



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra

“Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características”

TESINA DE SEMINARIO

Previa a la Obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

Jonathan Nicolás Cabrera Mármol

Freddy Enrique Cabrera Ochoa

Jimmy Patricio Delgado Chancay

GUAYAQUIL - ECUADOR

2012



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra

“Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características”

TESINA DE SEMINARIO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

Jonathan Nicolás Cabrera Mármol

Freddy Enrique Cabrera Ochoa

Jimmy Patricio Delgado Chancay

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

AGRADECIMIENTO

A Dios, a mi esposa Keyla, a mis padres Carolina Mármol y Germán Rodas por su apoyo incondicional y paciencia y a mis hermanos.

Al Ing. Ricardo Gallegos, Director de tesina, por la ayuda recibida.

Jonathan Cabrera Mármol

AGRADECIMIENTO

A Dios, por haberme dado la fortaleza necesaria para superar los obstáculos que se me presentaron a lo largo de mi carrera y en mi vida.

A mis padres, por su apoyo incondicional y sus sabios consejos y enseñanzas que me han ayudado a formarme como persona.

Freddy Cabrera Ochoa

AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme dado salud y bienestar para culminar esta meta propuesta, al director de tesis por su gran colaboración y a todos mis compañeros que me han ayudado en tiempos difíciles.

Jimmy Delgado Chancay

DEDICATORIA

A mi madre que ha sido el pilar fundamental de mi vida, y que ha estado conmigo en este largo camino de aprendizaje.

Jonathan Cabrera Mármol

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi familia y de manera especial a mis padres por su esfuerzo y sacrificio durante mis años de estudio y a mis amigos por su apoyo.

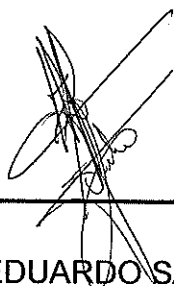
Freddy Cabrera Ochoa

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis padres por su apoyo incondicional durante este largo camino y a todos los docentes que con sus conocimientos me han formado como profesional

Jimmy Delgado Chancay

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



MSC. EDUARDO SANTOS B.
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

ING. RICARDO GALLEGOS O.
DIRECTOR DE TESINA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Trabajo Final de Graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Freddy Cabrera O.

Jimmy Delgado C.

Jonathan Cabrera M.

RESUMEN

El presente trabajo es un análisis de campos de diferentes características geológicas donde las empresas operadoras iniciaron proyectos de inyección periférica de agua. Debido a la geología y al modelo de inyección realizamos las predicciones de su comportamiento por medio del método de Buckley y Leverett antes de la ruptura, y el procedimiento de Welge para después de la ruptura y así poder concluir si es factible continuar con la inyección. También se presentan propuestas para mejorar el recobro en estos campos.

En el Capítulo 1 presentamos brevemente las propiedades de las rocas y los fluidos cuyo análisis es importante para comenzar un proyecto de inyección de agua.

En el Capítulo 2 analizamos las diferentes etapas por las que atraviesa el proyecto de inyección, es decir, la manera en que el agua inyectada invade el yacimiento hasta llegar a los pozos productores y la importancia que tienen los distintos factores geológicos en dicho proyecto.

En el capítulo 3 describimos los distintos tipos de arreglos de pozos que se puede implementar en un proyecto de inyección de agua, además de factores muy relevantes al momento de decidir si se debe ejecutar el proyecto como son la razón de movilidad y las eficiencias de barrido.

En los capítulos 4, 5 y 6 describimos tres yacimientos de diferentes características donde se han implementado proyectos de inyección de agua. Analizamos sus características geológicas, las propiedades más relevantes que se encuentran disponibles de las rocas y fluidos y a partir de esa información realizamos los cálculos y gráficas pertinentes para la implementación del método de predicción de Buckley y Leverett.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	I
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	VII
SIMBOLOGÍA.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1	
1. PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS	3
1.1 Fuerzas Capilares.....	3
1.1.1 Tensión superficial e Interfacial	3
1.1.2 Humectabilidad.....	5
1.1.3 Presión Capilar.....	7
1.2 Saturación de Agua Connata	8
1.3 Permeabilidad	8
1.3.1 Tipos de Permeabilidad.....	9
1.4 Movilidad.....	10
1.5 Razón de Movilidad.....	10
Citas Bibliográficas.....	12

CAPÍTULO 2

2. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES.....	13
2.1 Mecanismo de Desplazamiento	13
Citas Bibliográficas.....	19

CAPÍTULO 3

3. ARREGLOS DE POZOS Y EFICIENCIA DE BARRIDO.....	20
3.1. Razón de Movilidad.....	22
3.2 Arreglos de Pozos.....	26
3.3 Eficiencia de Barrido Areal.....	30
Citas Bibliográficas.....	33

CAPÍTULO 4

4. HISTORIAL DE DESARROLLO Y EJECUCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN RESERVORIO DE MUY BAJA SATURACIÓN	34
4.1 Abstracto.....	34
4.2. Parámetros de Geología y Reservorio	35
4.3 Desarrollo del Campo y su Producción Primaria.....	42
4.4 Problemas de Perforación.....	46
4.5 Problemas de Producción	49
4.6 Unificación y Recobro Secundario	52
4.7 Resultados de laboratorio de inyección de agua.....	53

4.8 Aplicación del Método de Predicción	55
4.9 Fuente de Abastecimiento de Agua	64
4.10 Selección del Patrón	65
4.11 Comportamiento de los pozos durante la inyecc. de agua.....	67
4.12 Posición Estimada del Frente de Avance.....	70
4.13 Economía.....	72
4.14 Propuesta.....	72
Citas Bibliográficas.....	73

CAPÍTULO 5

5. MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE AGUA DE FONDO EN UN RESERVORIO MASIVO DE DOLOMITA EN SAN ANDRES	74
5.1 Introducción	74
5.2 Geología y Características del Yacimiento	78
5.3 Comportamiento Primario	82
5.4 Operaciones de Mantenimiento de la Presión	83
5.5 Comportamiento de los Datos.....	87
5.6 Comportamiento de la Presión de Reservorio	93
5.7 Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo.....	97
5.8 Aplicación del Método de Predicción	100
5.9 Propuesta.....	110

Citas Bibliográficas.....	111
CAPÍTULO 6	
6. INYECCIÓN DE AGUA EN LOS BAJOS DE JONES, CAMPO OFFSHORE	
.....	112
6.1 Resumen.....	112
6.2 Introducción	113
6.3 Características Geológicas y del Reservorio	115
6.4 Historia del Desarrollo y Producción	116
6.5 Motivos del Plan Piloto de Inyección de Agua	118
6.6 Inyección a Toda Escala	120
6.7 Efectos de la Inyección Updip.....	121
6.8 Aplicación del Método de Predicción	124
6.9 Propuesta.....	126
Citas Bibliográficas.....	127
CAPÍTULO 7	
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	128
7.1 Conclusiones.....	128
7.2 Recomendaciones	129
ANEXOS.....	131
BIBLIOGRAFÍA.....	139

ABREVIATURAS

TIF = Tensión Interfacial

Fig. = Figura

BOPD = Barrels of Oil per Day (Barriles de petróleo por día)

BWPD = Barrels of Water per Day (Barriles de agua por día)

Scf = Standard Cubic Feet (Pies cúbicos estándar)

Bbl = Barrels (Barriles)

Psi = Pounds square inches (Libras por pulgada cuadrada)

Psig = Pounds square inches g (Libras por pulgada cuadrada g)

Gal = Galón

ft = Feet (Pies)

Cp = Centipoise

Md = Milidarcy

API = American Petroleum Institute

WOR = Water-Oil Ratio (Relación Gas-Petróleo)

OOIP = Original Oil In Place (Petróleo Original In-Situ)

FR = Factor de Recobro

SIMBOLOGÍA

A = Área transversal

μ_o = Viscosidad del Petróleo

μ_w = Viscosidad del Agua

k_{ro} = Permeabilidad Relativa al Petróleo

k_{rw} = Permeabilidad Relativa al Agua

σ_{os} = Energía Interfacial entre la roca y el petróleo

σ_{ws} = Energía Interfacial entre la roca y el agua

σ_{ow} = Energía Interfacial entre el petróleo y el agua

θ_c = Ángulo de contacto petróleo-roca-agua

P_c = Presión Capilar

ρ_o = Densidad del petróleo

ρ_w = Densidad del agua

M = Razón de Movilidad

λ = Movilidad

$M_{w,o}$ = Movilidad entre el agua y el petróleo

$M_{o,g}$ = Movilidad entre el petróleo y el gas

S_{wi} = Saturación de agua inicial

S_{wc} = Saturación de agua connata

S_w = Saturación de agua

E_A = Eficiencia de barrido areal

E_V = Eficiencia de barrido vertical

E_D = Eficiencia de desplazamiento

$R_{PI/PP}$ = Relación Pozo Inyector – Pozo Productor

f_w = Flujo fraccional

PV = Volúmen Poroso

ϕ = Porosidad

Q_{iBT} = Volúmenes porosos inyectados a la ruptura

A = Área de la Unidad

h = Espesor

B_o = Factor Volumétrico del petróleo

B_w = Factor Volumétrico del agua

t_{BT} = Tiempo a la ruptura

i_w = Tasa de inyección de agua

W_{iBT} = Agua inyectada a la ruptura

N_{pBT} = Petróleo producido a la ruptura

E_{ABT} = Eficiencia areal a la ruptura

Sw_2 = Saturación de agua después de la ruptura

Sw_{2p} = Saturación de agua promedio después de la ruptura

f_{w2} = Flujo fraccional al punto Sw_2

Q_o = Tasa de flujo del petróleo

Q_w = Tasa de flujo del agua

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 1.1 Vista Microscópica de un Sistema Roca Fluido.....	4
Fig. 1.2 Fuerzas Interfaciales Entre Dos Fluidos Y Humectabilidad En Sistemas Roca – Sólidos.....	6
Fig. 2.1 Distribución Esquemática De Los Fluidos A Un Cierta Tiempo Durante La Inyección.....	15
Fig. 2.2 Distribución Esquemática De Los Fluidos En El Momento De La Ruptura.....	17
Fig. 2.3 Distribución Esquemática De Los Fluidos En El Momento Del Abandono	18
Fig. 3.1 Diferentes Tipos De Arreglos De Pozos	27
Fig. 3.2 Arreglos De Pozos Irregulares.....	28
Fig. 3.3 Arreglos De Empuje En Línea Directa	29
Fig. 3.4 Representación Del Área Horizontal Barrida A Diferentes Tiempos Para Un Arreglo De 5 Pozos	31
Fig. 4.1 Ubicación Geográfica Del Campo Dillingerranch.....	36
Fig. 4.2 Registro Gamma Ray Del Pozo N°6.....	37
Fig. 4.3 Arena Productiva Neta – Formación Minnelusa. Tipos de Límites del Reservorio	39
Fig. 4.4 Mapa Estructural De La Formación Minnelusa.....	40

Fig. 4.5 Curvas De Desarrollo	43
Fig. 4.6 Historial De Presión De Fondo	44
Fig. 4.7 Curvas De Tiempo De Perforación Y Registros Caliper	47
Fig. 4.8 Curvas De Permeabilidad Relativa Promedio.....	54
Fig. 4.9 Razón De Permeabilidad Relativa Vs Saturación De Agua.....	55
Fig. 4.10 Flujo Fraccional De Agua Vs Saturación De Agua De La Arena Minnelusa	57
Fig. 4.11 Derivada Del Flujo Fraccional.....	58
Fig. 4.12 Petróleo Producido vs Tiempo.....	63
Fig. 4.13 Comportamiento Del Pozo Inyector DRU N°9	66
Fig. 4.14 Curvas de desarrollo. Pozo N° 15-X.....	68
Fig. 4.15 Posición Estimada Del Frente De Avance Al 1 De Enero De 1970	71
Fig. 5.1 Plano Del Área Campo Waddell	76
Fig. 5.2 Mapa Estructural, Tope De San Andres Del Campo Waddell	78
Fig. 5.3 Sección Transversal Suroeste – Noreste	80
Fig. 5.4 Proyecto De Mantenimiento De Presión.....	86
Fig. 5.5 Historial Del Comportamiento.....	89
Fig. 5.6 Mapa Isobárico Antes De La Inyección	94
Fig. 5.7 Mapa Isobárico, Septiembre, 1964.....	94
Fig. 5.8 Comportamiento De La Presión De Yacimiento De Un Pozo Tipo ..	95
Fig. 5.9 Comportamiento De La Relación Gas-Petróleo.....	98

Fig. 5.10 Comparación De Agua Inyectada Y Agua Producida	99
Fig. 5.11 Curva De Permeabilidades Relativas	101
Fig. 5.12 Razón De Permeabilidad Relativa Vs Saturación De Agua	101
Fig. 5.13 Flujo Fraccional De Agua Vs Saturación De Agua De La Arena .	103
Fig. 5.14 Derivada Del Flujo Fraccional.....	104
Fig. 5.15 Petróleo Producido vs Tiempo.....	110
Fig. 6.1. Curva De Permeabilidades Relativas	125

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1 Relación Entre la Razón de Movilidad Gas-Petróleo y la Viscosidad del Petróleo	26
Tabla 3.2 Características De Los Arreglos De Pozos.....	28
Tabla 4.1 Propiedades de la Roca y de los Fluidos. Formación Minnelusa..	41
Tabla 4.2 Tabla De Resultados De Flujo Fraccional Y Su Derivada	56
Tabla 4.3 Comportamiento Del Yacimiento A Diferentes Días	60
Tabla 4.4 Tabla De Resultados Después De La Ruptura.....	63
Tabla 5.1 Propiedades De La Roca.....	82
Tabla 5.2 Propiedades Del Fluido	82
Tabla 5.3 Tabla De Permeabilidades Relativas.....	100
Tabla 5.4 Tabla De Resultados Del Flujo Fraccional Y Su Derivada.....	102
Tabla 5.5 Comportamiento Del Yacimiento A Diferentes Días	106
Tabla 5.6 Tabla De Resultados Después De La Ruptura.....	109
Tabla 6.1. Tabla De Permeabilidades Relativas.....	125

INTRODUCCIÓN

Las operaciones de recuperación de petróleo se dividen cronológicamente en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. La etapa primaria resulta del desplazamiento por energía natural que existe en el yacimiento. La secundaria, se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria y consiste principalmente en la inyección de agua o inyección de gas. Al inyectar agua en el yacimiento, se produce un aumento de la energía natural lo que permite desplazar el petróleo hacia los pozos productores.

La inyección de agua es considerada el método de recobro secundario principal y más conocido ya que es el que más ha contribuido al recobro de petróleo por su simplicidad, bajos costos en comparación con otros métodos y su alto factor de recobro.

Para determinar si un proyecto de inyección será rentable, se pueden utilizar varios métodos de predicción dependiendo de la geología del yacimiento y del tipo de arreglos de pozos a usarse.

El método de Buckley y Leverett permite estimar la cantidad acumulada de petróleo producido antes de la ruptura conforme pase el tiempo durante la inyección.

CAPÍTULO 1

1. PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS

Para predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, es de vital importancia estudiar las propiedades de los mismos, así como de las rocas donde estos se almacenan. Esto lo podemos lograr mediante pruebas de laboratorio de ser posible, o caso contrario usando ecuaciones de estado mediante cartas o correlaciones que se tengan a disposición.

1.1 FUERZAS CAPILARES

1.1.1 Tensión Superficial e Interfacial

Es la energía de superficie relacionada con las interfaces dos fluidos inmiscibles que coexisten en un medio poroso. Esta energía influye en su saturación, distribución y desplazamiento. En la Fig. 1.1, el agua y el petróleo

coexisten en el yacimiento a pesar de que éste no haya sido invadido con agua.

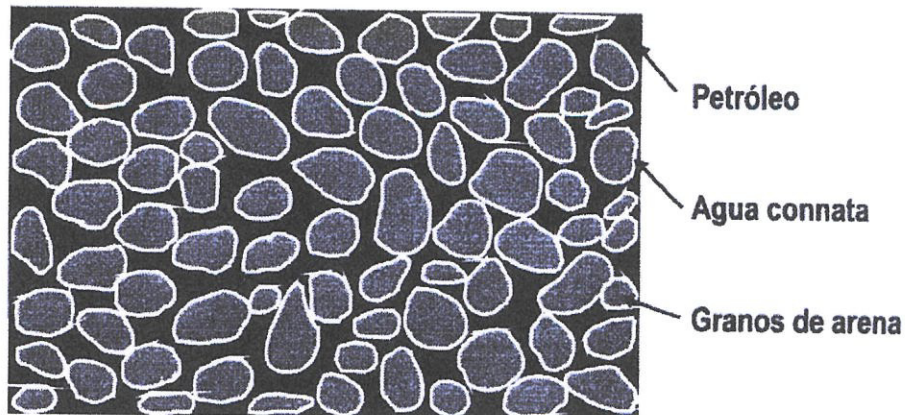


FIGURA 1.1 VISTA MICROSCÓPICA DE UN SISTEMA ROCA FLUIDO
(SEGÚN GREEN Y WILLHITE ⁽¹⁾).

La tensión superficial σ actúa como una membrana tensa en la superficie libre del líquido cuya fuerza tiende a bajar las moléculas de éste y a mantenerlas dentro del mismo. Si la superficie es entre dos líquidos inmiscibles, se denomina tensión Interfacial (TIF) y depende de la naturaleza y complejidad del líquido. Es importante el estudio de esta propiedad ya que puede influir en la saturación, distribución y desplazamiento del fluido en el medio.

1.1.2 Humectabilidad

Es la tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

La humectabilidad de la roca controla la posición de los fluidos de acuerdo a su habilidad relativa para fluir, la fase mojante debido a su atracción con la roca y puesto que está alojada en los capilares más pequeños está en una posición desfavorable para fluir, por lo tanto la humectabilidad afecta a la presión capilar y a las permeabilidades.

Una medida de la humectabilidad es el ángulo de contacto, θ_c , relacionado con las energías de superficie según la siguiente ecuación:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (1.1)$$

Dónde:

σ_{os} = energía Interfacial entre la roca y el petróleo, dinas/cm

σ_{ws} = energía Interfacial entre la roca y el agua, dinas/cm

σ_{ow} = tensión Interfacial entre el petróleo y el agua, dinas/cm

θ_c = ángulo de contacto petróleo-roca-agua, grados.

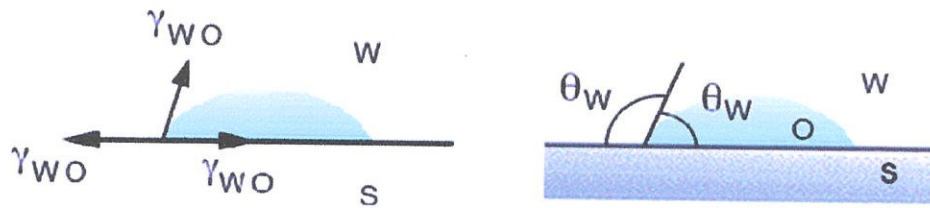


FIGURA 1.2 FUERZAS INTERFACIALES ENTRE DOS FLUIDOS Y HUMECTABILIDAD EN SISTEMAS ROCA-SÓLIDOS

La ecuación 1.1 representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los dos fluidos con la superficie sólida. Éste genera una tensión de adhesión como se muestra en la fig. 1.2.

El ángulo de contacto se usa como medida cualitativa de la humectabilidad, de la siguiente manera:

Si A_t es positiva, indica que el líquido más denso (agua) moja preferencialmente la roca y $\theta_c < 90^\circ$. Además, $\sigma_{ws} < \sigma_{os}$.

Si A_t es negativa, indica que el líquido menos denso moja preferencialmente la roca y $\theta_c > 90^\circ$. Además, $\sigma_{os} < \sigma_{ws}$.

Si A_t es cero, indica que ambas fases tienen igual afinidad por la roca y $\theta_c = 90^\circ$.

Factores que pueden ser afectados por la humectabilidad:

- La localización y la saturación de agua residual.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

1.1.3 Presión Capilar

Debido a que las interfaces están en tensión, existe una diferencia de presión a lo largo de ésta interfase. Una de estas interfaces moja preferiblemente a la roca. Si se toma positiva entonces se calcula restando la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante, es decir:

$$P_c = \rho_{nm} - \rho_m \quad (1.2)$$

Dónde: m, es la fase mojante y nm, la fase no mojante.

Así, para un sistema agua-petróleo se tiene:

$$P_c = \rho_o - \rho_w = h(\rho_w - \rho_o)g = \frac{2\sigma_{o,w}\cos\theta_c}{r} \quad (1.3)$$

Como podemos observar, la presión capilar se relaciona con la tensión Interfacial entre los fluidos, con la humectabilidad de éstos y con el tamaño del capilar, r .

1.2 SATURACIÓN DE AGUA CONNATA, SWC

Es la saturación de agua inicial en cualquier punto en el reservorio. La saturación de agua connata alcanza un valor de saturación de agua irreducible sólo sobre la zona de transición. En la zona de transición el agua connata es móvil. Generalmente se considera inmóvil; sin embargo, al inyectar agua a un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada.

1.3 PERMEABILIDAD, K

Es la facultad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de su red de poros interconectados. Si sus poros no están interconectados, no existe permeabilidad; por consiguiente, existe relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva. Los factores que afectan a la permeabilidad son el tamaño, la empaquetadura y la forma de

los granos; la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación ⁽²⁾.

1.3.1 Tipos de permeabilidad

- **Absoluta o específica:** Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.
 - **Efectiva:** Cuando más de una fase se encuentra presente en un medio poroso, la conductividad o capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.
 - **Relativa:** Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Se pueden utilizar tres bases diferentes, dependiendo del uso de los cálculos.
-

1.4 MOVILIDAD, λ

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del mismo ⁽³⁾.

$$\lambda_o = \frac{\kappa_o}{\mu_o}, \lambda_w = \frac{\kappa_w}{\mu_w}, \lambda_g = \frac{\kappa_g}{\mu_g} \quad (1.5)$$

Son las movilidades del petróleo, agua y gas respectivamente.

1.5 RAZÓN DE MOVILIDAD, M ⁽³⁾

Se define como la movilidad λ_D de la fase desplazante: agua o gas, dividida por la movilidad λ_d del fluido desplazado: petróleo.

$$\text{En inyección de agua: } M_{D,d} = M_{w,o} = \frac{\kappa_w/\mu_w}{\kappa_o/\mu_o} \quad (1.6)$$

$$\text{En inyección de gas: } M_{D,d} = M_{g,o} = \frac{\kappa_g/\mu_g}{\kappa_o/\mu_o} \quad (1.7)$$

- La permeabilidad efectiva a la fase desplazante se evalúa a la saturación promedio de dicha fase en la zona del yacimiento invadida, esto es, detrás del frente de invasión.

- La permeabilidad efectiva a la fase desplazada se evalúa a la saturación de dicha fase en la zona delante del frente de invasión.

Luego de diversos estudios y pruebas realizadas se ha tomado la convención de denominar razón de movilidad favorable la que es menor de la unidad, y no favorable la que es mayor. Es decir, si $M < 1$, la razón de movilidad es favorable y si $M > 1$, la razón de movilidad es desfavorable.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1).** Green, D. W. y Willhite, G. P.: Enhanced Oil Recovery, SPE Textbook Series, Richardson, TX (1998), pág. 6.
 - (2).** Paris de Ferrer, Magdalena: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición, 2001, pág 48.
 - (3).** Paris de Ferrer, Magdalena: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición, 2001, pág 68.
-

CAPÍTULO 2

2. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

Cuando se inyecta agua o gas en los yacimientos de petróleo, ocurren desplazamientos inmiscibles. Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienzan a distinguir dos zonas en el yacimiento: una no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente.

2.1 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, ya que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa

cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases. El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua se puede presentar en cuatro etapas:

- Condiciones iniciales (antes de la inyección)
- La invasión
- La ruptura del agua
- Posterior a la ruptura

- **Condiciones iniciales**

Al tratarse de un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción, la presión actual del mismo será menor que la presión de burbuja del petróleo original en el yacimiento, por lo cual existirá una fase de gas presente la cual de acuerdo con las suposiciones será uniforme a través del yacimiento.

- **La invasión a un determinado tiempo**

El comienzo de la inyección de agua está acompañado por un aumento de la presión en el yacimiento, que es mayor alrededor de los pozos inyectoros y declina hacia los pozos productores. A medida que continúa la inyección de agua, parte del petróleo se desplaza hacia adelante para formar un banco de petróleo. Éste empuja con efectividad el gas altamente móvil hacia adelante, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede ser atrapado por dicho

banco, ocupando un espacio que de otra manera contendría petróleo residual. Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual. La Fig. 2.1 muestra la distribución de los fluidos en el yacimiento durante el proceso de inyección de agua.

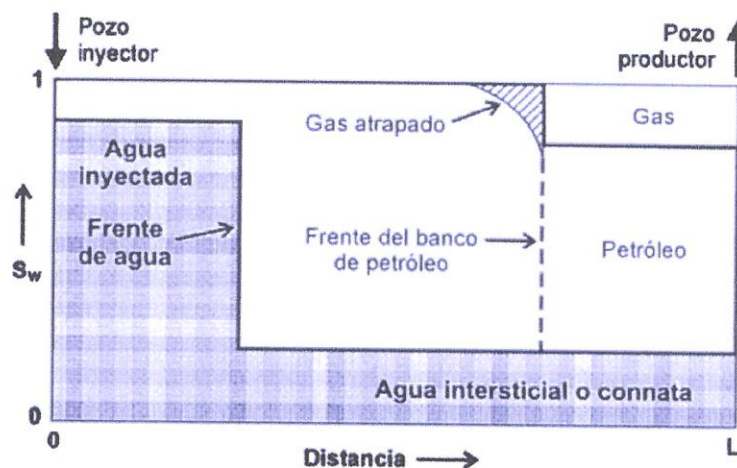


FIGURA 2.1. DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS A UN CIERTO TIEMPO DURANTE LA INYECCIÓN ⁽¹⁾.

- **Llene**

Todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza de la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo. A esto se le denomina “llene” y para lograrlo, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el yacimiento.

Durante este periodo, parte del gas se re disuelve con el petróleo que va contactando, mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores. El

llene puede representarse por un frente de petróleo que viaja más rápido que el frente de agua y detrás del cual, la saturación de gas se encuentra en su valor residual. La llegada del frente de petróleo a los pozos productores marca el final del período de llene.

Detrás del frente de agua, la saturación de petróleo se va reduciendo progresivamente a medida que el petróleo va siendo desplazado por la corriente de agua, hasta que, finalmente, se alcanza la saturación de petróleo residual.

- **Ruptura**

Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continúa, pero la tasa de producción de petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua (en términos de volúmenes de yacimiento). Si la saturación de agua inicial de la formación es menor que la requerida para fluir, la producción del petróleo durante esta fase estará libre de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo.

La Fig. 2.2 muestra las saturaciones de los fluidos en el momento en que se alcanza la ruptura.

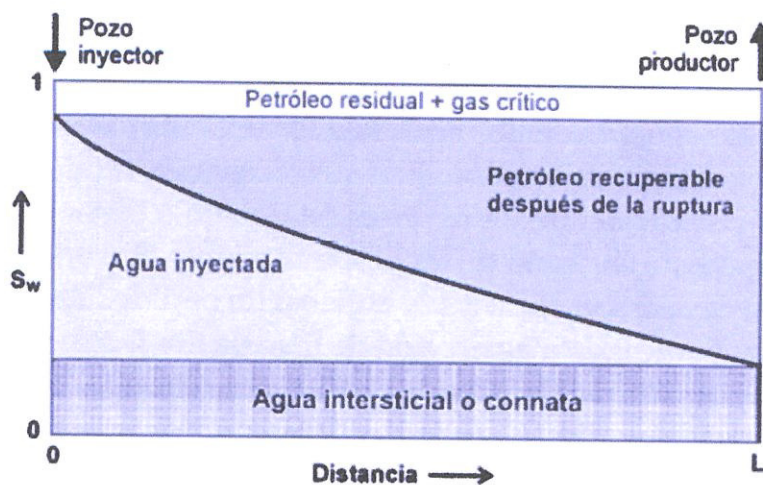


FIGURA 2.2. DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN EL MOMENTO DE LA RUPTURA ⁽¹⁾.

- **Posterior a la ruptura**

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. Durante esta fase final de inyección, el área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizará cuando no sea económico. Finalmente, al llegar la etapa de agotamiento de la inyección de agua, la porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua.

La Fig. 2.3 muestra la distribución final de saturación de los fluidos después que concluye la inyección de agua.

