



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Métodos selectivos para la
productividad de pozos productores de
aceite y gas”**

TESIS

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

García Cruz Isaac Ariel

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Bernardo Carreón Calderón



Ciudad Universitaria, Ciudad de México, 2016.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

OFICIO: IP/COR/09052016/43
ASUNTO: Solicitud de Jurado Para Examen Profesional

DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

Por medio del presente, el alumno **GARCIA CRUZ ISAAC ARIEL** registrado en esta facultad con el número de cuenta **307105064** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA** e inscrito en la modalidad de titulación denominada:

TITULACIÓN MEDIANTE TESIS O TESINA Y EXAMEN PROFESIONAL.

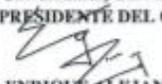
quien cumpliendo los requisitos de egreso de su plan de estudios necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, presentó como trabajo escrito la **TESIS** con el siguiente título:

MÉTODOS SELECTIVOS PARA LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS PRODUCTORES DE ACEITE Y GAS

solicita atentamente se sirva autorizar la programación de su examen profesional con el siguiente jurado, que ha sido previamente validado como personal académico activo de la UNAM y sin goce de periodo sabático.

ASIGNACIÓN	NOMBRE
PRESIDENTE:	ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VERUGAS
VOCAL:	DR. BERNARDO CARREON CALDERON
SECRETARIO:	DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO
1ER. SUPLENTE:	DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO
2DO. SUPLENTE:	MTRD. MARIO GERARDO GARCIA HERRERA

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, Cd. Mx. a 09 de Mayo de 2016.
EL PRESIDENTE DEL COMITÉ


DR. ENRIQUE ALEJANDRO GONZÁLEZ TORRES

El interesado deberá acudir dentro de los 10 días hábiles siguientes a la fecha del presente, a entregar la documentación necesaria para el examen, título y cédula, de acuerdo a los términos e indicaciones del instructivo correspondiente. De lo contrario, deberá obtener un refrendo del presente oficio por parte de este Comité de Titulación.

CCP: GARCIA CRUZ ISAAC ARIEL, Interesado

PEX-3
0000

Este trabajo de tesis titulado, “Métodos selectivos para la productividad de pozos productores de aceite y gas” es una idea original del M.I. Juan de la Cruz Clavel López, gracias por su apoyo maestro.

Agradecimientos

A mi Madre Rosa María Cruz García, por estar siempre conmigo, por su cariño y ternura, por apoyarme en mis metas, por su linda y hermosa sonrisa que me acompaña en lo más profundo de mi corazón, gracias por ayudarme en la realización de este trabajo.

A mi Padre Sebastián García López, por haber trabajado para sacar adelante a toda su familia, por haberme dedicado los mejores años de su vida y por abrazarme con toda la fuerza de su corazón, por los consejos y los valores que me has enseñado, gracias padre por darme la mejor de las herencias.

A mis hermanos: con los que he pasado momentos muy felices, gracias por sus consejos y su apoyo incondicional, por sus enseñanzas, por corregir mis errores, por quererme tal y como soy, y porque a donde quiera que voy tengo un poquito de ustedes.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme abierto sus puertas, por sus grandes profesores, por sus agradables sitios y lugares, gracias por darme la oportunidad de desarrollarme profesionalmente en sus aulas.

A mis sinodales: por dedicar su valioso tiempo en la revisión de este trabajo y gracias a sus observaciones lo han mejorado.

Al personal del cubículo 115 del Instituto Mexicano del Petróleo:

A la Bio. Virginia Quintana: Por brindarme información para la elaboración de este trabajo, gracias por su amistad y apoyo incondicional para la realización de mi tesis.

A Ruth Soriano Lomelí: Por las largas charlas y los buenos consejos, gracias por todo el apoyo que me brindaste en mi estancia como becario, mi querida amiga. Ah! y gracias por el libro de ortografía que me regalaste.

Contenido

Lista de tablas	10
Lista de figuras	11
Resumen	14
Introducción	15
Capítulo 1. Conceptos básicos de productividad de pozos.	16
1.1 Clasificación de yacimientos.....	16
1.1.1 Clasificación de yacimiento por el fluido que almacenan.	17
1.1.1.1 Yacimientos de bitumen.	17
1.1.1.2 Yacimientos de aceite y gas asociado.....	17
1.1.1.2.1 Yacimientos de aceite bajo saturado.....	17
1.1.1.2.2 Yacimientos de aceite saturado.....	17
1.1.1.3 Yacimientos de gas no asociado.	17
1.1.1.3.1 Yacimientos de gas seco.	17
1.1.1.3.2 Yacimientos de gas húmedo.	18
1.1.1.3.3 Yacimientos de gas y condensado.	18
1.1.2 Clasificación de yacimientos según su mecanismo de empuje.	19
1.1.2.1 Yacimientos de aceite con gas en solución.....	19
1.1.2.2 Yacimiento con casquete de gas.....	19
1.1.2.3 Yacimientos con empuje hidráulico.....	20
1.1.2.4 Yacimiento con empuje combinado.	20
1.2 Propiedades del sistema roca fluido.	21
1.2.1 Propiedades del gas.	21
1.2.1.1 Peso molecular aparente de una mezcla de gases.	21
1.2.1.2 Densidad específica de un gas.	21
1.2.1.3 Ecuación de estado de los gases ideales y reales.	21
1.2.1.4 Factor de volumen del gas de formación.	22
1.2.1.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas.	22
1.2.1.6 Viscosidad del gas.	23
1.2.2 Propiedades del aceite.	23
1.2.2.1 Presión de burbuja.....	23
1.2.2.2 Densidad relativa del aceite.	24
1.2.2.3 Factor de volumen del aceite.	25
1.2.2.4 Relación gas en solución del aceite.	25
1.2.2.5 Factor de volumen total.	25
1.2.2.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite.	26
1.2.2.7 Viscosidad del aceite.	27
1.2.3 Propiedades de agua de formación.....	28
1.2.3.1 Factor de volumen del agua en formación.	28
1.2.3.2 Solubilidad del gas natural en el agua.	28

1.2.3.3	Coeficiente de compresibilidad isotérmica del agua.....	¡Error! Marcador no definido.
1.2.3.4	Coeficiente de viscosidad del agua de formación.....	28
1.2.4	Propiedades de la roca.....	29
1.2.4.1	Porosidad.....	29
1.2.4.2	Saturación.....	30
1.2.4.3	Tensión superficial.....	30
1.2.4.4	Mojabilidad.....	31
1.2.4.5	Presión capilar.....	32
1.2.4.6	Permeabilidad.....	32
1.2.4.6.1	Permeabilidad absoluta.....	32
1.2.4.6.2	Permeabilidad efectiva.....	33
1.2.4.6.3	Permeabilidad relativa.....	33
1.3	Productividad de pozos.....	34
1.3.1	Sistema integral de producción.....	34
1.3.2	Índice de productividad.....	37
1.3.3	Factores que afectan al índice de productividad.....	38
1.3.4	Comportamiento de afluencia.....	40
1.3.4.1	Método de Vogel.....	41
1.3.4.2	Método de Standing.....	42
1.4	Efecto de daño.....	44
1.4.1	Daño a la formación y pseudodaños.....	44
1.4.2	Efecto del daño.....	48
1.4.3	Origen del daño a la formación.....	51
1.4.3.1	Operaciones durante las cuales se produce el daño.....	51
1.4.3.1.1	Perforación.....	51
1.4.3.1.2	Cementación.....	52
1.4.3.1.3	Terminación.....	52
1.4.3.1.4	Estimulación.....	53
1.4.3.1.5	Limpieza.....	53
1.4.3.1.6	Reparación de pozos.....	53
1.4.3.1.7	Producción.....	53
1.4.3.1.8	Inyección de agua.....	54
1.4.3.1.9	Inyección de gas.....	54
1.4.4	Mecanismos de daño.....	55
1.4.4.1	Reducción en la permeabilidad absoluta de la formación.....	55
1.4.4.2	Reducción de la permeabilidad relativa.....	56
1.4.4.3	Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.....	56
1.4.5	Tipos de daño.....	57
1.4.5.1	Daño por invasión de fluidos.....	57
1.4.5.1.1	Daño por acillas.....	58
1.4.5.1.2	Daño por bloqueo de agua.....	59
1.4.5.1.3	Daño por bloqueo de aceite.....	59
1.4.5.1.4	Daño por bloqueo de emulsiones.....	59
1.4.5.1.5	Daño por cambio de mojabilidad.....	59

1.4.5.1.6	Daño por película o membranas interfaciales.	60
1.4.5.1.7	Daño por precipitación secundaria.	60
1.4.5.2	Daño por invasión de sólidos.	60
1.4.5.3	Daño asociado con la producción.	61
1.4.6	Evaluación del daño.	62

Capítulo 2. Métodos convencionales de mejoramiento de flujo en medio poroso en zona vecina y no tan vecina. 65

2.1	Estimulación matricial.	65
2.1.1	Estimulación matricial no reactiva.	67
2.1.1.1	Fenómenos de superficie.	67
2.1.1.2	Surfactantes.	67
2.1.1.2.1	Clasificación de los surfactantes.	68
2.1.1.2.2	Uso de los surfactantes en la estimulación no reactiva.	69
2.1.1.3	Tipos de daño susceptibles de remover con estimulación matricial no reactiva.	70
2.1.1.3.1	Bloqueo por agua.	70
2.1.1.3.2	Bloqueo por aceite.	70
2.1.1.3.3	Bloqueo por emulsión.	71
2.1.1.3.4	Roca mojada por aceite.	71
2.1.1.3.5	Películas o membranas interfaciales.	71
2.1.1.3.6	Depósitos orgánicos.	71
2.1.1.3.7	Perdida de lodo.	72
2.1.1.4	Selección de surfactante en la estimulación matricial no reactiva.	72
2.1.2	Estimulación matricial reactiva.	73
2.1.2.1	Ácidos.	73
2.1.2.1.1	Ácido clorhídrico (HCl).	74
2.1.2.1.2	Ácido fluorhídrico (HF).	75
2.1.2.1.3	Ácido Acético.	75
2.1.2.1.4	Ácido Fórmico.	76
2.1.2.2	Aditivos.	76
2.1.2.2.1	Inhibidores de corrosión.	77
2.1.2.2.2	Agentes no-emulsificantes.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.2.3	Agentes anti-lodos asfálticos.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.2.4	Agentes de suspensión.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.2.5	Agentes de mojabilidad.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.2.6	Agentes controladores de fierro.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.2.7	Agentes penetrantes.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.2.8	Aditivos reductores de fricción.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.2.9	Otros aditivos.	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2.3	Selección de fluidos en la acidificación matricial.	78
2.1.2.3.1	Factores a considerar en la selección de los fluidos de estimulación.	¡Error!
	Marcador no definido.	
2.1.2.4	Técnicas y diseño de estimulación matricial reactiva.	78
2.1.2.4.1	Tratamiento de limpieza.	78
2.1.2.4.2	Acidificación matricial en areniscas.	79
2.1.2.4.3	Acidificación matricial en rocas calcáreas.	80

2.2	Estimulación con Fracturamiento hidráulico.	82
2.2.1	Productividad de un pozo con fracturamiento hidráulico.	83
2.2.2	Criterios para la selección de pozos candidatos a un fracturamiento hidráulico.	84
2.2.3	Tipos de fracturamiento hidráulico para estimulación de pozos.	84
2.2.3.1	Fracturamiento Hidráulico con apuntalante.	84
2.2.3.2	Fracturamiento hidráulico con ácido.	85
2.2.4	Mecánica de la roca.	85
2.2.4.1	Esfuerzos en sitio.	85
2.2.4.1.1	Tensiones efectivas.	87
2.2.4.1.2	Iniciación de la fractura y programa de perforación.	88
2.2.4.1.3	Recolección de datos.	88
2.2.4.2	Tamaño de la fractura.	89
2.2.4.2.1	Contención de la fractura.	90
2.2.4.2.2	Crecimiento de los límites de la fractura.	91
2.2.4.2.3	Altura de la fractura.	91
2.2.4.2.4	Geometría de la fractura alrededor del pozo.	92
2.2.4.3	Modelado de la forma de la fractura.	92
2.2.4.3.1	Ancho de la fractura.	93
2.2.5	Creación de la fractura con apuntalante.	94

Capítulo 3. Técnicas y métodos para mejoramiento de flujo en medio poroso de manera selectiva en el intervalo productor. 97

3.1	Tecnología ultrasónica para estimulación de pozos.	97
3.1.1	Planteamiento del problema.	97
3.1.2	Descripción de la tecnología.	97
3.1.3	Herramienta de la tecnología.	98
3.1.3.1	Restricciones de la tecnología ultrasónica para estimulación del pozo.	98
3.1.4	Aplicación de la estimulación.	98
3.2	Método de estimulación con la herramienta MaxPERF.	99
3.2.1	Planteamiento del problema.	99
3.2.2	Descripción de la tecnología.	99
3.2.3	Herramienta de la tecnología.	100
3.2.4	Aplicación de la estimulación.	100
3.3	Fracturamiento radial con propelente de deflagración progresiva GasGun™.	101
3.3.1	Planteamiento del problema.	101
3.3.2	Descripción de la tecnología.	101
3.3.3	Herramientas de la tecnología.	103
3.3.3.1	Restricciones de la estimulación con fracturamiento radial con propelente de la deflagración progresiva GasGun™	103
3.3.4	Aplicación de la estimulación.	103
3.4	Método de estimulación Termo-Pulsos.	104
3.4.1	Planteamiento del problema.	104
3.4.2	Descripción de la tecnología.	105

3.4.3	Herramientas de la tecnología.	105
3.4.3.1	Restricciones de la estimulación con la tecnología Termo-Pulsos.	105
3.4.4	Aplicación de la estimulación.	106
Capítulo 4. Análisis comparativo de las técnicas y métodos.		107
4.1	Planteamiento del Problema.....	107
4.2	Información del Pozo García.	108
4.2.1	Características del fluido.	108
4.2.2	Características del yacimiento.....	108
4.2.3	Estado Mecánico.	109
4.2.4	Intervalo productor.	109
4.2.5	Gradiente Geotérmico.....	109
4.3	Casos a simular del pozo García.	110
4.3.1	Caso A pozo totalmente dañado.	110
4.3.2	Caso B pozo totalmente estimulado.	110
4.3.3	Caso C pozo selectivamente estimulado un intervalo.....	111
4.3.4	Caso D pozo selectivamente estimulado dos intervalos.	111
4.3.5	Caso E pozo selectivamente estimulado dos intervalos.....	112
4.4	Descripción del simulador.....	113
4.4.1	Modelado de pozos.....	113
4.5	Metodología del simulador.	115
4.5.1	Recopilación de datos.	115
4.5.2	Realizar la simulación de un pozo con entrada de agua con daño.....	115
4.5.3	Efectuar el resumen de opciones (Options Summary).....	115
4.5.4	Ingresar los datos PVT (PVT Data).	117
4.5.5	Obtener la curva de comportamiento de afluencia (IPR Data).	117
4.5.6	Definir las características mecánicas del pozo (Equipment Data).....	119
4.5.6.1	Ingresar los datos de la desviación del pozo (Deviation Survey).....	120
4.5.6.2	Ingresar los datos del equipo de fondo (Downhole Equipment).....	120
4.5.6.3	Ingresar el gradiente geotérmico de la formación (Geothermal Gradient).....	121
4.5.6.4	Ingresar las capacidades caloríficas de los fluidos (Heat Capacities).....	121
4.5.7	Efectuar el resumen del análisis (Analysis Summary).	122
Capítulo 5. Resultados de la simulación.		124
5.1	Obtención de las curvas VLP/IPR.....	124
5.1.1	Curvas VLP/IPR caso A pozo totalmente dañado.	125
5.1.2	Curvas VLP/IPR caso B pozo totalmente estimulado.	127
5.1.3	Curvas VLP/IPR caso C pozo selectivamente estimulado un intervalo.....	129
5.1.4	Curvas VLP/IPR caso D pozo selectivamente estimulado tres intervalos.....	131
5.1.5	Curvas VLP/IPR caso E pozo selectivamente estimulado seis intervalos.	133
5.2	Análisis de los resultados.	135
Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones.		143

Lista de tablas

<i>Tabla 1. Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad.</i>	24
<i>Tabla 2. Valores típicos de S y su significancia relativa.</i>	47
<i>Tabla 3. Minerales comunes que componen las rocas sedimentarias.</i>	58
<i>Tabla 4. Clasificación de surfactantes.</i>	68
<i>Tabla 5. Acción de los surfactantes iónicos y catiónicos.</i>	69
<i>Tabla 6. Criterios mínimos de selección para una estimulación con fracturamiento hidráulico.</i>	84
<i>Tabla 7. Características del fluido.</i>	108
<i>Tabla 8. Características del yacimiento.</i>	108
<i>Tabla 9. Estado mecánico de la Tubería de producción.</i>	109
<i>Tabla 10. Estado mecánico de la Tubería de revestimiento.</i>	109
<i>Tabla 11. Intervalo productor.</i>	109
<i>Tabla 12. Gradiente geotérmico.</i>	109
<i>Tabla 13. Tabla del caso A (formación con daño 2).</i>	110
<i>Tabla 14. Tabla del caso B (formación sin daño).</i>	110
<i>Tabla 15. Tabla del caso C (formación con daño 2, la segunda capa sin daño).</i>	111
<i>Tabla 16. Tabla del caso D (las 3 primeras capas sin daño y las 9 capas restantes con daño 2).</i>	111
<i>Tabla 17. Tabla del caso E (las 6 primeras capas sin daño y las últimas 6 con daño de 2).</i>	112
<i>Tabla 18. Tabla del caso A para simular.</i>	118
<i>Tabla 19. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso A.</i>	126
<i>Tabla 20. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso B.</i>	128
<i>Tabla 21. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso C.</i>	130
<i>Tabla 22. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso D.</i>	132
<i>Tabla 23. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso E.</i>	134
<i>Tabla 24. Gasto de producción de líquido de los casos A, B, C, D y E S=2.</i>	135
<i>Tabla 25. Gasto de producción de aceite de los casos A, B, C, D y E S=2.</i>	135
<i>Tabla 26. Gasto de producción de agua de los casos A, B, C, D y E S=2.</i>	136
<i>Tabla 27. Tabla comparativa de los gastos de producción de los casos A, B, C, D y E S=2.</i>	136
<i>Tabla 28. Gasto de producción de líquido, de los casos A, B, C, D y E s=5.</i>	139
<i>Tabla 29. Gasto de producción de aceite, de los casos A, B, C, D y E s=5.</i>	139
<i>Tabla 30. Gasto de producción de agua, de los casos A, B, C, D y E s=5.</i>	140
<i>Tabla 31. Tabla comparativa de los gastos de producción de los casos A, B, C, D y E s=5.</i>	140

Lista de figuras

Fig. 1 Cuencas de México. ¹	16
Fig. 2 Yacimiento de aceite bajo saturado. ¹	17
Fig. 3 Yacimiento de aceite saturado. ¹	17
Fig. 4 El aceite es producido por la expansión. ³	19
Fig. 5 Yacimiento con casquete de gas. ³	19
Fig. 6 La producción está en función del avance de agua. ³	20
Fig. 7 Yacimiento con distintos mecanismos de producción. ³	20
Fig. 8 Variación de la B_g con respecto a la presión, a $T=const.$	22
Fig. 9 C_g Como una función de la presión a $T=const.$	22
Fig. 10 Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes.	23
Fig. 11 Variación de la densidad del aceite con respecto a la presión a $T=const.$	24
Fig. 12 Factor de volumen del aceite en función de la presión, a una temperatura constante.	25
Fig. 13 Comportamiento del gas en solución para un aceite negro como una función de la P y T constante.	25
Fig. 14 Comportamiento común del C_o como función de la presión.	26
Fig. 15 Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a $temp=const.$	27
Fig. 16 Representación esquemática de las fuerzas intermoleculares. ⁶	30
Fig. 17 Angulo de contacto en condiciones de Mojamiento y no Mojamiento. ⁶	31
Fig. 18 Mojabilidad de un sólido en presencia de dos líquidos (Agua y Aceite). ⁶	31
Fig. 19 Efecto de capilaridad. ⁶	32
Fig. 20 Desplazamiento lineal horizontal de un fluido incompresible. ⁷	32
Fig. 21 Permeabilidad efectiva para un sistema aceite-agua.	33
Fig. 22 Permeabilidad Relativa.	33
Fig. 23 Sistema integral de producción.	34
Fig. 24 Comportamiento de afluencia.	37
Fig. 25 Comportamiento de afluencia no lineal. ⁹	40
Fig. 26 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto. $EF=1.$ ⁹	41
Fig. 27 Esquema de presiones en función del radio de drenaje para un pozo con daño. ⁹	42
Fig. 28 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ yacimientos con empuje por gas disuelto. ⁹	43
Fig. 29 Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo. ⁶	45
Fig. 30 Método para determinar ΔP_s .	63
Fig. 31 Comportamiento de la presión de inyección en superficie, durante una prueba de admisión. ⁶	65
Fig. 32 Representación esquemática de un surfactante. ⁶	67
Fig. 33 Orientación de los surfactantes en la interfase.	68
Fig. 34 Técnica de estimulación matricial reactiva en areniscas.	80
Fig. 35 Fracturamiento Hidráulico de un pozo vertical. ³²	82
Fig. 36 Geometría del fracturamiento hidráulico con apuntalante. ³⁵	83
Fig. 37 Fracturamiento hidráulico con apuntalante para areniscas o carbonatos. ³⁵	84
Fig. 38 Fracturamiento Hidráulico con ácido. ³⁵	85
Fig. 39 Esfuerzos presentes en la roca. ³⁵	85
Fig. 40 Relación de Poisson. ³⁵	86

