Es la transición entre el Grupo Azúcar y el Grupo Ancón. También, parte de estos niveles fueron identificados como "Atlanta Shales". Está compuesta de fangolitas duras con estratos delgadas de areniscas. Su espesor varía de 0 a 500 m. Los mayores espesores se dan en los ejes sinclinales y disminuye hacia los altos estructurales de la Fm Azúcar/Atlanta.
- Arenisca Santo Tomás: culmina con el ciclo turbidítico de la formación Passage Beds. Se ubica en el Eoceno Medio y está constituida de arenas arcillosas con una porosidad de 11%. Presenta un espesor de 200 pies y profundidades que van desde 1700 a 2000 pies, además de resistividades de 10 a 30 Ohm-m.
Al límite sur de la formación Santo Tomás hay una falla de rumbo este-oeste que levanta los niveles de Atlanta.
- Formación Socorro (Eoceno Medio temprano): son areniscas turbidíticas y fangolitas, corresponden a la transición de abanicos turbidíticos – talud, con depósitos de lóbulos y canales de plataforma. El espesor medido es de 390 metros. Consta de zonas saturadas de petróleo con conglomerados erosivos y areniscas canalizadas con texturas de descarga de fluidos, depositados por corrientes densas.
- Formación Seca (Eoceno medio): constituye la roca sello de los reservorios de la Fm. Socorro en el Campo Ancón de espesor de 300 metros. Está compuesta por arcillitas gris verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas.

Formación Punta Ancón (Eoceno Medio a Superior): tiene un espesor de 160 metros y está constituida de areniscas grises con base erosiva con alternancias de fangolitas grises (Aguirre & Hidalgo, 2015, págs. 12-14).

1.4.4 Inyección de gas

La inyección de gas es un método que se usó inicialmente para el mantenimiento de la presión, en la actualidad se puede remover remanentes de petróleo (Ferrer, 2001). El método consiste en inyectar gas en uno o más pozos para presurizar el reservorio y conseguir el desplazamiento del hidrocarburo hacia los pozos productores (Tavara, 2016).

La inyección de gas se realiza dentro de la capa de gas original del yacimiento o cuando se ha formado una capa durante la producción en la recuperación primaria (Ferrer, 2001). También se realiza la inyección de gas radial cuando no existe una capa de gas.

1.4.4.1 Mecanismos de desplazamiento

El aumento de la tasa de petróleo durante la inyección de gas se puede dar por los siguientes mecanismos.

- **Reducción de la viscosidad.** - El gas inyectado se disuelve en el petróleo y reduce su viscosidad cerca del pozo de inyección, formándose un banco de petróleo de menor viscosidad que luego desplazará al petróleo de mayor viscosidad. Solo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo.
- **Aumento de la energía del yacimiento.** – El gas aumenta la energía del yacimiento (presuriza el reservorio), pero por un periodo corto.
- **Eliminación de depósitos sólidos.** – La tasa de petróleo aumenta cuando se eliminan los depósitos sólidos de hidrocarburos, pero como consecuencia también aumenta la saturación de gas debido a las altas tasas de inyección de gas para lograr este mecanismo.
- **Vaporización.** – Ocurre cuando una parte del gas seco inyectado se vaporiza en el petróleo y se lleva hacia los pozos productores en la fase de vapor (Ferrer, 2001).

1.4.4.2 Ecuación de flujo fraccional

Está fundamentada y descrita matemáticamente por la teoría de desplazamiento, donde un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en el medio poroso siempre que la energía del fluido desplazante sea mayor a la del fluido desplazado.

La ecuación fue desarrollada bajo las siguientes suposiciones:

- Flujo continuo de dos fases.
- No hay fuentes ni sumideros en el medio poroso.
- Flujo lineal y unidimensional.
- Medio poroso homogéneo: porosidad y la permeabilidad constante. En la práctica todas las rocas son heterogéneas. Entonces, se estima un valor promedio de las porosidades y de las permeabilidades medidas: usualmente la media aritmética para las porosidades y la media geométrica para las permeabilidades. Para un sistema heterogéneo se considera la media geométrica de las permeabilidades como el valor más probable. Estos valores promedio se utilizan en la modelización.
- El agua connata es inmóvil.
- El avance del gas es paralelo a los estratos de la formación.

Cuando en cualquier punto del sistema solo fluye petróleo y gas, la ecuación es descrita como:

$$f_g = \frac{q_g}{q_g + q_o} \quad (1.1)$$

Mientras que, si deseamos describir el desplazamiento del petróleo debido a la expansión de la capa de gas, la ecuación de flujo fraccional cuando se inyecta gas buzamiento abajo se expresa como:

$$f_g = \frac{1 - \frac{k_o A}{q_t \mu_o} \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - C(\rho_g - \rho_o) \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_g k_o}{\mu_o k_g}} \quad (1.2)$$

La ecuación (1.2) puede ser simplificada de acuerdo con el caso de estudio:

- Para un avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{\mu_g k_o}{\mu_o k_g}} \quad (1.3)$$

- Para un avance del frente de invasión buzamiento abajo en yacimientos inclinados:

$$f_g = \frac{1 - \frac{0,488 k_o A}{q_t \mu_o} [(\gamma_o - \gamma_g) \text{sen} \alpha]}{1 + \frac{\mu_g k_o}{\mu_o k_g}} \quad (1.4)$$

- Para un avance vertical del frente de invasión:

$$f_g = \frac{1 - \frac{0,488k_0A}{q_t\mu_0}(\gamma_o - \gamma_g)}{1 + \frac{\mu_g k_0}{\mu_o k_g}} \quad (1.5)$$

1.4.4.3 Ecuación de avance frontal

La ecuación de avance frontal presenta dos consideraciones: las fases son incomprensibles y no existe la transferencia de masas entre fases (Gutiérrez & Trejo, 2013).

En 1942 Buckley y Leverett presentaron la ecuación de avance frontal deducida a partir del balance volumétrico del gas, el cual consideró que las fases desplazante y desplazadas fluyen simultáneamente en la zona invadida (Paris de Ferrer, 2001). Definieron la ecuación de avance frontal como:

$$x_{sg} = \frac{5,615q_t t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_g}{\partial S_G} \right)_{sg} \quad (1.6)$$

La ecuación (1.6) describe la distribución de desplazamiento de la saturación de gas a lo largo de su trayectoria.

La saturación del frente de invasión puede obtenerse gráficamente trazando una línea recta tangente a la curva de flujo fraccional, donde el punto en el cual se intersecan ambas gráficas es conocido como la S_{gf} , cuando la $S_{wc}=S_{wi}=0$ como se observa en la ilustración 1.4. Si se extiende la tangente hasta el punto donde $f_g=1$ se obtiene la saturación promedio de gas a la ruptura S_{gp} .

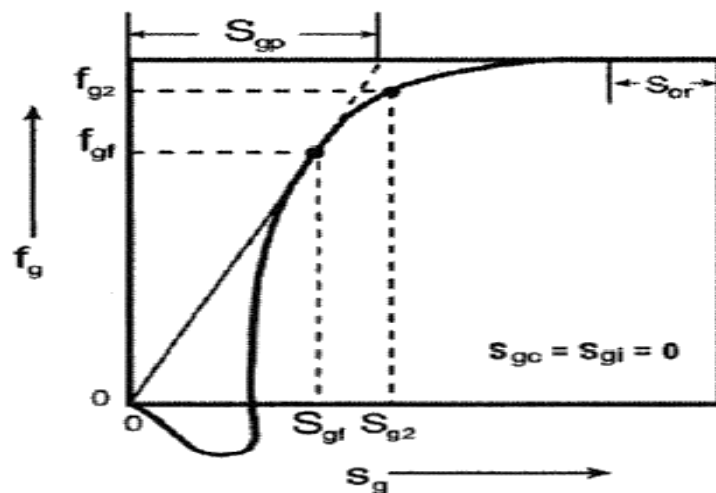


Ilustración 1-4 Determinación gráfica de la saturación del frente de invasión.

Si dentro de la zona de petróleo existe una baja saturación, la tangente se traza desde el punto ($S_g=S_{gi}$, $f_g=0$) como se muestra en la ilustración 1.5.

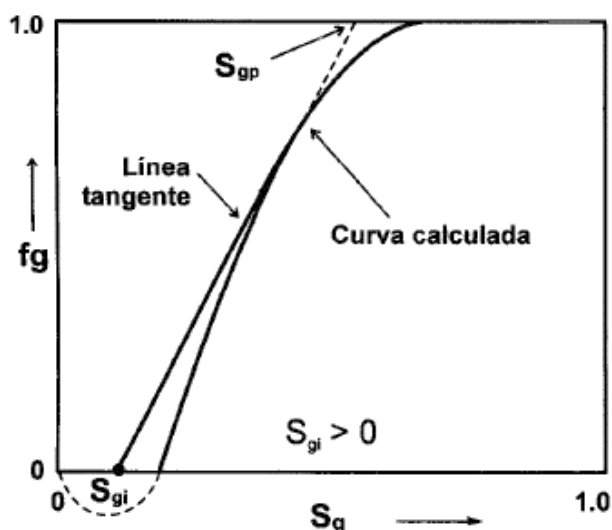


Ilustración 1-5 Construcción de la tangente cuando existe una S_{gi}

Si la saturación de gas inicial que existe en la zona de petróleo es mayor entonces la tangente se traza como se describe en la ilustración 1.6. (Paris de Ferrer, 2001)

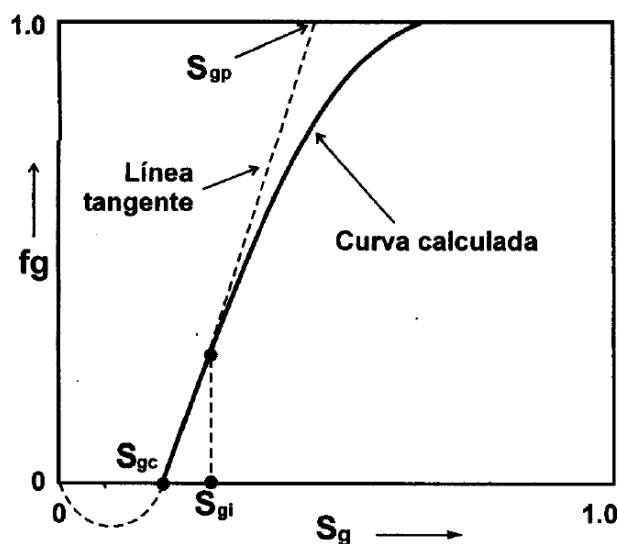


Ilustración 1-6 Construcción de la tangente cuando existe una S_{gi} mayor que S_{gc}

1.4.4.4 Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento se estudia ya que debido a las condiciones geológicas de la formación no es posible desplazar todos los fluidos del yacimiento. Dentro de las eficiencias que se estudian en el desplazamiento por gas, se encuentran:

- **Eficiencia de desplazamiento microscópico (E_D).** – se define como el volumen de hidrocarburos desplazados en el medio poroso entre el volumen de petróleo al inicio de la inyección.
- **Eficiencia de desplazamiento areal (E_A).** - está influenciada por la relación de movilidades y heterogeneidades del yacimiento. Es el cociente del área puesta en contacto con el fluido inyectado a un tiempo determinado, dividida entre el área del patrón.
- **Eficiencia de desplazamiento vertical (E_{Vert}).** – es el área trasversal al caudal de inyección entre el área total de la sección. Depende fuertemente de la heterogeneidad del yacimiento.
- **Eficiencia de desplazamiento volumétrico (E_{Vol}).** - representa el barrido realizado por el fluido inyectado y es el producto de la eficiencia de desplazamiento areal y vertical (Gutiérrez & Trejo, 2013).

1.4.4.5 Métodos de predicción

Los métodos de predicción pueden ser clasificados según la heterogeneidad del yacimiento, el arreglo de los pozos, efectos de flujo fluido, eficiencia de barrido areal y tipo de desplazamiento.

Entre los métodos de predicción más conocidos y utilizados se encuentran:

- Buckley y Leverett
- Craig, Geffen y Morse
- Dykstra Parson
- Stiles

1.4.4.5.1 Método de Buckley y Leverett

Se basa en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal del petróleo cuando se inyecta gas. Este método supone que:

- El flujo es lineal y continuo
- La permeabilidad y porosidad son uniformes
- El desplazamiento es tipo pistón con fugas
- Los fluidos son inmiscibles
- Existen condiciones de equilibrio para la presión y temperatura, permanecen constantes.

El método considera que existes 3 etapas o momentos durante el desplazamiento: antes de la ruptura, durante la ruptura y después de la ruptura, para determinar estos momentos se hace uso de la curva de flujo fraccional.

Antes de la ruptura. – Se considera que todo el petróleo producido acumulado es igual a la inyección de gas acumulada y se expresa como:

$$N_p = \frac{Ax\phi(S_{gp} - S_{gi})}{B_o} \quad (1.7)$$

La cantidad de gas inyectado acumulado a un tiempo t es proporcional a la tasa de inyección:

$$G_i = q_i * t \quad (1.8)$$

La relación gas petróleo antes de la ruptura es igual a la solubilidad del gas inicial:

$$RGP = R_{si} \quad (1.9)$$

La cantidad de gas producido es:

$$G_p = N_p * R_{si} \quad (1.10)$$

El tiempo para una tasa de inyección constante se calcula en función del fluido inyectado:

$$t = \frac{G_i}{q_i} \quad (1.11)$$

La tasa de producción de petróleo se mantiene constante e igual a la tasa de inyección de gas y se calcula usando la curva de flujo fraccional.

$$q_o = \frac{q_i(1 - f_g)}{B_o} = \frac{q_i}{B_o} \quad (1.12)$$

La tasa de producción de gas es directamente proporcional a la solubilidad de gas en el petróleo.

$$q_g = q_o * R_{si} \quad (1.13)$$

Al momento de la ruptura. – El tiempo de ruptura se analiza con la ayuda de la pendiente inversa de la recta tangente a la curva de flujo fraccional, como se detalla en la ecuación:

$$t_{bt} = \frac{Ax\phi(Q_i)_{bt}}{q_i} \quad \text{Donde } (Q_i)_{bt} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_{gf}}} \quad (1.14)$$

La cantidad de gas inyectado acumulado a un tiempo t es:

$$G_i = q_i * t_{bt} \quad (1.15)$$

El petróleo producido expresado en condiciones normales se calcula en función de la saturación de gas promedio:

$$N_p = \frac{AL\phi(S_{gp} - S_{gi})}{B_o} \quad (1.16)$$

La relación gas petróleo a la ruptura se calcula en función del flujo fraccional:

$$RGP_{CN} = \frac{q_g}{q_o} = R_{si} + \frac{f_{gf}B_o}{(1 - f_{gf})B_g} \quad (1.17)$$

La cantidad de gas producido es:

$$G_p = N_p * R_{si} \quad (1.18)$$

La tasa de producción de petróleo:

$$q_o = \frac{q_i(1 - f_{gf})}{B_o} \quad (1.19)$$

La tasa de producción de gas:

$$q_g = q_o * R_{si} + \frac{q_i f_{gf}}{B_g} \quad (1.20)$$

Después de la ruptura. – El tiempo de ruptura se analiza con la ayuda de la segunda pendiente inversa de la recta tangente a la curva de flujo fraccional, como se detalla en la ecuación:

$$t' = \frac{Ax\phi Q'_i}{q_i} \quad \text{Donde } Q'_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_{gf2}}} \quad (1.21)$$

La cantidad de gas inyectado acumulado a un tiempo t es:

$$G_i = q_i * t' \quad (1.22)$$

El petróleo producido:

$$N_p = \frac{AL\phi(S'_{gp} - S_{gi})}{B_o} \quad (1.23)$$

La relación gas petróleo a la ruptura se calcula en función del flujo fraccional:

$$RGP_{CN} = \frac{q_g}{q_o} = R_{si} + \frac{f_{g2}B_o}{(1 - f_{gf2})B_g} \quad (1.24)$$

La cantidad de gas producido es:

$$G_p = N_p * R_s + \frac{G_i - N_p B_o}{B_g} \quad (1.25)$$

La tasa de producción de petróleo:

$$q_o = \frac{q_i(1 - f_{gf2})}{B_o} \quad (1.26)$$

La tasa de producción de gas:

$$q_g = q_o * R_{si} + \frac{q_i f_{gf2}}{B_g} \quad (1.27)$$

(Paris de Ferrer, 2001)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

El presente estudio es de carácter analítico, de tipo transversal. Se realizó en la formación Santo Tomás del Bloque Gustavo Galindo Velasco, el cual tiene un reservorio heterogéneo de baja permeabilidad y una vida productiva mayor a 100 años, con un petróleo de 36°API promedio. La metodología empleada se compone de 3 fases de trabajos consecuentes, descritos de manera general, donde se sigue paso a paso el procedimiento que se realizó con la información disponible del campo.