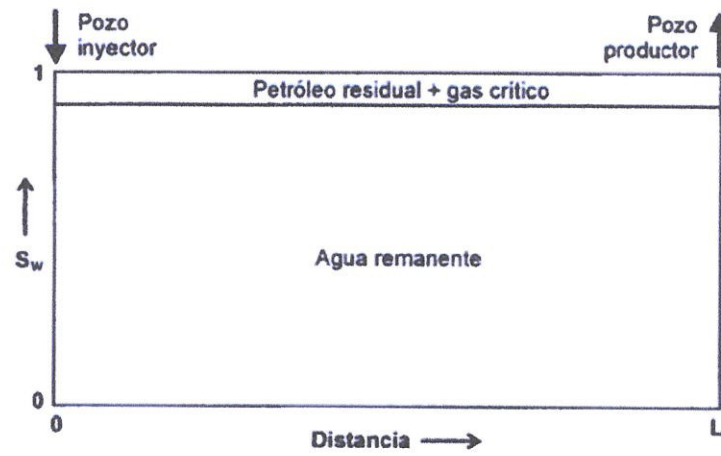


FIGURA 2.3. DISTRIBUCIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS FLUIDOS EN EL MOMENTO DEL ABANDONO ⁽¹⁾.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1). Paris de Ferrer, Magdalena: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición, 2001, pág 76, 77.
-

CAPÍTULO 3

3. ARREGLOS DE POZOS Y EFICIENCIA DE BARRIDO

Un factor predominante que controla las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectores con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

La eficiencia de desplazamiento es un factor microscópico determinado usualmente mediante pruebas de laboratorio de desplazamiento en sistemas lineales, y se calcula para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión. El desplazamiento lineal ocurre en capas uniformes de sección transversal constante donde los extremos de entrada y salida están abiertos al flujo; en estas condiciones el frente de inundación avanza como un plano, y cuando llega al extremo de salida, se considera que el 100% del volumen poroso ha sido contactado por el fluido inyectado. Sin embargo, para que esto ocurra, el frente debe avanzar como un plano

horizontal cuando las fuerzas gravitacionales segregan los fluidos, o como un plano vertical cuando estas fuerzas son de poca importancia. No obstante, desde un punto de vista práctico, no es posible tener condiciones en el yacimiento que realmente simulen un desplazamiento lineal, ya que la acción combinada de la gravedad y la capilaridad hacen que el mecanismo total de desplazamiento de cualquier operación de inyección de agua nunca sea lineal. Las dificultades que se presentan al suponerse esta condición pueden minimizarse cuando se aplica el concepto de eficiencia de barrido volumétrico en los cálculos de recuperación de petróleo por efecto de la inyección de agua. Dicha eficiencia es un factor macroscópico y se define generalmente como el producto de la eficiencia de barrido areal por la eficiencia de barrido vertical.

En general, el barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, esta fracción se define como eficiencia de barrido areal, E_A , y si es vertical, como eficiencia de barrido vertical, E_V , y siempre se interpretará como la eficiencia a la ruptura, a menos que se indique lo contrario.

3.1. RAZÓN DE MOVILIDAD

Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo), y puede relacionarse con la conductancia en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado. Así se tiene:

$$M_{D,d} = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{Desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_D}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_d} \quad (3.1)$$

Si el agua desplaza al petróleo:

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (3.2)$$

De aquí en adelante, en el uso del término razón de movilidad se considerará normalmente que la fase desplazante es el agua y el fluido desplazado es el petróleo y se denotará simplemente como M, a menos que se indique lo contrario.

Es importante observar que las permeabilidades relativas al agua y al petróleo, en la ecuación 3.2, están definidas con base en dos puntos

diferentes en el yacimiento ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾. Esto es, k_{rw} , la permeabilidad relativa al agua en la porción de yacimiento que ha sido contactada por el agua (zona invadida) y k_{ro} , la permeabilidad relativa al petróleo en el banco del petróleo (zona no invadida del yacimiento). La ecuación 3.2 también muestra que la razón de movilidad es función de las saturaciones de los fluidos, Esto representa un problema, pues, de acuerdo con la teoría frontal del desplazamiento de petróleo, existe un gradiente de saturación detrás del frente de invasión. Como k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua detrás del frente, entonces, según Craig y col ⁽⁴⁾, la misma debe evaluarse a la saturación promedio de agua a la ruptura y k_{ro} , en el banco de petróleo formado delante del frente de invasión, esto es, a la saturación de agua connata, S_{wc} .

Por lo tanto:

$$M_{w,o} = \frac{\mu_o(k_{rw})_{SWP}}{\mu_w(k_{ro})_{SWC}} \quad (3.3)$$

La saturación promedio de agua detrás del frente permanece constante hasta la ruptura. De acuerdo con esto, con base en la ecuación 3.3, la razón de movilidad también permanecerá constante hasta la ruptura.

Después de la ruptura, la razón de movilidad ya no es constante: aumenta continuamente en respuesta al aumento de la saturación promedio de agua en el yacimiento, lo cual causa que k_{rw} también aumente.

M, generalmente, se designa como favorable o no favorable, dependiendo de si es menor o mayor que uno. Cuando $M=1$, las movilidades del petróleo y del agua son idénticas y los fluidos encuentran la misma resistencia al moverse dentro del yacimiento. Cuando $M<1$, el petróleo fluye más que el agua y por lo tanto es muy fácil para el agua desplazar el petróleo; esta condición generalmente da como resultado altas eficiencias de barrido y buen recobro de petróleo. Por el contrario, cuando $M>1$, el agua se mueve más fácilmente que el petróleo y no es muy efectiva para desplazarlo. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo tienden a disminuir a medida que la razón de movilidad aumenta.

El uso más importante de la razón de movilidad es para determinar la eficiencia de barrido areal.

Si el petróleo desplaza al gas:

Al existir una saturación de gas antes de comenzar la inyección de agua, se desarrolla un banco de petróleo que desplaza una parte significativa del gas libre que existe en el yacimiento. En este caso, la razón de movilidad entre el petróleo y el gas vendrá dada por:

$$M_{o,g} = \frac{(k_{ro})_{Swc}}{(k_{rg})_{Sg}} * \frac{\mu_g}{\mu_o} \quad (3.4)$$

Dónde: $M_{o,g}$ es la razón de movilidad entre el petróleo desplazante y el gas desplazado; $(k_{rg})_{Sg}$, la permeabilidad relativa al gas a la saturación de gas, S_g ; y μ_g , la viscosidad del gas en cp.

En la mayoría de las invasiones donde el petróleo desplaza al gas, se pueden utilizar las siguientes aproximaciones: $(k_{ro})_{Swc} \cong 1$; $(k_{rg})_{Sg} \cong 0,1$ y $\mu_g \cong 0,02$ cp. Por lo tanto:

$$M_{o,g} \cong \frac{1}{0,1} * \frac{0,02}{\mu_o} \quad (3.5)$$

$$o \quad M_{o,g} \cong \frac{0,2}{\mu_o} \quad (4.6)$$

Por consiguiente, la razón de movilidad entre el banco de petróleo desplazante y el gas desplazado depende fuertemente de la viscosidad del petróleo desplazante y de la del gas desplazado, como se muestra en la tabla siguiente:

TABLA 3.1. RELACIÓN ENTRE LA RAZÓN DE MOVILIDAD GAS-PETRÓLEO Y LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

$\mu_o(cp)$	$M_{o,g}$
0,50	0,40
1,00	0,20
10,00	0,02

3.2 ARREGLOS DE POZOS

Los factores que influyen en la selección del tipo de arreglo de pozos son: la forma original en que ha sido producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectoras a pozos productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, algunas veces también se utilizan arreglos irregulares en los yacimientos como el que se presenta en la Fig 3.1.

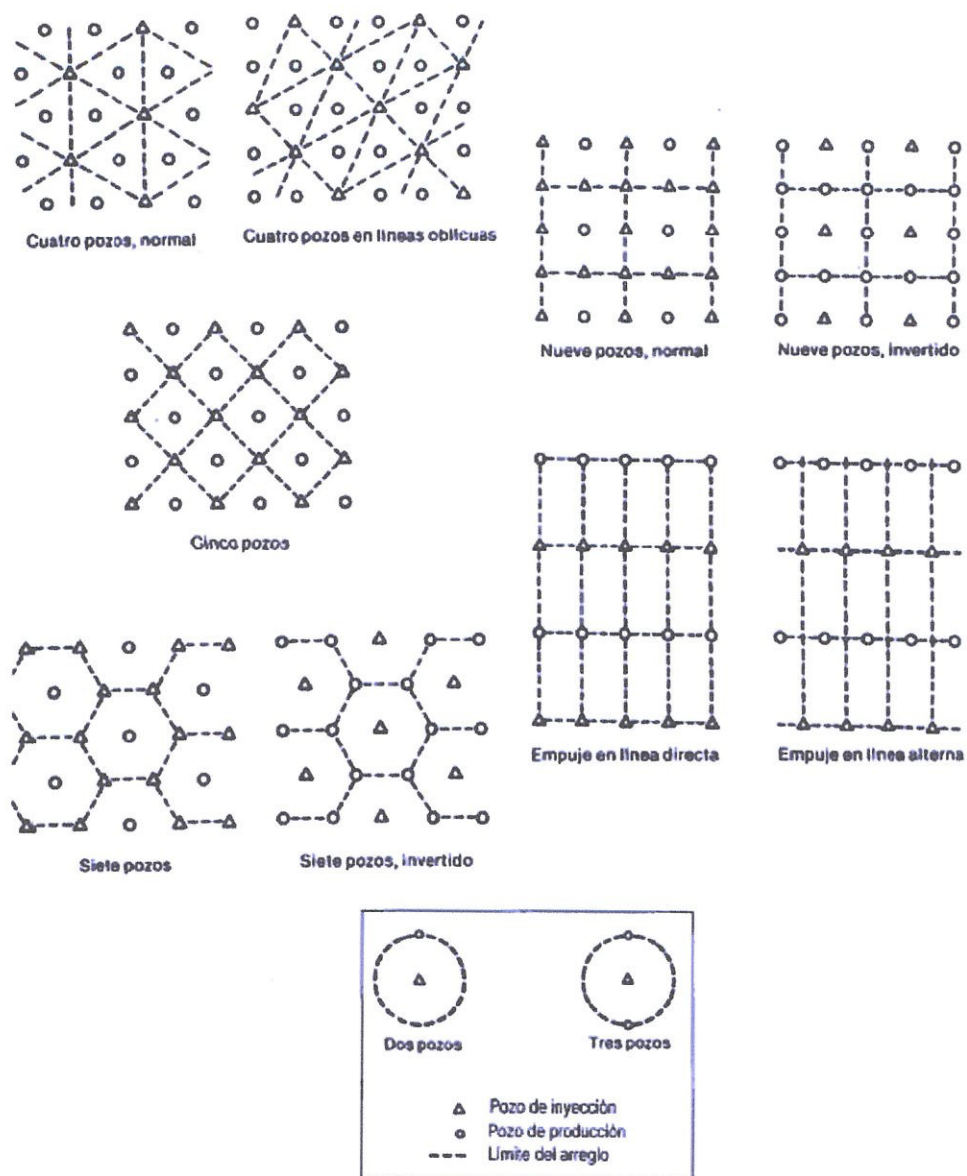


FIGURA 3.1. DIFERENTES TIPOS DE ARREGLOS DE POZOS (según Craig ⁽¹⁾).

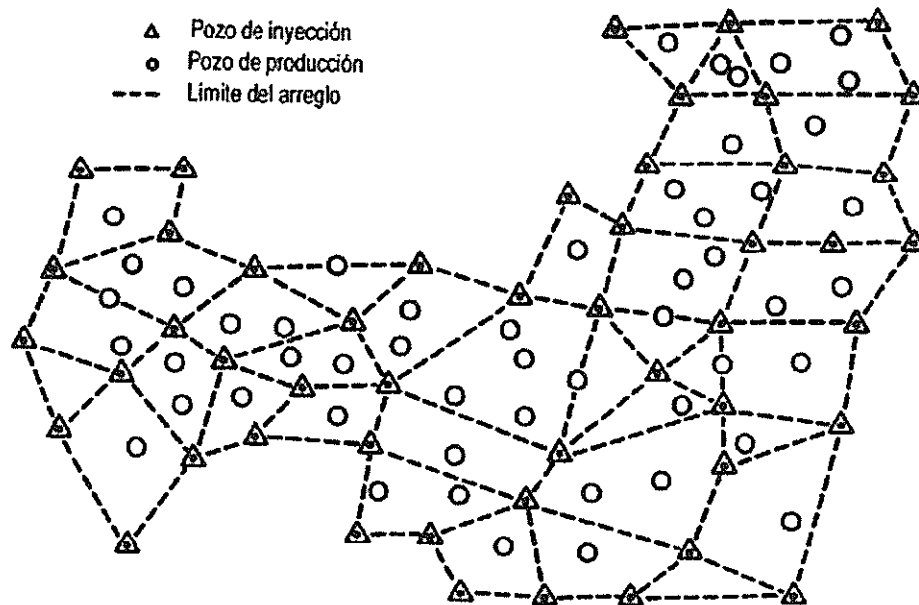


FIGURA 3.2 ARREGLOS DE POZOS IRREGULARES (según Rose y Col ⁽⁵⁾).

TABLA 3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS ARREGLOS DE POZOS ⁽⁶⁾

Tipo de arreglo	$R_{PI/PP}$	Elementos del Arreglo
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alterna	1	Líneas desfasadas de pozos
5 pozos	1	Cuadrado
7 pozos	2	Triángulo equilátero
7 pozos invertido o de 4 pozos	1/2	Triángulo equilátero
9 pozos	3	Cuadrado
9 pozos invertido	1/3	Cuadrado

3.2.1 Principales parámetros que caracterizan los arreglos de pozos

Los principales parámetros se ilustran en la Fig. 3.3. Entre ellos se tiene:

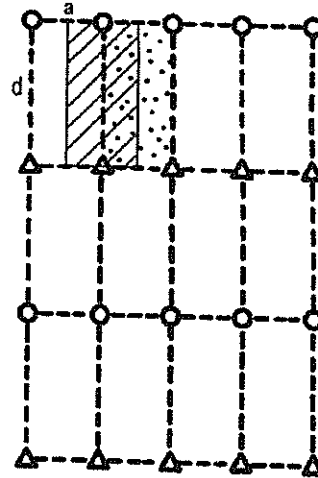


FIGURA 3.3. ARREGLOS DE EMPUJE EN LÍNEA DIRECTA (Craig ⁽¹⁾).

- **La relación d/a** , donde:
 - d : Distancia más corta entre líneas de pozos de distinto tipo, situadas a continuación de la otra en una misma columna.
 - a : Distancia más corta entre pozos del mismo tipo que se encuentran en una misma fila, uno a continuación del otro.

- **La razón pozos de inyección a pozos de producción, $R_{PI/PP}$** :
 - Esta razón se calcula dividiendo el número de pozos inyectoros que afectan directamente a cada productor, entre el número de pozos productores que reciben efecto directo de un inyector.

Por ejemplo en el caso de la Fig. 3.3 esta relación es uno, puesto que la inyección de un pozo se reparte hacia 6 pozos productores, mientras que a cada productor lo afectan 6 pozos inyectoros.

- **La unidad del arreglo:**
 - Es la menor porción del arreglo que lo representa. También se conoce como elemento de simetría del arreglo por su simetría en el flujo y debe incluir al menos un pozo productor y un inyector. Todos los estudios se realizan sobre este elemento; así por ejemplo, si para determinadas condiciones se encuentra que la eficiencia de barrido areal es 72%, eso significa que este valor será válido tanto para el elemento de simetría como para todo el arreglo.

3.3 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL, E_A

Se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Es decir:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad (4.7)$$

La Fig. 3.4 también permite definirla y muestra la posición del frente de invasión en sucesivos períodos hasta la ruptura, para un arreglo de 5 pozos. La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos; las propiedades de las rocas y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

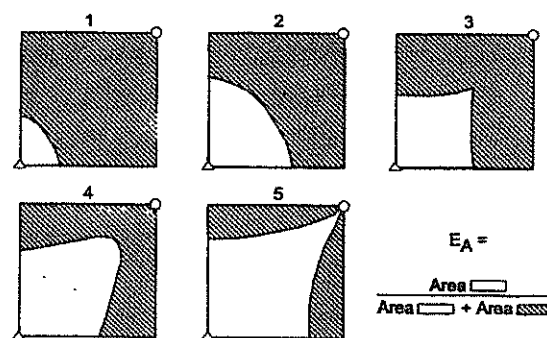


FIGURA 3.4. REPRESENTACIÓN DEL ÁREA HORIZONTAL BARRIDA A DIFERENTES TIEMPOS PARA UN ARREGLO DE 5 POZOS (según Smith y Cobb⁽³⁾).

Existen otros factores que se pueden modificar, los cuales se relacionan con la localización de los pozos inyectores y productores y con las densidades y viscosidades de los fluidos. Entre otros factores los más importantes son:

1. **Geometría de los pozos de inyección y producción:** Se refiere a la configuración areal existente entre los pozos productores y los inyectores.
 2. **Razón de movilidad:** En general, la eficiencia areal disminuye cuando la razón de movilidad aumenta.
 3. **Volumen de fluidos inyectados:** La eficiencia areal aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo. Así, se habla de eficiencia areal en el momento de la ruptura y de eficiencia areal después de la ruptura, relacionándola con determinado volumen de fluidos inyectados.
-

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1). Craig F.F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) Pág. 3.
 - (2). Ferrer, J.: Notas Sobre Métodos de Predicción de la Recuperación Secundaria de Petróleo por Inyección de Agua, Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad de Zulia, (1970).
 - (3). Smith, J. y Cobb, W.: Waterflooding Notebook, William M. Cobb & Associates, Inc., Lubbock, Texas (1992).
 - (4). Craig, F., Geffen, T. y Morse, R.: Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Models Tests, Trans., AIME (1955)204, 7-15.
 - (5). Rose, S.C., Buckwalter, J.F. y Woodhall, R.J.: The Design Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1989)11
 - (6). Scientific Software Intercomp (SSI), Notebook of Improved Oil Recovery by Waterflooding and Gas Injection, Denver (1981).
-

CAPÍTULO 4

4. HISTORIAL DE DESARROLLO Y EJECUCIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN RESERVORIO DE MUY BAJA SATURACIÓN ⁽¹⁾.

4.1 INTRODUCCIÓN

El campo Dillinger Ranch, localizado en la región de Campbell, Wyoming, fue descubierto en 1964. Después de una declinación inicial de presión desde 3909 hasta 1000 psi (punto de burbuja) y producción de crudo de solo el 4% del total de petróleo in-situ, las operaciones de inyección de agua se iniciaron en este reservorio. Se presentaron problemas inusuales de producción que representaron retos de ingeniería como el flujo plástico del salino Goose Egg a 8800 pies sumado al levantamiento artificial de grandes volúmenes de fluido por debajo de los 9000 pies. Las operaciones de recuperación secundaria han estado en vigor durante dos años y medio y los resultados

hasta 1967 indicaron que este reservorio es muy propicio para la inyección de agua. Los pozos en respuesta a la inyección de agua demostraron aumentos de las tasas de producción desde 120 hasta 700 barriles al día.

4.2 PARÁMETROS DE GEOLOGÍA Y RESERVORIO

El campo Dillinger Ranch está localizado en el flanco este de la cuenca del río Powder en la región de Campbell, Wyoming, a unas 22 millas al sudeste del pueblo de Guillette (Fig. 4.1).

De edad pérmica, la sección Minnelusa superior está compuesta por varias zonas que son potenciales productoras de petróleo. Como resultado de la erosión de Minnelusa, la zona "A" no se encuentra en la sección de ésta área. Consecuentemente, la zona "B" es la más superficial en el campo Dillinger Ranch y es la única en Minnelusa que es productora de petróleo en este campo. Consiste en capas alternas de areniscas productivas y lentes de dolomita-anhidrita no productivos. La Fig. 4.2 es un registro sónico gamma-ray del pozo N° 6 del campo y muestra las 4 zonas de desarrollo de porosidad: B1, B2, B3 y B4. Debido a que la B1 solo está presente en la porción noreste del campo y la B4 que siempre está o mojada o apretada, las zonas B2 y B3 son las responsables de toda la producción de Dillinger Ranch.

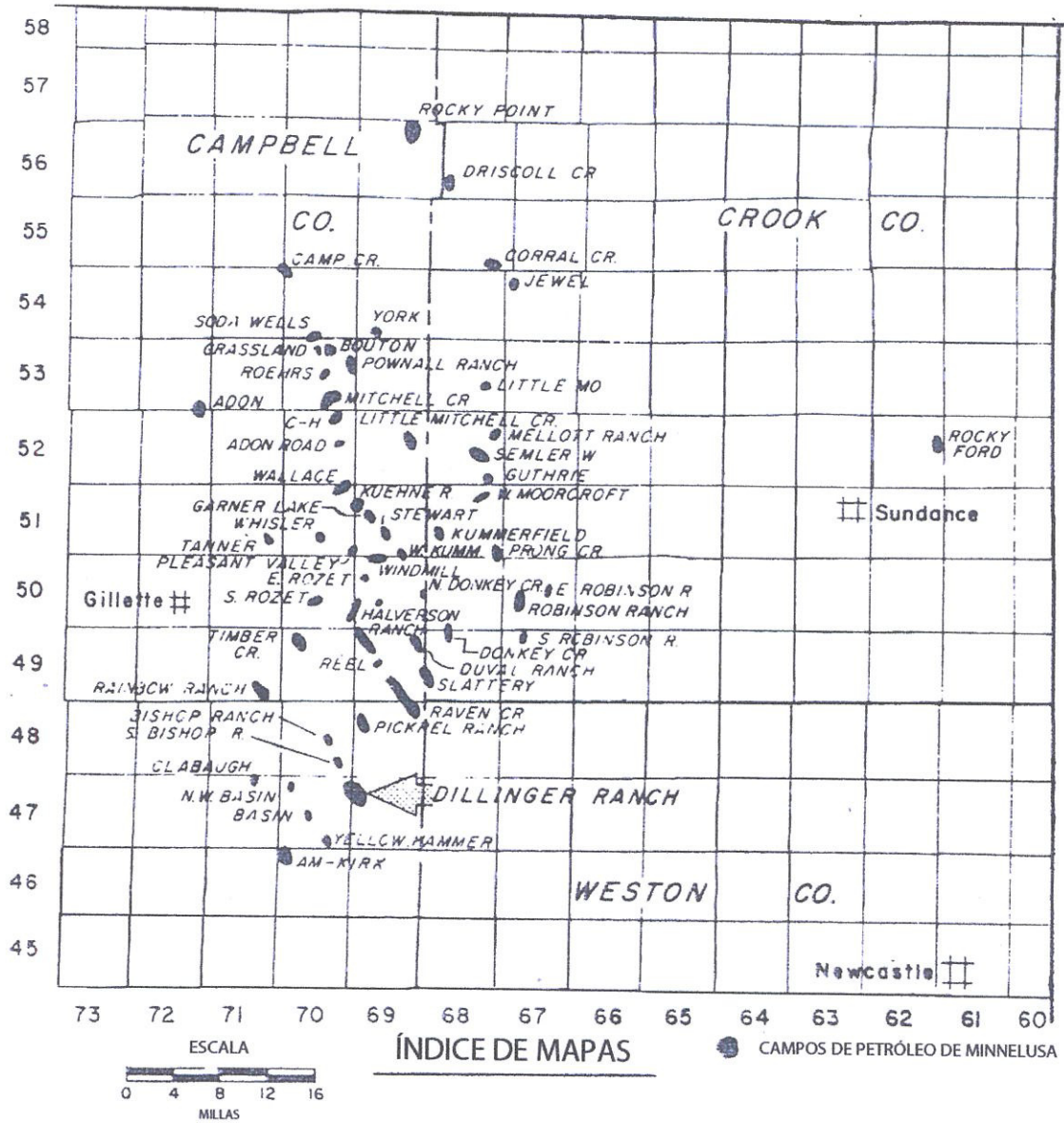


FIGURA 4.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO DILLINGER RANCH.

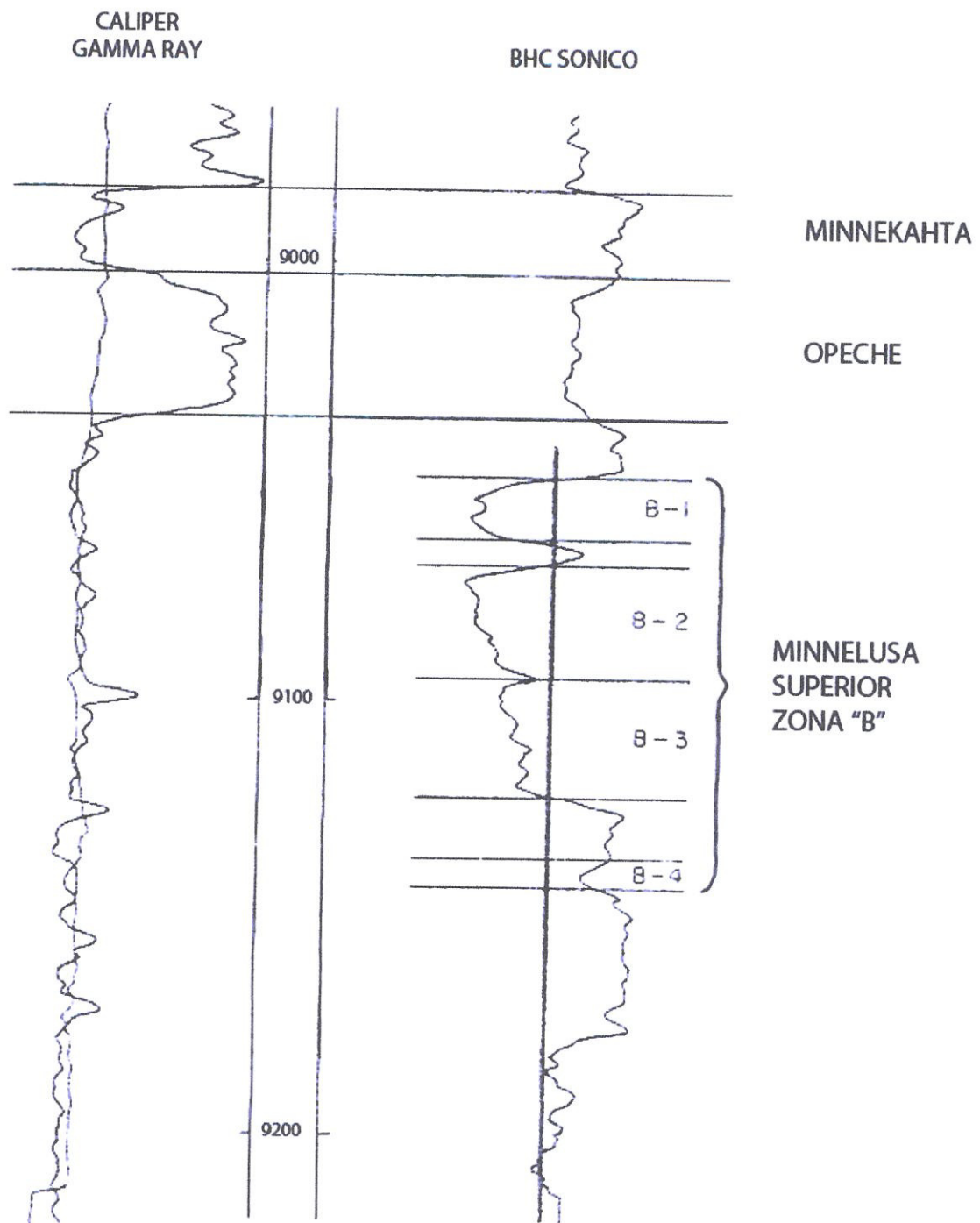


FIGURA 4.2. REGISTRO GAMMA RAY DEL POZO N°6

Las areniscas B2 y B3 que tienen de grano muy fino a grano medio que son rocas blancas cuarcíticas con cemento de dolomita-anhidrita, están presentes en el sur y el oeste del campo como lentes separados y tienen propiedades de las rocas un poco diferentes. El mapa de isópacas (Fig. 4.3) representa el total de pies netos de pago encontrados en las zonas B1, B2 y B3. Un límite de porosidad del 10% (registro sísmico) fue usado. Las propiedades promedio del reservorio son mostradas en la Tabla 4.1. La Fig. 4.4 es un mapa estructural del tope de porosidad de Minnelusa.