Fig. 41 Magnitudes de esfuerzos en sitio. ³⁵	87
Fig. 42 Esfuerzo efectivo sobre una fractura apuntalada. ³⁵	88
Fig. 43 Configuración para un tratamiento minifrac o microfrac. ³⁵	89
Fig. 44 Contraste de esfuerzos en sitio. ³⁵	90
Fig. 45 El crecimiento ascendente de la fractura en el límite de la formación. ³⁵	91
Fig. 46 Alto crecimiento de la fractura sobre los límites de la formación. ³⁵	91
Fig. 47 Crecimiento ascendente de la fractura sin obstáculos. ³⁵	91
Fig. 48 Creación de la fractura. La pérdida de fluido limita la velocidad de creación de la fractura. ³⁵	94
Fig. 49 Inyección de la lechada del fluido apuntalante: La longitud de la fractura continúa creciendo. ³⁵	94
Fig. 50 Desarrollo del perfil del apuntalante durante un fracturamiento hidráulico. ³⁵	95
Fig. 51 Se deja de inyectar cuando se llega al tope de la fractura. La pérdida de fluido continúa. ³⁵	95
Fig. 52 La fractura se cierra sobre el apuntalante. ³⁵	96
Fig. 53 Efecto de la tecnología Ultrasonico. ³⁶	97
Fig. 54 Generador Ultrasonico PG20250. ³⁶	98
Fig. 55 Sonda ultrasónica. ³⁶	98
Fig. 56 Cable geofísico. ³⁶	98
Fig. 57 Estimulación con la Herramienta MaxPERF. ³⁹	99
Fig. 58 Herramienta MaxPERF. ³⁹	100
Fig. 59 Estimulación Radial GasGun™. ⁴¹	102
Fig. 60 Equipo GasGun™ en superficie. ⁴²	103
Fig. 61 Unidad Terrestre. ⁴⁴	105
Fig. 62 Promedio de la producción diaria por mes, estimulación con termo-pulsos, julio del 2007. ⁴⁴	106
Fig. 63 Configuración del pozo García.	107
Fig. 64 Interfaz del usuario (5 recuadros).	114
Fig. 65 Resumen de opciones del sistema (recuadro 1).	116
Fig. 66 Datos PVT (recuadro 2).	117
Fig. 67 Selección del modelo del yacimiento para obtener la curva de comportamiento de afluencia (recuadro 3).	117
Fig. 68 Entrada de datos de cada una de las capas (Modelo para calcular el comportamiento de afluencia, presión de la capa, espesor de la capa, daño de la capa, características PVT del fluido por capa, etc).	118
Fig. 69 Curvas de comportamiento de afluencia por capa del pozo García.	119
Fig. 70 Datos del estado mecánico del pozo García (recuadro 4).	120
Fig. 71 Desviación del pozo, Ingresar los datos de los equipos en superficie (Surface Equipment).	120
Fig. 72 Deshabilitar equipo de superficie.	120
Fig. 73 Equipos de fondo, (se introducen elementos del pozo a sus respectivas profundidades).	121
Fig. 74 Gradiente Geotérmico de formación, (se introduce el registro de temperatura).	121
Fig. 75 Capacidad Calorífica de los fluidos.	121
Fig. 64 Interfaz del usuario.	122
Fig. 76 Interfaz 3 variables (recuadro 5).	122
Fig. 77 Continuación del select variables (en este apartado se pueden hacer análisis de sensibilidad variando hasta dos parámetros tales como Py, Pwh, % agua etc).	122
Fig. 78 Tabla del ajuste VLP/IPR.	123
Fig. 79 El simulador gráfica la curva de comportamiento de afluencia y la curva de capacidad de transporte.	123
Fig. 80 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento con daño 2 en las 12 capas, caso A.	125
Fig. 81 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso A.	125

Fig. 82 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento con daño 0, caso B. _____	127
Fig. 83 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso B. _____	127
Fig. 84 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento sin daño en la capa 2 y con daño en las demás capas, caso C. _____	129
Fig. 85 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso C. _____	129
Fig. 86 Curvas de comportamiento de afluencia del yacimiento sin daño en la capa 1, 2 y 3 y con daño en las 9 capas restantes, caso D. _____	131
Fig. 87 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso D. _____	131
Fig. 88 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento sin daño en las 6 primeras capas y con daño en las 5 restantes, caso E. _____	133
Fig. 89 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso E. _____	133
Fig. 90 Grafica de gastos de producción de líquido, aceite y agua para los casos A, B, C, D y E con daño de 2 a 0 respectivamente. _____	137
Fig. 91 Ajuste de la curva de capacidad de transporte con las curvas de comportamiento de afluencia para la producción de líquido, aceite y agua de los casos A y D con $S=2$ respectivamente. _____	138
Fig. 92 Grafica de gastos de producción del líquido, aceite y agua para los casos A, B, C, D y E con daño de 5 a 0 respectivamente. _____	141
Fig. 93 Ajuste de la curva de capacidad de transporte con las curvas de comportamiento de afluencia para la producción de líquido, aceite y agua de los casos A y D con $S=5$ respectivamente. _____	142

Métodos selectivos para el mejoramiento de la productividad de pozos productores de aceite y gas

Resumen

El capítulo 1 comienza con una descripción breve de los diferentes tipos de yacimientos y cuáles son los parámetros que se usan para clasificarlos, así mismo, se habla sobre fluidos que almacenan (Gas, aceite y agua), y de sus propiedades (densidad, viscosidad, factor de volumen aceite, agua y gas, relación gas en solución, etc), también, se describen las propiedades de la roca (porosidad, saturación, tensión superficial, mojabilidad, presión capilar, permeabilidad), después se describen los elementos del sistema integral de producción y se explican los factores que afectan el índice de productividad, haciendo hincapié en el factor de daño a la formación.

En el capítulo 2 se habla sobre los métodos convencionales de mejoramiento de flujo en el medio poroso que se utilizan para la remoción del daño a la formación en toda la zona del intervalo productor, de este modo se explican los procedimientos de la estimulación matricial acida y no acida y la estimulación por fracturamiento hidráulico,

En el capítulo 3 se aborda 4 tecnologías para la remoción del daño de forma selectiva, de este modo solo se retira el daño a la formación en una zona específica del intervalo productor, en cada tecnología se explica para que tipo de yacimientos son usadas, la descripción de la tecnología, los elementos de la herramienta y la aplicación de la estimulación selectiva.

En el capítulo 4 se realiza un análisis comparativo de los métodos convencionales y los métodos selectivos para la remoción del daño a la formación, primeramente se describe el planteamiento del problema, los elementos del sistema para la simulación (yacimiento-pozo), después las características del yacimiento, fluidos, estado mecánico, el intervalo productor y los casos a simular en el software comercial (PROSPER). Así mismo, se describe la metodología para realizar el análisis comparativo y los casos a simular.

En el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones para los 5 casos y un análisis comparativo.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Introducción

Uno de los principales objetivos de la productividad de pozos es aumentar el factor de recuperación del aceite mediante métodos de recuperación adicional, administración integral de yacimientos, arreglos de pozos productores, caracterización estática y dinámica del yacimiento, pruebas de laboratorio, pruebas de presión-producción y estimulación de pozos. En éste último se busca solucionar los problemas de control de agua, control de gas y daño a la formación, los cuales reducen la productividad de pozos. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a la remoción del daño a la formación por medio de una estimulación.

El daño a la formación es uno de los principales problemas que afecta la productividad de los pozos de aceite y gas. Se define como cualquier restricción al flujo de fluido en el medio poroso en la zona vecina al pozo, causando la reducción de la permeabilidad debido a la producción de fluidos o por la penetración de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o reparación de pozos. El daño a la formación puede presentarse en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

Para la remoción del daño a la formación se aplican procesos de estimulación los cuales permiten la restitución o creación de canales de flujo en la zona productora. Estos canales de flujo facilitan el movimiento de los fluidos de la formación al pozo. Las operaciones que generalmente se ocupan para la remoción del daño son la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico, estas operaciones se caracterizan por el bombeo de fluidos a diferentes presiones que inundan la vecindad del pozo, generando la disolución de la roca y creando nuevos canales de flujo, estas operaciones son altamente recomendables para formaciones que no presentan problemas de conificación de agua o de gas. Pero para formaciones con problemas de conificación de agua, estas tecnologías no son recomendables, ya que, promueven la estimulación en zonas con agua y el ascenso del cono.

Una estimulación selectiva es una operación que permite mejorar la productividad de la zona productora en un intervalo específico. Para formaciones que presentan problemas de conificación una estimulación selectiva puede disminuir la producción de agua, al realizar la estimulación en la zona productora de aceite, los canales de flujo aumentan y por ende la movilidad del aceite también, lo cual genera que la producción de agua disminuya.

En este trabajo se presentan cuatro tecnologías para la estimulación selectiva de pozos productores de aceite y gas, y una metodología para la simulación de este tipo de estimulaciones selectiva en un software comercial.

Capítulo 1. Conceptos básicos de productividad de pozos.

1.1 Clasificación de yacimientos.

Identificar el tipo de yacimiento desde el inicio de su descubrimiento es de suma importancia, ya que a partir de las propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad, factor de volumen aceite, agua y gas, relación gas en solución, etc) y las propiedades de la roca (porosidad, saturación, tensión superficial, mojabilidad, presión capilar, permeabilidad) se realizan los planes de desarrollo del campo, y de acuerdo a la productividad de los pozos se realizan planes y diseños de instalaciones superficiales, subsuperficiales y en el medio poroso, de tal modo que la caracterización de los yacimientos ayudara a determinar sus óptimas condiciones de producción.

México tiene toda la gama de yacimientos existentes que van desde Aceite Negro, Volátil, Gas y condensado, gas seco y húmedo. ¹



Fig. 1 Cuencas de México. ¹

Los yacimientos petroleros se pueden clasificar según los hidrocarburos que almacenan, a partir de su diagrama de fases y de acuerdo al mecanismo de producción.

1.1.1 Clasificación de yacimiento por el fluido que almacenan.

1.1.1.1 Yacimientos de bitumen.

Los hidrocarburos en este tipo de yacimientos están en fase sólida o semisólida, contienen compuestos como azufre y metales, requieren tratamiento especial antes de la refinación.

Las características del bitumen tienen rangos de viscosidad que van desde los 10,000 a 1,000,000 cP y densidades menores a los 10 API por lo cual no fluyen a condiciones normales. ¹

1.1.1.2 Yacimientos de aceite y gas asociado.

Los yacimientos de aceite y gas asociado de acuerdo a su presión original con respecto a su presión de saturación pueden clasificarse como bajo saturado y saturado.

1.1.1.2.1 Yacimientos de aceite bajo saturado.

En este tipo de yacimiento la presión inicial es mayor que la presión de saturación ($P_i > P_b$) por lo que, todo el gas se encuentra disuelto en aceite.

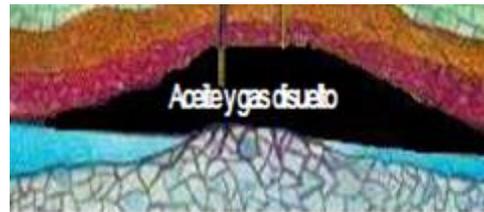


Fig. 2 Yacimiento de aceite bajo saturado. ¹

1.1.1.2.2 Yacimientos de aceite saturado.

Este tipo de yacimientos el aceite no acepta más gas en solución bajo condiciones de P y T existentes ($P_i < P_b$), por lo que solo una parte del gas está disuelto en el aceite y la otra parte se encuentra libre en la parte superior a la que se conoce como casquete de gas.

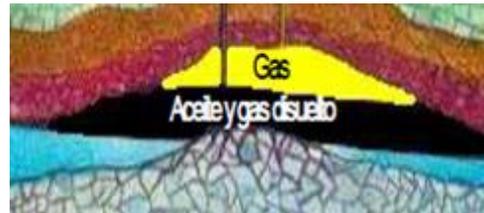


Fig. 3 Yacimiento de aceite saturado. ¹

1.1.1.3 Yacimientos de gas no asociado.

Los hidrocarburos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones originales de presión y temperatura. Dependiendo de la composición de la mezcla de gas, se pueden clasificar en: gas seco, gas húmedo y gas y condensado. ¹

1.1.1.3.1 Yacimientos de gas seco.

Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. Producen esencialmente metano (CH_4), aportan pequeñas cantidades de

condensados, su RGC (relación gas condensado) son superiores a los 20,000 m³/m³.

1.1.1.3.2 Yacimientos de gas húmedo.

Durante la productividad del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en aceite. RGC está en el rango de 10,000 m³/m³ a 20,000 m³/m³.

1.1.1.3.3 Yacimientos de gas y condensado.

En estos yacimientos los hidrocarburos se encuentran en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Presentan RGC de 500 a 15,000 m³/m³ los condensados presentan densidades de 41 a 57 API.

1.1.2 Clasificación de yacimientos según su mecanismo de empuje.

1.1.2.1 Yacimientos de aceite con gas en solución.

El gas se encuentra disuelto en el petróleo y por lo tanto, no existe una capa o casquete de gas libre. A medida que se extrae fluidos por los pozos productores, la presión del yacimiento se reduce y el gas disuelto se expande generando la fuerza que empuja al petróleo.³

Características de este tipo de yacimiento:

- RGA aumenta rápidamente.
- Baja recuperación final $5% < Fr < 25%$ (Fr: factor de recuperación de aceite).
- Con una alta producción de aceite seguida por una rápida declinación.
- La relación gas aceite (RGA) manifiesta un pico debido a la alta permeabilidad al gas.

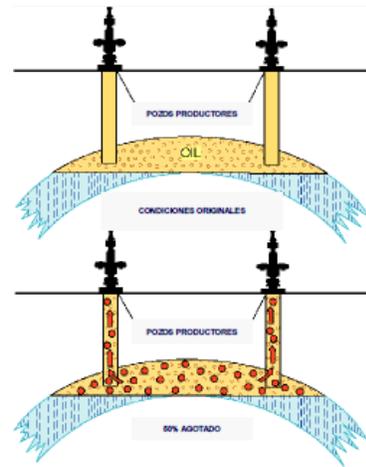


Fig. 4 El aceite es producido por la expansión.³

1.1.2.2 Yacimiento con casquete de gas.

En estos yacimientos el contenido original de gas ha sido mayor del que puede disolverse en el petróleo bajo las condiciones de presión y temperatura existentes, el volumen de gas no disuelto forma un casquete por encima de la zona de petróleo y a medida que este se produce, la expansión de gas ejerce un efecto de pistón de arriba hacia abajo que desplaza el petróleo. Los yacimientos son producidos por la expansión del casquete de gas. La eficiencia de la recuperación es mayor que los yacimientos de gas disuelto¹.

Algunas de las características de este tipo de yacimiento son:

- Declinación gradual de la presión.
- RGA aumenta gradualmente.
- Recuperación final $20% < Fr < 40%$.

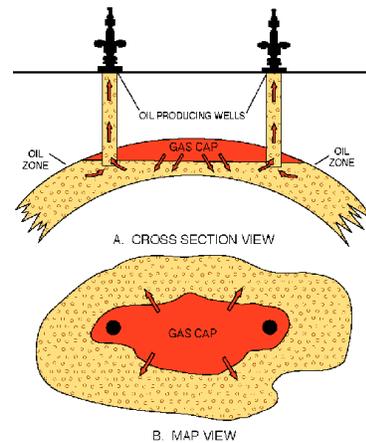


Fig. 5 Yacimiento con casquete de gas.³

1.1.2.3 Yacimientos con empuje hidráulico.

Se genera cuando existe una capa de agua por debajo de la zona de hidrocarburo, la cual puede ser original del yacimiento, o provenir de un afloramiento que la alimenta desde la superficie. Los grandes volúmenes que existen en el subsuelo acumulan una cantidad considerable de energía que, actuando en forma de pistón, de abajo hacia arriba, empujan los fluidos a través de los poros.¹

- Algunas de las características de este tipo de yacimientos son:
- Declinación gradual de la presión.
- El RGA prácticamente se mantiene constante.
- La relación agua-aceite aumenta rápidamente en los pozos estructuralmente más bajos.
- Recuperación final. $40% < Fr < 70%$.

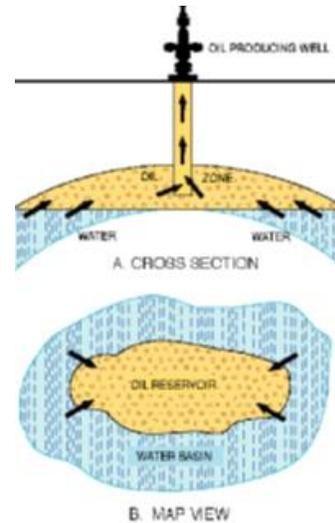


Fig. 6 La producción está en función del avance de agua.³

1.1.2.4 Yacimiento con empuje combinado.

En un yacimiento se tienen actuando varios mecanismos de producción en forma simultánea.

Un ejemplo es el empuje o desplazamiento por gravedad, en algunos yacimientos con mecanismo de impulsión por gas disuelto, la inclinación de la roca es bastante pronunciada y ese factor facilita que el petróleo se desplace bajo la acción de la gravedad hacia la parte inferior. Al mismo tiempo ocurre la migración de gas libre hacia la parte alta, formándose un casquete de gas secundario.

Este doble efecto del desplazamiento del petróleo y la formación del casquete contribuyen a mejorar el porcentaje de recuperación.

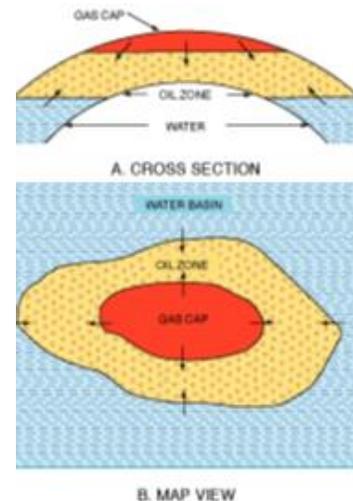


Fig. 7 Yacimiento con distintos mecanismos de producción.³

Una vez identificado el tipo de yacimiento y el mecanismo de expulsión predominante del medio poroso, el método de producción se selecciona de acuerdo a la energía predominante en el yacimiento, y siguiendo un control estricto sobre el comportamiento de la producción, debe aprovechar al máximo dicho mecanismo de expulsión para recuperar la mayor cantidad posible de petróleo.

1.2 Propiedades del sistema roca fluido.

De acuerdo a las propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad, factor de volumen aceite, agua y gas, relación gas en solución, etc) y de la a roca (porosidad, saturación, tensión superficial, mojabilidad, presión capilar, permeabilidad) podemos definir el tipo de yacimiento, las propiedades son de gran importancia para el diseño de las instalaciones superficiales y subsuperficiales, así mismo, nos ayudan a entender el comportamiento del yacimiento durante su vida productiva y las caídas de presión a lo largo del sistema integral de producción. Estas propiedades de los fluidos son determinadas por experimento de laboratorio (análisis PVT) y por correlaciones⁴.

1.2.1 Propiedades del gas.

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos principalmente, que se encuentra en el subsuelo, cuyo componente en su mayor parte es el metano, el cual se encuentre en una proporción mayor al 80%, no siempre está asociado al petróleo líquido. La mezcla de gas hidrocarburo contiene impurezas tales como: bióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), ácido sulfhídrico (H₂S), helio (He) y argón (Ar)⁴.

1.2.1.1 Peso molecular aparente de una mezcla de gases.

El peso molecular para una mezcla con n-componentes se denomina con el peso molecular promedio molar la mezcla y se determina con la ecuación: ⁴

$$Ma = \sum_{j=1}^{j=n_{comp}} y_j M_j \quad (1)$$

y_j : Fracción molar del componente j.

M_j : Peso molecular del componente j.

1.2.1.2 Densidad especifica de un gas.

La densidad relativa de un gas, γ_g es la relación de la densidad del gas entre la densidad del aire seco, ambos medidos a la misma presión y temperatura. La densidad específica del gas de formación se expresa como⁴:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (2)$$

1.2.1.3 Ecuación de estado de los gases ideales y reales.

Un gas es definido como un gas ideal, sí las fuerzas intermoleculares tipo Van Der Waals son despreciadas. Entonces para un sistema:

$$pV = nRT \quad (3)$$

Donde R=Es la constante universal de los gases y es igual a $10.732 \frac{(lb/pg^2 abs)(ft^3)}{lbm \cdot mol \cdot x \text{ } ^\circ R}$

El factor de compresibilidad z está definido como

$$z = \frac{pV}{nRT} \quad (4)$$

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (5)$$

Para un gas ideal, el factor z es constante e igual a 1. Para los gases reales z es una variable de estado y depende de la presión, temperatura y la composición del sistema. Para gases cercanos al punto crítico, z se encuentra entre 0.3 y 0.4; si la temperatura y la presión aumentan el factor de compresibilidad z incrementa hasta un valor de 2 o mayor. ⁴

1.2.1.4 Factor de volumen del gas de formación.

El factor de volumen de gas de formación se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a las condiciones del yacimiento al volumen de la misma cantidad del gas a las condiciones estándar. ⁴

$$B_g = \frac{V_g@c.y}{V_g@c.e} = \frac{z_y T_y}{P_y} \left(\frac{p@c.e}{z@c.e T@c.e} \right) \quad (6)$$

z_y , Factor de compresibilidad real.

T_y : Temperatura de yacimientos.

P_y : Presión del yacimiento.

Para una $P@c.e = 14.65 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y una $T@c.e = 60^\circ\text{F}$ (519.59°R).

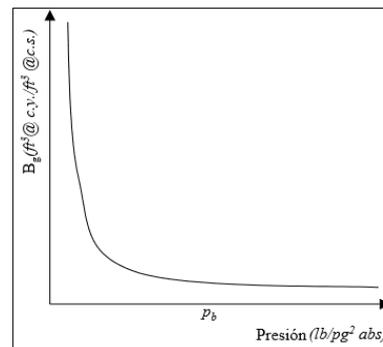


Fig. 8 Variación de la B_g con respecto a la presión, a $T=\text{const}$.

1.2.1.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas.

La compresibilidad del gas del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de gas por unidad de variación de presión, a temperatura constante. ⁴

$$C_g \cong -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (7)$$

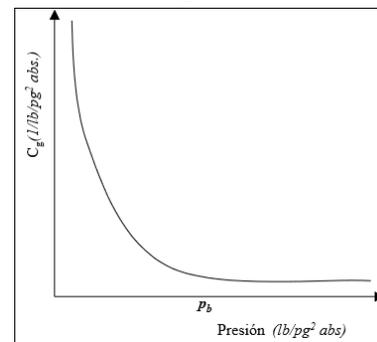


Fig. 9 C_g Como una función de la presión a $T=\text{const}$.