Fase1.- Recolección de datos y reconocimiento del sector de estudio

Con el objetivo de evaluar la formación Santo Tomás, fue necesario primero delimitar la zona de estudio, revisar la información histórica del campo: la ubicación del área, arreglo de pozos, historiales de producción, propiedades petrofísicas de la arena, propiedades de los fluidos y pruebas de restauración de presión. Esta fase permite cuantificar el valor de la información existente para cumplir con los objetivos del estudio.

Fase 2.- Revisión de los métodos predictivos y elección del método a utilizar

Se realizó la revisión de literatura acerca de los métodos de predicción considerando el tipo de desplazamiento. Luego se relacionó toda la información obtenida en la fase anterior con la aplicabilidad de los métodos de predicción de inyección de gas y se escogió el método adecuado a la información obtenida.

Fase 3.- Procesamiento de datos

De acuerdo con la información obtenida del campo y después de la revisión de los métodos, se escogió el modelo analítico y se calcula las variables de interés. Existe información faltante de ciertas propiedades de roca y fluido que fueron calculadas con correlaciones empíricas. Finalmente, se analiza los resultados y se establece la viabilidad técnica de la implementación del proyecto piloto.

2.1 Fase1.- Recolección de datos y reconocimiento del sector de estudio

2.1.1 Delimitación de la zona de estudio

La producción de petróleo en este Campo inició con la perforación del pozo ANC0001 en el año de 1911 y alcanzó un máximo de 10000 barriles por día en 1956. El mecanismo de recuperación principal corresponde a gas en solución. Desde el inicio de la exploración y explotación del Campo Ancón, las diferentes compañías operadoras enfocaron su atención en las formaciones Santa Elena (Cretácico), Atlanta (Paleoceno – Eoceno Inferior) y Socorro (Eoceno Superior) por ser las de mayor rentabilidad económica. Posteriormente en la década de los 50 empiezan a explotar la arenisca Santo Tomás (Eoceno Medio) en el área Tablazo, esta última está conformada por secuencias de conglomerados y areniscas de grano medio a grueso, con la intercalación de lutitas grises.

Santo Tomás es la formación de interés para el desarrollo del proyecto piloto de inyección de gas en el cual se basará nuestro estudio. La formación está ubicada en el área 67, como se evidencia en la ilustración 2-1.

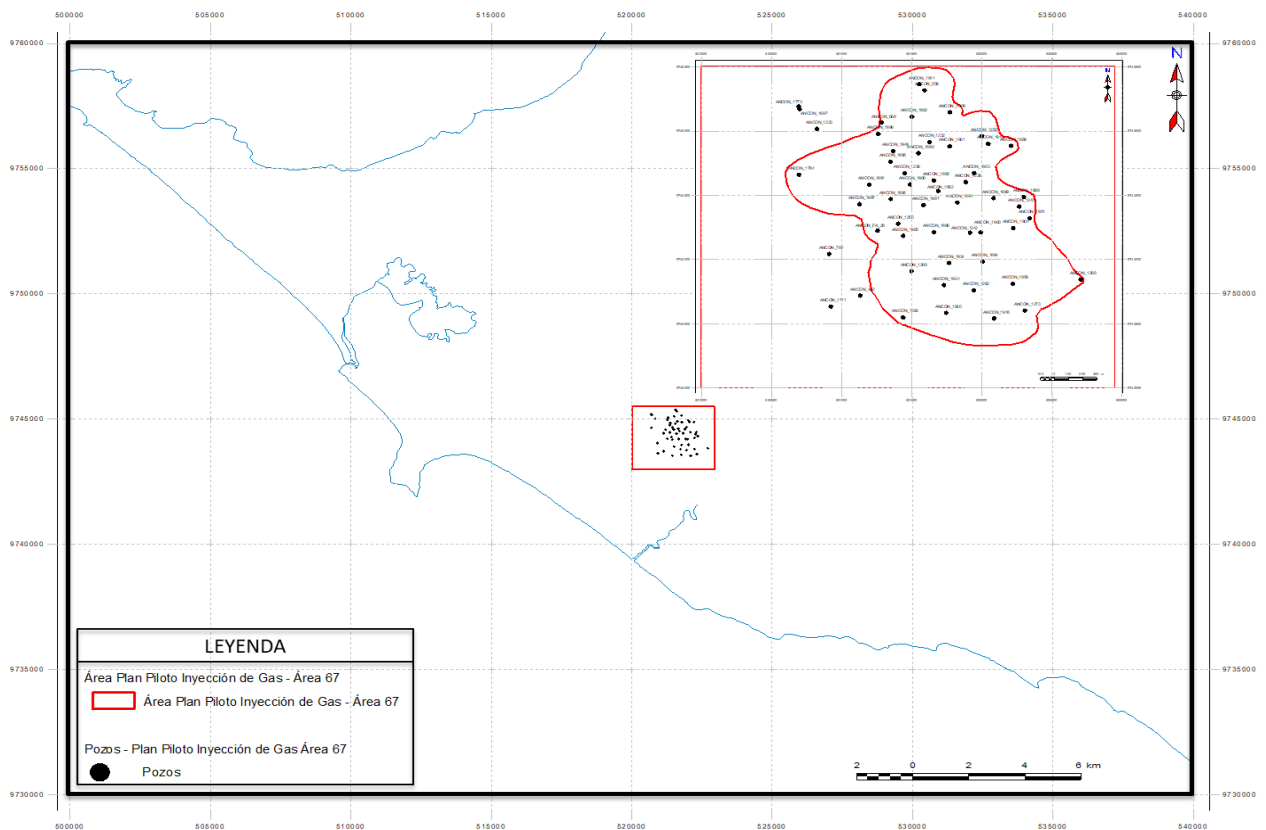


Ilustración 2-1 Mapa de concesión Bloque 2 - Proyecto Piloto de inyección de Gas área 67

Esta área se analizó ya que los reflectores sísmicos en la parte sur presentan una mayor continuidad. El área analizada se divide en tres unidades tectónicas:

- Al norte de la estructura depósitos agradacionales donde los reflectores están depositados sin afectación tectónica.
- Central donde se evidencia un movimiento gravitacional expresado en una falla normal cuyo rechazo aísla al bloque norte. Adicionalmente en una segunda pulsación tectónica compresional se evidencian roll overs.
- La tercera zona y más profunda se evidencia la culminación del evento Santo Tomás y se limita al sur con una falla de componente Horizontal tipo strike slip. Zona de producción intermedia.

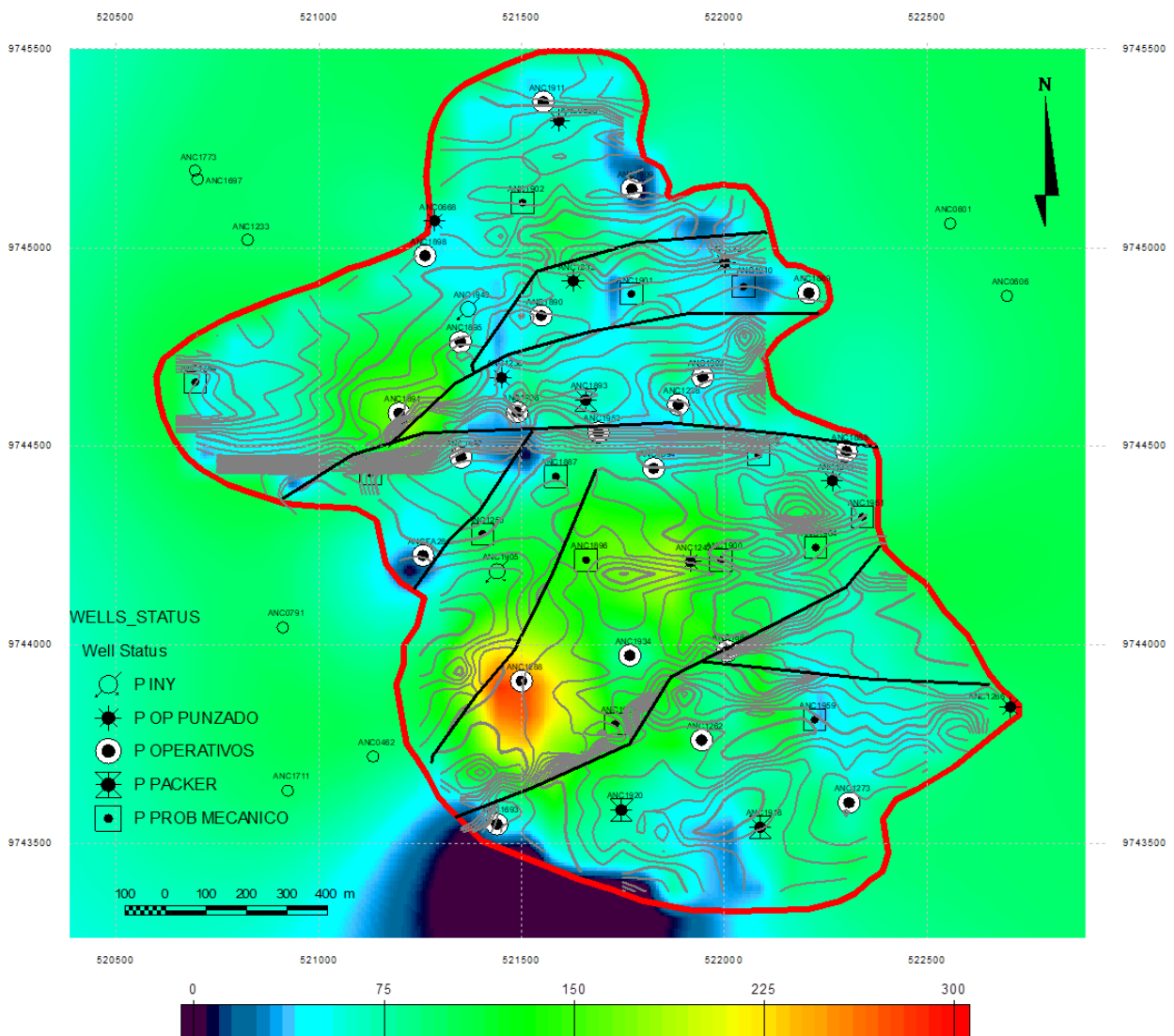


Ilustración 2-2 Mapa estructural del área 67

La zona central es la de mayor productividad, aquí se encuentra el pozo ANC1288 en el cual se desea aplicar la inyección de gas. Se espera que después de la aplicación del proyecto piloto de inyección de gas el desplazamiento de petróleo sea observado en 4 pozos: ANC1924, ANC1934, ANC1896 y ANC1905.

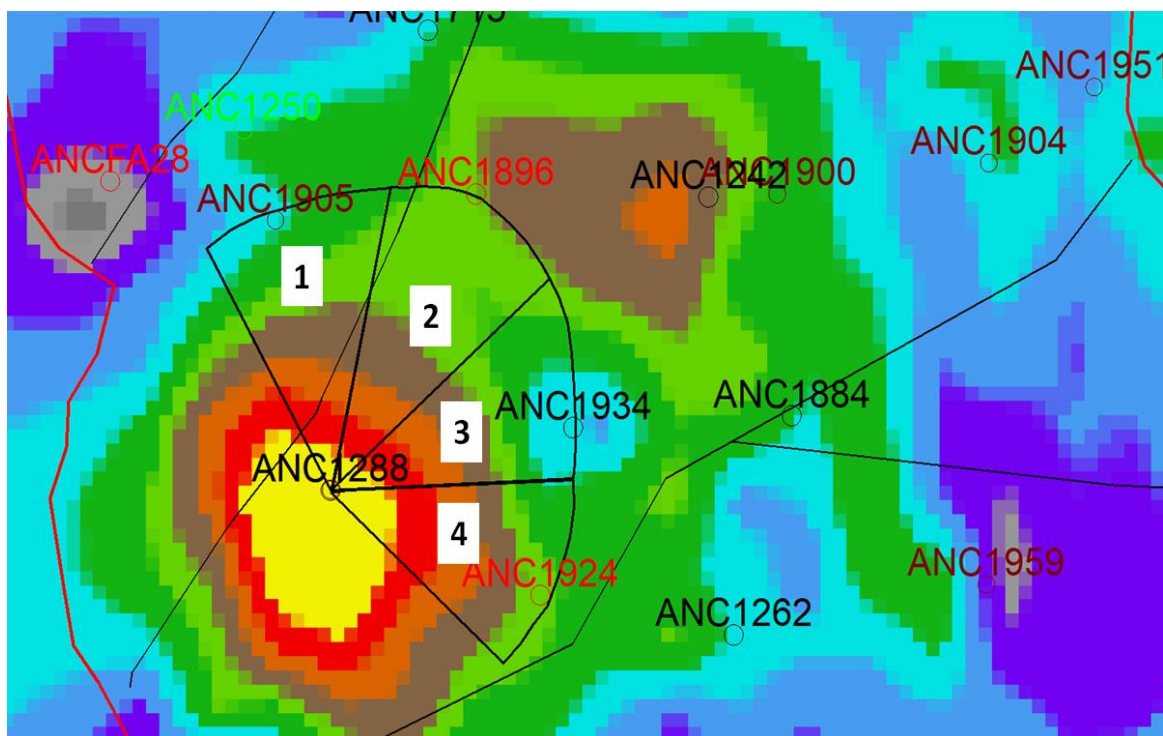


Ilustración 2-3 Delimitación del área de estudio - Pozo Inyector y Pozos Resultados

2.1.2 Información de los pozos escogidos para el estudio

En la tabla 2-1. se presenta la información de los pozos escogidos para el estudio de predicción en el proyecto piloto de inyección de gas.

Tabla 2-1 Información de producción de los pozos del área de estudio

Pozos	PT (ft)	Estado	Arenas abiertas	Np ST (STB) a 31-03-2021	Distancia radial desde el pozo inyector (m)
ANC1288	4.473	Productor	PB/AT/ST	170960	0
ANC1924	2.567	Parado transitorio	ST	121200	254
ANC1934	4.497	Productor	SO/CPB/ST/PB/AT	87108	272
ANC1896	2.163	Productor	SO/CPB/ST/PB/AT	80080	341
ANC1905	2.246	Productor	SO/CPB/ST	127312	280

2.1.3 Propiedades petrofísicas de la arena

De análisis de núcleos, estudios previos de compañías que operaron el Bloque y cálculos actuales a partir de registros eléctricos disponibles se obtuvieron valores de: porosidad 11%, permeabilidad 6 mD y saturación de agua connata 50%, aplicables al área de interés.

Para la obtención de las curvas de permeabilidades relativas en el sistema gas-petróleo se usó la correlación de Corey, metodología que se puede revisar en el apéndice B.