Tres tipos de bordes gobiernan los límites productivos de este reservorio. Éstos son mostrados en el mapa de isópacas y consiste de un truncamiento en la lutita Opeche en el este y oeste, un cambio de facies en el norte y un contacto petróleo-agua a 4820 ft en el sur. El cambio de facies en el norte es atribuido al espesor de la lutita Opeche en esta área (más de 80 ft). Se cree que la penetración de las evaporitas desde las lutitas Opeche han destruido la permeabilidad en esta área que buza hacia arriba, mientras que el intervalo B2 – B3 permanece muy uniforme en espesor.

La productividad del estrato Minnelusa en este campo esta correlacionada directamente con el espesor de la lutita Opeche, por ejemplo, mientras más espesa sea Opeche, más pobre será el pozo.

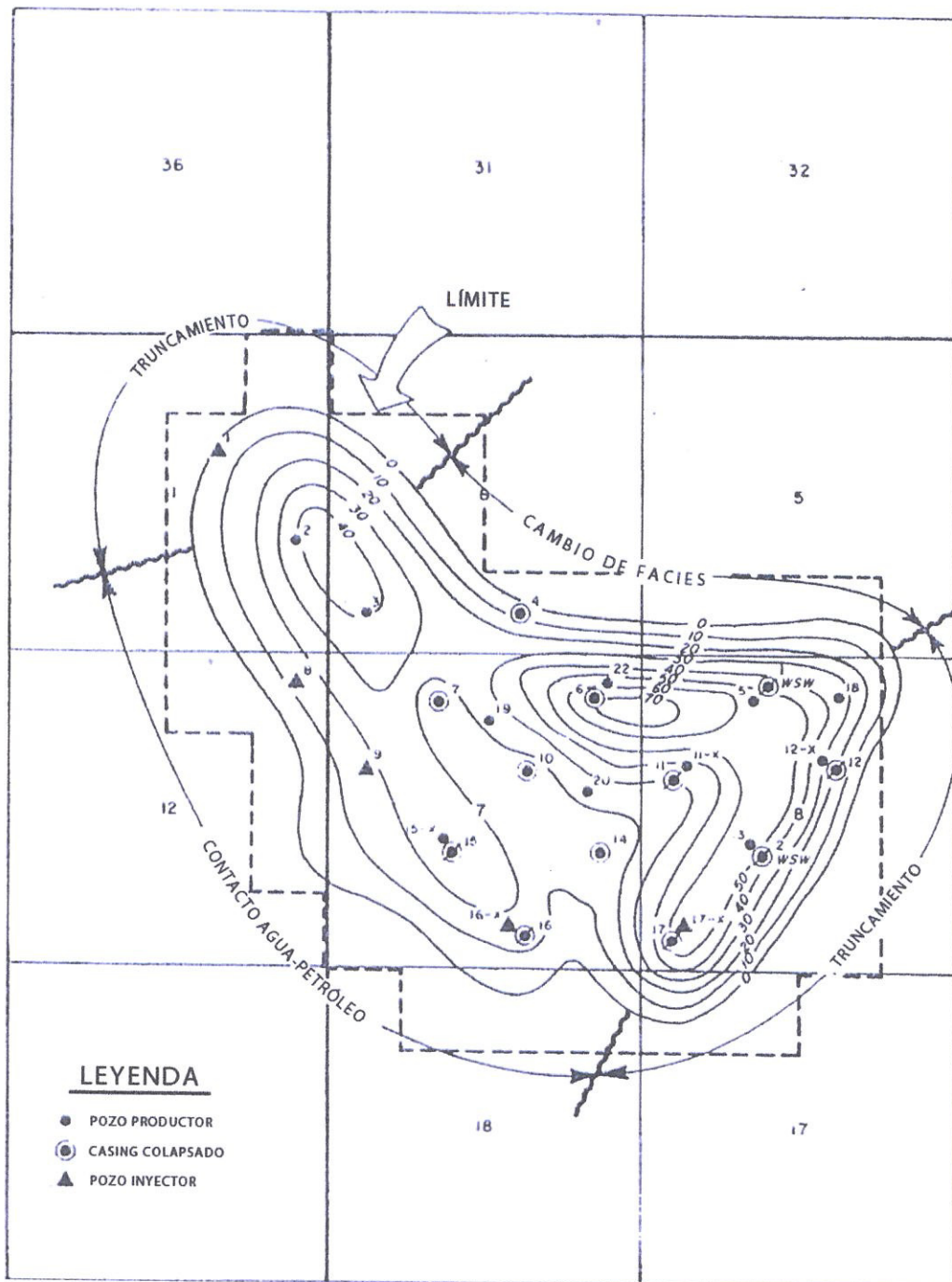


FIGURA 4.3. ARENA PRODUCTIVA NETA – FORMACIÓN MINNELUSA
TIPOS DE LÍMITES DEL RESERVORIO

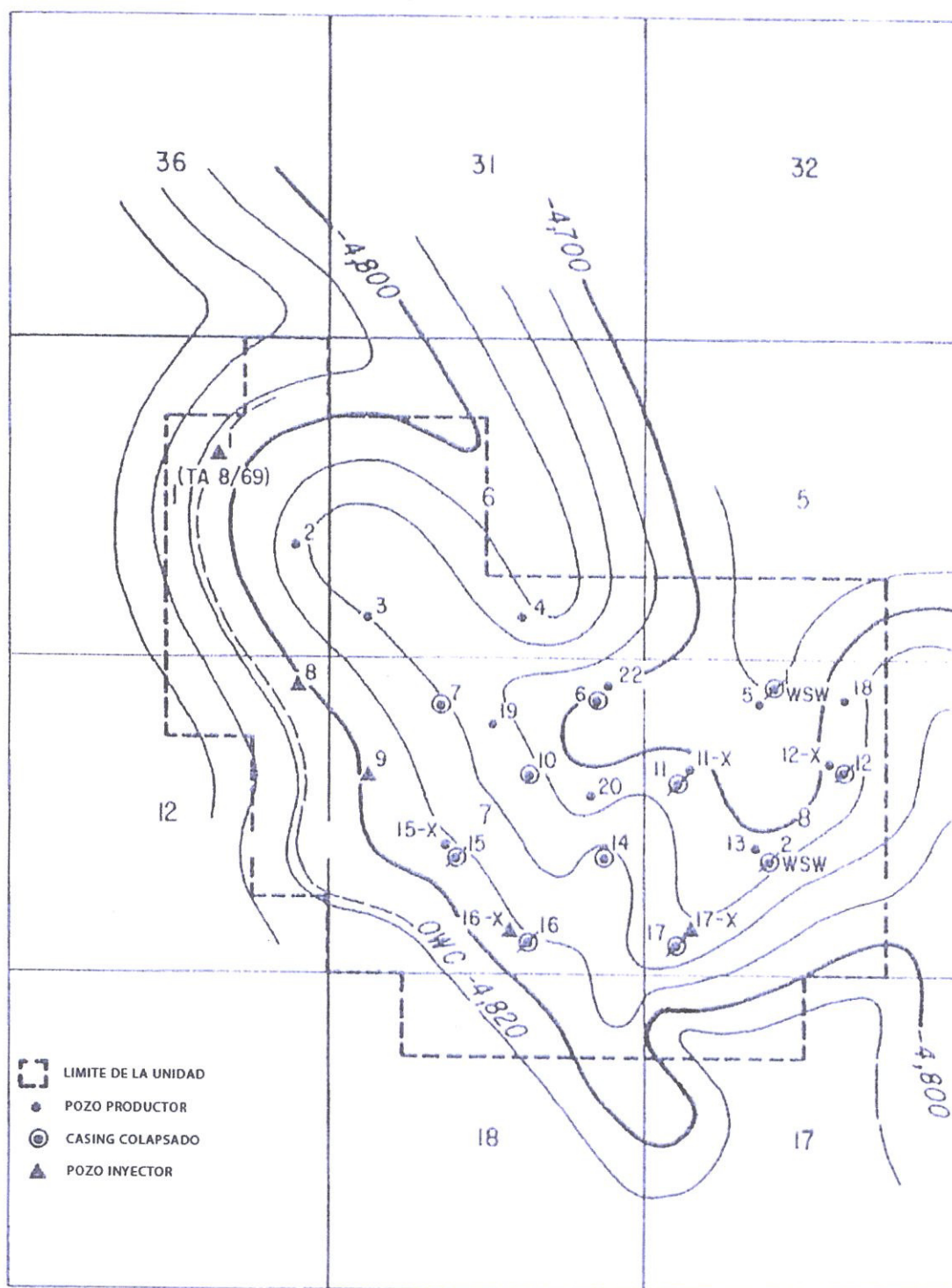


FIGURA 4.4. MAPA ESTRUCTURAL DE LA FORMACIÓN MINNELUSA

Las propiedades de los fluidos del reservorio son mostradas en la Tabla 4.1. Con una presión inicial de reservorio de 3909 psig y un punto de burbuja de solo 984 psig, este reservorio de muy baja saturación experimentó una gran declinación de presión durante las primeras etapas de desarrollo. La pierna de agua que buza hacia abajo en este reservorio no está activa.

**TABLA 4.1. FORMACIÓN MINNELUSA
DILLINGER RANCH, CAMPBELL, WYOMING**

Propiedades de la roca	
Porosidad, %	16,8
Permeabilidad, md	100
Saturación de agua connata, %	20
Espesor promedio, pies	24
Profundidad promedio de la zona de pago, pies	9,100
So, después de la inyección, %	39
Propiedades de los fluidos	
Temperatura del reservorio, °F	231
Presión inicial del reservorio @ 4,800 pies, psi	3,909
Presión de saturación del crudo, psi	984
Relación gas en solución – petróleo, scf/bbl	144
Factor volumétrico de formación	1,18
Viscosidad al punto de burbuja, cp	0,86
API	37,2
Mecanismo de empuje primario	Expansión de fluido y gas en solución
Razón de movilidad	0,24

4.3 DESARROLLO DEL CAMPO Y SU PRODUCCIÓN PRIMARIA

Este campo fue descubierto en Febrero de 1964 por una prueba exitosa de perforación del Minnelusa en el pozo N° 10. El recobro fue de 2500 ft (35 Bbl) de petróleo en dos horas. Para el fin del año, fueron perforados 17 pozos productores y 4 pozos secos. El potencial inicial de estos pozos oscilaba desde 53 BOPD y 125 BWPD (Pozo N°8) hasta 571 BOPD y 0 BWPD (Pozo N°15), siendo el promedio 320 BOPD y 22 BWPD. En enero de 1965, menos de un año del descubrimiento, la producción del campo alcanzó su punto máximo a 3200 BOPD (Fig. 4.5). La consiguiente declinación de la tasa de producción (73%/año) fue atribuida a dos factores.

Debido a la naturaleza de baja saturación del petróleo, la presión del reservorio declinó desde su presión natural (3909 psi) a 1000 psi para mediados de 1965 luego de la producción aproximada de 1 millón de barriles de petróleo. La Fig. 4.6 muestra esta dramática pérdida de presión como función de la producción acumulada. Los cálculos de balance de materiales indicaron que el recobro primario sería de solo el 12 % del petróleo in-situ.

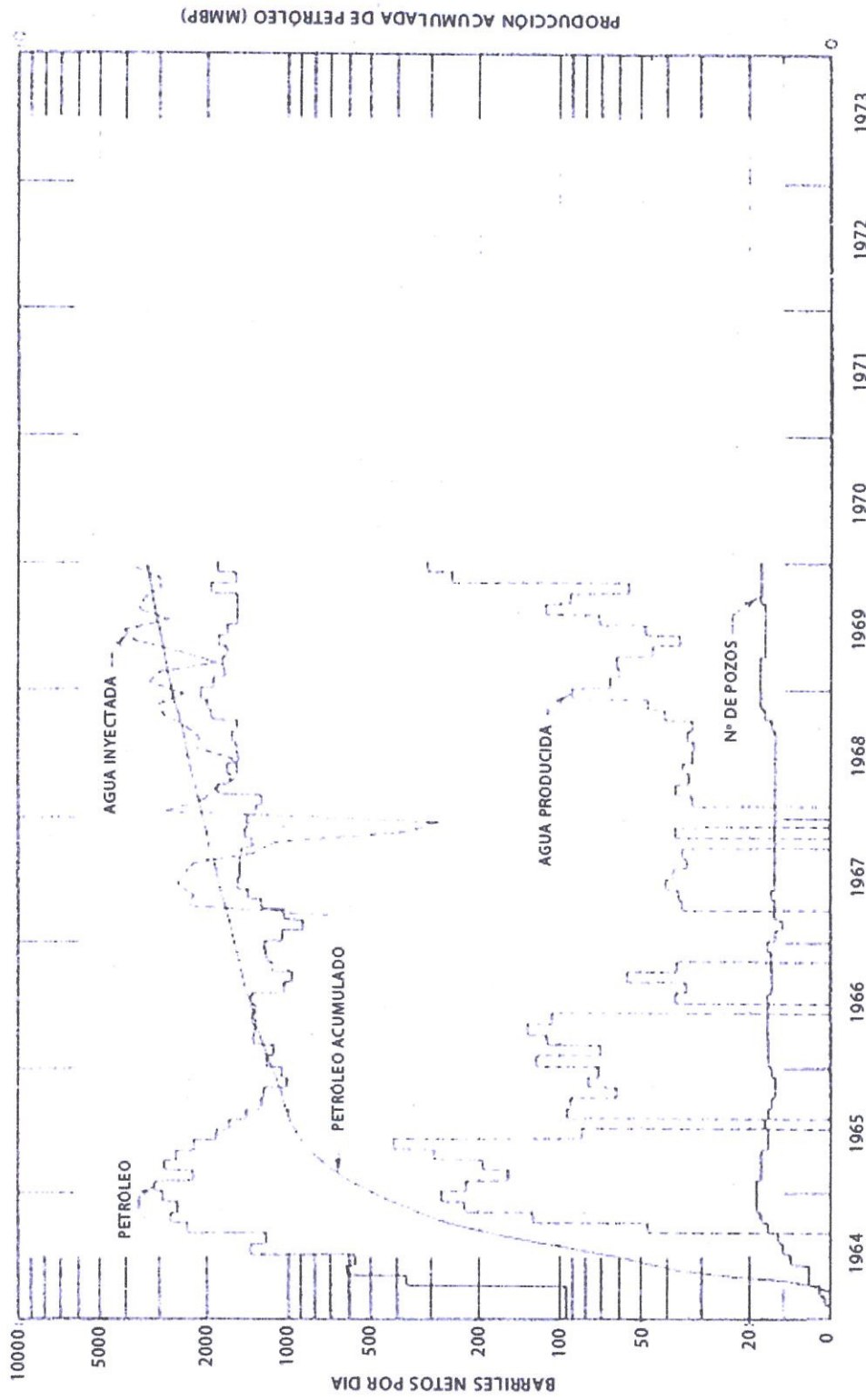


FIGURA 4.5. CURVAS DE DESARROLLO

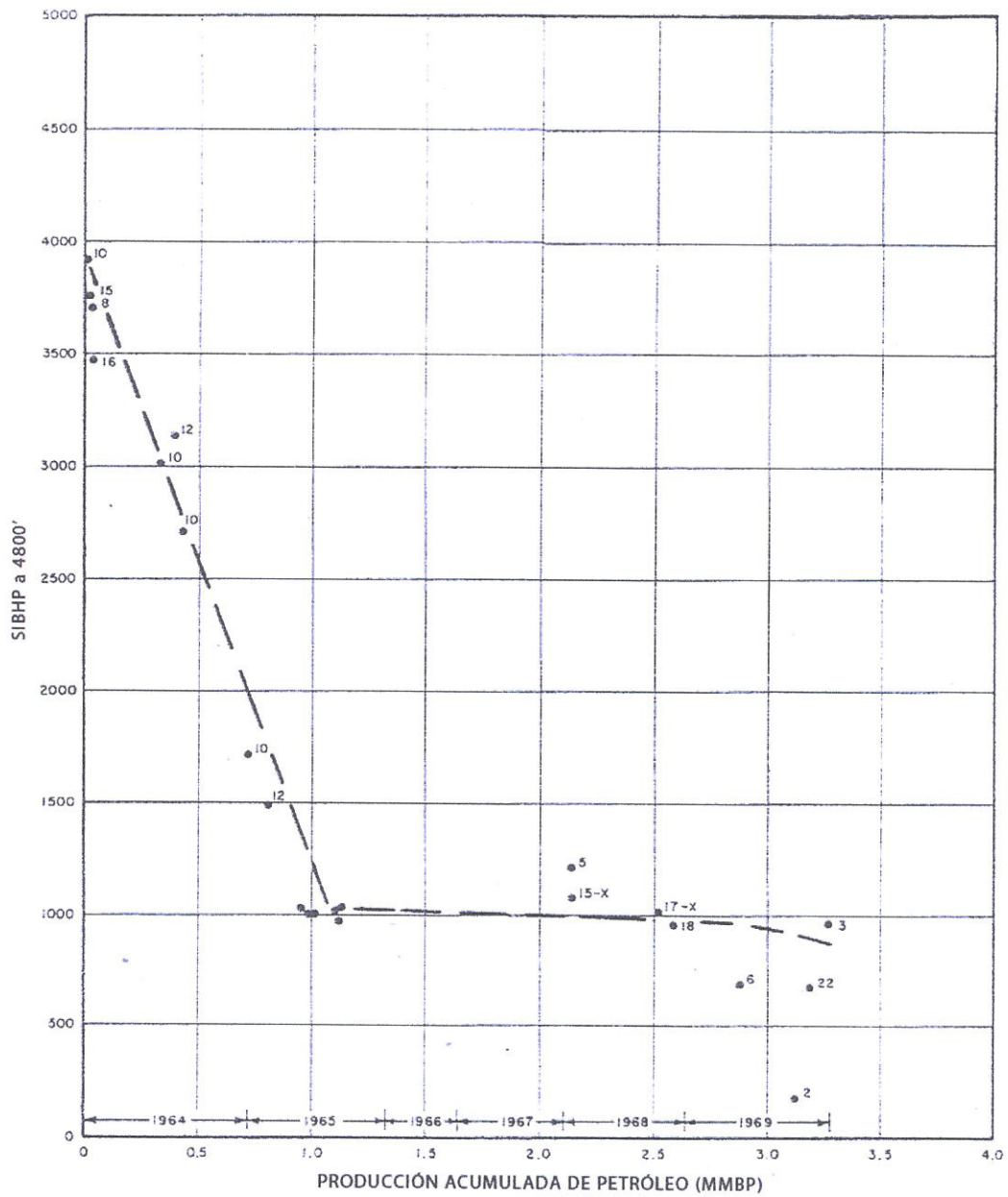


FIGURA 4.6. HISTORIAL DE PRESIÓN DE FONDO

La segunda causa de la rápida pérdida de presión fue la productividad reducida de los pozos, debido al colapso de los casings. En noviembre de 1964, 10 meses después de la completación, el casing colapsó en el pozo N° 10, frente a la sección salina Goose Egg – 8800 a 89000 ft. Este problema apareció solo días después que el diecisieteavo pozo fue completado con un casing de 11.5-lb/ft y OD N-80 en la sección opuesta a esta sección de evaporitas. El mapa de isópacas muestra la localización de los 13 pozos en los cuales los casings colapsaron. Los únicos en los que no sucedió este desastre se encontraban en la sección noroeste del campo. En esta sección, el intervalo salino es mucho más fino lo cual permitió a los taladros originales seguir operando.

Para resumir el historial de perforación y desarrollo de este campo de 1500 acres, actualmente consta de 16 pozos productores (5 con tubería colapsada), 4 pozos con inyección de agua, 1 pozo cerrado con inyección de agua, 2 pozos que suministran agua, 5 pozos que han sido taponados debido al colapso de las tuberías y 6 pozos secos, un total de 34 pozos perforados en Minnelusa.

4.4 PROBLEMAS DE PERFORACIÓN

Los pozos de desarrollo iniciales no aparentaron presentar problemas. Fueron perforados con agua fresca a 8000 ft aproximadamente, y luego “enlodados” para estabilizar las condiciones del pozo y para el recobro de las muestras. Se usaron lodos con pesos de 10.0 a 10.2 lb/gal y resultaron en perforaciones pobres – 17 días para alcanzar 9000 ft. Se realizaron mejoras cuando se optimizó la mecánica de perforación y se usó para perforar un sistema de lodos de baja salinidad y bajo contenido de sólidos. Una comparación de las curvas de tiempos de perforación es mostrada en la Fig. 4.7, la cual indica que se redujeron 6 días para alcanzar los 9000 ft. Sin embargo, como indica el recuadro en la Fig. 4.7, la erosión del hoyo en la sección salina Goose Egg fue severa en los dos programas de lodos.

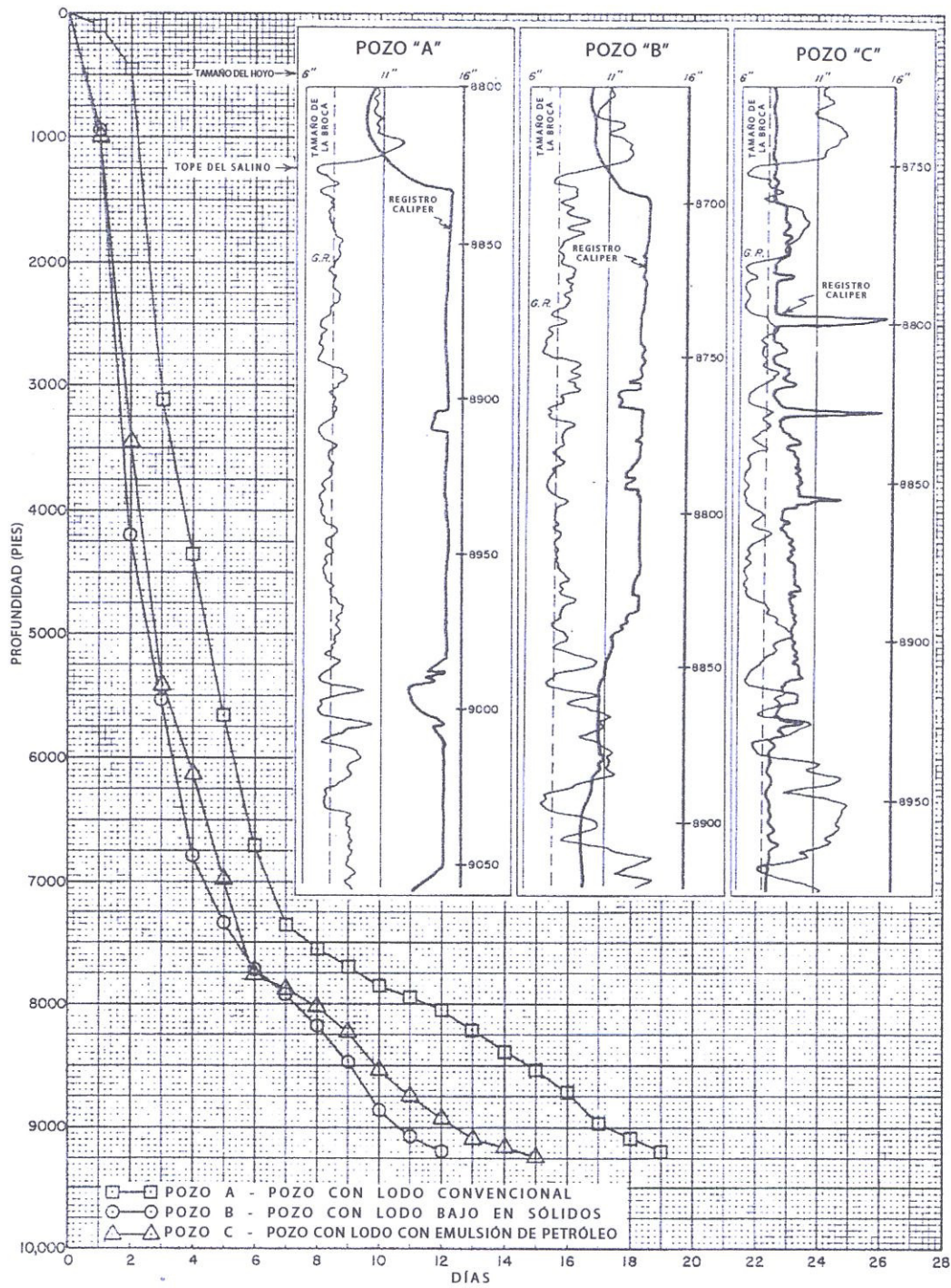


FIGURA 4.7. CURVAS DE TIEMPO DE PERFORACIÓN Y REGISTROS CALIPER

Después del colapso de los primeros pozos, se tomaron medidas preventivas al perforar los pozos siguientes. Se usó un fluido de perforación no soluble; y se diseñaron casings para una carga de colapso de 1 psi/ft en la sección salina. Se usó un lodo saturado de sal en un pozo, pero esto no previno la erosión en esta sección. Sin embargo este pozo sigue operando debido al fuerte casing usado (P-110). Los demás pozos se perforaron con lodos a base de agua fresca hasta el tope de la sección Goose Egg, y luego se convertía en lodo de emulsión invertida conteniendo 60% de petróleo y 40% de agua. Este lodo fue usado para la profundidad total y para dejar que el casing de producción sirva como un set de casings para impedir la corrosión externa. La curva de tiempo de perforación y un registro caliper para uno de estos pozos es mostrado como pozo "C" en la Fig. 4.6. Como indican los registros del Caliper, el diámetro promedio del pozo en la sección salina se redujo de más de 16 pulgadas a menos de 10 pulgadas al usar el lodo con la emulsión de petróleo. Se sacrificaron algunos tiempos de perforación, pero se aseguró la permanencia de un pozo.

Se puede detectar otro interesante fenómeno de perforación al observar las curvas de tiempos de perforación en la Fig. 4.6. Debido a que la presión de formación en Minnelusa ha sido depletada a menos de 1000 psi, existió un serio sobre balance de las presiones en los pozos

perforados con un fluido de perforación de 8 lb/gal; y consecuentemente, se experimentaron tasas extremadamente bajas de penetración mientras se perforaban los últimos 50 a 100 pies del hoyo. Esto es el por qué el pozo "C" en la Fig.4.6 exhibe un aplanamiento en los tres días finales de la curva de tiempo de perforación. Las pérdidas de circulación en la depletada Minnelusa, sin embargo, no han sido problema en las nuevas perforaciones.

4.5 PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN

El colapso de los casings ha sido un problema persistente en el campo durante las operaciones de producción, la primera ocurrió solo 10 meses después que el campo fue descubierto. Los colapsos del casing se experimentaron en 13 pozos diferentes y a aproximadamente 8800 ft, como resultado del flujo plástico de la sección salina Goose Egg. Cuando esto ocurre, el tubing también colapsa y por ende se atasca. La producción puede continuar normalmente a una tasa marginal en estos pozos altamente restringidos colocando una nueva bomba sobre la sección colapsada.

Cuando fue evidente que el colapso de los casings iba a ser un gran problema del campo, se propuso poner mangas de refuerzo en los pozos

restantes. Sin embargo, cuando se intentó instalarlas, se notó que había ocurrido un colapso parcial en los pozos restantes. Se hicieron intentos para poner en marcha esos pozos parcialmente colapsados, pero el costo de los reacondicionamientos era alto y la probabilidad de éxito poca. El proyecto fue abandonado y los pozos re perforados.

Debido a que no se encontró un remedio efectivo para esos pozos con el casing colapsado, se re perforaron 10 pozos reemplazando la capacidad efectiva de producción de los 13 pozos en los que esto ocurrió. Todas las nuevas perforaciones fueron hechas con lodo insolvente y los pozos fueron completados con casings de 5 ½ pulgadas con P-110 opuesto a la sección salina.

Otro problema que ocurrió en 6 pozos es que hubo fugas en los casings debido a la corrosión externa desde los 3500 a los 4000 ft, opuesto a la lutita Pierre. Esto casusa un rápido deceso en la productividad de los pozos y además se caracteriza por la producción de lodo de perforación. Los intentos por reparar las fugas no fueron satisfactorios y la única manera de realizar operaciones de bombeo se resumían en reemplazar los anclajes de las tuberías con un packer. Sin embargo, normalmente se requiere un tratamiento ácido para limpiar la cara de la arena luego de que ocurre una fuga. Esta erosión ha sido controlada usando un sistema

de protección catódica en todos los pozos más el pack de casings, quitando el casing en los nuevos pozos.

Exceptuando la limpieza con tratamientos ácido en las fugas de los casings, los intentos de estimulación de la formación no tuvieron frutos en el campo Dillinger Ranch. Diferentes pozos han sido fracturados, acidizados y tratados con tolueno, pero no se observó una respuesta de producción consistente. Esto concuerda con el desempeño de muchos campos de Minnelusa en esta área.

