

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la tierra

Aplicación de la tecnología Taber para la selección de un método de recuperación mejorada en el Reservorio “U” inferior del Campo Guanta-Dureno

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magister en petróleo, mención recobro por inyección de agua y gas

Presentado por:

Ing. Pablo Andrés Flores Gutiérrez

Ing. Alex Fernando Rea Chela

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres María y Hernán, quienes me han apoyado a lo largo de mi vida personal y profesional, inculcándome buenos valores y querer siempre lo mejor para mí, los amo papitos este logro se lo debo a ustedes, gracias por estar ahí siempre de manera incondicional.

A mi enanita Pao, por escucharme y aconsejarme en cada momento, siempre tienes las palabras adecuadas para mi querida hermanita.

A mi Camilita y nuestra mami Fer, gracias por acompañarme en este camino y darme ese empujoncito cada día, las amo.

Y a toda mi familia por estar pendientes con su: “que fue la tesis”.

Sin duda todos fueron mi motivación.

Pablo

A mis tías, Hortensia y Santo por la bondad, apoyo y hacer posible la obtención de este sueño.

A mi nena Valentina por ser el motivo de inspiración para conseguir cada logro en este proyecto de vida.

A mi madre por estar pendiente durante todo mi crecimiento profesional, y a una bonita flor de Maywa que fue una inspiración durante la elaboración de este proyecto.

Alex

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a la Escuela Politécnica del Litoral y docentes de la Facultad de Ciencias de la Tierra por brindarnos sus conocimientos y brindarnos la oportunidad para desarrollar la maestría.

A mis padres María y Hernán por su amor infinito hacia a mí, gracias por su apoyo.

A mi compañero Alex por su constancia, tiempo y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

A l@s Ingenier@s Carmita, Lore, Einstein y César por ayudarnos de manera desinteresada, su colaboración fue valiosa para culminar este trabajo.

A nuestra tutora Vanessa por guiarnos en el desarrollo de la presente tesis.

Pablo

A los pilares fundamentales mis padres, Anita y Ernesto por toda la comprensión y motivación para conseguir este sueño, en especial a mi madre quién me demostró que con humildad no hay obstáculos para lograr conseguir un sueño.

A mis hermanos, Michael, Jhomayra y Ana Belén por ser mi mayor motivación y compartir sus alegrías cuando más los necesité.

A mis tías, Hortensia y Santo por su cariño y apoyo durante todo el proceso para conseguir este logro.

Alex

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Pablo Andrés Flores Gutiérrez y Alex Fernando Rea Chela damos nuestro consentimiento para que la ESPOC 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”

Pablo Flores G.

Alex Rea

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

.....
Nombre del Profesor

RESUMEN

La industria petrolera busca nuevos métodos para poder recuperar el petróleo in situ y mejorar el factor de recuperación de yacimientos. En el presente trabajo se realiza un análisis cualitativo de los criterios de Taber sobre los métodos de EOR para seleccionar el método idóneo, de recuperación mejorada para la aplicación en el Campo Guanta-Dureno.

En el siguiente estudio se realizó una caracterización petrofísica para establecer las condiciones actuales de la arena U Inferior. Con la información provista de campo, se generó una base de datos de las propiedades petrofísicas y PVT. Se empleó una muestra de 29 pozos que contiene el yacimiento de interés, de los cuales se seleccionó 15 pozos para la estimación de los parámetros mencionados y 13 pozos para calcular la (MMP) y mediante la interfaz EORgui, se identificó los métodos de recuperación mejorada son viables a aplicar en este estudio.

Con los resultados de los parámetros determinados se realizó el screening de selección, la inyección de gases está como el primer método favorable para ser implementado en el reservorio U Inferior, con una aplicabilidad del 100%, la combustión in situ con el 76% seguido por la inyección de CO₂ con el 67%.

Las propiedades petrofísicas no presentan mayor variación a sus condiciones iniciales en tanto, se observa un cambio en las propiedades PVT. El método apropiado, es la inyección de gases miscibles por las condiciones actuales del reservorio, se calcula la cantidad de petróleo que podría ser recuperado, tomando en cuenta el factor de recobro estimado de 22%.

PALABRAS CLAVES: RECUPERACIÓN MEJORADA / SCREENING / FACTOR DE RECOBRO/ CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA / PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD.

ABSTRACT

The oil industry is looking for new methods to be able to recover oil in situ and improve the reservoir recovery factor. In the present work a qualitative analysis of the Taber criteria on the EOR methods is carried out to select the ideal method, of improved recovery for the application in the Campo Guanta-Dureno.

This study, a petrophysical characterization was carried out to establish the current conditions of the U Inferior sand. With the information provided from the field, a database of petrophysical and PVT properties was generated. A sample of 29 wells containing the reservoir of interest was used, of which 15 wells were selected for the estimation of the mentioned parameters and 13 wells to calculate the (MMP) and through the EORgui interface, the improved recovery methods were identified. are feasible to apply in this study.

With the results of the determined parameters, the screening of selection was carried out, the injection of gases is as the first favorable method to be implemented in the reservoir U Inferior, with an applicability of 100%, combustion in situ with 76% followed by the injection of CO₂ with 67%.

The petrophysical properties do not show much variation from their initial conditions, while a change in the PVT properties is observed. The appropriate method is the injection of miscible gases due to the conditions of the reservoir, the amount of oil that could be recovered is calculated, taking into account the estimated recovery factor of 22%.

KEYWORDS: ENHANCED RECOVERY / SCREENING / RECOVERY FACTOR / PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION / MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	IX
SIMBOLOGÍA	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Descripción del problema	2
1.2. Justificación del problema	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Marco teórico.....	3
1.4.1. Antecedentes del Campo Guanta-Dureno	3
1.4.2. Generalidades del campo	4
1.4.3. Ubicación Geográfica.....	5
1.4.4. Descripción Geológica del Campo Estructural.....	6
1.4.5. Geología	7
1.4.6. Sísmica	12
1.5. Estado del Campo	12
1.5.1. Producción	12
1.5.2. Presión.....	13
1.5.3. Reservas.....	13

1.5.4.	Estimación de reservas.....	14
1.5.5.	Pozos.....	16
1.6.	Propiedades Roca- Fluido.....	17
1.6.1.	Fuerzas Capilares.....	17
1.6.2.	Porosidad.....	19
1.6.3.	Permeabilidad.....	21
1.6.4.	Saturación.....	23
1.7.	Propiedades PVT.....	24
1.7.1.	Presión del punto de burbuja.....	25
1.7.2.	Relación de gas en solución - petróleo (Rs).	25
1.7.3.	Factor volumétrico de petróleo (Bo).....	25
1.7.4.	Viscosidad del petróleo μ_o	26
1.7.5.	Factor de compresibilidad del petróleo (Co).....	26
1.7.6.	Factor volumétrico del gas (Bg).....	27
1.7.7.	Factor volumétrico total (Bt).....	27
1.8.	Teoría de Correlaciones.....	28
1.8.1.	Correlaciones P.V.T.....	28
1.8.2.	Correlaciones de Standing, M.B. (1947).....	29
1.8.3.	Correlación de Lasater, J. A. (1958).....	32
1.8.4.	Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H. D. (1980).....	35
1.8.5.	Correlación de Glaso, O. (1980).....	39
1.8.6.	Correlación de Total, C. F. P. (1983).....	42
1.8.7.	Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988).....	45
1.8.8.	Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. (1993).....	47
1.8.9.	Correlación de Beal, C. (1943).....	50
1.8.10.	Correlación de Beggs, H. D. y Robinson, J. R. (1975).....	52
1.8.11.	Viscosidad del petróleo saturado, μ_{ob}	53

1.8.12.	Correlación de Chew, J. N. y Connally, C. A., JR. (1959)	53
1.9.	Determinación y cálculo de parámetros Petrofísicos	55
1.9.1.	Perfiles de pozo	55
1.9.2.	El Perfil de Potencial Espontaneo	55
1.9.3.	Perfiles de Resistividad	55
1.9.4.	Perfiles de Rayos Gamma	56
1.9.5.	Perfiles de Porosidad	56
1.10.	Factor de Recobro	57
1.11.	Métodos de Recuperación de Petróleo	57
1.12.	Recuperación Mejorada	59
1.13.	Criterio de selección de métodos EOR	60
1.14.	Recuperación Mediante Gases Miscibles e Inmiscibles	60
1.14.1.	Inyección de Nitrógeno	61
1.14.2.	Desplazamiento miscible de hidrocarburos	62
1.14.3.	Inyección de CO ₂	62
1.14.4.	Presión mínima de miscibilidad	67
1.14.5.	Correlaciones de Holm & Josendal, y Mungan	69
1.14.6.	Correlación de Lasater (1958)	71
1.14.7.	Correlación de Yellig y Metcalfe (1980)	72
1.14.8.	Correlación de Alston (1985)	73
1.14.9.	Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979)	74
1.14.10.	National Petroleum Council (NPC) (1976)	74
1.14.11.	Inyección de gases inmiscibles	74
1.15.	Recuperación Química	75
1.15.1.	Inyección de Polímeros	75
1.16.	Recuperación Térmica	76
1.16.1.	Combustión in situ	77

1.16.2.	Inyección de Vapor	78
1.17.	Análisis de los Criterios para Screening de Métodos de EOR.....	78
1.18.	Software EORgui (Screening)	82
1.18.1.	Aplicaciones del software EORgui.....	82
1.18.2.	Secciones EORgui.....	83
1.18.3.	Análisis EOR.....	83
CAPÍTULO 2.....		85
2.	Metodología	85
2.1.	Tipo de Estudio	85
2.2.	Universo y Muestra.....	85
2.3.	Métodos y Técnicas de Recopilación de Datos.....	85
2.4.	Procesamiento y Análisis de Información.....	86
2.5.	Recopilación y revisión de la información.....	86
2.5.1.	Presión inicial del reservorio, P_i	86
2.5.2.	Relación Gas Disuelto-Petróleo, R_{si}	87
2.5.3.	Temperatura del yacimiento, T	87
2.5.4.	Gravedad específica del petróleo, Y_o	88
2.5.5.	Gravedad específica del gas disuelto, Y_{gd}	88
2.5.6.	Correlaciones a utilizarse para estimar la presión de burbuja, P_b	90
2.5.7.	Correlaciones a utilizarse para estimar la Relación Gas disuelto, R_s	92
2.5.8.	Correlaciones para estimación del factor volumétrico del petróleo, B_{ob}	94
2.5.9.	Correlación para estimación del factor volumétrico total, B_t	95
2.5.10.	Correlación para estimación de la viscosidad del petróleo, μ_o	96
2.5.11.	Correlación para estimación de la compresibilidad del petróleo	98
2.5.12.	Correlación para estimación de la densidad, ρ_o	98
2.5.13.	Estimación del factor volumétrico del gas, B_g	99
2.6.	Determinación y cálculo de parámetros petrofísicos y de fluidos	99

2.6.1.	Cálculo del volumen de arcilla (Vsh).....	99
2.6.2.	Cálculo de la porosidad	101
2.6.3.	Cálculo de la resistividad de agua (Rw).....	102
2.6.4.	Cálculo de la saturación (Sw)	105
2.7.	Propiedades del campo.....	106
2.8.	Determinación POES actual y Factor de recobro	108
2.9.	Presiones	109
2.10.	Selección del Método de Recuperación Mejorada	109
CAPÍTULO 3.....		110
3.	RESULTADOS SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL MÉTODO EOR	110
3.1.	Aplicación del software EORgui para determinación del método de EOR	110
3.2.	Proceso para la selección rápida Software EORgui.....	110
3.3.	Discusión de resultados screening software EORgui.....	112
3.3.1.	Método Inyección de gases	113
3.3.2.	Métodos termales	113
3.3.3.	Selección del método.....	113
3.4.	Selección de pozos	114
3.4.1.	Índice de Heterogeneidad.....	115
3.4.2.	Parámetros de pozos seleccionados	119
3.5.	Cálculo de Presión Mínima de Miscibilidad	119
3.5.1.	Presión mínima de miscibilidad relativa	120
3.5.2.	Condiciones para lograr miscibilidad	122
3.5.3.	Cálculo presión de fractura pozo Guanta G-012.....	123
3.6.	Factor de recobro con el método de recuperación seleccionado	125
3.6.1.	Ejemplo caso base de estimación del factor de recobro de un campo petrolero	125
CAPITULO 4.....		128

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	128
BIBLIOGRAFÍA.....	131

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano De Petróleo
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
BBLS	Barriles
BHT	Temperatura de Fondo
BIPE	Banco de Información Petrolera
BN	Barril Normal
BPPD	Barriles de Petróleo por día
CO2	Dióxido de Carbono
EOR	Enhanced Oil Recovery
EUR	Estimated Ultimate Recovery
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
GOR	Relación Gas Petróleo
GR	Gamma Ray
GT	Gradiente Térmico
IFT	Tensión Interfacial
MMP	Presión Mínima de Miscibilidad
OOIP	Original Oil in Place
PCN	Cantidad de pies cúbicos
POES	Petróleo Original en sitio
PVT	Presión, Volumen, Temperatura.
RGP	Razón gas producido
SP	Potencial Espontaneo

ROS	Saturación de petróleo residual
SPE	Sociedad de Ingenieros en Petróleo
VP	Volumen de Poro
WOR	Water Oil Relation

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	DIMENSIONES
°API	Gravedad específica, grados °API	
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/T
Boi	Factor Volumétrico inicial del petróleo	
Bt	Factor Volumétrico total	
BT	Arena Basal Tena	
cg	Compresibilidad del gas	
cp	Centipoise	
C_o	Compresibilidad del petróleo	
C_t	Compresibilidad total	
DRO	Dureno	
GNT	Guanta	
h	Espesor	L
k	Permeabilidad	mD
mD	Milidarcy	
MD	Profundidad Media (Measure Depth)	L
OFM	Oil Field Manager	
P	Presión	M/L^2
Pb	Presión de burbuja	M/L^2
Phi(Φ)	Porosidad	
Pi	Presión inicial	M/L^2
Pr	Presión de reservorio	M/L^2
psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada	

q	Caudal	
Sw	Saturación de agua	
T	Temperatura	T
TI	Arena T Inferior	
TS	Arena T Superior	
UI	Arena U Inferior	
uo	Viscosidad del petróleo	<i>M/Lt</i>
US	Arena U Superior	
ρ	Densidad del fluido	<i>M/L³</i>
Ygd	Gravedad específica del gas disuelto	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Generalidades del campo guanta.....	4
Figura 1.2 Ubicación Geográfica del Campo Guanta	5
Figura 1.3 Mapa Estructural al Tope del Reservoirio U Inferior.....	6
Figura 1.4 Propiedades del Reservoirio Hollín.....	7
Figura 1.5 Propiedades del Reservoirio “U” Superior	8
Figura 1.6 Propiedades del Reservoirio “U” Inferior.....	9
Figura 1.7 Propiedades del Reservoirio “T” Superior.....	10
Figura 1.8 Propiedades del Reservoirio “T” Inferior	11
Figura 1.9 Propiedades del Reservoirio Basal Tena	11
Figura 1.10 Sección sísmica con los 4 marcadores principales y la falla inversa	12
Figura 1.11 Fuerza de superficie.....	17
Figura 1.12 Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.....	18
Figura 1.13 Permeabilidad a través de un medio poroso	21
Figura 1.14 Curvas típicas de permeabilidad relativa petróleo-agua.....	23
Figura 1.15 Parámetros PVT en función de la presión.....	27
Figura 1.16 Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo	58
Figura 1.17 Mecanismos y procesos de recuperación de hidrocarburos	59
Figura 1.18 Fases del dióxido de carbono.....	63
Figura 1.19 Esquema básico de un sistema en Pre- combustión.....	65
Figura 1.20 Esquema básico de un sistema en post combustión.....	66
Figura 1.21 Esquema general de los procesos de captura de CO2	67
Figura 1.22 Esquema de la prueba de “tubo delgado”	68
Figura 1.23 Determinación de la MMP por recuperación de petróleo a diferentes presiones	69
Figura 1.24 Correlación de Holm y Josendal (1974).....	70
Figura 1.25 Correlación de Holm y Josendal & Mungan	70

Figura 1.26 Correlation relating the molecular weight of C5+ components with oil gravity	72
Figura 1.27 Correlación de Yellig y Metcalfe (1980)	73
Figura 1.28 Diagrama de Flujo EORgui	84
Figura 2.1 Interpretation Charts.....	104
Figura 3.1 Ingreso de parámetros, software EORgui	111
Figura 3.2 Selección del método EOR, software EORgui	111
Figura 3.3 Screening campo Guanta-Dureno, software EORgui	112
Figura 3.4 Índice de Heterogeneidad, cuadrantes de rendimiento	115
Figura 3.5 Jerarquización de pozos activos reservorio U Inferior	118
Figura 3.6 Jerarquización de pozos inactivos reservorio U Inferior	118
Figura 3.7 Rangos de presión de miscibilidad relativa	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Producción acumulada del campo Guanta-Dureno	13
Tabla 1.2 Presión reservorio U inferior	13
Tabla 1.3 Estimación de Reservas U Inf. Campo Guanta-Dureno	15
Tabla 1.4 Pozos campo Guanta-Dureno	16
Tabla 1.5 Pozos campo Guanta-Dureno	16
Tabla 1.6 Rangos de aplicación para la correlación de Standing	29
Tabla 1.7 Rangos de aplicación para la correlación de Lasater	32
Tabla 1.8 Rangos de aplicación para la correlación de Vásquez, m. E. Y Beggs, h. D.	35
Tabla 1.9 Valor de las constantes para la Pb	36
Tabla 1.10 Valor de las constantes para Bo	37
Tabla 1.11 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Vásquez, m. E. Y Beggs, h. D.....	38
Tabla 1.12 Rangos de aplicación para la correlación de Glaso.....	39
Tabla1.13 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Glaso	41
Tabla1.14 Rangos de aplicación para la correlación TOTAL.....	42
Tabla 1.15 Valor de las constantes para Pb según TOTAL, C. F. P.....	43
Tabla 1.16 Rangos de aplicación para la correlación de Al-Marhoun.....	45
Tabla 1.17 Rangos de aplicación para la correlación de Petrosky y Farshad	48
Tabla 1.18 Rangos de aplicación para la correlación de Beal	50
Tabla 1.19 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Beggs y Robinson.	52
Tabla 1.20 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Chew y Connally.	54
Tabla 1.21 Propiedades Físicas del CO2	64
Tabla 1.22 Correlación NPC.....	74

Tabla 1.23: Resumen de los Criterios de Selección de Métodos de EOR.....	79
Tabla 1.24: Criterios para la selección de Métodos de EOR	80
Tabla 2.1 Datos de presiones del Reservorio “U” Inferior.....	87
Tabla 2.2 Datos de la Relación Gas Disuelto-Petróleo, Rsi	87
Tabla 2.3 Datos de Temperatura del Yacimiento	87
Tabla 2.4 Datos de la gravedad específica del petróleo	88
Tabla 2.5 Gravedad específica del gas disuelto	88
Tabla 2.6 Evaluación y Selección de Correlaciones a emplear en el estudio PVT	89
Tabla 2.7 Valores de la estimación de la presión de burbuja	92
Tabla 2.8 Valores de la estimación de la Relación Gas disuelto petróleo	94
Tabla 2.9 Valor de la estimación del factor volumétrico petróleo.....	95
Tabla 2.10 Valores del volumen de arcilla de los pozos.....	100
Tabla 2.11 Valores del volumen de arcilla de los pozos.....	102
Tabla 2.12 Valores del volumen de arcilla de los pozos.....	103
Tabla 2.13 Valores de Resistividad.	105
Tabla 2.14 Parámetros petrofísicos y PVT Campo Guanta-Dureno.....	107
Tabla 2.2 Presiones reservorio U inferior	109
Tabla 3.1 Resultado en porcentaje.....	112
Tabla 3.2 Índice de Heterogeneidad Modificado para petróleo y agua pozos activos .	116
Tabla 3.3 Índice de Heterogeneidad Modificado para petróleo y agua pozos inactivos	117
Tabla 3.4 Parámetros pozos seleccionados	119
Tabla 3.5 Parámetros pozos seleccionados	120
Tabla 3.6 Rangos de presión mínima de miscibilidad	121
Tabla 3.7 Presión mínima de miscibilidad relativa.....	122
Tabla 3.8 Pozos a condición de miscibilidad	123
Tabla 3.9 Cálculo de presión Fractura.....	124

Tabla 3.10 Caso base	126
Tabla 3.11 Estimación del Factor de Recobro.....	127

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.2 Cálculo del Remanente inicial de petróleo.....	15
Ecuación 1.3 Cálculo del POES actual.....	15
Ecuación 1.4 Energías de superficie	17
Ecuación 1.5 Cálculo de Presión Capilar	19
Ecuación 1.6 Cálculo de Presión Capilar Sistema agua – petróleo.....	19
Ecuación 1.7 Cálculo de Presión Capilar Sistema gas – petróleo.....	19
Ecuación 1.8 Cálculo de Porosidad.....	20
Ecuación 1.9 Cálculo de Porosidad efectiva.....	20
Ecuación 1.10 Velocidad de flujo.....	21
Ecuación 1.11 Cálculo de Permeabilidad absoluta.....	22
Ecuación 1.12 Cálculo de Permeabilidad	22
Ecuación 1.13 Cálculo de Permeabilidad relativas.....	22
Ecuación 1.14 Cálculo de Saturación del fluido.....	23
Ecuación 1.15 Cálculo de Saturación del petróleo	23
Ecuación 1.16 Cálculo de Saturación del gas	23
Ecuación 1.17 Cálculo de Saturación del gas	24
Ecuación 1.18 Saturación del 100%.....	24
Ecuación 1.19 Factor volumétrico de petróleo.....	25
Ecuación 1.20 Factor volumétrico de total.....	27
Ecuación 1.21 Presión de burbuja según Standing.....	29
Ecuación 1.22 Factor de relación según Standing	30
Ecuación 1.23 Relación Gas Disuelto petróleo según Standing.....	30
Ecuación 1.24 Factor de relación para Bo petróleo según Standing	31
Ecuación 1.25 Factor Volumétrico del petróleo según Standing	31
Ecuación 1.26 Cálculo de la Densidad según Standing	31
Ecuación 1.27 Densidad por debajo de la presión del punto de burbuja.....	32

Ecuación 1.28 Fracción molar de gas-Lasater.	33
Ecuación 1.29 Peso molecular efectivo del petróleo -Lasater. ($\gamma_{API} \leq 40$)	33
Ecuación 1.30 Peso molecular efectivo del petróleo -Lasater. ($\gamma_{API} > 40$)	33
Ecuación 1.31 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($\gamma_g \leq 0,60$)	33
Ecuación 1.32 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($\gamma_g > 0,60$)	33
Ecuación 1.33 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($P_{bygTy} < 3,29$)	34
Ecuación 1.34 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($P_{bygTy} \geq 3,29$)	34
Ecuación 1.35 Relación Gas disuelto petróleo -Lasater.	34
Ecuación 1.36 Presión de Burbuja- Vásquez Y Beggs	36
Ecuación 1.37 Densidad relativa del gas corregida a 100 psi - Vásquez Y Beggs	36
Ecuación 1.38 Factor volumétrico del petróleo a P_b - Vásquez Y Beggs.....	37
Ecuación 1.39 Compresibilidad del Petróleo - Vásquez Y Beggs.....	38
Ecuación 1.40 Constante para el cálculo de viscosidad - Vásquez Y Beggs	38
Ecuación 1.41 Viscosidad del petróleo bajo saturado - Vásquez Y Beggs.....	38
Ecuación 1.42 Presión de Burbuja – Glaso	39
Ecuación 1.43 Factor para la Presión de Burbuja - Glaso	40
Ecuación 1.44 Relación Gas disuelto petróleo - Glaso.....	40
Ecuación 1.45 Factor para la Relación Gas disuelto petróleo - Glaso.....	40
Ecuación 1.46 Factor volumétrico del Petróleo – Glaso	41
Ecuación 1.47 Constante volumétrico del Petróleo – Glaso	41
Ecuación 1.48 Viscosidad del Petróleo – Glaso	42
Ecuación 1.49 Presión de burbuja – TOTAL, C. F. P	43
Ecuación 1.50 Relación Gas Disuelto Petróleo – TOTAL, C. F. P.....	44
Ecuación 1.51 Factor volumétrico del petróleo – TOTAL, C. F. P	44
Ecuación 1.52 Factor volumétrico del petróleo – Al- Marhoun	45
Ecuación 1.53 Relación Gas Disuelto Petróleo – Al- Marhoun.....	46
Ecuación 1.54 Factor volumétrico del petróleo – Al- Marhoun	46

Ecuación 1.55 Constante de Factor volumétrico del petróleo – Al- Marhoun.....	46
Ecuación 1.56 Factor volumétrico total – Al- Marhoun	47
Ecuación 1.57 Constante de Factor volumétrico total – Al- Marhoun.....	47
Ecuación 1.58 Presión de burbuja – Petrosky y Farshad	48
Ecuación 1.59 Factor de Presión de burbuja – Petrosky y Farshad	48
Ecuación 1.60 Relación Gas Disuelto Petróleo – Petrosky y Farshad	49
Ecuación 1.61 Factor volumétrico del petróleo – Petrosky y Farshad	49
Ecuación 1.62 Constante del Factor volumétrico del petróleo – Petrosky y Farshad	49
Ecuación 1.63 Compresibilidad del petróleo – Petrosky y Farshad.....	50
Ecuación 1.64 Viscosidad de petróleo muerto – Petrosky y Farshad.....	51
Ecuación 1.65 Constante de Viscosidad de petróleo muerto – Petrosky y Farshad.....	51
Ecuación 1.66 Viscosidad de Petróleo Bajo Saturado – Petrosky y Farshad.....	51
Ecuación 1.67 Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson	52
Ecuación 1.68 Factor x de la Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson.....	52
Ecuación 1.69 Factor y de la Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson.....	52
Ecuación 1.70 Factor z de la Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson.....	53
Ecuación 1.71 Viscosidad de Petróleo saturado– Beggs y Robinson	53
Ecuación 1.72 Viscosidad de Petróleo saturado– Chew y Connally.....	54
Ecuación 1.73 Porcentaje del factor de recobro	57
Ecuación 1.74 Presión mínima de miscibilidad.....	71
Ecuación 1.75 Peso molecular del componente C5+	71
Ecuación 1.76 Presión mínima de miscibilidad con temperatura de reservorio.....	72
Ecuación 1.77 Presión mínima de miscibilidad para inyección de CO2 puro	73
Ecuación 1.78 MMP en función de la temperatura del reservorio	74
Ecuación 2.1 Volumen de arcilla	100
Ecuación 2.2 Porosidad absoluta	101
Ecuación 2.3 Porosidad efectiva	101

Ecuación 2.4 Gradiente geotérmico	103
Ecuación 2.5 temperatura de formación	104
Ecuación 2.6 Saturación de agua	106
Ecuación 3.1 Índice de heterogeneidad	115
Ecuación 3.2 Relación de Poisson	124
Ecuación 3.3 Gradiente de presión de fractura	124
Ecuación 3.4 Presión de fractura.....	124
Ecuación 3.5 Balance de materiales	126

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los campos maduros en el Ecuador se considera como uno de los mayores retos de la industria hidrocarburífera. Para aumentar y mantener la producción de petróleo en este tipo de campo la aplicación de técnicas avanzadas de recuperación secundaria y/o mejorada (Rea, 2020). Un ejemplo representativo de un campo maduro en Ecuador es el Campo Guanta-Dureno. En los últimos veinte años, el Campo Guanta-Dureno ha presentado una disminución de producción de petróleo, la cual representa el 48 % con respecto a su producción inicial (Vacacela, 2018).

Este Campo fue descubierto en 1969 y se encuentra localizado al Sur-Oeste de los Campos Atacapi y Parahuacu y al Sur-Este del campo Lago Agrio, localizado al Norte-Oeste de la Cuenca Amazónica en la provincia de Sucumbíos y su extensión es de 18,4 Km (Petroamazonas, 2017).

Guanoluisa (2014) ha reportado, el mayor problema del Campo Guanta-Dureno es la drástica caída de presión en el reservorio principal U Inferior, la cual continúa depletándose hasta la actualidad. Por tanto, el desarrollo de actividades que incluyen proyectos de mejoramiento e incremento de la producción de petróleo se ha convertido en una prioridad para la empresa operadora.

Un método de la recuperación mejorada EOR con el uso de un método correcto de EOR, no solamente se restauraría la presión de la formación, sino que también se mejoraría el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento, lo cual ayudaría positivamente en el incremento del factor de recobro del reservorio U Inferior del Campo Guanta-Dureno.

El reservorio U Inferior tiene una porosidad promedio de 24,07 % y un espesor de 37,51 ft, además de que presenta una baja producción de agua, motivos por los cuales esta arena se considera uno de los reservorios más importantes del Campo Guanta-Dureno (Vacacela, 2018).

En este contexto, el presente trabajo utilizó el software EORgui, el cual selecciona varios parámetros petrofísicos y algunos criterios empíricos para la selección de un modelo idóneo EOR y pueda ser aplicado en el campo de estudio, para lo cual abordaremos tres secciones: Iniciaremos una breve reseña estructural de Campo Guanta-Dureno, es así que dentro de este marco realizaremos un análisis petrofísico, en última instancia se realizará un análisis comparativo de los métodos de recuperación terciaria según los criterios de Taber visualizando al respecto las ventajas y desventajas de cada uno.

1.1. Descripción del problema

La evidente declinación de presión en el reservorio U Inferior como consecuencia de la producción de fluidos a través del tiempo (Pa: 980-1281 psi, Pb: 1400 psi (Navarrete, 2022)) ha creado la necesidad de buscar alternativas para aumentar el recobro del petróleo, en base a las características del Campo Guanta-Dureno, la aplicación de un método de recuperación terciaria (EOR) es considerado como una alternativa.

Sin embargo, para seleccionar el método EOR que mejor se pueda acoplar al campo de estudio, es necesario e imprescindible, el análisis de parámetros técnicos, tales como: Viscosidades, °API, composición del crudo, saturación del petróleo, salinidad del agua, temperatura del reservorio, dureza del agua, tipo de roca, permeabilidad, profundidad, espesor neto, presión del reservorio, mecanismos de empuje y porosidad. Todos estos parámetros técnicos son importantes ya que serán utilizados como puntos de partida para realizar un screening mediante la implementación del software EORgui.

Por tal motivo, para efectos de esta investigación, se hace pertinente plantear la siguiente pregunta ¿Cuál es el método más idóneo de recuperación mejorada que permita obtener mejores resultados para aumentar el Factor de Recobro en el Campo Guanta-Dureno?

1.2. Justificación del problema

Según Rea (2020), a partir de la mitad del año 2014 se produjo una caída importante en el precio internacional del barril de petróleo llegando a alcanzar el valor más bajo en los últimos años. La industria petrolera busca nuevos métodos para poder recuperar el petróleo in situ y mejorar el factor de recuperación de yacimientos. Por lo que la implementación de un método o proceso de Recuperación Mejorada (EOR) se lograría

recuperar o aumentar la producción de petróleo (Barrera, 2021). Por tal motivo es necesario considerar y evaluar la aplicación de un proyecto EOR, a través del análisis de los criterios de Taber con la ayuda del software EORgui para ser aplicado en proyectos futuros de la Cuenca Oriente, que permita barrer y producir el petróleo remanente después de haberse aplicado los métodos convencionales.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Seleccionar el método idóneo de recuperación mejorada mediante el uso del software EORgui para su implementación en el reservorio U Inferior del Campo Guanta-Dureno.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Establecer las condiciones actuales del reservorio U inferior para aplicar un método de recuperación terciaria.
- Evaluar los parámetros técnicos en base a la metodología de Taber para seleccionar el método de recuperación terciaria más adecuado aplicable en el Campo Guanta-Dureno.
- Determinar el factor de recobro esperado con el método de recuperación terciaria seleccionado.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Antecedentes del Campo Guanta-Dureno

Según Lozada (2010) , el Campo Guanta-Dureno fue descubierto durante la perforación exploratoria del pozo Dureno-1, el cual se completó el 15 de julio de 1969 en el yacimiento "T". En el Campo Guanta-Dureno se llegó a perforar un total de 17 pozos con

una producción total de 36 millones de barriles de las Formaciones Tena, Napo y Hollín las cuales están representadas por diferentes unidades de producción tales como la arena Basal Tena, Areniscas “U” Superior, “U” Inferior, “T” Superior, “T” Inferior y la arena Hollín.