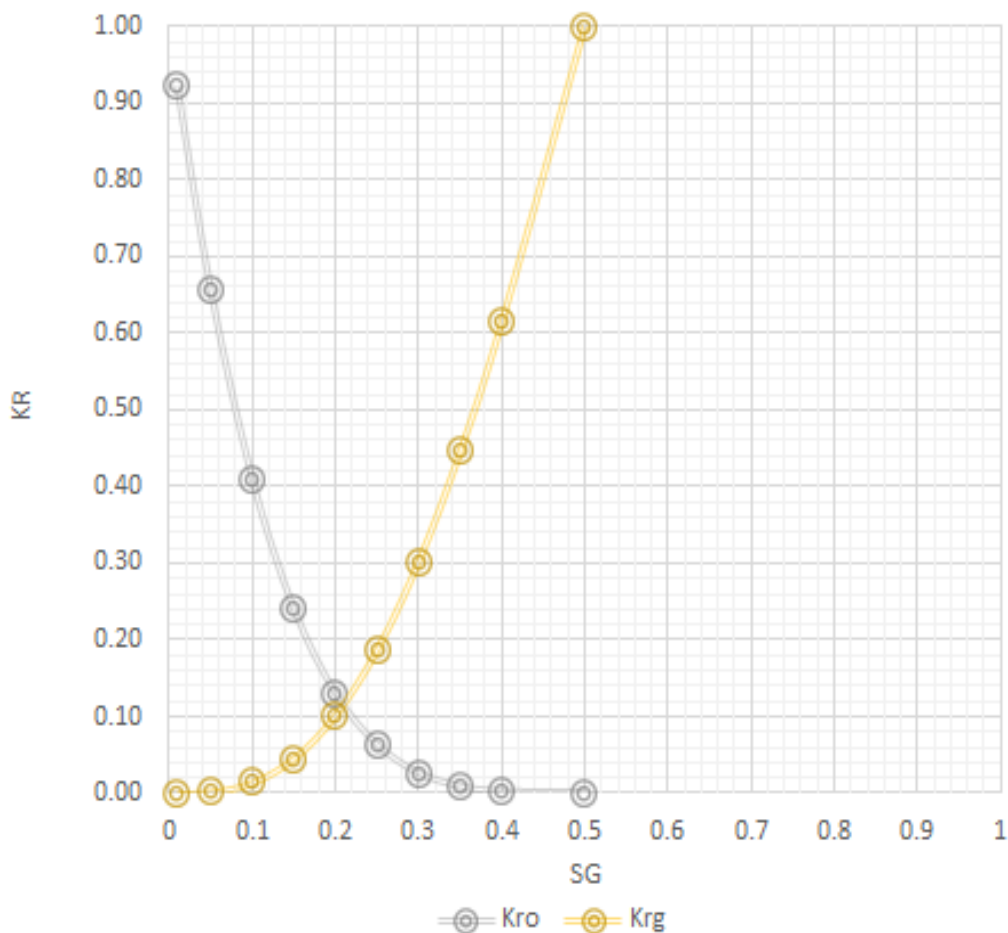


Ilustración 2-4 Curvas de permeabilidades relativas

Adicionalmente considerando que la presión actual del yacimiento es de 460 psi y su presión de burbuja de 600 psi, se ha calculado un valor de saturación de gas de 7% (Apéndice D).

2.1.4 Propiedades del fluido

Los valores para las propiedades del fluido producido por la formación Santo Tomás son:

Tabla 2-2 Información de propiedades del petróleo y gas

PETRÓLEO			
°API	Rs	β_o	μ_{ob}
36	133	1.06	1,42
GAS			
GAS PRODUCIDO		GAS PARA INYECCIÓN	
MWt	SG	MWt	SG
23,12	0,798	17,63	0,609

Cabe mencionar que ante la ausencia de pruebas PVT, las propiedades para el petróleo se han obtenido en este Bloque mediante el uso de correlaciones empíricas. Las propiedades de gas han sido relevadas de los análisis cromatográficos realizados en el laboratorio de la planta de gasolina natural. Finalmente, el valor de viscosidad del gas a inyectar es de 0.012 cp.

2.2 Fase 2.- Revisión de los métodos predictivos y elección del método a utilizar

Se revisaron los métodos de predicción de Buckley y Leverett, Dykstra Parson, Craig, Geffen y Morse y Stile; modelos que consideran un análisis de la eficiencia de la recuperación de petróleo, así como una descripción del comportamiento de las diversas etapas de la vida y desempeño de los pozos.

Dada las limitaciones de información que se tiene en el Bloque y en el área de interés, se ha considerado para el presente estudio el modelo de desplazamiento lineal de Buckley y Leverett. Se descartaron los otros métodos por las suposiciones y consideraciones que se debían tener en cuenta, por ejemplo, el modelo de Craig, Geffen y Morse mencionaba que se debería tener un arreglo de 5 pozos (1 pozo productor y 4 inyectores), lo que no se adaptaba a nuestro estudio. En cuanto a Stiles y Dykstra

Parson, ambos métodos mencionan que se debe considerar un yacimiento estratificado, donde es necesario tener la permeabilidad vertical de las diferentes capas, por lo que se descarta al no contar con esta información. Adicionalmente el método de Buckley y Leverett es el único donde se describía un modelo matemático para el proceso de inyección de gas, el cual era adaptable a la información que se disponía.

2.3 Fase 3.- Procesamiento de datos

Utilizando la información recopilada en la fase 1, se calcularon las siguientes variables de interés para la aplicación del modelo analítico seleccionado:

Tabla 2-3 Variables para aplicación de modelo analítico

γ_o	0,8134	-
γ_g	0,023	-
β_g	$5,6836 \cdot 10^{-3}$	bbls/scf
β_o	1,06	bbls/STB
$\rho_{gc\gamma}$	8,16	lb/bbl
Z	0,94	-
T_y	556	°R
P_y	463	psia
Φ	0,11	
R_{si}	133	scf/STB

Con la ayuda del software Geographix se determinó los valores de los volúmenes porales y petróleo original en sitio.

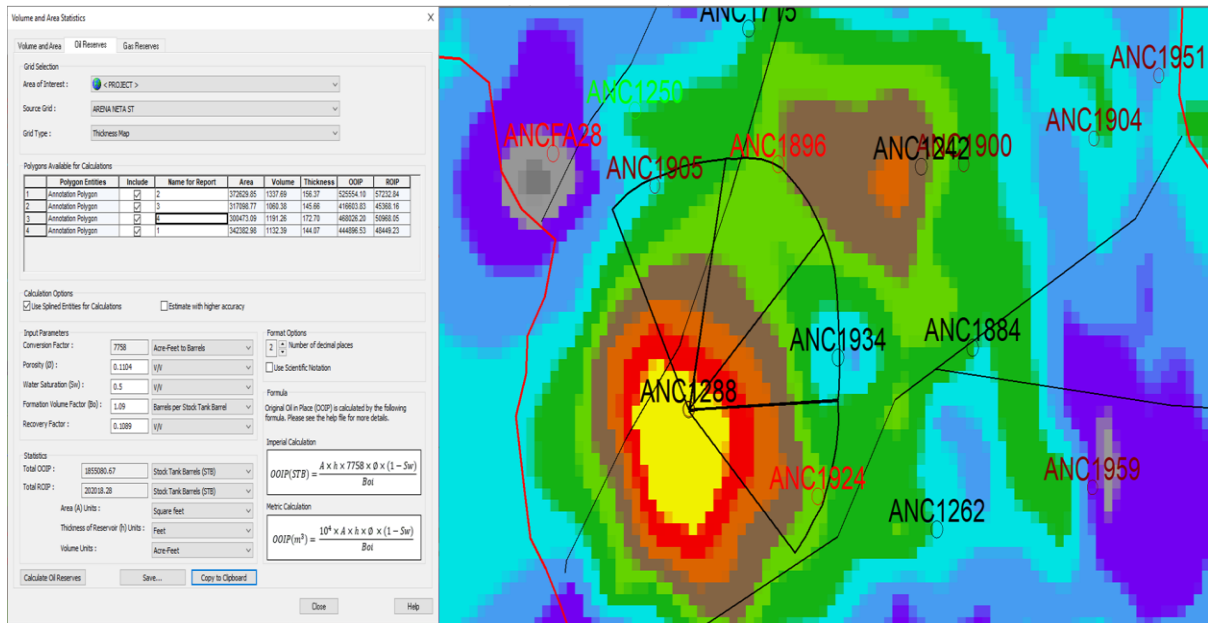


Ilustración 2-5 Cálculo del POES por polígono

Se podrá observar en el apéndice C a mayor escala la ilustración 2-5.

Tabla 2-4 Información de volúmenes porales y POES

Polygon	Área (ft.ft)	Área (Acres)	Volumen (Barriles)	Volumen (Acre-Ft)	Vp (Barriles)	POES (STB)
1	342382,98	7,86	8785510,3	1132,39	966406	444896,53
2	372629,85	8,55	10378280	1337,69	1141611	525554,1
3	317098,77	7,28	8226805,5	1060,38	904949	416603,83
4	300473,09	6,9	9242259	1191,26	1016648	468026,2

2.3.1 Construcción de la curva de flujo fraccional para cada pozo respuesta.

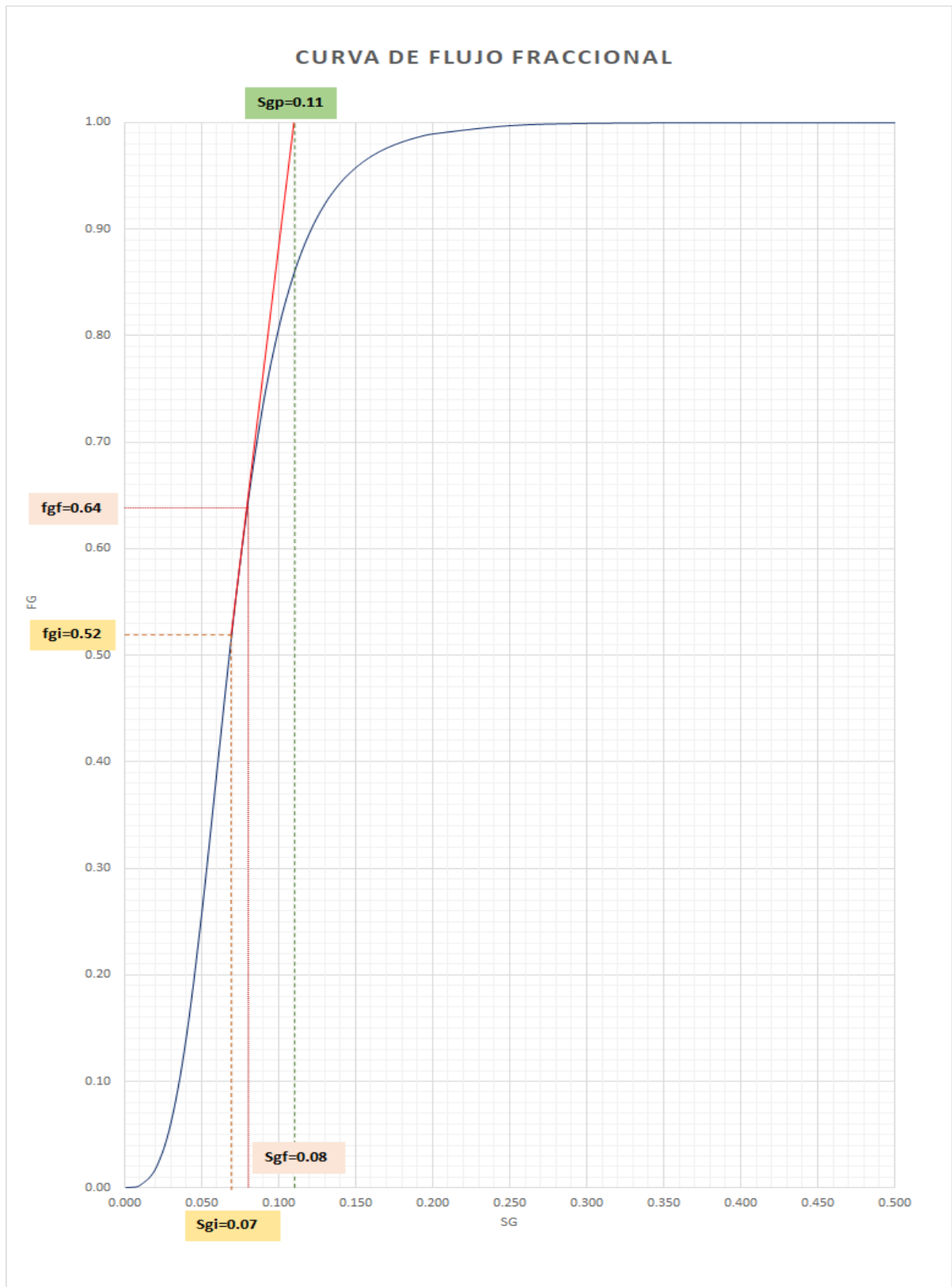


Ilustración 2-6 Curva de flujo fraccional para los pozos respuesta ANC1905, ANC1896, ANC1934 y ANC1924

Con la gráfica de flujo fraccional se obtuvo la saturación promedio, saturación en el frente de invasión y flujo fraccional en el frente de invasión; y se procede a aplicar el método analítico antes, durante y después de la ruptura al pozo respuesta ANC1905.

2.3.2 Aplicación del método analítico antes de la ruptura en el pozo ANC1905.

2.3.2.1 Tiempo que se requiere para alcanzar la ruptura en el sistema

$$t_{bt} = \frac{Vp(Q_i)_{bt}}{q_i} \quad \text{Donde } (Q_i)_{bt} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_{gf}}}, \text{ con } Ev = 1$$

$$(Q_i)_{bt} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_{gf}}} = \frac{S_{gp} - S_{gi}}{1 - f_{gi}} = \frac{0,11 - 0,07}{1 - 0,52} = 0,0833$$

$$t_{bt} = \frac{Vp(Q_i)_{bt}}{q_i} = \frac{(966406 \text{ bbls})(0,0833)}{426,225 \text{ bbls/día}} = 188,95 \text{ días}$$

2.3.2.2 Cálculo de petróleo producido antes de la ruptura

$$N_p = \frac{Ax\phi(S_{gp} - S_{gi})}{B_o} = \frac{(966406 \text{ bbls})(0,11 - 0,07)}{1,06 \text{ bbls/STB}} = 36468,15 \text{ STB}$$

2.3.2.3 Cálculo del gas inyectado

$$G_i = q_i * t = (426,225 \text{ bbls/días})(188 \text{ días}) = 80130 \text{ bbls}$$

2.3.2.4 Cálculo de la tasa de producción de petróleo antes de la ruptura

$$q_o = \frac{q_i(1 - f_g)}{B_o} = \frac{(426,225 \text{ bbls/días})(1 - 0,52)}{1,06 \text{ bbls/STB}} = 193 \text{ STB/días}$$

2.3.2.5 Relación gas petróleo antes de la ruptura

$$RGP = R_{si} + \frac{f_{gf}B_o}{(1 - f_{gf})B_g} = 133 \text{ scf/STB} + \frac{(0,52)(1,06 \text{ bbls/STB})}{(1 - 0,52)\left(0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}\right)} = 335 \text{ scf/STB}$$

2.3.2.6 Cálculo de la cantidad de gas producido antes de la ruptura

$$G_p = N_p * R_s + \frac{G_i - N_p B_o}{B_g}$$

$$= (36468,15 \text{ STB}) \left(133 \frac{\text{scf}}{\text{STB}} \right)$$

$$+ \frac{80130 \text{ bbls} - (36468,15 \text{ STB}) \left(1,06 \frac{\text{bbls}}{\text{STB}} \right)}{0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}} = 12148180 \text{ scf}$$

2.3.2.7 Cálculo de la tasa de producción de gas antes de la ruptura

$$q_g = q_o * R_{si} + \frac{q_i f_{gf}}{B_g} = \left(193 \frac{\text{STB}}{\text{días}} \right) \left(133 \frac{\text{scf}}{\text{STB}} \right) + \frac{\left(426,225 \frac{\text{bbls}}{\text{días}} \right) (0,52)}{0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}}$$

$$= 64670 \frac{\text{scf}}{\text{días}}$$

2.3.3 Aplicación del método analítico durante la ruptura en el pozo ANC1905

2.3.3.1 Tiempo que se requiere para alcanzar la ruptura en el sistema

$$t_{bt} = \frac{Vp(Q_i)_{bt}}{q_i} \quad \text{Donde } (Q_i)_{bt} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_{gf}}}, \text{ con } Ev = 1$$

$$(Q_i)_{bt} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_{gf}}} = \frac{S_{gp} - S_{gi}}{1 - f_{gi}} = \frac{0,11 - 0,07}{1 - 0,52} = 0,0833$$

$$t_{bt} = \frac{Vp(Q_i)_{bt}}{q_i} = \frac{(966406 \text{ bbls})(0,0833)}{426,225 \frac{\text{bbls}}{\text{día}}} = 188,95 \text{ días}$$