Los problemas de levantamiento son más complejos debido a la profundidad de la producción (9100 ft) y a las grandes variaciones en las tasas de producción que se pueden experimentar en un solo pozo. Por ejemplo, un pozo recién completado puede tener la capacidad de 300 BOPD y declinar hasta aproximadamente 100 BOPD entre 1 a 3 años a menos que responda a la inyección de agua. Cuando ocurre la respuesta, pueden tener una capacidad de producción final de 800 barriles de fluido por día.

Para resolver estos problemas, se han utilizado unidades de bombeo hasta que la respuesta a la inyección incremente la productividad sobre los 300 barriles de fluido por día, punto en el cual ocurre la sobrecarga en

el equipo. Éste equipo consiste en una unidad con una caja de cambios de 456000 pulgadas-libra, una combinación de sarta de varillas (1 pulgada, 7/8 pulgada y 3/4 pulgada), y un émbolo de la bomba de 1 1/2 pulgadas.

Debido a la profundidad y la baja relación gas-petróleo, se escogieron las instalaciones de bombeo hidráulico para cumplir los requisitos para levantar altos volúmenes. Se instalaron sistemas hidráulicos sin casing en 4 pozos. El petróleo producido en este campo contiene cantidades apreciables de sal la cual es muy perjudicial para los motores de estas bombas. En lugar de remover la sal del fluido motriz, esta es disuelta por la inyección continua de 30 BWPD en la succión de cada triplex. Tomando esta precaución, la vida de la bomba se incrementa en una gran cantidad.

4.6 UNIFICACIÓN Y RECOBRO SECUNDARIO

En septiembre de 1965, 19 meses después de que se perforó el pozo con el que se descubrió el campo, los cuatro propietarios buscaron unificar el campo para propósitos de recuperación secundaria. La compañía Tenneco Oil fue elegida como unidad operadora. Por último, todas las partes interesadas accedieron a que el volumen neto de la arena

productora (acre-pie) fuera más equitativa; y el 1ero de Enero de 1967, la unificación del Dillinger Ranch se hizo efectiva.

4.7 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE LABORATORIO DE INYECCIÓN DE AGUA

La empresa responsable del proyecto de inyección realizó estudios especiales de núcleos en 3 muestras del Minnelusa. Los datos de permeabilidad relativa (petróleo-agua), pruebas de desplazamiento de agua-petróleo y datos de presiones capilares los obtuvieron en la vida temprana del campo. Estos datos indicaron que realizar una inyección en el reservorio Minnelusa, el cual tiene una viscosidad de petróleo de 0.9 cp y viscosidad de agua de 0.4 cp, resultaría en un desplazamiento muy eficiente. La razón de movilidad (agua-petróleo) para este conjunto de condiciones fue calculada ser 0.24/1, la cual por supuesto es altamente favorable. Los datos de permeabilidad relativa (Fig. 4.8) y los estudios de desplazamiento en los laboratorios indicaron que una saturación de petróleo del 38% podría existir luego de reducir a cero la permeabilidad al petróleo.

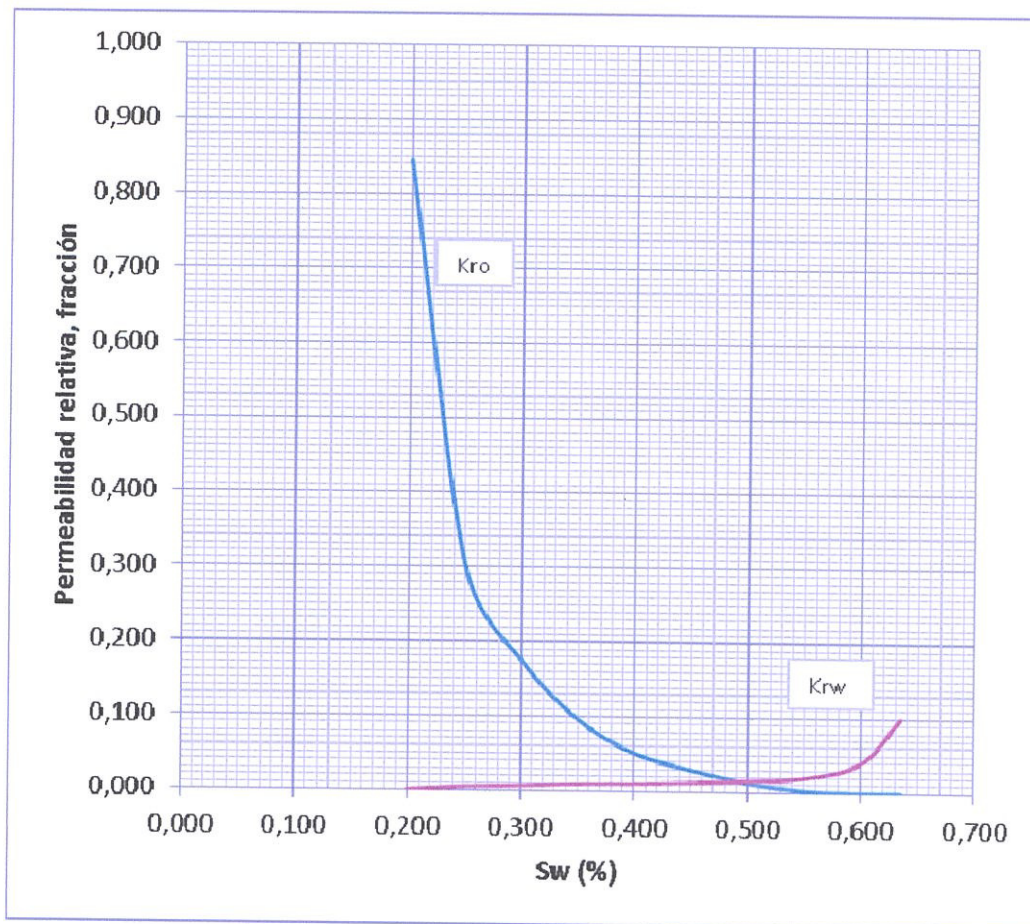


FIGURA 4.8 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PROMEDIO

Los datos de inyección de agua del laboratorio fueron usados para calcular una curva de flujo fraccional mostrada en la Fig. 4.9 como consta en la figura, se realizará un desplazamiento altamente exitoso al realizar la inyección en este reservorio. Debido a que la saturación de petróleo en el frente es de 42%, es evidente que el recobro después de la ruptura será pequeño. La curva también indica que, al 95% de corte de agua, la saturación promedio de petróleo en el reservorio es 39%.

4.8. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN

PREDICCIÓN ANTES DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT ⁽²⁾.

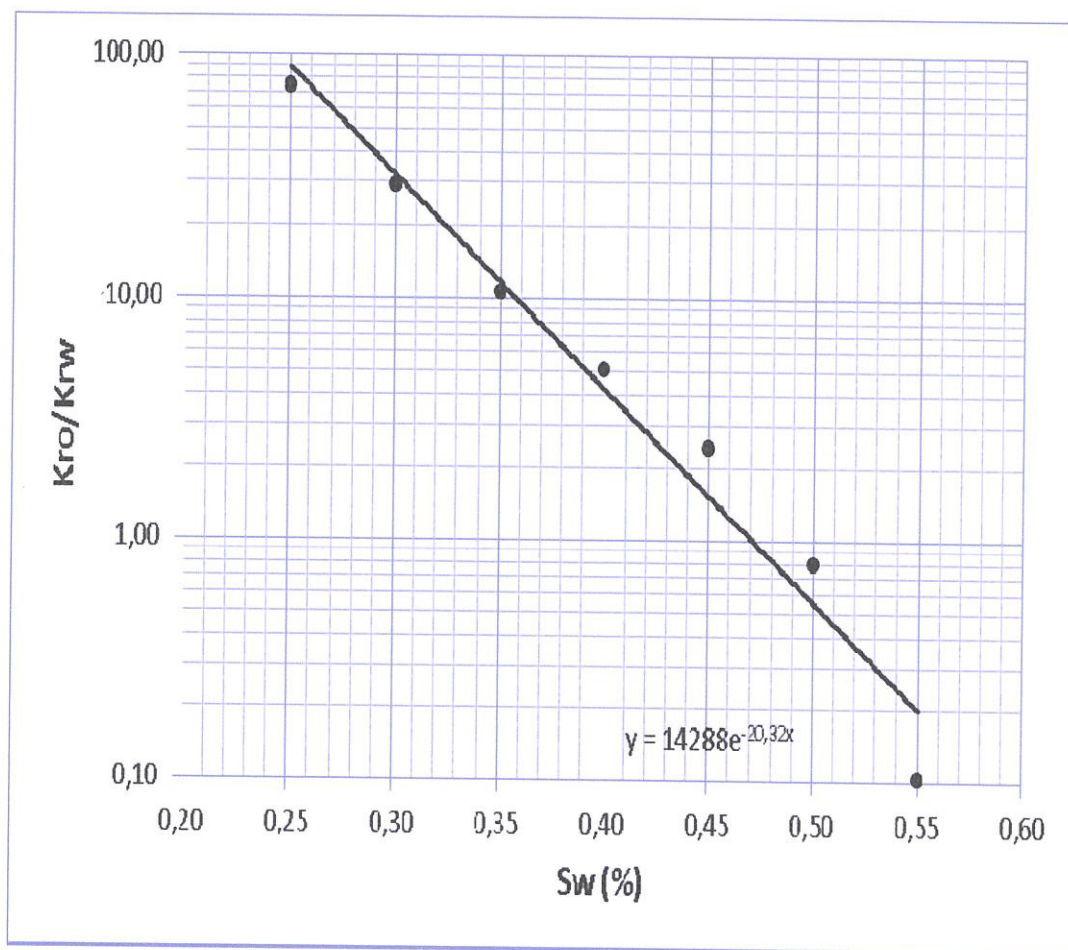


FIGURA 4.9 RAZÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA VS SATURACIÓN DE AGUA

Ecuación de flujo fraccional

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{u_w}{u_o}\right) a e^{b S_w}}$$

Ecuación de la derivada del flujo fraccional

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w} = - \frac{\left(\frac{u_w}{u_o}\right) a b e^{b S_w}}{\left[1 + \left(\frac{u_w}{u_o}\right) a e^{b S_w}\right]^2}$$

TABLA 4.2. TABLA DE RESULTADOS DE FLUJO FRACCIONAL Y SU DERIVADA

Sw	Kro/Krw	fw	dfw/dSw
0,200	-	0,000	0,177
0,250	75,000	0,024	0,470
0,300	29,167	0,063	1,184
0,350	10,667	0,155	2,631
0,400	5,100	0,334	4,469
0,450	2,417	0,578	4,904
0,500	0,800	0,789	3,347
0,520	0,440	0,848	2,588
0,550	0,103	0,911	1,633
0,600	0,000	1,000	0,672

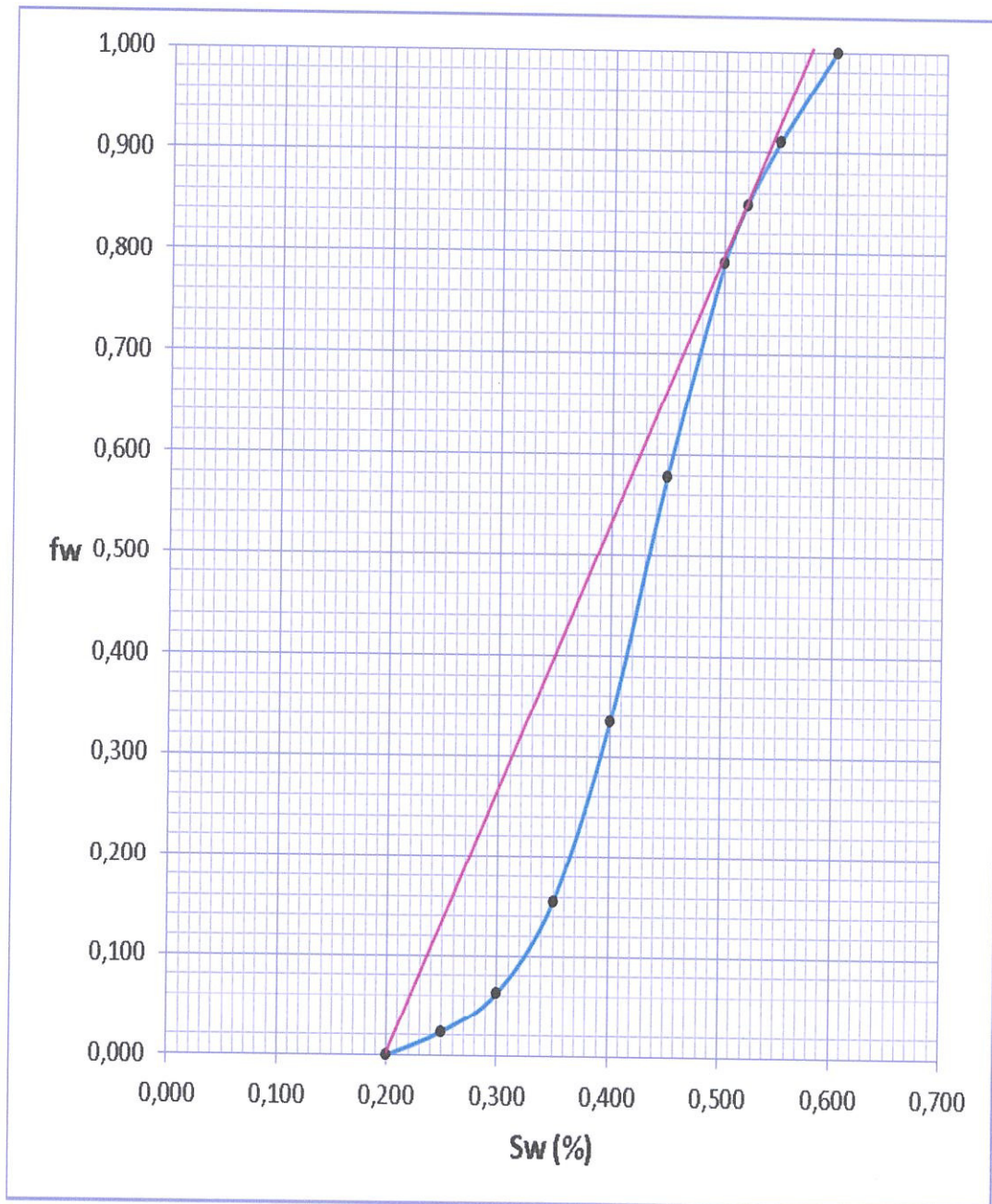


FIGURA 4.10. FLUJO FRACCIONAL DE AGUA VS SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENA MINNELUSA

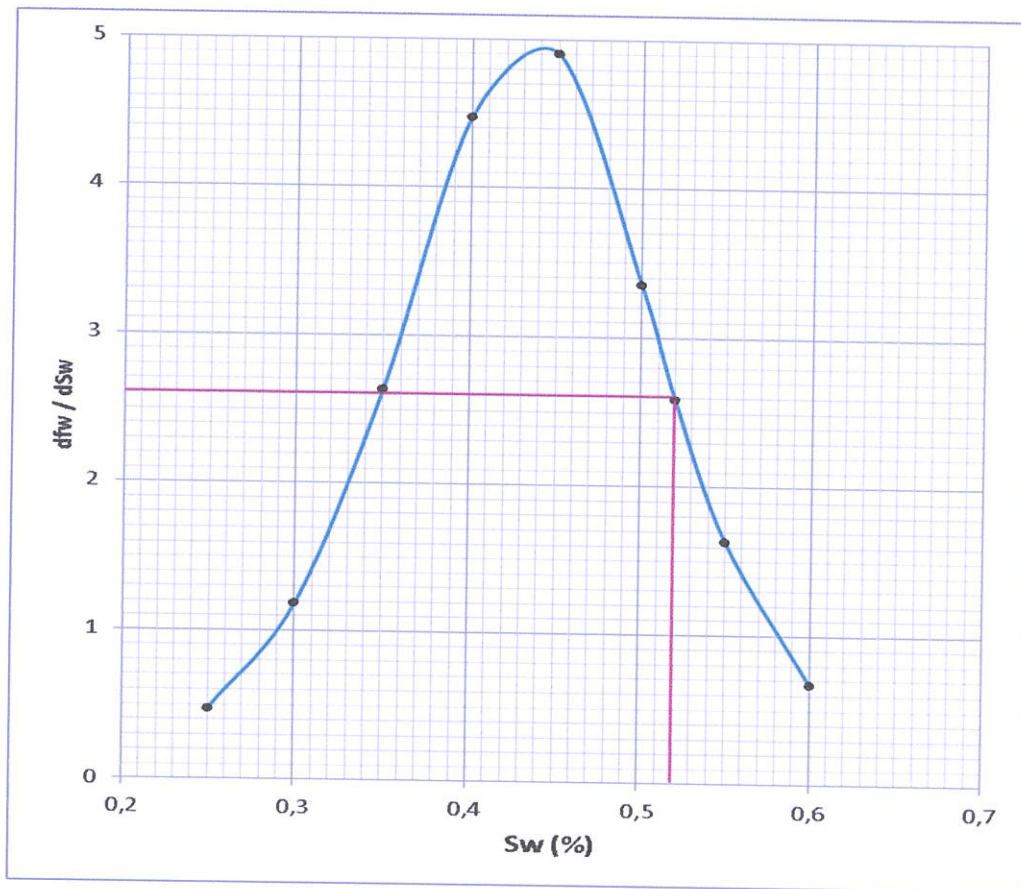


FIGURA 4.11. DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL

Volumen Poroso

$$PV = \frac{\phi Ah}{5,615}$$

$$PV = \frac{(0,168)(1500)(24)}{5,615 \frac{ft^3}{bbl}} \times 43560 \frac{ft^2}{ac} = 46'919124 bbl$$

Petróleo in-situ

$$OOIP = \frac{PV(1 - S_{wi})}{B_0} = \frac{(46919124(1 - 0,2))}{1,18} = 31809576 bbl$$

ANÁLISIS AL PUNTO DE RUPTURA

Tiempo a la ruptura

$$t_{BT} = \left[\frac{PV}{i_w} \right] \left(\frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right) S_{wf}} \right)$$

$$t_{BT} = \left[\frac{46919124}{8600} \right] \left(\frac{1}{2,6} \right) = 2098 \text{ dias}$$

Agua inyectada a la ruptura

$$W_{iBT} = i_w t_{BT}$$

$$W_{iBT} = (8600)(2098) = 18042800 \text{ bbl}$$

Volumen estimado de volúmenes porosos inyectados a la ruptura

$$Q_{iBT} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right) S_{wf}}$$

$$Q_{iBT} = \frac{1}{2,6} = 0,38 \text{ VP}$$

Petróleo producido a la ruptura

$$Np_{BT} = \frac{W_{iBT}}{Bo}$$

$$Np_{BT} = \frac{18042800}{1,18} = 15290508 \text{ bbl}$$

WOR a la ruptura

$$WOR_s = \frac{B_o f_w}{B_w (1 - f_w)}$$

$$WOR_s = \frac{(1,18)(0,85)}{(1)(1 - 0,85)} = 6,67$$

Factor de recobro

$$FR = \frac{\bar{S}_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} = \frac{0,578 - 0,2}{1 - 0,2} \times 100\% = 47\%$$

TABLA 4.3 COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO A DIFERENTES
DIAS

t	WinjBT	NpBT
100	696600	590338,983
200	1393200	1180677,97
500	3483000	2951694,92
1000	6966000	5903389,83
1500	10449000	8855084,75
2000	13932000	11806779,7
2098	14614668	12385311,9

ANÁLISIS DESPUÉS DE LA RUPTURA

Movilidad: 0,24

Eficiencia areal según Willhite

$$E_{ABT} = 0.54602036 + \frac{0.03170817}{M} + \frac{0.30222997}{e^M} - 0.00509693M$$

$$E_{ABT} = 0.54602036 + \frac{0.03170817}{0.24} + \frac{0.30222997}{e^{0.24}} - 0.00509693(0.24) \\ = 0.81$$

Sw promedio después de la ruptura

$$\overline{S_{w2}} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)}$$

Eficiencia de desplazamiento

$$E_D = \frac{\overline{S_{w2}} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Producción acumulada de petróleo

$$N_p = OOIP * E_D * E_A * E_V$$

Inyección acumulada de agua

$$W_{inj} = PV * Q_i$$

Tiempo al inyectar W_{inj}

$$t = \frac{W_{inj}}{i_w}$$

Producción acumulada de agua

$$W_p = \frac{W_{inj} - (\overline{S_{w2}} - S_{wi})(PV) * E_A * E_D}{B_w}$$

Relación agua-petróleo

$$WORs = \frac{B_o}{B_w \left(\frac{1}{f_{w2}} - 1 \right)}$$

Tasa de flujo de petróleo

$$Q_o = \frac{i_w}{B_o + (B_w * WORs)}$$

Tasa de flujo de agua

$$Q_w = Q_o * WORs$$

TABLA 4.4. TABLA DE RESULTADOS DESPUÉS DE LA RUPTURA

Sw	fw	dFw/dSw	Swp	Ed	Npx10 ⁶	Qi	Winjx10 ⁶	t	Wpx10 ⁶	WOR	Qo	Qw
0,520	0,848	2,588	0,579	0,473	12,192	0,386	18,126	2107,695	3,735	6,592	1106,580	7294,236
0,530	0,865	2,239	0,590	0,488	12,560	0,447	20,953	2436,401	6,128	7,591	980,547	7442,954
0,540	0,887	1,920	0,599	0,498	12,839	0,521	24,440	2841,867	9,285	9,280	822,143	7629,871
0,550	0,906	1,633	0,608	0,510	13,126	0,612	28,729	3340,529	13,235	11,347	686,543	7789,879

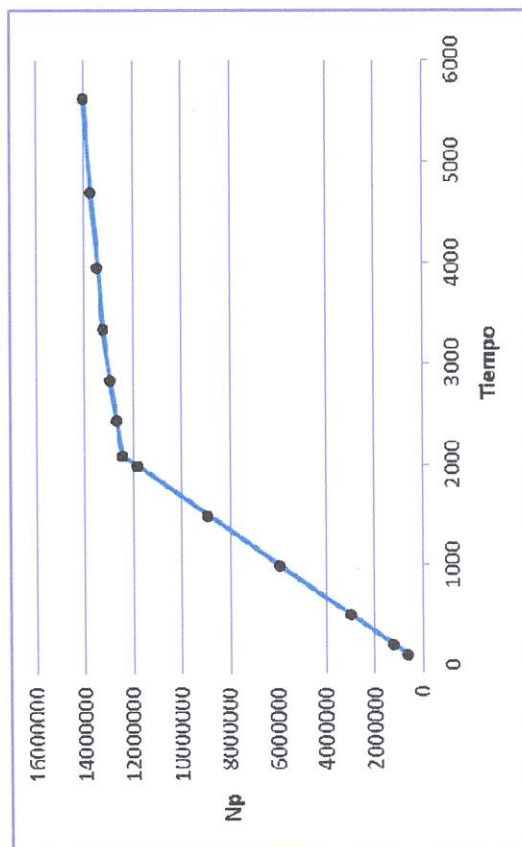


FIGURA 4.12. PETRÓLEO PRODUCIDO VS TIEMPO

4.9 FUENTE DE ABASTECIMIENTO DE AGUA

La formación Fox Hills, la cual es de edad cretácica y consiste en algunas capas individuales de areniscas separadas por lutitas o limolitas, se encuentra a 3000 pies en esta área y se conoce que es un acuífero continuo. Sobre Fox Hills se encuentra la formación no marina cretácica Lance, compuesta de capas alternas de areniscas, limolitas y arcillas. La continuidad lateral de las arenas en esta formación es dudosa y por lo tanto, inicialmente se la consideró de baja importancia.

El pozo inyector N° 1, NE-NW-8, es un pozo de Minnelusa abandonado debido al colapso de su casing. Para prepararlo como pozo inyector, se lo desconectó del Minnelusa y se reemplazó el casing de producción de 4 ½ pulgada con uno de 7 pulgadas a la profundidad de 3392 pies. Éste tamaño de casing era requerido para acomodar una bomba sumergible 4000-BWPD. Un intervalo de 50 pies del Fox Hills fue perforado y acidizado, pero solo testeó 1000 B/D con 1800 pies de drawdown. Luego 123 pies de la arena Lance fueron perforados y todos los pies perforados testearon 4300 BWPD en una bomba sumergible. El nivel inicial de fluido estático en este pozo fue 500 pies. En octubre de 1969, después de producir 2 millones de barriles de agua en dos años y medio, un cierre de 24 horas indicó un nivel de fluido estático de 500 pies. Corriendo el

máximo drawdown (2500 pies), este pozo puede entregar 4600 BWPD lo cual es un índice de productividad de 4.2 BWPD/psi. Antes de establecer este pozo como un inyector de agua de alto volumen, se hizo el intento de bombear con varillas el Fox Hills en WSW N° 2. Debido a la capacidad limitada de la bomba, este pozo solo producirá 700 BWPD de 45 pies de perforaciones.

4.10 SELECCIÓN DEL PATRÓN

Todos los 5 pozos de inyección se localizan en la sección que buza hacia abajo del reservorio (Fig. 4.3) la cual contiene un acuífero inactivo. Estos pozos fueron ubicados según el patrón de inyección periférica con la intención de mover uniformemente buzamiento arriba el contacto agua – petróleo existente. Las curvas de inyección y los gráficos de Hall indican que existió una pequeña saturación de gas libre en el reservorio al momento de iniciar la inyección de agua. La Fig. 4.10 contiene una curva del rendimiento de la inyección y los gráficos de Hall para un típico pozo de inyección (DRU N° 9). Como indica esta figura, la presión en la cabeza del pozo incrementó de cero a presión de planta (2700 a 2900 psi) dentro de dos meses, o 50000 barriles de agua.

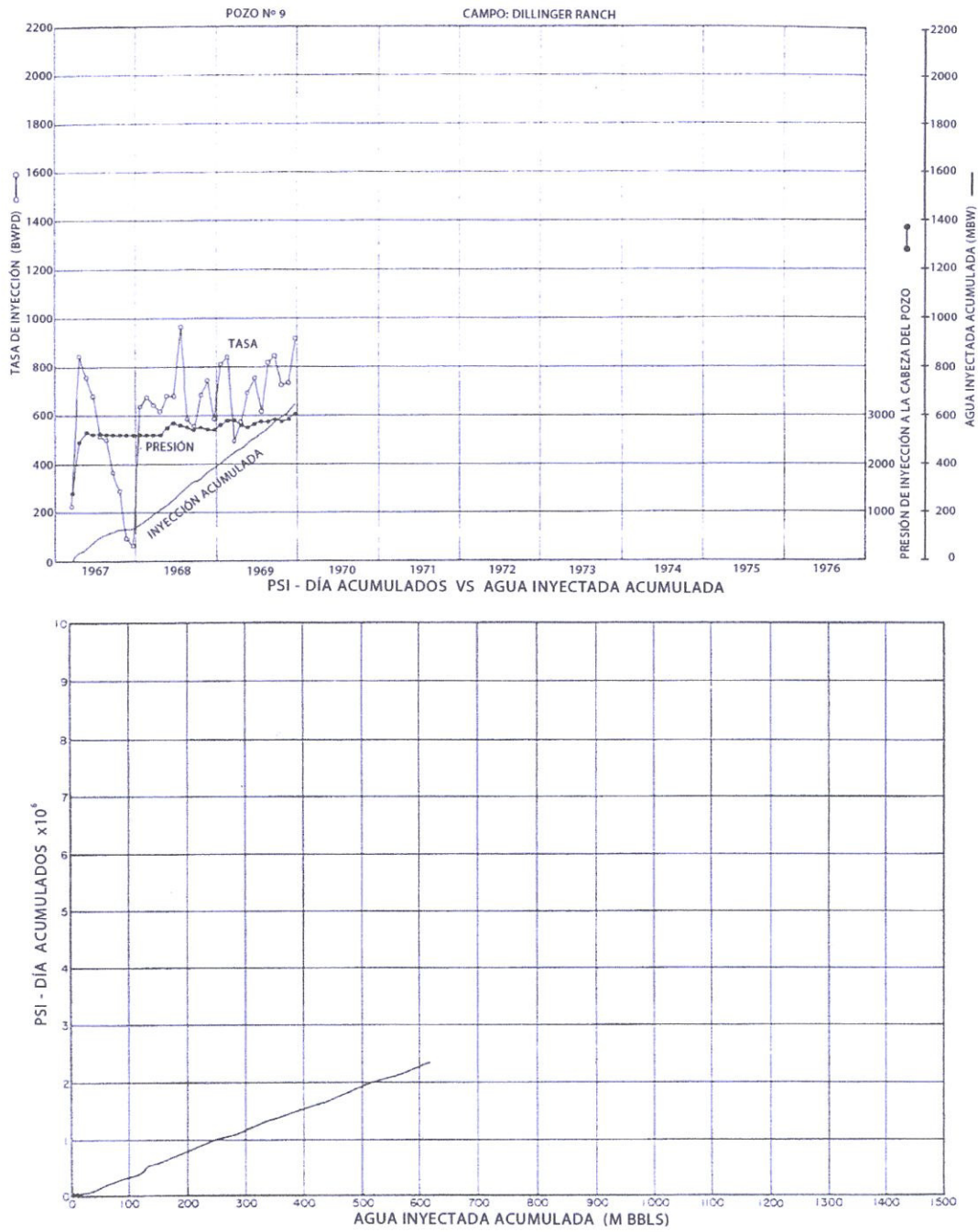


FIGURA 4.13. COMPORTAMIENTO DEL POZO INYECTOR DRU N°9

4.11 COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS DURANTE LA INYECCIÓN DE AGUA

Como indica el historial de curvas de desarrollo (Fig. 4.5), la inyección se inició en Marzo del 1967, tiempo en el cual el campo estaba produciendo aproximadamente 1100 BOPD. La inyección en los pozos N° 1, 8 y 9 comenzó en marzo y la inyección en el pozo N° 16-X se inició en Junio de 1967. Se puede leer la respuesta inmediata en las curvas de producción de petróleo en la Fig. 4.3. Sin embargo, para ser exactos, la curva de producción del N° 15-X debe ser observada. Este pozo (NW – SW – 7) es el reemplazo del N° 15 el cual experimentó el colapso del casing en octubre de 1966 y como indica su historia de producción (Fig. 4.14), fue perforado y puesto en producción por 120 BOPD en Marzo de 1967. Este solo pozo fue necesario para incrementar las unidades de producción un 10%. Sin embargo, la respuesta a la inyección de agua de este pozo se caracterizó porque continuó incrementando su tasa de producción y para junio, las tasas de producción fueron más altas que cualquier otra tasa en las completaciones iniciales. Este pozo continuó respondiendo hasta Mayo de 1969 cuando la producción alcanzó su punto máximo a 800 BOPD.