El perfil de producción del Campo Guanta-Dureno inicia con 689 Bbls/d en el año 1984 llegando a alcanzar su máximo de producción de 10000 Bbls/d en 1988. Luego de este año su producción empezó a declinar hasta el año 2000, en el cual su producción se redujo a los 2800 Bbls/d. Dando como un promedio alrededor de 4 MBPD en el año 2003. (Vacacela, 2018)

1.4.2. Generalidades del campo

A continuación, (Figura 1.1) se presenta un resumen de las principales características del Campo Guanta-Dureno:

Descripción General	
Fecha de Inicio de Producción:	Sep-84
N° Pozos Perforados:	47
• Productores	22
• Cerrados	22
• Inyectores (G-27)	1
• Reinyectores (G-7 y G-8)	2
Producción Actual (bppd):	3,688
BSW campo:	33%
API ponderado:	28.84
Reservorios Productores:	Principal UI / TI
	Secundario BT / US / TS / HS
Acumulado de Petróleo (MMbbl):	54.4
Sistema de Levantamiento:	
• Hidráulico	12 pozos
• Electrosumergible	9 pozos
• Mecánico	1 pozos

Figura 1.1 Generalidades del campo guanta [Petroamazonas, 2017]

1.4.3. Ubicación Geográfica

El Campo Guanta-Dureno forma parte del Bloque 57 y se encuentra ubicado en la parte Norte de la Región Amazónica Ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos, está ubicado al suroeste de los campos Atacapi y Parahuacu, al sureste del campo Lago Agrío, y en la parte noroeste de la cuenca del Amazonas. (Recalde, 2018)

Como se puede observar en la figura 1.2, las coordenadas geográficas del campo son:

- Longitud: 76°43'52"W 76°47'25"W
- Latitud 00°04'28"N 00°02'25"S

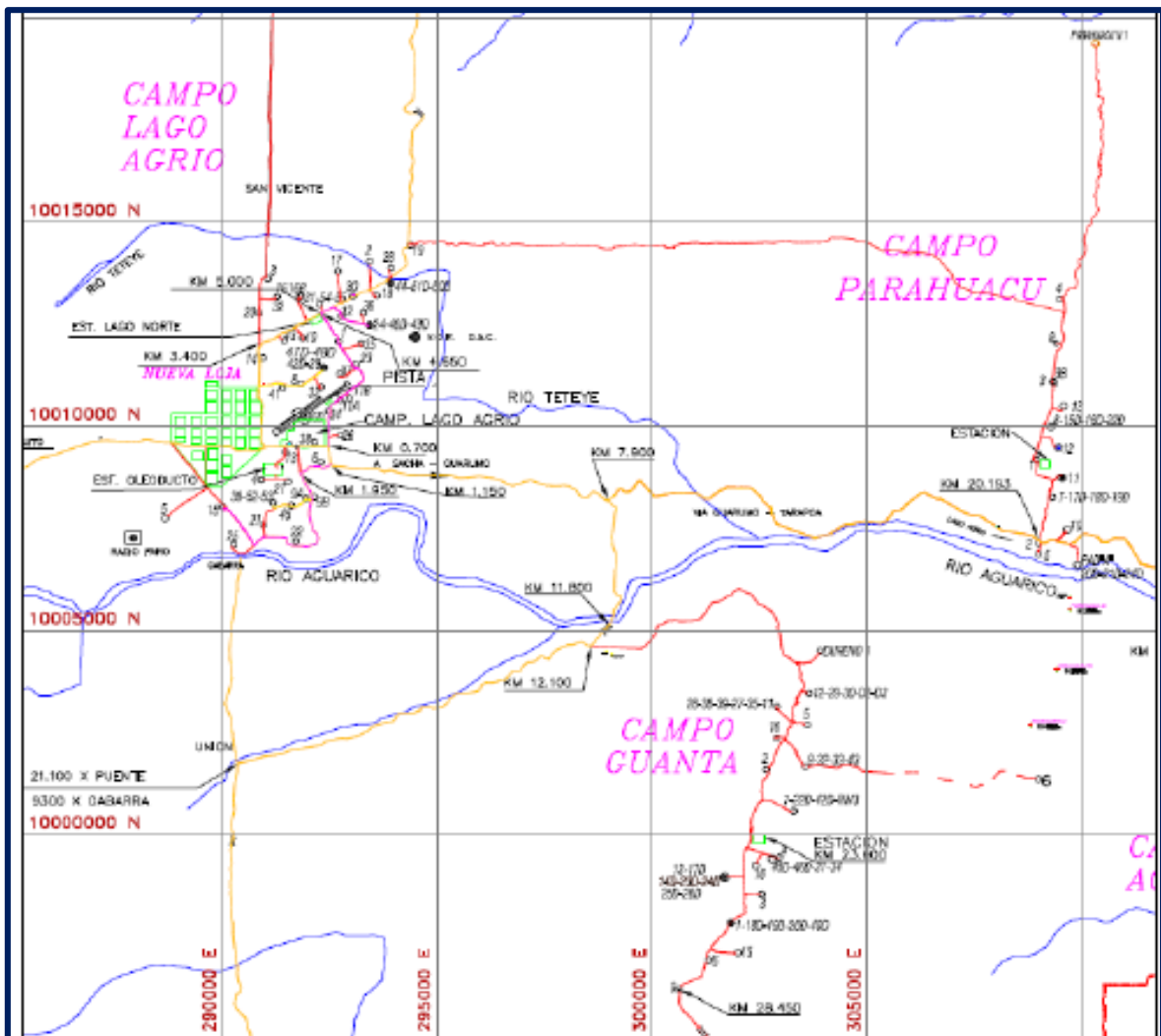


Figura 1.2 Ubicación Geográfica del Campo Guanta [ROMO, 2018]

1.4.4.Descripción Geológica del Campo Estructural

El campo Guanta-Dureno es una estructura anticlinal asimétrica alargada de dirección N-SW de 16 km de largo por 4.5 km de ancho y al Este se encuentra limitado por una falla inversa; su límite de petróleo al reservorio T inferior está controlado por un L.K.O. de -8779 pies. (Petroamazonas, 2017)

Según (Recalde (2018), las fallas principales de este campo contienen acumulado el hidrocarburo en el lado levantado de las mismas. El eje principal del anticlinal se halla limitado en el flanco Este por la configuración de fallas invertidas de dirección NNE-SSW; los flancos Oeste, Norte, Sur presentan un cierre estructural con contactos agua petróleo que limitan la acumulación del petróleo para cada uno de los reservorios.

A continuación, en la figura 1.3 se representa el mapa estructural del campo Guanta-Dureno:

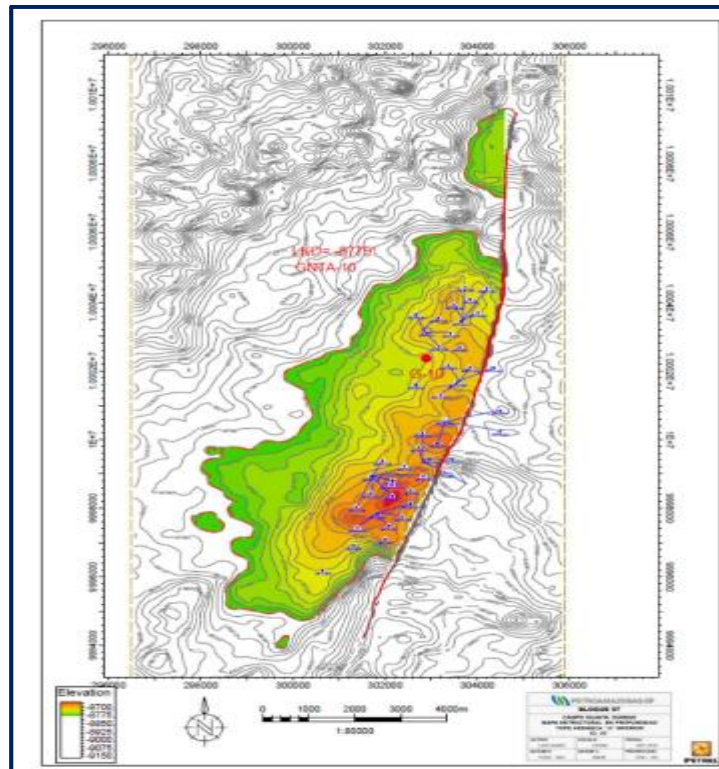


Figura 1.3 Mapa Estructural al Tope del Reservorio U Inferior [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.5. Geología

En la Formación Napo se encuentran los principales reservorios productores del Campo Guanta-Dureno, como son los yacimientos “U” y “T”. Dentro de este campo la arena “T” es de mayor importancia, seguida de la arena “U” y por último el yacimiento “Basal Tena” debido a su desarrollo a lo largo del campo.

A continuación, se detalla las características de las distintas arenas:

1.4.5.1. Arena Hollín

La arena Hollín muestra un espesor variable, el cual se mantiene continuo, es decir en el Sur tiene un promedio de 110 pies y en la parte central su promedio es de 120 pies mientras que en la parte norte su espesor promedio es de 100 pies llegando a entrapar un crudo de gravedad 30° API, con poca presencia de arcillas y cuarzosa de granos medio a grueso friable, además en la zona inferior se encuentra constituida por areniscas limpias con almacenamiento de crudo de 28° API con buena presencia de cemento calcáreo, correspondiéndole un depósito de ambiente transicional deltaico y un contacto de agua entre 10000 pies y 10030 pies (Lozada, 2010).

Seguidamente, en la figura 1.4 se presenta las propiedades del Reservorio Hollín:

Propiedades	
Entrampamiento:	Estratigráfico
Porosidad promedio (%):	17.90
Permeabilidad promedio (mD):	120
Espesor promedio neto de pago (ft):	9.58
Profundidad promedio TVD (ft):	10,049
Presión de Reservorio actual (psi):	3,380
Presión de Burbuja (psi):	990
Acumulado de Petróleo (MMbbl):	6.3
Producción actual (bppd):	483
POES (MMbbl):	39.01
Reservas:	
• 1P (MMbbl):	3.12
Fr:	15.94
Propiedades de Fluido a condiciones de Reservorio	
API:	29.8
Factor Volumétrico Bo:	1.22
Relación de Solubilidad Rs (SPC/BN):	308
Viscosidad (cp.):	4.48

Figura 1.4 Propiedades del Reservorio Hollín [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.5.2. Arenisca “U” Superior

La arenisca “U” Superior pertenece a la edad cenomaniano con desarrollos de barras de desembocadura que presenta un ambiente de depósito marino somero a marino marginal, con un espesor promedio de 75 pies y la cual se divide en 2 unidades de producción que mantienen su espesor en todo el campo, entre 35 pies a 45 pies. La Arenisca Superior está constituida por cuarzo claro friable de granos fino, redondeado y cemento calcáreo (Lozada, 2010).

Seguidamente, en la figura 1.5 se presenta las propiedades del Reservorio “U” Superior:

Propiedades	
Entrampamiento:	Estratigráfico
Porosidad promedio (%):	10.99
Permeabilidad promedio (mD):	50
Espesor promedio (ft):	8.25
Profundidad promedio TVD (ft):	9570
Presión de Reservorio actual (psi):	1,600
Presión de Burbuja (psi):	1,400
Acumulado de Petróleo (MMbbl):	2.1
Producción actual (bppd):	155
POES (MMbbl):	44.3
Reservas:	
• 1P (MMbbl):	0.186
Propiedades de Fluido a condiciones de Reservorio	
API:	27.4
Factor Volumetrico Bo:	1.22
Relacion de Solubilidad Rs:	280
Viscosidad (cP):	2.14

Figura 1.5 Propiedades del Reservorio “U” Superior [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.5.3. Arenisca “U” Inferior (Principal)

La Arenisca “U” Inferior es la mejor zona del yacimiento, ya que cuenta con un desarrollo de arenas de norte a sur y un espesor promedio de 45 pies, una tendencia a disminuir hacia los flancos y además está constituida por una arenisca de cuarzo, friable de granos muy fino a fino, subredondeado a subangular de regular escogencia (Lozada, 2010).

Seguidamente, en la figura 1.6 se presenta las propiedades del Reservorio “U” Inferior:

Propiedades	
Entrampamiento:	Estratigráfico
Porosidad promedio (%):	13.65
Permeabilidad promedio (mD):	100
Espesor promedio neto de pago (ft):	22.21
Profundidad promedio TVD (ft):	9,716
Presión de Reservorio actual (psi):	1,650
Presión de Burbuja (psi):	1,400
Acumulado de Petróleo (MMbbl):	30.52
Producción actual (bppd):	1,523
POES (MMbbl):	215.6
Reservas:	
• 1P (MMbbl):	13.49
• 2P (MMbbl):	15.09
Fr:	14.04
Propiedades de Fluido a condiciones de Reservorio	
API:	29.6
Factor Volumétrico Bo:	1.22
Relación de Solubilidad Rs (SPC/BN):	314
Viscosidad (cp.):	2.24

Figura 1.6 Propiedades del Reservorio “U” Inferior [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.5.4. Arenisca “T”

La arenisca “T” pertenece a la edad Albiano con facies de barras de desembocadura, además presenta un depósito de ambiente transicional deltaico que mantiene un espesor promedio de 130 pies a través de toda el área de Norte a Sur. (Lozada, 2010)

Al igual la arenisca “T” se diferencian dos unidades de producción denominadas:

1.4.5.5. Arenisca “T” Superior

La arenisca “T” Superior presenta espesores saturados de hidrocarburos entre 8 a 10 pies con porosidad en el orden de 11% y cuenta con un espesor promedio de 70 pies, además está constituida por areniscas de cuarzo de distintos colores de grano, subredondeado a subangular y cemento ligeramente calcáreo con buena escogencia (Lozada, 2010).

Seguidamente, en la figura 1.7 se presenta las propiedades del Reservorio “T” Superior:

Propiedades	
Entrampamiento:	Estratigráfico
Porosidad promedio (%):	10.48
Permeabilidad promedio (mD):	180
Espesor promedio (ft):	6.64
Profundidad promedio TVD (ft):	9790
Presión de Reservorio actual (psi):	1,941
Presión de Burbuja (psi):	1,398
Acumulado de Petróleo (MMbbl):	0.24
Producción actual (bppd):	0
POES (MMbbl):	16.5
Reservas:	
• 1P (MMbbl):	0.516
• 2P (MMbbl)	0.516
• 3P (MMbbl)	0.516
Propiedades de Fluido a condiciones de Reservorio	
API:	28.7
Factor Volumetrico Bo:	1.28
Relacion de Solubilidad Rs:	250
Viscosidad (cP):	1.8

Figura 1.7 Propiedades del Reservorio “T” Superior [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.5.6. Arenisca “T” Inferior

La arenisca “T” Inferior presenta espesores saturados de hidrocarburo entre 10 pies y 12 pies con porosidad en el orden de 12% y tiene un espesor promedio de 60 pies, además presenta la mejor zona desarrollada del yacimiento y está constituida por areniscas de cuarzo de color gris oscura de grano fino, redondeado y cemento silicio de buen escogimiento (Lozada, 2010).

Seguidamente, en la figura 1.8 se presenta las propiedades del Reservorio “T” Inferior:

Propiedades	
Entrampamiento:	Estratigráfico
Porosidad promedio (%):	16.17
Permeabilidad promedio (mD):	225
Espesor promedio neto de pago(ft):	34.35
Profundidad promedio TVD (ft):	9,934
Presión de Reservorio actual (psi):	1,941
Presión de Burbuja (psi):	1,398
Acumulado de Petróleo (MMbbl):	10.88
Producción actual (bppd):	595
POES (MMbbl):	99.9
Reservas:	
• 1P (MMbbl):	12.56
• 2P (MMbbl):	14.19
Fr:	10.79
Propiedades de Fluido a condiciones de Reservorio	
API:	28.9
Factor Volumétrico Bo:	1.28
Relación de Solubilidad Rs (SPC/BN):	264
Viscosidad (cp.):	1.8

Figura 1.8 Propiedades del Reservorio “T” Inferior [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.5.7. Basal Tena

La arenisca Basal Tena pertenece a la edad Maestrichtiano de ambiente marino de sub litoral; es una arenisca de cuarzo con intercalación de grano fino a grueso de color café claro y a veces presenta una conglomeración de cemento silicio a veces calcáreo, también mantiene un espesor de 12 a 18 pies depositado de forma irregular de los cuales, entre 4 y 6 pies están saturados de hidrocarburos (Lozada, 2010).

Seguidamente, en la figura 1.9 se presenta las propiedades del Reservorio Basal Tena:

Propiedades	
Entrampamiento:	Estratigráfico
Porosidad promedio (%):	11.92
Permeabilidad promedio (mD):	200
Espesor promedio (ft):	8.19
Profundidad promedio TVD (ft):	8870
Presión de Reservorio actual(psi):	1,650
Presión de Burbuja (psi):	820
Acumulado de Petróleo (MMbbl):	4.7
Producción actual (bppd):	868
POES (MMbbl):	30.7
Reservas:	
• 1P (MMbbl):	5.245
Fr:	15.10
Propiedades de Fluido a condiciones de Reservorio	
API:	23
Factor Volumetrico Bo:	1.12
Relacion de Solubilidad Rs:	160
Viscosidad (cP):	20.9

Figura 1.9 Propiedades del Reservorio Basal Tena [Petroamazonas EP, 2017]

1.4.6. Sísmica

El campo Guanta está delimitado por una falla inversa de alto ángulo que corta en todo el campo en el flanco Este, la dirección de fallamiento es NNS-SSO como se muestra en la figura 1.10

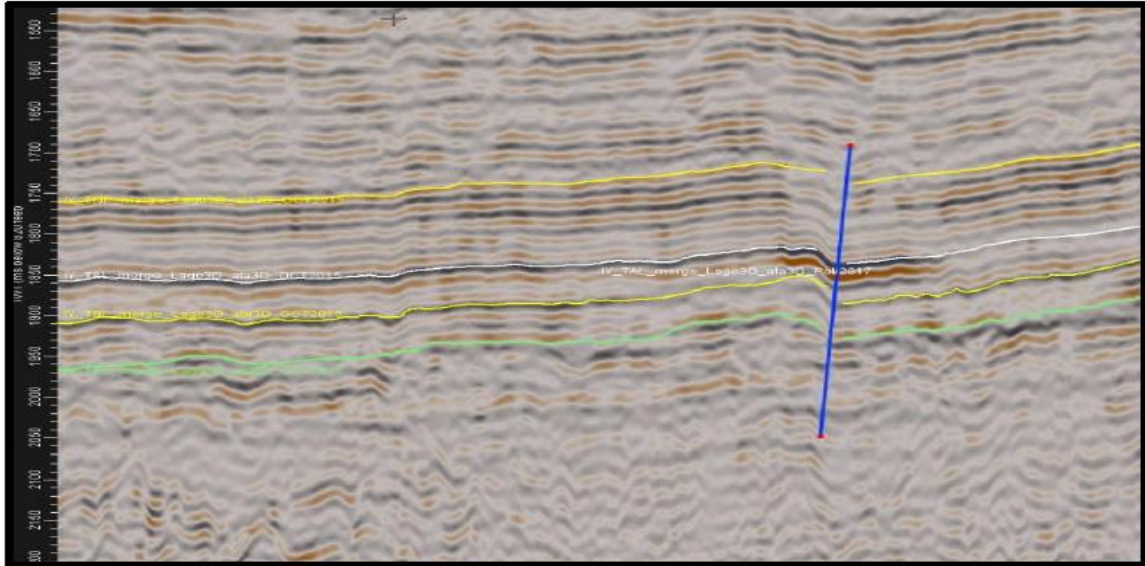


Figura 1.10 Sección sísmica con los 4 marcadores principales y la falla inversa [Petroamazonas EP, 2017]

1.5. Estado del Campo

1.5.1. Producción

Inicialmente los yacimientos en el campo Guanta Basal Tena, Napo U y T fueron subsaturados, en ciertas zonas se ha evidenciado el declive de la presión llegando al punto de saturación.

Presenta una combinación del sistema de expansión roca-fluido con una entrada parcial de agua, mientras que el yacimiento Hollín es por empuje hidráulico de fondo (Unapanta, 2006).

De acuerdo a la información provista por la ARCERNNER, la producción del campo Guanta-Dureno data en el año 1984 con una producción de 689 BPPD, alcanzó su pico más alto de producción en 1988 con 10.000 BPPD.

De los reservorios existentes en el campo, la arena U inferior es la que mayor aportó registrando un acumulado de 33.666.812 BBL de un total de 61.129.358 BBL hasta el 31 de diciembre de 2022.

Tabla 1.1 Producción acumulada del campo Guanta-Dureno [ARCERNNER]

Reservorio	Producción acumulada al 31 de diciembre 2022 Bbls
Basal Tena	5.825.362
U superior	2.561.109
U inferior	33.666.812
T superior	244.699
T inferior	12.159.688
Hollín superior	6.671.688
Subtotal	61.129.358

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

En el Anexo 1 se puede observar el histórico de producción de cada zona del campo Guanta-Dureno.

1.5.2. Presión

Se estima que la presión del reservorio U inferior bordea los 1100-1200 psi considerando una presión inicial de 3750 psi con una declinación anual efectiva de 2,9% aproximadamente.

Tabla 1.2 Presión reservorio U inferior

Reservorio	Presión (psi)	
U inferior	Pi	3750
	Pb	1400
	Pa	1300

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

1.5.3. Reservas

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que pueden ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo (Society of Petroleum Engineers, 2018).

1.5.3.1. Reservas probadas

Son las reservas de hidrocarburos, que poseen un grado de certeza razonable, avalada por datos geológicos, geofísicos y de ingeniería, para ser comercialmente recuperadas (Society of Petroleum Engineers, 2018).

1.5.3.2. Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que podrán ser recuperables, al usar métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables (Society of Petroleum Engineers, 2018).

1.5.3.3. Reservas posibles

Son aquellas reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables.(Society of Petroleum Engineers, 2018)

1.5.4. Estimación de reservas

El Anexo 2 muestra la estimación de reservas hasta el año 2032, se recuperarán 901.938 bbls, en un tiempo de 10 años a una tasa de abandono de 19,75 bbls/d, con una recuperación final estimada de 34.691.800 bbls.

Tabla 1.3 Estimación de Reservas U Inf. Campo Guanta-Dureno [Petroamazonas EP, 2022]

Campo Guanta-Dureno U inferior	
Sw (actual) , POES (actual), Reservas probadas	
POES, Bbls (inicial)	215.546.257
*Prod. Acumulado Np, Bbls	33.666.812
FR %	15,62
Declinación A.e.	0,35191
Reservas Bbls	901.938
EUR Bbls	34.691.800
Petróleo remanente Nri	181.879.445
Reserva total, Bbls	45.372.487

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

El POES actual y Sw actual se estimará con las siguientes ecuaciones:

Ecuación 1.1 Cálculo de la Sw actual

$$Sw_{actual} = 1 - \frac{Nri * Bo}{7758 \frac{bbls}{acre - pie} * A * h * \emptyset} \quad (1.1)$$

Donde Nri es el remanente inicial de petróleo.

Ecuación 1.2 Cálculo del Remanente inicial de petróleo

$$Nri = POESi - Np \quad (1.2)$$

Ecuación 1.3 Cálculo del POES actual

$$POES_{actual} = \frac{7758 \frac{bbls}{acre - pie} * A * h * \emptyset * (1 - Swa)}{Bo} \quad (1.3)$$

1.5.5. Pozos

Actualmente en el Campo Guanta-Dureno se han perforado 49 pozos Anexo 3, de los cuales 20 son productores, 25 inactivos temporalmente, 2 reinyectores, 1 abandonado y 1 inyector, como se muestra en la tabla 1.4.

Tabla 1.4 Pozos campo Guanta-Dureno [ARCERNNR]

Resumen estado de pozos	Total
Activo	20
Inactivo	25
Abandonado	1
Inyector off	1
Reinyector	1
Reinyector Inactivo	1
Total	49

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

En la tabla 1.5 se detalla los pozos pertenecientes a la arena U inferior.

Tabla 1.5 Pozos campo Guanta-Dureno [ARCERNNR]

Resumen estado de pozos	Total
Activo	11
Inactivo	15
Inyector off	1
Reinyector	1
Reinyector Inactivo	1
Total	29

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

En el Anexo 4 indica el total de pozos perforados en el campo Guanta-Dureno.

En la tabla 1.5 se detalla los pozos pertenecientes a la arena U inferior, cabe indicar que, por la confidencialidad de documentos, el acceso a la información fue muy limitado.

1.6. Propiedades Roca- Fluido

1.6.1. Fuerzas Capilares

1.6.1.1. Tensión Interfacial

La tensión interfacial (σ) es una fuerza que se cuantifica en términos de tensión de superficie que actúa en el plano de la superficie por unidad de longitud (Paris, 2001). Esta fuerza normal (F) se aplica a la superficie líquida de longitud (L), que se muestra en la figura 1.11.

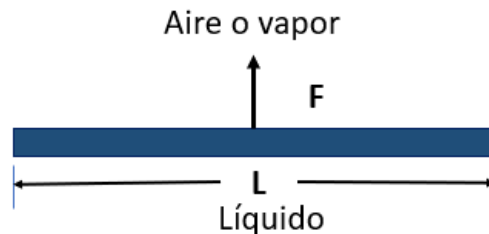


Figura 1.11 Fuerza de superficie [Green y Willhite]

1.6.1.2. Humectabilidad

Según Paris (2001), la humectabilidad es una propiedad que afecta el comportamiento capilar y al desplazamiento de las rocas yacimiento, además, se define como la habilidad de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra fase inmisible.

Una medida de la humectabilidad, es el ángulo de contacto (θ_c), el cual se relaciona con las energías de superficie y se representa con la siguiente ecuación:

Ecuación 1.4 Energías de superficie

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (1.4)$$

Donde:

σ_{os} = Energía interfacial entre el sólido y el petróleo, $\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$

σ_{ws} = Energía interfacial entre el sólido y el agua, $\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$

σ_{ow} = Tensión interfacial entre el petróleo y el agua, $\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$

θ_c = Angulo de contacto petróleo – sólido agua, medido a través del agua, grados

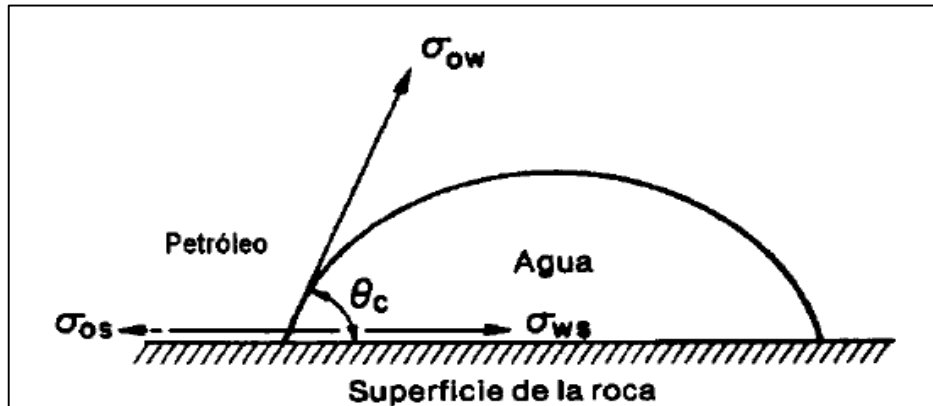


Figura 1.12 Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido

[(Paris, 2001)]

En la figura 1.12 se muestra el ángulo de contacto como una medida de la humectabilidad de la siguiente manera:

Si A_t es positiva, indica que el fluido más denso (agua) moja preferencialmente la superficie sólida ($\theta_c < 90^\circ$)

Si A_t es negativa, indica que el fluido menos denso moja preferencialmente la superficie sólida ($\theta_c > 90^\circ$)

Si A_t es cero, indica que ambas fases tienen igual afinidad por la superficie sólida ($\theta_c = 90^\circ$)

1.6.1.3. Presión Capilar

La presión capilar se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles; uno de los cuales moja preferencialmente la roca.

Si la presión capilar es positiva será iguala a la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante (Paris, 2001).

Ecuación 1.5 Cálculo de Presión Capilar

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1.5)$$

Donde:

P_c = Presión capilar.

P_{nm} = Presión no mojante.

P_m = Presión mojante.

m= es la fase mojante y nm, la fase no mojante.

Sistema agua – petróleo

Ecuación 1.6 Cálculo de Presión Capilar Sistema agua – petróleo

$$P_c = P_o - P_w \quad (1.6)$$

Sistema gas – petróleo

Ecuación 1.7 Cálculo de Presión Capilar Sistema gas – petróleo

$$P_c = P_g - P_w \quad (1.7)$$

1.6.2. Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (La propiedad inversa a la porosidad es la compacidad). Matemáticamente:

Ecuación 1.8 Cálculo de Porosidad

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1.8)$$

Donde:

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

La porosidad absoluta considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. La roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral (Macualo, 2012)

Porosidad efectiva es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen total de roca.

Ecuación 1.9 Cálculo de Porosidad efectiva

$$\emptyset = \frac{V_p \text{ interconectado}}{V_t} \quad (1.9)$$

El valor de la porosidad total siempre va a hacer mayor o igual a la porosidad efectiva, en los casos de estudio de ingeniería de yacimientos la porosidad de interés es la porosidad efectiva (Charcopa & Aguilar, 2020)

- Demasiado baja = < 5%
- Porosidad baja $5\% \leq \emptyset \leq 10\%$
- Porosidad media > 10% hasta $\leq 20\%$
- Buena cuando > 20% pero = < 20%
- Excelente > 30%

1.6.3. Permeabilidad

La permeabilidad mide la capacidad de un material poroso para permitir el paso de un fluido, en yacimientos petroleros se refiere a la facilidad con la que los fluidos se desplazan a través del sistema poroso.

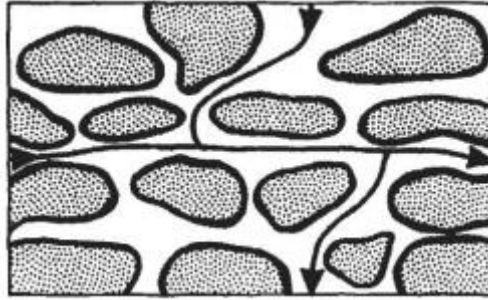


Figura 1.13 Permeabilidad a través de un medio poroso [(Tiab & Donaldson, 2004)]

Darcy desarrolló una ecuación de flujo de fluidos que desde entonces se ha convertido en una de las herramientas matemáticas estándar para la ingeniería petrolera expresada en milidarcy (mD) (Tiab & Donaldson, 2004).

Esta ecuación se expresa en forma diferencial como sigue:

Ecuación 1.10 Velocidad de flujo

$$V = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} * \frac{dp}{dl} \quad (1.10)$$

Donde:

V = Velocidad del fluido, cm / s.

q = Caudal cm³ / s.

k = Permeabilidad de la roca porosa, Darcy

Ac= Área de la sección transversal de la roca, cm².

u= Viscosidad del fluido, centipoises (cP).

l = Longitud de la muestra de roca, cm.

Dp / dl = Gradiente de presión en la dirección del flujo, atm / cm. dl

La ecuación 1.11 expresa a la permeabilidad "absoluta" si la roca está 100% saturada con un solo fluido o fase, como petróleo, gas o agua.

En presencia de más de un fluido, se conoce como permeabilidad "efectiva", siendo la permeabilidad efectiva de petróleo (k_o), gas (k_g) o agua (k_w). En el yacimiento estos fluidos interactúan entre si durante su movimiento por los canales porosos de la roca, en consecuencia, la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases será siempre menor que la permeabilidad absoluta.

Ecuación 1.11 Cálculo de Permeabilidad absoluta

$$k_g + k_o + k_w \leq k \quad (1.11)$$

Ecuación 1.12 Cálculo de Permeabilidad

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (1.12)$$

En presencia de más de un fluido en la roca, la relación entre la permeabilidad efectiva de cualquier fase y la permeabilidad absoluta de la roca es conocida como la permeabilidad "relativa" (k_r) de esa fase (Tiab & Donaldson, 2004). En la figura 1.14 se muestra las curvas típicas de permeabilidad relativa petróleo-agua.