2.3.3.2 Cálculo de petróleo producido durante la ruptura

$$N_p = \frac{Ax\phi(S_{gp} - S_{gi})}{B_o} = \frac{(966406 \text{ bbls})(0,11 - 0,07)}{1,06 \frac{\text{bbls}}{\text{STB}}} = 36468,15 \text{ STB}$$

2.3.3.3 Cálculo del gas inyectado

$$G_i = q_i * t = \left(426,225 \frac{\text{bbls}}{\text{días}} \right) (188,95 \text{ días}) = 80535 \text{ bbls}$$

2.3.3.4 Cálculo de la tasa de producción de petróleo durante la ruptura

$$q_o = \frac{q_i(1 - f_g)}{B_o} = \frac{(426,225 \text{ bbls/días})(1 - 0,64)}{1,06 \text{ bbls/STB}} = 144,75 \text{ STB/días}$$

2.3.3.5 Relación gas petróleo durante la ruptura

$$RGP = R_{si} + \frac{f_{gf}B_o}{(1 - f_{gf})B_g} = 133 \text{ scf/STB} + \frac{(0,64)(1,06 \text{ bbls/STB})}{(1 - 0,64)(0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}})} = 464,59 \text{ scf/STB}$$

2.3.3.6 Cálculo de la cantidad de gas producido durante la ruptura

$$\begin{aligned} G_p &= N_p * R_s + \frac{G_i - N_p B_o}{B_g} \\ &= (36468,15 \text{ STB})(133 \text{ scf/STB}) \\ &\quad + \frac{80535 \text{ bbls} - (36468,15 \text{ STB})(1,06 \text{ bbls/STB})}{0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}} = 12219430 \text{ scf} \end{aligned}$$

2.3.3.7 Cálculo de la tasa de producción de gas durante la ruptura

$$\begin{aligned} q_g &= q_o * R_{si} + \frac{q_i f_{gf}}{B_g} \\ &= (144,75 \text{ STB/días})(133 \text{ scf/STB}) + \frac{(426,225 \text{ bbls/días})(0,64)}{0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}} \\ &= 67251,75 \text{ scf/días} \end{aligned}$$

Para predecir el comportamiento después de la ruptura, es necesario trazar una segunda pendiente que cumpla con la condición de que la S_{g2} sea mayor que la saturación de gas en el frente, pero menor que la saturación de gas máxima. Esta nueva pendiente se extrapola hasta $f_g=1$ y se obtiene una nueva S'_{gp2} . Repetimos las veces que sean necesarias.

CURVA DE FLUJO FRACCIONAL

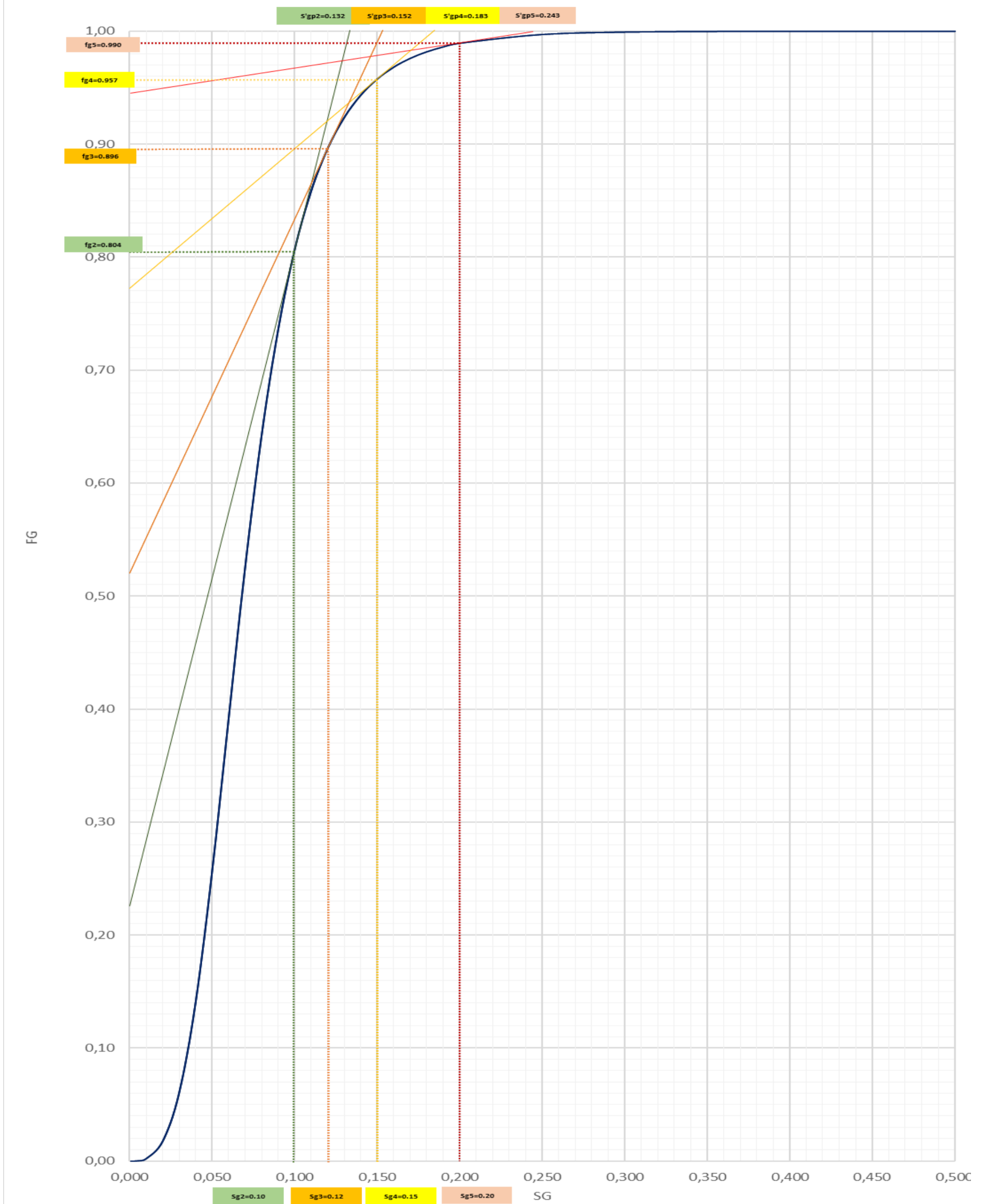


Ilustración 2-7 Curva de flujo fraccional para la predicción después de la ruptura de los pozos observados ANC1905, ANC1896, ANC1934 y ANC1924

Con la gráfica de flujo fraccional se obtuvo la saturación promedio, saturación en el frente de invasión y flujo fraccional para 4 momentos después de la ruptura; y se procede a predecir el comportamiento después de la ruptura para el pozo ANC1905.

2.3.4 Aplicación del método analítico después de la ruptura en el pozo ANC1905

2.3.4.1 Cálculo del tiempo después de la ruptura para la pendiente 2.

$$t' = \frac{Ax\phi Q'_i}{q_i} \quad \text{Donde } Q'_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_{gf2}}}$$
$$Q'_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_{gf2}}} = \frac{S'_{gp} - S_{g2}}{1 - f_{g2}} = \frac{0,132 - 0,10}{1 - 0,804} = 0,1633$$
$$t' = \frac{V_p Q'_i}{q_i} = \frac{(966406 \text{ bbls})(0,1633)}{426,225 \text{ bbls/día}} = 370,18 \text{ días}$$

2.3.4.2 Cálculo de petróleo producido después de la ruptura para la pendiente 2

$$N_p = \frac{Ax\phi(S'_{gp} - S_{gi})}{B_o} = \frac{(966406 \text{ bbls})(0,132 - 0,07)}{1,06 \text{ bbls/STB}} = 56525,64 \text{ STB}$$

2.3.4.3 Cálculo del gas inyectado

$$G_i = q_i * t = (426,225 \text{ bbls/días})(370,18 \text{ días}) = 157780,59 \text{ bbls}$$

2.3.4.4 Cálculo de la tasa de producción de petróleo después de la ruptura para la pendiente 2

$$q_o = \frac{q_i(1 - f_{gf2})}{B_o} = \frac{(426,225 \text{ bbls/días})(1 - 0,804)}{1,06 \text{ bbls/STB}} = 78,81 \text{ STB/días}$$

2.3.4.5 Relación gas petróleo después de la ruptura para la pendiente 2

$$RGP = R_{si} + \frac{f_{gf2} B_o}{(1 - f_{gf2}) B_g} = 133 \text{ scf/STB} + \frac{(0,804)(1,06 \text{ bbls/STB})}{(1 - 0,804) \left(0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}\right)}$$
$$= 898,12 \text{ scf/STB}$$

2.3.4.6 Cálculo de la cantidad de gas producido después de la ruptura para la pendiente 2

$$\begin{aligned}
 G_p &= N_p * R_s + \frac{G_i - N_p B_o}{B_g} \\
 &= (56525,64 \text{ STB}) (133 \text{ scf/STB}) \\
 &\quad + \frac{157780,59 \text{ bbls} - (56525,64,62 \text{ STB})(1,06 \text{ bbls/STB})}{0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}} \\
 &= 24738289,07 \text{ scf}
 \end{aligned}$$

2.3.4.7 Cálculo de la tasa de producción de después de la ruptura para la pendiente 2

$$\begin{aligned}
 q_g &= q_o * R_{si} + \frac{q_i f_{gf2}}{B_g} \\
 &= (78,81 \text{ STB/días}) (133 \text{ scf/STB}) + \frac{(426,225 \text{ bbls/días})(0,804)}{0,005683 \frac{\text{bbls}}{\text{scf}}} \\
 &= 70781,92 \text{ scf/días}
 \end{aligned}$$

Se aplica el mismo modelo para las pendientes 3, 4 y 5 y poder predecir que sucede en diferentes tiempos después de la ruptura.

Tabla 2-5 Resultados de predicción para diferentes tiempos después de la ruptura

n	Sgn	fgn	S'gp	Q'i	t' (días)	Np (MSTB)	Gi (Mbbbls)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	Gp (MMscf)	qg (scf/día)
2	0,10	0,804	0,132	0,163	370,18	56,53	157,78	78,81	898,12	24,74	70781,92
3	0,12	0,896	0,152	0,308	697,65	74,76	297,36	41,82	1739,95	48,32	72761,83
4	0,15	0,957	0,183	0,767	1740,0	103,02	741,66	17,29	4284,18	124,99	74074,60
5	0,20	0,990	0,243	4,300	9749,6	157,72	4155,5	4,02	18598,60	722,78	74784,79

2.4 Aplicación del método gráfico para la obtención del Np (técnica propuesta por este proyecto).

El método gráfico para tiempos después de la ruptura se realiza conociendo que el petróleo producido es igual a:

$$N_p = \frac{Ax\phi(S'_{gp} - S_{gi})}{\beta_o} \quad (2.1)$$

Donde el volumen poroso $V_p = Ax\phi$, también puede ser calculado a través de la cantidad de gas inyectado.

$$G_{if} = V_p * Q'_i \rightarrow G_{if} = V_p * \frac{1}{\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g}\right)_{S_{gf2}}} \rightarrow V_p = G_{if} * \frac{1 - f_{g2}}{S'_{gp} - S_{g2}} \quad (2.2)$$

Finalmente, después de realizar el reemplazo de la ecuación 2.2 en la ecuación 2.1, se obtiene:

$$N_p = \frac{G_{if} * \left(\frac{1 - f_{g2}}{S'_{gp} - S_{g2}}\right) * (S'_{gp} - S_{gi})}{\beta_o} \rightarrow N_p = \frac{G_{if} * (1 - f_{gx})}{\beta_o} \quad (2.3)$$

Donde f_{gx} es el intercepto entre la S_{gi} y la segunda pendiente trazada después de la ruptura.

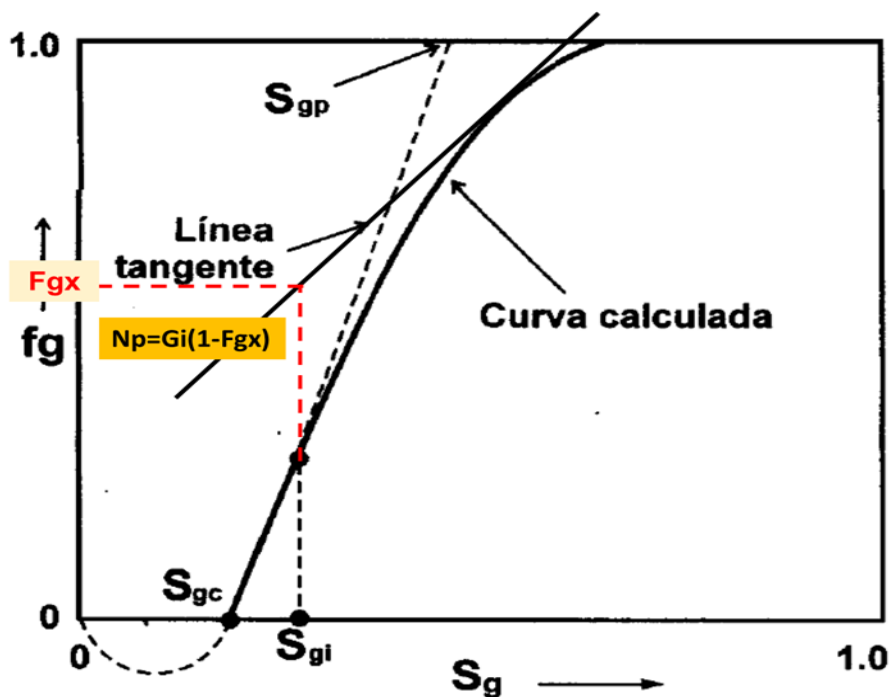


Ilustración 2-8 Método gráfico para el cálculo de Np

2.4.1 Obtención del N_p por el método gráfico para el pozo ANC1905

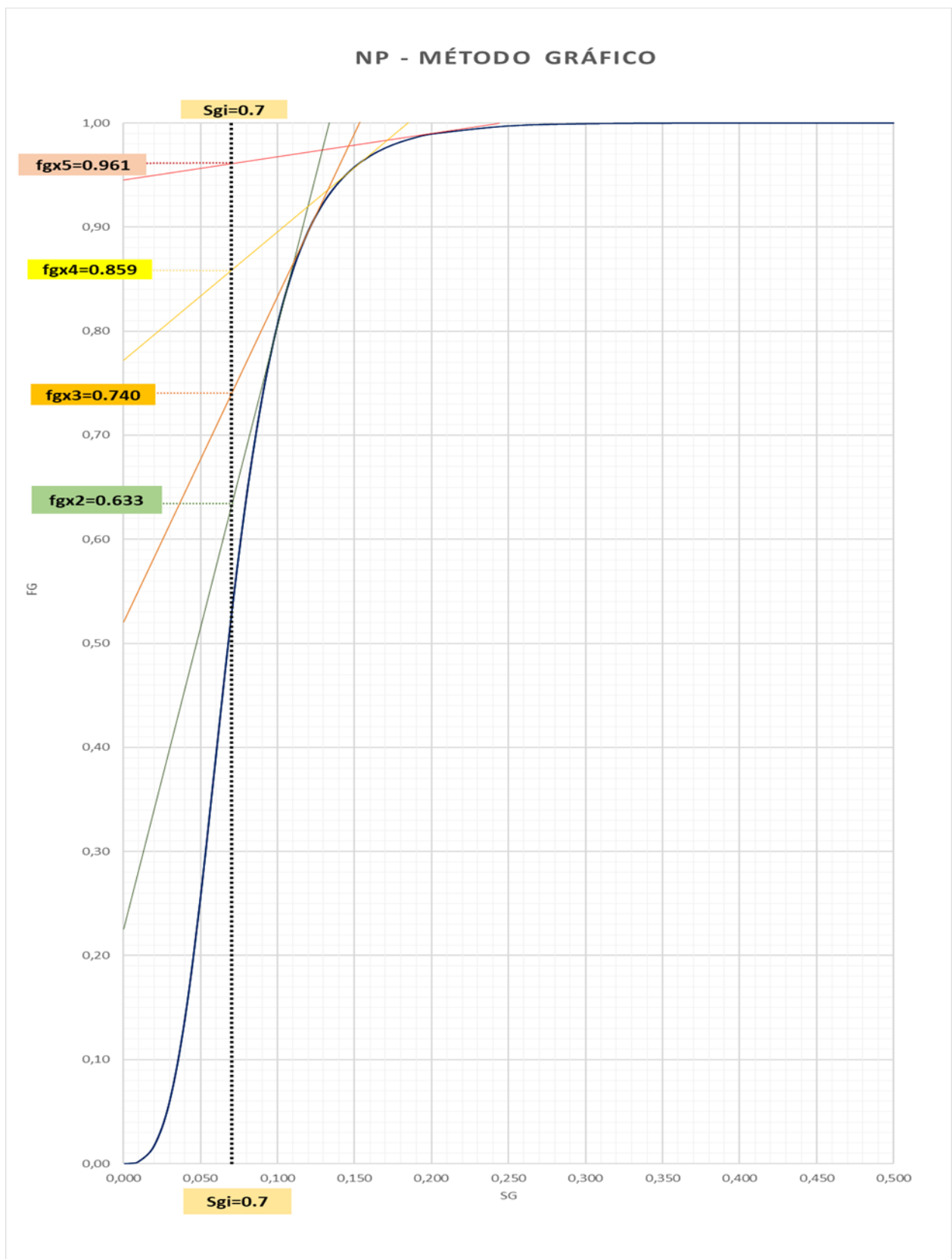


Ilustración 2-9 Resultados de predicción para diferentes tiempos después de la ruptura