1.2.1.6 Viscosidad del gas.

Es una propiedad importante para determinar la resistencia al flujo que presenta el gas durante su producción y transporte. La viscosidad del gas aumenta con los incrementos de presión. A presiones bajas la viscosidad del gas (al contrario que los líquidos) se incrementa con la temperatura. Sus unidades son los centipoises, cP. ⁴

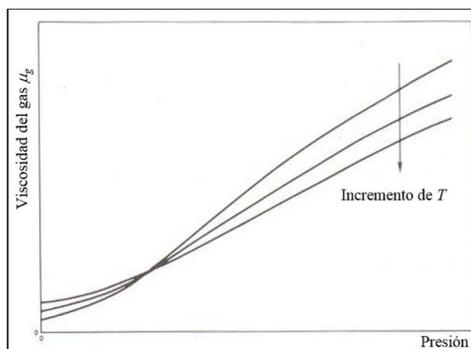


Fig. 10 Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes.

1.2.2 Propiedades del aceite.

El petróleo es una mezcla compleja compuesta principalmente de hidrocarburos que contienen azufre, nitrógeno, helio y oxígeno como componentes menores. Las propiedades físicas y químicas de los crudos varían considerablemente y dependen de la concentración de los componentes presentes en el sistema de hidrocarburos. Una descripción acertada de las propiedades físicas del crudo es de gran importancia tanto en el campo como en la ciencia teórica, especialmente en la solución de problemas de ingeniería petrolera.

1.2.2.1 Presión de burbuja.

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio como una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo del punto de burbuja se forman dos fases en equilibrio: líquido (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudos saturado con gas natural, por eso a estas presiones se le llama presión de saturación. ⁴

1.2.2.2 Densidad relativa del aceite.

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto o gas en solución, entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

La densidad del aceite es un parámetro que, junto con el valor de la relación gas-aceite de producción y el color del líquido, ayudan a la identificación del tipo de fluido del yacimiento. ⁴

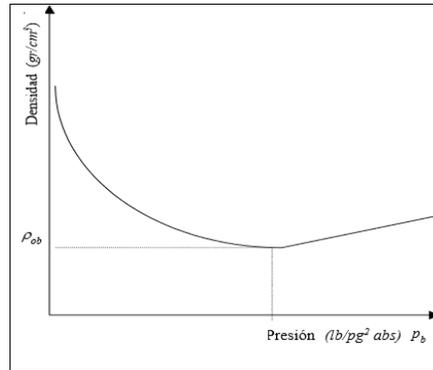


Fig. 11 Variación de la densidad del aceite con respecto a la presión a T=const.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o \text{ (lbm aceite/pie}^3\text{ aceite)}}{\rho_w \text{ lbm agua/pie}^3\text{ agua}} \quad (8)$$

En la industria petrolera se emplea la densidad en grados API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. Su expresión matemática es: ⁴

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (9)$$

Donde γ_o es la densidad relativa 60°/60°.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencian las calidades del crudo) la siguiente tabla muestra la clasificación de crudo de acuerdo a su densidad y su densidad en grado API.

Tabla 1. Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad.

Aceite crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

La industria petrolera mexicana también clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad a continuación se presenta la clasificación de los crudos mexicanos.

- Olmeca: Superligero con densidad de 39.3 grados API.
- Itsmo: Ligero con densidad de 33.6 API y 1.3%.
- Maya: Pesado con densidad de 22 grados API.

1.2.2.3 Factor de volumen del aceite.

El factor de volumen de formación del aceite, B_o , se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite. ⁴

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite + gas disuelto @ c. y.}}{\text{volumen de aceite @ c. e.}} \quad (10)$$

El volumen de aceite a condiciones de superficie o de tanque se reportan siempre a 60°F independiente de la temperatura del tanque.

Por arriba de la presión de burbuja, el factor de volumen de formación disminuye al tiempo que aumenta la presión (debido a la compresibilidad del aceite). Por debajo de la presión de burbuja, el factor de volumen de la formación decrece al disminuir la presión (por ejemplo, se vaporizan los componentes ligeros).

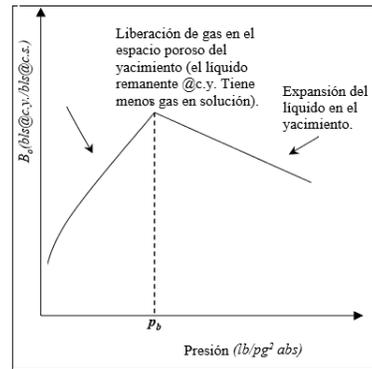


Fig. 12 Factor de volumen del aceite en función de la presión, a una temperatura constante.

1.2.2.4 Relación gas en solución del aceite.

La relación de gas en solución-aceite, R_s , es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar (medido a condiciones del tanque de almacenamiento), como resultado de la producción de un volumen original de aceite a condiciones de yacimiento. La relación gas disuelto-aceite, R_s , se define en términos de las cantidades de gas y aceite que se producen en la superficie: ⁴

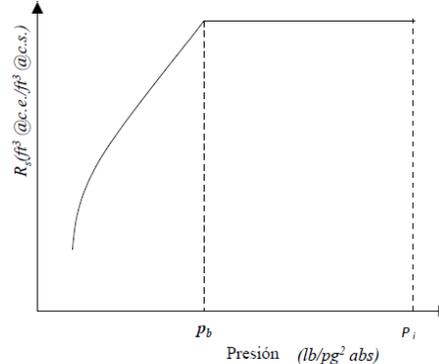


Fig. 13 Comportamiento del gas en solución para un aceite negro como una función de la P y T constante.

$$R_s = \frac{V_g @ c. e [ft^3 @ c. e]}{V_o @ c. e [bls @ c. e]} \quad (11)$$

1.2.2.5 Factor de volumen total.

El factor de volumen total de la formación se define como: ⁴

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad (12)$$

Dónde:

$$B_o = \frac{V_{o+gas@c.y.}}{V_o@c.e.} \left(\frac{Bls\ aceite\ de\ gas\ en\ solucion@c.y.}{Bls@c.e.} \right) \quad (13)$$

$$B_g = \frac{V_g@c.y.}{V_g@c.e.} \left(\frac{Bls\ gas@c.y.}{Bls\ gas@c.e.} \right) \quad (14)$$

$$R_{sb} = \frac{V_g@c.e.}{V_o@c.e.} \left(\frac{Bls\ gas@c.e.}{Bls\ aceite@c.e.} \right) \quad (15)$$

$$R_s = \frac{V_g@c.e.}{V_o@c.e.} \left(\frac{Bls\ gas@c.e.}{Bls\ aceite@c.e.} \right) \quad (16)$$

El término $R_{sb} - R_s$ ($\frac{Bls\ gas@c.e.}{Bls\ aceite@c.e.}$) es el volumen del gas liberado en el yacimiento (gas libre), es decir: ⁴

$$B_g(R_{sb} - R_s) = B_g \left(\frac{Bls\ gas@c.y.}{Bls\ gas@c.e.} \right) (R_{sb} - R_s) \left(\frac{Bls\ gas@c.e.}{Bls\ aceite@c.e.} \right) = \left(\frac{Bls\ gas@c.y.}{Bls\ aceite@c.e.} \right) \quad (17)$$

1.2.2.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite.

La compresibilidad del aceite del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite por unidad de variación de presión a temperatura constante, dividido entre su volumen promedio.

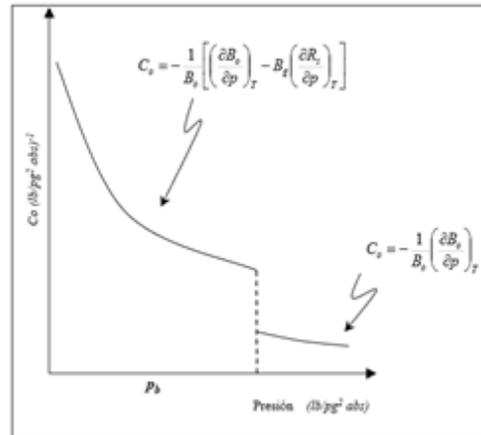


Fig. 14 Comportamiento común del C_o como función de la presión.

1.2.2.7 Viscosidad del aceite.

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. La viscosidad del aceite generalmente se expresa en centipoise. La viscosidad del aceite es afectada por la presión y la temperatura es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión.

4

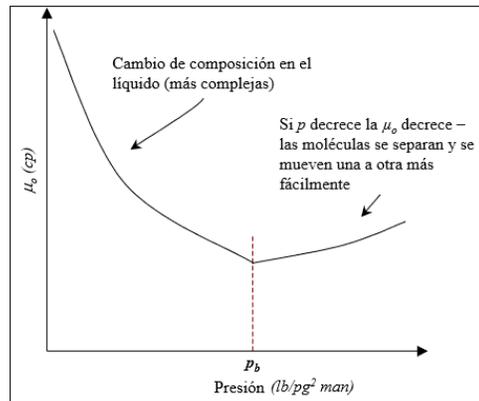


Fig. 15 Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a temp=const.

1.2.3 Propiedades de agua de formación.

El agua de formación también se conoce como salmuera, el contenido de sal se encuentran en el rango entre 200,000ppm a 300,000ppm.⁴ Las concentraciones de los sólidos disueltos en el agua de formación se reportan en partes por millón, ppm, y por ciento en peso de los sólidos. Las partes por millón, ppm, implican gramos de solido por un millón de gramos de agua de formación.

$$ppm = \frac{gr\ solidos}{10^6 gr\ agua\ de\ formacion} \quad (18)$$

1.2.3.1 Factor de volumen del agua en formación.

El factor de volumen del agua de formación representa los barriles de agua a condiciones de yacimiento que se requieren para producir un barril de agua en la superficie, es decir: ⁴

$$B_w = \frac{V_w@c.y.}{V_w@c.e.} \left(\frac{Bls\ agua + gs\ disuelto@c.y.}{Bls\ agua@c.e.} \right). \quad (19)$$

La solubilidad del gas en el agua de formación es sustancialmente menor que la solubilidad del gas en el aceite. Por lo tanto, la solubilidad del gas tiene un efecto pequeño sobre el B_w . La concentración y expansión debido a la reducción de la temperatura y presión son pequeñas siendo el B_w numéricamente bajo, no mayor que 1.06 (bpd agua+gas disuelto @c.y.)/ bpd agua@c.e. ⁴

1.2.3.2 Solubilidad del gas natural en el agua.

El gas natural también se puede disolver en el agua de formación del yacimiento. La relación gas en solución/agua es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de agua de formación producida en el tanque de almacenamiento en barriles, como un resultado de la producción de un volumen de agua originalmente a condiciones de yacimiento, es decir: ⁴

$$R_{sw} = \frac{V_g@c.e.}{V_w@c.e.} \quad (20)$$

1.2.3.3 Coeficiente de viscosidad del agua de formación.

La viscosidad del agua del yacimiento está en función de la presión, de la temperatura y de los sólidos disueltos en ella. En general, la viscosidad del agua se incrementa si la presión y la salinidad se incrementan y la temperatura disminuye. Este parámetro es necesario en algunas correlaciones utilizadas para el diseño de tuberías de producción, para determinar el valor de la movilidad del agua.

1.2.4 Propiedades de la roca.

1.2.4.1 Porosidad.

La porosidad se define como la relación entre el espacio “vacío” y el volumen total de la roca en la formación. La porosidad indica cuanto fluido (agua, hidrocarburo puede contener la roca).⁵

Génesis	Primaria	Se refiere a la porosidad que se generó al depositar la roca. Por ejemplo la porosidad en siliclasticos.
	Secundaria	Es la porosidad generada o alterada posteriormente a la deposición, por la acción de las aguas de formación, cambios en la composición química de las rocas o la acción de fuerzas tectónicas; por ejemplo porosidades por disolución, dolomitización, fracturamiento.
Capacidad de fluir	Efectiva	Es la porosidad en la cual los poros están interconectadas y el fluido contenido en los mismos se puede producir.
	Inefectiva	Los poros que la componen no están conectados entre sí o la conectividad es tan pobre que no permite que fluyan los fluidos contenidos en la misma. La porosidad inefectiva tiene muchos poros pero aislados.

Estos cuatro tipos de porosidad no son excluyentes: puede haber porosidad primaria efectiva e inefectiva, lo mismo para las porosidades secundarias.

La porosidad total se define como:

$$\phi_{Total} = \phi_{primaria} + \phi_{secundaria} \quad (21)$$

$$\phi_{Total} = \phi_{efectiva} + \phi_{inefectiva} \quad (22)$$

La porosidad normalmente se expresa como una relación de volúmenes:

$$\phi = \frac{VolumenFluidos}{VolumenTotal} = \frac{V_F}{V_T} \quad (23)$$

1.2.4.2 Saturación.

La saturación se define como la fracción o porcentaje de volumen ocupado por un fluido (aceite, gas o agua). La saturación del fluido se define como: ⁴

$$Saturacion_{fluido} = \frac{volumen\ total\ de\ fluido}{volumen\ de\ poros} \quad (24)$$

La saturación expresada para cada fluido en el yacimiento.

$$S_o = \frac{volumen\ de\ aceite}{volumen\ de\ poros} \quad (25)$$

$$S_g = \frac{volumen\ de\ gas}{volumen\ de\ poros} \quad (26)$$

$$S_w = \frac{volumen\ de\ agua}{volumen\ de\ poros} \quad (27)$$

Dónde:

S_o = Saturación de aceite.

S_g = Saturación de gas.

S_w = Saturación de agua.

La saturación de cada una de estos fluidos están dentro del rango de cero a 100% y la suma de las tres saturación debe de ser 1.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (28)$$

1.2.4.3 Tensión superficial.

La materia en sus diferentes estados (sólido, líquido y gaseoso), está compuesta de moléculas, las cuales presentan una atracción mutua llamada fuerza de cohesión. ⁶

En la interfase entre un líquido y un sólido o entre un líquido y un gas, estas fuerzas son desbalanceadas causando que exista una resultante en la interfase, esto crea una energía libre de superficie. En la figura 16 se aprecia esta resultante entre la interfase liquido-aire, la cual es perpendicular a la superficie del líquido. Esta fuerza será mayor entre mayor sean las fuerzas de atracción entre moléculas del líquido. ⁶

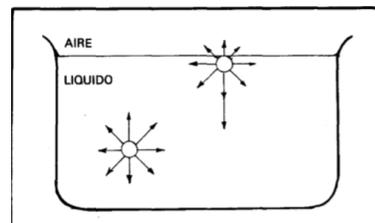


Fig. 16 Representación esquemática de las fuerzas intermoleculares. ⁶

1.2.4.4 Mojabilidad.

En la interfase entre un líquido y un sólido existen fuerzas intermoleculares en equilibrio que generan el concepto de mojabilidad. El sólido causa una fuerza de adhesión, por lo que el líquido es atraído al sólido. En la Figura 17 se muestra el efecto de adhesión y cohesión entre la interfase de agua y vidrio Figura A y entre el mercurio y vidrio Figura B. ⁶

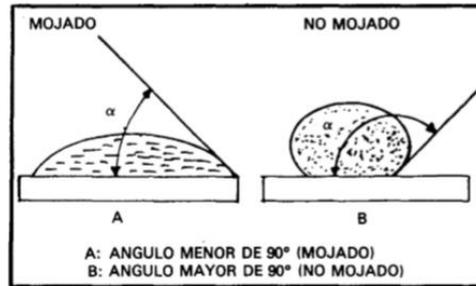


Fig. 17 Ángulo de contacto en condiciones de Mojamiento y no Mojamiento. ⁶

Cuantitativamente la mojabilidad se define como el producto de la tensión superficial por el ángulo de contacto, esto es: ⁶

$$\text{mojabilidad} = \sigma \cos \alpha \quad (29)$$

Donde:

α : Es el ángulo de contacto en la interfase.

En la figura 18 se muestra la mojabilidad en un sólido en presencia de dos líquidos (agua y aceite). Los ángulos de contacto en las interfases son amplitos para estudiar las condiciones de mojabilidad.

El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se ha demostrado que si la roca se encuentra mojada por agua, la permeabilidad al aceite es muy superior al caso en que la roca se encuentra mojada por aceite; por lo tanto es muy importante que el medio poroso esté o quede mojado por agua. ⁶

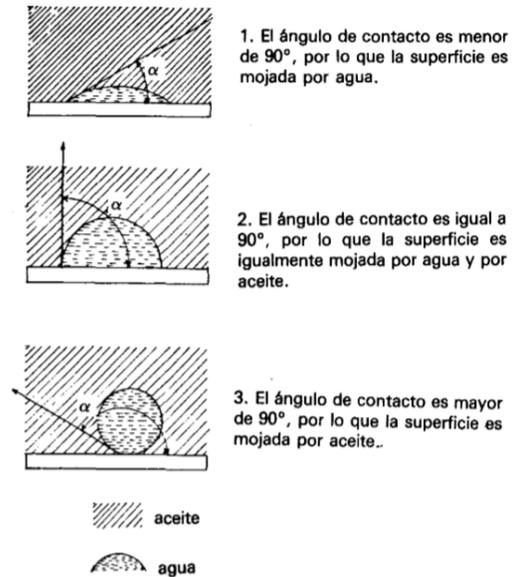


Fig. 18 Mojabilidad de un sólido en presencia de dos líquidos (Agua y Aceite). ⁶

1.2.4.5 Presión capilar.

Si un tubo de vidrio capilar es sumergido en agua, el agua se elevara en el tubo como se muestra en la figura 19 en este caso se define como presión capilar la diferencia de presiones en la interfase. La presión capilar será la fuerza requerida para soportar la columna de agua en el tubo, dividida entre el área del capilar, es decir: ⁶

$$P_c = \rho g h_c \quad (30)$$

Donde:

P_c : Presión Capilar.

ρ : Densidad.

g : Aceleración de la gravedad.

h_c : Altura de la columna.

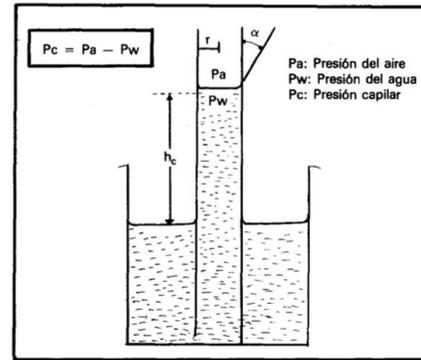


Fig. 19 Efecto de capilaridad. ⁶

1.2.4.6 Permeabilidad.

La permeabilidad es la propiedad de la roca que mide la transmisibilidad de los fluidos a través de la misma.

1.2.4.6.1 Permeabilidad absoluta.

La K es una propiedad intrínseca de la roca y no depende de la naturaleza del fluido que la sature; siempre y cuando la sature completamente; se define a través de la Ley de Darcy. ⁷

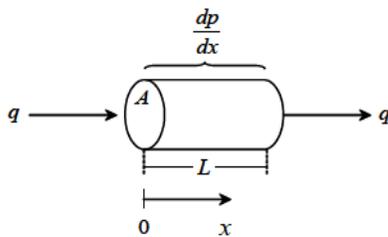


Fig. 20 Desplazamiento lineal horizontal de un fluido incompresible. ⁷

La ecuación de Darcy define la permeabilidad del medio poroso y su unidad es el Darcy.

$$k = -\frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (31)$$

Es la permeabilidad que posee una roca a través de la cual fluye un fluido incompresible de viscosidad igual a 1 cP, con un ritmo de flujo de $1 \frac{cm^3}{seg}$, bajo un gradiente de presión de $1 \frac{atm}{cm}$.

La permeabilidad puede medirse en el laboratorio, inyectando un fluido de propiedades física conocidas a través del mismo así como las variaciones de saturación. En el campo de manera indirecta mediante pruebas de presión o bien estimarse mediante registros geofísicos. ⁷

1.2.4.6.2 Permeabilidad efectiva.

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

K_o : Permeabilidad efectiva al aceite.

K_g : Permeabilidad efectiva al gas.

K_w : Permeabilidad efectiva al agua.

A continuación se presentan una gráfica de permeabilidades efectivas para un sistema aceite-agua en un medio poroso mojado por agua. ⁷

- En la región A sólo fluye aceite.
- En la región B fluye simultáneamente aceite y agua.
- En la región C solo fluye agua.

Nótese que si la saturación de agua tiene un valor de 0.50 por ejemplo, la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua. ⁷

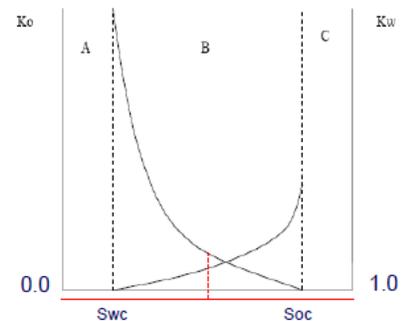


Fig. 21 Permeabilidad efectiva para un sistema aceite-agua.

1.2.4.6.3 Permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva de ese fluido entre la permeabilidad absoluta y depende de:⁷

$$K_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (32)$$

$$K_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (33)$$

$$K_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (34)$$

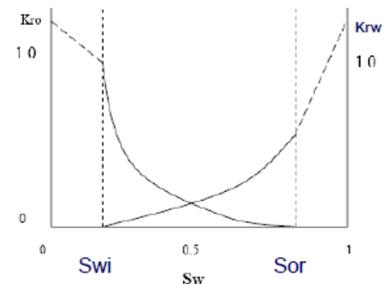


Fig. 22 Permeabilidad Relativa.

1.3 Productividad de pozos.

Un pozo fluente es aquel, que con la energía propia del yacimiento, es capaz de vencer las caídas de presión que ocurren a través del medio poroso, de las tuberías verticales y de descarga, de los estranguladores y separadores. La productividad de pozos de aceite y gas se define como la capacidad de aportación de fluidos al pozo de una sección del yacimiento como respuesta a una Δp ,

La productividad de yacimientos estará afectada principalmente por las propiedades del sistema roca-fluidos y también estará afectada por el avance de contactos de gas-aceite/aceite-agua, emulsiones y la precipitación de depósitos orgánicos los cuales generaran un daño a la formación el cual afectara la productividad de pozos. Si la formación productora presenta valores bajo de permeabilidad, de porosidad efectiva, de presión en el yacimiento, o bien depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos de materiales de estimulación no producirá en la forma esperada por lo tanto se deben aplicar métodos correctivos para aumentar su productividad. Para obtener la productividad de un pozo se requiere el conocimiento del índice de productividad y la relación de comportamiento de afluencia. ¹⁰

1.3.1 Sistema integral de producción.

El sistema integral de producción es un conjunto de elementos capaces de trasportar los fluidos del yacimiento hacia la superficie, separar sus componentes de aceite, gas y agua, para finalmente enviarles a instalaciones para su almacenamiento.