Ecuación 1.13 Cálculo de Permeabilidad relativas

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (1.13)$$

Donde:

k_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo

k_g = Permeabilidad efectiva al gas

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

k = Permeabilidad absoluta

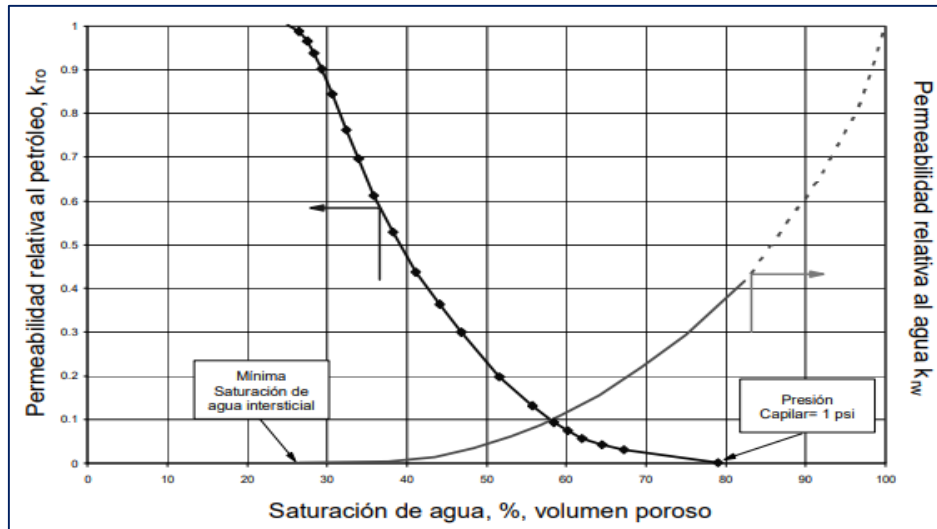


Figura 1.14 Curvas típicas de permeabilidad relativa petróleo-agua [Macualo, 2012]

1.6.4. Saturación

La saturación se define como la fracción, o porcentaje, del volumen del poro ocupado por un fluido en particular (petróleo, gas o agua). Tiab & Donaldson, (2004) expresa matemáticamente esta propiedad por la siguiente relación:

Ecuación 1.14 Cálculo de Saturación del fluido

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen de poro}} \quad (1.14)$$

Aplicando el concepto matemático anterior de saturación para cada fluido del reservorio, se tiene:

Ecuación 1.15 Cálculo de Saturación del petróleo

$$S_o = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen de poro}} \quad (1.15)$$

Ecuación 1.16 Cálculo de Saturación del gas

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen de poro}} \quad (1.16)$$

Ecuación 1.17 Cálculo de Saturación del gas

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen de poro}} \quad (1.17)$$

Donde:

So= Saturación de petróleo

Sg= Saturación de gas

Sw= Saturación de agua

La saturación de cada fase individual oscila entre 0 y 100%. Por definición, la suma de las saturaciones es 100%, por lo tanto:

Ecuación 1.18 Saturación del 100%

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (1.18)$$

1.7. Propiedades PVT

Las propiedades PVT se determinan en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (Petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. En general, el PVT se refiere al conjunto de propiedades de volumen medidas a una presión y temperatura determinada (Macualo, 2012)

Los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de:

- Producción
- Análisis nodales
- Diversas actividades de la ingeniería de yacimientos.
- Permiten obtener cálculos como el POES del yacimiento
- Predecir su vida productiva
- Definir los esquemas óptimos de producción
- Evaluar métodos de recuperación mejorada

- Predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados.

1.7.1. Presión del punto de burbuja

La presión del punto de burbuja se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas que se encuentra en solución del petróleo. Conocer cuál es el punto de burbuja es importante para determinar si el yacimiento se encuentra saturado o subsaturado (Castro & Gómez, 2016).

1.7.2. Relación de gas en solución - petróleo (Rs).

La relación de gas en solución – petróleo se define como la cantidad de pies cúbicos (PCN) de gas que se puede disolver en un barril normal (BN) cuando el gas y el petróleo son llevados a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

El comportamiento de Rs es constante a presiones mayores o iguales que la presión de burbuja (Pb), el petróleo se encuentra subsaturado. A presiones menores que la presión de burbuja, el petróleo se encuentra saturado y a cambios de presión se libera gas (Castro & Gómez, 2016).

1.7.3. Factor volumétrico de petróleo (Bo)

Se define como la relación entre el volumen de petróleo (más el gas en solución) a condiciones de yacimiento con el volumen de petróleo a presión y temperatura a condiciones estándar. El Bo siempre será mayor o igual a la unidad.(Tarek, 2006) El factor de volumen de formación de petróleo puede ser expresado matemáticamente como:

Ecuación 1.19 Factor volumétrico de petróleo

$$B_o = \frac{(V_o)_{P,T \text{ yacimiento}}}{(V_o)_{P,T sc}} \quad (1.19)$$

Donde:

B_o = Factor de volumétrico del petróleo, bbl/STB

$(V_o)_{p,T}$ = Volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, bbl.

$(V_o)_{sc}$ = Volumen de petróleo a condiciones estándar, STB

1.7.4. Viscosidad del petróleo μ_o

Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, (gr/cm*s).

Los principales factores que afectan μ_o son: La composición del petróleo, la temperatura, el gas disuelto y la presión, por tal razón la μ_o aumenta cuando disminuye la API y también aumenta con un decremento en la temperatura.

El efecto del gas disuelto es aliviar la presión en la fase de petróleo y por tanto disminuir su viscosidad. Mientras exista un incremento en la presión sobre un petróleo subsaturado, su viscosidad se incrementará (Macualo, 2012)

De acuerdo a la presión, la viscosidad del petróleo se puede clasificar en tres categorías:

- **Viscosidad de petróleo muerto:** Se define como la viscosidad del petróleo a la presión atmosférica presión (sin gas en solución) y temperatura del sistema.
- **Viscosidad de petróleo saturado (Punto de burbuja):** Se define como la viscosidad del petróleo crudo a la presión del punto de burbujeo y a la temperatura del yacimiento.
- **Viscosidad del petróleo subsaturado:** Se define como la viscosidad del petróleo a una presión por encima del punto de burbujeo y la temperatura del yacimiento.

1.7.5. Factor de compresibilidad del petróleo (C_o)

Cuando la presión es mayor que la presión del punto de burbuja, el petróleo en el yacimiento tiene todo el gas en solución. Cuando se aplica presión en exceso a este sistema, el líquido sufre una disminución no lineal en su volumen que depende de la temperatura y composición del petróleo. Esa pequeña variación en el volumen es lo que se conoce como factor de compresibilidad del petróleo.

1.7.6. Factor volumétrico del gas (Bg)

Se define como el volumen (Generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica (Generalmente 1 barril o 1 pie cubico) de gas a condiciones normales, es decir este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales (14.7 lpca y 60° F) (Yagual, 2014).

1.7.7. Factor volumétrico total (Bt)

Es un factor que representa el volumen de petróleo en el yacimiento a determinada presión y temperatura de la unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales más su gas disuelto. El volumen en el yacimiento estará formado por petróleo saturado con gas (a las condiciones de yacimiento) más gas libre (Macualo, 2012).

Ecuación 1.20 Factor volumétrico de total

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \quad (1.20)$$

En la figura 1.15 se muestran los parámetros PVT en función de la presión.

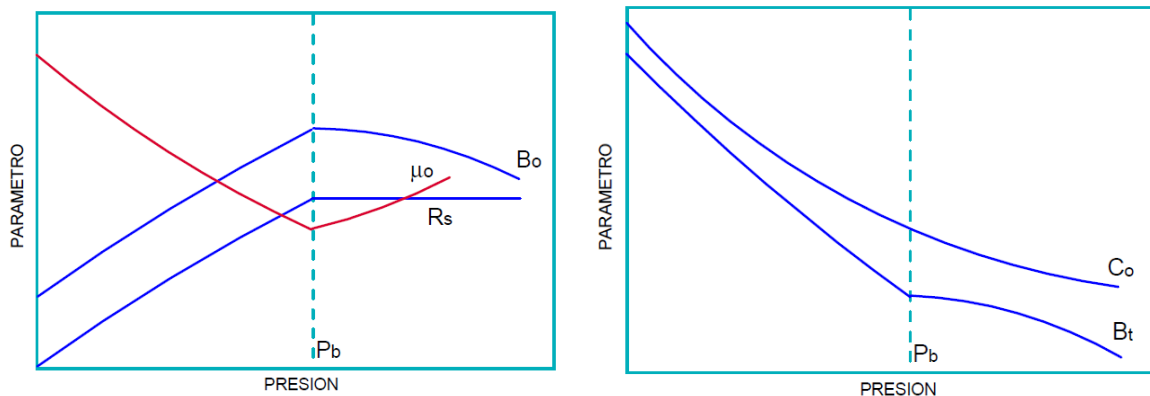


Figura 1.15 Parámetros PVT en función de la presión [Macualo, 2012]

1.8. Teoría de Correlaciones

1.8.1. Correlaciones P.V.T

Según Yagual (2014), a medida que ha crecido la industria de los hidrocarburos, se han hecho intentos para generar propiedades PVT específicas para cada fluido.

Las correlaciones P.V.T. son generadas a partir de datos obtenidos en el laboratorio, de campo y formulas con la finalidad de optimizar tiempo y/o inversión de esfuerzo.

Los datos que se pueden estimar son:

a) Propiedades de los fluidos

- Gravedad específica del petróleo, γ_o
- Gravedad específica del gas, γ_g
- Razón gas producido-petróleo, RGP

b) Propiedades del yacimiento

- Presión, P
- Temperatura, T

Antes de que se puedan estimar las propiedades, es necesario asegurarse del rango de aplicabilidad para cada correlación. Una vez hecho esto, las correlaciones utilizadas serán idóneas y se obtendrán resultados con amplio porcentaje de fiabilidad.

Algunas de estas correlaciones se detallan a continuación, y cabe señalar que existen innumerables correlaciones para este propósito, por lo que solo citaremos las que son realmente útiles y se utilizarán en el desarrollo de este trabajo de titulación.

Gravedad api

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

Donde:

$^{\circ}\text{API}$, es la gravedad API del petróleo, $^{\circ}\text{API}$.

γ_o , la gravedad específica del petróleo.

1.8.2. Correlaciones de Standing, M.B. (1947)

Para el desarrollo de esta correlación fueron utilizados un total de 105 puntos de datos determinados experimentalmente de 22 mezclas diferentes de crudo/gas natural de California.(Ruiseco, 2019)

A continuación, en la tabla 1.6 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Standing:

Tabla 1.6 Rangos de aplicación para la correlación de Standing [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	16,5	63,8
P_b	Psia	130	7000
T_y	°F	100	258
B_o	bl/bl	1,024	2,15
R	pie ³ /bl	20	1425
γ_g	Fracción (aire=1)	0,59	0,95
P_{sep}	Psia	265	465
T_{sep}	°F	100 (promedio)	

1.8.2.1. Correlación para la Estimación de la P_b

Standing presentó una correlación entre el denominado factor de correlación, F, y la presión de burbujeo, P_b que se detalla en la ecuación 1.21.

Ecuación 1.21 Presión de burbuja según Standing

$$P_b = 18,2[F - 1,4] \quad (1.21)$$

Ecuación 1.22 Factor de relación según Standing

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,83} (10)^{(0,00091T_y - 0,0125\gamma_{API})} \quad (1.22)$$

Donde:

P_b = Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.2.2. Relación Gas Disuelto del petróleo, R_s

Para la Relación Gas Disuelto petróleo, Standing presentó la ecuación 1.23

Ecuación 1.23 Relación Gas Disuelto petróleo según Standing

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) (10)^{(0,0125\gamma_{API} - 0,00091T_y)} \right]^{1,2048} \quad (1.23)$$

Donde:

P = Presión de interés, psia.

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.2.3. Factor Volumétrico del petróleo, B_o

Para el Factor de Volumen del petróleo, Standing presentó la ecuación 1.25

Ecuación 1.24 Factor de relación para Bo petróleo según Standing

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1,25T_y \quad (1.24)$$

Ecuación 1.25 Factor Volumétrico del petróleo según Standing

$$B_{ob} = 0,9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1,2} \quad (1.25)$$

Donde:

B_{ob} = Factor de volumen del petróleo a **Pb**, bl/bl.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq Pb$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

1.8.2.4. Correlación para estimación de la Densidad

Standing en 1981 propuso una correlación empírica para la estimación del factor volumétrico del petróleo, es así que a través de la ecuación 1.26, Standing la utiliza para el cálculo de densidad (Ruiseco, 2019).

Ecuación 1.26 Cálculo de la Densidad según Standing

$$\rho_0 = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{0,972 + 0,000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25(T_y - 460) \right]^{1,175}} \quad (1.26)$$

Donde:

ρ_0 = Densidad del petróleo, lbs/pie³.

1.8.2.5. Densidad por debajo de la presión del punto de burbuja.

Para estimar la densidad por debajo de la presión del punto de burbuja, se presenta la ecuación 1.27.

Ecuación 1.27 Densidad por debajo de la presión del punto de burbuja

$$\rho_0 = \frac{350\gamma_0 + 0,0764R_s\gamma_{gd}}{6,615B_0} \quad (1.27)$$

Donde:

ρ_0 = Densidad del petróleo, lbs/pie³.

1.8.3. Correlación de Lasater, J. A. (1958)

Para el desarrollo de esta correlación se utilizaron 158 mediciones experimentales de 137 sistemas independientes de crudos de Canadá, EE. UU. y Sudamérica(Lasater, 1958)

A continuación, en la tabla 1.7 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Lasater:

Tabla 1.7 Rangos de aplicación para la correlación de Lasater [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	17,9	51,1
P_b	Psia	48	5780
T_y	°F	100	258
R	pie ³ /bl	3	2095
γ_g	Fracción (aire=1)	0,574	1,223
P_{sep}	Psia	15	605
T_{sep}	°F	34	106

A continuación, se presentan las ecuaciones 1.31 y 1.32 de acuerdo al caso para la estimación de la presión de burbuja.

1.8.3.1. Presión de Burbuja, P_b

Ecuación 1.28 Fracción molar de gas-Lasater.

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{379,3}}{\frac{R_{sb}}{379,3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}} \quad (1.28)$$

Para $\gamma_{API} \leq 40$:

Ecuación 1.29 Peso molecular efectivo del petróleo -Lasater. ($\gamma_{API} \leq 40$)

$$M_o = 630 - 10\gamma_{API} \quad (1.29)$$

Para $\gamma_{API} > 40$

Ecuación 1.30 Peso molecular efectivo del petróleo -Lasater. ($\gamma_{API} > 40$)

$$M_o = 73.110\gamma_{API}^{-1,562} \quad (1.30)$$

Para $\gamma_g \leq 0,60$

Ecuación 1.31 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($\gamma_g \leq 0,60$)

$$\frac{P_b\gamma_g}{T_y} = 0,679\exp(2,786\gamma_g) - 0,323 \quad (1.31)$$

Para $\gamma_g > 0,60$

Ecuación 1.32 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($\gamma_g > 0,60$)

$$\frac{P_b\gamma_g}{(T_y + 460)} = 8,26\gamma_g^{3,56} + 1,95 \quad (1.32)$$

Donde:

P_b = Presión de Burbuja, psia.

y_g = Fracción molar de gas en el sistema, frac.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

M_o = Peso molecular efectivo del petróleo.

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.3.2. Relación Gas disuelto petróleo, R_s

Para la Relación Gas Disuelto petróleo, Lasater presentó la ecuación 1.35 de acuerdo al rango de aplicación que presenta para esta correlación.

Para $\frac{P_b \gamma_g}{T_y} < 3,29$

Ecuación 1.33 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($\frac{P_b \gamma_g}{T_y} < 3,29$)

$$y_g = 0,359 \ln \left(\frac{1,473 P \gamma_g}{T_y + 460} + 0,476 \right) \quad (1.33)$$

Para $\frac{P_b \gamma_g}{T_y} \geq 3,29$

Ecuación 1.34 Densidad relativa del gas, fracción -Lasater. ($\frac{P_b \gamma_g}{T_y} \geq 3,29$)

$$y_g = \left(\frac{0,121 P \gamma_g}{T_y + 460} - 0,236 \right)^{0,281} \quad (1.34)$$

Ecuación 1.35 Relación Gas disuelto petróleo -Lasater.

$$y_g R_s = \frac{132.755 \gamma_o \gamma_g}{M_o + (1 - \gamma_g)} \quad (1.35)$$

Donde:

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

M_o = Peso molecular efectivo del petróleo

$\frac{P_b \gamma_g}{T_y}$ = Factor de presión de Burbuja, psi/°F.

y_g = Fracción molar de gas en el sistema, fracción.

P = Presión de interés, psia.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

1.8.4. Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H. D. (1980)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 6004 puntos de datos de análisis PVT de todo el mundo (Vázquez, 1980).

A continuación, en la tabla 1.8 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Vásquez Y Beggs.

Tabla 1.8 Rangos de aplicación para la correlación de Vásquez, m. E. Y Beggs, h. D [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	15,3	59,5
P_b	Psia	15	6055
T_y	°F	170(promedio)	
B_o	bl/bl	1,028	2,226
R	pie ³ /bl	0	2199
γ_{gsp}	Fracción (aire=1)	0,511	1,351
P_{sep}	Psia	60	565
T_{sep}	°F	76	150
P_y	Psia	141	9515

1.8.4.1. Presión de Burbuja, Pb

Vásquez Y Beggs presentó una correlación entre el denominado factor de correlación, F, y la presión de burbujeo, Pb que se detalla en la ecuación 1.36

Ecuación 1.36 Presión de Burbuja- Vásquez Y Beggs

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{c_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{c_3 \gamma_{API}}{T_y + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{c_2}} \quad (1.36)$$

En la tabla 1.9 se detalla el valor de las constantes para el cálculo de la Pb según Vásquez Y Beggs.

Tabla 1.9 Valor de las constantes para la Pb [Ruiseco, 2019]

Valor de las constantes			
	c_1	c_2	c_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0,0362	1,0937	25,724
$\gamma_{API} > 30$	0,0178	1,1870	23,931

Ecuación 1.37 Densidad relativa del gas corregida a 100 psi - Vásquez Y Beggs

$$\gamma_{gc} = \left[1 + 5,912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sep} \log\left(\frac{T_{sep}}{114,7}\right) \right] \quad (1.37)$$

Donde:

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_{gc} = Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

T_{sep} = Temperatura del separador, °F.

P_{sep} = Presión del separador, Psia

P = Presión de interés, psia.

T_y =Temperatura del Yacimiento, °F.

Nota: si T_{sep} y P_{sep} son desconocidas, se debe usar la gravedad específica sin corregir (γ_g) en las correlaciones desarrolladas por Vásquez y Beggs.

1.8.4.2. Factor de Volumen del Petróleo, B_o

Vásquez Y Beggs presentó una correlación para estimar el Factor de Volumen del Petróleo que se detalla en la ecuación 1.38.

En la tabla 1.10 se detalla el valor de las constantes para el cálculo de la Factor Volumétrico según Vásquez Y Beggs.

Tabla 1.10 Valor de las constantes para B_o [Ruiseco, 2019]

Valor de las constantes			
	c_1	c_2	c_3
$\gamma_{API} \leq 30$	$4,677 \times 10^{-4}$	$1,751 \times 10^{-5}$	$-1,8106 \times 10^{-8}$
$\gamma_{API} > 30$	$4,670 \times 10^{-4}$	$1,100 \times 10^{-5}$	$1,3370 \times 10^{-9}$

Ecuación 1.38 Factor volumétrico del petróleo a P_b - Vásquez Y Beggs

$$B_{ob} = 1,0 + c_1 R_{sb} + c_2 (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + c_3 R_{sb} (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) \quad (1.38)$$

Donde:

B_o = Factor volumétrico del petróleo a P_b , bl/bl.

1.8.4.3. Compresibilidad del Petróleo, c_o

Vásquez Y Beggs presentó una correlación para estimar el Factor de Compresibilidad del Petróleo que se detalla en la ecuación 1.39.

Ecuación 1.39 Compresibilidad del Petróleo - Vásquez Y Beggs

$$c_o = \frac{-1,433 + 5R_s + 17,2T_y - 1.180\gamma_{gc} + 12,61\gamma_{API}}{P \times 10^5} \quad (1.39)$$

Donde:

c_o =Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi^{-1} .

1.8.4.4. Viscosidad del Petróleo bajo saturado, μ_o

Esta correlación fue obtenida a partir de 3143 puntos de datos.

A continuación, en la tabla 1.11 se presenta un resumen del rango de aplicación viscosidad para la correlación de Vásquez Y Beggs.

Tabla 1.11 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Vásquez, m. E. Y Beggs, h. D [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	15,3	59,5
P_y	Psia	141	9515
P_y	Psia	141	9515
R	pie ³ /bl	0	2199
μ_{ob}	cp	0,117	148

Vásquez Y Beggs presentó una correlación para estimar la viscosidad del Petróleo que se detalla en la ecuación 1.40

Ecuación 1.40 Constante para el cálculo de viscosidad - Vásquez Y Beggs

$$m = 2,6P^{1,187} \exp(-11.513 - 8,98 \times 10^5 P) \quad (1.40)$$

Ecuación 1.41 Viscosidad del petróleo bajo saturado - Vásquez Y Beggs

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (1.41)$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo bajo saturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P = Presión de interés, psia.

P_b = Presión de Burbuja, psia.

1.8.5. Correlación de Glaso, O. (1980)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 45 muestras de crudos la mayoría de la región del Mar del Norte. (Glaso, 1980)

A continuación, en la tabla 1.12 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Glaso.

Tabla 1.12 Rangos de aplicación para la correlación de Glaso [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	22,3	48,1
P_b	Psia	165	7142
T_y	°F	80	280
B_o	bl/bl	1,025	2,588
R	pie ³ /bl	90	2637
γ_g	Fracción (aire=1)	0,650	1,276
P_{sep}	Psia	415(promedio)	
T_{sep}	°F	125(promedio)	

1.8.5.1. Presión de Burbuja, P_b

Glaso presentó una correlación entre el denominado factor de correlación, F , y la presión de burbujeo, P_b que se detalla en las ecuaciones 1.42 y 143

Ecuación 1.42 Presión de Burbuja – Glaso

$$P_b = p^{[1,7669+1,7447\log F-0,30218(\log F)^2]} \quad (1.42)$$

Ecuación 1.43 Factor para la Presión de Burbuja - Glaso

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,816} \frac{T_y^{0,172}}{\gamma_{API}^{0,989}} \quad (1.43)$$

Donde:

P_b = Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.5.2. Relación Gas disuelto petróleo, R_s

Glaso presentó una correlación para estimar la relación gas disuelto del petróleo que se detalla en la ecuación 1.44

Ecuación 1.44 Relación Gas disuelto petróleo - Glaso

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0,989}}{T_y^{0,172}} \right]^{1,225} \quad 1.44$$

Ecuación 1.45 Factor para la Relación Gas disuelto petróleo - Glaso

$$F = 10^{[2,8869 - (14,1811 - 3,3093 \log P)^{0,5}]} \quad 1.45$$

Donde:

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

P = Presión de interés, psia.

1.8.5.3. Factor Volumétrico del petróleo, B_o

Glaso presentó una correlación para estimar el Factor volumétrico del Petróleo que se detalla en la ecuación 1.46.

Ecuación 1.46 Factor volumétrico del Petróleo – Glaso

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58611+2.91329\log F-0.27683(\log F)^2]} \quad (1.46)$$

Ecuación 1.47 Constante volumétrico del Petróleo – Glaso

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,526} + 0,968T_y \quad (1.47)$$

Donde:

B_{ob} = Factor de volumen del petróleo a P_b , bl/bl.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F

1.8.5.4. Viscosidad de petróleo muerto, μ

Esta correlación fue desarrollada por Glaso a partir de 26 muestras diferentes de crudos. Los rangos de aplicación se muestran en la tabla 1.13.

Tabla 1.13 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Glaso [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	20,1	48,1
T_y	°F	50	300
μ_{od}	cp	0,616	39,1

Glaso presentó una correlación para estimar la viscosidad del Petróleo que se detalla en la ecuación 1.48

Ecuación 1.48 Viscosidad del Petróleo – Glaso

$$\mu_{od} = 3,141 \times 10^{10} T_y^{-3,444} (\log \gamma_{API})^{(10,313 \log T_y - 36,447)} \quad (1.48)$$

Donde:

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.6. Correlación de Total, C. F. P. (1983)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron datos de 336 análisis PVT de crudos del Oriente de Venezuela (Ruiseco, 2019).

A continuación, en la tabla 1.14 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de TOTAL, C. F. P.

Tabla 1.14 Rangos de aplicación para la correlación TOTAL [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API		
P_b	Psia		
T_y	°F		
B_o	bl/bl		
R	pie ³ /bl		
γ_{gsp}	Fracción (aire=1)		
γ_g	Fracción (aire=1)		
P_{sep}	Psia		
T_{sep}	°F		
P_y	Psia		
R_{st}	pie ³ /bl		

De acuerdo a la cantidad de muestras y datos, esta correlación tiene un amplio rango de aplicación en todas las propiedades.

1.8.6.1. Presión de Burbuja, P_b

TOTAL, C. F. P presentó una correlación para estimar la presión de burbuja del petróleo que se detalla en la ecuación 1.49

Ecuación 1.49 Presión de burbuja – TOTAL, C. F. P

$$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T_y - C_4 \gamma_{API})} \quad (1.49)$$

En la tabla 1.15 se presenta las constantes para calcular la presión de burbuja según TOTAL, C. F. P

Tabla 1.15 Valor de las constantes para P_b según TOTAL, C. F. P [Ruiseco, 2019]

Valor de las constantes				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 10$	12,847	0,9636	0,000993	0,034170
$10 < \gamma_{API} \leq 30$	25,2755	0,7617	0,000835	0,011292
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	216,4711	0,6922	-0,000427	0,023140

Donde:

P_b = Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.6.2. Relación Gas Disuelto Petróleo, R_s

TOTAL, C. F. P presentó una correlación para estimar la relación gas disuelto del petróleo que se detalla en la ecuación 1.50

Ecuación 1.50 Relación Gas Disuelto Petróleo – TOTAL, C. F. P

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P}{C_1} 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T_y)} \right]^{C_4} \quad (1.50)$$

Donde:

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

P = Presión de interés, psia.

1.8.6.3. Factor Volumétrico del Petróleo, Bo

TOTAL, C. F. P presentó una correlación para factor volumétrico del petróleo que se detalla en la ecuación 1.51

Ecuación 1.51 Factor volumétrico del petróleo – TOTAL, C. F. P

$$B_{ob} = C_1 + C_2 R_{sb} - C_3 (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + C_4 R_{sb} (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) \quad (1.51)$$

$$C_1 = 1,022$$

$$C_2 = 4,857 \times 10^{-4}$$

$$C_3 = 2,009 \times 10^{-6}$$

$$C_4 = 17,569 \times 10^{-9}$$

Donde:

B_{ob} = Factor de volumen del petróleo a P_b , bl/bl.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

1.8.7. Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de muestras de crudos de los Emiratos Árabes Unidos. (Al- Marhoun, 1988)

A continuación, en la tabla 1.16 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Al-Marhoun.

Tabla 1.16 Rangos de aplicación para la correlación de Al-Marhoun. [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	19,4	44,6
P_b	Psia	130	3573
T_y	°F	74	240
B_o	bl/bl	1,032	1,997
R	pie ³ /bl	26	1602
γ_g	Fracción (aire=1)	0,752	1,367
P_y	Psia	20	3573

1.8.7.1. Presión de Burbuja, P_b

Al- Marhoun presentó una correlación para estimar la presión de burbuja del petróleo que se detalla en la ecuación 1.52

Ecuación 1.52 Factor volumétrico del petróleo – Al- Marhoun

$$P_b = 5,38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0,715082} \gamma_g^{-1,87784} \gamma_o^{3,1437} (T_y + 460)^{1,32657} \quad (1.52)$$

Donde:

P_b = Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

1.8.7.2. Relación Gas Disuelto Petróleo, R_s

Al- Marhoun presentó una correlación para estimar la relación gas disuelto petróleo que se detalla en la ecuación 1.53.

Ecuación 1.53 Relación Gas Disuelto Petróleo – Al- Marhoun

$$R_s = \left[185,84321 P \gamma_g^{1,87784} \gamma_o^{-3,1437} (T_y + 460)^{-1,32657} \right]^{1,3984} \quad (1.53)$$

Donde:

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

P = Presión de interés, psia.

1.8.7.3. Factor volumétrico del petróleo, B_o

Al- Marhoun presentó una correlación para estimar el factor de volumen del petróleo que se detalla en la ecuación 1.54.

Ecuación 1.54 Factor volumétrico del petróleo – Al- Marhoun

$$B_{ob} = C_1 + C_2(T_y + 460) + C_3 F + C_4 F^2 \quad (1.54)$$

$$C_1 = 0,497069$$

$$C_2 = 0,862963 \times 10^{-3}$$

$$C_3 = 0,182594 \times 10^{-2}$$

$$C_4 = 0,318099 \times 10^{-5}$$

Ecuación 1.55 Constante de Factor volumétrico del petróleo – Al- Marhoun

$$F = R_{sb}^{0,74239} \gamma_g^{0,323294} \gamma_o^{-1,20204} \quad (1.55)$$

Donde:

B_{ob} = Factor de volumen del petróleo a P_b , bl/bl.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, piez/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

1.8.7.4. Factor volumétrico Total, B_t

Al- Marhoun presentó una correlación para estimar el factor de volumen total del petróleo que se detalla en la ecuación 1.56.

Ecuación 1.56 Factor volumétrico total – Al- Marhoun

$$B_t = 0,314693 + 0,106253 \times 10^{-4}F + 0,18883 \times 10^{-10}F^2 \quad (1.56)$$

Ecuación 1.57 Constante de Factor volumétrico total – Al- Marhoun

$$F = R_s^{0,644516} \gamma_g^{-1,07934} \gamma_o^{0,724874} P^{-0,76191} (T_y + 460)^{2,00621} \quad (1.57)$$

Donde:

B_t = Factor de volumen total, bl/bl.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, piez/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

1.8.8. Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. (1993)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 81 Análisis PVT de crudos del Golfo de México.(Ruiseco, 2019)

A continuación, en la tabla 1.17 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Petrosky y Farshad.

Tabla 1.17 Rangos de aplicación para la correlación de Petrosky y Farshad [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	16,3	45
P_b	Psia	1574	6523
T_y	°F	114	288
B_o	bl/bl	1,1178	1,6229
R	pie ³ /bl	217	1406
γ_g	Fracción (aire=1)	0,5781	0,8519
P_y	Psia	1700	10692

1.8.8.1. Presión de burbuja, P_b

Petrosky y Farshad presentó una correlación para estimar la presión de burbuja del petróleo que se detalla en la ecuación 1.60.

Ecuación 1.58 Presión de burbuja – Petrosky y Farshad

$$P_b = 112,72[F - 12,34] \quad (1.58)$$

Ecuación 1.59 Factor de Presión de burbuja – Petrosky y Farshad

$$F = \frac{R_{sb}^{0,5774}}{\gamma_g^{0,8439}} 10^{(4,561 \times 10^{-5} T_y^{1,3911} - 7,916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1,541})} \quad (1.59)$$

Donde:

P_b = Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

1.8.8.2. Relación Gas Disuelto Petróleo, R_s

Petrosky y Farshad presentó una correlación para estimar la Relación Gas disuelto del petróleo que se detalla en la ecuación 1.60.

Ecuación 1.60 Relación Gas Disuelto Petróleo – Petrosky y Farshad

$$R_s = \left[\gamma_g^{0,8439} \left(\frac{P}{112,727} + 12,34 \right) 10^{(7,916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1,541} - 4,516 \times 10^{-5} T_y^{1,3911})} \right]^{1,73184} \quad (1.60)$$

Donde:

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

P = Presión de interés, psia.

1.8.8.3. Factor Volumétrico del petróleo, B_o

Petrosky y Farshad presentó una correlación para estimar el Factor volumétrico del petróleo que se detalla en la ecuación 1.61.

Ecuación 1.61 Factor volumétrico del petróleo – Petrosky y Farshad

$$B_{ob} = 1,0113 + 7,2046 \times 10^{-5} F^{3,0936} \quad (1.61)$$

Ecuación 1.62 Constante del Factor volumétrico del petróleo – Petrosky y Farshad

$$F = R_{sb}^{0,3738} \left(\frac{\gamma_g^{0,2914}}{\gamma_o^{0,6265}} \right) + 0,24626 T_y^{0,5371} \quad (1.62)$$

Donde:

B_{ob} = Factor de volumen del petróleo a P_b , bl/bl.