Para la pendiente 2

$$N_p = \frac{G_{if} * (1 - f_{gx})}{\beta_o} = \frac{157781 \text{ bbls} * (1 - 0,633)}{1,06 \text{ bbls}/STB} = 54628 \text{ STB}$$

Para la pendiente 3

$$N_p = \frac{G_{if} * (1 - f_{gx})}{\beta_o} = \frac{297356 \text{ bbls} * (1 - 0,740)}{1,06 \text{ bbls}/STB} = 72936 \text{ STB}$$

Para la pendiente 4

$$N_p = \frac{G_{if} * (1 - f_{gx})}{\beta_o} = \frac{741660 \text{ bbls} * (1 - 0,859)}{1,06 \text{ bbls}/STB} = 98655 \text{ STB}$$

Para la pendiente 5

$$N_p = \frac{G_{if} * (1 - f_{gx})}{\beta_o} = \frac{4155546 \text{ bbls} * (1 - 0,961)}{1,06 \text{ bbls}/STB} = 152893 \text{ STB}$$

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados y análisis que se han obtenido luego de la implementación del modelo analítico de Buckley y Leverett para los 4 pozos respuesta a la inyección de gas en el pozo ANC1288, así como la implementación del método gráfico para el cálculo de N_p después de la ruptura bajo una técnica alternativa propuesta en este proyecto.

Cabe mencionar que de los 500 Mscfd a ser inyectados, solamente se incluyeron en los cálculos 300 Mscfd distribuidos equitativamente para cada pozo respuesta considerando que no hay una falla sellante que limite la zona de estudio hacia el oeste, es decir para los cálculos de predicción de cada pozo se consideró una tasa de inyección de 75 Mscfd o 426,22 barriles/día.

Se debe resaltar que los 200 Mscfd que no están siendo considerados en los cálculos representan un 40% de la tasa de inyección, porcentaje que se considera como factor de seguridad ya que al momento de realizar la inyección tenemos un área hacia el lado suroeste que no se ha considerado dentro de la zona de estudio. Es muy probable que después de la inyección, el gas también se desplace hacia esta zona.

Adicional a esto, debido al bajo buzamiento del reservorio Santo Tomás en la zona de interés se consideró el análisis para yacimiento horizontal.

3.1 Resultados de predicción para diferentes tiempos antes, durante y después de la ruptura, para cada pozo respuesta.

Al realizar la curva de flujo fraccional por el método simplificado, esta se puede aplicar a los 4 pozos respuesta; por lo que se usó el mismo modelo matemático variando el volumen poral que es diferente para cada sección de estudio de acuerdo con la tabla 2-4.

Se debe tener muy en cuenta que se calculó para el yacimiento de interés una saturación de gas inicial del 7% (los cálculos pueden ser revisados en el apéndice D), lo cual determinó que la recta tangente a la curva de flujo fraccional inicie con un valor de f_{gi} igual a 0,52 (ver ilustración 2-6), este valor de f_{gi} se consideró en la ecuación 1.12 para el cálculo de caudal de petróleo antes de la ruptura.

Los cálculos de RGP y caudal de gas (q_g) antes de la ruptura se determinaron usando las ecuaciones 1.17 y 1.20 respectivamente para condiciones durante la ruptura, considerando para ambos casos el f_{gf} igual al f_{gi} , debido a que se tiene una saturación de gas inicial al momento de empezar la inyección.

Finalmente, para el cálculo de gas producido (G_p) para las etapas de antes y durante la ruptura se utilizó la ecuación 1.25 para condiciones después de la ruptura, como ya se explicó anteriormente a más del gas que tiene aún en solución el petróleo, se producirá el gas proveniente de la saturación inicial del yacimiento.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los pozos utilizando el método analítico seleccionado.

Tabla 3-1 Resumen por etapas del método de predicción del pozo ANC1905

ETAPA												
	t (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)				
Antes de la ruptura:	188	80130	36468	193	335	64670	12148180	8,20				
En la ruptura:	189	80535	36468	145	465	67253	12219430	8,20				
	Sg2	fg2	S'gp	Qi	t' (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)
Después de la ruptura:	0,10	0,804	0,132	0,1633	370	157781	56526	79	898	70782	24738289	12,71
	0,12	0,896	0,152	0,3077	698	297356	74760	42	1740	72762	48322495	16,80
	0,15	0,957	0,183	0,7674	1740	741661	103023	17	4284	74075	124991216	23,16
	0,20	0,990	0,243	4,3000	9750	4155546	157725	4	18599	74785	722782444	35,45

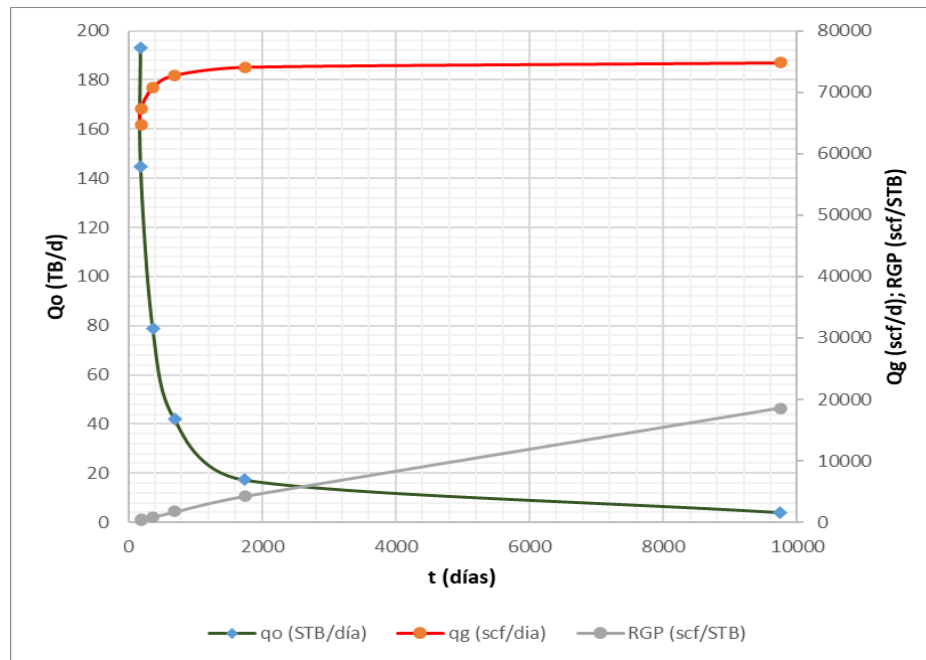


Ilustración 3-2 Gráfica Qo, Qg, RGP vs t - ANC1905

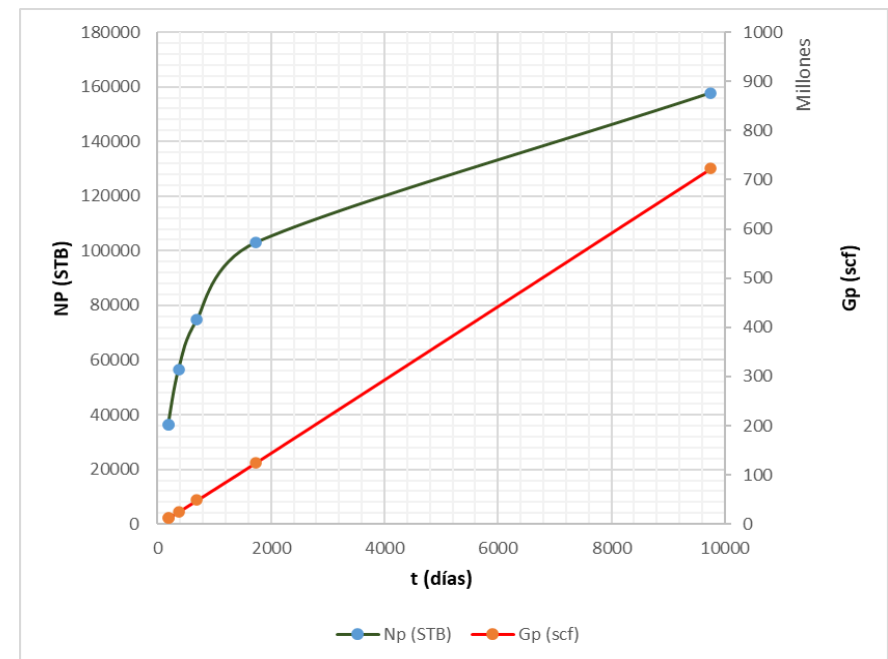


Ilustración 3-1 Gráfica Np, Gp vs t - ANC1905

Tabla 3-2 Resumen por etapas del método de predicción para el pozo ANC1896

ETAPA	t (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)				
Antes de la ruptura:	223	95048	43080	193	335	64670	14419325	8,20				
En la ruptura:	223	95133	43080	145	465	67253	14434325	8,20				
	Sg2	fg2	S'gp	Qi	t' (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)
Después de la ruptura:	0,10	0,804	0,132	0,1633	437	186385	66773	79	898	70782	29223220	12,71
	0,12	0,896	0,152	0,3077	824	351265	88313	42	1740	72762	57083128	16,80
	0,15	0,957	0,183	0,7674	2056	876120	121700	17	4284	74075	147651513	23,16
	0,20	0,990	0,243	4,3000	11517	4908927	186320	4	18599	74785	853819376	35,45

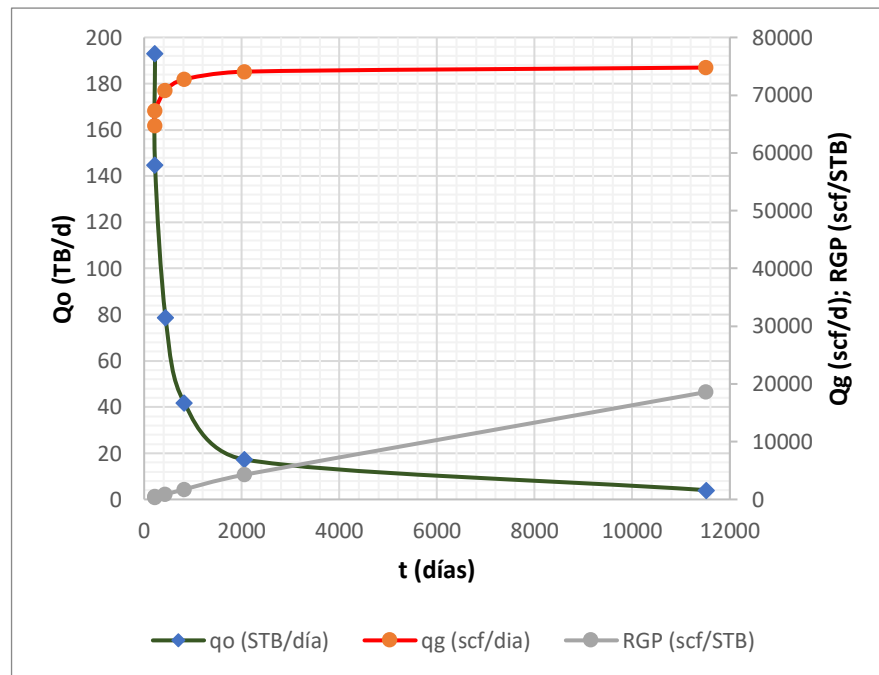


Ilustración 3-4 Gráfica Qo, Qg, RGP vs t - ANC1896

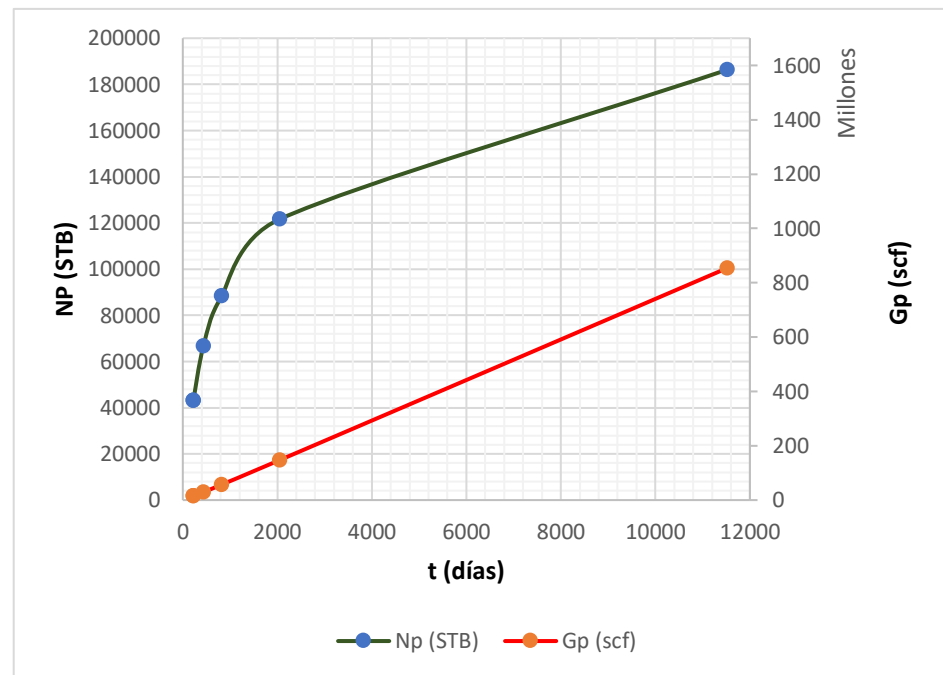


Ilustración 3-3 Gráfica Np, Gp vs t - ANC1896

Tabla 3-3 Resumen por etapas del método de predicción del pozo ANC1934

ETAPA	t (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)				
Antes de la ruptura:	176	75016	34149	193	335	64670	11372304	8,20				
En la ruptura:	177	75412	34149	145	465	67253	11442054	8,20				
	Sg2	fg2	S'gp	Qi	t' (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)
Después de la ruptura:	0,10	0,804	0,132	0,1633	347	147747	52931	79	898	70782	23165085	12,71
	0,12	0,896	0,152	0,3077	653	278446	70005	42	1740	72762	45249480	16,80
	0,15	0,957	0,183	0,7674	1629	694495	96471	17	4284	74075	117042538	23,16
	0,20	0,990	0,243	4,3000	9130	3891279	147694	4	18599	74785	676817898	35,45