Los componentes básicos de un Sistema Integral de Producción son:

1. Yacimiento.
2. Tubería de producción.
3. Estrangulador.
4. Separador.
5. Tanque de almacenamiento.
6. Válvula de tormenta.
7. Cabezal de pozo P_{wh} .
8. Gasoductos a refinación.
9. Presión de fondo Fluyendo P_{wf} .
10. Presión de yacimiento P_y .⁸

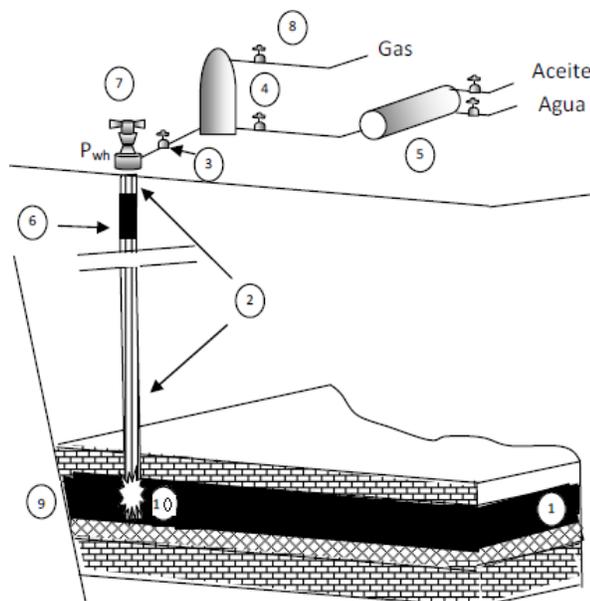


Fig. 23 Sistema integral de producción.

Yacimiento.

Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema comunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros de la roca, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

Pozo.

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tubería y otros elementos, con la finalidad de tener el control del flujo de fluidos entre la formación productora y la superficie.

Tubería de descarga.

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar los fluidos aportados por el yacimiento.

Estrangulador.

Es un dispositivo que se instala en los pozos productores con el fin de establecer un control en el flujo de fluidos. Este dispositivo es de vital importancia en la producción de yacimiento ya que te permite desde la superficie controlar el flujo de fluidos y prevenir la conificación de agua, producción de arena manteniendo el gasto óptimo de producción.

Separador

El separador es el equipo que separa la mezcla de fluidos que viaja del yacimiento a la superficie, los separadores pueden separar el gas, agua y aceite, a los separadores que separan dos fases gas y líquido se les conoce como separadores bifásicos y a los separadores que separan tres fases se les conoce como separadores trifásicos. También se les puede clasificar por su forma y geometría en horizontales, verticales y esféricos.

Tanque de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento son capaces de almacenar la producción de aceite de los pozos productores. Los tanques de almacenamiento pueden clasificarse en terrestres y marinos, los tanques de almacenamiento terrestres son estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme que pueden almacenar hasta 500,000 barriles de aceite y los tanques de almacenamiento marinos conocidos como buque-tanque que se encuentran costa fuera. Pemex cuenta con

dos buque-tanque de almacenamiento para realizar la carga de crudo, el FSO (Floating Storage and Offloading) con una capacidad de 2.3 millones de barriles y el FPSO (Floating production Storage and Offloading) con capacidad de 2.2 millones de barriles, este último con capacidad de mezclar y estabilización de crudo. (PMI).

Los yacimientos de gas o aceite se encuentran constituidos por fluidos hidrocarburos altamente compresibles a altas condiciones de presión y temperatura. La producción eficiente de los fluidos del yacimiento requiere una apropiada liberación de la energía a través del sistema. La productividad del sistema depende de las caídas de presión que ocurren a largo de éste. Para entender el sistema de producción se presentan tres áreas de flujo críticas en el yacimiento. Beggs

Flujo del yacimiento al pozo.

El yacimiento es uno de los componentes más importantes del sistema integral de producción. En el yacimiento la pérdida de presión se encuentra en un rango de 10 a 30% del total. El flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo $p_y - p_{wf}$. La relación entre el gasto y la caída de presión en el medio poroso es muy compleja y depende de parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

Flujo en tuberías.

Una vez que se establece la conexión entre el yacimiento y la superficie por medio del pozo, los fluidos aportados por el yacimiento viajan a través de tuberías (verticales, horizontales e inclinadas) hasta llegar a los separadores y tanques de almacenamiento.

El flujo en un pozo productor puede ser monofásico o multifásico, en la gran mayoría de los pozos el flujo es multifásico, con al menos dos fases (gas y líquido).

Flujo en estranguladores.

Un estrangulador es una herramienta cuya función es la de restringir al paso de un fluido bajo presión con el objeto de controlar el gasto de pozo en las cantidades deseadas. Se instala un estrangulador en la cabeza del pozo para fijar la presión en la cabeza del pozo y, por lo tanto, la presión de fondo fluyendo y el gasto de producción.

1.3.2 Índice de productividad.

Para yacimientos en los que la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de burbuja entonces el comportamiento de la relación entre el gasto y la presión es lineal, y definido con la siguiente expresión: ¹⁰

$$J = IP = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (35)$$

Donde:

- q_o : Es el gasto de aceite. [bpd]
- P_{ws} : Presión estática del yacimiento. [psia]
- P_{wf} : Presión de fondo fluyendo. [psia]

$J = IP$: Índice de productividad (gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión).

J se puede interpretar como el aumento en la tasa de producción en bpd ocasionado por una diferencial de presión (o el aumento en la tasa de producción por la disminución de la p_{wf} en una unidad de presión).

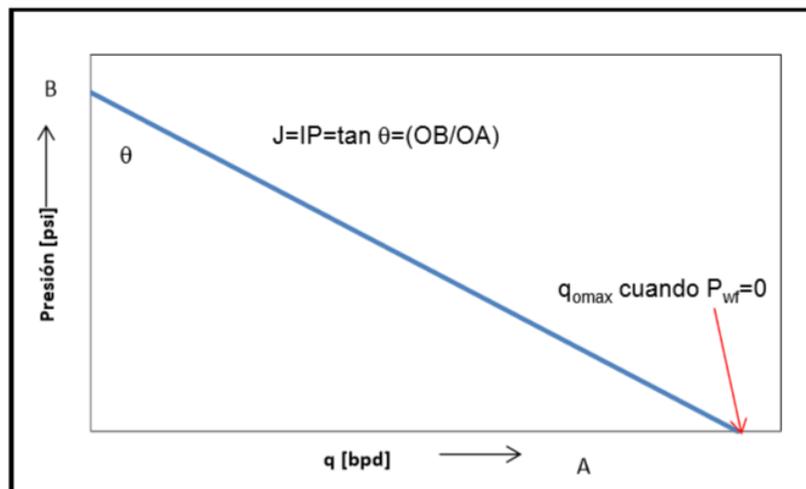


Fig. 24 Comportamiento de afluencia.

En la figura de arriba se observa que cuando el valor de P_{wf} es cero, se alcanza el valor máximo de gasto, siendo éste un valor teórico de lo que podría aportar un pozo (P_{wf} alcanzara el valor de la presión atmosférica).

Si consideramos los efectos que puede tener las propiedades del yacimiento y empleando la expresión de Darcy para un flujo radial y en unidades de campo, el índice de productividad se define como:

$$q_o = \frac{ck_o h(p_e - p_{wf})}{\mu_o \ln(r_e/r_w)} \quad (36)$$

- q_o : Tasa de producción de aceite, bpd.
- c : Constante de conversión de unidades de campo a absolutas, 7.08×10^{-3} .
- k_o : Permeabilidad efectiva del aceite md.
- h : Espesor de la formación productora, ft.
- p_e : Presión estática del yacimiento, psia.
- p_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psia.
- μ_o : Viscosidad del aceite, cP.
- r_e : Radio de drene, (ft).
- r_w : Radio del pozo, (ft).

La ecuación de la tasa de producción en unidades volumétricas a condiciones del yacimiento, para llevarla a condiciones normales (60° F, 14.7lpc) se debe dividir por el factor de volumétrico B_o , quedando como:

$$q_o = \frac{ck_o h(p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (37)$$

B_o : Factor volumétrico del aceite, m^3/m^3 . Sustituyendo la ecuación 1.39) a la ecuación (1.37), se tiene:

$$J = \frac{ck_o h}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (38)$$

1.3.3 Factores que afectan al índice de productividad.

Una vez que se tiene la condición de que la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de burbuja, entonces se presenta un comportamiento diferente de la relación entre el gasto de producción y el abatimiento de presión, el gas se libera y entonces la relación gas-aceite aumenta. ¹⁰ Lo que resulta en un comportamiento de afluencia no lineal.

$$\frac{q_o}{\Delta p} = \frac{ck_o h}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} = \text{constante en un momento dado} \quad (39)$$

La anterior afirmación no es completamente cierta, pues solo se cumple cuando el medio es completamente homogéneo y el contenido de fluidos en cualquier punto de la formación permanece constante; estas dos condiciones no se cumplen en casos reales pues por una parte en la zona cercana al pozo se presenta una discontinuidad ocasionada por el daño que ha sufrido la formación durante la

perforación y terminación del pozo, lo cual implica que el fluido no puede salir al fondo del pozo a través de todos los canales de flujo que tenga la formación sino que su salida es restringida a los disparos hecho en la terminación; esta discontinuidad en el medio hace que se originen pérdidas de presión adicionales que no son tenidas en cuenta por Darcy y por ello, al aumentar la tasa de producción aumentan las pérdidas de presión, pues aumenta la turbulencia, por ello al aumentar q disminuye J , por otra parte al aumentar q se debe tener una disminución en p_{wf} , y cuando esta presión este por debajo de la presión de burbuja, p_b , empieza a liberarse gas y este gas libre empezara a bloquear el flujo de petróleo, o sea de acuerdo a las curvas de permeabilidad relativa, k_o disminuirá, y por tanto q_o , lo cual implica una disminución de J .

La variación de J , con el tiempo puede tener la siguiente explicación: A medida que pasa el tiempo de producción, disminuye la presión de los fluidos del yacimiento y esto puede hacer que debido a la compresibilidad de la formación esta se compacte poco a poco resultando una disminución en el tamaño de los canales de flujo a través de la formación y por tanto una disminución en la permeabilidad de la misma. Finalmente, al pasar el tiempo, la presión del yacimiento disminuye y si esta presión disminuye por debajo de la presión de saturación, la liberación de gas disuelto comenzara y por consiguiente los poros del yacimiento comenzaras a saturarse de gas, lo cual implica un bloque al flujo de aceite.¹¹ En conclusión J permanece constante solo mientras la presión del yacimiento, p_s no varíe demasiado y siempre y cuando p_{wf} sea mayor que p_b .

La ley de Darcy se considera para predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta el nivel de los disparos del intervalo productor. Evinger y Muskat⁹ establecieron la siguiente ecuación, la cual puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo.

$$q = \frac{cte(K_a h)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{P_{wfs}}^{P_e} f(p) dp \quad (40)$$

Donde:

cte: Constante, igual a 0.00708

$f(p)$: Alguna función de presión, (adimensional).

h : Espesor de la zona productora, (ft).

K_a : Permeabilidad absoluta, (mD).

P_e : Presión de la frontera exterior, (psia).

P_{wfs} : Presión de fluido en la pared del pozo, (psia).

q : Gasto de aceite, (bpd).

r_e : Radio de drene, (ft).

r_w : Radio del pozo, (ft).

La ecuación 40 es aplicable a todos los sistemas porosos, sin embargo, la solución, dependerá de las condiciones iniciales y de frontera (daño, almacenamiento, fracturas, penetración parcial) así como también de la geometría y tipo de flujo establecidas en el sistema. ⁹

1.3.4 Comportamiento de afluencia.

Una vez que se tiene la condición de que la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de burbuja, entonces se presenta un comportamiento diferente de la relación entre el gasto de producción y el abatimiento de presión, el gas se libera y entonces la relación gas-aceite aumenta. ⁸ Lo que resulta en un comportamiento de afluencia no lineal, la Figura 25 representa la curvatura.

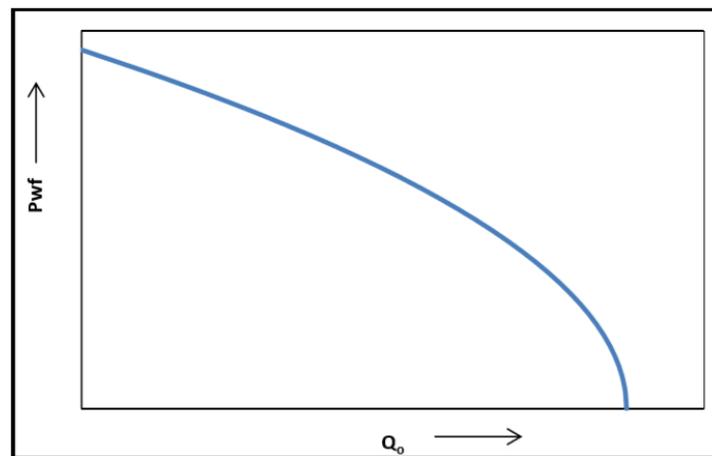


Fig. 25 Comportamiento de afluencia no lineal. ⁹

La expresión que representa este comportamiento, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión:

$$IPR = \frac{dq}{dP_{wf}} \quad (41)$$

Donde:

- IPR : Comportamiento de afluencia.
- $\frac{dq}{dP_{wf}}$: Variación del gasto con la presión.

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación que representa al índice de productividad no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión. Esto se entiende ya que el valor de P_{wf} es menor que el de P_b ; y dado que el abatimiento de presión es continuo se permite la liberación del gas.

Como consecuencia de dicho fenómeno la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), lo que resulta en un incremento en la relación gas-aceite instantánea y una disminución en el índice de Productividad. A continuación se mencionan los métodos existentes que se emplean para la descripción del comportamiento de afluencia de un pozo.

1.3.4.1 Método de Vogel.

En 1968 Vogel¹⁰ propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \quad (42)$$

- p_{wf} : Presión de fondo fluyendo, (psia).
- p_{ws} : Presión estática del yacimiento, (psia).
- q_o : Gasto de aceite medido a la p_{wf} , (bpd).
- $q_{o\max}$: Potencial del pozo (considerando $p_{wf} = 0$)

La Ecuación 42 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo $EF = 1$. La representación gráfica de la ecuación 42 se puede apreciar en la figura 26.

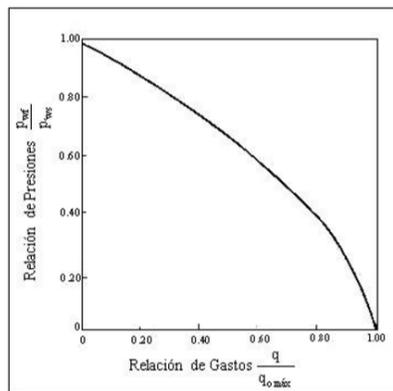


Fig. 26 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto. $EF=1$.⁹

Otra forma de expresar la Ecuación 42 es en función de la presión de fondo fluyendo:

$$p_{wf} = p_{ws} \left(\frac{-0.1 + \sqrt{0.8 \frac{q_o}{q_{o\max}}}}{0.8} \right) \quad (43)$$

1.3.4.2 Método de Standing.

La curva de la Figura 29 solo es aplicable para $EF=1$. Por ello, Standing (1970) extendió el trabajo de Vogel (1968) y presento un método grafico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencia de flujo, Definidas anteriormente.

$$EF = \frac{p_{ws} - p'_{wf}}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (44)$$

Donde:

- p'_{wf} : Presión de fondo fluyendo con daño, (psia).
- p_{ws} : Presión estática del yacimiento, (psia).
- p_{wf} : Presión de fondo fluyendo sin daño, (psia).

La Fig. 27 muestra el concepto empleado por Standing para establecer la eficiencia de flujo.

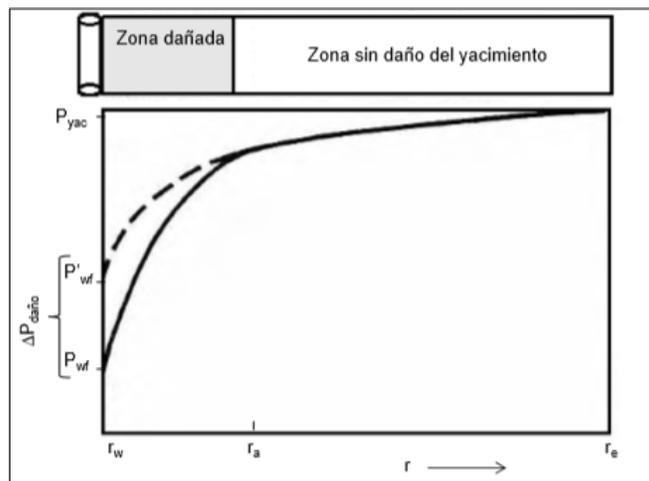


Fig. 27 Esquema de presiones en función del radio de drenaje para un pozo con daño. ⁹

La Fig. 28 presentan las curvas de IPR para eficiencia de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

- El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
- El gasto para cualquier p_{ws} y diferentes valores de EF.
- La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

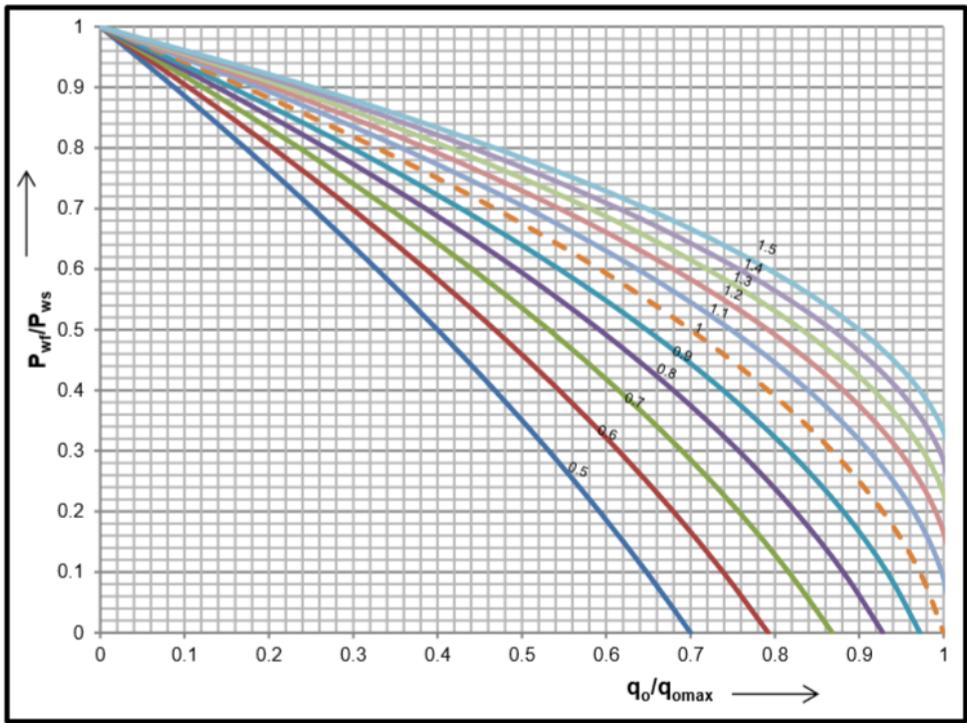


Fig. 28 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ yacimientos con empuje por gas disuelto. ⁹

1.4 Efecto de daño.

Se define daño a la formación a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causada por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la penetración de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y /o rehabilitación del pozo. El efecto del daño físicamente se manifiesta como una caída de presión adicional en el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo.

1.4.1 Daño a la formación y pseudodaños.

El daño a una formación productora de hidrocarburo es la pérdida de productividad o Inyectividad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo a su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a la perforación, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo a producir. Por ellos es importante analiza las causas de la caída de presión que se tienen al llevar los fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo. Esta caída de presión ΔP_r , controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos al pozo.

$$\Delta P_r = \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad (45)$$

ΔP_{fm} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.

ΔP_{fd} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.

ΔP_t : Caída de presión causada por la turbulencia de fluidos al entrar al pozo.

ΔP_{pc} : Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.

ΔP_{perf} : Caída de presión asociada con la perforación (penetración, desfasamiento y densidad).

ΔP_{tp} : Caídas de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones. ^{14 15}

El análisis en esta parte del sistema de producción consiste en considerar, de acuerdo a como se presenta la Fig. 29, el flujo de fluidos desde el radio de drene del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina

del pozo, generalmente alterada, y de aquí al intervalo perforado a través de los túneles de los disparos. ^{14 15}

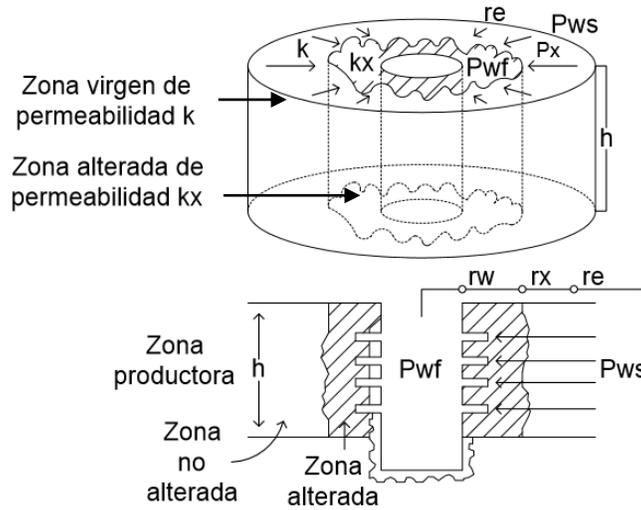


Fig. 29 Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo. ⁶

Para determinar la caída de presión ΔP_r , se requiere registrar la presión del fondo del pozo y su variación con el tiempo, lo cual se hace con una prueba de incremento de presión. El análisis de la variación de presión de pruebas de incremento o decremento, conduce a determinar una presión de fondo fluyendo real P_{wf} . Si se considera una terminación en agujero descubierto y la inexistencia de alteración alguna en la vecindad del pozo, el valor de la presión de fondo fluyendo sería diferente y se podría indicar como P'_{wf} . ^{14 15}

En estas condiciones se define una diferencia de presión entre $P'_{wf}(ideal)$ y $P_{wf}(real)$.

$$\Delta P_s = P'_{wf} - P_{wf} \quad (46)$$

Van Everdingen y Hurst, relacionaron esta diferencia de presión en régimen permanente con el llamado "Efecto Skin", S ;

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad (47)$$

Esta ecuación es:

$$\Delta P_s [psi] = \frac{141.2q [bpd] \mu [cP] \beta_o [adim]}{k [mD] h [ft]} S [adim] \quad (48)$$

La ΔP_s se debe a las caídas de presión adicionales causadas por los efectos de: la zona alterada de la formación ΔP_{fd} , la turbulencia al llegar los fluidos a los disparos ΔP_t , la terminación relativa del intervalo disparado con la zona productora ΔP_{pc} y a la restricción de las perforaciones ΔP_{perf} y por las restricciones en los túneles de las mismas ΔP_{tp} , es decir:

$$\Delta P_s = \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad (49)$$

En consecuencia se le puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudodaño, por lo que el Efecto Skin, S, está compuesta por los pseudofactores, algunos de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos o ser nulas.

$$S = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{perf} + S_{tp} \quad (50)$$

Donde:

- S_{fd} : Factor de daño real de la formación.
- S_t : Pseudofactor de daño por turbulencia.
- S_{pc} : Pseudofactor de daño por terminación.
- S_{perf} : Pseudofactor de daño por las perforaciones.
- S_{tp} : Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones.