R_{sb} = Relación Gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g = Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o = Densidad relativa del petróleo, fracción (agua = 1).

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F.

1.8.8.4. Compresibilidad del petróleo, c_o

Petrosky y Farshad presentó una correlación para estimar la Compresibilidad isotérmica del petróleo que se detalla en la ecuación 1.63.

Ecuación 1.63 Compresibilidad del petróleo – Petrosky y Farshad

$$c_o = 1,705 \times 10^{-7} R_s^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} \gamma_{API}^{0,3272} T_y^{0,6729} P^{-0,5906} \quad (1.63)$$

Donde:

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi^{-1} .

1.8.9. Correlación de Beal, C. (1943)

1.8.9.1. Viscosidad de Petróleo Muerto, μ_{od}

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 655 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución a 100 °F y 98 a temperaturas mayores de 100 °F obtenidos de 492 campos diferentes, 358 de los cuales correspondían a los Estados Unidos. (Ruiseco, 2019)

A continuación, en la tabla 1.18 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Beal.

Tabla 1.18 Rangos de aplicación para la correlación de Beal. [Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	10	52,5
T_y	°F	98	250
μ_{od}	cp	0,865	1,55

Beal presentó una correlación para estimar la viscosidad de petróleo muerto que se detalla en la ecuación 1.64.

Ecuación 1.64 Viscosidad de petróleo muerto – Petrosky y Farshad

$$\mu_{od} = \left[0,32 + \frac{1,8 \times 10^{-7}}{\gamma_{API}^{4,53}} \right] \left[\frac{360}{T_y + 200} \right]^a \quad (1.64)$$

Ecuación 1.65 Constante de Viscosidad de petróleo muerto – Petrosky y Farshad

$$a = \text{antilog} \left(0,43 + \frac{8,33}{\gamma_{API}} \right) \quad (1.65)$$

Donde:

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.9.2. Viscosidad de Petróleo Bajo Saturado, μ_o

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 52 datos de viscosidades tomados de 26 muestras de crudos de 20 campos diferentes, 11 de los cuales correspondían a California. La mitad de los datos fueron tomados de crudos a la presión de Burbuja, mientras los datos restantes fueron obtenidos de crudos a presiones mayores que la presión de saturación.

Beal presentó una correlación para estimar la viscosidad de petróleo bajo saturado que se detalla en la ecuación 1.66.

Ecuación 1.66 Viscosidad de Petróleo Bajo Saturado – Petrosky y Farshad

$$\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{0,001(P - P_b)} = 0,024\mu_{ob}^{0,56} \quad (1.66)$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo bajo saturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} = Viscosidad de petróleo saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P = Presión de interés, psia./bl.

P_b = Presión de Burbuja, psia.

1.8.10. Correlación de Beggs, H. D. y Robinson, J. R. (1975)

A continuación, en la tabla 1.19 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Beggs y Robinson.

Tabla 1.19 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Beggs y Robinson.
[Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	16	58
T_y	°F	70	295
P_y	Psia	15	5625
R	pie ³ /bl	20	2070

1.8.10.1. Viscosidad de Petróleo Muerto, μ_{od}

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 460 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución obtenidos de 600 muestras diferentes de crudos.

Beggs y Robinson presentó una correlación para estimar la viscosidad de petróleo muerto que se detalla en la ecuación 1.67.

Ecuación 1.67 Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (1.67)$$

Ecuación 1.68 Factor x de la Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson

$$x = yT_y^{-1.163} \quad (1.68)$$

Ecuación 1.69 Factor y de la Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson

$$y = 10^z \quad (1.69)$$

Ecuación 1.70 Factor z de la Viscosidad de Petróleo muerto– Beggs y Robinson

$$z = 3,0324 - 0,02023\gamma_{API} \quad (1.70)$$

Donde:

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

T_y = Temperatura del Yacimiento, °F

γ_{API} = Densidad del petróleo, °API.

1.8.11. Viscosidad del petróleo saturado, μ_{ob}

Se usaron 2073 datos de viscosidades de crudos con gas disuelto obtenidos de 600 muestras diferentes para el desarrollo de esta correlación.

Beggs y Robinson presentó una correlación para estimar la viscosidad de petróleo saturado que se detalla en la ecuación 1.71.

Ecuación 1.71 Viscosidad de Petróleo saturado– Beggs y Robinson

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad (1.71)$$

$$a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Donde:

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/bl.

1.8.12. Correlación de Chew, J. N. y Connally, C. A., JR. (1959)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron datos de 457 muestras de crudos de Canadá, Estados Unidos y Sudamérica. (Ruiseco, 2019)

A continuación, en la tabla 1.20 se presenta un resumen del rango de aplicación para la correlación de Chew y Connally.

Tabla 1.20 Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Chew y Connally.
[Ruiseco, 2019]

Propiedad	Unidades	Valor Mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	---	---
T_y	°F	72	292
R	pie ³ /bl	51	3544
P_b	Psia	132	5645
μ_{od}	cp	0,38	50

1.8.12.1. Viscosidad del Petróleo Saturado, μ_{ob}

Se usaron 457 muestras de crudos de Canadá, estados unidos y Sudamérica para el desarrollo de esta correlación.

Chew y Connally presentó una correlación para estimar la viscosidad de petróleo saturado que se detalla en la ecuación 1.72.

Ecuación 1.72 Viscosidad de Petróleo saturado– Chew y Connally

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b \quad (1.72)$$

$$A = \text{antilog}[R_s(2,2 \times 10^{-7}R_s - 7,4 \times 10^{-4})]$$

$$b = \frac{0,68}{10^{8,62 \times 10^{-5}R_s}} + \frac{0,25}{10^{1,1 \times 10^{-3}R_s}} + \frac{0,062}{10^{3,74 \times 10^{-3}R_s}}$$

Donde:

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

R_s = Relación Gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, pie³/

1.9. Determinación y cálculo de parámetros Petrofísicos

Con la información disponible y provista para la realización de este trabajo se procede a estimar los parámetros petrofísicos en base a la teoría de los registros eléctricos, para cada uno de los pozos que se encuentran la arena U Inferior del Campo Guanta.

1.9.1. Perfiles de pozo

Según Yagual, (2014). Los perfiles de registros eléctricos, ayudan a definir las características físicas de las rocas, como: la litología, porosidad, geometría del poro, resistividad y permeabilidad.

Los datos contenidos en los registros se usan para identificar zonas productivas, determinar la profundidad y espesor de zonas, distinguir zonas de interés entre hidrocarburo, gas o agua, y para estimar reservas de hidrocarburo.

A continuación, se presentan las características de los perfiles más utilizados para la estimación de los parámetros antes mencionados.

1.9.2. El Perfil de Potencial Espontaneo

Según Serra, (1984) El perfil de potencial espontaneo (SP) puede usarse para:

- Descubrir estratos permeables
- Descubrir límites de estratos permeables
- Determinar resistividad de agua de formación (R_w)

1.9.3. Perfiles de Resistividad

Según Serra, (1984) Los perfiles de Resistividad se usan para:

- Determinar las zonas productivas de hidrocarburo vs. las de agua.
- Indicar zonas permeables.
- Determinar porosidad a partir de la resistividad.

La resistividad de una formación puede ser obtenida por los perfiles de inducción (Laterolog, Microlog, Microlaterolog, y Proximidad).

1.9.4. Perfiles de Rayos Gamma

Los perfiles de rayo de gamma son perfiles de litología que miden la radioactividad natural de una formación.

Según Serra, (1984) Los perfiles de rayo de gamma se usan para:

1. Identificar litologías
2. Correlacionar formaciones
3. Calcular el volumen de lutitas presentes.

1.9.5. Perfiles de Porosidad

Según Serra, (1984):

- El perfil sónico mide el intervalo de tiempo de tránsito (Δ) de una onda compresional de sonido a través de un pie de formación. La unidad de medida es microsegundos por pie (μ sec / ft). El tiempo de tránsito en un intervalo de formación se relaciona con la porosidad de la formación.
- El perfil de densidad mide la densidad de electrones de una formación. La densidad de electrones de una formación está relacionada a la densidad en volumen de la formación (ρ_b) en gm/cc.
- El perfil del neutrónico mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación. En formaciones libres de arcillosidad, donde la porosidad está llena con agua, el perfil neutrónico puede relacionarse a la porosidad llena de agua. En depósitos de gas, el perfil neutrónico registra una porosidad más baja que la porosidad verdadera de la formación porque el gas tiene una concentración de iones de hidrógeno más baja que petróleo o el agua (efecto de gas).

1.10. Factor de Recobro

El Factor de Recobro representa la fracción del volumen de hidrocarburos originales en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento. Depende en forma general de los mecanismos de producción y de las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento (Dake, 1978)

El porcentaje del factor de recobro viene definido por la ecuación 1.73:

Ecuación 1.73 Porcentaje del factor de recobro

$$FR = \frac{\text{Producción acumulada de petróleo o gas}}{\text{Volumen original en el yacimiento de petróleo o gas}} = \frac{N_p}{POES} \quad (1.73)$$

Donde:

FR= Factor de recobro, %

N_p= Producción acumulada de petróleo o gas

POES= Petróleo original en sitio

Luego de presentar aspectos importantes de las principales propiedades de roca fluido que será de utilidad para el desarrollo del presente trabajo de titulación, se inicia abordando la importancia de la recuperación mejorada.

1.11. Métodos de Recuperación de Petróleo

Los métodos de recuperación de petróleo se dividen en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria o mejorada.

Estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica.

La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento, durante este periodo, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos por medio de la presión que se mantiene en el fondo del pozo, en muchos yacimientos la presión es mayor que la

presión hidrostática por tal razón hace que el petróleo fluya hasta la superficie con solo su propia energía, siendo los principales desplazantes el gas y el agua existentes en el yacimiento. (López, 2013)

Los procesos de desplazamiento son:

1. Expansión de la roca y los líquidos
2. Empuje por gas disuelto liberado
3. Empuje por casquete de gas
4. Empuje por agua
5. Desplazamiento por segregación

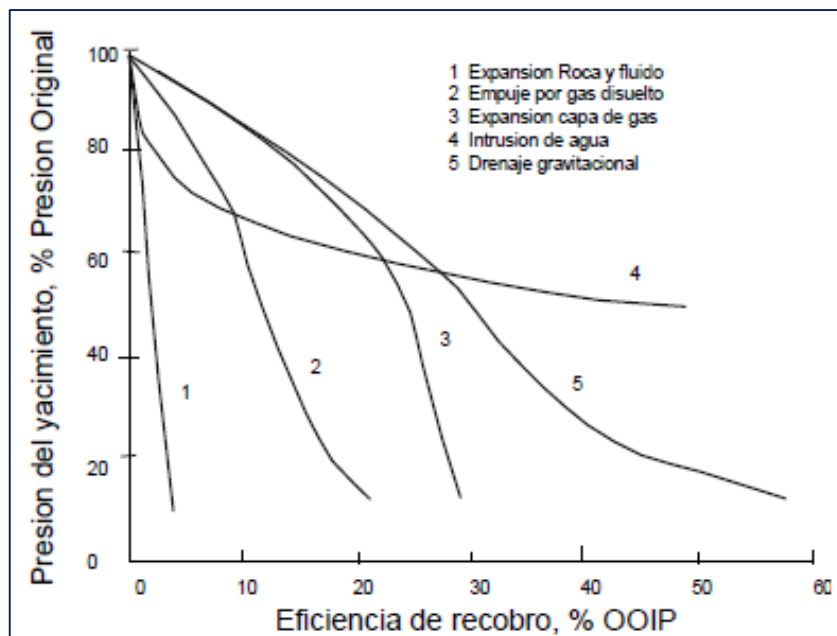


Figura 1.16 Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo [Macualo, 2012]

En la figura 1.16 se observa como para la mayoría de los mecanismos de producción natural se tienen unas caídas de presión muy bruscas, a excepción del mecanismo por entrada de agua, el porcentaje de recuperación no es muy alto, indicando así en la gráfica mostrada como queda más del 80% de petróleo en-sitio.

La etapa secundaria, cuando un yacimiento pierde presión y por lo tanto disminuye la cantidad de hidrocarburos que produce se necesita implantar un método de energía alterna al yacimiento para poder mantener los gastos de producción. El objetivo de la

Recuperación Secundaria es mantener la presión del yacimiento, pero sin afectar las propiedades del sistema roca-fluidos.

En la actualidad los métodos de recuperación secundaria son la inyección de agua y gases no hidrocarburos inmiscibles, como el nitrógeno o dióxido de carbono.

A continuación, en la figura 1.17 se presenta los mecanismos y procesos de recuperación de hidrocarburos.

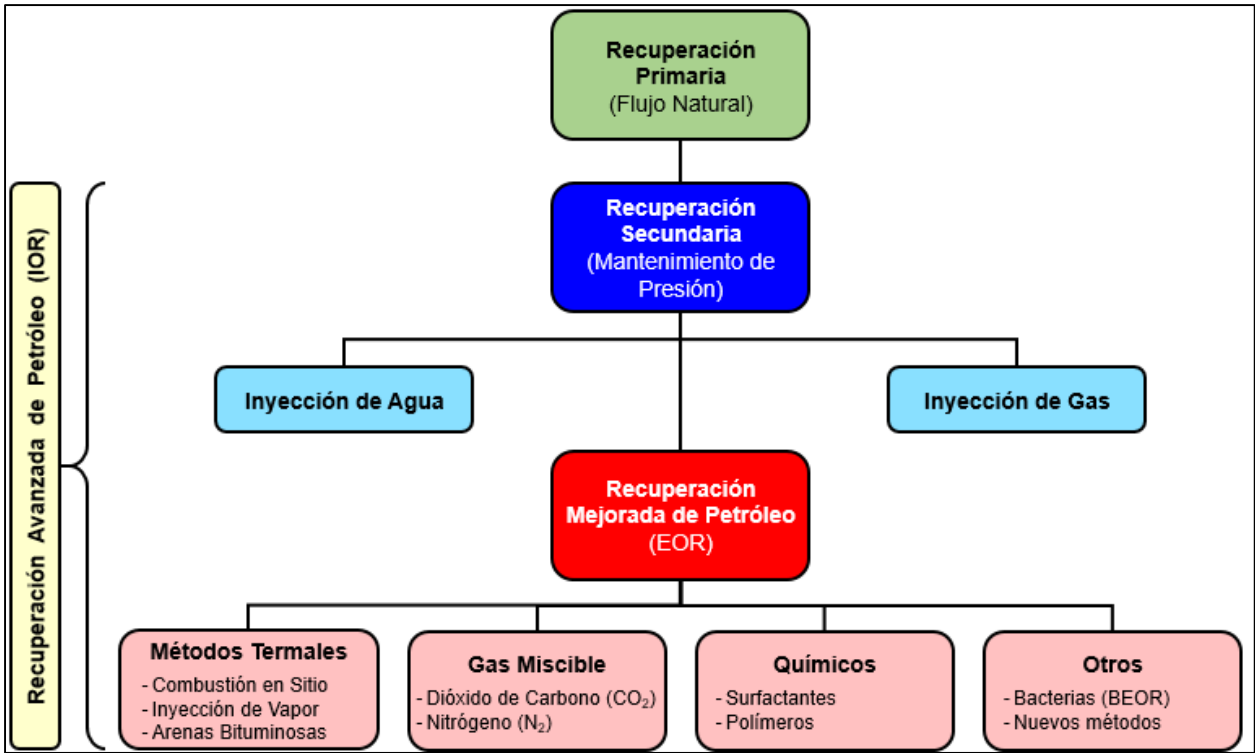


Figura 1.17 Mecanismos y procesos de recuperación de hidrocarburos, [Petroamazonas, 2019]

1.12. Recuperación Mejorada

Según Muggeridge et al., (2014), la recuperación mejorada de petróleo (EOR) consiste en inyectar un fluido en un yacimiento de petróleo que aumenta la recuperación de petróleo por encima de lo que se lograría simplemente manteniendo la presión mediante inyección de agua o gas.

Ciertos proyectos de EOR, consideran a la recuperación terciaria como sinónimo de recuperación mejorada; no obstante, Taber alude que existen proyectos exitosos de recuperación como operaciones primarias, secundarias y terciarias; puesto que en los

últimos años, la tecnología informática ha mejorado la aplicación de criterios de selección mediante el uso de técnicas de inteligencia artificial, por supuesto, el valor de estos programas depende de la precisión de los datos de entrada como: viscosidades, °API, composición del crudo, saturación del petróleo, salinidad del agua, temperatura del reservorio, tipo de roca, permeabilidad, profundidad, espesor neto y presión del reservorio (Taber et al., 1997).

1.13. Criterio de selección de métodos EOR

Dentro de los criterios de selección Taber aborda ocho métodos importantes, que nos permite tener una idea clara de que método será idóneo para implementar en un yacimiento de petróleo de acuerdo a sus características y condiciones propias (Taber et al., 1997).

Según Taber et al., (1997), hay tres mecanismos principales para desplazar el petróleo adicional con un fluido inyectado:

(1) Extracción con solvente para lograr (o acercarse) a la miscibilidad

- Nitrógeno y gas de combustión
- Métodos miscibles de hidrocarburos
- Inyección de CO₂

(2) Reducción de la tensión interfacial (IFT)

- Inyección micelar/de polímero
- Inyección ASP (Alcalino/Surfactante/Polímero)

(3) Procesos de reducción de la viscosidad (petróleo) o aumento de la viscosidad (del fluido de conducción) más presión.

- Inyección de vapor
- Inyección de agua caliente
- Inyección de polímeros
- Drenaje por gravedad mejorado por inyección de gas o vapor

1.14. Recuperación Mediante Gases Miscibles e Inmiscibles

La inyección de gas es el método EOR más antiguo, es un punto brillante en la tecnología EOR. La producción de petróleo a partir de la inyección de CO₂ es el único método EOR

que ha seguido aumentando a pesar de varias caídas en los precios del petróleo a lo largo de los años.

Gracias a los esfuerzos para reducir la quema de gas, nace la inyección de gas, el cual tiene como resultado una buena recuperación de petróleo, más del 90 % del petróleo original in situ (OOIP) en la región barrida, aunque los desplazamientos de CO₂ suelen ser más eficientes que los de N₂ o CH₄, siempre que se pueda lograr la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP).

Aunque la gravedad del petróleo, presión y profundidad son requisitos de la MMP y son diferentes para los tres gases, cualquiera de los métodos funcionará en un alto porcentaje de los yacimientos más profundos, así la elección final a menudo depende de la disponibilidad local y el costo del gas a inyectar (Taber et al., 1997).

El petróleo pesado no tiene habilidad para salir por sí mismo de los poros de la roca de yacimiento en los cuales se encuentra, más bien sale por el empuje que puede generar la acumulación de un fluido inmiscible como lo es el agua o el gas.

A continuación, se presenta un resumen de los métodos relacionados con la recuperación mediante gases:

1.14.1. Inyección de Nitrógeno

El nitrógeno es el más inerte de todos los gases de inyección, a pesar de su bajo costo y amplia disponibilidad, ya que desafortunadamente, tiene el MMP más alto, por lo que el desplazamiento miscible solo es posible en yacimientos profundos con petróleos livianos (Taber et al., 1997).

Los parámetros sugeridos por Bolaños & Pinto (2015), para este método son:

- API >35
- Viscosidad <0.4 cp
- Saturación de petróleo >40%
- Profundidad >6000 ft
- Tipo de formación arenisca o carbonatos
- Composición alto % C1-C7

1.14.2. Desplazamiento miscible de hidrocarburos

La inyección de hidrocarburos es un método que se ha practicado durante años, incluso antes de que se entendiera bien el concepto de MMP. Este desplazamiento se puede llevar a cabo cuando existe un excedente de un hidrocarburo de bajo peso molecular, sin embargo a menudo se inyecta para mejorar la recuperación de petróleo (Taber et al., 1997). Según Bolaños & Pinto (2015), al aplicar este método en un fluido con un valor relativamente alto del API, se puede trabajar con un valor bajo de viscosidad, favoreciendo así a la movilidad del fluido, además la temperatura puede tener un efecto significativo sobre la presión mínima de miscibilidad (MMP), ya que normalmente se eleva a la presión requerida.

Los parámetros sugeridos por Bolaños & Pinto (2015), para este método son:

- API >23
- Viscosidad <3 cp
- Saturación de petróleo >30%
- Profundidad >4000 ft
- Tipo de formación arenisca o carbonatos
- Composición alto % C2-C7

1.14.3. Inyección de CO₂

A pesar de que Taber sugiere como criterio de selección del API un valor mayor a 22, en la práctica se ha logrado tener proyectos exitosos con un API de 13 como en la inyección de CO₂, además se debe tener en cuenta la relación entre el API y la viscosidad del fluido contenido, ya que entre menor sea el valor del API más alta será la viscosidad, lo que generara una reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y la fase del CO₂ / petróleo en las regiones miscibles cercanas. Por lo cual, si se tiene un alto API, la viscosidad podrá tener un valor bajo, lo cual favorecerá en la movilidad del fluido (Bolaños & Pinto, 2015), para lo cual nos presenta los siguientes parámetros:

- API >22

- Viscosidad <10 cp
- Saturación de petróleo >20%
- Profundidad >2500 ft
- Tipo de formación arenisca o carbonatos
- Composición alto % C5-C12

1.14.3.1. Características del dióxido de carbono CO₂

El dióxido de carbono, es una molécula conformada por dos átomos de oxígeno enlazados covalentemente a un átomo de carbono, con un peso molecular de aproximadamente 44 g/mol. Dependiendo de la presión y temperatura, el CO₂ puede existir como sólido, líquido o gas.

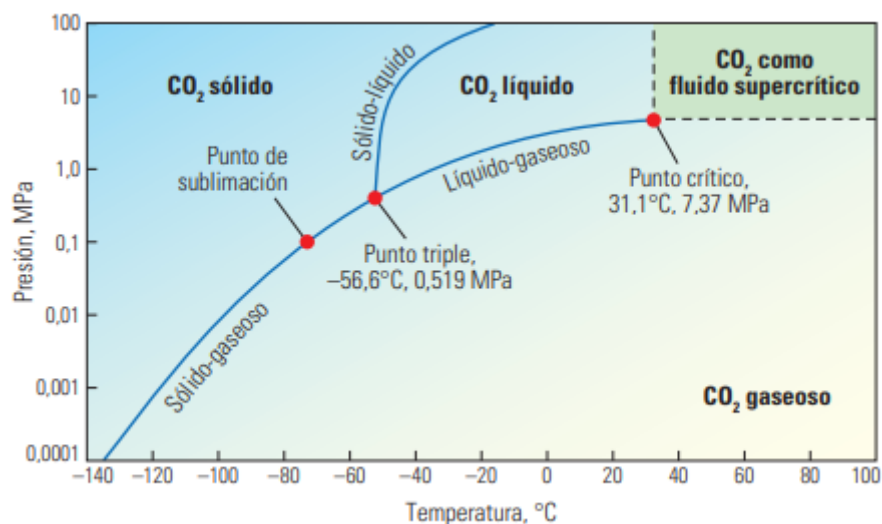


Figura 1.18 Fases del dióxido de carbono. [Schlumberger, 2015]

En la figura 1.18 las líneas que representan límites de fases (azul) definen las áreas en las cuales existe cada fase del CO₂. En el punto triple, las tres fases CO₂ sólido, líquido y gaseoso coexisten en un equilibrio termodinámico. A lo largo de la línea sólido-gaseoso, por debajo del punto triple, el CO₂ se sublima, se convierte directamente de sólido a gas sin pasar por una fase líquida. El punto de sublimación marcado corresponde a 0,101 MPa [14,7 lpc] de vapor de CO₂. A lo largo de la línea sólido-líquido, por encima del punto triple, el CO₂ sólido se derrite y se convierte en líquido. A lo largo de la línea líquido-gaseoso, por encima del punto triple, el CO₂ líquido se evapora y se convierte en

gas. En el punto crítico, los estados líquido y gaseoso del CO₂ son indistinguibles, y los límites entre las fases dejan de existir. Estos atributos en el punto crítico y en condiciones de temperatura y presión más altas caracterizan el área en la cual el CO₂ es un fluido supercrítico. (Schlumberger, 2015)

En la tabla 1.21 se detalla las propiedades físicas del CO₂.

Tabla 1.21 Propiedades Físicas del CO₂. [Espinoza, 2013]

Peso molecular (g/mol)	44,01
Densidad (kg/m³)	1,95
Gravedad específica	1,53
Viscosidad (cP)	0,0137

Para la aplicación de este método es necesario disponer de la siguiente información:

- Presión mínima de miscibilidad
- Reducción de la viscosidad
- Hinchamiento del crudo
- Propiedades del CO₂
- Información PVT

1.14.3.2. Fuentes de producción de CO₂

Existe diversas fuentes que producen CO₂, entre las fuentes naturales de producción de CO₂ se encuentra la respiración y descomposición de materia orgánica. Fuentes antropogénicas incluye la combustión de combustibles fósiles, actividades de manufacturas como la producción de cemento, amoníaco y procesamiento de gas natural.

Existen tres tecnologías principales de captura:

- *Post-combustión*: consiste en la remoción del CO₂ después de la quema de combustibles fósiles y es un sistema ideal para que se aplique en centrales termoeléctricas. Normalmente estos sistemas utilizan un solvente líquido para

captar la pequeña fracción presente de CO₂ (entre un 3% y 15% del volumen) en los gases de combustión, cuyo componente principal es el nitrógeno. En una central eléctrica moderna de pulverización de carbón o de ciclo combinado de gas natural; los sistemas de captación utilizan generalmente un solvente orgánico como la monoetanolamina (MEA) (Figura 1.19)

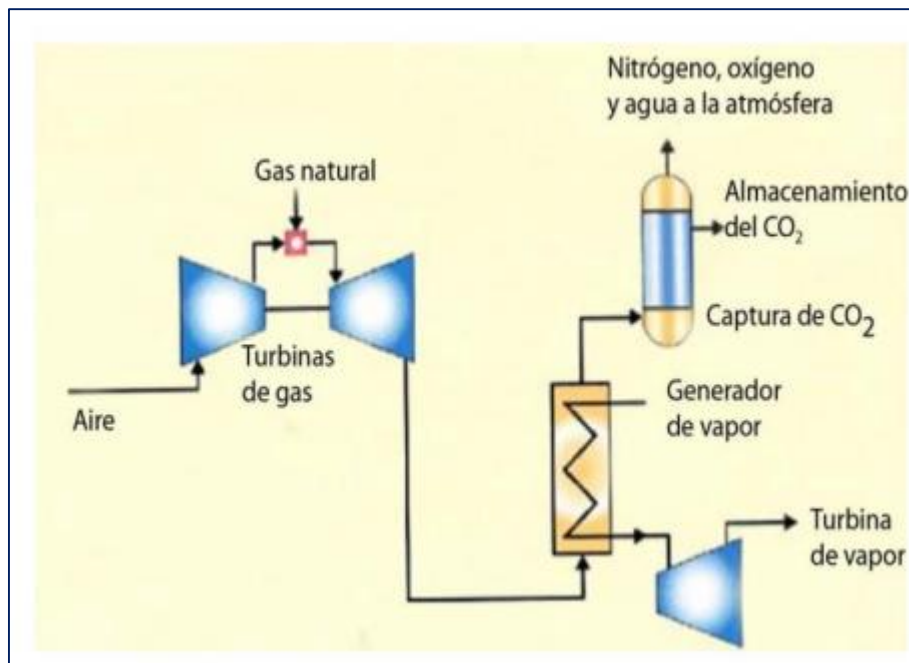


Figura 1.19 Esquema básico de un sistema en Pre- combustión [L. Castro, 2013]

- *Pre-combustión*: radica en retirar el CO₂ de los combustibles antes de la quema. Esta tecnología se aplica en la fabricación de fertilizantes y en la producción de hidrógeno (H₂). A pesar de que el proceso inicial de retirar el carbono, antes de la combustión es más caro y complejo, las concentraciones más altas de CO₂ y la presión elevada facilitan la separación. En el caso del gas natural, que esencialmente contiene metano (CH₄), el carbono también se extrae antes de la combustión, quedando el hidrógeno, que al quemarse sólo produce agua, lo que hace reaccionar al combustible nuevamente con oxígeno o vapor de agua para producir monóxido de carbono (CO) e hidrógeno. Posteriormente, el CO reacciona con más vapor para producir CO₂ y más hidrógeno. Por último, el CO₂ se separa y entonces el hidrógeno se usa como un combustible que emite sólo agua y nitrógeno. (Figura 1.20)

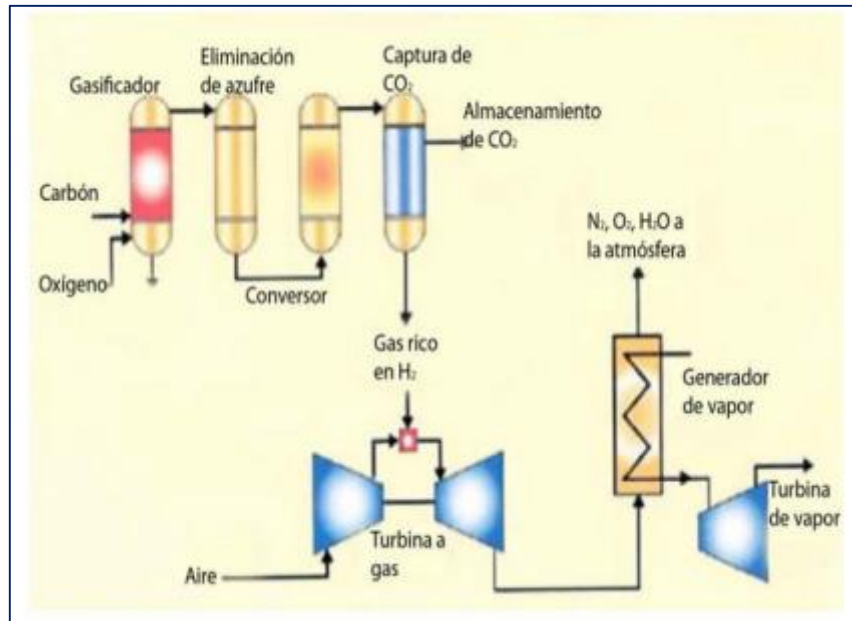


Figura 1.20 Esquema básico de un sistema en post combustión [L. Castro, 2013]

Oxígeno-gas. - Estos sistemas utilizan oxígeno en vez de aire (el aire se compone de nitrógeno principalmente, 78 por ciento) para la combustión del combustible primario, con el objetivo de producir un gas de combustión, conformado sobre todo por agua y CO₂. Esto da origen a un gas de combustión con alta concentración de CO₂ (superior al 80% del volumen) porque en este proceso no existe nitrógeno. Posteriormente, el vapor de agua se retira por ralentización y aumento de la presión (figura 1.21) (Santamaría, 2018)

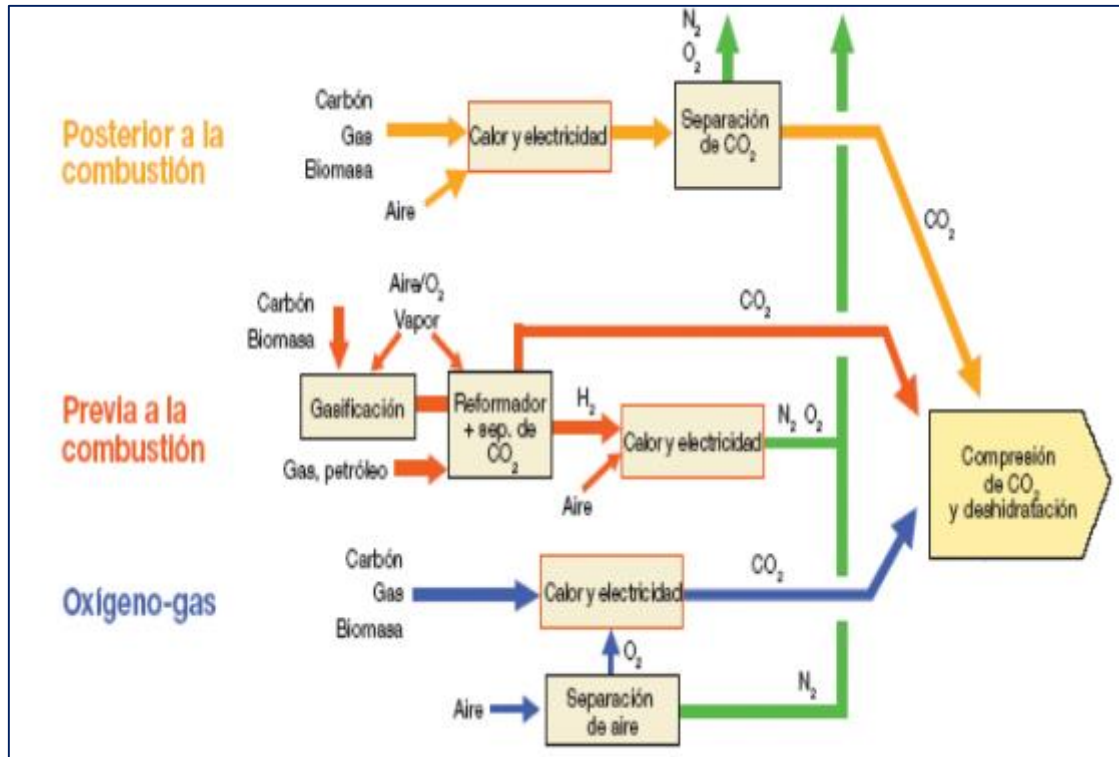


Figura 1.21 Esquema general de los procesos de captura de CO₂ [L. Castro, 2013]

1.14.4. Presión mínima de miscibilidad

Es la mínima presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento alcanzan la miscibilidad a través de procesos de múltiples contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica. (Espinoza, 2013).