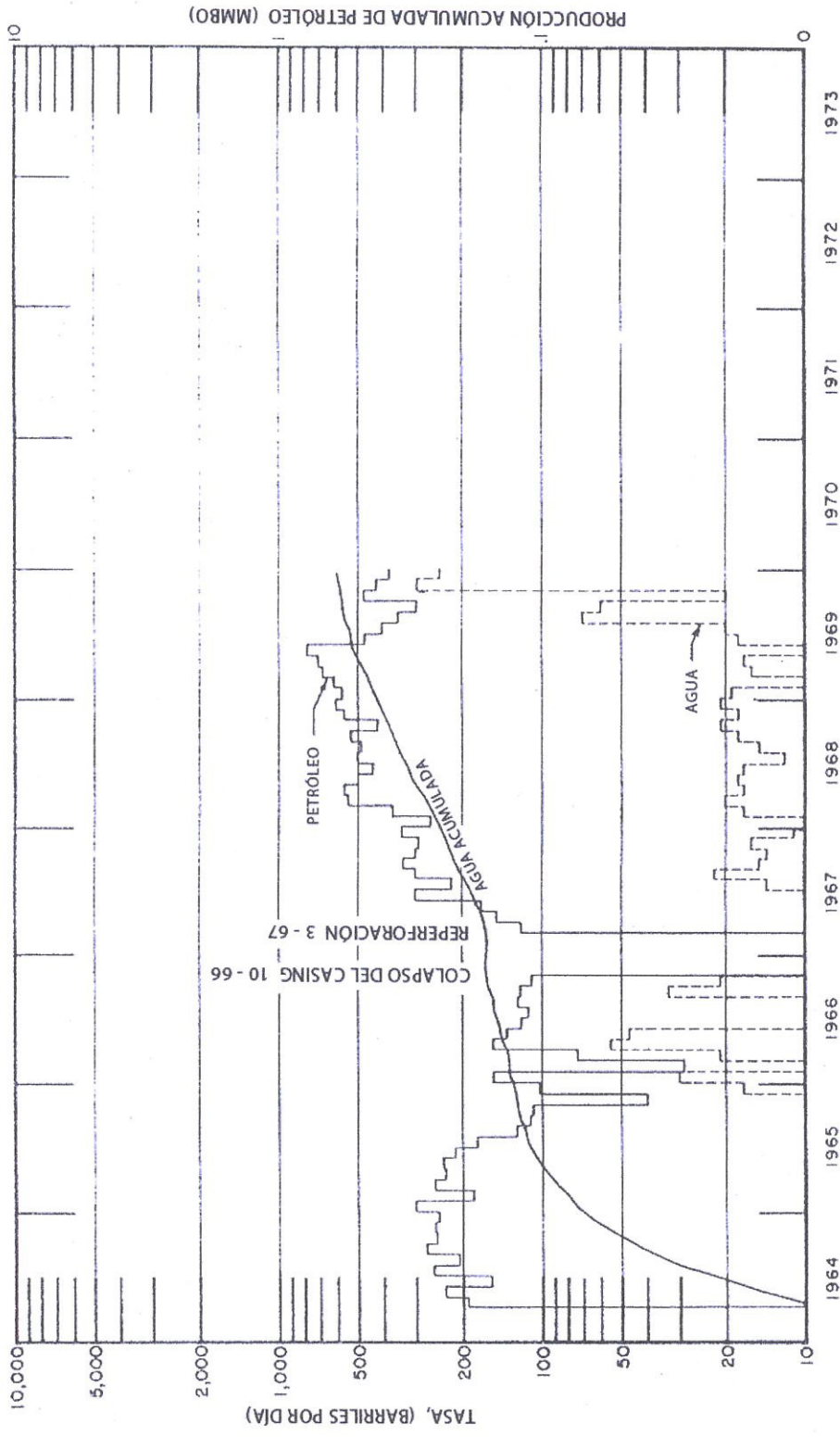


FIGURA 4.14. CURVAS DE DESARROLLO
POZO N° 15-X

Otro pozo que indicó una respuesta significativa cuatro meses después de la inyección fue el DRU N° 3. En este caso se detuvo la declinación de la producción y la tasa de producción se incrementó de 150 BOPD en Marzo a 230 BOPD en Julio de 1967. Este pozo no presenta incrementos de las tasas como las del N° 15-X, pero no tuvo la ventaja de tener pozos de inyección en ambos lados como lo tuvo el N° 15-X.

La inyección en el pozo N° 17-X se inició en Abril de 1969 y en Junio, luego de haber inyectado 100000 bbl de agua, la producción del DRU N° 13 excedió todas las tasas previas – 135 BOPD. Siete meses después de que se inició la inyección en el N° 17-X, la unidad de bombeo mecánico del pozo N° 13 fue reemplazada con una instalación hidráulica la cual incrementó la producción inmediatamente de 340 a 450 BOPD.

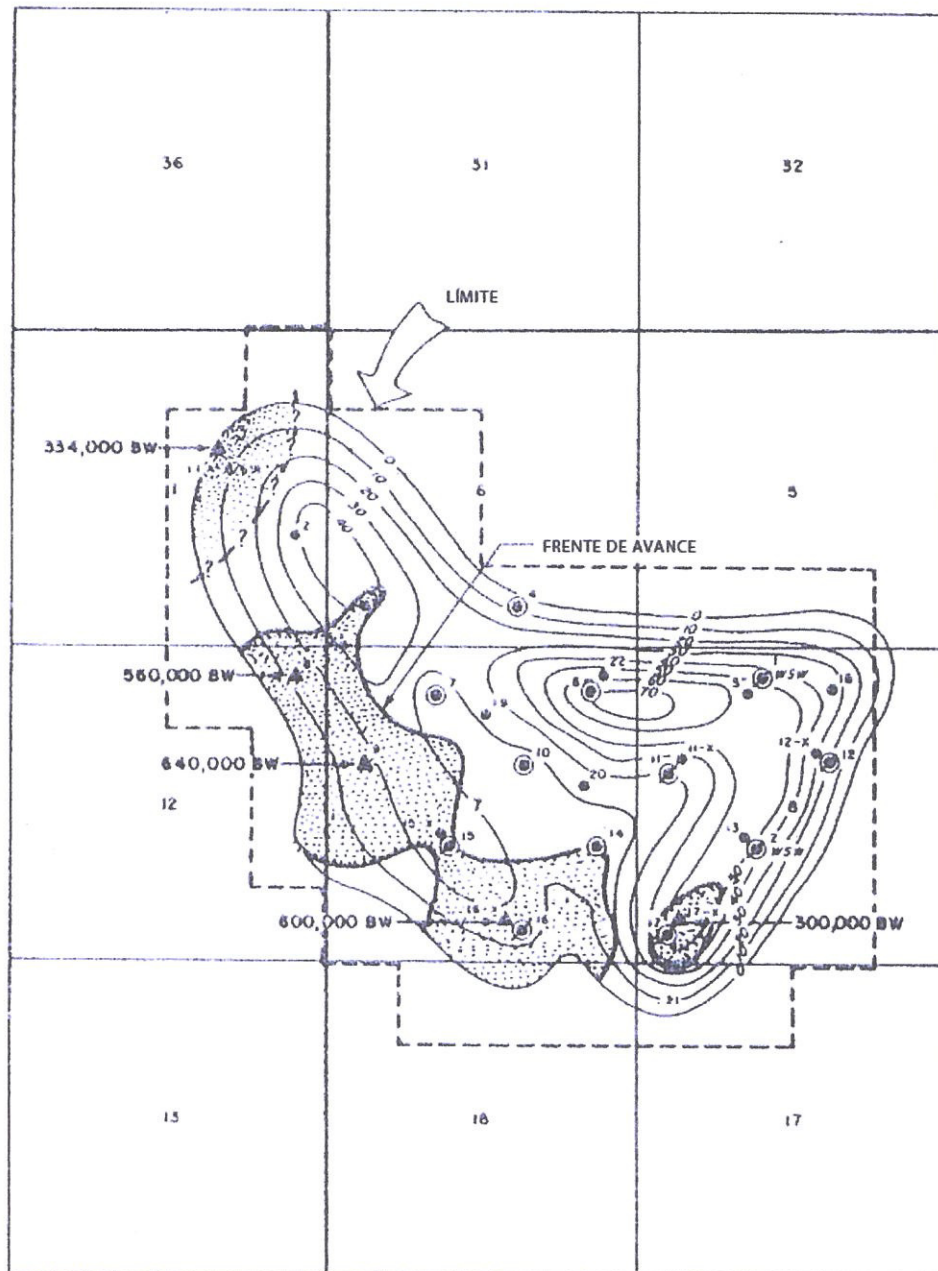
La respuesta obtenida como resultado de la inyección en los pozos N° 8, 9, 16-X y 17-X es parecida a la descrita anteriormente. Los tres primeros inyectan en una arena de muy baja calidad. La producción de estos pozos era baja, razón por la cual fueron escogidos para la inyección. Todos ellos aumentaron la producción luego de haber inyectado menos de 100000 bbl de agua. Sin embargo, el pozo N° 1 fue un fracaso como inyector. Luego de producir solo 10000 bbl en la etapa de producción primaria, este pozo se lo convirtió en inyector y fue presurizado antes de haber inyectado

20000 bbl de agua. La tasa de inyección promedio de este pozo era de 500 BWPD a 2900 psi, mientras que en otros pozos era de 700-900 BWPD a 2900 psi. Luego de dos años y medio y la inyección de 319000 bbl de agua, no hubo respuesta en la producción del pozo vecino N° 2.

Un test de presión fall-off indicó una permeabilidad de 2 md y una presión estática de fondo de pozo de 5000 psi aproximadamente, mientras que en el pozo N° 2, la permeabilidad promedio era de 100 md y la presión de fondo de pozo 177 psi. Esto comprobó que el pozo N°1 no estaba conectado a la porción principal del reservorio, así que la inyección se finalizó en Septiembre de 1969.

4.12 POSICIÓN ESTIMADA DEL FRENTE DE AVANCE

Al 1ero de Enero de 1970, la inyección de agua en Minnelusa totalizó 2500000 bbl de agua en un periodo de 33 meses. Dado que se ha observado respuesta en diferentes pozos y ruptura en 2, es posible estimar la localización aproximada del frente de avance generado por cada pozo de inyección (Fig. 4.9).



LEYENDA

- POZO PRODUCTOR
- ⊗ CASING COLAPSADO
- ▲ POZO INYECTOR

300,000 BW VOLUMENES INYECTADOS

FIGURA 4.15. POSICIÓN ESTIMADA DEL FRENTE DE AVANCE AL 1
DE ENERO DE 1970

4.13 ECONOMÍA

El costo de producción por recobro secundario en este campo fue realmente bajo. Al añadirle el costo de las 10 nuevas perforaciones, el costo subía a casi el triple por barril, pero aún así continuaba siendo una ganga.

4.14 PROPUESTA

Ya que el yacimiento reúne las condiciones adecuadas para una inyección de agua exitosa, conforme vaya declinando la presión hacia la zona norte, se debería implementar un sistema de inyección con arreglo de 5 pozos, ya que con la inyección periférica no se utiliza toda el agua inyectada para el desplazamiento.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1). Society of Petroleum Engineers of AIME, Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs, N° 4a, 1975. Pág. 237 –
 - (2). Norman, Chuck, Classic Waterflooding Predictive Models, Tiorco Inc.
-

CAPÍTULO 5

5. MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE AGUA DE FONDO EN UN RESERVORIO MASIVO DE DOLOMITA SAN ANDRES ⁽¹⁾.

5.1 INTRODUCCIÓN

En el campo Waddell la presión es mantenida por inyección de agua salada del acuífero Hendrick, en un arreglo periférico por debajo del contacto agua-petróleo. El reservorio San Andres es una dolomita de la edad Pérmica, que se encuentra aproximadamente a 3.450 pies.

El mecanismo de producción original fue por empuje de gas disuelto. La presión del reservorio declino e incremento la relación gas-petróleo

indicando la necesidad de mantener la presión para maximizar el recobro de petróleo.

El comportamiento hasta la fecha, influenciado por la inyección de agua, ha sido muy alentador. Durante seis años de operaciones de mantenimiento de la presión, la presión del reservorio ha incrementado de 843 a 1171 psi. La relación gas-petróleo durante este período ha disminuido de 1.100 a 456 scf / bbl.

La relación gas disuelto-petróleo, a una presión de saturación de 1,134 psi es de 484 scf / bbl. Luego de 6 años de inyección, 51,9 millones de barriles de agua se han inyectado. El corte de agua fue del 10 por ciento. El recobro final pudo ser incrementado notablemente como resultado de las operaciones de mantenimiento de presión.

El campo Waddell se encuentra en la parte centro norte del condado Crane, Texas, como se muestra en la Fig. 5.1, aproximadamente 18 millas al suroeste de Odessa, Texas. El campo fue descubierto en 1927. Un número de pozos fueron perforados desde 1927 hasta 1929 donde se encontró petróleo en la zona Grayburg con menor cantidad que las muestras de crudo encontradas en San Andrés.

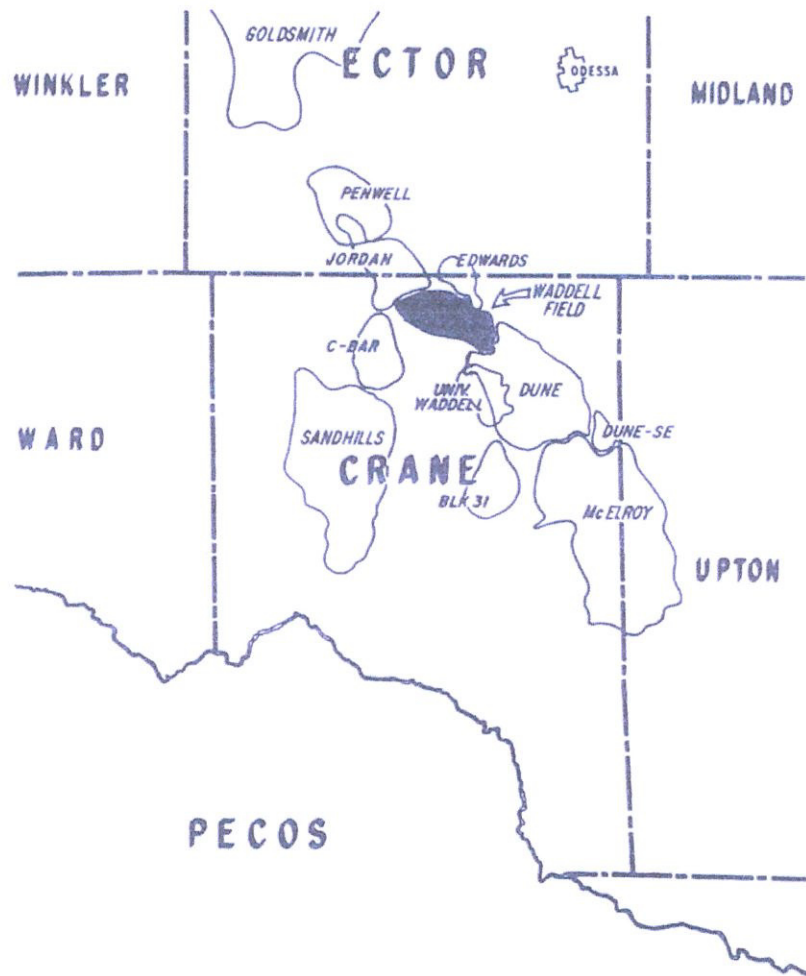


FIGURA 5.1. PLANO DEL ÁREA

Sin embargo, no se estableció como una reserva comercial importante hasta la finalización del pozo Gulf's W.N. Waddell N ° 9, que fue completado por 449 BOPD como un productor fluyente, en el año 1935. Este pozo está ubicado en el flanco extremo este del campo. La ubicación de la WN, Waddell N ° 9 y la dirección que se tomó en el desarrollo del

pozo dio como resultado que el lado este del reservorio se desarrolle primero. En la actualidad, los límites de producción han sido razonablemente bien establecidos.

Los pozos inicialmente fueron perforados y completados a hueco abierto con herramientas de cable, con un conjunto de casing cerca del tope de la zona de San Andrés. Subsecuentemente los pozos fueron perforados con herramientas rotativas hasta el punto de casing, posteriormente se utilizaron herramientas de cable para la perforación de la zona de pago, y los pozos fueron completados a hueco abierto.

Luego de seis años, aproximadamente 385 pozos han sido completados en el campo Waddell. La producción fue de 42,79 millones de barriles de petróleo.

La superficie desarrollada en la actualidad es de aproximadamente 8.000 acres, un pozo por cada 20 acres. El intervalo de Grayburg-San Andrés es productivo sobre un área muy extendida, que incluyen los campos Penwell, Jordania, Edwards, Waddell y Dune, entre otros.

5.2 GEOLOGÍA Y CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

A nivel regional, el campo se encuentra en la tendencia Grayburg-San Andrés en el flanco este de la Plataforma de la Cuenca Central.

Esta tendencia se extiende desde el centro-sur del Condado Ector al centro norte del condado Crane. La Fig. 5.2 es un mapa estructural del campo de contorno en la parte superior de la formación San Andrés. Estructuralmente, el campo se encuentra en un anticlinal asimétrico de tendencias más o menos noroeste-sureste.

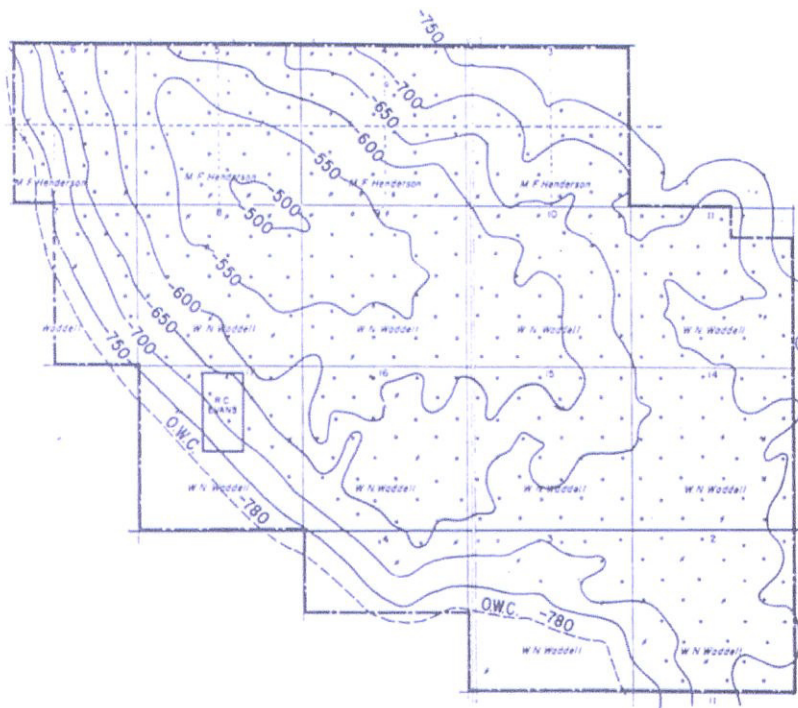


FIGURA 5.2. MAPA ESTRUCTURAL, TOPE DE SAN ANDRES DEL CAMPO WADDELL

Las máximas depresiones en la parte norte del campo son de aproximadamente 250 pies/millas al suroeste. Depresiones de menor magnitud se muestran en la parte sureste del campo. La Fig. 5.3 es una sección transversal suroeste-noreste, que atraviesa todo el ápice de los rasgos.

El tope de la formación, como se muestra en la sección transversal, generalmente son fácilmente identificables por la ruptura del esquisto entre las formaciones Grayburg y San Andrés, sin embargo, los cambios de depositación de los sedimentos en la parte sureste del campo hacen que las correlaciones en esta área sean un poco más difíciles. Esto se debe a la proximidad de esta parte del campo con el borde extremo este de la plataforma.

La zona San Andrés es una dolomita con tonalidades de color entre gris a marrón, en la que predomina principalmente una porosidad inter-cristalina con algunos VUGGY y porosidad del tipo fractura. Los poros, en distintos grados, están llenos de yeso y anhídrita.

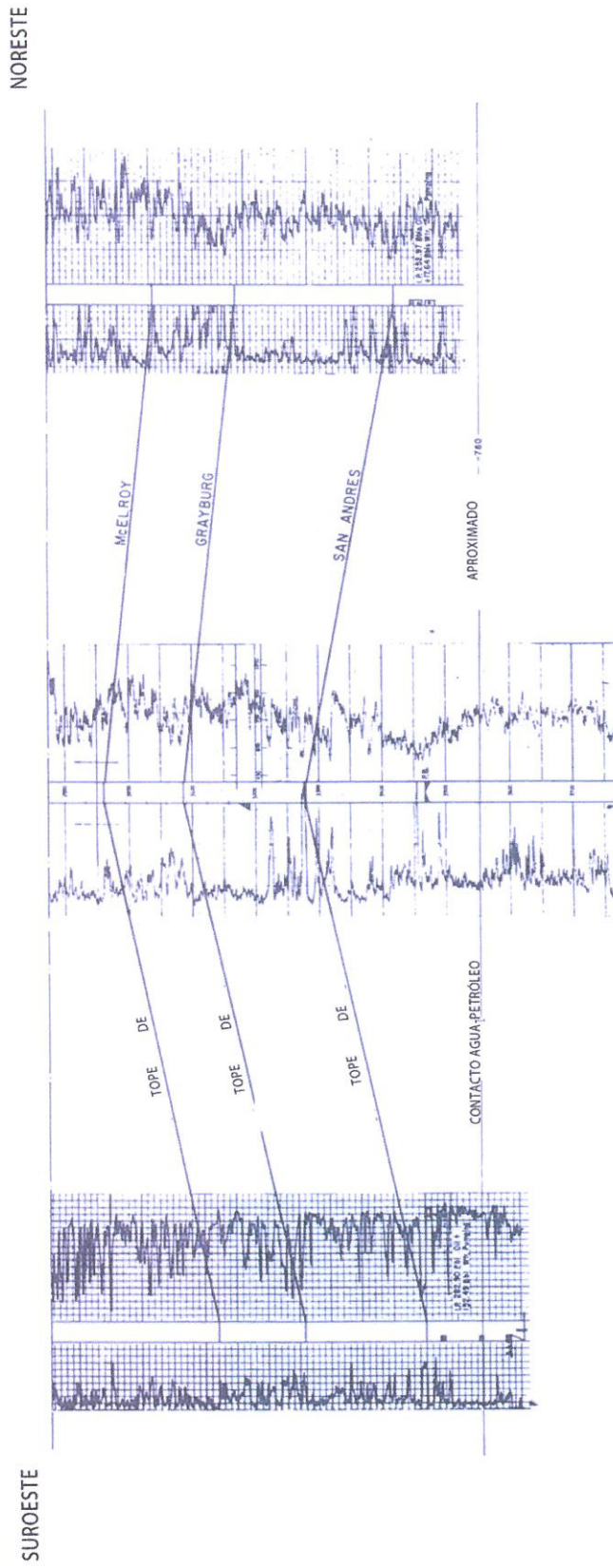


FIGURA 5.3. SECCIÓN TRANSVERSAL SUROESTE – NORESTE

El contacto original agua-petróleo aproximadamente a 780 pies del subsuelo fue bastante bien establecido a lo largo del flanco suroeste de la estructura. Variaciones considerables en los contactos agua-petróleo se encontraron a lo largo del flanco oriental.

Esto es probablemente debido a la distribución irregular de la porosidad y la permeabilidad. El pago neto en el flanco oriental tiende a cero cuando la estructura intersecta el variable contacto agua-petróleo en esta área. No hay separación entre el límite norte del campo de Waddell y el límite sur del campo Jordan.

El mejor pago se forma entre 60 a 100 pies por debajo del tope de la formación de San Andrés para la mayoría del campo, a excepción de la zona sureste. Un estudio de los registros y las secciones muestra que las principales porosidades y permeabilidades de zonas son continuas en todo el reservorio y se extienden a través del mismo. La máxima columna de petróleo es de 280 pies.

Del análisis de las muestras extraídas en 24 pozos, con 1.584 núcleos de muestra, se determinaron las propiedades promedias del yacimiento, mostradas en la tabla 5.1.

TABLA 5.1. PROPIEDADES DE LA ROCA

Porosidad	11,8 %
Permeabilidad	12,3 md
Agua connata	35,5 %

Una revisión de los datos de análisis de fluidos de nueve muestras del subsuelo dio como resultado las propiedades del fluido mostradas en la tabla 5.2.

TABLA 5.2. PROPIEDADES DEL FLUIDO

Gravedad del petróleo	34° API
Presión de saturación	1134 psig
Factor Volumétrico del petróleo	1,28 bbl/STB
Viscosidad del petróleo	1,62 cp
Temperatura del yacimiento	88 F

5.3 COMPORTAMIENTO PRIMARIO

El mecanismo de recobro primario fue relativamente ineficiente con empuje de gas disuelto. La presión del yacimiento ha declinado desde el valor original 1650 psig a 843 psig a mediados de 1958. Durante este mismo período, la producción de la relación gas-petróleo ha aumentado de 484 a 1100 scf / bbl.

El comportamiento primario se estimó con una curva extrapolada kg/ko, asumiendo el mecanismo de empuje de gas disuelto, para dar un factor de recuperación del 21 por ciento del petróleo original in situ. Actualmente las presiones de fondo de pozo y relaciones gas-petróleo fueron comparados para predecir los datos y fundamentar que el mecanismo de empuje con gas disuelto es el proceso de mayor recobro, con una pequeña cantidad debido al recobro de expansión por encima del punto de burbuja.

Del análisis de los datos de núcleos, las pruebas de producción, pruebas de perforación, y los registros, los valores límite desde los cuales se espera la producción comercial de petróleo se determinaron: el límite inferior de la porosidad del 8 por ciento, el límite inferior de la permeabilidad de 1 md, y el límite superior de saturación de agua del 55 por ciento.

5.4 OPERACIONES DE MANTENIMIENTO DE LA PRESION

La disminución de la presión del reservorio y el aumento de la relación gas-petróleo, resulta de la relativa ineficiencia del mecanismo de empuje por gas disuelto, e indica la necesidad de proyectar un método de inyección de fluido para maximizar la recuperación de petróleo.