Dado que las pruebas de presión permiten obtener el efecto Skin o factor de daño total S, este valor estará influenciado por el factor de daño verdadero a la formación y los otros pseudofactores, algunos de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos o nulos. Obviamente la estimación de pozos solo concierne con el factor de daño verdadero, S_{fd} y el pseudofactor por restricciones en los túneles de los disparos, por lo que es de extrema importancia cuantificar los componentes del efecto Skin y así estimar el efecto de una estimulación dirigida a la remoción del daño verdadero de la formación en la vecindad del pozo y la eliminación de la restricción en los túneles de las perforaciones.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo de la Fig. 29, y suponiendo que el pozo se encuentre terminando en agujero abierto y que los pseudofactores de daño son nulos, se tendrá un factor de daño S debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad k_x , diferente a la zona virgen de la formación k .^{14 15}

En estas condiciones considerando el flujo a través de la zona alterada de radio r_x y presión p_x , se tiene:

a) Si $k_x = k$

$$q = \frac{2\pi kh(p_x - p'_{wf})}{\mu L n \frac{r_x}{r_w}} \quad (51)$$

b) Si $k_x < k$

$$q = \frac{2\pi k_x h(p_x - p_{wf})}{\mu L n \frac{r_x}{r_w}} \quad (52)$$

Combinando estas ecuaciones con las ecuaciones 46 y 47, se demuestra que:

$$S = \left[\frac{k}{k_x} - 1 \right] L n \frac{r_x}{r_w} \quad (53)$$

De aquí se puede observarse que:

- Si $k_x < k$, $S > 0$, el pozo está dañado.
- Si $k_x = k$, $S = 0$, el pozo no tiene daño.
- Si $k_x > k$, $S < 0$, el pozo está estimulado.

La siguiente tabla 2 presenta los valores típicos de S y su significado relativo.

Tabla 2. Valores típicos de S y su significancia relativa.

Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S \leq -5$

1.4.2 Efecto del daño.

Para evaluar en forma teórica y cuantitativa los efectos de los daños susceptibles de removerse a través de la estimulación matricial. Se considera un pozo en condiciones de flujo permanente, suponiendo un yacimiento radial circular que no presenta ningún tipo de daño; es decir, supóngase que $S = 0$. En estas condiciones se puede estimar el potencial ideal y natural de pozo con el empleo de la ecuación de Darcy. ⁶

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P'_{wf})}{\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (54)$$

Para aceite:

$$q_o = \frac{0.007082 k_o h (p_{ws} - p'_{wf})}{\beta_o \mu_o L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (55)$$

Para gas:

$$q_g = \frac{0.007082 k_g h (p_{ws}^2 - p'_{wf}^2)}{Z \mu_g T L n \frac{r_e}{r_w}} \quad (56)$$

Para agua (caso de un pozo inyector):

$$q_w = \frac{0.007082 k_w h (p'_{wf} - p_{ws})}{\beta_w \mu_w L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (57)$$

Donde:

- q_o : Gasto de producción de aceite, (bpd).
- q_g : Gasto de producción de gas, (@14.7psia, 60°F).
- q_w : Gasto de producción de agua, (bpd).
- k_o, k_g, k_w : Permeabilidad al aceite, al gas y al agua, (mD).
- h : Espesor neto productor o inyector (ft).
- P_{ws} : Presión del yacimiento, (psia).
- P'_{ws} : Presión de fondo influyendo (o inyectando), (psia).
- β_o, β_w : Factor de volumen del aceite y agua, respectivamente, (adimensional).
- μ_o, μ_g, μ_w : Viscosidad del aceite, gas y agua, respectivamente, (cP).
- r_e : Radio de drene del pozo, (ft).
- r_w : Radio de pozo (agujero) (ft).
- Z : Factor de compresibilidad del gas [@ P_{wf}, T] (adimensional).
- T : Temperatura del yacimiento, (°R).

En condiciones ideales es posible estimar el potencial natural de un pozo. Ahora consideraremos el efecto en la productividad del pozo por la presencia del daño verdadero a la formación. Suponiendo como en el caso anterior, que los pseudofactores de daño son nulos y que se trata de un yacimiento bajo saturado.

La Fig. 29 antes mostrada presenta un pozo y una geometría radial circular con zona de radio de penetración r_x y permeabilidad k_x diferente a la permeabilidad de la formación k haciendo un balance de presiones se tendrá la siguiente:

$$P_{ws} - P_{wf} = (P_{ws} - P_x) + (P_x - P_{wf}) \quad (58)$$

Aplicando la Ecuación 55 para este caso se tiene (aclarar que para fase líquida esta es la ecuación que gobierna el movimiento de fluido).

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln} \frac{r_e}{r_w}}{0.007 k_e h} \quad (59)$$

Donde k_e es una permeabilidad promedio equivalente a las permeabilidades k_x y k . Considerando condiciones de flujo permanente, se tendrá:

$$P_{ws} - P_x = \frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln} \frac{r_e}{r_x}}{0.007 k h} \quad (60)$$

$$P_x - P_{wf} = \frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln} \frac{r_x}{r_w}}{0.007 k_x h} \quad (61)$$

Sustituyendo las ecuaciones 59, 60 y 61 en 58.

$$\frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln} \frac{r_x}{r_w}}{0.007 k_e h} = \frac{\beta_o \mu_o q_o}{0.007 h} \left[\frac{1}{k} \text{Ln} \frac{r_e}{r_x} + \frac{1}{k_x} \text{Ln} \frac{r_x}{r_w} \right] \quad (62)$$

De donde:

$$k_e = \frac{\text{Ln} \frac{r_e}{r_w}}{\frac{1}{k} \text{Ln} \frac{r_e}{r_x} + \frac{1}{k_x} \text{Ln} \frac{r_x}{r_w}} \quad (63)$$

En esta ecuación, puede observarse que si $k_x \rightarrow 0$, $k_e \rightarrow 0$, lo cual significa que la respuesta del pozo dependerá de la restricción en la permeabilidad de la zona alterada, pudiendo en algunos casos no manifestarse el pozo por la presencia de una zona alterada

del mismo con muy baja permeabilidad, esto independientemente de que esta zona sea del pequeña o gran penetración.

En otro orden de ideas supóngase que se tiene el índice de productividad de un pozo en el cual la formación no ha sufrido alteración algún dado por la siguiente ecuación ya antes mostrada:

$$J_o = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (64)$$

Siendo J_o este índice y q_o el gasto de producción original bajo estas condiciones.

Por otro lado si la formación presenta alguna alteración en la vecindad del pozo, el índice de productividad J_x , que se tendrá bajo la misma caída de presión sería:

$$J_x = \frac{q_x}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (65)$$

Donde q_x será el gasto de producción bajo condiciones alteradas. De aquí, considerando la misma caída de presión en ambos casos, se tiene:

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\frac{2\pi k_e h}{\mu_o \text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}}{\frac{2\pi k h}{\mu_o \text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}} = \frac{k_e}{k} \quad (66)$$

Sustituyendo la Ecuación 63 en la siguiente ecuación.

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\text{Ln}\frac{r_e}{r_w}}{\text{Ln}\frac{r_e}{r_x} + \frac{k}{k_x} \text{Ln}\frac{r_x}{r_w}} \quad (67)$$

Con esta ecuación se puede estimar la relación de índice de productividad conociendo, r_e , r_w , r_x , y la relación $\frac{k}{k_x}$.⁶

1.4.3 Origen del daño a la formación.

Estudios de formación y de campo indican que la mayor parte de las operaciones que se realizan para la consecución de un pozo petrolero, originan una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. El daño a la formación puede ser causado por procesos simples y complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

El proceso dinámico de la perforación constituye el primer y más importante origen de daño, el cual puede verse agravado durante la cementación de tuberías de revestimiento, en las operaciones de terminación o reparación de los pozos, e inclusive por las operaciones mismas de estimulación. En estas intervenciones a los pozos la fuente de daño la genera el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca. La investigación y el diagnóstico de las causas específicas que producen el daño, son básicas para prevenirlo o para removerlo. La remoción del daño ocurrido en una formación resulta en lo general difícil y costosa por ello su prevención debe de ser el enfoque principal con el que se planea cualquier operación en un pozo. ^{16 17 18}

1.4.3.1 Operaciones durante las cuales se produce el daño.

1.4.3.1.1 Perforación.

Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectaran fuertemente la capacidad de producción del pozo.

Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas. El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contienen la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena. El lodo de perforación tiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos de químicos, todos ellos potenciales dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios ft. ^{16 17 18}

1.4.3.1.2 Cementación.

Durante la cementación de la tubería de revestimiento, se puede causar una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.⁶

1.4.3.1.3 Terminación.

Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: la recementación, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explorar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la recementación de tuberías propician la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, puede ocurrir pérdidas de fluido de control agravándose si este fluido contiene sólidos.

Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de formación. Aún con estas preocupaciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento de cemento y la propia formación. Adicionalmente la zona de la roca alrededor de los túneles de la perforación es compactada y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones pueden ser completamente bloqueadas.

Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena, los empacamientos de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo, contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.⁶

1.4.3.1.4 Estimulación.

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra la formación, pueden dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Estos residuos causaran daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son las fuentes de mayor potencialidad de daño. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en lo que se realiza una estimulación, pueden llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de la tubería son disueltos y acarreados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de fierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, los cuales pueden causar precipitaciones indeseables, etcétera. ⁶

1.4.3.1.5 Limpieza.

Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, también generan daño. ⁶

1.4.3.1.6 Reparación de pozos.

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar perdida de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño. ⁶

1.4.3.1.7 Producción.

Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por solidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depresionado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfáltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente

obtaramiento del espacios poroso y el daño a la formación. Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrograda que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable. ⁶

1.4.3.1.8 Inyección de agua.

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener solidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etc.⁶

1.4.3.1.9 Inyección de gas.

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa por roscas, escamas de corrosión u otros solidos que taponaran los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.⁶

1.4.4 Mecanismos de daño.

Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (68)$$

Se aprecia que la disminución de producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o de un incremento en la viscosidad de los mismos.

En un sistema de flujo radial, cualquier reducción en la permeabilidad alrededor de la pared del pozo resulta en una considerable reducción en su productividad (o inyectividad). En una situación de flujo lineal, como es el caso de una fractura inducida, un daño en la cara de la fractura es menos grave debido a la gran área de flujo; esto no implica que un obturamiento severo de la pared de la fractura o de la misma fractura implique una considerable pérdida de productividad o inyectividad.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

- a) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un obturamiento de los espacios vacíos interconectados (canales porosos) o fisuras de la roca.
- b) Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de la saturación de fluidos o de un cambio de mojabilidad de la roca.
- c) Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones o alteración de los fluidos del yacimiento. ^{16 17 18}

1.4.4.1 Reducción en la permeabilidad absoluta de la formación.

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos. Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas. Estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena, o estar presentes en la propia formación. También los sólidos pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacciones de los propios fluidos de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los

minerales que constituyen la roca o con sus fluidos. Además, también puede ocasionarse reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales contenidos en la propia formación, como es el caso del hinchamiento de arcillas.

Cualquier sólido presente en los conductos porosos o un aumento de volumen de los minerales de la roca, propiciarán una disminución drástica tanto de la porosidad como del radio medio de los conductos porosos, en consecuencia un decremento de la permeabilidad absoluta de la roca. ⁶

1.4.4.2 Reducción de la permeabilidad relativa.

Esta reducción puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación.

La reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y consecuentemente de la productividad del pozo, dependiendo del incremento en la saturación de agua y del radio de invasión. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, cementación, terminación, o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se reduce la permeabilidad relativa al aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite. En pruebas de laboratorio, se ha experimentado y se ha encontrado que cuando aumenta el área superficial es más difícil de reducir la saturación de agua.

En lo general en forma natural, las rocas se encuentran mojadas por agua, un cambio en esta condición natural puede resultar de la acción de agentes activos de superficie llevados por los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación. ⁶

1.4.4.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

Este fenómeno puede ocurrir debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. La reducción de productividad dependerá de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite y agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes en unión con sólidos finos (tales como las arcillas de formación o del fluido de

perforación o partículas sólidas de hidrocarburos), tienen la tendencia a estabilizar estas emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de éstas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Los finos mojados por agua reducen la tendencia a la estabilidad de la emulsión. Las formaciones mojadas por aceite, tienden a formar emulsiones más estables y de viscosidad más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, los cambios de presión y temperatura al dirigirse estos al pozo pueden ocasionar cambios en su constitución, por pérdida de ligeros o precipitación de material parafinico o asfáltico. Esto promoverá una mayor viscosidad de los fluidos además de la propensión a formar emulsiones y verdaderos depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo. ⁶

1.4.5 Tipos de daño.

1.4.5.1 Daño por invasión de fluidos.

Las principales fuentes de daño a la formación es el contacto de la formación con fluidos extraños. Los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, los de cementación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de terminación reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del volumen perdido, de la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca. En ausencia de estos dos últimos efectos, un mismo volumen de fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación en zonas de baja porosidad que en las zonas de alta porosidad. La penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 ft, aun cuando en algunos casos puede llegar hasta 10 ft o más. La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad que la formación a los mismos

La fuente principal de daño a la formación por invasión de fluidos es la propia perforación del pozo. El lodo de perforación forma un enjarre en las paredes del pozo, debido precisamente al filtrado de fluidos. Este filtrado continua aun cuando el enjarre ya está formado, con una velocidad mucho más baja. El volumen de filtrado y consecuentemente su penetración en la formación, dependiendo en gran medida del tipo de lodo, el tiempo de exposición y la presión diferencial.

En forma similar se tiene la invasión de fluidos al cementar, reparar, estimular, o en procesos de inyección de agua. EL daño ocasionado por estos

fluidos, es función de la composición de los mismos y de los minerales de la formación.

La invasión de fluidos en la formación causa los siguientes tipos de daño: ⁶

1.4.5.1.1 Daño por acillas.

Aun cuando en la naturaleza se conocen más de 2000 minerales que componen las rocas, la mayoría de ellos puede describirse adecuadamente por solo unos cuantos minerales. ¹⁴

En la tabla 3 se presentan los minerales más comunes que componen las principales formaciones sedimentarias productoras de hidrocarburos, incluyendo contenido promedio por tipos de roca y composición química. Como se observa, el cuarzo, y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas) son los componentes principales de las arenas y areniscas, así como los carbonatos constituyen los principales minerales de caliza y dolomías. En general, la mayor parte de las formaciones productoras de hidrocarburos contienen en mayor o menor cantidad arcillas. Estos minerales son potencialmente factores de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento y/o migración. ¹⁹

Tabla 3. Minerales comunes que componen las rocas sedimentarias.

Mineral	Contenido (% en peso)		Composición Química
	Rocas Silíceas	Rocas Calcáreas	
Cuarzo	70	4	SiO ₂
Feldespatos	8	2	Si ₂ AlO ₈ K Si ₃ AlO ₈ Na Si ₃ AlO ₈ Ca Si ₂₋₃ Al ₁₋₂ O ₈ (NaCa)
Micas	1	Trazas	(AlSi ₃ O ₁₀) K (Mg, Fe) ₃ (OH) ₂ (AlSi ₃ O ₁₀) K (Al) ₂ (OH) ₂
Arcillas	7	1	Al ₄ (SiO ₄ O ₁₀) (OH) ₈ Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂ (1/2Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄ (Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) _{4n} H ₂ O (AlSi ₃ O ₁₀) Mg ₅ (Al, Fe) (OH) ₈
Carbonatos	10	92	CaCO ₃ Ca, Mg (CO ₃) ₂ Ca (Mg, Fe) (CO ₃) ₂
Sulfatos	Trazas	Trazas	CaSO ₄ , 2H ₂ O CaSO ₄
Otros	2	1	NaCl FeO, FeO ₃ , Fe ₃ O ₄

La más importante propiedad de las arcillas, es su capacidad de intercambio catiónico, que es definida como la habilidad que tiene este mineral para absorber cationes en sus caras o aristas. La estabilidad de los cationes intercambiables depende grandemente del tipo de catión, así por ejemplo el tipo de catión Calcio (Ca ++), más fácilmente reemplazará el catión Sodio (Na+). ⁶

1.4.5.1.2 Daño por bloqueo de agua.

La invasión de los fluidos base agua propicia que localmente en la vecindad del pozo se promueve una alta saturación de la misma, con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. El bloqueo de agua no debe considerarse igual que el hinchamiento de arcillas, aun cuando los dos puedan ocurrir simultáneamente. Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la illita, ya que su área propicia una mayor área mojada por agua, incrementando la adsorción de éste a las paredes de los poros y por ende aumentando las fuerzas retentivas en la formación. ⁶

1.4.5.1.3 Daño por bloqueo de aceite.

Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causaran reducciones considerables en la permeabilidad relativa del gas. Este problema es más grave que en el caso de bloqueo de agua, dado la mayor viscosidad del fluido que invade la formación. ⁶

1.4.5.1.4 Daño por bloqueo de emulsiones.

La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, o de lechadas de cemento, o fluidos de terminación, reparación o estimulación, pueden intermezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento o fluidos ácidos pueden emulsificarse con aceites de formación. Asimismo filtrados de hidrocarburo de lodos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmuera de formación. Estas emulsiones si no son estables no generan daño a la formación. Sin embargo algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes, contenidos en los fluidos de invasión o en los del yacimiento). Adicionalmente la presencia de partículas finas y otros solidos coadyuva a la estabilización de las emulsiones. ⁶

1.4.5.1.5 Daño por cambio de mojabilidad.

Está comprobado que un medio poros mojado por agua facilita el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual redundo en una disminución en la permeabilidad relativa al mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico

contenidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50% pudiendo ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad. ⁶

1.4.5.1.6 Daño por película o membranas interfaciales.

La invasión de fluidos puede ocasionar emulsiones al dispersarse un líquido inmisible en otro. Surfactante, partículas finas, presencia de un material asfáltico y la propia salmuera de la formación o agua salada de fluido de invasión, pueden causar membranas rígidas en las interfaces aceite-agua y causar el obturamiento severo de la formación. Estas películas son altamente resistentes y en general difíciles de remover. ⁶

1.4.5.1.7 Daño por precipitación secundaria.

La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se mezclan con agua de la formación, conduce al obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas que puede llegar a ser significativa si las concentraciones de iones incompatibles son altas.

En otros casos durante un tratamiento con ácido a la formación óxidos y sulfuros de hierro pueden ser disueltos y el hierro solubilizado en agua es acarreado a la matriz de la formación. Al gastarse el ácido a pH superiores a 4, el hierro puede precipitarse como un gel de hidróxido de hierro dañando la permeabilidad de la formación.

Otro precipitado secundario que se puede generar al contacto de ácidos y algunos aceites de formación con alto contenido de material asfáltico, son los lodos asfálticos. Este material es altamente viscoso y prácticamente no removible del medio poroso, causando uno de los más severos daños a la formación. ⁶

1.4.5.2 Daño por invasión de sólidos.

Uno de los más comunes tipos de daño se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación.

Estos materiales sólidos están constituidos por acillas, barita, recortes de la barrena, agentes de pérdida etc. Estas partículas son forzadas a través del camino tortuoso de los poros de la roca, pudiendo puentearse en las restricciones cuando su tamaño es mayor a 1/3 del tamaño del área libre al flujo. El proceso de formación del enjarre del lodo de perforación se debe a este fenómeno de puenteamiento. El puenteamiento causa un obturamiento parcial o total al flujo de los fluidos, y en

consecuencia, un severo daño a la permeabilidad de la roca pudiendo reducirla en un 90% o más. Este daño en lo general está limitado a unos cuantos centímetros de la pared del pozo, profundidad que depende principalmente del tamaño relativo de las partículas y los poros.

Los sólidos que invaden la formación pueden ser compresibles o incompresibles, siendo los primeros los que penetran más, por su facilidad a deformarse y ajustarse a la forma y tamaño de las restricciones de los poros. También la movilidad de las partículas se ve afectada por la mojabilidad y las fases de los fluidos en los poros. Si estuviesen agua y aceite en un sistema de roca mojada por agua, las partículas sólidas si son mojadas por agua so atraídas a la película de agua que moja las paredes del poro, no ocurriendo su movimiento y en consecuencia no causar problemas. Sin embargo, si está mojada por aceite ellas se moverán con el aceite resultando el obturamiento de los conductos porosos. Adicionalmente, el obturamiento por partículas es también afectado por las velocidades de flujo de los fluidos.

Dependiendo de tamaño, comportamiento y tipo de sólidos estos pueden removerse en contraflujo, sin embargo muchas veces no es posible alcanzar ciertas presiones diferenciales y el daño puede ser más severo.