La MMP depende de:

- Temperatura: la MMP aumenta a medida que aumenta la temperatura.
- Composición del gas de inyección: la MMP aumenta cuando el CO₂ está contaminado en un 10% de CH₄ o N₂, disminuye si contiene un 37% de C₃H₈.
- Composición del crudo del yacimiento: si el petróleo contiene un alto contenido de CH₄ la MMP aumenta, mientras que disminuye con la presencia de etano, butano y propano.

Existen diferentes métodos para calcular la presión mínima de miscibilidad:

- Experimentales: estos métodos se realizan en laboratorio
- Prueba del tubo delgado (Slim Tube)

- Prueba de la burbuja ascendente (RBA)

La prueba del tubo delgado (figura 1.22) es la más usada en el laboratorio, simula un yacimiento unidimensional, conformado por un paquete en forma de tubo estrecho, con arena y trozos pequeños de vidrio.

La prueba consiste en saturar el tubo con petróleo a temperatura de yacimiento por debajo de la presión de burbuja. Luego el petróleo es desplazado por inyección de gas constante a la entrada del tubo. La presión es controlada por un regulador de presión, la cual se mantiene constante dentro del sistema. El volumen del líquido es monitoreado mediante un detector digital de medición de volumen y el volumen del gas producido puede ser medido con un medidor de gas húmedo. (Landáez & Medina, 2005)

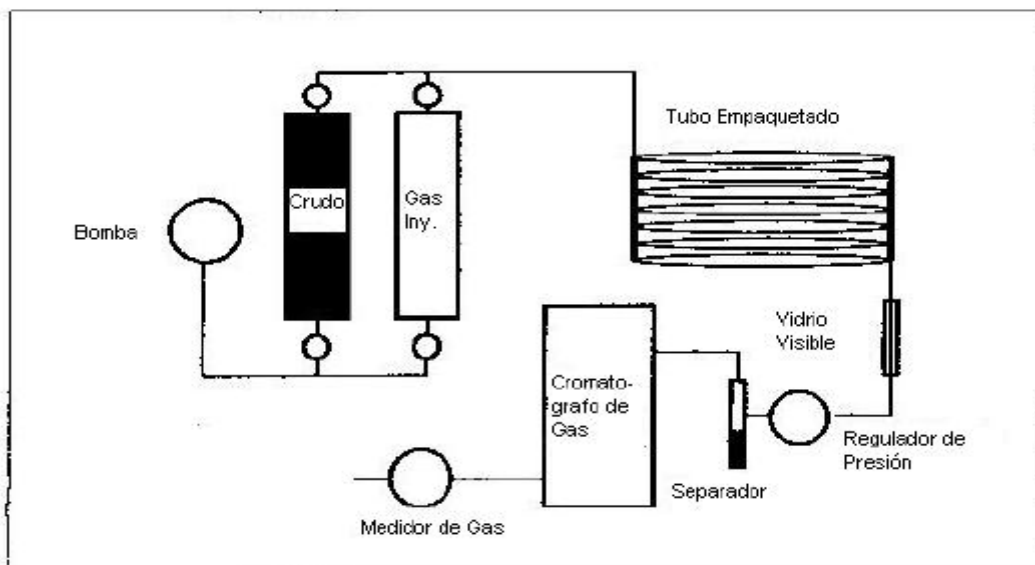


Figura 1.22 Esquema de la prueba de “tubo delgado” [Landáez & Medina, 2005]

Se grafica la recuperación de petróleo a la surgencia del gas, la recuperación de petróleo cuando se han inyectado 1,2 volúmenes de poro (VP) de gas y la recuperación final como función de la presión de operación. La mayoría de los autores coinciden que la MMP se determina cuando se han inyectado 1,2 VP y se ha obtenido una recuperación mayor al 90% de petróleo. La figura 1.23 muestra el porcentaje de recuperación y MMP al inyectar CO₂ a diferentes presiones. (Cruz & Reyes, 2008)

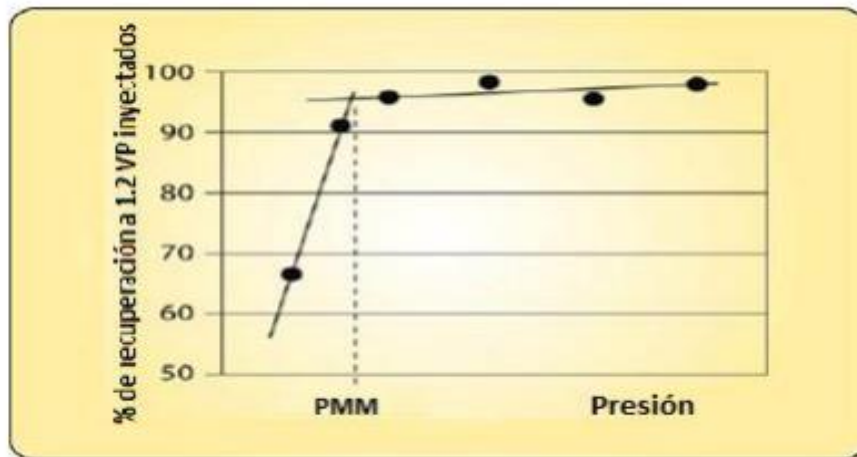


Figura 1.23 Determinación de la MMP por recuperación de petróleo a diferentes presiones [Cruz & Reyes, 2008]

- Analíticos y termodinámicos:
- Correlaciones empíricas
- Ecuaciones de estado.

1.14.5. Correlaciones de Holm & Josendal, y Mungan

Las correlaciones para MMP son útiles cuando no se han caracterizado detalladamente los fluidos. Algunas correlaciones de MMP se necesita solo la temperatura del reservorio y la densidad API del fluido. Otras correlaciones más precisas, requieren la temperatura del reservorio y el contenido total de C2 a C5 en el fluido del reservorio. (Cruz & Reyes, 2008)

1.14.5.1. Holm & Josendal (1974)

Holm & Josendal proponen una correlación gráfica para predecir la MMP con CO2 puro usando la metodología de Benham (1960). El efecto de la temperatura en la densidad del CO2 es el principal factor de esta correlación, toma en cuenta la temperatura del reservorio y el peso molecular de la fracción C₅₊. (Barreiro & Gammiero, 2016)

La correlación gráfica se muestra en la figura 1.24

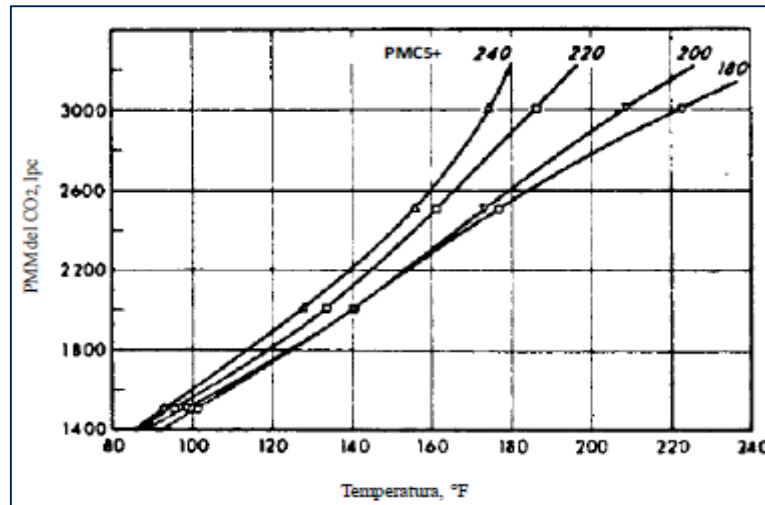


Figura 1.24 Correlación de Holm y Josendal (1974) [Barreiro & Gammiero, 2016]

1.14.5.2. Mungan (1981)

Mungan extiende el trabajo de Holm y Josendal (1974) a diferencia que incluye pesos moleculares más altos, toma en cuenta parámetros como la temperatura del reservorio y el peso molecular de la fracción C₅₊. (Barreiro & Gammiero, 2016)

La correlación gráfica se muestra en la figura 1.25.

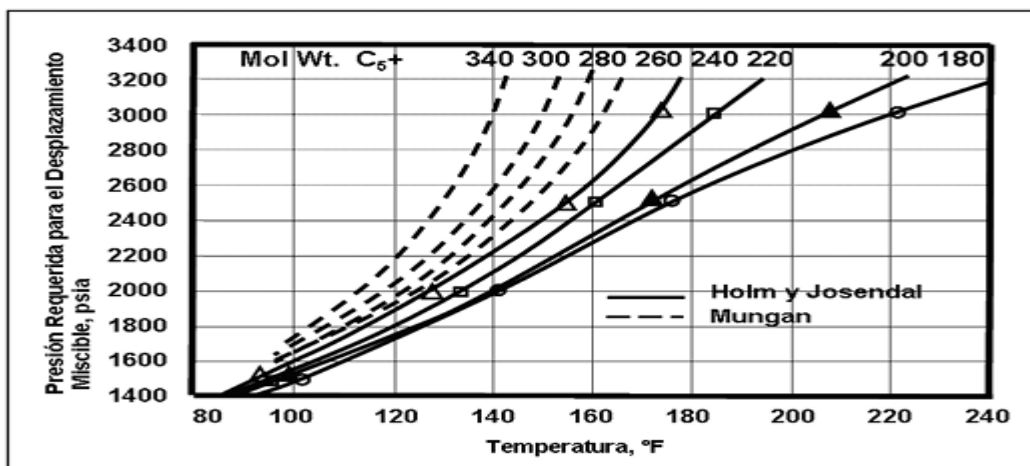


Figura 1.25 Correlación de Holm y Josendal & Mungan [Barreiro & Gammiero, 2016]

La MMP se calcula mediante la ecuación 1.74

Ecuación 1.74 Presión mínima de miscibilidad

$$\text{MMP} = -329,558 + (7,727 * \text{MW}(\text{C}_{5+}) * 1,005^T) - (4,377 * \text{MW}(\text{C}_{5+})) \quad (1.74)$$

Dónde:

MMP= Presión mínima de miscibilidad, psi

T= Temperatura del yacimiento, °F

MW(C₅₊)= Peso molecular del componente C₅₊, g/mol

1.14.6. Correlación de Lasater (1958)

Correlación que determina el peso molecular del componente C₅₊, mediante la siguiente ecuación 1.75:

Ecuación 1.75 Peso molecular del componente C₅₊

$$\text{MW}(\text{C}_{5+}) = \left(\frac{7864,9}{\text{API}} \right)^{\frac{1}{1,0386}} \quad (1.75)$$

Dónde:

MW(C₅₊)= Peso molecular del componente C₅₊, g/mol

API= Gravedad API del petróleo

A continuación, en la figura 1.26 se muestra la correlación de Lasater en función de los grados °API y el peso molecular.

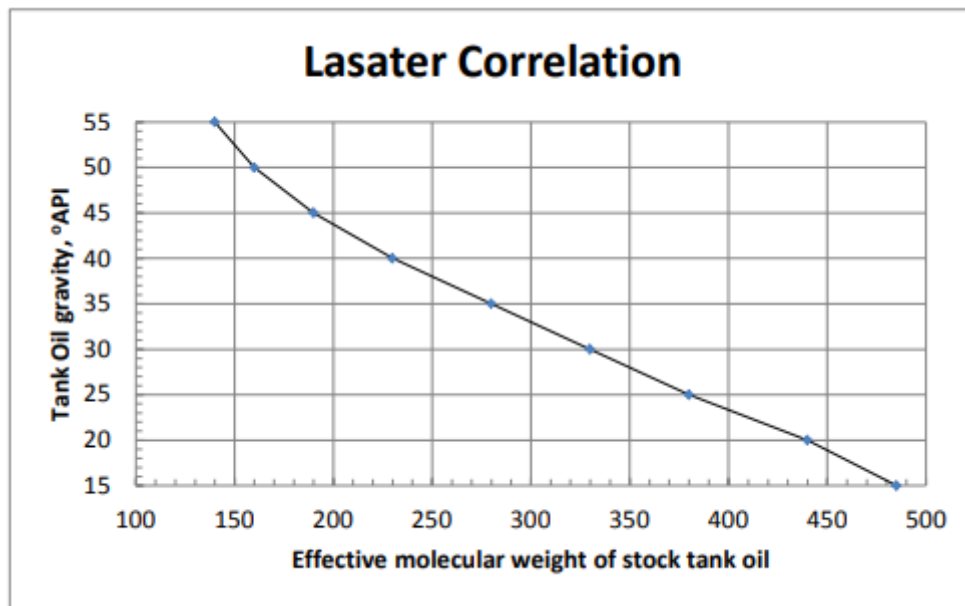


Figura 1.26 Correlación relating the molecular weight of C5+ components with oil gravity [Lasater, 1958]

1.14.7. Correlación de Yellig y Metcalfe (1980)

Yellig y Metcalfe señalan en que la temperatura del reservorio tiene mayor influencia en el logro de la miscibilidad que la composición del crudo. (Barreiro & Gammiero, 2016)

Para el cálculo de la MMP toma en cuenta solo la temperatura del reservorio como indica la ecuación 1.76:

Ecuación 1.76 Presión mínima de miscibilidad con temperatura de reservorio

$$MMP = 1833,717 + 2,2518055 T + 0,01800674 T^2 - \frac{103949,93}{T} \quad (1.76)$$

Dónde:

MMP= Presión mínima de miscibilidad, MPa

T= Temperatura del yacimiento, °F

Si la MMP es menor que la presión de burbuja, esta será tomada como la MMP (figura 1.27).

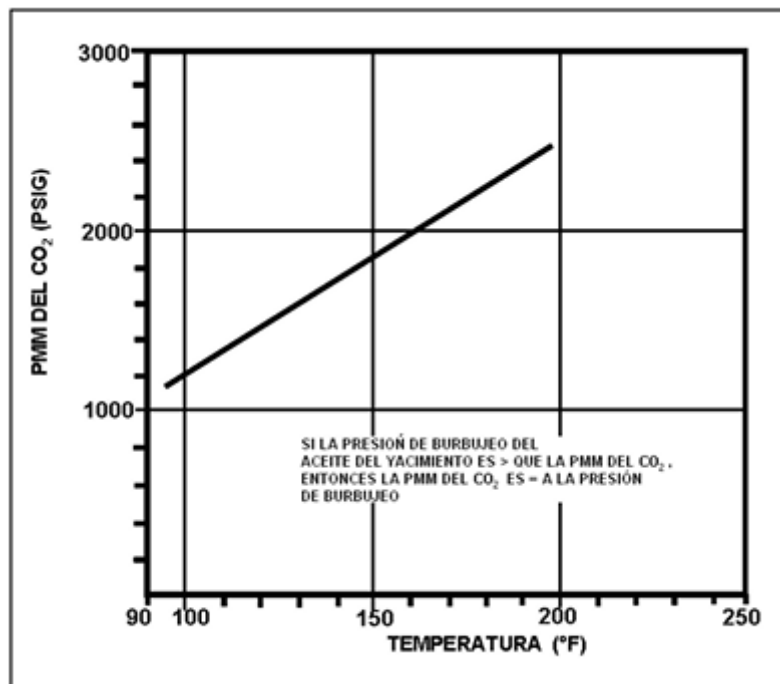


Figura 1.27 Correlación de Yellig y Metcalfe (1980) [Barreiro & Gammiero, 2016]

1.14.8. Correlación de Alston (1985)

Alston et al. correlaciona la MMP del CO₂ puro con la temperatura, MW(C₅₊) y la fracción volátil e intermedia del petróleo (Ec. 177). En el caso del CO₂ impuro toma como impurezas el N₂, CH₄, C₂-C₄ y H₂S. La MMP se modifica cuando la corriente de CO₂ se contamina con otros componentes. La adición de C₁ o N₂ incrementa la MMP, cuando la adición es de C₂, C₃, C₄ o H₂S la MMP se reduce. (Barreiro & Gammiero, 2016)

Ecuación 1.77 Presión mínima de miscibilidad para inyección de CO₂ puro

$$MMP = 8,78 * 10^{-4} * T^{1,06} * MW(C_{5+})^{1,78} * \left(\frac{X_{vol}}{X_{int}}\right)^{0,136} \quad (1.77)$$

Donde:

MMP = Presión mínima de miscibilidad para inyección de CO₂ puro

T = Temperatura del yacimiento, °F

MW(C₅₊) = Peso molecular de la fracción C₅₊ del petróleo

Xvol = Fracción mol de los componentes volátiles del petróleo

Xint = Fracción mol de los componentes intermedios del petróleo

1.14.9. Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979)

PRI establece una correlación sencilla para el calcular la MMP en función de la temperatura del reservorio (Ec.178). (Barreiro & Gammiero, 2016)

Ecuación 1.78 MMP en función de la temperatura del reservorio

$$MMP = 1071,81893 * 10^{2,7772 - \frac{1519}{T+460}} \quad (1.78)$$

Dónde:

MMP= Presión mínima de miscibilidad, psi

T= Temperatura del yacimiento, °F

1.14.10. National Petroleum Council (NPC) (1976)

Esta correlación NPC está en función de la temperatura del reservorio y API del crudo. La tabla 1.22 indica la MMP según los parámetros mencionados.

Tabla 1.22 Correlación NPC [Barreiro & Gammiero, 2016]

API	MMP (psi)	Corrección por la temperatura del yacimiento	
		T (°F)	Presión adicional (psi)
<27	4000	<120	0
27 a 30	3000	120 a 150	+200
>30	1200	150 a 200	+350
		200 a 250	+500

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

1.14.11. Inyección de gases inmiscibles

La inyección de gases inmiscibles consiste en inyectar baches de gas (CO₂, N₂) a través del reservorio, para formar un frente de contacto con el petróleo contenido y actuar como un pistón que moviliza el banco de petróleo formado y así poder recuperarlo. La

profundidad para este método es más flexible que para los anteriores métodos, pero es necesario tener en cuenta que debe de ser la adecuada para soportar las presiones de inyección. Este a comparación de los métodos miscibles puede funcionar con un mayor rango de valores de gravedad API, debido a que su efectividad en gran parte depende de la presión a la cual este es inyectado. A pesar de que puede trabajar con crudos de 12° API estos no deben exceder los 600 cP para garantizar la movilidad del fluido y evitar que sea demasiado reducida y así necesitar presiones de inyección superiores (Bolaños & Pinto, 2015).

Los parámetros sugeridos por (Taber et al., 1997) para este método son:

- API >12
- Viscosidad <600 cp
- Saturación de petróleo >35%
- Profundidad >1800 ft

1.15. Recuperación Química

Según Taber et al., (1997), El objetivo de los métodos químicos es reducir la IFT entre el petróleo y el agua, generalmente para desplazar el petróleo atrapado (saturación de petróleo remanente, Sor) que permanece después de una inyección de agua.

A continuación, se presenta un resumen de los métodos relacionados con la recuperación Química:

1.15.1. Inyección de Polímeros

En la inyección de polímeros, el aumento de la viscosidad altera la relación de movilidad entre el fluido inyectado y el petróleo del reservorio, entonces la relación de movilidad mejorada conduce a una mejor eficiencia de barrido vertical y areal que por lo tanto generara mayor recuperación de petróleo,(Taber et al., 1997) para lo cual se han utilizado dos tipos generales de polímeros:

- ✓ Las poliacrilamidas son producidas sintéticamente (Moléculas largas con diámetros efectivos pequeños y sensibles al cizallamiento mecánico)

- ✓ Los polisacáridos son producidos biológicamente.

Los polisacáridos son menos sensibles al cizallamiento mecánico y a la sal, por tal razón se debe tener mayor cuidado para evitar el deterioro biológico en el yacimiento de interés.

La inyección de polímeros presenta falencias en el yacimiento de alta temperatura, puesto que los polímeros exhiben suficiente estabilidad a largo plazo por encima de 160°F en salmuera moderada o altamente salina. La inyección de polímeros tiene la mejor aplicación en yacimientos de petróleo heterogéneos con una viscosidad inferior a 100 centipoises (cP), además de permeabilidades entre 20 y 2000 (MD), viscosidad puntual, aumento de la presión del petróleo a 100 cp. y temperatura del yacimiento hasta 200°F (Bolaños & Pinto, 2015).

Los parámetros sugeridos por (Taber et al., 1997) para este método son:

- API >15
- Viscosidad <150 cp
- Saturación de petróleo >50%
- Formación preferentemente arenisca
- Permeabilidad promedio >10 mD
- Profundidad <9000 ft
- Temperatura menor a 200 F

1.16. Recuperación Térmica

En el pasado, la producción de betún a partir de arenas bituminosas no se incluía a menudo en el estudio EOR o en los criterios de selección, quizás porque la operación minera no se consideraba parte de los yacimientos de ingeniería. En general, los métodos térmicos se han utilizado en particular en yacimientos de petróleo pesado que no se puede producir de otra manera porque el petróleo es demasiado viscoso para fluir sin los efectos del calor y la presión. Según, Taber et al., (1997) los métodos térmicos representan la mayor parte de la producción de petróleo como la inyección de vapor o la minería a cielo abierto. A continuación, se presenta un resumen de los métodos relacionados con la recuperación Térmica:

1.16.1. Combustión in situ

En el proceso de combustión in situ se inyecta aire en la formación y el frente de combustión resultante se mueve hacia abajo para desplazar el petróleo de manera miscible o inmisible por los gases producidos por la combustión. Sin embargo, es un método complicado con problemas de seguridad y corrosión que siempre requieren atención (Taber et al., 1997).

Por otra parte, Taber considera que la combustión in situ puede ser un método EOR ideal debido a lo siguiente:

- Utiliza los dos inyectables EOR más baratos y abundantes: aire y agua.
- Como combustible, quema alrededor del 10% de la fracción menos deseable del petróleo y puede mejorar el resto.
- Funciona en una gama más amplia de condiciones de campo que la inyección de vapor, especialmente en yacimientos profundos.

Bolaños & Pinto, (2015), propone que, para que el proceso de combustión funcione correctamente, el crudo debe tener suficientes componentes pesados para servir como fuente de combustible para la combustión. Por lo general, esto requiere un petróleo de baja gravedad API. También hay que tener cuenta que la saturación de petróleo y la porosidad deben ser altas para minimizar la pérdida de calor de la roca. Este proceso tiende a propagarse en la parte superior del yacimiento ya que la eficiencia de barrido es pobre en formaciones de gran espesor.

Los parámetros sugeridos por Taber et al., (1997) para este método son:

- API 10-27
- Viscosidad <5000 cp
- Saturación de petróleo >50%
- Espesor >10 ft
- Formación arenisca
- Permeabilidad promedio >50 mD
- Profundidad <11500 ft
- Temperatura > 100 F

1.16.2. Inyección de Vapor

La inyección de Vapor es el método EOR comercial más antiguo; requieren depósitos gruesos y poco profundos con altas saturaciones de petróleo y buenas permeabilidades. Dentro de este proceso de inyección, el vapor pasa por el yacimiento y entra en contacto con el petróleo frío, roca y el agua, provocando varios mecanismos responsables de la producción de petróleo como: la expansión térmica del petróleo crudo, la disminución de la viscosidad del petróleo crudo, los cambios en las fuerzas superficiales, todo esto a medida que aumenta la temperatura del reservorio y la destilación del vapor. Además de que la saturación del petróleo debe ser bastante alta y la zona productiva debe tener más de 20 pies de espesor para minimizar la pérdida de calor a los sistemas adyacentes. También se pueden inyectar crudos más livianos y menos viscosos, pero normalmente no se obtendrá la misma respuesta del tanque que con la inyección de agua convencional (Bolaños & Pinto, 2015).

Los parámetros sugeridos por (Taber et al., 1997) para este método son:

- API 8-25
- Viscosidad <100 000 cp
- Saturación de petróleo >40%
- Espesor >20 ft
- Formación arenisca
- Permeabilidad promedio >200 mD
- Profundidad <5000 ft

1.17. Análisis de los Criterios para Screening de Métodos de EOR

Se realizó la revisión y análisis de los criterios establecidos por J.J. Taber en su Screening Criteria, el cual será indispensable para el desarrollo del presente trabajo de titulación.

A su vez, se presenta un resumen de los criterios y parámetros de Selección de Métodos de EOR, que se muestra en la tabla 1.23.

Tabla 1.23: Resumen de los Criterios de Selección de Métodos de EOR [Taber et al., 1997]

Método EOR	Propiedades del petróleo			Características de reservorio					
	Gravedad (°API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de Petróleo (% PV)	Tipo de Formación	Grosor Neto (ft)	Permeabilidad Promedio (md)	Profundidad	Temperatura (°F)
Métodos de Inyección de Gas (Miscible)									
Nitrógeno y gases de combustible	>35↗48↗	<0.4↘0.2↘	Alto porcentaje de C1 a C7	>40↗75↗	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que sumerja	NC	>6000	NC
Hidrocarburo	>23↗41↗	<3↘0.5↘	Alto porcentaje de C2 a C7	>30↗80↗	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que sumerja	NC	>4000	NC
CO2	>22↗36↗	<10↘1.5↘	Alto porcentaje de C5 a C12	>20↗55↗	Arenisca o carbonato	Amplia gama	NC	>2500	NC
Gases miscibles	>12	<600	NC	>35↗70↗	NC	NC si sumerge y/o buena permeabilidad ad vertical	NC	>1800	NC
Inyección de Agua (Mejorada)									
Micelar / Polímero, ASP e inyección alcalina	>20↗35↗	<35↘13↘	Intermedio ligero de algunos ácidos orgánicos para inyecciones alcalinas	>35↗53↗	Arenisca preferida	NC	>10↗450↗	>9000↘3250	>200↘80
Inyección de polímeros	>15	<150, >10	NC	>50↗80↗	Arenisca preferida	NC	>10↗800↗	<9000	>200↘140

Térmico (Mecánico)									
Combustión	>10↗16 →?	<5000 ↓ 1200	Algunos componentes asfálticos	>50↗72↗	Arena de alta porosidad/ arenisca	>10	>50	<11500↘3500	>100↗135
Vapor	>8-13.5 →?	<200,000 ↓ 4700	NC	>40↗66↗	Arena de alta porosidad/ arenisca	>20	>200↗2540↗	<4500↘1500	NC
Minería de Superficie	7 a 11	Cero flujos de frío	NC	>8 wt% arena	Arena de alquitrán explotable	>10	NC	>3 a 1 Sobrecargar a la proporción de arena	NC

De los parámetros de la tabla 1.23, se realiza la siguiente interpretación para facilitar el análisis y entendimiento para la correcta selección de los métodos de EOR.

En la tabla 1.24 se detallan la interpretación de los criterios para la selección de Métodos de EOR:

Tabla 1.24: Criterios para la selección de Métodos de EOR [Bolaños & Pinto, 2015]

Método	Gravedad (API)		Viscosidad (CP)		Saturación Petróleo (%)		Permeabilidad Promedio (md)		Profundidad (ft)		Temperatura (°F)	
	Funciona	Funciona Mejor	Funciona	Funciona Mejor	Funciona	Funciona Mejor	Funciona	Funciona Mejor	Funciona	Funciona Mejor	Funciona	Funciona Mejor
Métodos Miscibles												
Nitrógeno	>35	>48	<0.4	<0.2	>40	>75	-	-	>6000	-	-	-
Hidrocarburos	>23	>41	<3	<0.5	>30	>80	-	-	>4000	-	-	-
CO2	>22	>36	<10	<1.5	>20	>55	-	-	>2500	-	-	-
Métodos Inmiscibles												
Gases Inmiscibles	>12		<600		>35	>70	-	-	>1800	-	-	-
Inyección de Agua												
ASP	>20	>35	<35	<13	>35	>53	>10	>450	>9000	<3250	>200	<80
Polímeros	>15		<150	>10	>50	>80	>10	>800	<9000	-	<200	<140
Térmico												
Combustión In situ	>10	>16	<5000	<1200	>50	>72	>50	-	<11500	<3500	>100	>135
Vapor	>8	Hasta 13.5	<200000	<4700	>40	>66	>200	>2540	<4500	<1500	-	-
Minería Superficial	Desde 7	Hasta 11	-	-	>8	-	-	-	-	-	-	-

En el Ecuador la aplicación de tecnologías EOR aún es un tema nuevo a pesar de que existen softwares comerciales para la selección de métodos de screening (Bolaños & Pinto, 2015). El presente trabajo contribuye en la predicción de aplicabilidad de los métodos de recuperación mejorada a través de la sistematización de criterios ya existentes en una interface gráfica propia del Software EORgui, que se detalla a continuación.

1.18. Software EORgui (Screening)

Según Petroleum Solutions (2010), EORgui es una interfaz gráfica de usuario para el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Laboratorio Nacional de Tecnología Energética, Software EOR disponible públicamente.

A través del software EORgui, el usuario puede examinar las características de los campos potencialmente aplicables para técnicas EOR de petróleo, además se cuantificar el incremental de producción.

Petroleum Solutions (2010), presenta las siguientes aplicaciones y secciones del software EORgui:

1.18.1. Aplicaciones del software EORgui

- Examina y selecciona los métodos apropiados para un conjunto determinado de propiedades importantes de yacimientos y fluidos.
- Prepara los archivos de entrada necesarios para el análisis técnico de la aplicación fortran que se encuentra disponible públicamente.
- EOR (**GUI**) ejecuta las aplicaciones fortran e importa los resultados de nuevo en la aplicación.
- Los resultados se introducen en tablas de datos y se trazan en gráficos para su exportación a otras aplicaciones.

1.18.2. Secciones EORgui

- Quick Screening
- CO2 Miscible Flooding Predictive Model
- Chemical Flood Predictive Model
- Polymer Predictive Model
- In-situ Combustion Predictive Model
- Steam flood Predictive Model
- Infill Drilling Predictive Model

1.18.3. Análisis EOR

El software de análisis EOR está diseñado para hacer que la selección del método mejorado de recuperación de petróleo sea más fácil y rápida a través de las propiedades disponibles como (API, Gravedad, Porosidad y Saturación de petróleo, Formación, Espesor, Permeabilidad, Profundidad y Temperatura) (Petroleum Solutions, 2010).

EORgui analiza las propiedades antes mencionados a través de los criterios de Taber. Si los criterios están dentro del rango de aplicabilidad, la interfaz muestra un color verde, caso contrario, se visualiza de color rojo. A continuación, el software analiza el porcentaje de aplicabilidad para cada método; si la interfaz arroja un porcentaje del 100% se visualiza de color verde recomendando la aplicación de método, caso contrario, se visualiza una interfaz de color rojo donde no se recomienda el método. De esta manera se puede obtener una idea clara del método que puede ser idóneo para ser aplicado.