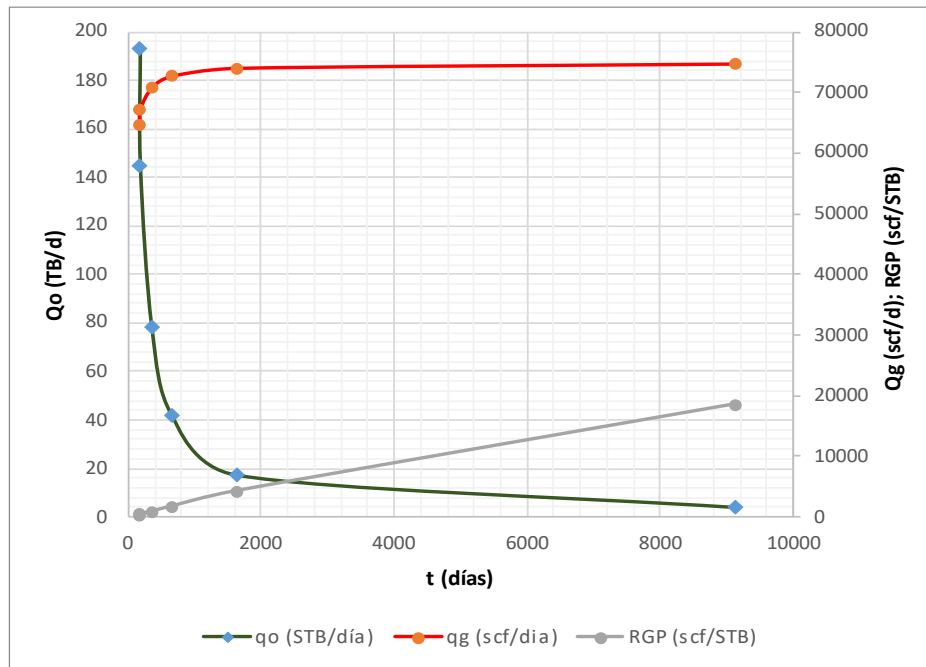


Ilustración 3-6 Gráfica de Qo, Qg, RGP vs t - ANC1934

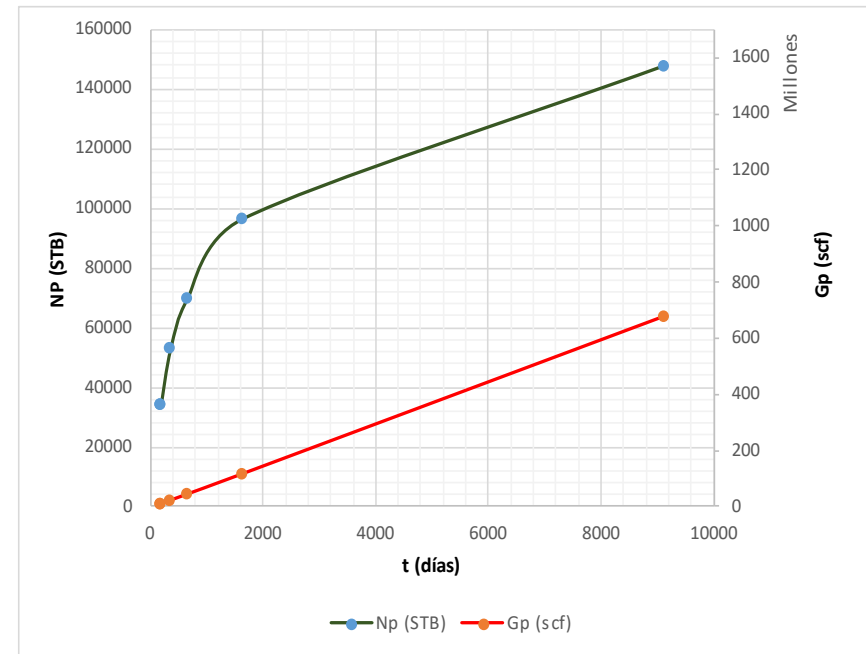


Ilustración 3-5 Gráfica de Np, Gp vs t ANC1934

Tabla 3-4 Resumen por etapas del método de predicción para el pozo ANC1924

ETAPA	t (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)				
Antes de la ruptura:	198	84393	38364	193	335	64670	12796708	8,20				
En la ruptura:	199	84721	38364	145	465	67253	12854458	8,20				
	Sg2	fg2	S'gp	Qi	t' (días)	Gi (BY)	Np (STB)	qo (STB/día)	RGP (scf/STB)	qg (scf/día)	Gp (scf)	FR (%)
Después de la ruptura:	0,10	0,804	0,132	0,1633	389	165983	59464	79	898	70782	26024405	12,71
	0,12	0,896	0,152	0,3077	734	312815	78646	42	1740	72762	50834727	16,80
	0,15	0,957	0,183	0,7674	1831	780219	108379	17	4284	74075	131489368	23,16
	0,20	0,990	0,243	4,3000	10257	4371589	165925	4	18599	74785	760359085	35,45

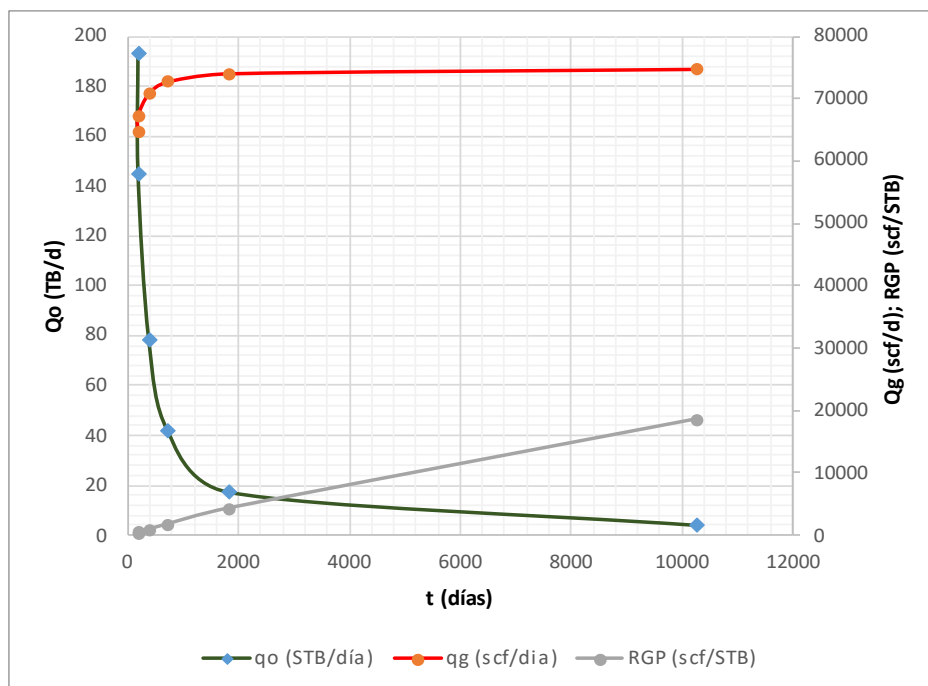


Ilustración 3-7 Gráfica Qo, Qg, RGP vs t - ANC1924

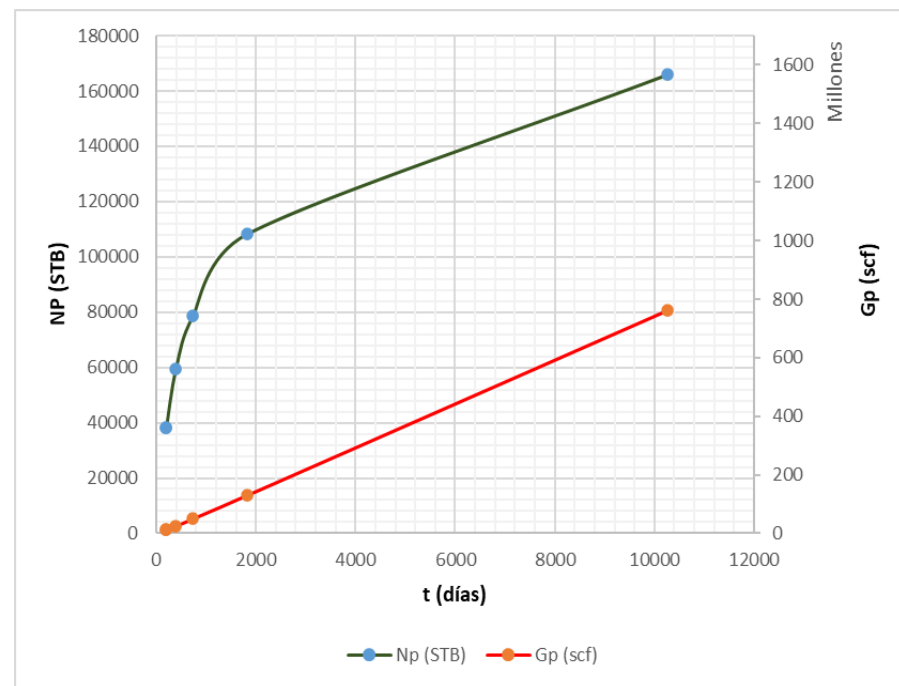


Ilustración 3-8 Gráfica Np, Gp vs t - ANC1924

3.2 Resultados del Np por el método gráfico para cada pozo respuesta.

Al realizar la curva de flujo fraccional por el método simplificado, esta se puede aplicar a los 4 pozos respuesta; por lo que se usa los mismos valores de f_{gx} que se encontraron para el pozo ANC1905 en el capítulo 2, sección 2.4 y se recalcula el Np para cada pozo, considerando los G_i obtenidos en las tablas 3-1, 3-2, 3-3 y 3-4.

A continuación, se presentan los valores de Np obtenidos para cada uno de los pozos, utilizando el método gráfico para tiempos después de la ruptura.

Tabla 3-5 Np por el método gráfico para los pozos ANC1905, ANC1896, ANC1934 y ANC1924

S'gp	fgx	ANC1905	ANC1896	ANC1934	ANC1924
		Np (STB)	Np (STB)	Np (STB)	Np (STB)
0,132	0,633	54628	64532	51154	57468
0,152	0,740	72936	86159	68298	76728
0,183	0,859	98655	116540	92381	103784
0,243	0,961	152893	180611	143170	160841

3.3 Discusión de predicción para diferentes tiempos antes, durante y después de la ruptura, para cada pozo respuesta.

Luego de aplicar el método analítico de Buckley y Leverett para los 4 pozos respuesta a la inyección de gas en el pozo ANC1288, se observó que el menor tiempo de ruptura se generaría en el pozo ANC1934 con 177 días, bajo las condiciones ideales de análisis, produciendo en este lapso de tiempo 193 bppd y acumulando un Np de 34149 STB. La tasa de producción de petróleo luego de la ruptura se registró en valores que van desde 79 hasta 4 bppd, en función del Sg2 utilizado para el cálculo. La mejor acumulación de petróleo antes de la ruptura se registró en el pozo ANC1896, en el cual se obtuvo un Np de 43080 STB a un tiempo de ruptura de 223 días.

Se determinaron los factores de recobro (FR) adicionales obtenidos como consecuencia de la inyección de gas, valores que van desde el 8,20% a la ruptura hasta 35,45% después de la ruptura, con valores de saturaciones promedio en el yacimiento mayores a S_{gp} .

Para los cálculos después de la ruptura se seleccionaron valores de S_{g2} hasta llegar a tener un RGP de 18599 scf/STB, valor muy cercano a los 20000 scf/STB que recomienda la metodología analítica empleada.

3.4 Discusión del N_p por el método gráfico para cada pozo respuesta para tiempos mayores a la ruptura (técnica propuesta por este proyecto).

Una vez realizados los cálculos de N_p por el método gráfico para cada uno de los pozos respuesta para tiempos mayores a la ruptura, se obtuvieron los valores del error porcentual en contraste con el método analítico, obteniendo así los siguientes resultados:

Tabla 3-6 Error porcentual de N_p ANC1905

POZO	Np (STB)		Promedio (STB)	Error		
	Modelo analítico	Método gráfico		Absoluto (STB)	Relativo	Porcentual (%)
ANC1905	56526	54628	55577	949	0,017	1,707
	74760	72936	73848	912	0,012	1,235
	103023	98655	100839	2184	0,022	2,166
	157725	152893	155309	2416	0,016	1,556

Tabla 3-7 Error porcentual de N_p ANC1896

POZO	Np (STB)		Promedio (STB)	Error		
	Modelo analítico	Método gráfico		Absoluto (STB)	Relativo	Porcentual (%)
ANC1896	66773	64532	65653	1121	0,017	1,707
	88313	86159	87236	1077	0,012	1,235
	121700	116540	119120	2580	0,022	2,166
	186320	180611	183465	2854	0,016	1,556

Tabla 3-8 Error porcentual de N_p ANC1934

POZO	Np (STB)		Promedio (STB)	Error		
	Modelo analítico	Método gráfico		Absoluto (STB)	Relativo	Porcentual (%)
ANC1934	52931	51154	52042	889	0,017	1,707
	70005	68298	69152	854	0,012	1,235
	96471	92381	94426	2045	0,022	2,166
	147694	143170	145432	2262	0,016	1,556

Tabla 3-9 Error porcentual de Np ANC1924

POZO	Np (STB)		Promedio (STB)	Error		
	Modelo analítico	Método gráfico		Absoluto (STB)	Relativo	Porcentual (%)
ANC1924	59464	57468	58466	998	0,017	1,707
	78646	76728	77687	959	0,012	1,235
	108379	103784	106081	2297	0,022	2,166
	165925	160841	163383	2542	0,016	1,556

En general, el error porcentual que se obtuvo con la comparativa de las dos metodologías no excede el 2,2% y se comprueban los cálculos obtenidos con el modelo analítico empleado.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Una vez obtenidos los resultados de predicción para la inyección de gas en la formación Santo Tomás, se pudo determinar la aplicabilidad del método analítico de Buckley y Leverett para las condiciones e información disponible en el Bloque Gustavo Galindo Velasco.
- Para los cálculos de predicción se consideró un factor de seguridad de 40% en la tasa de inyección, considerando que el desplazamiento no tendría condiciones ideales que supone el método analítico.
- De los cuatro candidatos analizados como pozos respuesta, se pudo determinar que el primer pozo en generar rompimiento de gas sería el pozo ANC1934 con 177 días, bajo las condiciones ideales de análisis, produciendo en este lapso de tiempo 193 bppd y acumulando un Np de 34149 STB.
- El factor de recobro adicional obtenido como respuesta a la inyección de gas antes de la ruptura se calculó en 8,20%, valor muy considerable si se toma como referencia el factor de recobro actual de la formación en estudio del 11%.
- Se concluye también que el método gráfico es aplicable para el presente estudio después de la ruptura, ya que se obtuvo con la comparativa entre las metodologías un error porcentual que no excede el 2,2%.
- De los resultados obtenidos con la aplicación del modelo analítico y considerando que la producción del Bloque actualmente es de 923 bppd proveniente de aproximadamente 1180 pozos productivos, se puede determinar que el proyecto de inyección de gas en la formación Santo Tomás es técnicamente viable.

4.2 Recomendaciones

- Se recomienda correr una prueba de restauración de presión en la formación ST del pozo ANC1288, para verificación del cálculo de las propiedades del fluido.
- Conforme se implemente el proyecto piloto de inyección de gas, se recomienda monitorear el comportamiento en pozos respuesta, con el objetivo de ajustar el modelo analítico desarrollado en este estudio.
- De igual manera se recomienda realizar estudios para mejoramiento de las facilidades de compresión de gas actuales, las cuales deberán ajustarse al proyecto piloto de inyección.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS

- Aguirre, M., & Hidalgo, A. (2015). Estudio técnico-económico de inyección alternada de nitrógeno HUFF & PUFF para recuperación mejorada de petróleo en pozos del campo G.G.V. *Tesis de grado*. Santa Elena, Santa Elena, Ecuador.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir engineering*. Oxford: Elsevier.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Venezuela: Copyright.
- Gutiérrez, D., & Trejo, P. (2013). Teoría de flujo fraccional aplicada a fluidos No - Newtonianos. *Tesis de grado*. México, México. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/7699/1/Tesis%20FF.pdf>
- Jara, C. (2015). Estudio de factibilidad para la acidificación matricial en las arenas productoras del campo Gustavo Galindo Velasco Provincia de Santa Elena. *Tesis de grado*. Santa Elena, Santa Elena, Ecuador.
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de gas. En *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo-Venezuela: Astro Dala.
- Tavara, J. (2016). *Dimensionamiento de sistema para inyección de gas a alta presión para remover remanentes de petróleo*. Perú.