Saturaciones de petróleo residual en los cortes de los núcleos con los fluidos de perforación base agua, además de un barrido eficiente del 57 por ciento, indicó que la recuperación de la inyección de agua puede ser esencialmente igual a la de la recuperación primaria.

Hemos decidido utilizar un arreglo periférico, inyectando agua por debajo del contacto agua-petróleo. Una mayor economía y flexibilidad de operación, más el mantenimiento de más pozos en estado de producción, fueron factores muy influyentes para continuar aplicando este proceso. Teníamos la esperanza de que inyectando fluido por debajo del contacto agua-petróleo pudiéramos obtener una distribución más uniforme del agua inyectada y reduciríamos al mínimo la producción prematura de agua debido a la conificación o canalización.

Además, el éxito obtenido del programa de inyección de fondo de agua en la unidad Goldsmith de San Andrés, también operada por Gulf, nos proporciona un ejemplo de prueba de este tipo de propuesta.

La unidad de Goldsmith San Andrés, que se encuentra en el Condado Ector aproximadamente a unas 25 millas al noroeste del campo Waddell, ha tenido programa de inyección de agua desde 1954.

La viabilidad del proyecto de campo de ámbito nacional se determinó por un proyecto parcial que inició en Enero de 1959. Nueve pozos de inyección, extendidos sobre una distancia de aproximadamente tres millas a lo largo del sur-oeste del campo, se pusieron en funcionamiento. Cuatro pozos adicionales, ubicados en la parte sureste del campo, se convirtieron en inyectoras durante octubre y noviembre de 1961. El proyecto se amplió para incluir la sección de Henderson en mayo de 1962. Esto implicó la conversión de nueve pozos de producción a inyección, a lo largo de la línea norte de la sección Henderson, y 24 productores a lo largo de la línea común Henderson – Wadell. La Fig. 5.4 muestra los límites actuales del reservorio, el área del proyecto y la ubicación de los pozos de inyección. En la actualidad, 59 pozos se utilizan para la inyección.

El agua se obtiene del acuífero Hendrick, que se encuentra cerca de Wickett, Texas, los pozos de suministro tienen aproximadamente 4500 pies de profundidad y son producidos mediante bombas de turbina. Los pozos tienen una capacidad promedio de 25.000 (BWPD). El agua es bombeada a través de 29 millas de 36 pulgadas, y 8 millas de tubería de concreto de 24 pulgadas hacia la estación de inyección de Waddell.

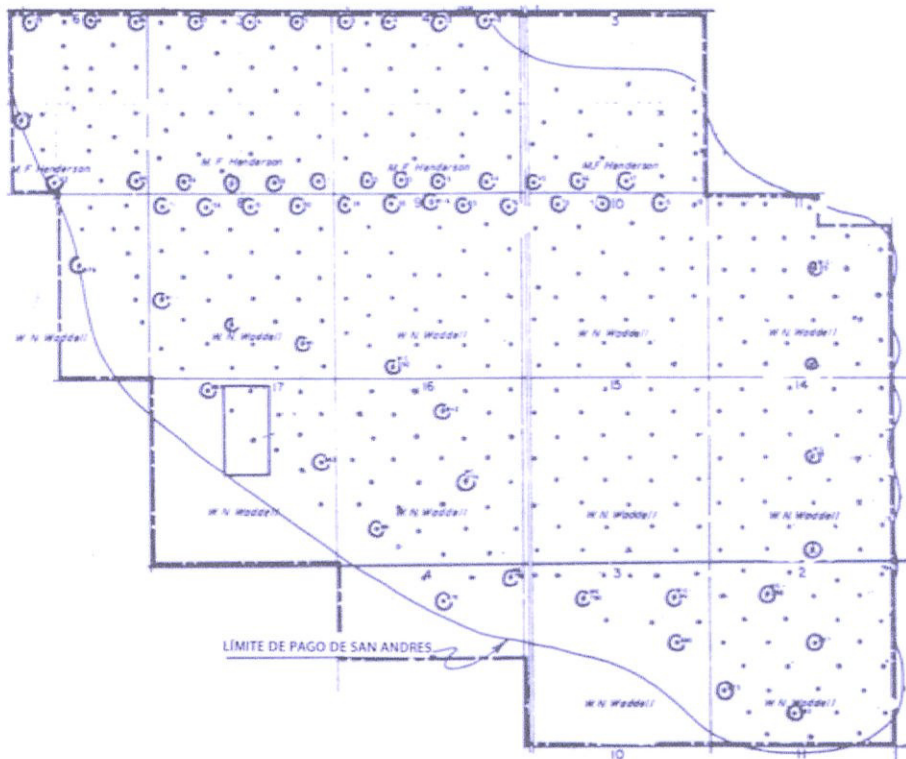


FIGURA 5.4. PROYECTO DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

La estación de inyección Waddell consta de cuatro bombas de desplazamiento positivo impulsado por cuatro motores de combustión interna que funcionan con gasolina. La capacidad combinada de la estación es de 48000 BWPD a 1000 psig, y los motores cuentan con una capacidad total de 1.200 caballos de fuerza (Hp). El agua producida se devuelve a la estación y se inyecta nuevamente.

El sistema de inyección incluye aproximadamente 28 millas de líneas de distribución de alta presión que varían en tamaño desde 3 hasta 10

pulgadas. Todas las líneas de inyección han sido cubiertas para evitar la corrosión.

Los pozos de inyección están equipados internamente con tubos revestidos y packers. Los packers se ubican y establecen aproximadamente a 15 pies por encima de los intervalos de inyección y el espacio anular se llena con un inhibidor para combatir la corrosión. El agua se inyecta entre 100 a 150 pies por debajo del contacto agua-petróleo alrededor de la periferia del proyecto. Las producción de agua son medidas con medidores de orificio en cada pozo de inyección y presiones de inyección varían de 0 a 1000 psig. Los viejos productores convertidos a inyectoros se profundizaron a unos 150 pies por debajo del contacto agua-petróleo con liner cementado cerca de la profundidad total.

5.5 COMPORTAMIENTO DE LOS DATOS

Los siguientes datos son graficados en función del tiempo en la Fig. 5.5: la presión del yacimiento, la relación gas-petróleo, la tasa de producción diaria de petróleo, la producción acumulada de petróleo, la tasa de inyección de agua, y la producción de agua, como un porcentaje de la producción total de líquido.

El promedio aritmético de la presión del reservorio del estudio anual de presión entre 1950 y 1964 se muestra. El descenso uniforme en la presión del yacimiento durante las operaciones primarias es bastante evidente. El leve retraso en la tasa de presión, declino aproximadamente durante 1945 es el punto en el cual se alcanzó la saturación de 1143 psig.

Desde el comienzo de la inyección de agua en Enero de 1959, las presiones mensuales del yacimiento se han obtenido en 36 pozos claves ubicados estratégicamente en toda el área del proyecto. Aproximadamente cuatro pozos por cada sección se utilizan para este estudio.

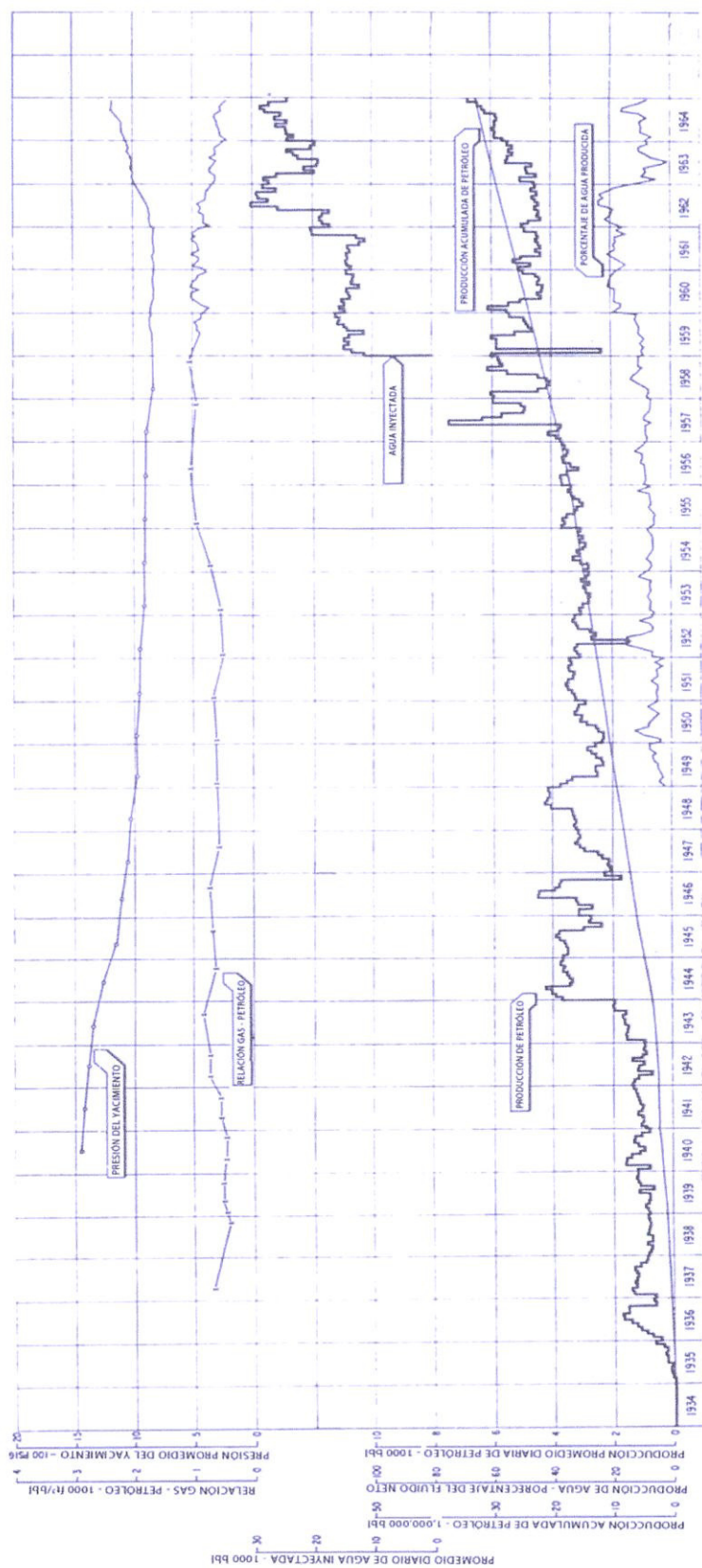


FIGURA 5.5. HISTORIAL DEL COMPORTAMIENTO

A pesar de que el campo ha estado produciendo desde hace 35 años, el promedio actual de la relación gas-petróleo del campo es 456 scf/bbl. El GOR alcanzó su punto máximo en 1958, el cual fue aproximadamente de 1100 SCF / bbl.

Durante 1957 la Railroad Commission resolvió que el campo podría producirse a una tasa establecida bajo un criterio o volumen de producción permitido en lugar de producir bajo los parámetros de salida establecidos del campo MER. El consiguiente aumento en la tasa de petróleo se muestra en la Fig. 5.5. La reducción en la producción mensual de todo el campo establecida en 1957 también ha afectado a la tasa diaria de producción del crudo.

El incremento en el límite permisible de la tasa diaria de producción del petróleo a mediados de 1963 fue el resultado de reclamar a la Railroad Commission por una unidad permitida más elevada y de posteriormente recibir este permiso. Este incremento fue de aproximadamente 800 barriles de petróleo por día. El desarrollo adicional desde entonces se ha traducido en un incremento gradual hasta diciembre de 1964, con una tasa promedio de 6.869 barriles de petróleo al día. Un mayor éxito del proyecto se indica por el presente exceso de la capacidad de producción por encima del límite actual permisible.

La producción acumulada total de petróleo, al 1 de enero de 1965, ha sido de 32'792.000 barriles.

La producción de agua ha incrementado moderadamente desde la primera inyección de agua. El promedio de corte de agua en el inicio de la inyección fue de 8 por ciento, mientras que el corte para diciembre de 1964, fue del 10 por ciento. Un detalle del corte de agua se muestra en la Fig. 5.5.

La producción de agua no se registró de forma permanente antes de 1949. De 1949 a Enero de 1960, la producción de agua se estimó de las pruebas de pozo. Ya desde Enero de 1960, el corte de agua se ha basado en precisas mediciones mensuales obtenidas del sistema de salmuera producida.

El ligero incremento que se produjo en 1960 se atribuye a este cambio en el método de obtención de los datos de producción de agua. Algunas canalizaciones de agua inyectada se suscitaron al producir de los pozos de compensación de inyección en los que se inyecta el agua directamente en la columna de petróleo. El perfil del trabajo de inyección seguido por el uso de material de conexión, más de conectar de nuevo los pozos

productores resultó en una reducción del corte de agua, tal como se muestra, durante la primera parte de 1963.

Se experimentaron algunas dificultades con la planta durante parte del año 1963, que resultó en una ligera reducción de la tasa de inyección durante este período. En general, se considera que el grado de producción de agua no se ve considerablemente afectado por la tasa de inyección de agua.

El incremento gradual de la producción general de agua proviene de la poca producción de corte de agua de los pozos estructuralmente bajos, ya que el contacto agua-petróleo está aumentando lentamente. El movimiento lateral del agua inyectada se ve justificado por el workover de tres pozos anteriores, de inyectoras a productoras. Estos pozos han sido devueltos a un estado superior de producción después de haber recibido aproximadamente 2,5 millones de barriles por pozo de agua inyectada. Los pozos se completaron conectándolos nuevamente al sistema y perforándolos frente a la zona de producción de petróleo.

5.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE RESERVORIO

Los resultados del último estudio de la presión de todo el campo, antes del inicio del programa de inyección de agua, se muestran en la figura 5.6. El promedio de la presión del yacimiento hasta este momento, agosto de 1958, fue aproximadamente de 850 psig, con un rango de 700 a 1100 psi. El sector Este del proyecto es el área del desarrollo primario inicial y muestra una presión proporcionalmente menor a los 840 psig.

Los resultados de un estudio reciente de la presión del campo se detallan en la fig. 5.7, y fueron obtenidos en septiembre de 1964. Aquí se demuestra claramente que la presión se ha incrementado como resultado del programa de inyección de agua. Por supuesto, como era de esperarse, las presiones han incrementado más en el flanco suroeste, ya que este ha sido el área de mayor inyección de agua. Las tasas de inyección se revisan periódicamente a través del proyecto para obtener la igualación de presiones en el yacimiento.

La tendencia del comportamiento de la presión del yacimiento se muestra en la fig. 5.8.

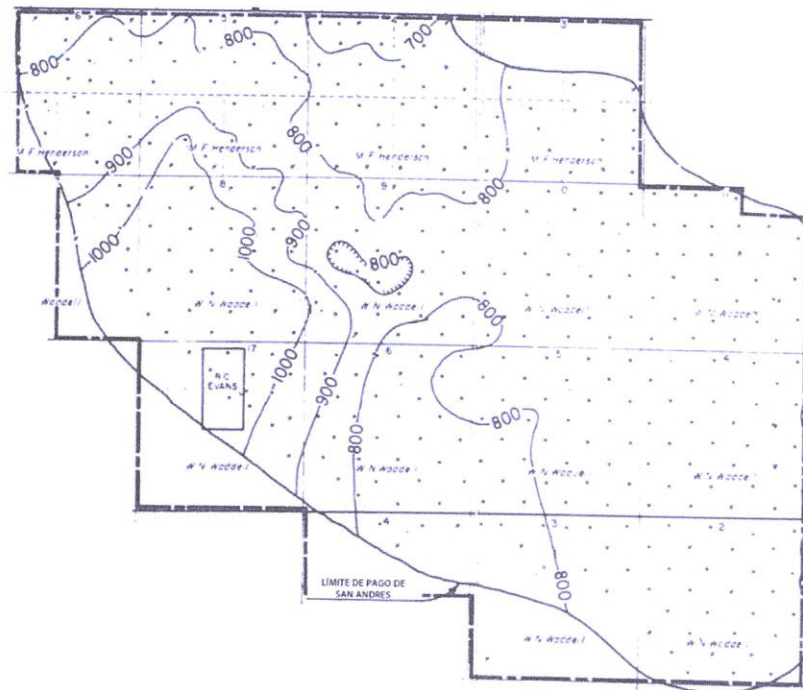


FIGURA 5.6. MAPA ISOBÁRICO ANTES DE LA INYECCIÓN

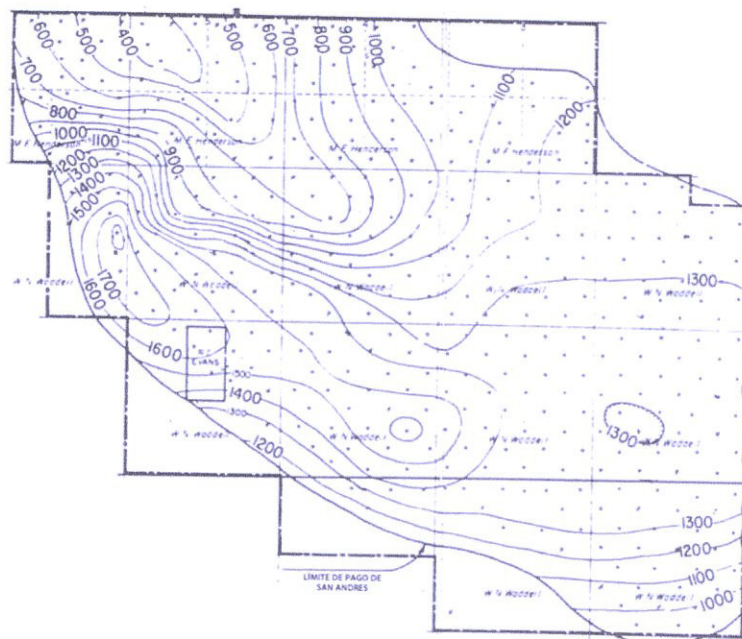


FIGURA 5.7. MAPA ISOBÁRICO, SEPTIEMBRE, 1964

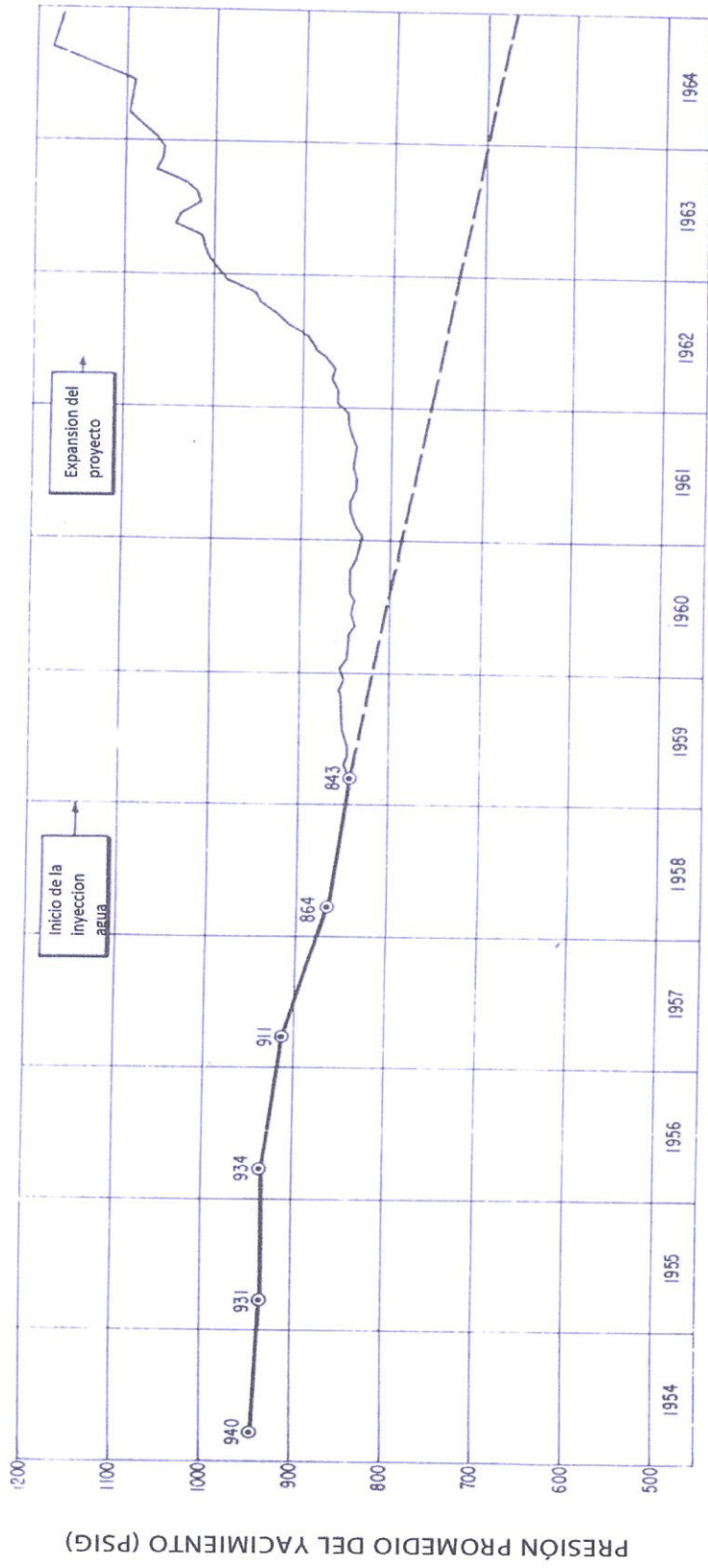


FIGURA 5.8. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE YACIMIENTO DE UN POZO TIPO

Al comienzo de la inyección de agua, la presión promedio del yacimiento fue de 843 psig. De 1959 a 1962 los volúmenes de inyección han sido esencialmente iguales a los volúmenes de salida totales del yacimiento. La presión se mantuvo bastante constante en alrededor de 850 psig durante este período. Después de la expansión en 1962, los volúmenes de inyección han sido mayores que los extraídos o retirados del yacimiento, lo que provoca el incremento sustancial de la presión del yacimiento hasta el valor actual de 1.171 psi. Esto es 328 psig mayor que en el inicio de la inyección y 500 psig mayor que la presión estimada de las operaciones primarias.

Las tasas de inyección en las áreas de alta presión se redujeron gradualmente, mientras que en las áreas de baja presión se incrementaron hasta igualar la presión en todo el yacimiento. El desarrollo de una permeabilidad de mayor orden en el extremo norte del área del proyecto, probablemente causara que la restauración de la presión en esta zona sea un poco más lenta, debido a una mejor distribución lateral del agua inyectada. Esto minimizará la posibilidad de una irrupción temprana de agua en los pozos productores.

5.7 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION GAS-PETROLEO

El valor máximo de la relación gas-petróleo para el campo fue de 1100 scf/bbl, y se alcanzó a finales de 1958, como se muestra en la Fig. 9. Desde entonces, ha existido una reducción gradual de la relación gas-petróleo hasta el valor más reciente de 456 scf/bbl.

La relación original de la solución fue de 484 scf/bbl, a una presión de saturación de 1143 psi. Por supuesto, la reducción de la relación gas-petróleo debido a una restauración de presión no es un proceso completamente aislado de la reducción alcanzada durante la fase de agotamiento o depletamiento.

Una relación gas-petróleo estimada bajo el rendimiento primario continuo se muestra, lo que nos daría un valor de 1460 scf/bbl para diciembre de 1964. Este se compara con un valor real de 456scf/bbl en diciembre. El rendimiento de la relación gas-petróleo durante el período de enero de 1959, a enero de 1962, se mantuvo relativamente constante en un valor algo menor. Después de que el volumen de inyección fue mayor que el retirado del reservorio, la producción de la relación gas-petróleo comenzó una tendencia de descenso definitiva.

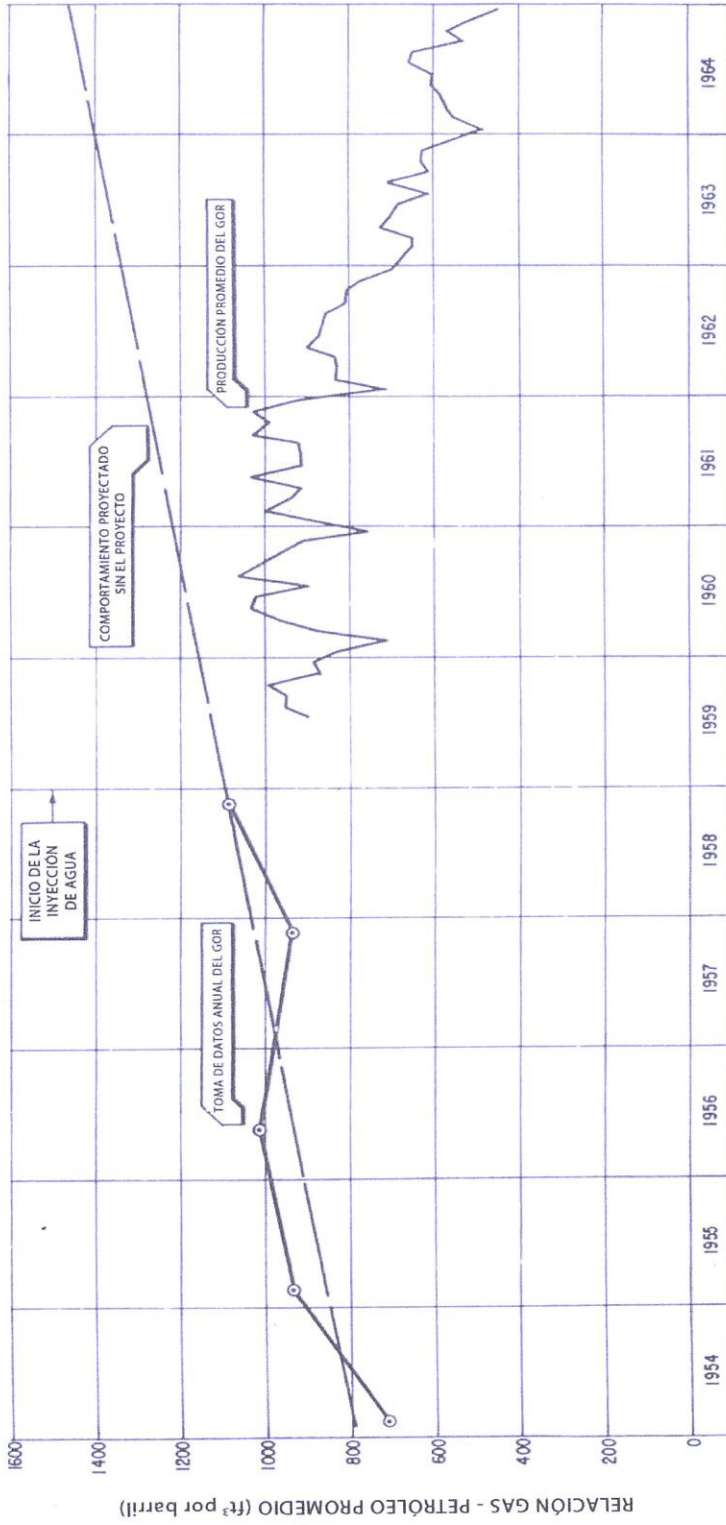


FIGURA 5.9. COMPORTAMIENTO DE LA RELACION GAS-PETRÓLEO

La Fig. 5.10 ilustra esquemáticamente una comparación entre el volumen de agua inyectada con los volúmenes de agua producida. La parte superior de esta figura compara la tasa actual de agua inyectada al día con el agua producida al día. La tasa de inyección promedio de diciembre de 1964, fue 24.647 BWPD, mientras que la tasa promedio de producción fue 615 BWPD. La producción promedio diaria de agua en el inicio de la inyección fue de 400 B/D. Por lo tanto, ha existido muy poco incremento en la producción de agua desde el inicio del programa de inyección.

La parte inferior de la Fig. 5.10 compara el volumen acumulado de agua inyectada y producida del 1 de enero de 1965. A partir de esta fecha 41932000 de barriles de agua habían sido inyectados, frente a 1937000 de barriles de agua producida.