A su vez, se presenta un diagrama de flujo del software EORgui (Figura 1.28)

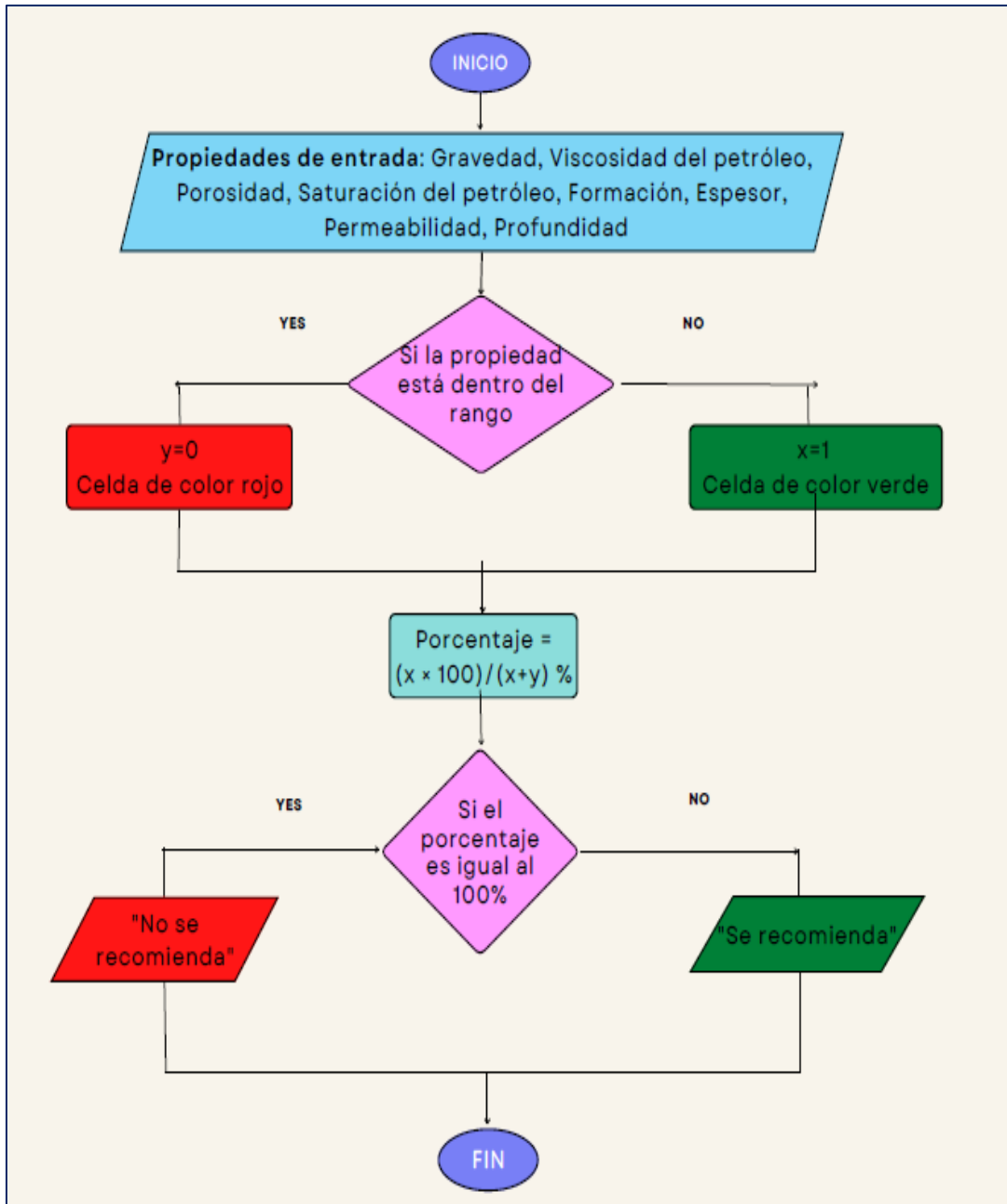


Figura 1.28 Diagrama de Flujo EORgui [Taber et al., 1997]

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1. Tipo de Estudio

El presente trabajo de titulación se basa en un tipo de estudio, cuantitativo, descriptivo y analítico mediante el uso de correlaciones matemáticas, ya que en este caso se evaluarán diferentes métodos de recuperación de petróleo de acuerdo a las características del fluido y los yacimientos, permitiendo la elección del método, así como la mejor solución para un diseño EOR.

2.2. Universo y Muestra

El universo de este estudio corresponde al campo Guanta-Dureno, pertenece al Bloque 57 localizado en la Provincia de Sucumbíos: La muestra está conformada por zonas de estudio que presentan datos petrofísicos de la arena U Inferior.

2.3. Métodos y Técnicas de Recopilación de Datos

Se recurrió a un marco teórico basado en la recuperación mejorada EOR, recopilado de fuentes bibliográficas como libros, artículos científicos y proyectos realizados referentes al tema. La información para el análisis del campo fue provista directamente de datos existentes en el BIPE (Banco de Información Petrolera) del Ministerio de Energía y Minas y de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).

El proyecto se enfocó en el análisis de diferentes métodos de recuperación de petróleo para lo cual se revisó información sobre los criterios para utilizar cada método de recuperación mejorada, junto con información de campo, se generó una base de datos

de las propiedades como: Porosidad, saturaciones, permeabilidad y petróleo original in situ.

Luego del análisis de resultados obtenidos se determinó el método idóneo de recuperación y la cantidad de petróleo que podría ser recuperado tomando en cuenta el factor de recobro estimado.

2.4. Procesamiento y Análisis de Información

Con la información obtenida se estableció los parámetros necesarios del campo Guanta-Dureno los mismos que nos permitieron, evaluar y seleccionar el método idóneo de recuperación mejorada de petróleo se utilizó el software EORgui basados en los criterios de Taber.

2.5. Recopilación y revisión de la información

De igual manera se utilizaron ecuaciones determinadas por diferentes correlaciones matemáticas, las cuales, de acuerdo al método seleccionado, nos permitieron realizar los cálculos necesarios para llegar a los objetivos propuestos.

2.5.1. Presión inicial del reservorio, P_i

Los datos de presiones para el campo Guanta-Dureno para el reservorio de "U" Inferior fueron provistas por el BIPE (Banco de Información Petrolera) del Ministerio de Energía y Minas y de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), que se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Datos de presiones del Reservorio “U” Inferior

Datos de presiones del Reservorio “U” Inferior	
Presión inicial, psi	3750
Presión actual, psi	1300

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.2. Relación Gas Disuelto-Petróleo, Rsi

De la información provista del Campo Guanta-Dureno se obtuvo la siguiente información que se presenta en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Datos de la Relación Gas Disuelto-Petróleo, Rsi

Datos de la Relación Gas Disuelto-Petróleo, Rsi	
Relación inicial Gas-Disuelto petróleo, PCN/BN	314

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.3. Temperatura del yacimiento, T

De la información provista del Campo Guanta-Dureno se obtuvo la siguiente información de temperatura, que se presenta en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Datos de Temperatura del Yacimiento,

Datos de Temperatura del Yacimiento, T	
Temperatura, °F	200

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.4. Gravedad específica del petróleo, γ_o

De la información provista del Campo Guanta-Dureno se estimó la gravedad específica del petróleo con la siguiente fórmula que se presentó en el capítulo anterior.

La siguiente información se presenta en la tabla 2.4.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

Tabla 2.4 Datos de la gravedad específica del petróleo

Datos del Reservorio "U" Inferior	
Gravedad API, $^{\circ}\text{API}$	29,6
Gravedad específica	0,88

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.5. Gravedad específica del gas disuelto, γ_{gd}

De la información provista del Campo Guanta-Dureno se estimó la gravedad específica del gas disuelto con la siguiente fórmula que se presentó en el capítulo anterior.

La siguiente información se presenta en la tabla 2.5.

$$\gamma_{gd} = \frac{12,5 + ^{\circ}\text{API}}{50} - 3,5715 \times 10^{-6} ^{\circ}\text{API} R_s$$

Tabla 2.5 Gravedad específica del gas disuelto

Datos del Reservorio "U" Inferior	
Gravedad específica del gas disuelto	0,809

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

En la tabla 2.6, se presenta los rangos de aplicabilidad para las diferentes correlaciones que se analizarán para obtener los parámetros PVT necesarios para este trabajo de titulación.

Tabla 2.6 Evaluación y Selección de Correlaciones a emplear en el estudio PVT.

Datos iniciales del Campo		Rango de datos									
Correlaciones		Standing, M.B.	Beggs, y Robinson, J.R.	Vázquez y Beggs	Al-Marhoun.	Lasater, J. A	Glaso, O	Total, C. F. P.	Petrosky, G. E. Y Farshad, F. F.	Chew, J. N. Y connally, C. A., JR	
Gravedad api del petróleo [γ_{API}]	29,6	16,5 - 63,8	16 - 58	15,3 – 59,5	19,4 – 44,6	17,9-51,1	22,3-48,1	----	16,3-45	-----	
Presión inicial del reservorio, [Psi]	3750	----	-----					---			
Presión actual del reservorio, [Psi]	1300	-----	15 - 5265	141 - 9515				---			
Temperatura del Reservorio, °F	200	100 - 258	70 - 295	180°	74 – 240	100-258	80-280	---	114-288	72-292	
Relación Gas disuelto-Petróleo, [PCN/BN]	314	20 - 1425	20 - 1425	9,3 - 2199	26-1602	3 - 2095	90-2637	---	217-1406	51-3544	
Gravedad específica del gas [γ_g]	0,974	0,59 – 0,95		-----	0,752-1,367	0,574 -1,223	0,65-1,276	---	0,578-0,852	-----	

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.6. Correlaciones a utilizarse para estimar la presión de burbuja, P_b

Con los parámetros mencionados en la tabla 2.7, de acuerdo al rango de aplicación para cada correlación se estimó las propiedades petrofísicas.

2.5.6.1. Correlación de Lasater, J. A. (1958)

Se utilizó la correlación de Lasater que, está dentro del rango de aplicabilidad para estimar el parámetro de la presión de burbuja.

Para $\gamma_{API} \leq 40$:

$$M_o = 630 - 10\gamma_{API}$$

$$M_o = 630 - 10(29,6)$$

$$M_o = 334$$

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{379.3}}{\frac{R_{sb}}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}}$$

$$y_g = \frac{\frac{314}{379.3}}{\frac{314}{379.3} + \frac{350(0,88)}{334}}$$

$$y_g = 0,4731$$

Para $\gamma_g > 0,60$

$$\frac{P_b \gamma_g}{(T_y + 460)} = 8,26\gamma_g^{3.56} + 1,95$$

$$\frac{P_b(0,97)}{(200 + 460)} = 8,26(0,4731)^{3.56} + 1,95$$

$$P_b = 1718,17 \text{ psi.}$$

2.5.6.2. Correlación de TOTAL, C. F. P. (1983)

Se utilizó la correlación de TOTAL, C. F. P que, está dentro del rango de aplicabilidad para estimar el parámetro de la presión de burbuja.

$$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T_y - C_4 \gamma_{API})}$$

Valor de las constantes				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 10$	12,847	0,9636	0,000993	0,034170
$10 < \gamma_{API} \leq 30$	25,2755	0,7617	0,000835	0,011292
$35 < \gamma_{API} \leq 45 P_b$	216,4711	0,6922	-0,000427	0,023140

$$P_b = 25,2755 \left(\frac{314}{0,974} \right)^{0,7617} 10^{(0,000835(200) - (0,011292)(29,6))}$$

$$P_b = 1399,86 \text{ psi}$$

2.5.6.3. Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988)

Se utilizó la correlación de Al-Marhoun que, está dentro del rango de aplicabilidad para estimar el parámetro de la presión de burbuja.

$$P_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} (T_y + 460)^{1.32657}$$

$$P_b = 5.38088 \times 10^{-3} (314)^{0.715082} (0,974)^{-1.87784} (0,88)^{3.1437} (200 + 460)^{1.32657}$$

$$P_b = 1370,48 \text{ psi.}$$

2.5.6.4. Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. (1993)

Se utilizó la correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. que, está dentro del rango de aplicabilidad para estimar el parámetro de la presión de burbuja.

$$F = \frac{R_{sb}^{0,5774}}{\gamma_g^{0,8439}} 10^{(4,561 \times 10^{-5} T_y^{1,3911} - 7,916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1,541})}$$

$$F = \frac{314^{0,5774}}{1,237^{0,8439}} 10^{(4,561 \times 10^{-5} (200)^{1,3911} - 7,916 \times 10^{-4} (29,6)^{1,541})}$$

$$F = 23,843$$

$$P_b = 112,72[23,843 - 12,34]$$

$$P_b = 1296,61 \text{ psi}$$

A continuación, en la tabla 2.7 se presenta un resumen de los resultados de presión de burbuja obtenidos de las correlaciones utilizadas dentro del rango de aplicabilidad.

Tabla 2.7 Valores de la estimación de la presión de burbuja

Correlación	Presión de Burbuja (<i>psi</i>)	Presión (Media) (<i>psi</i>)
CORRELACIÓN DE LASATER	1718,17	~ 1400
CORRELACIÓN DE TOTAL, C. F. P	1399,86	
CORRELACIÓN DE AL-MARHOUN,	1370,48	
CORRELACIÓN DE PETROSKY, G. E. Y FARSHAD, F. F	1296,61	

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.7. Correlaciones a utilizarse para estimar la Relación Gas disuelto, R_s

Se estimó la Relación Gas disuelto petróleo a partir de las correlaciones antes seleccionadas y así estimar tasas de recuperación a futuro.

2.5.7.1. Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988)

Se utilizó la siguiente fórmula que se presentó en el capítulo anterior para estimar el parámetro de Relación Gas disuelto petróleo la correlación de Al -Marhoun que, está dentro del rango de aplicabilidad.

$$R_s = \left[185,84321 P \gamma_g^{1,87784} \gamma_o^{-3,1437} (T_y + 460)^{-1,32657} \right]^{1,3984}$$

$$R_s = [185,84321(1300)(0,974)^{1,87784}(0,88)^{-3,1437} (200 + 460)^{-1,32657}]^{1,3984}$$

$$R_s = 324,55 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

2.5.7.2. Correlación de Petrosky, G. E. Y Farshad, F. F. (1993)

Se utilizó la siguiente fórmula que se presentó en el capítulo anterior para estimar el parámetro de Relación Gas disuelto petróleo la correlación de Petrosky y Farshad que, está dentro del rango de aplicabilidad.

$$R_s = \left[\gamma_g^{0,8439} \left(\frac{P}{112,727} + 12,34 \right) 10^{(7,916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1,541} - 4,516 \times 10^{-5} T_y^{1,3911})} \right]^{1,73184}$$

$$R_s = \left[(0,974)^{0,8439} \left(\frac{1300}{112,727} + 12,34 \right) 10^{(7,916 \times 10^{-4} (29,6)^{1,541} - 4,516 \times 10^{-5} (200)^{1,3911})} \right]^{1,73184}$$

$$R_s = 314,61 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

En la tabla 2.8 se presenta un resumen de los resultados de Relación Gas disuelto petróleo obtenidos de las correlaciones utilizadas dentro del rango de aplicabilidad.

Tabla 2.8 Valores de la estimación de la Relación Gas disuelto petróleo

Correlación	Relación gas disuelto petróleo, Rs (pie3/bbls)	Rs (Valor media) (pie3/bbls)
CORRELACIÓN DE AL-MARHOUN,	324,54	~314
CORRELACIÓN DE PETROSKY, G. E. Y FARSHAD, F. F	314,61	

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.8. Correlaciones para estimación del factor volumétrico del petróleo, Bob

Se estimó el factor volumétrico a partir de las correlaciones antes seleccionadas y así estimar tasas de recuperación a futuro.

2.5.8.1. Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988), Bob

Se utilizó la siguiente formula que se presentó en el capítulo anterior para estimar el parámetro del factor volumétrico petróleo la correlación de Al -Marhoun que, está dentro del rango de aplicabilidad.

$$F = R_{sb}^{0,74239} \gamma_g^{0,323294} \gamma_o^{-1,20204}$$

$$F = (314)^{0,74239} (0,974)^{0,323294} (0,88)^{-1,20204}$$

$$F = 82,55$$

Donde:

$$C_1 = 0,497069$$

$$C_2 = 0,862963 \times 10^{-3}$$

$$C_3 = 0,182594 \times 10^{-2}$$

$$C_4 = 0,18099 \times 10^{-5}$$

$$B_{ob} = C_1 + C_2(T_y + 460) + C_3F + C_4F^2$$

$$B_{ob} = C_1 + C_2(200 + 460) + C_3(82,553) + C_4(82,553)^2$$

$$B_{ob} = 1,24 \frac{bl}{bl}$$

A continuación, en la tabla 2.9 se presenta el resultado del factor volumétrico petróleo obtenidos de las correlaciones utilizadas dentro del rango de aplicabilidad.

Tabla 2.9 Valor de la estimación del factor volumétrico petróleo

Correlación	Factor Volumétrico, Bo (bbls/bbls)
CORRELACIÓN DE AL-MARHOUN,	1,24

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.5.9. Correlación para estimación del factor volumétrico total, Bt

2.5.9.1. Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988)

Se utilizó la siguiente formula que se presentó en el capítulo anterior para estimar el parámetro del factor volumétrico total la correlación de Al -Marhoun que, está dentro del rango de aplicabilidad.

$$F = R_s^{0,644516} \gamma_g^{-1,07934} \gamma_o^{0,724874} P^{-0,76191} (T_y + 460)^{2,00621}$$

$$F = (298,92)^{0,644516} (0,974)^{-1,07934} (0,88)^{0,724874} (1300)^{-0,76191} (200 + 460)^{2,00621}$$

$$F = 71071,12$$

$$B_t = 0,314693 + 0,106253 \times 10^{-4} F + 0,18883 \times 10^{-10} F^2$$

$$B_t = 0,314693 + 0,106253 \times 10^{-4} (71071,12) + 0,18883 \times 10^{-10} (71071,12)^2$$

$$B_t = 1,16 \frac{\text{bbls}}{\text{bbls}}$$

2.5.10. Correlación para estimación de la viscosidad del petróleo, μ_o

En la práctica, se debe hacer una distinción entre viscosidades como puede ser: La viscosidad del petróleo sin gas en solución y la viscosidad del petróleo a una presión y temperatura en particular con gas en solución.

El Campo Guanta – Dureno presenta un yacimiento por debajo de la presión del punto de burbuja.

Considerando que la $P < P_b$

2.5.10.1. Correlación de Beggs, H. D. y Robinson, J. R. (1975)

Se utilizó la siguiente fórmula que se presentó en el capítulo anterior para estimar el parámetro de la viscosidad la correlación de Beggs, H. D. Y Robinson que, está dentro del rango de aplicabilidad.

$$z = 3,0324 - 0,02023\gamma_{API}$$

$$z = 3,0324 - 0,02023(29,6)$$

$$z = 2,433$$

$$y = 10^z$$

$$y = 271,389$$

$$x = yT_y^{-1,163}$$

$$x = 0,572$$

Viscosidad de petróleo muerto,

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$\mu_{od} = 2,734 \text{ cp}$$

2.5.10.2. Correlación de Chew, J. N. Y Connally, C. A., JR. (1959)

Se utilizó la siguiente formula que se presentó en el capítulo anterior para estimar el parámetro de la viscosidad la correlación de Chew, J N. y Connally que, está dentro del rango de aplicabilidad.

$$A = \text{antilog}[R_s(2,2 \times 10^{-7}R_s - 7,4 \times 10^{-4})]$$

$$A = \text{antilog}[(298,92)(2,2 \times 10^{-7}(298,92) - 7,4 \times 10^{-4})]$$

$$A = 0,629$$

$$b = \frac{0,68}{10^{8,62 \times 10^{-5}R_s}} + \frac{0,25}{10^{1,1 \times 10^{-3}R_s}} + \frac{0,062}{10^{3,74 \times 10^{-3}R_s}}$$
$$b = \frac{0.68}{10^{8,62 \times 10^{-5}(298,92)}} + \frac{0.25}{10^{1,1 \times 10^{-3}(298,92)}} + \frac{0.062}{10^{3,74 \times 10^{-3}(298,92)}}$$

$$b = 0,763$$

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b$$

$$\mu_{ob} = 0,629(2,734)^{0,763}$$

$$\mu_{ob} = 1,40 \text{ cp}$$

2.5.11. Correlación para estimación de la compresibilidad del petróleo

Considerando que la $P < P_b$

Utilizaremos;

2.5.11.1. Correlación de McCain, W.D., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.

Se utilizó la siguiente formula que se presentó en el capítulo anterior para estimar el parámetro de la compresibilidad del petróleo la correlación de McCain, W.D., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J. que, está dentro del rango de aplicabilidad.

$$\ln c_o = -7,573 - 1,450 \ln P - 0,383 \ln P_b + 1,402 \ln T_y + 0,256 \ln^\circ \text{API} + 0,449 \ln R_s$$

$$\ln c_o = -7,573 - 1,450 \ln(1300) - 0,383 \ln(1446,279) + 1,402 \ln(200) + 0,256 \ln(29,6) + 0,449 \ln(298,92)$$

$$\ln c_o = -9,9127$$

$$c_o = 4,954 \times 10^{-5} \text{ psi} - 1.$$

2.5.12. Correlación para estimación de la densidad, ρ_o

Standing en 1981 propuso una correlación empírica para estimar el factor volumétrico del petróleo, es así que a través dependiendo el caso utiliza la siguiente ecuación para el cálculo de densidad.

La correlación es la siguiente:

Considerando $P < P_b$

$$\gamma_{gd} = \frac{12,5 \gamma_{API}}{50} - 3,5715 \times 10^{-6} \gamma_{API} R_s$$

$$\gamma_{gd} = \frac{12,5(29,6)}{50} - 3,5715 \times 10^{-6}(298,92)(29,6)$$

$$\gamma_{gd} = 0,87$$

$$\rho_0 = \frac{350\gamma_0 + 0,0764R_s\gamma_{gd}}{5,615B_0}$$

$$\rho_0 = \frac{350(0,88) + 0,0764(298,92)(0,87)}{5,615(1,141)}$$

$$\rho_0 = 51,176 \text{ lbs/pie}^3$$

2.5.13. Estimación del factor volumétrico del gas, B_g

La determinamos con la ecuación siguiente:

$$B_g = 0,00503 \frac{z(T_y + 460)}{P}$$

$$B_g = 0,00503 \frac{0,83(200 + 460)}{1.300}$$

$$B_g = 2,11 \times 10^{-3}$$

2.6. Determinación y cálculo de parámetros petrofísicos y de fluidos

Para determinar los topes y bases de los pozos de Campo Guanta- Dureno se recurrió a la información de los registros eléctricos, los cuales son: Curvas de resistividad, sónico, gamma ray, potencial espontaneo y registros de density y porosity.

2.6.1. Cálculo del volumen de arcilla (V_{sh})

Se entiende como volumen de arcilla al porcentaje neto de arcilla presente en una formación.

En este trabajo el volumen de arcilla se estimó mediante las lecturas de los registros de Gamma Ray (GR).

Procedimiento:

- Se registró los valores que indique la curva de GR en la zona de interés.
- Se seleccionó una zona limpia y bajo contenido de arcilla y se realiza la lectura de un valor de GR limpio (GRclean).
- Se seleccionó la zona que tenga el mayor porcentaje de arcilla y leer el valor de GR de arcilla (GRsh).

Para estimar este valor se utilizó la ecuación 2.1:

Ecuación 2.1 Volumen de arcilla

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad (2.1)$$

A continuación, en la tabla 2.10 se presenta los pozos que actualmente están produciendo en la arena U Inferior detallando los valores de las lecturas de Gamma Ray, así como los valores del volumen de arcilla, los topes y bases de toda la información de pozos disponibles y provista por el BIPE (Banco de Información Petrolera) del Ministerio de Energía y Minas y de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).

Tabla 2.10 Valores del volumen de arcilla de los pozos

POZO	"U" INFERIOR			Profundidad total	GR			Vsh
	TOPE	BASE	D interes		GR			
	TVD Pies		TVD [ft]	D [pies]	GR interes	GR max	Grmin	
GNT-006	9700	9757	9728,5	10083	50	100	35	0,231
GNT-010	9675	9700	9687,5	10090	40	140	30	0,091
GNT F-028	9647	9677	9662	10400	39	160	18	0,148
GNT F-039	9630	9705	9667,5	10226,62	35	140	20	0,125
GNT G-012	9789	9844	9830	10120	35	160	30	0,038
GNT-003	9615	9647	9631	10000	38	110	25	0,153
GNT-016	9850	9900	9875	10118	35	110	30	0,063

GNT A-020	9929	9970	9949,5	10404	35	170	20	0,100
GNT B-022	9954	9980	9967	10660	53	105	40	0,200
GNT C-024	10375	10395	10385	10765	45	150	28	0,139
GNT C-025	10536	10576	10556	10990	45	140	30	0,136
GNT C-026	9931	9957	9944	10010	90	180	40	0,357
GNT E-034	9563	9614	9588,5	10393	90	160	38	0,426
GNT F-038	9600	9700	9650	10226,62	40	170	30	0,071
GNT G-029	9906	9948	9927	10441	55	180	38	0,120

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.6.2. Cálculo de la porosidad

Como se mencionó en el capítulo anterior la porosidad es una característica física de los yacimientos de petróleo y determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, existen dos clases de porosidad: Absoluta y efectiva.

En este trabajo se utilizó la ecuación 2.2 para estimar el valor de la porosidad absoluta.

Ecuación 2.2 Porosidad absoluta

$$\Phi_T = \frac{\Phi_N - \Phi_D}{2} \quad (2.2)$$

Donde:

Φ_N = Porosidad Neutrónica

Φ_D = Porosidad Density

En este trabajo se utilizó la ecuación 2.3 para estimar el valor de la porosidad efectiva.

Ecuación 2.3 Porosidad efectiva

$$\Phi_e = \Phi_T(1 - V_{sh}) \quad (2.3)$$

En la tabla 2.11 se establece los valores de porosidad obtenidos de cada pozo.

Tabla 2.11 Valores del volumen de arcilla de los pozos

Pozo	"U" inferior							
	D interés				Φ			
	TVD [ft]	Matriz		ρd	Φd	Φn	Φt	Φe
GNT-006	9728,5	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,12	0,12	0,09
GNT-010	9687,5	ARENISCA	2,65	2,35	0,18	0,12	0,15	0,14
GNT F-028	9662	ARENISCA	2,65	2,35	0,18	0,03	0,13	0,11
GNT F-039	9667,5	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,09	0,11	0,09
GNT G-012	9830	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,09	0,11	0,10
GNT-003	9631	ARENISCA	2,65	2,33	0,19	0,09	0,15	0,13
GNT-016	9875	ARENISCA	2,65	2,58	0,04	0,09	0,07	0,07
GNT A-020	9949,5	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,12	0,12	0,11
GNT B-022	9967	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,09	0,11	0,09
GNT C-024	10385	ARENISCA	2,65	2,35	0,18	0,09	0,14	0,12
GNT C-025	10556	ARENISCA	2,65	2,35	0,18	0,09	0,14	0,12
GNT C-026	9944	ARENISCA	2,65	2,40	0,15	0,09	0,12	0,08
GNT E-034	9588,5	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,09	0,11	0,06
GNT F-038	9650	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,09	0,11	0,10
GNT G-029	9927	ARENISCA	2,65	2,45	0,12	0,12	0,12	0,11

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.6.3. Cálculo de la resistividad de agua (Rw)

En la práctica existen varios métodos para calcular la Resistividad de Agua, sin embargo, en este trabajo se estimó mediante la interpretación de la carta GEN-9 (Schlumberger, n.d.).

En la tabla 2.12 se establece la data de información de cada pozo, como: Profundidad total (TD), temperatura de superficie (TS), temperatura de fondo (BHT) y resistividad del filtrado de lodo (Rmf).

Tabla 2.12 Valores del volumen de arcilla de los pozos

Pozo	Profundidad total	BHT	T S	
	TD [pies]	[°F]	[°F]	Rmf @ °F [ohm.m]
	GNT-006	10083	200	80
GNT-010	10090	234	77	1,1
GNT F-028	10400	200	60	1,1
GNT F-039	10226,62	200	80	1,1
GNT G-012	10120	216	80	1,1
GNT-003	10000	200	80	1,1
GNT-016	10118	200	80	1,1
GNT A-020	10404	200	76	1,6
GNT B-022	10660	205	80	1,6
GNT C-024	10765	200	82	1,003
GNT C-025	10990	200	77	0,871
GNT C-026	10010	220	75	0,86
GNT E-034	10393	200	80	1,1
GNT F-038	10226,62	218	80	1,1
GNT G-029	10441	200	80	1,1

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Procedimiento

- Se determinó la profundidad promedio (D interés) para cada pozo (Tabla 2.12).
- Luego se calculó el gradiente geotérmico (GT) mediante la siguiente ecuación 2.4:

Ecuación 2.4 Gradiente geotérmico

$$GT = \frac{BHT - TS}{TD} \quad (2.4)$$

- Se determinó la temperatura de formación (T2) a la profundidad promedio con la ecuación 2.5:

Ecuación 2.5 temperatura de formación

$$T_2 = T_S + G_T * D \text{ interés} \quad (2.5)$$

- Con los datos de salinidad y temperatura de formación, se procede a la carta de interpretación GEN-9 (Figura 2.1) y se estimó los valores de R_w (Tabla 2.13).

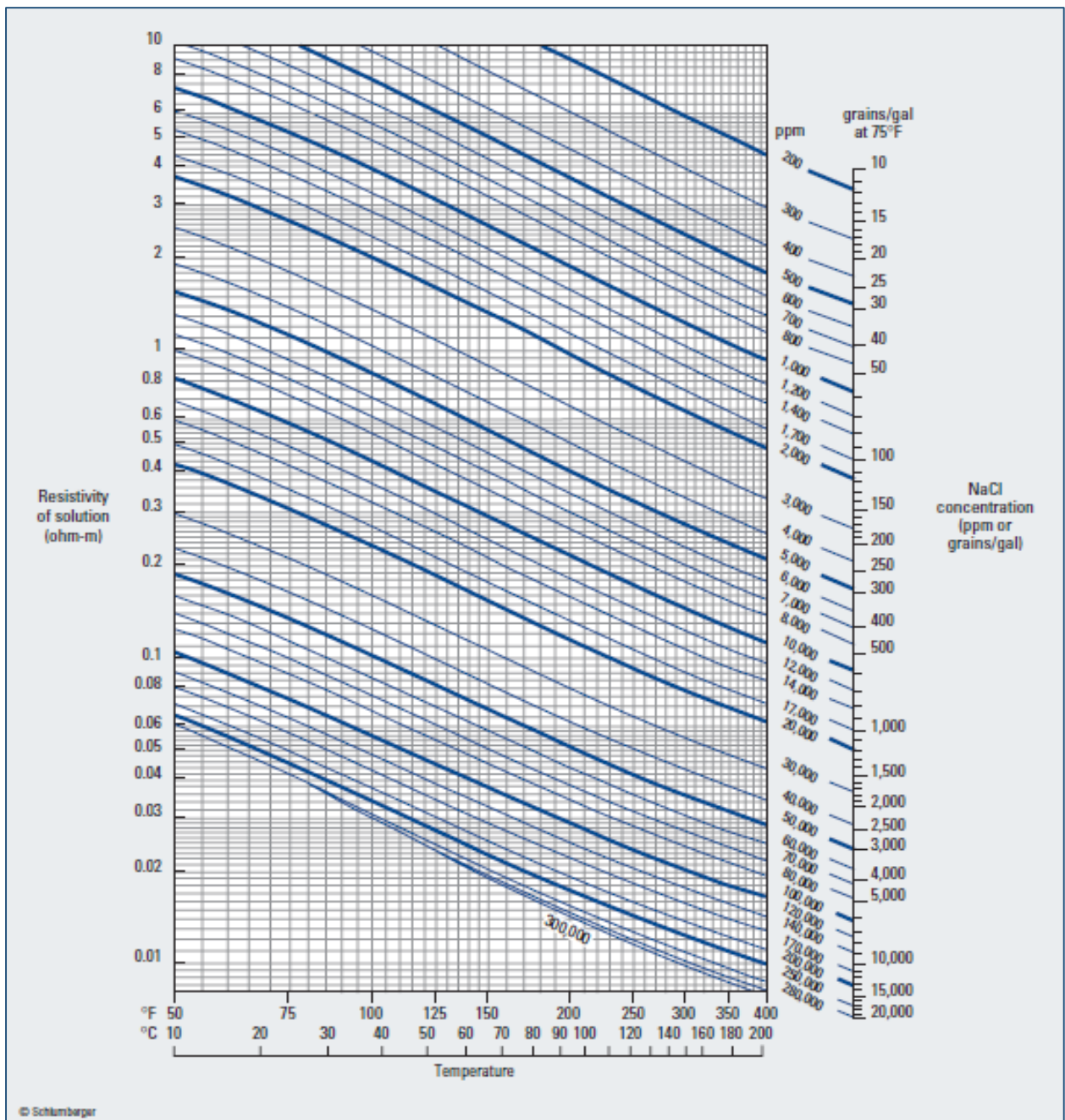


Figura 2.1 Interpretation Charts [(Schlumberger)]

A continuación, en la tabla 2.13 se detalla los valores antes estimados.