Si los sólidos que invaden la formación son partículas pequeñas como arcillas, óxidos, reprecipitaciones de sólidos dentro de la formación, pueden tener penetraciones más profundas sobre todo en formaciones más permeables, ocasionando obturamientos más difíciles de remover.⁶

1.4.5.3 Daño asociado con la producción.

La producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en la pared del pozo o cerca del pozo.

Estos cambios pueden conducir a un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósitos de sólidos orgánicos (asfáltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales), generando obturamientos de los canales porosos y por consecuente daño a la formación.

En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios en presión y temperatura pueden originar condensación retrograda, con la invasión de líquidos en el medio poroso y por ende una reducción de la permeabilidad relativa al gas.

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobre toda la formaciones poco consolidadas o mal cementadas; esto propicia el obturamiento de

los canales porosos conduciendo a la pared del pozo y en los túneles de los disparos.

Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos

Otro tipo de daño asociado con la producción es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación. Esto reducirá la producción de aceite, e incluso llega al grado de dejar de fluir. ⁶

1.4.6 Evaluación del daño.

Todos los pozos al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentran en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del daño. Esta remoción del daño resulta en lo general difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención, o por lo menos su minimización. Para lograr la remoción del daño es necesario evaluarlo y esto se puede realizar tomando en consideración los siguientes puntos:

Revisión de operaciones previas a la actual del pozo: Se basa fundamentalmente en las condiciones en que se perforo la zona productora, teniendo relevancia el tipo y características del fluido de perforación, así como sus pérdidas; manifestaciones de los fluidos del yacimiento; análisis de la cementación de la tubería de revestimiento, así como de las operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación. Análisis del comportamiento de producción desde la terminación hasta las condiciones actuales, incluyendo el análisis de las pruebas de formación y producción. Lo anterior se debe comparar con el comportamiento de los pozos vecinos.

Pruebas de laboratorio: los estudios de laboratorio permitirá definir la mineralogía y la distribución de los minerales de la roca y reproducir las condiciones de daño. Para la determinación del daño probable de la formación y del tipo de tratamiento para la remoción del mismo.

Cuantificación del daño: se hace con la finalidad de definir las condiciones del daño en la formación y perforaciones. Para tal efecto debe tomarse en consideración de datos de producción así como de curvas de variación de presión y del análisis nodal, herramientas con lo cual se podría cuantificar el daño y estimar el efecto de su remoción. ⁶

Para determinar Δp_s primeramente se deberá evaluar S, el cual puede determinarse a partir de una prueba de incremento de presión realizada en el pozo, tal como se muestra en la Fig. 30. ²¹

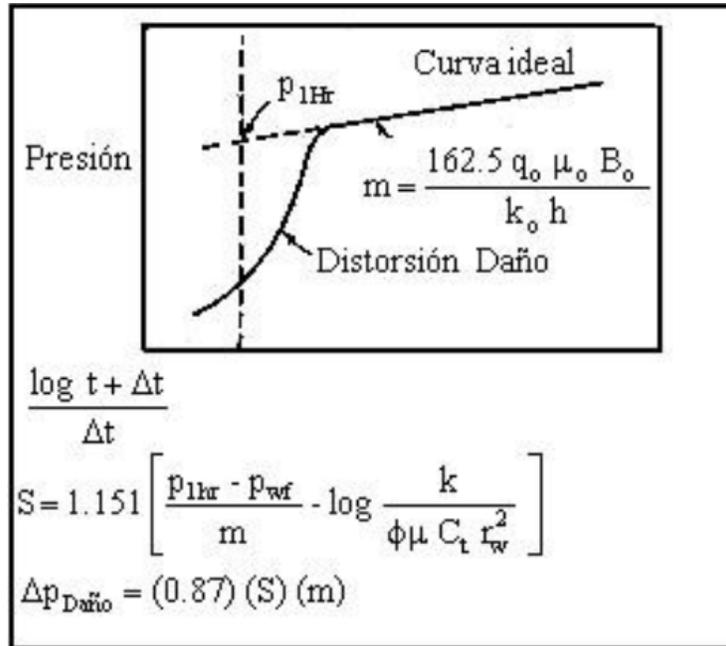


Fig. 30 Método para determinar ΔP_s .

Del análisis de pruebas de incremento de presión (Van Everdinger, 1953), se determinó que la ecuación estándar para evaluar el factor de daño (método de Horner) es:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_{(1hora)} - p_{wf}}{m} - \log \frac{k_a}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (69)$$

Donde:

$$m = \frac{162.5 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \quad (70)$$

Van Everdinger (1953) definió Δp_s , como:

$$\Delta p_s = \frac{162.5 q_o \mu_o B_o}{k_o h} s \quad (71)$$

Por lo cual la expresión final para ΔP_s es:

$$\Delta P_s = 0.87 m S. \quad (72)$$

Una vez evaluada ΔP_s , la eficiencia de flujo EF , podrá obtenerse fácilmente.

De tal forma que si EF es:

- $EF = 1$ pozo sin daño.
- $EF < 1$ Pozo con daño.
- $EF > 1$ Pozo estimulado.

Dependiendo del tipo y caracterización del daño, los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser de dos formas: estimulación matricial y estimulación por fracturamiento hidráulico, la diferencia entre estos dos tipos de estimulación recaen en el gasto y presión de inyección.

Las estimulaciones matriciales se caracterizan por gastos y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, mientras que los fracturamiento se utilizan gasto y presiones de inyecciones superiores a la presión de fractura.

Capítulo 2. Métodos convencionales de mejoramiento de flujo en medio poroso en zona vecina y no tan vecina.

2.1 Estimulación matricial.

Existen dos técnicas principales de estimulación de pozos: **la estimulación matricial y la estimulación por fracturamiento**. Estos dos tipos básicos de estimulación son caracterizados por los gastos y presiones de inyección. Gastos de inyecciones a presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan a la estimulación matricial, mientras aquellas estimulaciones superiores a la presión de fractura, caracterizan a la estimulación por fracturamiento.

Para definir estos rangos de gasto y presión es común realizar, previo a cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, definiendo así el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección.

6

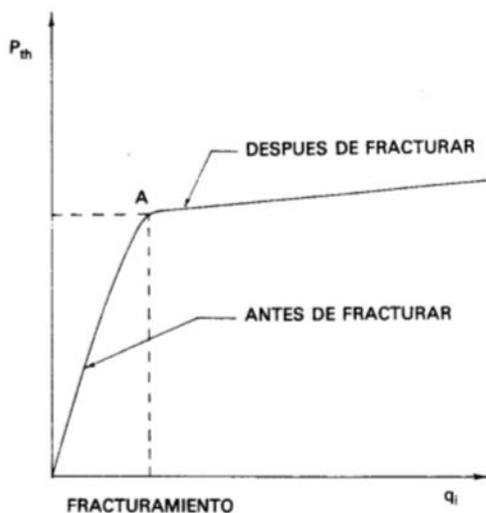


Fig. 31 Comportamiento de la presión de inyección en superficie, durante una prueba de admisión. ⁶

El procedimiento de la prueba consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (agua tratada o fluido oleoso limpio) a gastos muy bajos, de 0.5 a 1 barril por minuto, midiendo la presión de inyección. Después se incrementa el gasto de bombeo por etapas, registrando la presión de inyección gasto estabilizado en cada etapa. Al continuar con incremento de gasto se registrará un cambio brusco de la pendiente de la curva, tal como se muestra en el punto A de la figura 31.

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gasto y presiones debajo de los valores apreciados en el punto A.

Esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

Si la magnitud de la permeabilidad de la formación se conoce, teóricamente puede estimarse el gasto máximo de inyección al cual la formación aceptará fluido sin fracturarse esto aplicando la siguiente expresión.

$$q_w = \frac{0.007082k_w h(P_{wf} - P_{ws})}{B_w \mu_w L n\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (73)$$

La mayoría de los yacimientos, no puede tolerar gastos de inyección muy altos en entrada radial circular a la matriz. Mayores gastos de inyección se logran por lo general en regímenes de fracturamiento.

Los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación, debido al daño ocasionado durante la perforación y la terminación, la condición de daño debe de ser removida antes de que el pozo produzca a su potencial natural. Esta remoción es el objetivo principal de la estimulación matricial consistiendo en la inyección a gastos y presiones bajas de pequeños volúmenes de soluciones de estimulación. Dependiendo de la interacción entre estas soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide entre dos grupos.

- a) **La estimulación matricial no reactiva** (o no ácida), en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se utilizan para remover el daños por bloqueos de agua, aceite o emulsiones; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.
- b) **La estimulación matricial reactiva ácida**, en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daños como los daños asociados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no solo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas, areniscas y en rocas calcáreas.

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la sección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es complejo, debido a muchos parámetros involucrados como el tipo de daño, las características de la formación, las condiciones del pozo, el criterio económico, etc.

Dada esta amplia variedad de condiciones, se han desarrollado un gran número de fluidos de tratamiento, los cuales pueden aplicarse en situaciones específicas.

La selección del fluido óptimo, es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relativamente, como son: la mineralogía de la formación, la identificación, la identificación y evaluación del daño, la experiencia que se tiene en el área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio y de su compatibilidad con la roca de formación y sus fluidos.

En el caso de que el tipo de daño no se puede identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse, sólo quedando indicada la estimulación matricial reactiva. Esto debido a que existe una gran posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriéndose el riesgo no solo de no remover el daño, sino agravarlo.

2.1.1 Estimulación matricial no reactiva.

2.1.1.1 Fenómenos de superficie.

El flujo de fluidos a través de medio porosos está fuertemente afectada por fenómenos de superficie, que representan fuerzas retentivas de los fluidos en la roca. La acción de la estimulación matricial no reactiva concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas; manifiestas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. Por ello, en principio, reviste importancia el discutir estos fenómenos, para posteriormente comprender los alcances de la estimulación matricial no reactiva.

2.1.1.2 Surfactantes.

Los agentes activos de superficie o surfactantes son compuestos de moléculas orgánicas, caracterizadas por estar formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (polar), llamado hidrofílico, y otro afín al aceite (no polar) llamado lipofílico. Estos productos, mezclados con fluidos acuosos, oleosos, alcoholes o solventes mutuos, pueden afectar favorablemente o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

Para comprender la acción de los surfactantes, es necesario analizar la estructura de sus moléculas. Como se observa en la figura 32 un surfactante tiene dos grupos, uno afín al agua y uno afín al aceite; dada esta estructura los surfactantes tienden a orientarse en un líquido buscando el acomodo mostrado.

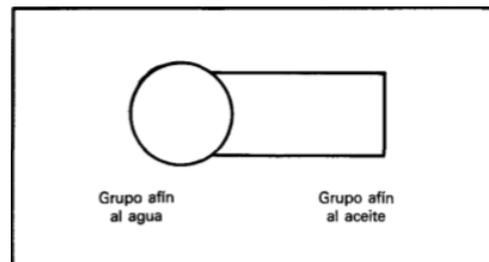


Fig. 32 Representación esquemática de un surfactante.⁶

Puesto que el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el grupo lipofílico, las moléculas de surfactante se orientan en la interface agua-aire con el grupo afín al aceite en el aire y con el grupo afín al agua en el agua figura A. Esto altera la naturaleza de la interface agua-aire y dependiendo de la efectividad del surfactante, la interface se convierte en una combinación de aire-agua y surfactante. Como el aceite tiene menor tensión superficial que el agua, la tensión superficial del agua con surfactante será menor que la tensión superficial del agua pura, quizá tan baja como la tensión superficial del aceite. En el caso de las figura 33 se produce un efecto semejante.

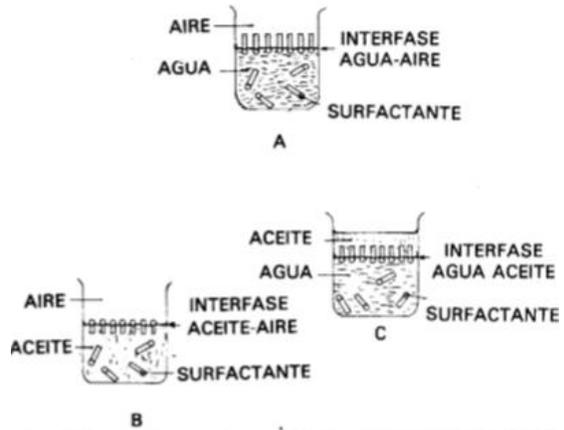


Fig. 33 Orientación de los surfactantes en la interfase.

2.1.1.2.1 Clasificación de los surfactantes

Se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. De esta forma los surfactantes se dividen en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. ^{17 22}

Tabla 4. Clasificación de surfactantes.

CLASIFICACION	DESCRIPCION	CARGA SOLUBLE EN AGUA	GRUPO QUIMICO	APLICACIONES
ANIONICO		NEGATIVA	SULFATOS FOSFATOS SULFONATOS FOSFONATOS	NO EMULSIFICANTES RETARDADORES NO EMULSIFICANTES LIMPIADORES
CATIONICO		POSITIVA	COMPUESTOS DE AMINAS	NO EMULSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION BACTERISIDAS
NO-IONICO		SIN CARGA	POLIMEROS	NO EMULSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION ESPUMANTES
ANFOTERICO		LA CARGA DEPENDE DEL PH DEL SISTEMA	SULFATO DE AMINA FOSFATO DE AMINA	VISCOSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION

Por sus características los surfactantes se acomodan en las interfaces entre líquido, gases y sólidos, de esta manera los surfactantes funcionan por el mecanismo de adsorción, creando efectos diferentes dependiendo del tipo de surfactante y las características del gas, líquido y sólido. ^{17 22}

2.1.1.2.2 Uso de los surfactantes en la estimulación no reactiva.

Los surfactantes generalmente se mezclan entre sí con un solvente. Se mezclan surfactantes aniónicos- aniónicos, aniónicos-no, aniónicos, catiónicos-catiónicos, catiónicos-no iónicos y no iónicos-no iónicos.

La molécula del surfactante es parcialmente soluble tanto en fluidos oleosos como en acuosos; sin embargo, la solubilidad preferencial de los surfactantes depende de la relación de sus grupos solubles en agua y en aceite, un incremento en la relación de los grupos solubles en aceite propicia una mayor solubilidad en aceite, por el contrario un aumento de los grupos solubles en agua produce una mayor solubilidad de agua. Algunos surfactantes son solo dispersables en agua.

El uso de los surfactantes para el tratamiento de pozos se ha hecho imprescindible en todo tipo de estimulación. Específicamente en la estimulación matricial no acida, la acción de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos. ^{17 22 7149}

Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.

La acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, en pequeños poros, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos del yacimiento no fluyan con la energía disponible.

Mojamiento de la roca cuando la formación en la vecindad del pozo es mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca (capa límite) con la consecuente disminución del área libre al flujo del aceite y/o gas. Adicionalmente se elimina el efecto de resbalamiento que produce una película de agua adsorbida en la pared del poro. Todo trae como consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos, entre el 15 y el 85%, de aquella que tuviera la roca si está mojada por el agua. Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca.

Tabla 5. Acción de los surfactantes iónicos y catiónicos.

Acción de los surfactantes aniónicos.	Acción de los surfactantes catiónicos.
❖ Mojarán de agua la arena, la lutita o la arcilla cargadas negativamente.	❖ Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla.
❖ Mojarán de aceite la caliza o dolomía cuando su pH es menor de 8 (condición normal).	❖ Mojarán de agua la caliza o dolomía, cuando su pH es menor a 8.
❖ Mojarán de agua la caliza o dolomía, si el pH es 9.5 o mayor debido a que estos sólidos cambian su carga superficial.	❖ Mojarán de aceite la caliza o dolomía, si el pH es 9.5 o mayor.
❖ Romperán emulsiones de agua en aceite.	❖ Romperán emulsiones de aceite en agua.
❖ Emulsionaran el aceite en agua.	❖ Emulsificarán el agua en aceite.
❖ Dispersaran las arcillas o finos en agua.	❖ Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

2.1.1.3 Tipos de daño susceptibles de remover con estimulación matricial no reactiva.

Varios tipos de daño a la formación pueden ser tratados con estimulación matricial no-reativa. Debe tenerse extremo cuidado en la selección y uso de los surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y crear otro.⁶ Los daños que pueden removerse con estimulación matricial no ácida son:

2.1.1.3.1 Bloqueo por agua.

Como ya fue mencionado, el bloqueo de agua es causado por el incremento de la saturación de agua en la vecindad del pozo, con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. El problema es mayor cuando se pierden grandes cantidades de agua. La productividad en lo general se restablece por si sola lentamente, pero puede resistir lentamente y persistir durante meses o años, siendo el problema de mayor magnitud en formaciones de baja permeabilidad y/o en la presencia de arcillas tipo illita. Adicionalmente este bloque puede producirse durante la producción del pozo por canalización o conificación del agua de formación en el intervalo productor.⁶

El bloqueo de agua puede prevenirse siempre y cuando en los fluidos acuosos que invaden la formación se adicionen surfactantes bajotensores en concentraciones de 0.1 al 0.2% en volumen.

Un bloqueo de agua usualmente puede ser removido inyectando a la formación matricialmente una solución acuosa o acida alcohólico, este último apropiado para pozos de gas, con una concentración de 1 a 3% de un surfactante que permita bajar efectivamente la tensión superficial e interfacial y asegure el Mojamiento de la formación por agua.

2.1.1.3.2 Bloqueo por aceite.

En pozos de gas la invasión de fluidos base aceite causará que una nueva fase invada la formación con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa al gas. Este bloque causa mayor daño en formaciones de baja permeabilidad y puede también presentarse en los casos de condensación retrograda. La inyección matricial de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes, de surfactantes de 1 a 3% en volumen disminuirá las fuerzas retentivas del aceite que bloquea la formación, permitiendo una rápida disminución de la saturación de la fase oleosa.

2.1.1.3.3 Bloqueo por emulsión.

La formación de emulsiones en el medio poroso causa en los general altas viscosidades, particularmente las emulsiones agua en aceite. Esto reduce drásticamente la productividad de los pozos y en lo general es relativamente más fácil prevenirlas que removerlas.⁶

La inyección de soluciones de desémulsificante del 2 al 3% en volumen en fluidos oleosos acuosos o con solventes mutuos puede usarse para romper una emulsión. La emulsión se rompe al adsorberse el surfactante en la interfase disminuyendo la tensión interfacial y propiciando la consecuente coalescencia de las gotas de la fase dispersa.⁶

2.1.1.3.4 Roca mojada por aceite.

Cuando la formación en la vecindad del pozo queda total o parcialmente mojada por aceite, se produce un daño significativo a la productividad del pozo. Además el mojamiento por aceite puede resultar en mayor tendencia al bloqueo por agua o emulsión.⁶ Es común que los fluidos que invaden la formación en las diferentes operaciones en los pozos, contengan surfactantes, los que dependiendo del tipo de surfactante y los minerales que conforman la roca, pueden propiciar el Mojamiento de la misma por aceite.⁶

Como en los casos anteriores la prevención del problema debe siempre contemplarse. Los surfactantes catiónicos son difíciles de remover de rocas silíceas. La remoción efectiva será siempre costosa e implica la inyección de solventes mutuos para remover la fase mojanter de aceite, seguida de una solución acuosa de un surfactante con fuertes propiedades mojanter por agua.⁶

2.1.1.3.5 Películas o membranas interfaciales.

Para remover este tipo de daño, es necesario utilizar solventes con alta concentración de surfactante que permiten disminuir la consistencia de las películas rígidas formadas en las interfases agua-aceite.⁶

2.1.1.3.6 Depósitos orgánicos.

Algunos aceites crudos tienen tendencia a ocasionar depósitos orgánicos formados por hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfaltenos). Estos depósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones y/o en la tubería de producción. El daño ocasionado por los depósitos orgánicos es removido al resolubilizarlos con solventes aromáticos y un surfactante dispersor. También es recomendable la adición de pequeñas cantidades de alcoholes o solventes mutuos.⁶

2.1.1.3.7 Perdida de lodo.

El daño ocasionado por grandes volúmenes de lodo perdidos durante las operaciones de perforación, en general es un problema difícil de eliminar. La solución más indicada consiste en la inyección de soluciones acuosas u oleosas de surfactantes y otros químicos que pueden reducir la viscosidad del lodo y dispersar los sólidos. ⁶

2.1.1.4 Selección de surfactante en la estimulación matricial no reactiva.

Como se mencionó anteriormente, los surfactantes en general alteran en forma favorable o desfavorable el flujo de los fluidos en el medio poroso. En la mayor parte de los casos es más difícil remover un daño que prevenirlo. Es por ello que la selección de los surfactantes adecuados permite tanto prevenir como remover determinados tipos de daño de las formaciones.

En general las areniscas son más susceptibles a ser dañadas que las rocas calcáreas; sin embargo, en todos los casos es recomendable que los fluidos y productos químicos utilizados en las diferentes operaciones de los pozos, se sometan a pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación, y de ser posible con núcleos representativos. Si en estas pruebas se promueve un daño, es posible suponer que se puede presentar en la formación. En estas condiciones deben seleccionarse a través de pruebas de laboratorio, surfactantes que permitan prevenir el daño. ⁶

2.1.2 Estimulación matricial reactiva.

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca.

El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no solo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Esto se logra disolviendo parte de los sólidos de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en la vecindad del pozo.

Así como en el caso de la estimulación matricial no reactiva, los surfactantes son los productos activos, en la estimulación matricial reactiva los ácidos constituyen el elemento básico.⁶

2.1.2.1 Ácidos.

Los ácidos son sustancias con pH menor de 7 que se ionizan en iones hidrogeno y un anión, cuando están en solución en el agua. Los iones hidrogeno son los elementos activos que reaccionan con minerales disolviéndolos. Por ejemplo, el gas cloruro de hidrogeno, HCl, en agua se ioniza convirtiéndose en ácido clorhídrico. Si este ácido se pone en contacto con otros minerales como los carbonatos, estos reaccionaran y se formaran otros compuestos; cloruro de calcio, agua y bióxido de carbono. Si los minerales son silícicos, el ácido fluorhídrico los disolverá.

En la estimulación reactiva de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones son procesos de cambios químicos entre reactantes (ácidos y minerales), para dar productos de reacción.