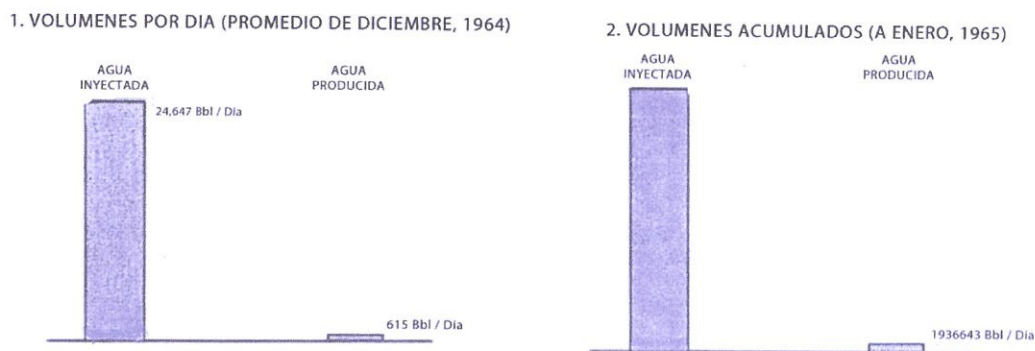


FIGURA 5.10. COMPARACIÓN DE AGUA INYECTADA Y AGUA PRODUCIDA

Podemos concluir de la comparación de los datos de esta figura que el problema del agua de producción hasta la fecha es nulo. Por lo tanto, tenemos una prueba más de la aparente migración lateral de la inyección de agua en el acuífero subyacente realizada de una manera eficiente.

5.8. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN

PREDICCIÓN ANTES DE LA RUPTURA POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT ⁽²⁾.

Ecuaciones de permeabilidades relativas de Corey ⁽³⁾

$$k_{rw} = \left(\frac{s_w - s_{wc}}{1 - s_{wc}} \right)^4$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{s_w - s_{wc}}{1 - s_{wc}} \right)^2 \times \left(1 - \left(\frac{s_w - s_{wc}}{1 - s_{wc}} \right)^2 \right)$$

TABLA 5.3. TABLA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Sw	0,36	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90
Krw	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,08	0,14	0,23	0,35	0,51
Kro	1,00	0,57	0,44	0,33	0,23	0,15	0,09	0,05	0,02	0,01
Kro/Krw	-	223,39	52,94	15,81	5,32	1,89	0,67	0,22	0,06	0,01

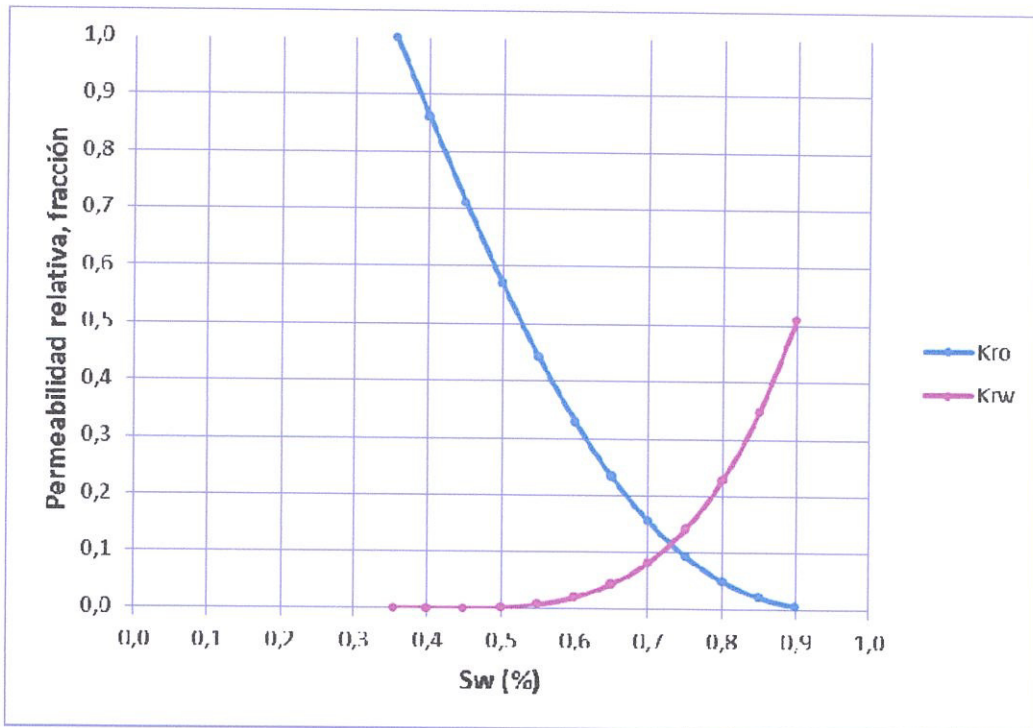


FIGURA 5.11. CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

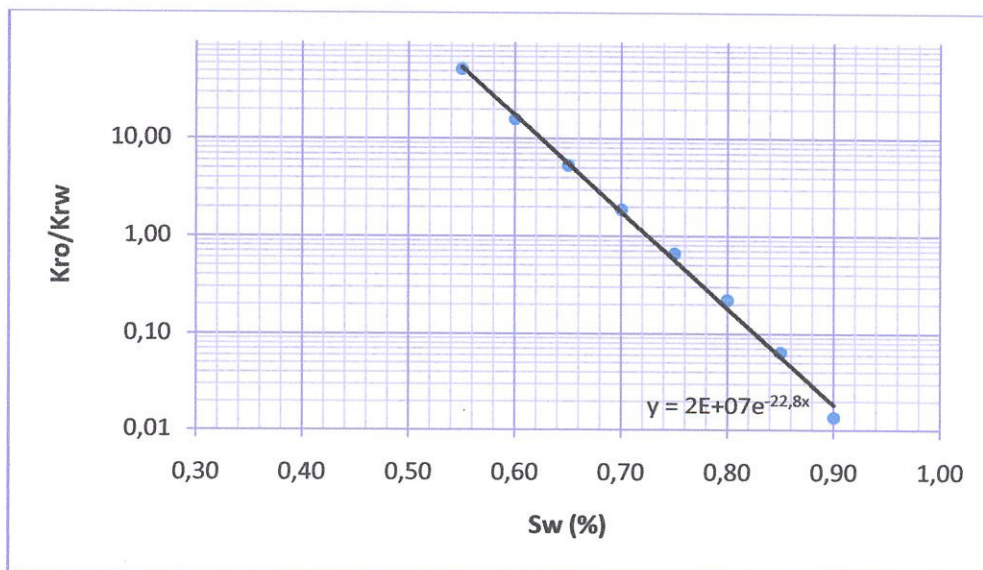


FIGURA 5.12 RAZÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA VS SATURACIÓN DE AGUA

Ecuación del flujo fraccional

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{u_w}{u_o}\right) a e^{b S_w}}$$

Ecuación de la derivada del flujo fraccional

$$\left(\frac{d f_w}{d S_w}\right)_{S_w} = - \frac{\left(\frac{u_w}{u_o}\right) a b e^{b S_w}}{\left[1 + \left(\frac{u_w}{u_o}\right) a e^{b S_w}\right]^2}$$

TABLA 5.4. TABLA DE RESULTADOS DEL FLUJO FRACCIONAL Y SU DERIVADA

Sw	Kro/Krw	fw	dFw/dSw
0,355	-	0,000	0,008
0,500	223,390	0,009	0,209
0,550	52,940	0,028	0,631
0,600	15,810	0,084	1,758
0,650	5,320	0,223	3,964
0,700	1,890	0,474	4,864
0,750	0,670	0,739	4,412
0,800	0,220	0,899	2,082
0,850	0,070	0,965	0,766
0,900	0,010	0,989	0,256

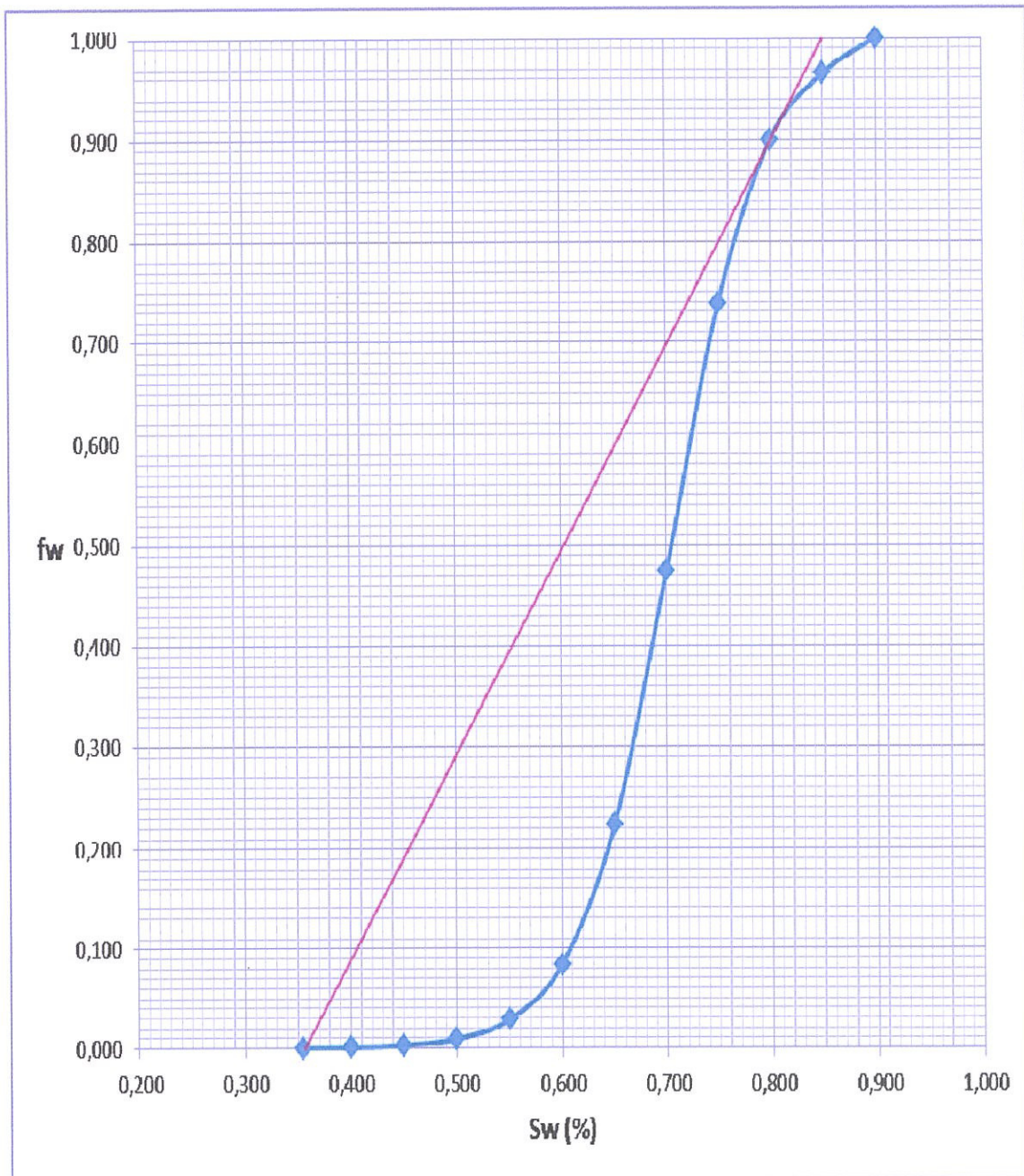


FIGURA 5.13. FLUJO FRACCIONAL DE AGUA VS SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENA

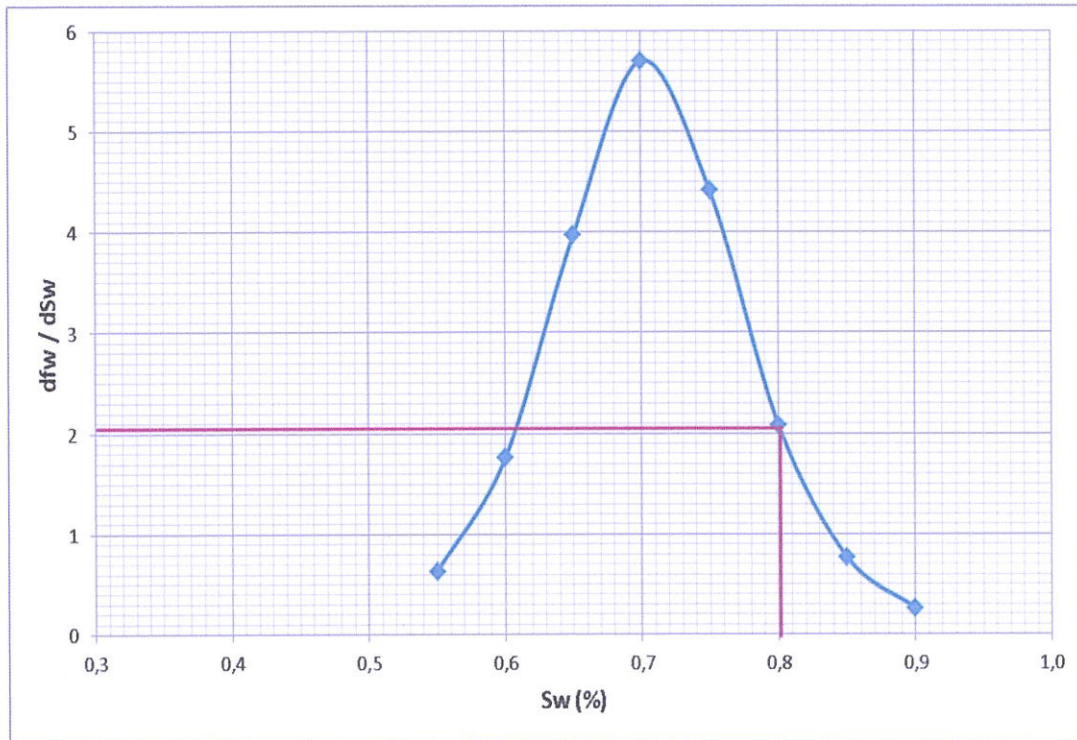


FIGURA 5.14. DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL

Volumen Poroso

$$PV = \frac{\phi AL}{5,615}$$

$$PV = \frac{(0,118)(8000)(40)}{5,615 \frac{ft^3}{bbl}} \times 43560 \frac{ft^2}{ac} = 293 \times 10^6 \text{ bbl}$$

Petróleo in-situ

$$OOIP = \frac{PV(1 - S_{wi})}{E_o} = \frac{(293 \times 10^6 (1 - 0,355))}{1,28} = 147,6 \times 10^6 \text{ bbl}$$

Tiempo a la ruptura

$$t_{BT} = \left[\frac{PV}{i_w} \right] \left(\frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}}} \right)$$

$$t_{BT} = \left[\frac{293 \times 10^6}{48000} \right] \left(\frac{1}{2,082} \right)_{S_{wf}} = 2932 \text{ dias}$$

Agua inyectada a la ruptura

$$W_{iBT} = i_w t_{BT} * E_{ABT}$$

$$W_{iBT} = (48000)(2932)(0,57) = 80198127,19 \text{ bbl}$$

Volumen estimado de volúmenes porosos inyectados a la ruptura

$$Q_{iBT} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{wf}}}$$

$$Q_{iBT} = \frac{1}{2,082} = 0,48 \text{ VP}$$

Petróleo producido a la ruptura

$$Np_{BT} = \frac{W_{iBT}}{Bo}$$

$$Np_{BT} = \frac{80198127,19}{1,28} = 62654786,87 \text{ bbl}$$

WOR a la ruptura

$$WOR_s = \frac{B_o f_w}{B_w (1 - f_w)}$$

$$WOR_s = \frac{(1,28)(0,9)}{(1)(1 - 0,9)} = 11,52$$

Factor de recobro

$$FR = \frac{\bar{S}_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} = \frac{0,849 - 0,355}{1 - 0,355} \times 100\% = 76,7\%$$

TABLA 5.5 COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO A DIFERENTES

DIAS

t	WinjBT	NpBT
100	2736000	2137500
200	5472000	4275000
500	13680000	10687500
1000	27360000	21375000
1500	41040000	32062500
2000	54720000	42750000
2190	59918400	46811250
2500	68400000	53437500
2932	80219520	62671500

ANÁLISIS DESPUÉS DE LA RUPTURA

Sw promedio después de la ruptura

$$\overline{S_{w2}} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_2}$$

Eficiencia de desplazamiento

$$E_D = \frac{\overline{S_{w2}} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Producción acumulada de petróleo

$$N_p = OOIP * E_D * E_A * E_V$$

Inyección acumulada de agua

$$W_{inj} = PV * Q_i$$

Tiempo al inyectar W_{inj}

$$t = \frac{W_{inj}}{i_w}$$

Producción acumulada de agua

$$W_p = \frac{W_{inj} - (\overline{S_{w2}} - S_{wi})(PV) * E_A * E_D}{B_w}$$

Relación agua-petróleo

$$WORs = \frac{B_o}{B_w \left(\frac{1}{f_{w2}} - 1 \right)}$$

Tasa de flujo de petróleo

$$Q_o = \frac{i_w}{B_o + (B_w * WORs)}$$

Tasa de flujo de agua

$$Q_w = Q_o * WORs$$

TABLA 5.6. TABLA DE RESULTADOS DESPUÉS DE LA RUPTURA

Sw	fw	dFw/dSw	Swp	Ed	Npx10 ⁶	Qj	Winjx10 ⁶	t	Wpx10 ⁶	WOR	Qo	Qw
0,800	0,899	2,082	0,849	0,765	64,394	0,480	140,728	2931,841	58,279	11,350	3800,580	43135,257
0,810	0,918	1,727	0,858	0,779	65,567	0,579	169,622	3533,799	85,671	14,265	3087,872	44047,524
0,820	0,933	1,422	0,867	0,794	66,767	0,703	206,074	4293,203	120,587	17,928	2498,905	44801,402
0,830	0,946	1,163	0,876	0,808	67,988	0,860	251,996	5249,909	164,945	22,533	2015,694	45419,911
0,840	0,957	0,946	0,886	0,823	69,226	1,057	309,798	6454,131	221,162	28,321	1621,593	45924,361
0,850	0,965	0,766	0,895	0,838	70,478	1,306	382,516	7969,074	292,277	35,594	1301,718	46333,801
0,860	0,972	0,618	0,905	0,853	71,740	1,618	473,964	9874,252	382,109	44,736	1043,107	46664,823

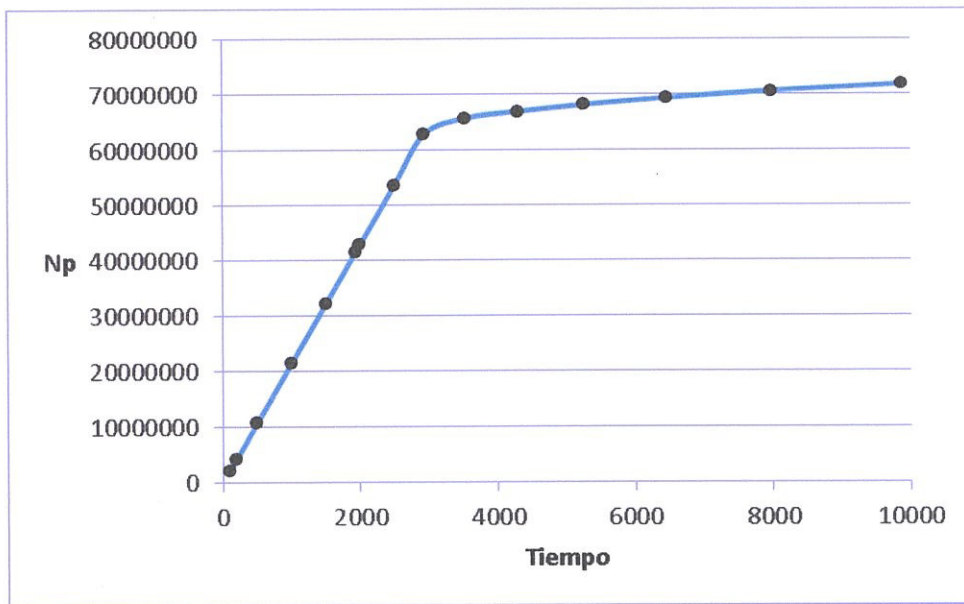


FIGURA 5.15. PETRÓLEO PRODUCIDO VS TIEMPO

5.9 PROPUESTA

Ya que el yacimiento reúne las condiciones adecuadas para una inyección de agua exitosa, conforme vaya declinando la presión hacia la zona norte, se debería implementar un sistema de inyección con arreglo de 5 pozos, ya que con la inyección periférica no se utiliza toda el agua inyectada para el desplazamiento.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1). Society of Petroleum Engineers of AIME, Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs, N° 4a, 1975. Pág. 228 – 233.
 - (2). Norman, Chuck, Classic Waterflooding Predictive Models, Tiorco Inc.
 - (3). Corey, A. T.: The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities, Prod. Monthly (Nov. 1954), pág. 19-21.
-

CAPÍTULO 6

6. INYECCIÓN DE AGUA EN LOS BAJOS DE JONES, CAMPO OFFSHORE ⁽¹⁾.

6.1 RESUMEN

Los bajos de Jones es una arena no consolidada, el crudo es de 14 a 19 grados API. Sin embargo, el grosor de la arena y el radio de movilidad desfavorable causados por el crudo viscoso no afectan el proyecto de inyección de agua.

La producción de petróleo se ha triplicado desde el comienzo en Noviembre de 1963. El reservorio esta fracturado por un sistema complejo de fallas. El efecto de estas fallas, con desplazamientos del radio de acción de 10 a 75ft, es tan importante que los demás proyectos deberían ser manejados como 17 bloques con fallas individuales. Ambas crestas e

Inyectores downdip fueron utilizados anteriormente en la vida de la inyección de agua, pero los efectos desfavorables de inyección de crestas, conocido como un estudio del perfil de inyección, causado por la declinación de petróleo y el incremento del radio agua-petróleo prematuramente.

La historia de producción e inyección del proyecto trata desde Julio de 1967, es presentada para mostrar los resultados realizados.

6.2 INTRODUCCIÓN

El campo de petróleo de la playa de Huntington está situada a 41 millas al Sur- Este de Los Ángeles, en un importante punto sobre la costa cerca al límite sur de la Cuenca de los Ángeles en el Condado Naranja-California. La locación del Campo en la Playa Huntington con respecto a otros campos en la cuenca de los Ángeles es mostrada en el ANEXO 1.

En las afueras de Jones se halla un pliegue anticlinal sobre el extremo del lado oeste del campo.

La falla del reservorio está compuesta de una sección de 700 ft de arenas de continuo Mioceno superior no consolidado separado por calizas

contenidas en arenas intercaladas. El rango de espesor productivo va desde 350 a 400 pies.

Un típico registro eléctrico del intervalo productivo es mostrado en el ANEXO 2. La más importante caliza es encontrada cerca de la mitad de la sección en el registro eléctrico. Las arenas sobre el AG, señaladas son llamadas como Jones Superior, mientras que las arenas por debajo del AG, señaladas son llamadas como Los Bajos de Jones. El área productiva de Los Bajos de Jones, bajo la señal OIL & GAS Co.'s que arriendan en el campo mar adentro cubre más de 770 acres.

La eficiencia de recobro primario de la zona de Jones fue muy baja debido a la alta viscosidad del crudo y a la escasez de un mantenimiento suficiente de presión natural.

El recobro final bajo el agotamiento normal, complementada por algunos programas como control del radio gas-petróleo, fue estimado para ser un 20% del POES.

En 1959 un proyecto piloto de inyección de agua fue iniciado en las arenas entre "AK" Y "AL", señaladas en los Bajos de Jones para

determinar si la inyección de agua debía ser un método satisfactorio para mejorar o aumentar el rendimiento del recobro.

Resultados de la prueba piloto, las cuales terminaron a inicios de 1961, fueron tan alentadores que planearon iniciar inmediatamente para extender las operaciones de inyección de agua para el reservorio entero.

La primera fase del tamaño total de Los Bajos de Jones, iniciaron en Noviembre de 1963, y la inyección fue expandida a mas aéreas del reservorio para Septiembre de 1965.

Aquí se discute el funcionamiento de las actividades de inyección de agua de los problemas inusuales enfrentados durante la vida temprana de este único proyecto de inyección de agua en mar adentro.

6.3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DEL RESERVORIO

Un mapa estructural (ANEXO 3), corrido sobre el tope de este reservorio complejo muestra que las fallas dividen las zonas de Jones en 17 unidades de bloques de fallas para inyección.

Las fallas, con rangos de desplazamientos de 10 a 75 ft, tienen un efecto significativo en el funcionamiento de inyección y deben ser considerados como reservorios separados.

6.4 HISTORIA DEL DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

El desarrollo de la arena de Jones comenzó en Mayo de 1943, siendo nuevamente completado el primer pozo productor mar adentro de Jones. El pozo HB 16 fue completado con 62 B/D y 18.3* API, con un corte de agua del 16% en Junio de 1942.

Los planes fueron formulados en 1961 para construir la plataforma EMMY aproximadamente 1 1/3 millas de la orilla para desarrollar el fin del extremo oeste de Jones y otros reservorios que no pudieron estar al alcance.

El desarrollo de la plataforma EMMY fue diseñado para recuperación secundaria y este incluyó 14 pozos productores y 7 inyectores. Los 21 pozos fueron perforados en un periodo de alrededor de 2 años, comenzando en Febrero de 1963.

Un segundo programa de perforación de la plataforma fue empezado en Junio de 1967, para completar el desarrollo de la sección oeste del reservorio para la inyección de agua.

Cinco nuevos pozos inyectoros y 9 nuevos pozos productores son incluidos en este programa, el cual está previsto que se extienda hasta 1968.

El procedimiento normal para la completación de pozos por producción primaria de las locaciones on shore fueron cementando el casing en el tope de la zona superior de Jones y luego tierra de 2" x 30 de malla o 2" x 50 de malla ranurada a través de todas las arenas productivas en el Inferior y Superior de Jones.

El mecanismo de producción primaria durante el vaciamiento normal fue con avance de gas en solución con flujo de agua localmente activado sobre el flanco sur este de la estructura.

El flujo de agua fue muy limitado y estos efectos no fueron suficientes para mantener la presión durante todo el reservorio.

Intentos para conservar la energía del reservorio durante el agotamiento normal incluye un programa de control de GOR, limitados abandonos y un breve proyecto de inyección de gas.

A pesar de estos intentos, la presión decaía 350 psi en el desarrollo de áreas previas al comienzo del proyecto piloto de inyección de agua en 1959. El recobro acumulado había incrementado aproximadamente 14 % del petróleo original en el sitio, el cual fue equivalente al 70 % de la última producción esperada bajo depletación normal.

La historia de producción (ANEXO 5) indica que la mayoría de la producción incrementa previo al resultado de inyección de agua después de que nuevos pozos fueron perforados.

Severas declinaciones de producción ocurrieron durante periodos donde no había actividad de perforación.

6.5 MOTIVOS DEL PLAN PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA

El propósito de la prueba piloto fue para determinar si el agua podía desplazar petróleo de la zona de Jones y para obtener información y experiencia de la inyección de agua si este método resultaba un suceso.

Como un segundo factor, una locación donde existían pozos con tipo patrón de cinco spot debió reducir la cantidad de perforaciones requeridas para iniciar la prueba.

El proyecto incluía inyección de agua solo en un intervalo en los Bajos de Jones (AK-AL), y los resultados tenían que ser obtenidos lo más pronto posible, y el daño del reservorio debía ser minimizado si la inyección no sucedía.

Un mapa areal del proyecto piloto de inyección de agua es mostrado en el ANEXO 4. El plan piloto consistía de seis pozos inyectoros sobre un patrón de cinco pozos. Los inyectoros fueron re-perforados para convertirlos en productores, re-completados con casing cementado a través de toda la zona y punzonado en el intervalo AK-AL.

Resultados de este proyecto, los cuales empezaron en Febrero de 1959, y se entendieron hasta Marzo de 1961, fueron altamente alentadores. La producción incremento en 28 pozos productores que respondieron y elevo a su vez la producción total de petróleo de la zona de Jones a 700 B/D por encima de las condiciones experimentales de principios de 1961, ANEXO 5.

A corto plazo la producción incrementara en productores individuales hasta 300 BOPD. Adicionalmente el recobro generado por el proyecto piloto ascendió a 690000 STB, y los resultados de inyección indicaron que un proyecto exitoso a gran escala podría aumentar el recobro final de petróleo de la zona de Jones a 35 % del petróleo original en situ.

El agua para la inyección fue obtenida de unos 50 a 60 ft de arena gruesa superficial y el acuífero de grava conectado con el Océano Pacífico. Pruebas detalladas indicaron que esta fuente sería la más adecuada para suministrar cantidades suficientes de agua de mar filtrada naturalmente, para cumplir los requisitos de largo alcance de inyección en la zona de Jones.