Tabla 2.13 Valores de Resistividad.

Pozo	Profundidad total	BHT	T sup	Grad. Térmico	T 2	Salinidad	Rw grafica
	D [pies]	[°F]	[°F]	[°F/pies]			
GNT-006	10083	200	80	0,01190122	195,78	69.500	0,048
GNT-010	10090	234	77	0,01555996	195,09	84.000	0,037
GNT F-028	10400	200	60	0,01346154	190,07	87.100	0,038
GNT F-039	10226,62	200	80	0,01173408	193,44	20.700	0,12
GNT G-012	10120	216	80	0,01343874	196,56	24.150	0,11
GNT-003	10000	200	80	0,012	195,57	18.700	0,13
GNT-016	10118	200	80	0,01186005	197,12	32.500	0,078
GNT A-020	10404	200	76	0,01191849	194,58	13.500	0,18
GNT B-022	10660	205	80	0,01172608	192,20	87.150	0,035
GNT C-024	10765	200	82	0,01096145	195,83	94.600	0,033
GNT C-025	10990	200	77	0,01119199	195,14	18.000	0,13
GNT C-026	10010	220	75	0,01448551	199,18	59.500	0,05
GNT E-034	10393	200	80	0,01154623	190,71	4.800	0,42
GNT F-038	10226,62	218	80	0,01349419	210,22	18.400	0,13
GNT G-029	10441	200	80	0,01149315	194,09	69.500	0,05

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.6.4. Cálculo de la saturación (Sw)

Se define la saturación de agua como la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación.

Para estimar este parámetro se utilizó la ecuación 2.6 de Indonisian.

Ecuación 2.6 Saturación de agua

$$S_w = \left(\frac{1}{\frac{\phi_e^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} + \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} * \frac{1}{R_t}} \right)^{\frac{2}{n}} \quad (2.6)$$

Para estimar el valor de saturación de agua S_w se utilizó el valor promedio de la resistividad de 0,107 ohm.m.

Obteniendo un valor saturación de agua S_w de 28% la cual se utilizó para los cálculos de los siguientes parámetros.

2.7. Propiedades del campo

Se revisó la información proporcionada por la ARCERNNR, BIPE y de proyectos anteriores, se evidenció que existe relación de las propiedades descritas en la tabla 2.14 así también se puede tener una visión de la condición actual del Campo Guanta-Dureno.

Tabla 2.14 Parámetros petrofísicos y PVT Campo Guanta-Dureno. [ARCERNNR, BIPE]

Parámetros Campo Guanta-Dureno		
Petrofísicos		
	Condiciones al año 2016	Condiciones Actuales
Arena	U inferior	U inferior
Formación	Arenisca	Arenisca
Permeabilidad (mD)	225	
Profundidad (ft)	9789	9789
Espesor (ft)	37,51	38,96
Porosidad (%)	13,65	12,33
Volumen total de roca (acre-ft)	783.106	783.106
Área cero (ft)	13117	13117
N/G (%)	38,96	38,96
Volumen neto de roca (ft)	305.066	305.066
Sw (%)	18,6	23,0
So (%)	84,0	77,0
PVT		
API	29,6	29,6
Temperatura (°F)	200	200
Viscosidad μ_o (cP)	2,24	1,40
Viscosidad μ_b (cP)	1,32	
Factor volumétrico Boi (By/Bn)	1,22	
Factor volumétrico Bob (By/Bn)	1,26	
Factor volumétrico P. actual (By/Bn)	1,24	
Densidad pb (gr/cc)	0,76	
Composición	C1-C7	
Presión inicial Pi (psi)	3750	
Presión burbuja (psi)	1400	
Presión (psi)	1650	1300

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea.

Se evidenció que, en condiciones actuales, los parámetros petrofísicos, así como las propiedades PVT, muestran una variación con respecto a los datos del año 2016 considerando que el reservorio está bajo la presión de burbuja denotando un yacimiento saturado, los parámetros más relevantes fueron la viscosidad y la saturación de agua en donde la viscosidad del petróleo presenta un aumento del 6 % en comparación al dato anterior (1,32 cp a 1,4 cp). La alta producción de agua incide en el aumento del 24% aproximadamente de Sw, lo cual infiere en la disminución del de la saturación de petróleo del 81,4% al 77%.

2.8. Determinación POES actual y Factor de recobro

Se calculó la Sw actual para obtener POES actual, en base a los datos de la tabla 1.3 y los datos de Anexo 5.

La Sw actual se calculó con la ecuación 1.1

$$Sw_{\text{actual}} = 1 - \frac{Nri * Bo}{7758 \frac{\text{bbls}}{\text{acre} - \text{pie}} * A * h * \emptyset}$$

Para obtener Nri se emplea la ecuación 1.2

$$Nri = POES_i - Np$$

$$Nri = 215.546.257 - 33.666.812$$

$$Nri = 181.879.445$$

$$Sw_{\text{actual}} = 1 - \frac{181.879.445 * 1,24}{7758 * 305066 * 0,1233}$$

$$Sw_{\text{actual}} (\%) = 0,23 \approx 23\%$$

El cálculo del POES actual se emplea la ecuación 1.3

$$POES_{\text{actual}} = \frac{7758 \frac{\text{bbls}}{\text{acre} - \text{pie}} * A * h * \emptyset * (1 - Sw_a)}{Bo}$$

$$POES_{\text{actual}} = \frac{7758 * 305066 * 0,1233 * (1 - 0,23)}{1,24}$$

$$POES_{\text{actual}} = 181.207.304 \text{ bbls}$$

Para el cálculo del Factor de recobro actual se emplea la ecuación 1.21

$$FR = \frac{33.666.812}{215.546.527} = 0,15$$

$$FR = 15\%$$

2.9. Presiones

La presión inicial del reservorio fue determinada en 3750 psi sin punto y la presión de burbuja en 1400 psi.

Morocho, (2021) determina una declinación anual efectiva del 2,9%, para el reservorio u inferior.

Tabla 2.2 Presiones reservorio U inferior [Petroamazonas, 2017]

Año	Presión (psi)
1986	3750
2016	1650
2022	1300
Declinación A.e.	2,9%

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

2.10. Selección del Método de Recuperación Mejorada

Para determinar el método de recuperación mejorada en el software EORgui, se requiere 9 parámetros que corresponden a las propiedades del petróleo y características del reservorio, como indica la tabla 2.1, estos parámetros son:

- Gravedad API
- Viscosidad del petróleo, cP
- Saturación de petróleo S_o , fracción
- Tipo de formación
- Espesor de la arena, ft
- Composición del fluido
- Profundidad, ft
- Temperatura del reservorio, °F
- Permeabilidad, mD

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL MÉTODO EOR

3.1. Aplicación del software EORgui para determinación del método de EOR

Como se mencionó en capítulos anteriores, el software EORgui utiliza datos de ingreso como: API, tipo de formación, composición en porcentaje de carbonos, permeabilidad, temperatura, viscosidad, espesor, saturación de petróleo y profundidad, para este estudio se recopiló datos de la arena U Inferior del Campo Guanta-Dureno. Los datos ingresados en el software EORgui se encuentran en la tabla 2.14.

3.2. Proceso para la selección rápida Software EORgui

El usuario deberá ingresar todos los datos necesarios, para que estos sean ajustados a los criterios del Software. Según los datos proporcionados por el usuario, EORgui realizará la clasificación de los métodos EOR en porcentaje (%).

Luego, EORgui proporciona todas las justificaciones por las que algunos métodos EOR pasan la evaluación técnica y otros no.

Las justificaciones están en colores:

- Rojo significa “no cumple”
- Verde oscuro significa “cumple”
- Verde claro significa “cumple”
- Blanco “no determinante”

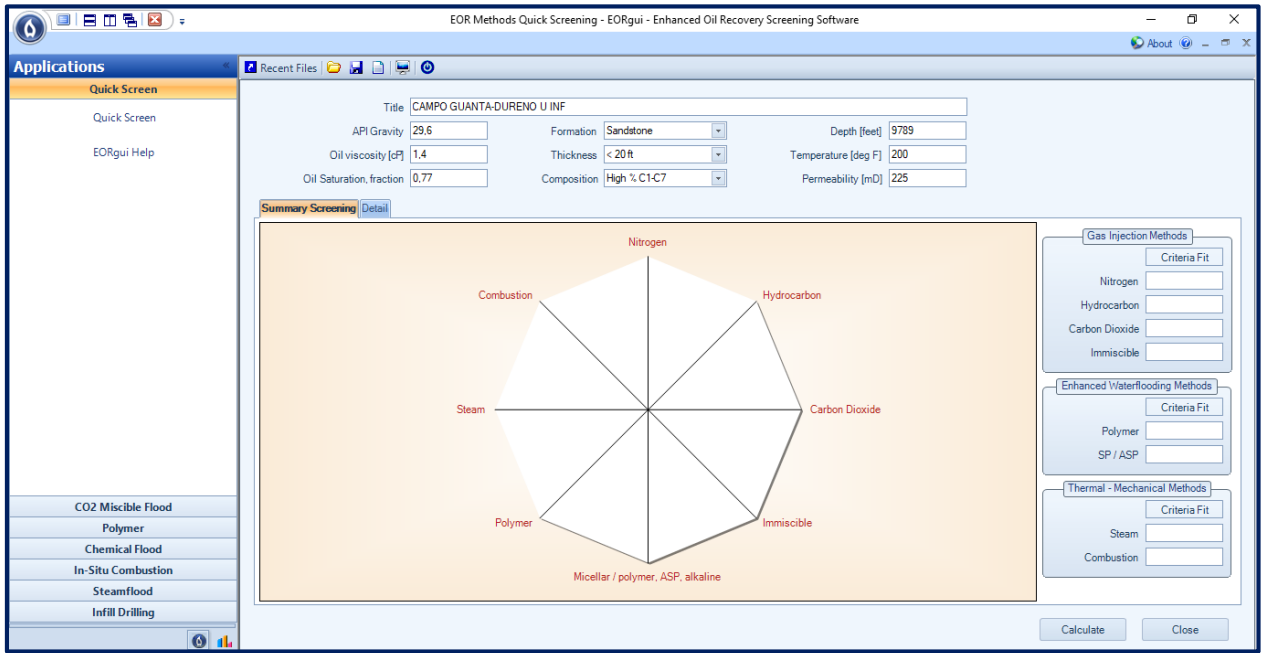


Figura 3.1 Ingreso de parámetros, software EORgui

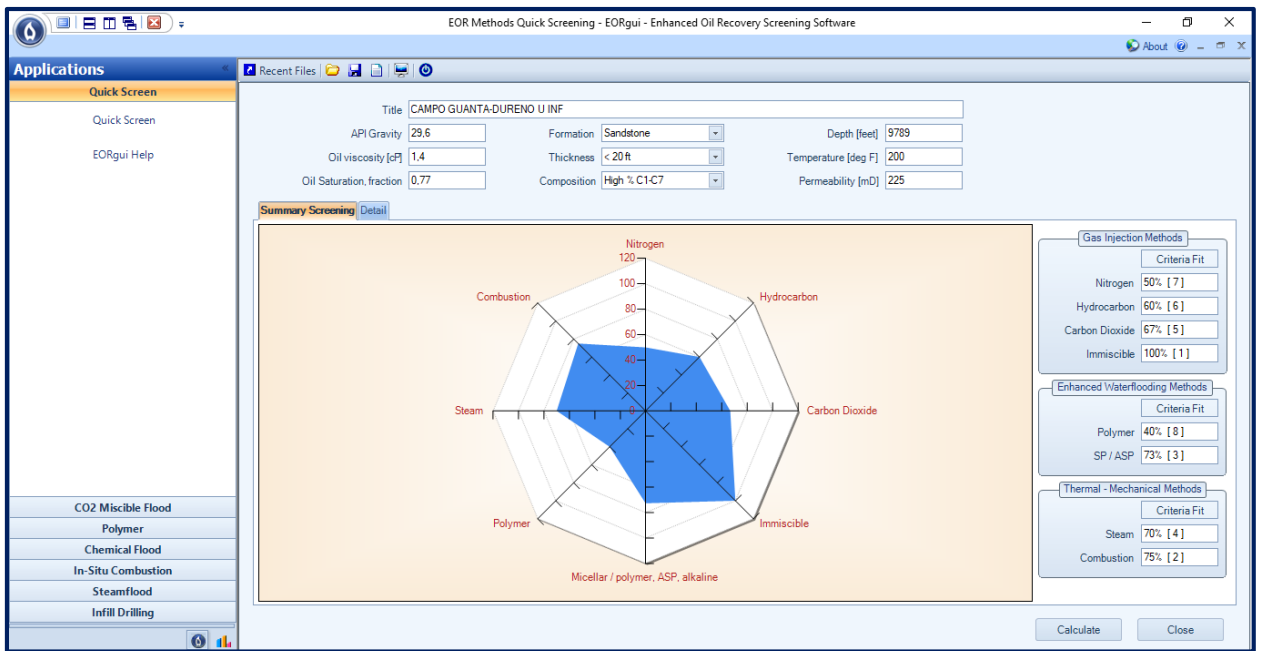


Figura 3.2 Selección del método EOR, software EORgui

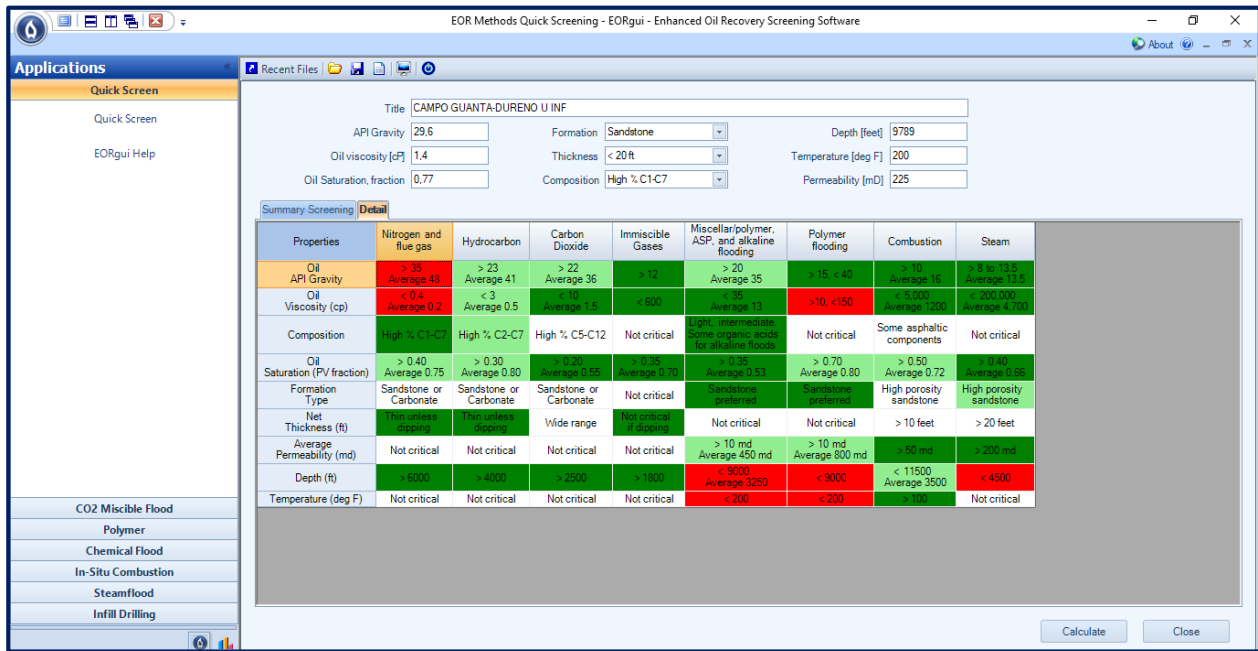


Figura 3.3 Screening campo Guanta-Dureno, software EORgui

3.3. Discusión de resultados screening software EORgui

En la tabla 3.1 se observa el porcentaje de aplicabilidad de los métodos de recuperación mejorada arrojados por el software EORgui.

Tabla 3.1 Resultado en porcentaje

	Método	Porcentaje
Inyección de gases	Nitrógeno	50%
	Hidrocarburos	60%
	CO ₂	67%
	Inmiscibles	100%
Térmico	Combustión in situ	75%

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Una vez obtenidos los resultados del screening realizado por el software EORgui, se observó que acuerdo a las características del campo, la mayoría de los métodos aplicables son la Inyección de gases y Combustión in situ.

Los métodos químicos (Surfactantes/polímeros, ASP, alcalinos) presentan un valor de porcentaje entre 40 y 73%, pero no serán considerados ya que no cumplen en algún

parámetro (Viscosidad, profundidad y temperatura) de acuerdo a las características del fluido y del reservorio.

3.3.1. Método Inyección de gases

La inyección de gases: Hidrocarburos, CO₂, gases inmiscibles, representan el 60%, 67% y 100% respectivamente, estos métodos se ajustan de acuerdo a las características petrofísicas y a los parámetros PVT del reservorio.

3.3.2. Métodos termales

De los métodos termales existentes la combustión in situ con 75%, muestra que cumple con los criterios establecidos de acuerdo a las características petrofísicas y a los parámetros PVT del reservorio. Para este método según el criterio de selección se debe considerar profundidades promedio de 3500 ft. En este método se consideran mejores resultados en recuperación de crudos extrapesados y arenas bituminosas.

3.3.3. Selección del método

De los resultados obtenidos en el screening, se ha tomado en cuenta las características del reservorio y del fluido.

3.3.3.1. Criterios de selección

- El principal objetivo de los métodos térmicos es la recuperación de petróleo extrapesado reduciendo la viscosidad para hacerlo móvil, de acuerdo a las características el petróleo del reservorio U inferior del Campo Guanta-Dureno posee un °API de 29,6, se considera un crudo mediano por tal razón no se sería factible la implementación de este método.

- En el país la aplicación de estos métodos en los yacimientos depende de los precios del petróleo y las ganancias, por ello la implementación de tecnología EOR por métodos térmicos es muy compleja y costosa con respecto a otros procesos.
- En condiciones actuales que se encuentra el Campo Guanta presenta un incremento de saturación de agua y al aplicar métodos térmicos, se puede tener un escenario como pérdidas de calor afectando así los mecanismos de desplazamiento en este proceso, no se lograría reducir la viscosidad del petróleo y se tendría como resultado baja eficiencia en la movilidad, también no se produciría la expansión térmica del petróleo haciendo que este método no tendría efecto.

Por tal razón se podrían obtener mejores resultados aplicando métodos de inyección de gases miscibles, en este estudio se ha optado por el método de CO₂, ya que se ajusta a los criterios de selección mientras que la inyección de hidrocarburos resultaría costosa ya que la demanda de GLP es netamente para uso comercial.

3.4. Selección de pozos

La selección de pozos se la realizó en base al Índice de Heterogeneidad tanto para pozos activos e inactivos, consiste en clasificar los pozos en cuatro grupos en función del índice de heterogeneidad.

El índice de heterogeneidad de producción permite agrupar los pozos en cuatro cuadrantes de eficiencia en función de la producción actual de agua y de petróleo de cada pozo, respecto a la producción de agua y petróleo promedio del campo, en términos porcentuales. (Sandoval, 2013)

La figura 3.4 muestra los cuadrantes de eficiencia en función de la producción.

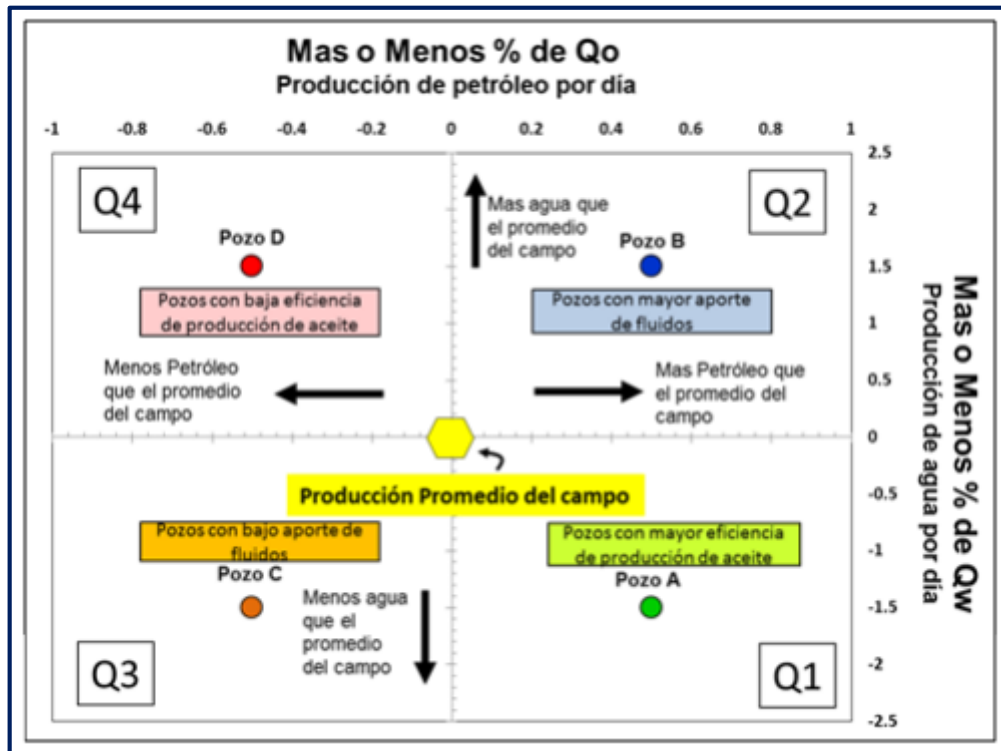


Figura 3.4 Índice de Heterogeneidad, cuadrantes de rendimiento [Sandoval,2013]

Donde:

- Q1: Alta producción de petróleo, baja producción de agua.
- Q2: Alta producción de petróleo, alta producción de agua.
- Q3: Baja producción de petróleo, baja producción de agua.
- Q4: Baja producción de petróleo, alta producción de agua.

3.4.1. Índice de Heterogeneidad

Para el cálculo del índice de heterogeneidad se aplicó la siguiente ecuación:

Ecuación 3.1 Índice de heterogeneidad

$$MHI_{fluid} = \sum_{t=0}^{t_{max}} \left[\frac{Fluid_{well} - Fluid_{avgwell}}{Fluid_{max\ well} - Fluid_{min\ well}} \right] \quad (3.1)$$

Metodología:

- Clasificar los pozos en función de su estado actual
- Se considera la última tasa reportada hasta el inicio del estudio
- Se calcula Q_o avg, Q_w avg, $Q_{o\ max}$, $Q_{o\ min}$, $Q_{w\ max}$ y $Q_{w\ min}$
- Se reemplaza los valores en la ecuación 3.1

Se analizaron 25 pozos del reservorio U inferior, los cuales 11 son pozos activos y 14 pozos inactivos.

Tabla 3.2 Índice de Heterogeneidad Modificado para petróleo y agua pozos activos

Pozo	Qo (Bpd)	Qw (Bad)	MHIo	MHIw
GNT-006	92,62	50,98	-0,10	-0,14
GNT-010	47,26	594,94	-0,18	0,78
GNT-015	111,16	21,26	-0,06	-0,19
GNT A-020	180,75	98,76	0,07	-0,06
GNTA-040	128,61	4,00	-0,03	-0,22
GNT C-025	574,53	11,77	0,80	-0,21
GNT F-028	58,15	327,32	-0,16	0,32
GNT F-039	117,61	59,18	-0,05	-0,13
GNT G-012	39,79	43,62	-0,20	-0,16
GNT G-029	169,47	143,86	0,05	0,01
DRO A-002	67,68	135,85	-0,14	0,00
Q avg	144,33	135,59		
Q Max.	574,53	594,94		
Q Min.	39,79	4,00		

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Ejemplo de cálculo de índice de heterogeneidad modificado para el pozo GNT-006:

$$MHI_o = \frac{92,62 - 144,33}{574,53 - 39,79} = -0,10$$

$$MHI_w = \frac{50,98 - 135,59}{594,94 - 4,00} = -0,14$$

Tabla 3.3 Índice de Heterogeneidad Modificado para petróleo y agua pozos inactivos

Pozo	Qo (Bpd)	Qw (Bad)	MHIo	MHIw
GNT-003	19,99	109,49	-0,21	0,04
GNT-016	27,96	65,53	-0,16	-0,10
GNT A-001	189,54	2,57	0,79	-0,31
GNT A-019	32,39	26,20	-0,13	-0,23
GNT B-022	77,15	307,33	0,13	0,69
GNT B-042	33,47	136,96	-0,13	0,13
GNT C-013	47,44	14,11	-0,05	-0,27
GNT C-017	33,44	38,18	-0,13	-0,19
GNT C-023	40,92	38,70	-0,08	-0,19
GNT C-024	57,84	237,79	0,02	0,46
GNT C-026	15,54	48,11	-0,23	-0,16
GNT E-034	51,02	14,96	-0,03	-0,27
GNT F-011	56,27	124,40	0,01	0,09
GNT F-038	90,76	197,91	0,21	0,33
Q avg	55,27	97,30		
Q Max.	189,54	307,33		
Q Min.	19,99	2,57		

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Ejemplo de cálculo de índice de heterogeneidad modificado para el pozo GNT-003:

$$MHI_o = \frac{19,99 - 55,27}{189,54 - 19,99} = -0,21$$

$$MHI_w = \frac{109,49 - 97,30}{307,33 - 2,57} = 0,04$$

Los resultados de las tablas 3.2 y 3.3 se grafican en un plano de coordenadas cartesianas, siendo el eje X el índice de Heterogeneidad de Petróleo y el eje Y el índice de Heterogeneidad del agua.

Pozos activos

Se seleccionaron aquellos pozos cuya tasa de producción de petróleo sea menor a 150 Bpd, es decir pozos con baja eficiencia de producción de petróleo y bajo aporte de fluidos, estos pertenecen a los cuadrantes Q3 y Q4: DRO A-002, GNT-006, GNT-010, GNT-015, GNT A-040, GNT F-028, GNT F-039, GNT G-012. Figura 3.5.

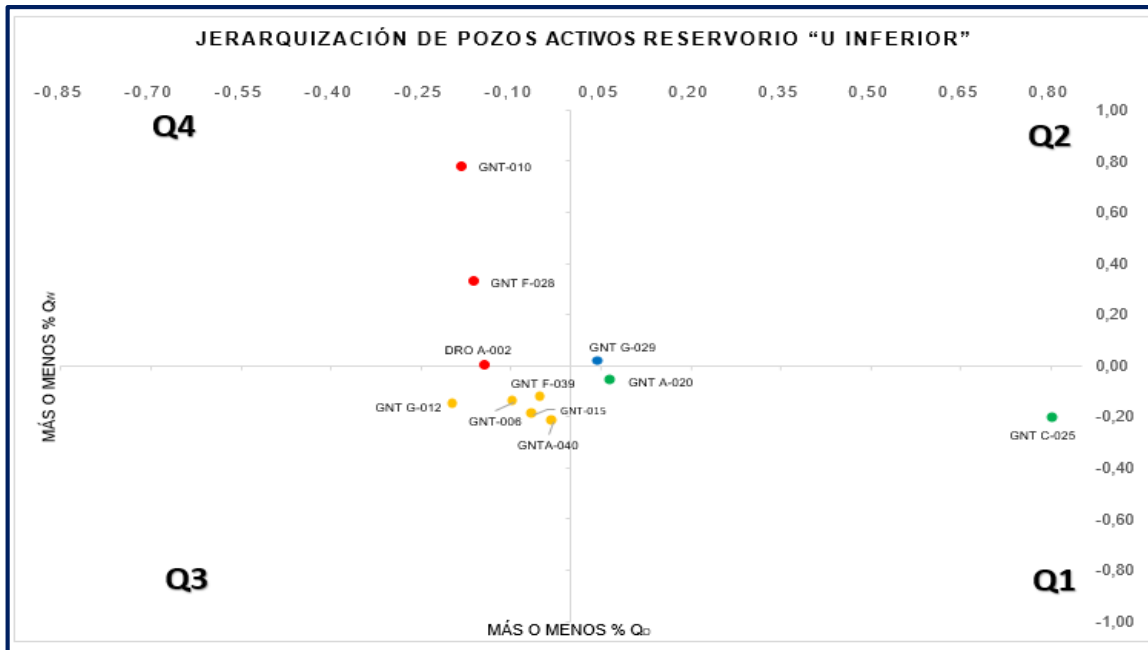


Figura 3.5 Jerarquización de pozos activos reservorio U Inferior

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Pozos inactivos

Se seleccionaron aquellos pozos cuya tasa de abandono de petróleo haya sido mayor a 50 Bpd, es decir pozos con mayor eficiencia de producción de petróleo y mayor aporte de fluidos, estos pertenecen a los cuadrantes Q1 y Q2: GNT A-001, GNT B-022, GNT C-024, GNT F-011, GNT F-038. Figura 3.6.

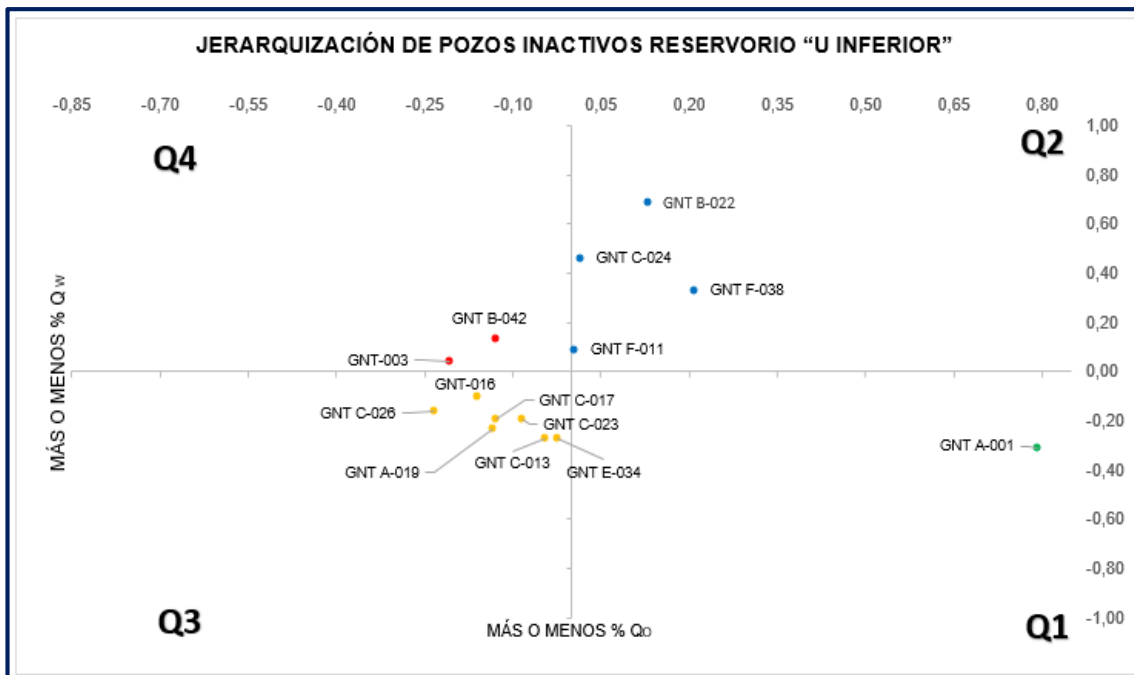


Figura 3.6 Jerarquización de pozos inactivos reservorio U Inferior

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

3.4.2. Parámetros de pozos seleccionados

La tabla 3.4 muestra los parámetros de API y temperatura de los pozos seleccionados, son necesarios para el cálculo de la presión mínima de miscibilidad.