Un ácido requiere principalmente que los productos de reacción sean compuestos solubles en agua y removibles de la formación; además de ser controlables sus efectos dañinos, ser seguros de manejarse, encontrarse disponibles en grandes cantidades y tener bajo costo.

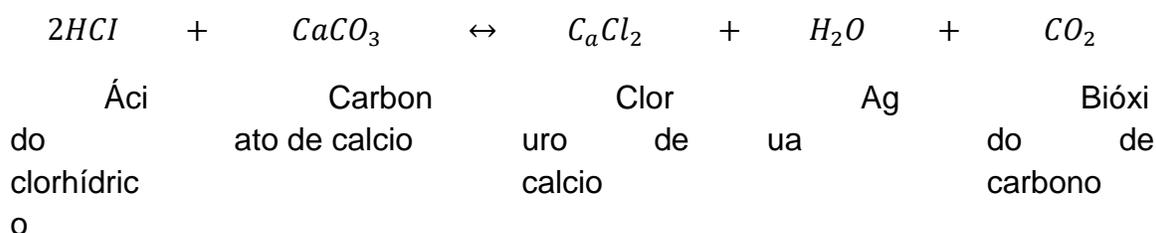
Entre los ácidos más comunes utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico. Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás se usan básicamente para estimular formaciones calcáreas. El fluorhídrico es el único que disuelve minerales silícicos.²³

2.1.2.1.1 Ácido clorhídrico (HCl).

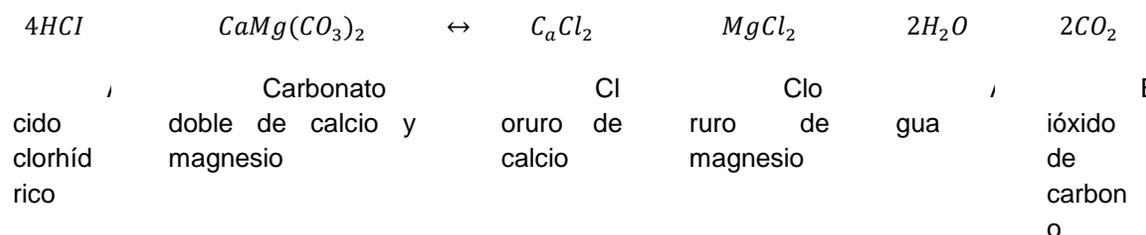
El ácido clorhídrico es una solución del gas cloruro de hidrogeno en agua. Este gas se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar. El cloruro de hidrogeno se disocia en agua rápidamente por lo que se le considera un ácido fuerte, esta característica le permite disolver mayor volumen de roca calcárea, dando como resultado productos de reacción solubles en agua. La principal desventaja del ácido clorhídrico es su alta corrosividad que puede ocasionar daño severo a las tuberías del pozo y al equipo de acero. Esta acción agresiva del ácido clorhídrico restringe su aplicabilidad a altas temperaturas, del orden de 300°F.

El ácido clorhídrico reacciona con rocas calcáreas compuestas principalmente de minerales como la calcita y la dolomía. La estequiometria de las reacciones entre ácido clorhídrico y estos minerales son las siguientes. ⁶

Para caliza (mineral calcita):



Para dolomía (mineral dolomita):



Los cloruros de calcio y magnesio de estas reacciones se disuelven en el agua original del ácido y en el agua adicional que se forma de la reacción. Estos cloruros incrementan la viscosidad de la solución del ácido gastado. En general la reacción con caliza es más rápida que con la dolomía.

2.1.2.1.2 Ácido fluorhídrico (HF).

El ácido fluorhídrico es el único ácido que permite la disolución de minerales silícicos como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo, etc. A causa de la mayor área superficial de las arcillas, el HF reacciona preferentemente con estos minerales antes que con los otros, como el cuarzo. Además de atacar estos compuestos de sílice, el ácido fluorhídrico también reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de la formación; en estos casos, los productos de reacción resultan en precipitados insolubles que se quedarán en el medio poroso y actuarán obturando los espacios libres. Las reacciones del HF con los carbonatos hacen que este ácido sea de uso exclusivo en formaciones silícicas, con contenido de material calcáreo menor del 20%. Sus aplicaciones se restringen principalmente a la remoción del daño ocasionado por las arcillas.

Para la estimulación de pozos el ácido fluorhídrico generalmente se utiliza en solución con ácido clorhídrico. La acción corrosiva de la mezcla de HF-HCl es comparable con las del HCL, por lo que los inhibidores de corrosión similares deben utilizarse.

Para evitar el contacto del ácido fluorhídrico con material calcáreo o salmuera de la formación, se debe inyectar previamente un volumen de HCL que disuelva los carbonatos y desplace la salmuera de la zona en que entrara el HF para reaccionar con los minerales de sílice de la roca.⁶

2.1.2.1.3 Ácido Acético.

Este ácido fue el primero de tipo orgánico empleado en la estimulación de pozos. Su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente. Esto propicia que reaccione lentamente con los carbonatos y con el acero, por lo que es utilizado como ácido retardador y es indicado en la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomías con alta temperatura. Es utilizado como fluido de limpieza o de terminación antes de los disparos. Una adecuada protección puede tenerse hasta por 7 días a temperaturas de 175°F o 3 días a 250°F. Su baja reactividad lo hace imprescindible cuando se encuentran en el pozo accesorios con partes de aluminio o de cromo.

El ácido acético se presenta como ácido acuoso o como no acuoso (glacial). El ácido acético glacial es tanto soluble en agua como en aceite. Disuelto en fluido oleoso se usa para remover bloqueos de agua, en formaciones altamente sensitivas al agua y para alcanzar penetraciones profundas en la formación antes de gastarse. Este ácido no reacciona hasta que está en contacto con agua y se produce ionización.

El ácido acético se utiliza también mezclado como ácido clorhídrico o con fluorhídrico, en la estimulación de pozos de alta temperatura. Se emplea en lo general en soluciones al 10% en peso y equivale por su poder de disolución a un HCL al 6% constando aproximadamente el doble de un HCl. A presiones mayores de 500 psi, el ácido quedara con una actividad de 40% y por tanto disolverá aún menor cantidad de roca. ⁶

2.1.2.1.4 Ácido Fórmico.

Este ácido es también un ácido orgánico usado en la estimulación de pozos. Es más fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el ácido clorhídrico; es un ácido intermedio entre el HCl y el acético. Este ácido es menos fácil de inhibir que al ácido acético y puede usarse hasta temperaturas de 350°F. Se utiliza también solo o en combinación con el ácido clorhídrico o el fluorhídrico. Se emplea generalmente como ácido retardador y en concentraciones hasta del 10% en peso.

Se emplea principalmente en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura y a la concentración del 10% disuelve la misma cantidad de caliza que lo que disuelve una solución al 8% de ácido clorhídrico.

Hasta concentraciones del 10% los productos de reacción son solubles en agua; sin embargo, a mayor concentración el formato de calcio es un precipitado gelatinoso. ⁶

2.1.2.2 Aditivos.

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o sus fluidos.

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto a tipo y concentración de los mismos. Esta selección en lo general, se lleva a cabo en el laboratorio debiendo ser cuidadosa, ya que los aditivos representan el mayor costo de la estimulación y por otra parte la ausencia de ellos puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos, destrucción del equipo del pozo y daño severo a la formación.

Los problemas más importantes que el ácido puede propiciar son:

1. Corrosión del acero del equipo de bombeo y del equipo subsuperficial y superficial del pozo.
2. Daño de la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación, precipitaciones secundarias, etcétera.

Para evitar estos problemas que puede causar el ácido, y asegura la remoción de los productos de reacción del medio poroso, se utilizan los aditivos. Además de los aditivos requeridos para evitar los problemas de corrosión y daño, en ocasiones es necesario la utilización de otros aditivos para adecuar el sistema ácido, a las condiciones del pozo y la formación.

Los ácidos y sus aditivos en general son sustancias peligrosas de manejarse, por lo que es conveniente tener siempre a mano instructivo sobre su toxicidad y las instrucciones y recomendaciones sobre las precauciones en su manejo.^{27,28}

2.1.2.2.1 Inhibidores de corrosión.

Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Los inhibidores son compuestos que se adsorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y esta superficie.

Estos productos sólo disminuyen la corrosividad de los ácidos sobre los aceros, llevándola a límites tolerables, recomendados por el American Petroleum Institute (API) y la National Association of Corrosion Engineers (NACE).

Estos inhibidores trabajan bajo el mecanismo de adsorción en la superficie metálica, interfiriendo el contacto del metal con el ácido. Estos productos son más costosos que los inorgánicos y son degradados a altas temperaturas mayores a 200°F. Para mayores temperaturas se han desarrollado ciertos aditivos llamados intensificadores los cuales no pueden considerarse como inhibidores tales como el yoduro de cobre y otros. La acción de estos productos es sinérgica con los inhibidores de corrosión orgánicos evitando su degradación a altas temperaturas.

El comportamiento de los inhibidores de corrosión depende de varios factores, entre los principales están los siguientes.

Tipo de metal: Generalmente entre más dureza tenga el metal es más difícil inhibir la acción corrosiva del ácido.

Temperatura: A mayor temperatura es más difícil proteger la superficie metálica. Para temperaturas altas será necesario utilizar mayor cantidad de inhibidor y se tendrá menor protección. Aun con el uso de intensificadores.

Tipo de concentración del ácido: Entre más fuerte sea el ácido y mayor su concentración los inhibidores son menos efectivos.

Tipo de contacto: A medida que el tiempo de contacto entre ácido y la superficie metálica es mayor, especialmente a temperaturas altas, la protección con inhibidor será más difícil.

La concentración del inhibidor no puede ser incrementada ilimitadamente, dado que dependiendo de las condiciones de presión y temperaturas, el tipo de acero y el tipo y concentración del ácido, se llega a una concentración del inhibidor en donde, a mayor concentración del mismo no se tiene protección adicional y para algunos productos, ésta puede disminuir.

Los factores antes mencionados deben tomarse en cuenta en experiencia de laboratorio para determinar y seleccionar los inhibidores más apropiados para una estimulación en particular. ^{22 24}

2.1.2.3 Selección de fluidos en la acidificación matricial.

La selección de fluido de tratamiento es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación matricial reactiva. El proceso de selección depende de factores como: el tipo de daño, las características de la formación y sus fluidos, las condiciones del pozo, la rentabilidad de la estimulación, etc.

El fluido seleccionado deberá eficientemente remover el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación, sin propiciar daños adicionales. ⁶

Independientemente de lograr la selección debe también basarse en la experiencia del área y en los análisis de evaluación de los resultados que se hayan obtenido, que necesariamente involucran tanto los fluidos de la estimulación como las técnicas de aplicación. ⁶

2.1.2.4 Técnicas y diseño de estimulación matricial reactiva.

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, normalmente se utilizan bajo las tres técnicas siguientes:

- 1 Tratamientos de limpieza.
- 2 Acidificación matricial en areniscas.
- 3 Acidificación matricial en rocas calcáreas.

2.1.2.4.1 Tratamiento de limpieza.

Las causas de la baja o nula productividad inicial de los pozos, se debe en lo general, por una parte al obturamiento en y alrededor de los túneles de las perforaciones y por otra al daño verdadero a la formación ocasionado en las operaciones previas. Obviamente estas obstrucciones deben eliminarse para que el pozo se manifieste a su potencial natural. En pozos de explotación también puede presentarse una baja productividad por obturación de las perforaciones, en las tuberías del pozo o daño a la formación.

El objetivo de los tratamiento de limpieza es eliminar las obstrucciones presentes en el pozo y en las perforaciones, y remover el daño en la vecindad inmediata a la pared del pozo.

Esta técnica es aplicada en la mayoría de los pozos a su terminación e involucra la utilización de pequeños volúmenes de ácido, inyectados a la formación en régimen matricial. El fluido de tratamiento con propósitos de limpieza es usualmente el ácido clorhídrico entre el 5 y 15% en peso, independientemente del tipo de formación.

La acción corrosiva del ácido debe ser inhibida adecuadamente con inhibidores de corrosión. El uso de surfactante adecuados permitirá la dispersión de los sólidos insolubles para facilitar su remoción y prevendrá la generación de daños adicionales a la formación.

En los casos de alta temperatura, cuando se tienen aleaciones especiales en los accesorios del pozo o cuando es necesario dejar el ácido en el pozo por periodos largos de tiempo, deben emplearse los ácidos orgánicos.⁶

2.1.2.4.2 Acidificación matricial en areniscas.

Los objetivos principales de este tipo de estimulación son: eliminar el daño de la formación alrededor del pozo, debido principalmente a la invasión de partículas sólidas y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de las arcillas, e incrementar la permeabilidad natural de la formación en la zona vecina al pozo.

En el caso de que un pozo se encuentre dañado, la respuesta del pozo a la acidificación matricial generalmente es muy buena dependiendo del daño, sin embargo, si la formación a estimular con esta técnica no está dañada, se puede esperar una respuesta con un incremento máximo de producción de 1.3 veces. Este incremento en general no es suficiente para justificar económicamente la estimulación, sin embargo, se justificaría en el caso de pozos de alta productividad.

En este tipo de estimulación se utiliza comúnmente la mezcla HCl-HF, siendo el ácido fluorhídrico el que reacciona con el material silíceo. En formaciones con alta temperatura, también pueden utilizarse mezclas HF-ácidos orgánicos.

Dadas las características de reacción del HF, estos tratamientos se están limitados a penetraciones del orden de 1 a 3 ft de la pared del pozo.

Además de reaccionar el HF con los compuestos de sílice, también reaccionará con los carbonatos y con la salmuera de la formación. Por presentarse estas reacciones indeseables, este tipo de técnicas de acidificación consiste de la inyección de cuando menos tres tipos de fluidos: un fluido de prelavado, el fluido de estimulación y un fluido de desplazamiento.

El bombeo consiste iniciar con un fluido de prelavado que tiene como objetivo eliminar de la zona en que tratara el HF, el agua de la formación y el material

calcáreo. A continuación bombear el ácido fluorhídrico que disolverá el material silícico que daña o compone la roca y finalmente bombear un fluido que desplazara dentro de formación, fuera de zona crítica (vecindad del pozo), los posibles productos dañinos de reacción y dejara acondicionada la zona critica para facilitar la remoción de fluidos

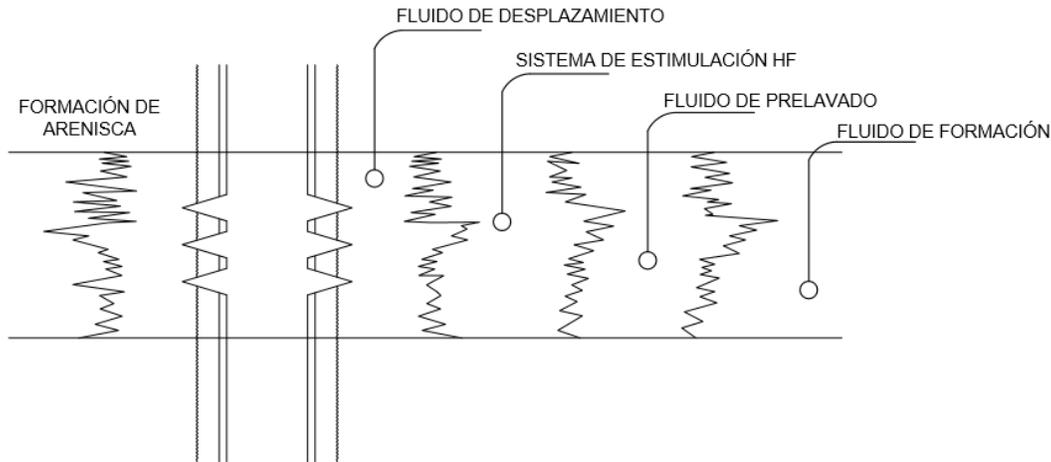


Fig. 34 Técnica de estimulación matricial reactiva en areniscas.

2.1.2.4.3 Acidificación matricial en rocas calcáreas.

Los objetivos de la estimulación son remover o sobrepasar el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación. Como en todos los casos de estimulación matricial, la presión de inyección debe mantenerse debajo de la presión de fractura. La respuesta del pozo a la acidificación matricial, dependerá principalmente del daño de la formación pudiendo esperar buenos resultados en caso de formaciones con severos daños.

Normalmente se utiliza HCl al 15%, pudiéndose tener mejores resultados con ácidos de mayor concentración hasta el 28%, siempre y cuando la temperatura permita la inhibición apropiada del ácido. Los ácidos concentrados permitirán mayor penetración de la solución reactiva y en formaciones de alta permeabilidad se pueden emplear con el mismo objetivo ácidos retardados (gelificados, emulsificados, espumados, etc). A altas temperaturas se pueden emplear ácido acético o fórmico, o mezclas de HCl y ácidos orgánicos.

Dado que la velocidad de reacción del ácido en formaciones calcáreas es controlada por la velocidad del ión H^+ a la superficie del mineral calcáreo, cuando el ácido es inyectado a la matriz de la roca y/o a través de fisuras naturales, reacciona rápidamente con las paredes de los poros, aumentando su diámetro. Esto incrementa la conductividad hidráulica del poro, siendo el aumento mayor en los poros de mayor tamaño, ya que estos poros reciben mayor volumen de ácido. A

medida que continúa el pazo del ácido, los poros más grandes crecen rápidamente que los más pequeños y en poco tiempo por ellos pasa todo el ácido. Este crecimiento continuo y preferencial de los poros, o fisuras, más grandes da lugar a los llamados “agujeros de gusanos”.

En el caso de las calizas se tiene una velocidad de reacción mayor al ácido que la de la dolomía, esta eficiencia de la estimulación aumenta con el incremento de los gastos de inyección, propiciándose grandes y pocos agujeros de gusanos. A gastos bajos se generan más agujeros de poca longitud y se propicia la ramificación. En dolomías donde la velocidad de reacción es menor, la eficiencia de la estimulación disminuye al incrementarse los gastos de inyección. Asimismo la penetración tiene a reducirse, la disolución es más uniforme y hay menos tendencia a formar agujeros de gusano preferenciales.

Las evidencias que se tienen indican que el efecto de la acidificación matricial en formaciones calcáreas está confinado a distancia de 5 a 10 ft de la pared del pozo. Debido a lo impredecible del proceso de acidificación matricial en rocas calcares, su diseño se basa más en estadísticas de campo que en modelos matemáticos o experimentales. ⁶

2.2 Estimulación con Fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, por encima de la presión de fractura de una formación, con el objeto de generar en ella canales de flujo (fracturas) y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo.

Las dos razones por las cuales se fracturan los pozos son: para incrementar su producción e incrementar su inyectividad.

Asumiendo que un pozo tenga gas o petróleo para producir, y suficiente presión de reservorio para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y resulta el rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden a primera instancia con una productividad de varios cientos de veces superior a la productividad inicial. A medida que nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán mayores incrementos de producción.³⁵

Hay dos factores en juego uno es económico y el otro es el área de drene. Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación final de un pozo es obviamente incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.³²

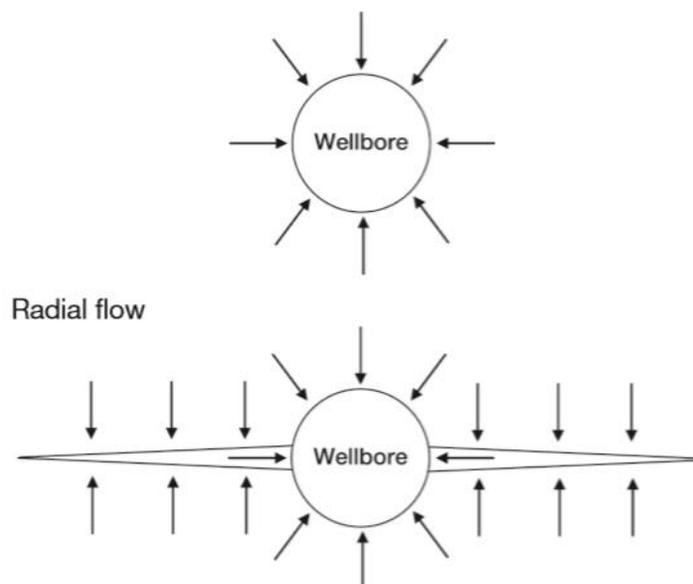


Fig. 35 Fracturamiento Hidráulico de un pozo vertical.³²

2.2.1 Productividad de un pozo con fracturamiento hidráulico.

El Fracturamiento hidráulico con apuntalante está dirigida a aumentar la productividad del pozo. Por incremento del radio efectivo del pozo, para pozos terminados en formaciones carbonatadas o clásticas de baja permeabilidad. La ecuación para flujo radial de pozos es:

$$Q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r'_w} \right]} \quad (74)$$

Factores que incrementan la productividad debido a un fracturamiento hidráulico:

Incremento de la capacidad de flujo de la formación (K,h) La fractura puede incrementar la altura efectiva de la formación (h) o conectarlo con una zona con una alta permeabilidad (K).

Evitar efectos de flujo que incrementen el daño (S) cercano al pozo.

Incremento del radio del pozo (r_w) para un radio efectivo del pozo r'_w donde r'_w es una función de la longitud de la conductividad de la fractura L_f .

$$r'_w = \frac{L_f}{2} \quad (75)$$

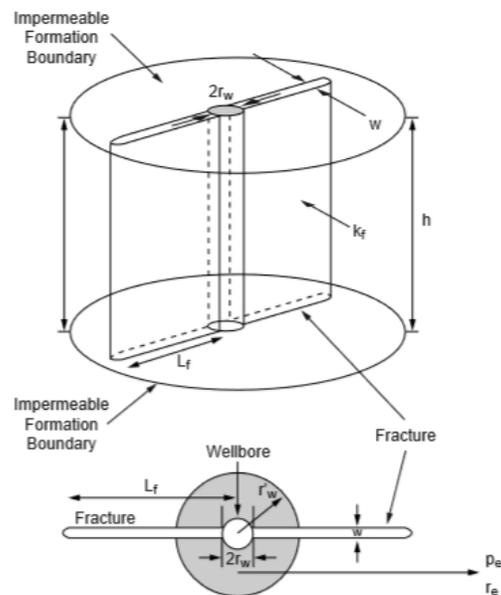


Fig. 36 Geometría del fracturamiento hidráulico con apuntalante. ³⁵

La alta conductividad de las fracturas permite el flujo de fluidos al pozo cuyo radio efectivo ha sido ampliado a un valor igual a la mitad de la longitud de la fractura. Por otro lado, sí, el radio del pozo es usado, el mejoramiento de la producción puede ser expresado como un daño negativo.