APÉNDICES

4.3 APÉNDICE A

En este apartado se presentan los métodos de predicción más utilizados y que fueron revisados al momento de elegir el de nuestro caso.

▪ **Método de Craig, Geffen y Morse**

Se basa en los resultados de una serie de empujes de agua y gas en modelo de 5 pozos. El procedimiento es la aplicación de una ecuación modificada de Welge y de dos correlaciones obtenidas experimentalmente. El método supone que:

- Arreglo de 5 pozos.
- Considera los efectos de eficiencia areal, mecanismo de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable.
- El método es válido exista o no exista gas. Se determina la máxima saturación de gas S_{gi}^* para la cual el criterio de CGM es válido.
- Todo el gas del yacimiento es movable, detrás del frente no queda gas atrapado.
- Se empieza a producir cuando todo el gas móvil ha sido desplazado, es decir cuando ha ocurrido el llene.
- Las permeabilidades, porosidades y propiedades de los fluidos se consideran constantes.

Los cálculos de este método se realizan en 4 etapas: comportamiento antes de la interferencia, comportamiento desde la interferencia hasta el llene, comportamiento desde el llene hasta la ruptura y comportamiento después de la ruptura. Antes de explicar el procedimiento en cada etapa se debe mencionar los cálculos iniciales para un solo estrato.

Cálculo del volumen poroso

$$V_p = 7758 * A * h * \emptyset \quad (A.1)$$

Cálculo de los barriles normales de petróleo existentes al inicio de la inyección, N

$$N = \frac{V_p S_o}{B_o} \quad (A.2)$$

Cálculo de la movilidad, previa a la ruptura (utilizando datos de la curva de flujo fraccional)

$$M = \frac{(k_{rw})_{S_{wpbt}} \mu_o}{(K_{ro})_{S_{wc}} \mu_w} \quad (A.3)$$

Determinar la eficiencia a la ruptura a partir de la movilidad.

$$E_{Abt} = 0,54602036 + \frac{0,0317081}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693 * M \quad (A.4)$$

Determinar máxima saturación de gas. S_{gi}^* para la cual se puede aplicar el método de CGM.

$$S_{gi}^* = C(S_{oi} - S_{opbt}) \quad (A.5)$$

C se determina a partir de M.

Se calcula el agua inyectada a la interferencia

$$W_{ii} = \pi(r_{ei})^2 * h * \phi * S_{gi} \quad (A.6)$$

Agua inyectada acumulada al momento del llene de gas

$$W_{ibt} = V_p * S_{gi} \quad (A.7)$$

Cálculo del agua inyectada acumulada al momento de la ruptura de agua

$$W_{ibt} = V_p * E_{Abt} * (S_{wpbt} - S_{opbt}) \quad (A.8)$$

- **Etapas 1: Comportamiento antes de la interferencia.** - ocurre cuando los bancos de petróleo formados alrededor de los pozos inyectoros adyacentes se ponen en contacto. Esta etapa solo ocurre si existe gas libre al comienzo de la inyección. Para la predicción de esta etapa se sigue el siguiente procedimiento:

1. Suponer valores de W_i ($0 \leq W_i \leq W_{ii}$). Aproximadamente 10 intervalos de igual ΔW_i .
2. Determinar la tasa de inyección de agua (q_t) para cada W_i .

$$q_t = \frac{0,00708 * k * h * \Delta P}{\left[\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r} \right]} \quad (A.9)$$

Es necesario calcular r_e y r para cada W_i . Despejando la ecuación A.6 se calcula r_e y r es calculado en función de la saturación de agua promedio:

$$r = r_e \sqrt{\frac{S_{gi}}{S_{wpbt} - S_{wc}}} \quad (A.10)$$

3. Calcular la tasa promedio de inyección de agua para cada incremento de W_i .

$$q_{tprom} = \frac{(q_t)_n + (q_t)_{n-1}}{2} \quad (A.11)$$

4. Calcular el tiempo requerido por cada incremento de W_i

$$(\Delta t_1)_n = \frac{(W_i)_n + (W_i)_{n-1}}{(q_{tprom})_n} \quad (A.12)$$

5. Calcular el tiempo acumulado para cada valor de W_i

$$t_n = \sum_{i=1}^n (\Delta t_i)_n \quad (A.13)$$

- **Etapa 2: Comportamiento desde a interferencia hasta el llene.** – se extiende desde la interferencia hasta que todo el espacio dejado por el gas lo llene el agua inyectada. Durante esta etapa ocurre producción primaria de petróleo y es una etapa muy corta y se puede calcular:

1. W_{ii} y W_{if} de los cálculos iniciales.
2. Se obtiene q_t interferencia. ($W_i = W_{ii}$)
3. Se calcula la eficiencia areal al llene:

$$E_{ALL} = \frac{W_{iII}}{V_p (S_{wpbt} - S_{wc})} \quad (A.14)$$

4. Se obtiene la movilidad a partir de los cálculos iniciales.
5. Se determina la razón de conductancia (γ) al llene a partir de la ilustración A-1.

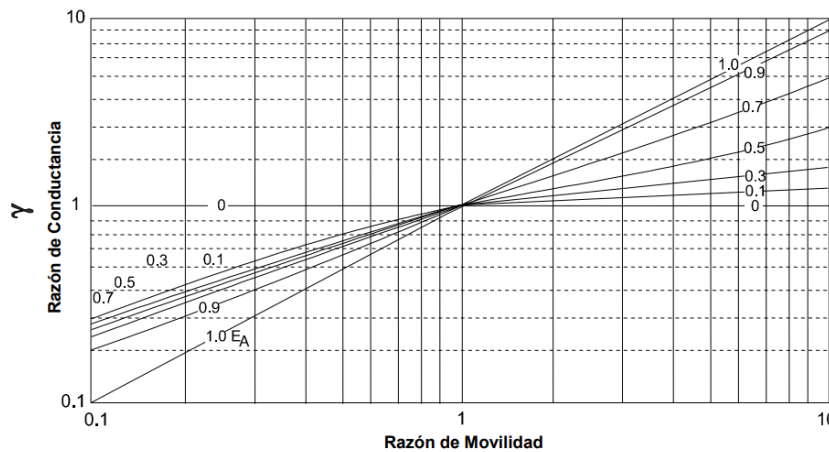


Ilustración 0-1 Razón de conductancia para un arreglo de 5 pozos

La razón de conductancia es un factor determinado experimentalmente por Caudle y Witte que permite estimar el valor corregido de la tasa de inyección.

6. Calcular q_t base

$$q_{t_{base}} = \frac{0,003541 * h * (k_o)_{Swirr} * \Delta P}{\mu_o \left[\ln \frac{d}{r_w} - 0,619 + 0,5S_p + 0,5S_i \right]} \quad (A.15)$$

7. Calcular q_{tf}

$$q_{tf} = \gamma * q_{base} \quad (A.16)$$

8. Calcular el tiempo requerido para la etapa 2.

$$\Delta t = \frac{W_{if} - W_{ii}}{0,5 * (q_{ti} + q_{tf})} \quad (A.17)$$

- **Etapa 3: Comportamiento desde el llene hasta la ruptura de agua.** – se extiende desde el llene de gas hasta la ruptura de agua. La producción de petróleo debido a la inyección de agua comienza en esta etapa. Además, es combinación del aumento de producción debido a la inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua comienza al final de esta etapa. El procedimiento por seguir para la predicción es:

1. Seleccionar valores de W_i desde W_{iII} hasta W_{ibt} .
2. Determinar la eficiencia areal para cada W_i .

$$E_A = \frac{W_i}{V_p(S_{wpbt} - S_{wc})} \quad (A.18)$$

3. Determinar la razón de conductancia (γ) al llene a partir de la ilustración A-1.
4. Calcular q_t con la ecuación A.16.
5. Calcular q_t promedio para cada intervalo haciendo uso de la ecuación A.11.
6. Calcular el incremento de tiempo para cada intervalo con la ecuación A.12.
7. Calcular el tiempo acumulado asociado para cada intervalo con la ecuación A.13.
8. Calcular la tasa de petróleo (q_o)

$$q_o = \frac{q_t}{B_o} \quad (A.19)$$

9. Calcular el petróleo recuperado

$$N_p = \frac{W_i - W_{iII}}{B_o} \quad (A.20)$$

- **Etapa 4: Comportamiento después de la ruptura de agua.** – comprende el período desde la ruptura hasta el límite económico. En esta etapa aumenta la movilidad, la eficiencia areal, la relación agua petróleo, pero disminuye la producción de petróleo. El procedimiento por seguir para la predicción es:

1. Seleccionar valores de W_i/W_{ibt} ($1 \leq W_i/W_{ibt} \leq 15$) o hasta el límite económico $W_{ibt} = V_p * E_{Abt} * (S_{wpbt} - S_{wc})$
2. Determinar la eficiencia areal para cada W_i , si E_A es mayor de 100% se considera 100%

$$E_A = 0,2749 * \ln\left(\frac{W_i}{W_{ibt}}\right) + E_{Abt} \quad (A.21)$$

3. Determinar Q_i/Q_{ibt} a partir de las tablas. Determinar E_A para cada valor de W_i/W_{ibt} . El incremento creciente de Q_i/Q_{ibt} es igual al incremento de W_i/W_{ibt} multiplicado por E_{Abt} .

$$\Delta W_i * E_{Abt} + \left(\frac{Q_i}{Q_{ibt}} \right) \quad (A.22)$$

4. Calcular la pendiente de la curva de flujo fraccional $(\partial f_w / \partial S_w)_{S_{w2}}$ y S_{w2}
5. Determinar f_{w2} y calcular $f_{o2} = 1 - f_{w2}$
6. Calcular S'_{wp}

$$S'_{wp} = S_{w2} + Q_i * f_{o2} \quad (A.23)$$

7. Calcular λ .

$$\lambda = 0,2749 \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1} \quad (A.24)$$

Estos cálculos pueden expresarse con base en un barril de inyección total fijándose $\Delta W_i = 1$.

$$\Delta N_{pu} = \frac{\lambda V_p (S_{wZE} - S_{wc})}{W_{ibt}} \quad (A.25)$$

El agua inyectada a la ruptura viene dada por:

$$W_{ibt} = V_p E_{Abt} (S_{wpb} - S_{wc}) \quad (A.26)$$

El petróleo producido del área no barrida ΔN_{PU} , durante el tiempo en que se inyectan ΔW_i barriles de agua, puede estimarse usando la ecuación anterior ya que el valor de λ es conocido.

8. Determinar ΔN_{PU} (incremento de petróleo producido en la porción del yacimiento que no ha sido barrida). Por un barril de inyección o producción total

$$\Delta N_{pu} = \frac{\lambda (S_{wZE} - S_{wc})}{E_{Abt} (S_{wpb} - S_{wc})} \quad (A.27)$$

9. Determinar ΔN_{PS} (petróleo adicional del área barrida, por un barril de inyección o producción total.

$$\Delta N_{ps} = f_{o2} * (1 - \Delta N_{pu}) \quad (A.28)$$

Tasa de inyección y tasas de producción se suponen iguales a condiciones de yacimiento.

10. Calcular RAP_{CN} . El incremento de agua con base en un barril ΔW_{ps} se obtiene:

$$RAP_{CN} = \frac{1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu}}{\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}} * \frac{B_o}{B_w} \quad (A.29)$$

11. Estimar N_p

$$N_p = \frac{V_p * (E_A(S'_{wp} - S_{wc})) - S_{gi}}{B_o} \quad (A.30)$$

12. Determinar la razón de movilidad, M

$$M = \frac{(K_{rw})_{S_{wp}} * \mu_o}{(K_{ro})_{S_{wc}} * \mu_w} \quad (A.31)$$

13. Calcular q_t promedio para cada intervalo haciendo uso de la ecuación A.11.

14. Calcular el incremento de tiempo para cada intervalo con la ecuación A.12.

15. Se determinan los valores de q_o , q_w , y W_p

$$q_o = \frac{q_t(\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})}{B_o} \quad (A.32)$$

$$q_w = \frac{q_t(1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu})}{B_w} \quad (A.33)$$

$$W_p = \frac{W_i - N_p B_o - V_p S_{gi}}{B_w} \quad (A.34)$$

16. Graficar N_p , W_i , RAP, W_p , q_o , q_w vs t.

▪ Método de Dykstra Parson

En este método el yacimiento se considera como un sistema estratificado de varios estratos, donde la recuperación de petróleo se calcula según la razón de movilidad y de la variación de permeabilidad del sistema. Para el desarrollo del método se supone que:

- No existe flujo cruzado entre capas o estratos
- Desplazamiento tipo pistón
- El flujo es continuo y el sistema es lineal.
- Todas las capas tienen la misma porosidad y permeabilidad relativa al petróleo y al agua.
- Para cada estrato se conserva la razón de movilidad.
- La caída de presión en cada estrato es la misma.

Procedimiento a seguir para la predicción

1. Ordenar en forma decreciente las permeabilidades y calcular el porcentaje mayor para cada capa.
2. Construir el grafico de porcentaje mayor vs log k.
3. Calcular la variación de permeabilidad vertical con la siguiente ecuación:

$$V = \frac{k_{50\%} - k_{84.1\%}}{k_{50\%}} \quad (A.35)$$

4. Calcular la razón de movilidad

$$M_{w,o} = \frac{k_{rw}\mu_o}{\mu_w k_{ro}} \quad (A.36)$$

**Se evalúa la saturación de petróleo detrás del frente y la saturación de agua inicial delante del frente.

5. Usar la ilustración 5-2 para obtener C para cada valor porcentual de la RAP.

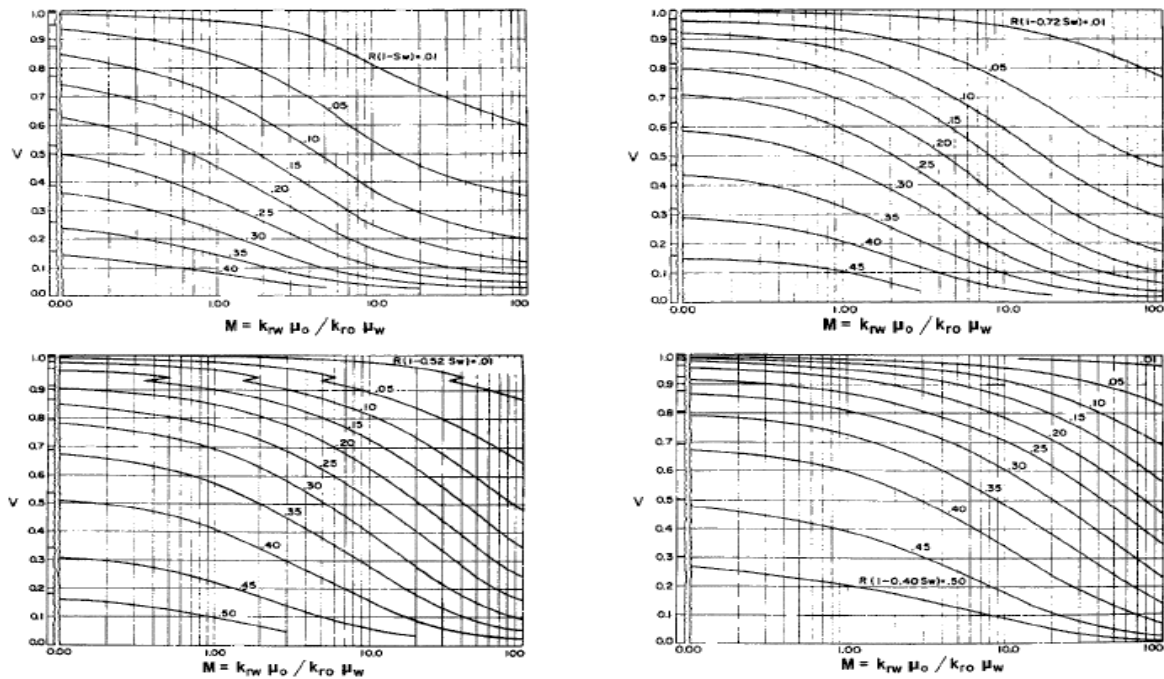


Ilustración 0-2 Método gráfico de Johnson v vs M_{w,o}

6. Calcular el volumen de petróleo recuperado para cada RAP con la ecuación:

$$N_p = \frac{7.758 \phi A h C (S_{oi} - S_{or}) E_A}{\beta_o} \quad (A.37)$$

7. Representar gráficamente RAP_{CN} en función de N_p. Extrapolar la curva hasta RAP=0 para obtener N_p a la ruptura.

8. Integrar gráficamente la curva de RAP_{CN} vs N_p para estimar W_p.

9. Calcular W_i = W_i + W_o + W_p donde W_o = N_p B_o

10. Calcular el tiempo a partir de la ecuación:

$$t = \frac{W_i}{q_t} \quad (A.38)$$

$$q_o = \frac{q_t}{B_o + RAP_{CN}} \quad (A.39)$$

$$q_w = q_t - B_o q_o \quad (A.40)$$

▪ Método de Stiles

Este método predice el comportamiento de inyección de agua en yacimientos de petróleo agotados. Se aplica cuando el radio de movilidad es cercano a 1 y bajo los siguientes supuestos:

- El flujo es lineal y continuo
- Las capas de la formación tienen un espesor constante.
- Las capas pueden tener diferente permeabilidad absoluta, pero las demás características se conservan iguales.
- El desplazamiento es de tipo pistón.
- Como consecuencia de la invasión, en todas las capas los cambios de saturación de petróleo son los mismos.
- La eficiencia de barrido areal después de la ruptura se mantiene constante.
- Después de cierto tiempo solo se produce un fluido a través de cada capa.