Tabla 3.4 Parámetros pozos seleccionados

Reservorio "U" Inferior		
Pozos activos		
Pozo	API (60 °F)	T
	g/mol	°F
DRO A-002	29,0	200
GNT-006	29,5	205
GNT-010	26,8	234
GNT-015	29,0	232
GNT A-040	29,5	236
GNT F-028	20,8	220
GNT F-039	24,0	210
GNT G-012	29,6	206
Pozos inactivos		
GNT A-001	29,3	216
GNT B-022	29,5	212
GNT C-024	29,5	212
GNT F-011	28,8	205
GNT F-038	26,0	209

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

3.5. Cálculo de Presión Mínima de Miscibilidad

La jerarquización de pozos se la realizó de acuerdo al índice de heterogeneidad, lo cual permitió seleccionar los pozos para el cálculo de la presión mínima de miscibilidad.

De acuerdo a los datos disponibles se utilizó las correlaciones de Lasater (1958) y Mungan (1981). Para calcular la presión mínima de miscibilidad y el peso molecular del componente C₅₊ se empleó las ecuaciones 1.22 y 1.23 respectivamente.

Tabla 3.5 Parámetros pozos seleccionados

Reservorio "U" Inferior		
Pozos activos		
Pozo	MW(C ₅₊)	MMP
	g/mol	psi
DRO A-002	220,222	3321
GNT-006	216,627	3376
GNT-010	237,602	4529
GNT-015	220,222	4119
GNT A-040	216,627	4154
GNT F-028	303,271	5364
GNT F-039	264,237	4333
GNT G-012	215,922	3387
Pozos inactivos		
GNT A-001	218,051	3664
GNT B-022	216,627	3541
GNT C-024	216,627	3541
GNT F-011	221,694	3462
GNT F-038	244,637	3961

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Ejemplo de cálculo peso molecular del componente C₅₊ para el pozo Guanta G-012:

$$MW(C_{5+}) = \left(\frac{7864,9}{29,6} \right)^{\frac{1}{1,0386}} = 215,922 \text{ g/mol}$$

Ejemplo de cálculo presión mínima de miscibilidad para el pozo Guanta G-012:

$$MMP = -329,558 + (7,727 * 215,922 * 1,005^{206}) - (4,377 * 215,922) = 3387 \text{ psi}$$

3.5.1. Presión mínima de miscibilidad relativa

La presión mínima de miscibilidad relativa determina la miscibilidad entre el gas inyectado y el petróleo, está definida como la relación entre la presión del yacimiento y la presión mínima de miscibilidad.

En la figura 3.7 se muestra los rangos de presión de miscibilidad relativa.

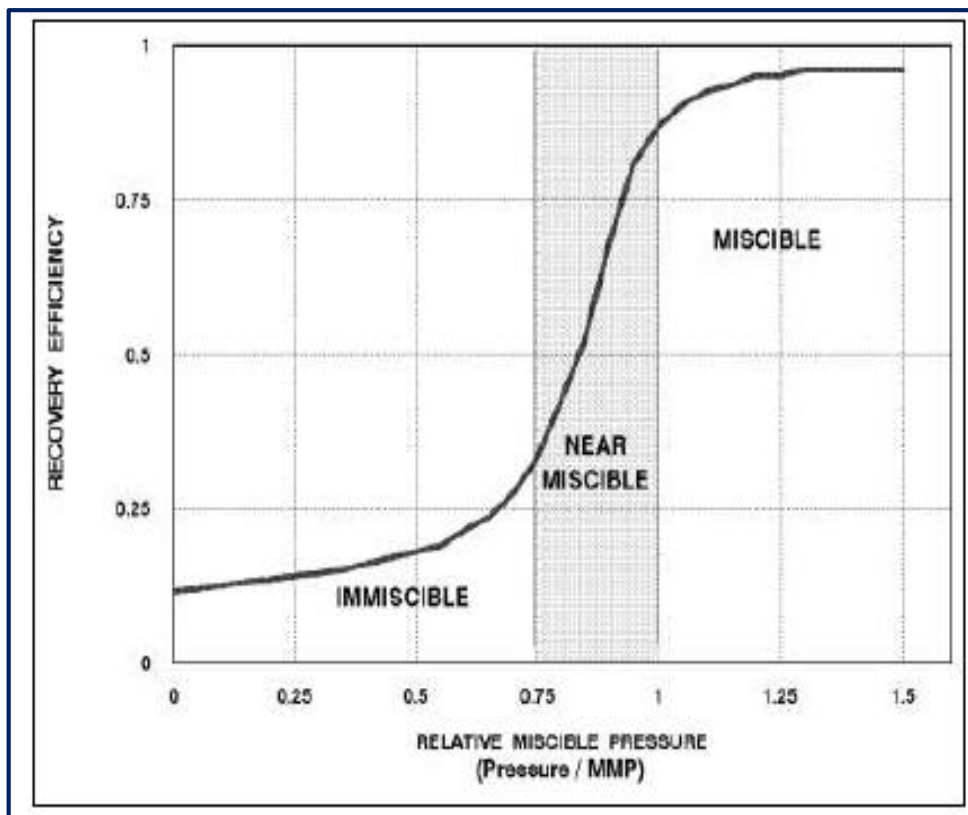


Figura 3.7 Rangos de presión de miscibilidad relativa [Verma, 2015]

Tabla 3.6 Rangos de presión mínima de miscibilidad

Rangos de presión miscibilidad relativa		
Inmiscible	Poco miscible	Miscible
0-0,75	0,75-1	>1

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Tabla 3.7 Presión mínima de miscibilidad relativa

Reservorio "U" Inferior				
Pozos activos				
Pozo	Presión reservorio	MMP	MMPr	Condición
	psi	psi	psi	
DRO A-002	1300	3321	0,39	INMISCIBLE
GNT-006	1300	3376	0,39	INMISCIBLE
GNT-010	1300	4529	0,29	INMISCIBLE
GNT-015	1300	4119	0,32	INMISCIBLE
GNT A-040	1300	4154	0,31	INMISCIBLE
GNT F-028	1300	5364	0,24	INMISCIBLE
GNT F-039	1300	4333	0,30	INMISCIBLE
GNT G-012	1300	3387	0,38	INMISCIBLE
Pozos inactivos				
GNT A-001	1300	3664	0,35	INMISCIBLE
GNT B-022	1300	3541	0,37	INMISCIBLE
GNT C-024	1300	3541	0,37	INMISCIBLE
GNT F-011	1300	3462	0,38	INMISCIBLE
GNT F-038	1300	3961	0,33	INMISCIBLE

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Ejemplo de cálculo presión mínima de miscibilidad relativa para el pozo Guanta G-012:

$$MMPr = \frac{1300}{3387} = 0,38 \text{ psi}$$

La tabla 3.7 muestra que todos los pozos seleccionados presentan una condición de inmiscibilidad, tomando en consideración las características del fluido del reservorio que tiene un API promedio de 29,6 grados, si el CO₂ es inyectado a condiciones de presión y temperatura se puede lograr la miscibilidad con el petróleo.

3.5.2. Condiciones para lograr miscibilidad

Es posible llegar a la miscibilidad bajo ciertos parámetros y métodos de inyección del CO₂, la presión del reservorio debe ser mayor a la presión mínima de miscibilidad, como caso práctico se asumió una presión de inyección de 2200 psi aproximadamente y con

la presión actual del reservorio de 1300 psi, alcanzaríamos una presión de 3500 psi, así lograríamos la condición de miscibilidad para los pozos seleccionados.

Tabla 3.8 Pozos a condición de miscibilidad

Reservorio "U" Inferior				
Pozos activos				
Pozo	Presión reservorio	MMP	MMP _r	Condición
	psi	psi	psi	
DRO A-002	3500	3321	1,05	MISCIBLE
GNT-006	3500	3376	1,04	MISCIBLE
GNT-010	3500	4529	0,77	POCO MISCIBLE
GNT-015	3500	4119	0,85	POCO MISCIBLE
GNT A-040	3500	4154	0,84	POCO MISCIBLE
GNT F-028	3500	5364	0,65	POCO MISCIBLE
GNT F-039	3500	4333	0,81	POCO MISCIBLE
GNT G-012	3500	3387	1,03	MISCIBLE
Pozos inactivos				
GNT A-001	3500	3664	0,96	POCO MISCIBLE
GNT B-022	3500	3541	0,99	POCO MISCIBLE
GNT C-024	3500	3541	0,99	POCO MISCIBLE
GNT F-011	3500	3462	1,01	MISCIBLE
GNT F-038	3500	3961	0,88	POCO MISCIBLE

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

La tabla 3.8 muestra los pozos que alcanzarían la condición de miscibilidad de acuerdo a las condiciones de inyección, se consideró una presión de miscibilidad media de 3904 psi.

3.5.3. Cálculo presión de fractura pozo Guanta GNT G-012

Para determinar si es posible lograr la condición de miscibilidad en los pozos seleccionados se calculó la presión de fractura y de acuerdo a la disponibilidad de información del pozo Guanta G-012, la cual está en función del gradiente de sobrecarga (lpg), presión de poro (lpg) y relación de Poisson (adm).

El gradiente de sobrecarga (OBG) y la presión de poro (PP) se obtuvo del Estudio del Modelo Geomecánico de los Campos Guanta-Dureno y Parahuacu, mientras que la relación de Poisson (ν) se calculó de nomograma de Eaton ecuación 3.2 y el gradiente de fractura mediante la ecuación 3.3.

Ecuación 3.2 Relación de Poisson

$$\nu = 0,0645 * \text{Ln}(\text{Depth}) - 0,0673 \quad (3.2)$$

Ecuación 3.3 Gradiente de presión de fractura

$$PF = \frac{\nu}{1 - \nu} * (\text{OBG} - \text{PP}) + \text{PP} \quad (3.3)$$

Donde:

ν = Relación de Poisson

Depth= Profundidad en metros

PF=Gradiente de presión de fractura en lpg

PP=Gradiente de presión de poro en lpg

OBG= Gradiente de sobrecarga en lpg

Con la ecuación 3.3 se calculó la presión de fractura (Pfrac) en función del gradiente de fractura:

Ecuación 3.4 Presión de fractura

$$P_{\text{frac}} = PF * D * 0,052 \text{ (psi)} \quad (3.4)$$

La tabla 3.9 muestra los valores cálculo de la presión de fractura del pozo Guanta G-012.

Tabla 3.9 Cálculo de presión Fractura

Reservorio "U" Inferior							
Presión de fractura							
Pozo	Profundidad	Gradiente de sobrecarga (OBG)	Gradiente de presión de poro (PP)	Presión de poro	Relación de Poisson	Gradiente de fractura (PF)	Presión de fractura
	ft	lpg	lpg	psi	adimensional	lpg	psi
GNT G-012	9830	19,30	5,80	2964,73	0,4490	16,80	8588,60

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

Relación de Poisson

$$v = 0,0645 * \ln (9.830 * 0,3048) - 0,0673 = 0,45$$

Gradiente de fractura

$$PF = \frac{0,4490}{1 - 0,4490} * (19,30 - 5,80) + 5,80 = 16,80 \text{ lpg}$$

Presión de fractura

$$P_{frac} = 9830 * 16,80 * 0,052 = 8588 \text{ psi}$$

Se puede lograr la condición de miscibilidad en los pozos seleccionados siempre y cuando las presiones de inyección no sean mayores a la presión de fractura.

3.6. Factor de recobro con el método de recuperación seleccionado

3.6.1. Ejemplo caso base de estimación del factor de recobro de un campo petrolero

Hay varios procedimientos disponibles para calcular el factor de recobro de un proceso de desplazamiento miscible. Estos van desde cálculos simples que pueden considerarse estimaciones aproximadas, hasta simulaciones numéricas complejas que requieren computadoras con softwares especializados.

El siguiente ejemplo presenta una manera de obtener el factor de recobro de manera analítica, mediante la aplicación de métodos basados en resultados de modelos físicos. El cálculo debe considerarse como estimaciones aproximadas, aunque sirven para ilustrar los efectos de diferentes variables en el resultado. Las técnicas de cálculo se ilustran con problemas de ejemplo. En la mayoría de los cálculos se utilizan "solventes" genéricos, pero los métodos generalmente son aplicables a procesos de recuperación mejorada por fluidos miscibles.

La ilustración nos permite estimar el factor de recobro a través del balance de materiales, aplicando la ecuación se puede calcular el porcentaje de POES que sería recuperado

mediante un proceso de CO₂. La tabla 3.10 detalla los datos de un campo del oeste de Texas, en donde se reportó la relación de eficiencias como una estimación razonable para los desplazamientos realizados en las pruebas de campo. (Green & Willhite, 1998) Se utiliza la ecuación 3.5 de balance de materiales para determinar la recuperación de petróleo.

Ecuación 3.5 Balance de materiales

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}}{B_o * S_{oi}} * (S_{orw} - S_{orm}) * E_{RW} * \left(\frac{E_{RM}}{E_{RW}}\right) \quad (3.5)$$

Donde:

N_p= Recuperación de petróleo acumulado

B_{oi}= Factor volumétrico inicial

B_o= Factor volumétrico

S_{oi}= Saturación de petróleo inicial

S_{orw}= Promedio de ROS al final de la inyección de agua en la región de contacto con el agua.

S_{orm}= ROS al final de la inyección miscible en la región de contacto con el solvente.

E_{RW}= Eficiencia volumétrica de barrido de hidrocarburos en inyección de agua.

E_{RM}= Eficiencia volumétrica de barrido de hidrocarburos en desplazamiento miscible.

E_{RM}/E_{RW}= relación de barrido por inyección de agua con el barrido por fluido miscible.

Tabla 3.10 Caso base

Condiciones			
S_{oi}	0,75	E_{RM} /E_{RW}	0,70
S_{orw}	0,30	B_{oi}, RB/STB	1,1
S_{orm}	0,08	B_o, RB/STB	1,05
E_{RW}	0,70		

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

$$\frac{N_p}{N} = \frac{1,1}{1,05 * 0,75} * (0,30 - 0,08) * 0,70 * 0,70$$

$$FR = \frac{N_p}{N} = 0,15 \approx 15\%$$

La recuperación se estima en un 15% de las reservas. Esto está dentro del rango de expectativas para un proceso CO₂ miscible.

Considerando el porcentaje de recuperación en el caso base para el método de EOR seleccionado como indica la tabla 3.11, se estima un factor de recobro del 22% para el método de recuperación mejorada.

Tabla 3.11 Estimación del Factor de Recobro

% FR para EOR	POES inicial (Bbls)	POES actual (Bbls)	Reservas totales (Bbls)	Np actual @ 2022 (Bbls)	Incremental (Bbls)	Np incremental (Bbls)	% FR estimado
15%	215.546.257	181.207.304	45.372.487	33.666.812	6.805.873	40.472.685	22%

Elaborado por: Pablo Flores – Alex Rea

$$FR = \frac{Np}{N}$$

$$Np_{incremental} = FR_{EOR} * Reservas\ totales + Np$$

$$Np_{incremental} = 0,15 * 45.372.487 + 33.666.812$$

$$Np_{incremental} = 40.472.685\ Bbls$$

$$FR = \frac{Np_{incremental}}{N}$$

$$FR = \frac{40.472.685}{181.207.304}$$

$$FR = 0,22 \approx 22\%$$

Aplicando el método de EOR por inyección de CO₂ se estima extraer el 15% de las reservas totales, que corresponde 6,80 MMBbls, esto nos permite obtener una Np incremental de 40,47 MMBbls, aumentando de esta manera el factor de recobro del 15,67% al 22%.

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Se aplicó diferentes correlaciones para determinar los parámetros petrofísicos y PVT del reservorio U Inferior, los siguientes parámetros: Porosidad, saturación de agua, saturación del petróleo, viscosidad y factor volumétrico presentaron las siguientes variaciones en comparación a la condición anterior.

Parámetros Campo Guanta-Dureno		
Parámetros	Condición anterior	Condición Actual
Porosidad (%)	13,65	12,33
Sw (%)	18,6	23,0
So (%)	84,0	77,0
Viscosidad μ o (cP)	2,24	1,4
Factor volumétrico (By/Bn)	1,22 (inicial)	1,24

- Las condiciones actuales del yacimiento U Inferior se asemejan a un yacimiento saturado debido a que la presión del yacimiento (1300 psi) es menor a la presión de burbuja (1400 psi) esto se ve reflejado en el aumento de la viscosidad del petróleo (1,32-1,4 cp) y la disminución del factor volumétrico (1,26-1,24 By/Bn)
- Con las condiciones actuales del reservorio U Inferior se determinó los parámetros requeridos en la interfaz EORgui como: Gravedad API, viscosidad del petróleo, saturación del petróleo, composición, espesor de arena, tipo de formación, profundidad, temperatura y permeabilidad, de acuerdo con el screening de la interfaz el método más adecuado para aplicar en el Campo Guanta-Dureno fue la inyección por gases miscibles.

Parámetros para screening	
Formación	Arenisca
Grados API	29,6
Permeabilidad (mD)	225
Profundidad (ft)	9789
Espesor (ft)	38,96
Temperatura (°F)	200
So (%)	0,77
Viscosidad μ (cP)	1,4
Composición	C1-C7

- Se determinó que la inyección de gases inmiscibles tiene aplicabilidad del 100%, la combustión in situ con el 76% seguido; por la inyección de CO₂, con el 67%, este último se optó como el método favorable debido a las condiciones petrofísicas y PVT que presenta el reservorio.
- El método térmico a pesar de tener mayor porcentaje de aplicabilidad no se ha considerado, puesto que tendría mejores resultados en crudos extra pesados y arenas bituminosas. Se descartó los gases inmiscibles debido a que presentan una menor eficiencia de desplazamiento, siendo más efectivos en crudos pesados.
- Los métodos químicos (Surfactantes/polímeros, ASP, alcalinos) presentan un valor de porcentaje entre 40 y 73%, no se consideraron ya que no cumplen en algún parámetro (Viscosidad, profundidad y temperatura), de acuerdo a las características del fluido y del reservorio.
- De acuerdo al índice de heterogeneidad se evidenció que el 73% de los pozos activos y el 33% de los pozos inactivos de los cuales los pozos DRO A-002, GNT-006, GNT G-012 y GNT F-011 cumplen las condiciones de miscibilidad para la aplicación del método EOR de acuerdo a la MMP_r (>1).
- La presión mínima de miscibilidad del pozo GNT G-012 es 3387 psi y la presión de fractura es de 8588 psi, lo cual indica que se puede llegar a la miscibilidad a estas condiciones en el reservorio U Inferior siempre y cuando la presión de miscibilidad no exceda la presión de fractura.

- De acuerdo al método de inyección de CO₂ se ha estimado un factor de recobro del 22%, recuperando alrededor de 6,80 MMBbbls como petróleo incremental, dando lugar a una producción incremental Np de 40,47 MMBbbls.

Recomendaciones

- Complementar el análisis con estudios geomecánicos y pruebas de restauración de presión en los pozos seleccionados en el proyecto para determinar con exactitud diferentes tipos de presiones requeridas (Inyectividad, fractura) para la implementación del proyecto de recuperación mejorada.
- Actualizar los modelos estático y dinámico del Campo Guanta-Dureno para determinar la efectividad y factibilidad de la implementación del proyecto.
- Actualizar la información de los pozos candidatos a través de registros eléctricos para determinar la integridad de casing y cemento.
- Realizar toma de muestras de los fluidos de formación y realizar análisis de laboratorio para determinar la compatibilidad con los fluidos de inyección.
- Realizar estudios de integridad mecánica de los pozos seleccionados para verificar si las condiciones son idóneas al momento de la inyección de CO₂.
- Efectuar una toma de núcleos para determinar las condiciones actuales de los reservorios de Guanta -Dureno.
- Aplicar procesos de gases miscibles como método de EOR en proyectos futuros de la Cuenca Oriente siempre y cuando cumplan las condiciones de miscibilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- Al- Marhoun, M. (1988).** PVT Correlations for Middle East Crude Oils. *SPE*, 650–666.
- Barreiro, J., & Gammiero, A. (2016).** *Implementación de redes neuronales para predecir Presión de Miscibilidad en la inyección de Dióxido de Carbono Implementation of neural network for Predicting Minimum Miscibility Pressure in Carbon Dioxide Flooding.* 30(1), 17–28.
- Barrera, K. (2021).** “Selección de Métodos de Recuperación Mejorada viable a aplicar en un Campo Maduro, Mediante un criterio jerarquizado de selección EOR, caso de estudio Campo Pucuna.” UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA.
- Bolaños, J., & Pinto, G. (2015).** Development of software for the selection of improved oil recovery methods. *ISSN 1390-7042/*, 1.
- Castro, J. B., & Gómez, G. A. (2016).** *Cálculo de petróleo original en sitio y evaluación de reservas para el área de estudio Maracuy ubicado en la Cuenca Valle medio de la Magdalena.* FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA.
- Castro, L. (2013).** *Inyección de CO2 como Método de Recuperación Mejorada.* UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
- Charcopa, G. P., & Aguilar, C. M. (2020).** “Estudio comparativo de los métodos de recuperación mejorada de petróleo para evaluar su factibilidad técnica e incrementar el factor de recobro en un yacimiento del Oriente Ecuatoriano.” UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Cruz, J., & Reyes, H. (2008).** *Inyección de CO2 en el-Área-de-Coapechaca.* UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
- Dake, L. P. (1978).** fundamentals of reservoir engineering. *Developments in Petroleum Science*,.

Espinoza, G. (2013). *Estudio de la factibilidad para la implementación del sistema de inyección de dióxido de carbono (CO₂), Huff and Puff, en Campos Maduros.* UNIVERSIDAD CENTRAL DE ECUADOR.

Glaso, O. (1980). Generalized Pressure- Volume-Temperature Correlations. *SPE 8016*, 785–795.

Green, D. W., & Willhite, P. G. (1998). *Enhanced Oil Recovery* (AIME, Vol. 10). University of Adelaide.

Guanoluisa, A. G. F. (2014). *Análisis técnico-económico de la Tecnología aplicada de Cañoneo tipo Ancla en combinación con bajo balance dinámico en Pozos Petroleros del Campo Guanta-Dureno.* UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL.

Landáez, R., & Medina, E. (2005). *Generar un modelo analítico que permita estimar Presión Mínima de Miscibilidad y recobros utilizando distintos gases de inyección en Yacimientos de crudo.* Universidad Central de Venezuela.

Lasater, J. A. (1958). Bubble Point Pressure Correlation. *SPE 957-G*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/10/05/65/2238926/spe-957-g.pdf/1>

López, A. E. (2013). *Evaluación de un gas de reinyección con alto contenido de CO₂.* Universidad Nacional Autónoma de México.

Lozada, C. E. G. (2010). *Metodología u Operación de los componentes del BHA para las operaciones de perforación de Pozos Petroleros en el Campo Guanta de Petroproducción.* UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL.

Macualo, H. F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.*

Morocho, F. (2021). *Generación de Mapas de Presiones y Permeabilidades del Campo Guanta-Dureno mediante la reinterpretación de pruebas de presión.* ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2014). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. In *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and*

Engineering Sciences (Vol. 372, Issue 2006). Royal Society.
<https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>

Paris, de F. M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos: Vol. Segunda.*

Petroamazonas. (2019, August 28). Enfoque sistémico de ARPEL para mejorar los factores de recuperación de los recursos de petróleo. *ARPEL- Miguel Moyano.*

Petroamazonas, E. (2017, June). Campo Guanta-Dureno. *Rondas Petroleras Campos Menores.*

Petroleum Solutions. (2010). *EORgui: Graphical User Interface for the United States of America, Department of Energy, Publicly Available EOR Software.*

Rea, C. A. F. (2020). *Estudio de factibilidad técnica y económica de un esquema de dos secciones tipo Slim Hole (Monobore) para la perforación en la Cuenca Amazónica.* ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

ROMO, P. D. A. (2018). *Selección de métodos de EOR más óptimos en el Activo Lago Agrio, Campos Lago Agrio, Guanta-Dureno y Parahuacu, para el diseño de su plan piloto [Tesis].* UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.

Ruiseco, O. (2019). *Estudio comparativo de los modelos de correlación PVT y ecuaciones de estado cúbicas con datos experimentales.* UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

Sandoval, C. (2013). *Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en Campos Maduros.* Universidad Central del Ecuador.

Santamaría, C. (2018). *Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico. Peroquimex.*

Schlumberger. (n.d.). *Log Interpretation Charts.*

Schlumberger. (2015). *El dióxido de carbono desafíos y oportunidades. Oilfield, 2.*

Serra, Oberto. (1984). *Fundamentals of well-log interpretation.* Elsevier.

Society of Petroleum Engineers. (2018). *Petroleum resources management system.*

Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisitedd Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 189.

Tarek, Ahmed. (2006). *Reservoir engineering handbook.*

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Petrofísica (Teoría y práctica de medir, Roca, fluido de yacimiento, transporte y propiedades).* Ediciones profesionales del Golfo.

Unapanta, M. (2006). *Estudio técnico - económico para incrementar la producción de petróleo en los Campos Guanta y Dureno.* ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

Vacacela, K. (2018). *Estudio de pre factibilidad para la implementación de Recuperación Secundaria por Inyección de agua a la arena U Inferior en el pozo Guanta 27 del Campo Guanta Dureno.*

Vazquez. (1980). Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY.*

Verma, M. K. (2015). Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR)-A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO₂-EOR Associated with Carbon Sequestration. *Science for a Changing World.* <https://doi.org/10.3133/ofr20151071>

Yagual, I. L. (2014). *Obtención de parámetros petrofísicos y propiedades de fluidos a partir de datos de Campo y correlaciones numéricas para predecir el comportamiento del yacimiento: estimación del factor recobro en el Campo Pacoa.* UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

ANEXOS

ANEXO 1

Tabla Historial de producción mensual

Datos de producción de la arena U inferior del campo Guanta-Dureno			
Año	Producción del crudo (Bbls)	Producción del agua (Bbls)	Producción del gas (pcs/bf)
1986	557.927,04	6.358,00	58.501,56
1987	951.183,97	4.564,99	115.407,44
1988	1.996.347,64	13.947,29	243.451,56
1989	1.981.974,08	55.504,49	382.707,90
1990	1.669.954,29	284.676,06	371.962,41
1991	1.294.766,80	296.444,39	300.195,06
1992	1.146.487,11	260.247,72	269.159,11
1993	1.191.054,94	86.704,87	270.612,79
1994	1.284.271,16	2.515,20	322.760,49
1995	1.188.221,74	39.760,40	317.113,26
1996	1.239.655,26	182.980,15	347.984,28
1997	1.111.959,15	332.790,90	318.001,05
1998	1.072.350,67	348.898,03	260.189,71
1999	784.629,08	335.193,74	250.373,00
2000	829.649,18	535.908,96	275.044,01
2001	761.337,16	748.385,03	219.417,50
2002	615.433,43	614.219,02	162.665,08
2003	583.265,18	58.983,79	58.983,79
2004	620.005,76	60.854,61	66.524,00
2005	698.823,79	74.070,15	76.407,96
2006	756.533,51	76.974,55	98.490,26
2007	641.582,70	86.413,50	52.909,07
2008	718.419,78	124.381,85	106.201,02
2009	1.042.336,41	320.258,52	154.924,43
2010	818.646,28	413.326,27	141.717,99
2011	663.453,79	289.452,76	168.741,83
2012	706.659,55	332.931,07	192.448,54
2013	786.545,54	427.495,96	156.265,77
2014	836.278,64	374.070,98	114.590,81
2015	571.626,14	179.755,28	65.039,05
2016	584.762,52	272.218,84	47.337,81
2017	516.376,19	200.716,44	72.452,48
2018	577.968,45	211.124,67	84.514,88
2019	580.111,38	311.515,32	102.367,20
2020	651.318,57	330.047,73	160.382,90
2021	738.329,72	396.098,90	172.157,04
2022	349.707,43	313.609,84	116.485,70

ANEXO 2

Estimación de reservas del Campo Guanta-Dureno



ANEXO 3

Estado mecánico de los pozos del Campo Guanta-Dureno

Campo Guanta-Dureno			
Pozo	Zona	Bomba tipo	Estado
GNT-002	US	E1000	Activo
GNT-003	TI	PPS	Inactivo
GNT-005	BT	TD-675 Q-PLUS	Activo
GNT-006	UI+UM	JET 10-I	Activo
GNT-009	BT	25-1.75-RHBC-24-4-2	Activo
GNT-010	UI+US	TD 1000 Q PLUS	Activo
GNT-015	UI	SF 320	Activo
GNT-016	K	PPH	Inactivo
GNT A-001	UI	PPS	Inactivo
GNT A-018	TI	JET 12M	Activo
GNT A-019	TI	PPS	Inactivo
GNT A-020	UI	SF675	Activo
GNTA-040	UI	FLEX 3.2	Activo
GNT B-007	TIYUYACU	REINYECTOR	Reinyector
GNT B-022	UI	PPS	Inactivo
GNT B-041	TI	PPS	Inactivo
GNT B-042	BT	30-150-RXBM-34-5-2-1	Inactivo
GNT C-013	UI	SF 900	Inactivo
GNT C-014	-	ABANDONADO	Abandonado
GNT C-014R1	TI+TS	PPH	Inactivo
GNT C-017	UI	JET 10H	Inactivo
GNT C-023	HS	PPH	Inactivo
GNT C-024	UI	PPS	Inactivo
GNT C-025	UI	FLEX-10	Activo
GNT C-026	UI	PPS	Inactivo
GNT D-008	H	REINYECTOR	Reinyector
GNT D-032	US	JET 10I	Inactivo
GNT D-033	US	NVH-450	Activo
GNT D-036	TI	PPH	Inactivo
GNT D-043	TI	PPH	Inactivo
GNT D-047	TI	SF 320	Inactivo
GNT E-004	BT	WD-450	Activo
GNT E-031	HS	FLEX 3.2	Activo
GNT E-034	UI	PPH	Inactivo
GNT E-045	UI	PPH	Inactivo
GNT E-046	TI	PPS	Inactivo
GNT F-011	UI	NHV250	Inactivo
GNT F-027	UI	PPH	Inyector Off
GNT F-028	UI	NHV380	Activo
GNT F-035	UI	PPH	Inactivo
GNT F-038	UI	PPS	Inactivo
GNT F-039	UI	WD1000MF	Activo
GNT G-012	TI+UI+US	JET 9H	Activo
GNT G-029	UI	JET 12K	Activo
GNT G-030	BT	JET 9H	Activo
GNT G-048	TI	MAG B1 700	Inactivo
DRO-001	TI	TD 1000	Activo
DRO A-002	UI	JET 10I	Activo
DRO A-003	TI	PPH	Inactivo

ANEXO 4

Estado actual de los pozos del Campo Guanta-Dureno

Campo Guanta-Dureno	
Zona U Inferior	
Pozo	Estado
GNT-003	Inactivo
GNT-006	Activo
GNT-010	Activo
GNT-015	Activo
GNT-016	Inactivo
GNT A-001	Inactivo
GNT A-019	Inactivo
GNT A-020	Activo
GNTA-040	Activo
GNT B-007	Reinyector Inactivo
GNT B-022	Inactivo
GNT B-042	Inactivo
GNT C-013	Inactivo
GNT C-017	Inactivo
GNT C-023	Inactivo
GNT C-024	Inactivo
GNT C-025	Activo
GNT C-026	Inactivo
GNT D-008	Reinyector
GNT E-034	Inactivo
GNT E-045	Inactivo
GNT F-011	Inactivo
GNT F-027	Inyector Off
GNT F-028	Activo
GNT F-038	Inactivo
GNT F-039	Activo
GNT G-012	Activo
GNT G-029	Activo
DRO A-002	Activo

ANEXO 5

Características del Campo Guanta-Dureno

CAMPO	Reservorio	Volumen total de roca	Área cero	Espesor promedio neto	N/G	Volumen neto de roca	Porosidad	Sw	Factor volumétrico inicial, Boi	POES
		acre-ft	acre-ft	ft	%	acre-ft	%	%	By/Bn	Bbls
GUANTA-DURENO	Basal Tena	207.909	6.781	8,19	23,445	48.743	11,92	23,6	1,12	30.734.037
	U superior	568.279	6.461	8,25	15,787	89.712	10,99	29,3	1,22	44.289.114
	U inferior	783.106	13.117	22,21	38,956	305.066	13,65	18,6	1,22	215.569.302
	T superior	365.413	5.977	6,64	10,870	39.721	10,48	34,5	1,28	16.531.045
	T inferior	346.802	6.411	34,35	32,379	112.291	16,17	9,1	1,28	99.993.692
	Hollín superior	161.531	4.649	9,58	24,755	39.988	17,90	14,3	1,22	39.016.891
	Subtotal									