6.6 INYECCIÓN EN EL CAMPO

La planificación empezó inmediatamente para extender la operación piloto a un proyecto completo. Estudios de optimización indicaron que los altos y los Bajos de Jones debían ser inyectados independientemente, comenzando con los Bajos de Jones. La inyección a toda escala en los Bajos de Jones comenzó en Noviembre de 1963; y la inyección fue extendida a más áreas del reservorio para Septiembre de 1965. El rendimiento de la inyección en el campo es mostrada en el ANEXO 5.

Varios problemas significantes que tuvieron un importante efecto en el rendimiento del proyecto fueron encontrados durante los primeros años de inyección. Muchos de estos problemas pudieron ser agrupados en 3 grandes áreas: Efectos de Inyección buzamiento arriba, Control de Arenas en pozos productores y Mantenimiento de problemas en pozos de inyección.

6.7 EFECTOS DE INYECCIÓN UPDIP

Seis de los ocho pozos inyectoros fueron considerados para ser completados en locaciones UPDIP desarrollaron desfavorablemente perfiles tan pronto después de ser situados en servicios de inyección.

Arenas con gas saturado aleatoriamente distribuidos en la cresta pudieron ser responsable de este rendimiento. Un perfil de un típico, inyector con alta rata UPDIP (Pozo J 60 A) es mostrado en el ANEXO 6. La cementación por squeeze a estas arenas no dio una solución satisfactoria para la corrección de perfiles desfavorables en pozos inyectoros. En contraste, la mayoría de los pozos inyectoros en locaciones DOWNDIP tuvieron perfiles satisfactorios sobre las ratas de los Bajos de Jones.

La concentración de inyección en pequeños intervalos en pozos inyectoros UPDIP causó rápidas respuestas en productores cercanos y agravaron el radio de movilidad causado por el crudo viscoso. Respuestas características en la mayoría de los pozos productores cercanos fueron casi idénticas. Primero, un sólido incremento en la producción de petróleo ocurrió. Luego, un avance de agua usualmente seguido dentro de 6 meses después del primer incremento de producción. Problemas de arena y un subsiguiente revestimiento fracasado usualmente acompañado del incremento de la producción desde casi todos los pozos produciendo no tuvieron un adecuado control de arenas.

El rendimiento del pozo J 92, ANEXO 7, provee un excelente ejemplo de los problemas experimentados por productores completados cerca de inyectoros UPDIP. Los productores respondieron dentro de 3 meses después de que la inyección empezó en 2 cercanos a inyectoros UPDIP. La producción total incremento de 100 a 500 B/D por Enero de 1966.

El pozo J 92 ha sido un pozo productor errático y una arena crónica desde luego y probablemente requerirá re perforación en el futuro. El efecto de este fenómeno en general del rendimiento de proyecto, ANEXO 5, es bastante pronunciado. La producción de petróleo del proyecto incremento a un alto punto de 10500 BOPD en Marzo de 1965, por arriba de los 4500

BOPD que tenía antes de la inyección, pero empezó a declinar un poco a pesar de continuar la expansión de inyección.

La producción declino a 9700 BOPD por Octubre de 1965. Por otra parte, la producción del corte de agua incremento de 39 % a 54 %.

Los efectos de malos perfiles en inyectores UPDIP son cerca de productores es mostrado en el ANEXO 8.

El pozo productor J 71 fue localizado cercano a uno del inyector infringiendo UPDIP y el avance se vino muy rápido después de que el primer incremento de producción fue notado; la producción de corte de agua incremento rápidamente al 95 %. En contraste, el pozo J 45, localizado en el medio entre la cresta y el contacto agua petróleo sobre el flanco norte de la estructura, ha mostrado un comportamiento casi perfecto para una completación convencional.

Los inyectores responsables para la simulación del pozo J 45 son localizados DOWNDIP y tienen perfiles satisfactorios.

Actualmente, solo 2 inyectores son activos UPDIP, pero ambos tienen excelentes perfiles.

Los resultados de convertir a inyección DOWNDIP han sido bastante impresionantes (ANEXO 5). De una temporada baja de 9700 BOPD en Octubre de 1965, la producción de petróleo incremento a 13000 BOPD en Julio de 1967, a pesar de la continua línea de fallas en productores completados sin adecuar un control de arenas.

La producción de corte de agua para el proyecto durante el periodo decayó de 59 por ciento a un valor de 55 %, mientras que la inyección total incremento de 55000 B/D a más de 80000 B/D. Ahora productores perforados en áreas afectadas por previas inyecciones tienen altos cortes de agua, pero no rendimientos similares al pozo J 71 han sido observados siguiendo el recorte de una inyección UPDIP desfavorable.

6.8 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN

PREDICCIÓN POR EL MÉTODO DE BUCKLEY Y LEVERETT ⁽²⁾.

Ecuaciones de permeabilidades relativas de Corey ⁽³⁾

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 * \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \right)$$

TABLA 6.1. TABLA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Sw	0,22	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
Kro	1,00	0,92	0,80	0,68	0,56	0,45	0,36	0,27	0,20	0,14	0,09	0,06	0,03	0,01
Krw	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,06	0,09	0,14	0,21	0,31	0,43

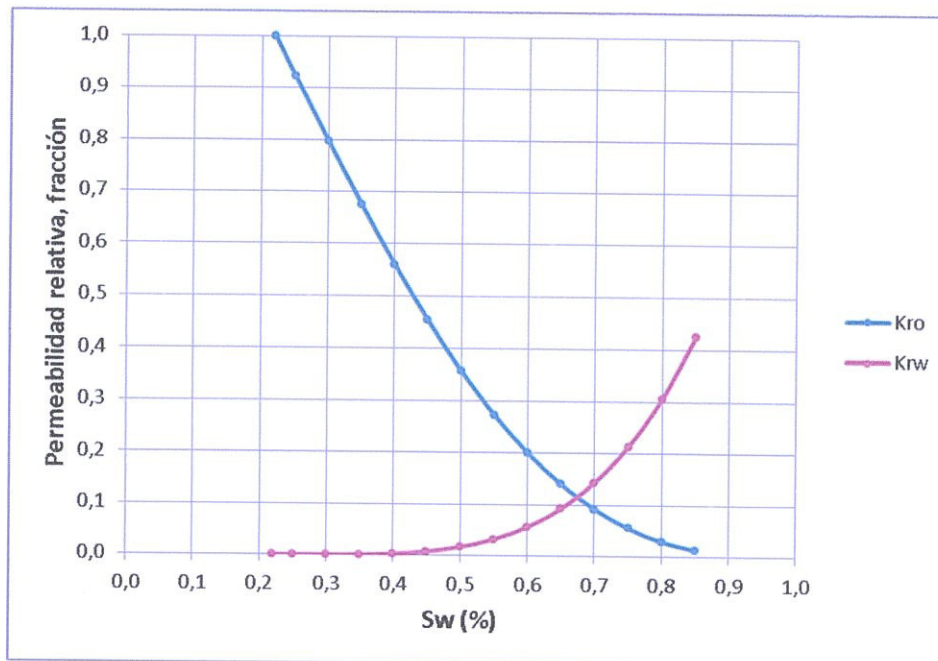


FIGURA 6.1. CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Cálculo de la razón de movilidad

$$M_{w-o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_o}}{\frac{k_{ro}}{\mu_w}} = \frac{\frac{0,1}{210}}{\frac{1}{0,8}} = 26,3$$

Como la razón de movilidad es muy alta, se concluye que no es recomendable la aplicación del proyecto de inyección de agua ya que el recobro sería demasiado bajo, por lo tanto no se continúa con el método de predicción.

6.9 PROPUESTA

Debido a que este campo no presenta las condiciones necesarias para una inyección de agua, se recomendaría aplicar un método de recuperación mejorada como la inyección de agua caliente o vapor, ya que estos métodos son recomendables para viscosidades de petróleo mayores a 50 cp.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1). Society of Petroleum Engineers of AIME, Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs, N° 4a, 1975. Pág. 201-208.
 - (2). Norman, Chuck, Classic Waterflooding Predictive Models, Tiorco Inc.
 - (3). Corey, A. T.: The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities, Prod. Monthly (Nov. 1954), pág. 19-21.
-

CONCLUSIONES

1. Mientras más precisos sean los estudios geológicos y datos de las propiedades de la roca y los fluidos, la predicción por medio del método de Buckley y Leverett será más exacta.
 2. Al realizar la comparación entre los datos reales de producción y los resultados del método aplicado podemos concluir que el error de la predicción es bajo.
 3. Antes de iniciar un proyecto de inyección de agua es necesario calcular la razón de movilidad ya que es el mejor indicativo de si el proyecto será exitoso.
 4. La inyección de agua aumenta el recobro del petróleo in-situ de manera significativa.
-

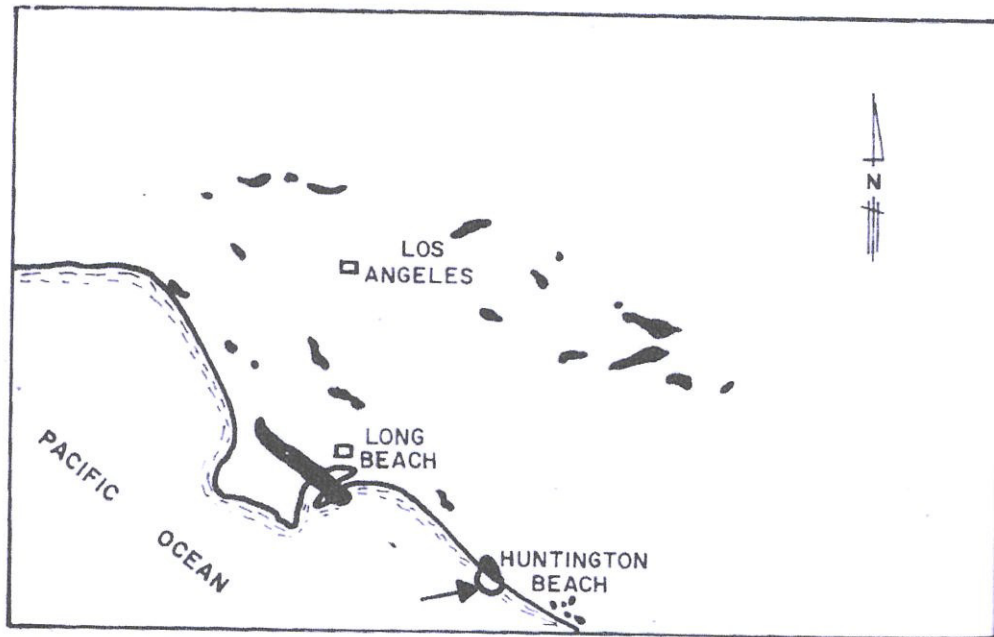
RECOMENDACIONES

1. Para yacimientos con petróleo de alta viscosidad se deben implementar proyectos de recuperación mejorada ya que así se reduce la viscosidad del petróleo y por lo tanto disminuye la razón de movilidad.
 2. Si la predicción es favorable, se debe realizar un plan piloto antes de implementar el proyecto en todo el campo.
 3. Antes de utilizar un método de predicción se deben analizar las limitaciones para su aplicación, para así obtener un resultado más preciso.
 4. Antes de ejecutar un proyecto de inyección de agua es necesario realizar un análisis económico para establecer el límite hasta el cual me resulta rentable seguir inyectando agua.
-

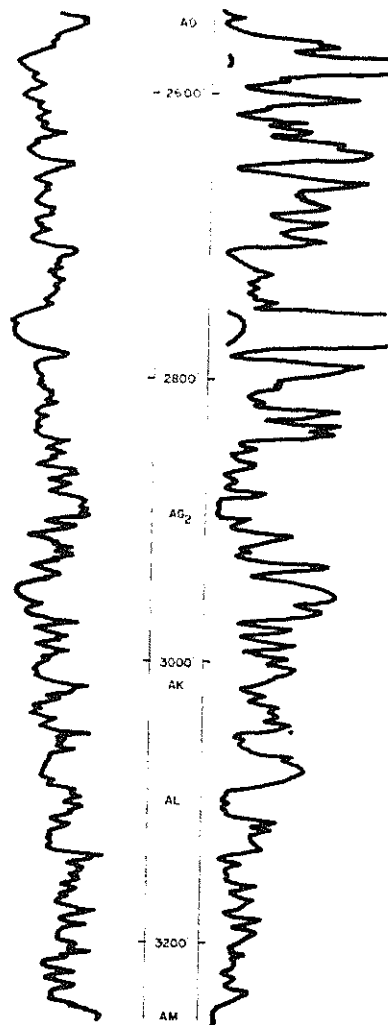
.....



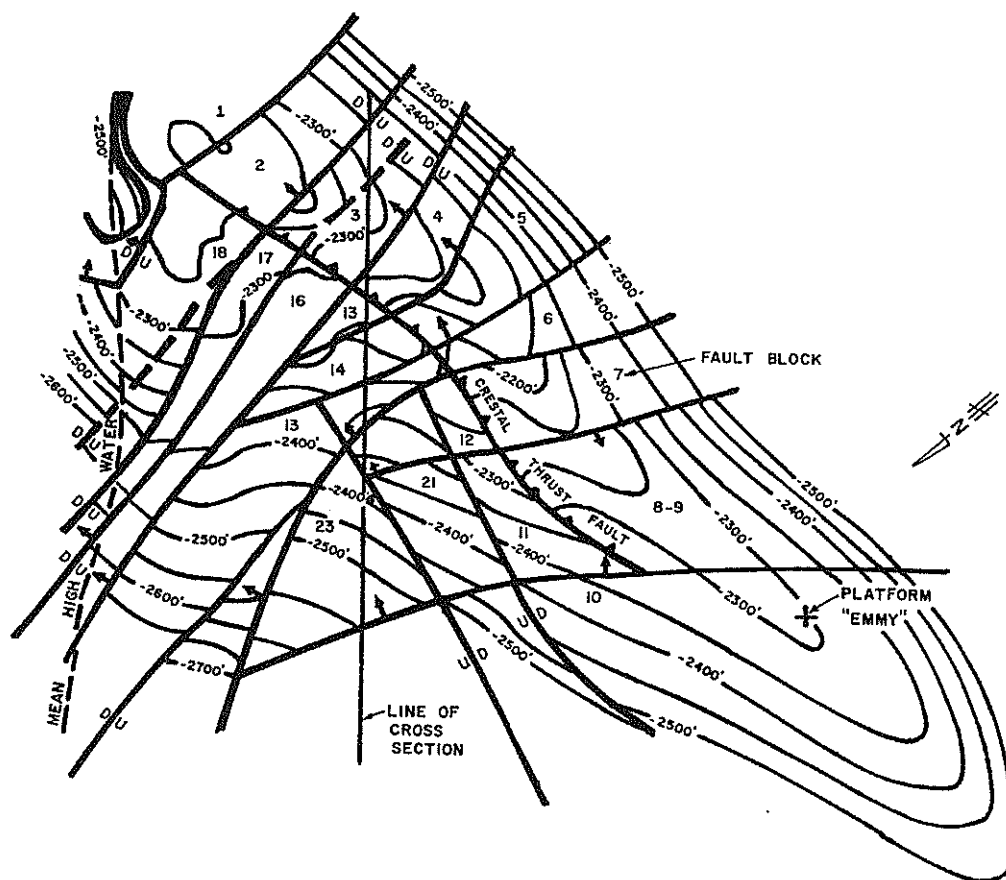
ANEXOS



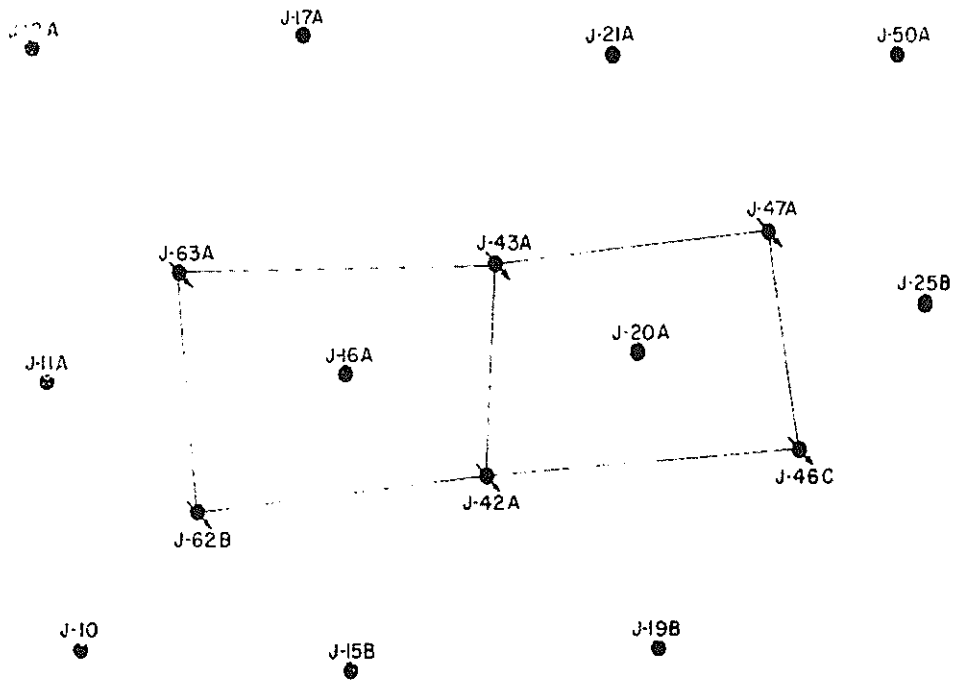
ANEXO 1. CAMPO OFFSHORE HUNTINGTON BEACH, CUENCA DE LOS ANGELES



ANEXO 2. REGISTRO ELÉCTRICO, ARENAS DE JONES SUPERIOR E INFERIOR



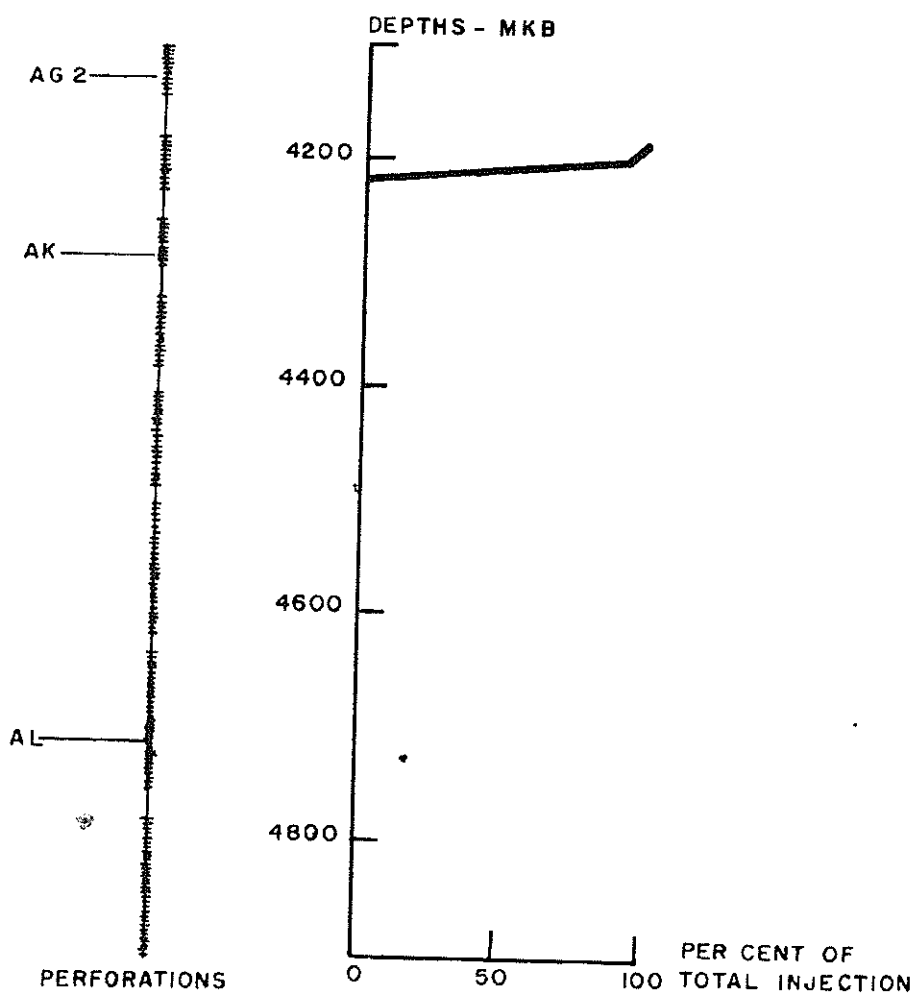
ANEXO 3. CONTORNO ESTRUCTURAL DEL CAMPO OFFSHORE
HUNTINGTON BEACH



ANEXO 4. PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA DE LA ZONA JONES

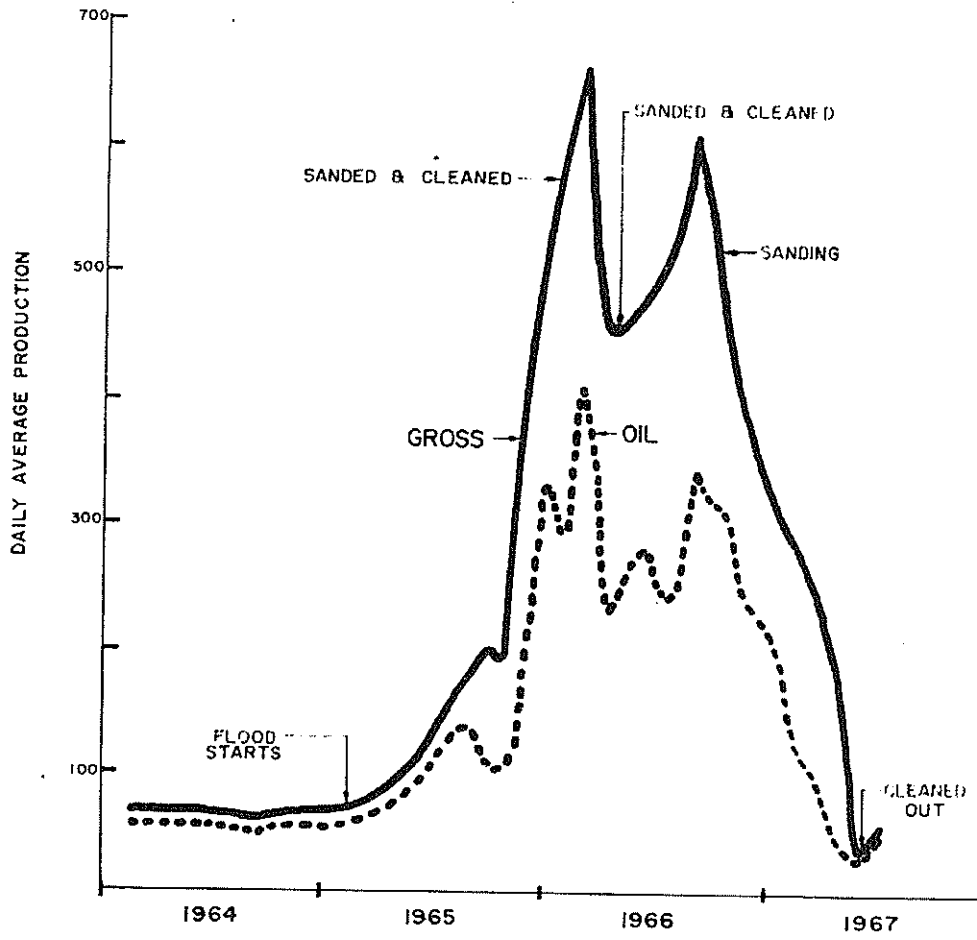


ANEXO 5. HISTORIAL DE DESARROLLO DE LA ZONA JONES

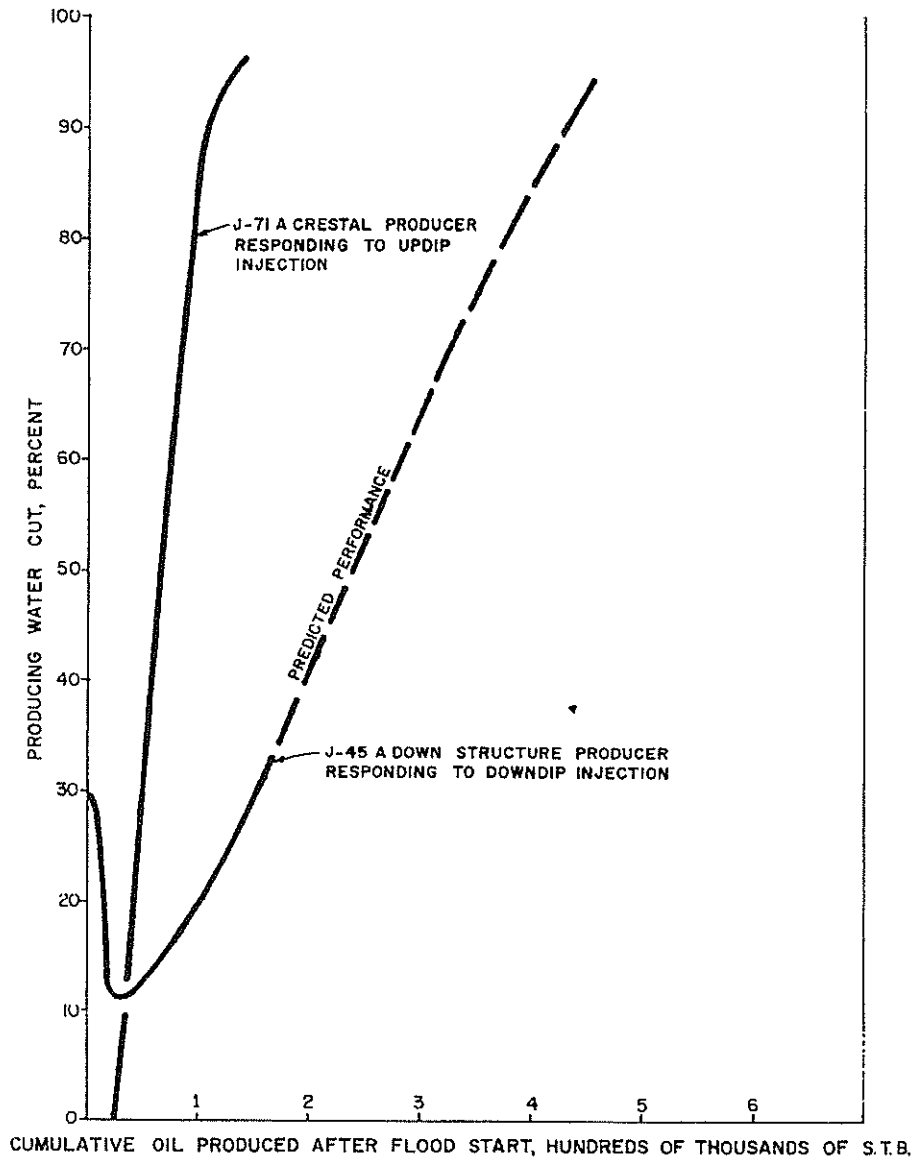


RUN NO.	1
DATE	1/20/66
RATE, B/D	3400
PRESSURE, PSI	1000
CUM. MILLION BBLs.	0.2

ANEXO 6. CARACTERÍSTICAS DESFAVORABLES DEL POZO
INYECTOR J-60^a



ANEXO 7. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO J-92



ANEXO 8. EFECTO DE LA POSICIÓN DEL INYECTOR Y RESPUESTA DE LOS POZOS PRODUCTORES

BIBLIOGRAFÍA

1. Corey, A. T.: The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities, Prod. Monthly (Nov. 1954), pág. 19-21.
 2. Craig, F., Geffen, T. y Morse, R.: Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Models Tests, Trans., AIME (1955)204, 7-15.
 3. Craig F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) Pág. 3.
 4. Ferrer, J.: Notas Sobre Métodos de Predicción de la Recuperación Secundaria de Petróleo por Inyección de Agua, Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad de Zulia, (1970).
 5. Green, Don W., Willhite, G. Paul, Enhanced Oil Recovery, SPE Series, 1998.
 6. Norman, Chuck, Classic Waterflooding Predictive Models, Tiorco Inc.
 7. Paris de Ferrer, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición, 2001.
-

8. Rose, S.C., Buckwalter, J.F. y Woodhall, R.J.: The Design Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1989)11
 9. Scientific Software Intercomp (SSI), Notebook of Improved Oil Recovery by Waterflooding and Gas Injection, Denver (1981).
 10. Smith, J. y Cobb, W.: Waterflooding Notebook, William M. Cobb & Associates, Inc., Lubbock, Texas (1992).
 11. Society of Petroleum Engineers of AIME, Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs, N° 4a, 1975.
-