Este método al presentar irregularidades de las permeabilidades que se representan en dos curvas de distribución: la de la permeabilidad y la de la capacidad.

Para graficar estas curvas:

1. Las capas se organizan de forma decreciente en cuanto a la permeabilidad.
2. Se obtiene la capacidad acumulada por capa $C_{oi}=k_i h_i$
3. Se obtiene el espesor acumulado h_i
4. Se normaliza la capacidad acumulada y el espesor acumulado (se lo lleva a una escala común de 0 a 1)
5. Se grafica C'_{oi} vs. h'

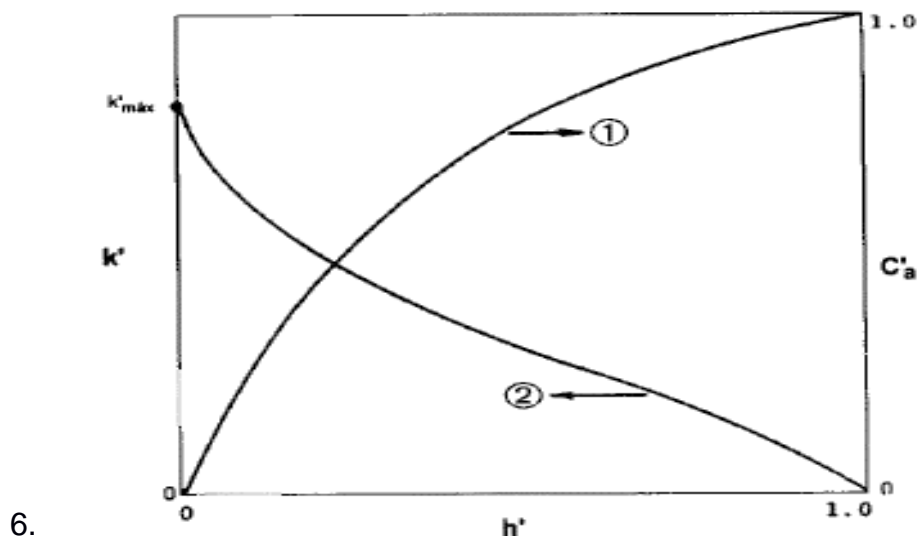


Ilustración 0-3. Curvas típicas de distribución de permeabilidad y de capacidad acumulada según Stiles

7. Luego se divide las curvas adimensionales de permeabilidad y capacidad en incrementos de igual espesor, seleccionando valores de C'_{oi} vs. k' para representar cada estrato.

8. Construir gráficos de N_p , RAP, q_o y q_w en función del tiempo. Para lo que es necesario construir la siguiente tabla de datos para la predicción de Stiles

Tabla 0-1. Predicción según Stiles

h'	k'	$C'n$	$E_v = \frac{k'h' + (1 - C_a)}{k'}$	$N_p = \frac{V_p(S_{oi} - S_{or})}{B_o} E_A E_v$	$f_{wi} = \frac{C_{ai}M}{C_{ai}M + (1 - C_{ai-1})}$	$RAP = \frac{C'_a M}{1 - C'_a}$
h'_1	k'_1	C'_1	E_{v1}	N_{p1}	0	0
h'_2	k'_2	C'_2	E_{v2}	N_{p2}	$f\omega_2$	RAP_2
h'_3	k'_3	C'_3	E_{v3}	N_{p3}	$f\omega_3$	RAP_3
h'_{10}	k'_{10}	1	1	N_{p10}	$f\omega_{10}$	RAP_{10}

h'	q_o	q_{ocn}	$(q_{ocn})_{avg} = \frac{(q_{ocn})_i + (q_{ocn})_{i-1}}{2}$	$\Delta t = \frac{N_{pi} + N_{pi-1}}{(q_{ocn})_{avg}}$	$t = \sum \Delta t$
h'_1	qt	qt/Bo	qt	Δt_1	t_1
h'_2	q_{o2}	$(q_{ocn})_2$	$\frac{(q_{ocn})_2 + (q_{ocn})_1}{2}$	Δt_2	t_2
h'_3	q_{o3}	$(q_{ocn})_3$...	Δt_3	t_3
h'_{10}	q_{o10}	$(q_{ocn})_{10}$	$\frac{(q_{ocn})_{10} + (q_{ocn})_9}{2}$	Δt_{10}	t_{10}

4.4 APÉNDICE B

Correlaciones de permeabilidad relativa en sistemas bifásicos

Según las muestras que se tengan del reservorio y análisis realizados, es posible o no conocer la permeabilidad relativa del sistema. Cuando no se conoce, es posible que éstas puedan ser calculadas con correlaciones, haciendo uso de los datos de presión capilar o saturaciones residuales. Para nuestro estudio se utilizó la correlación de Corey.

- **Correlación de Corey.** - Esta correlación es bastante precisa para medios porosos consolidados con porosidad intergranular. Además, requiere pocos datos de entrada.

Asume que las permeabilidades relativas a la fase mojante y no mojante son independientes de las saturaciones de las otras fases y requiere solo un conjunto único de datos de permeabilidad relativa al petróleo y gas.

Las ecuaciones de Corey sirven a menudo para calcular la permeabilidad relativa de reservorios sujetos a procesos de drenaje o a una inyección externa de gas.

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (B.1)$$

$$k_{rg} = (S_g^*)(2 - S_g^*) \quad (B.2)$$

Donde S_g^* es la saturación efectiva del gas y se puede representar como

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}} \quad (B.3)$$

La ecuación de permeabilidad relativa gas-petróleo sirve a menudo para prueba, extrapolación, y para suavizar datos experimentales. Es también una expresión conveniente que puede ser usada en la simulación por medio de programas adecuados del comportamiento de reservorios.

4.5 APÉNDICE C

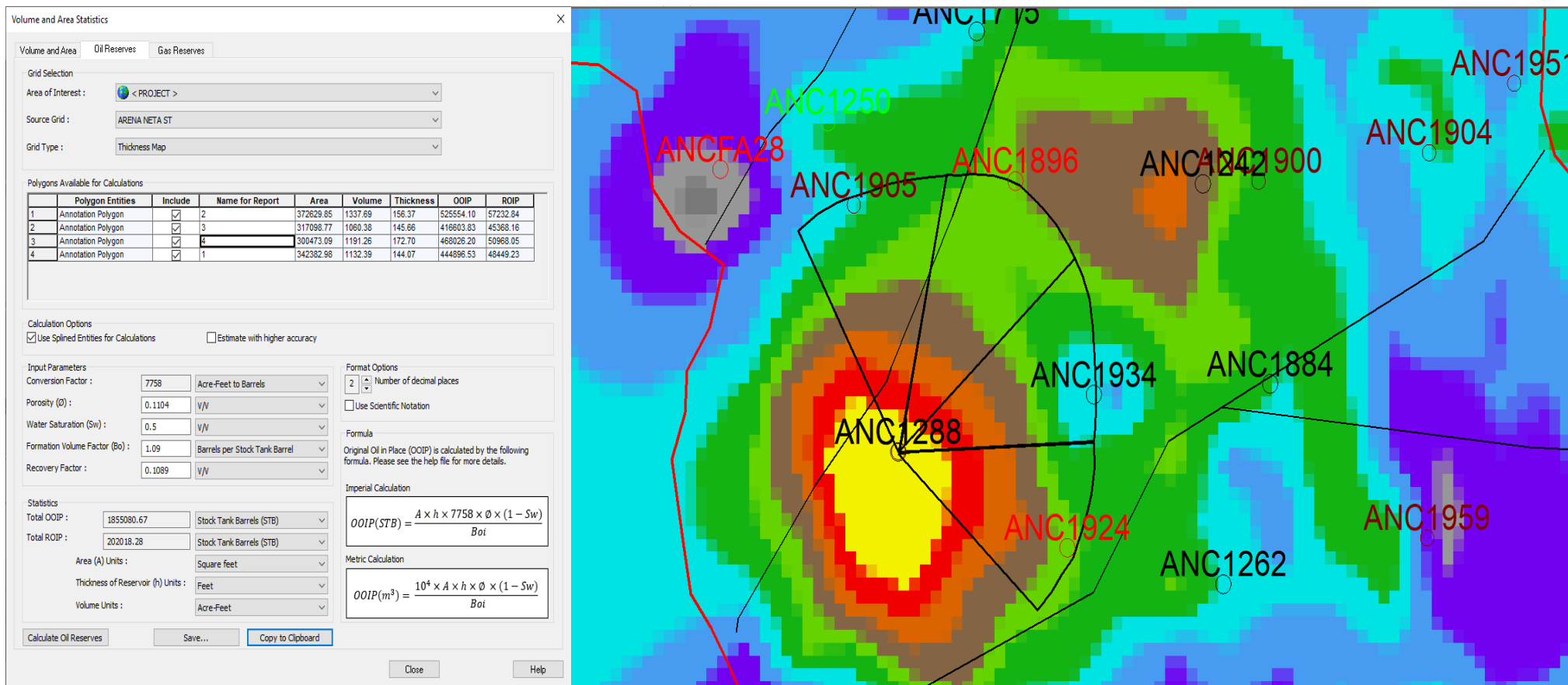


Ilustración 0-4 Valores de volúmenes porales y petróleo original obtenidos con el software Geographix

4.6 Apendice D

Cálculo de la Saturación de Gas Inicial S_{gi}

Para calcular la S_{gi} en la formación de Santo Tomás se hizo uso de la ecuación de balance de materiales descrita en el libro de Tarek, donde se establece que para una saturación de agua constante la saturación de gas viene dada como:

$$S_{gi} = (1 - S_{wi}) \left[1 - \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{\beta_o}{\beta_{oi}} \right] \quad (D.1)$$

Donde la producción acumulada de petróleo (N_p) de la formación Santo Tomás fue obtenida de la producción de los pozos que se encuentran produciendo en el área seleccionada (polígono negro) Ilustración 0-5

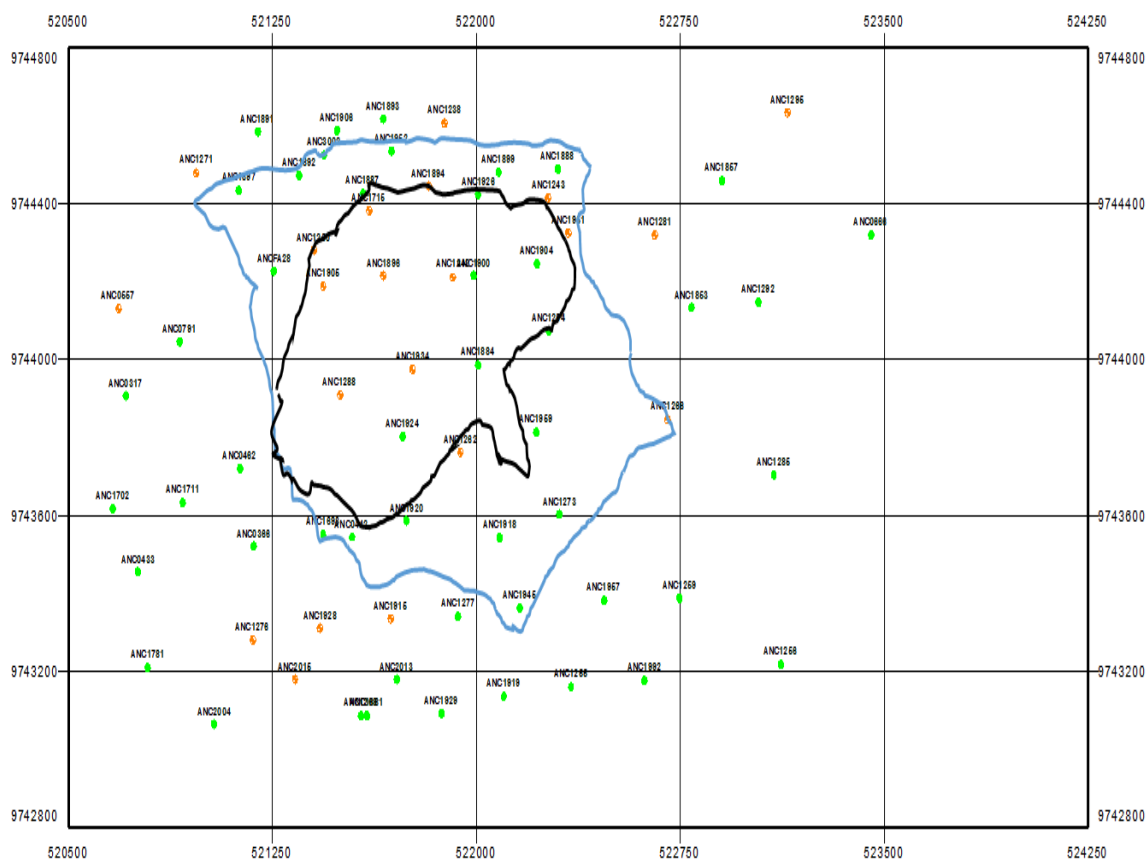


Ilustración 0-5 Área seleccionada de la Formación Santo Tomás donde existe comunicación entre pozos

Tabla 0-2 Producción de petróleo de los pozos que se encuentran en el polígono negro de la ilustración 0-5

Pozos del Polígono Negro	
Pozo	Np ST (Bls) a 31-03-2021
ANC1250	129
ANC1905	127312
ANC1288	170960
ANC1887	63679
ANC1715	802
ANC1896	80080
ANC1934	87108
ANC1924	121200
ANC1894	30817
ANC1242	5009
ANC1884	99257
ANC1900	118406
ANC1904	98600
Total	1.003.359

El petróleo original del área es de 8221864 bbls con un factor volumétrico de petróleo inicial de 1,09 bbls/STB. Por lo cual al calcular la saturación de gas inicial según la ecuación D.1 se tiene que:

$$S_{gi} = (1 - S_{wi}) \left[1 - \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{\beta_o}{\beta_{oi}} \right] = (1 - 0,50) \left[1 - \left(1 - \frac{1003359 \text{ bbls}}{8221864 \text{ bbls}} \right) * \frac{\left(1,06 \frac{\text{bbls}}{\text{STB}} \right)}{\left(1,09 \frac{\text{bbls}}{\text{STB}} \right)} \right]$$

$$= 0,073 = 7\%$$