El incremento de la producción por estimulación con fracturamiento hidráulico es mucho mayor en el caso de formaciones con baja permeabilidad. ³⁵

2.2.2 Criterios para la selección de pozos candidatos a un fracturamiento hidráulico.

Los pozos con fracturamiento hidráulico tendrán un daño negativo por lo cual incrementaran su productividad. La estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico será considerada cuando:

- El pozo esté conectado hidráulicamente a reservas producibles.
- La presión de yacimiento sea lo suficientemente alto para mantener el flujo cuando se estén produciendo esas reservas (o que sea económicamente rentable para justificar la instalación de un sistema artificial).
- EL sistema de producción tenga la capacidad para procesar la producción extra.

Los criterios mínimos de selección son parecidos a los criterios para una estimulación con fracturamiento hidráulico y son resumidos en la siguiente tabla. ³⁵

Tabla 6. Criterios mínimos de selección para una estimulación con fracturamiento hidráulico.

Parámetros	Yacimiento de aceite.	Yacimiento de gas.
Saturación de hidrocarburos.	>40%	>50%
Porcentaje de agua.	<30%	<200 bpd/mmscf
Permeabilidad.	1-50 mD	0.01-10 mD
Presión de yacimientos.	<70% Presión original.	Dos veces la presión de abandono.
Espesor del yacimiento.	>10m	>10m
Sistema de producción.	20% de capacidad.	

2.2.3 Tipos de fracturamiento hidráulico para estimulación de pozos.

2.2.3.1 Fracturamiento Hidráulico con apuntalante.

El fracturamiento hidráulico con apuntalante es aplicable para formaciones en arenas y carbonatos. El agente apuntalante formara canales altamente conductivos desde la profundidad requerida del yacimiento al pozo. Skin fracing (Creación de fracturas cortas pero altamente conductivas) este término se aplica a la permeabilidad media del yacimiento ($k > 100\text{mD}$). ³⁵

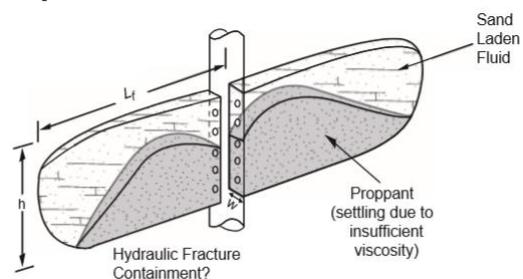


Fig. 37 Fracturamiento hidráulico con apuntalante para areniscas o carbonatos. ³⁵

2.2.3.2 Fracturamiento hidráulico con ácido.

El fracturamiento hidráulico con ácido es utilizado para yacimientos naturalmente fracturados con calcita como cementante.

En la Figura 38 se muestra el antes y el después de un fracturamiento ácido en una formación con fracturas naturales rellenas de cementante conocido como calcita. En la imagen se aprecia el incremento en el ancho de las fracturas, el residuo de ácido insoluble y la creación de nuevos canales al disolver la calcita con ácido.³

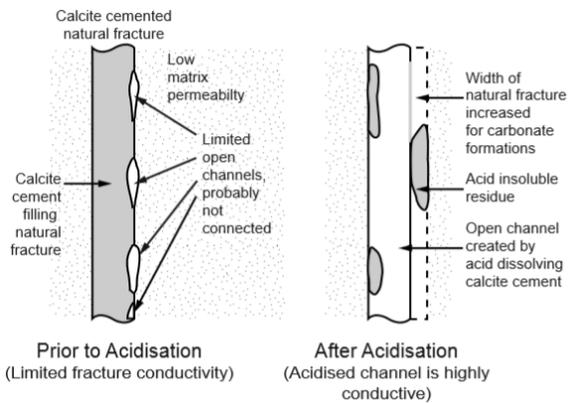


Fig. 38 Fracturamiento Hidráulico con ácido.³⁵

2.2.4 Mecánica de la roca.

2.2.4.1 Esfuerzos en sitio.

Existen 3 esfuerzos principales que actúan en la tierra orientadas en ángulo recto una a otra. Por debajo de los 500 m, en un ambiente tectónico relajado, el esfuerzo vertical es la fuerza con mayor intensidad (σ_v), este puede ser cuantificado mediante los datos del registro de densidad desde la profundidad de interés hasta la superficie.³⁵

En la siguiente figura 39 se muestra como la roca es sometida a una sobrecarga, generando una deformación longitudinal y lateral. Efectos similares ocurren en la depositación de los sedimentos de una cuenca. La magnitud de la tensión vertical a cualquier profundidad está relacionada con el peso de la masa de roca Suprayacente. Este valor puede ser determinado mediante el registro de densidad, en caso de no tenerlo se puede usar el valor de 1.0 a 1.1 psi/ft.

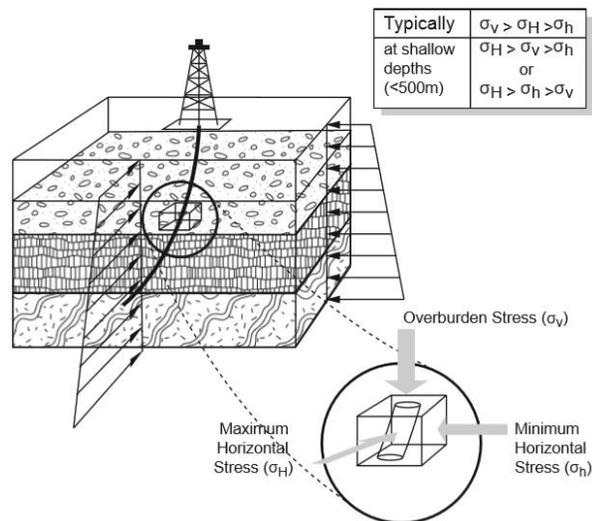


Fig. 39 Esfuerzos presentes en la roca.³⁵

La propagación de una fractura hidráulica es en dirección de menor resistencia, es decir se producirá más fácilmente en la dirección perpendicular a la tensión mínima. Las propiedades de la roca para predecir el esfuerzo máxima y

mínima vertical a partir del esfuerzo vertical se denomina coeficiente de Poisson (ν) y es la relación entre la deformación lateral (ϵ_y) y la deformación longitudinal (ϵ_x).³⁵

$$\nu = \frac{-\epsilon_y}{\epsilon_x} = \frac{-\text{Deformacion Lateral}}{\text{Deformacion longitudinal}} \quad (76)$$

El signo negativo es por convención, declara que existe una expansión, de esta forma el Coeficiente de Poisson será un número positivo.

En la siguiente figura 40 se muestra como la roca es sometida a una sobrecarga, generando una deformación longitudinal y lateral. Efectos similares ocurren en la depositación de los sedimentos de una cuenca. La magnitud de la tensión vertical a cualquier profundidad está relacionada con el peso de la masa de roca Suprayacente. Este valor puede ser determinado mediante el registro de densidad, en caso de no tenerlo se puede usar el valor de 1.0 a 1.1 psi/ft.

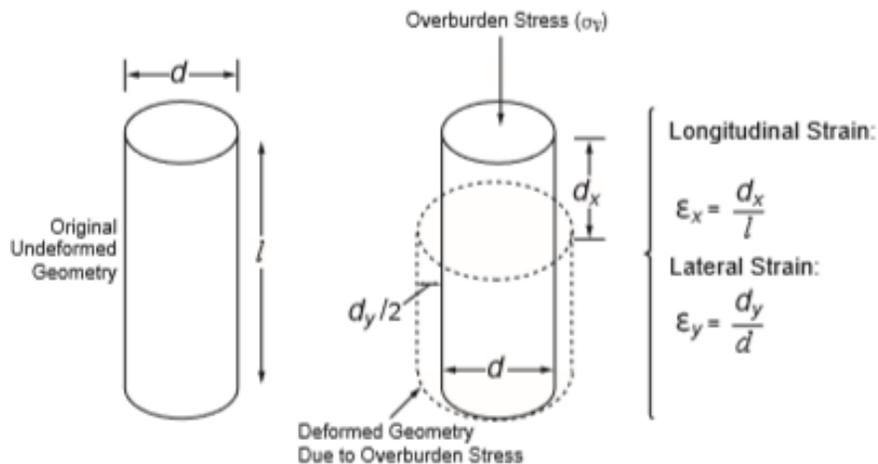


Fig. 40 Relación de Poisson.³⁵

Sí la tensión horizontal sólo depende del comportamiento elástico de la roca, la carga de sobrecarga puede relacionarse con los esfuerzos horizontales a través del efecto de Poisson. En una zona tectónicamente relajada, los dos componentes de la tensión horizontal tendrán el mismo valor dentro de una litología específica:³⁵

$$\sigma_h = \sigma_H = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v \approx \frac{1}{3} \sigma_v, \text{ Si } \nu = 0.25 \quad (77)$$

Las variaciones de la litología y a su vez, las variaciones en la relación de Poisson, conducen a cambios abruptos en las tenciones horizontales a medida que aumenta la profundidad.

La siguiente figura 41 ilustra los resultados de la deposición de una formación con litología constante. Las fuerzas tectónicas resultantes de los movimientos de la corteza terrestre han inducido un componente adicional de tensión (σ_{tec}) de modo que los dos componentes horizontales ya no son iguales.³⁵

Otros procesos geológicos, como la litificación y elevación conducen a patrones de esfuerzos anormales.

La presencia de un esfuerzo mínimos horizontal implica que habrá una dirección preferida a la propagación de la fractura. La fractura crecerá en la dirección “más fácil” (requiere la menor cantidad de energía).³⁵

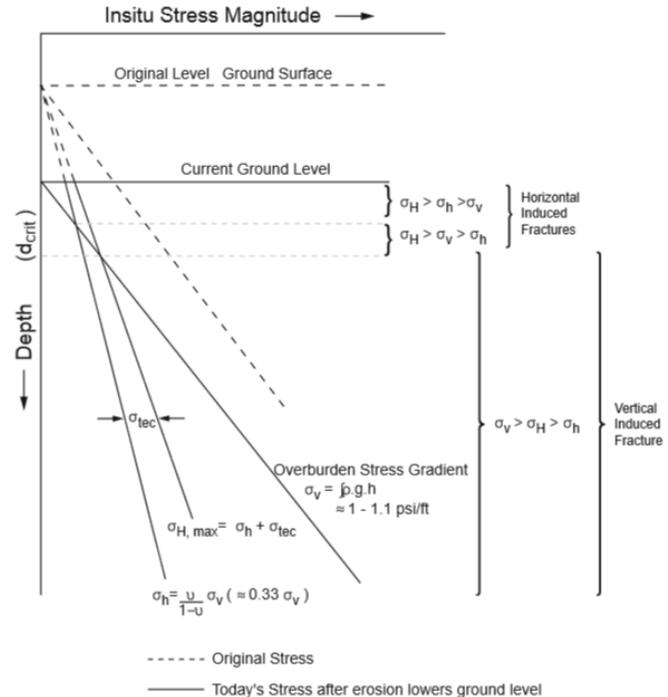


Fig. 41 Magnitudes de esfuerzos in situ.³⁵

2.2.4.1.1 Esfuerzo efectivo.

Los fluidos presentes en los poros de la matriz de la roca generan un empuje vertical hacia arriba que disminuyen el esfuerzo total aplicado. Esto significa que el esfuerzo efectivo σ' generado por los granos de la matriz de la roca es menor al esfuerzo total. Esto fue cuantificado por Karl von Terzaghi³⁵ como:

$$\sigma' = \sigma - P \quad (78)$$

- σ : Esfuerzo total.
- P : Presión de poro.
- σ' : Esfuerzo efectivo (el cual determinara el fallo elástico de la roca).

Posterior a esta suposición, Handin propuso que la cementación entre granos no permite que la presión de poro contrarreste completamente la carga aplicada. Para ello integro un factor de corrección α que lo denomino constante elástica.

$$\sigma' = \sigma \alpha - P \quad (79)$$

Donde la constante elástica α puede variar entre 0 – 1, pero tiene un valor típico de 0.7 para los yacimientos de petróleo.³⁵

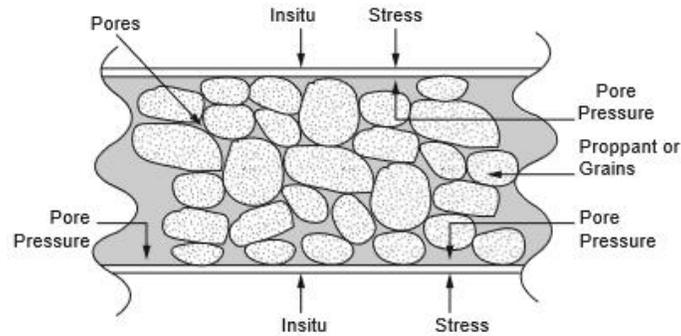


Fig. 42 Esfuerzo efectivo sobre una fractura apuntalada. ³⁵

2.2.4.1.2 Iniciación de la fractura y programa de perforación.

Como se ha mencionado con anterioridad, la propagación de un fracturamiento hidráulico es perpendicular al esfuerzo mínimo en Sitio. Se puede decir que: ³⁵

$$FPP \approx \sigma' + P + \text{Resistencia a la fractura} \quad (80)$$

PPF: Fracture Propagation Pressure

Debido a que la presión de propagación de la fractura tiene que superar las fuerzas que impiden la división de la roca, es decir el esfuerzo mínima horizontal de la roca y su resistencia a la fractura (La cohesión entre los granos de la formación que debe ser superado para que la fractura se propague).

La Fracture Initiation Pressure (FIP) es la presión necesaria para iniciar la propagación de la fractura, generalmente esta es mayor a la PPF. Esto es debido a que la presión inicial de la fractura requiere energía adicional para superar las tensiones de tracción presentes alrededor del pozo más cualquier presión adicional requerida para superar el hecho de que la perforación está orientada a la dirección preferente a la propagación de la fractura.

2.2.4.1.3 Recolección de datos.

Antes de llevar a cabo el fracturamiento hidráulico, se realiza la adquisición de datos, la mínima adquisición de datos consiste en la definición de las propiedades roca-fluido de la formación. Para definir la presión de tratamiento se pueden ocupar dos técnicas llamadas Microfrac y Minifrac.

Estas dos técnicas dependen de los volúmenes bombeados, para al Microfrac volúmenes menores a 5 m³, para el Mini frac volúmenes menores a 50 m³.

La figura 43 muestra la configuración del pozo para un tratamiento de este tipo y puntos de presión importantes.

El fluido se bombea a una velocidad constante y la presión del tratamiento es medido al tiempo requerido. Las mediciones de presión de fondo de pozo son mucho más precisas que las mediciones de la superficie, ya que no se estiman los componentes de la cabeza ni de la caída de presión por la presión hidrostática.³⁵

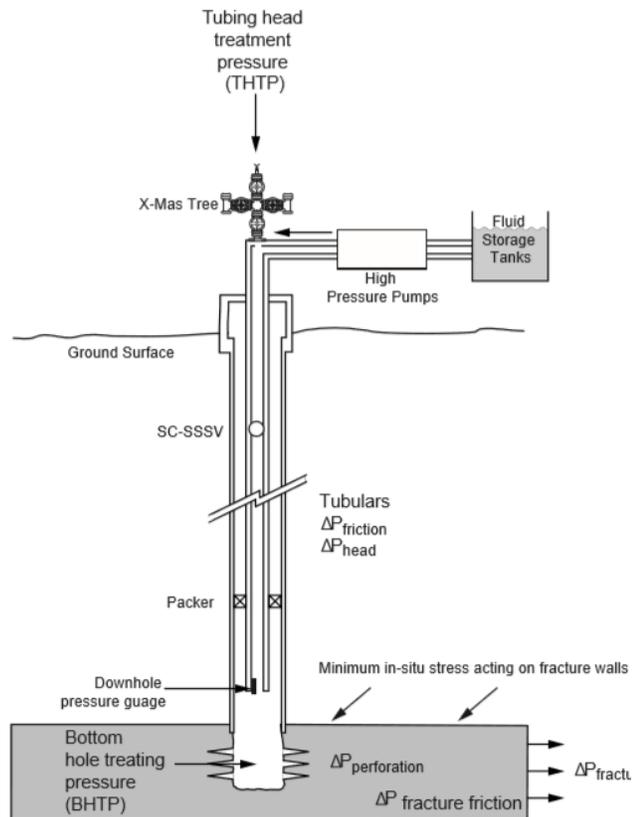


Fig. 43 Configuración para un tratamiento minifrac o microfrac.³⁵

2.2.4.2 Tamaño de la fractura.

A mayores volúmenes de fluido fracturante se crearan fracturas más largas. Este punto de vista debe de ser analizado para yacimientos con contactos de agua o gas cercanos a los intervalos productores debido a que, un fracturamiento hidráulico debe de ser controlado para evitar las canalizaciones de fluidos no deseados.

Generalmente en un fracturamiento se asume que:

- La fractura es iniciada desde las perforaciones (los disparos) en el punto medio de la zona de aceite.
- La fractura se propaga radialmente (en la práctica, esto implica que la formación es homogénea con un gradiente de esfuerzos igual a la carga hidrostática del fluido de fracturación).

El valor máximo de la longitud media de la fractura (L_f) es ligeramente menor que la mitad de la altura de la columna de aceite.³⁵

2.2.4.2.1 Contención de la fractura.

El diseño del fracturamiento hidráulico debe de ser diseñado de tal modo que evite el contacto con fluidos no deseados dentro de una sola capa de formación. Otro aspecto que se debe considerar es, si el fracturamiento está contenido dentro de la zona productiva es decir, si el crecimiento de la fractura hacia arriba y/o hacia abajo es retrasado por los cambio de las propiedades en las capas de la formación.

Propiedades importantes de la formación.

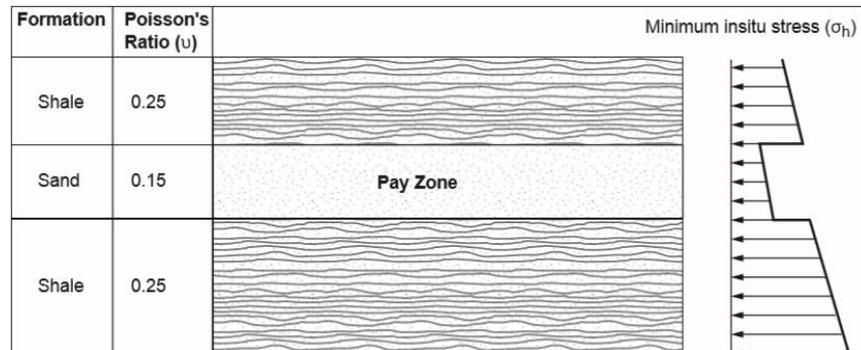


Fig. 44 Contraste de esfuerzos en sitio. ³⁵

Propiedades importantes de la formación.

- Esfuerzo mínimo In-situ: para formaciones permeables (generalmente arenas) La relación de Poisson es menor en comparación con las capas de lutitas (roca sello). La resultante de la tensión In-situ ayudara a la contención de la fractura hidráulica.
- La resistencia de la fractura: incrementara los valores de la resistencia esto implica que es más difícil la propagación de la fractura en la zona.
- Filtración: altas perdidas de fluido retardaran la propagación de la fractura a través de la zona.

Modelos 3D de la propagación de la fractura están disponibles para predecir el crecimiento simultaneo lateral y vertical de la fractura hidráulica. ³⁵

2.2.4.2.2 Crecimiento de los límites de la fractura.

Sí el límite de la zona productora es capaz de contener una fractura, esta dependerá de la magnitud del mecanismo de contención de la fractura (contraste del mínimo esfuerzo en sitio y el límite de espesor).

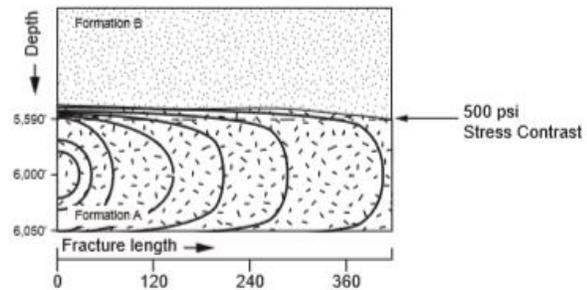


Fig. 45 El crecimiento ascendente de la fractura en el límite de la formación. ³⁵

Las siguientes figuras muestran la contención de la fractura para 3 valores diferentes del contraste de esfuerzos. Inicialmente la fractura se propaga radialmente en la zona productora hasta alcanzar los límites de la capa, después de lo cual se alarga con mayores contrastes de esfuerzos generando formas más alargadas.

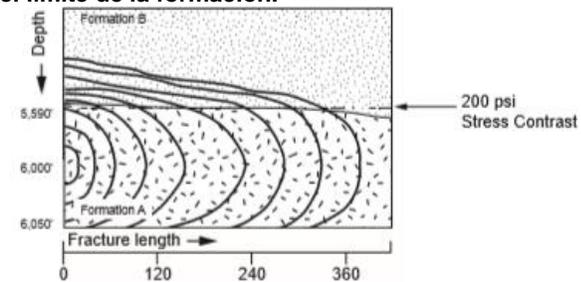


Fig. 46 Alto crecimiento de la fractura sobre los límites de la formación. ³⁵

Las líneas consecutivas que crecen desde el lado izquierdo se refieren a la forma de la fractura al aumentar el tiempo y volumen de bombeo del fluido fracturante. ³⁵

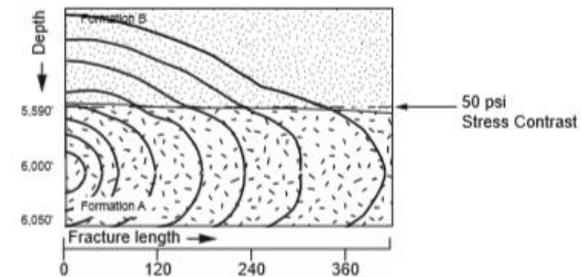


Fig. 47 Crecimiento ascendente de la fractura sin obstáculos. ³⁵

2.2.4.2.3 Altura de la fractura.

El conocimiento de la altura de la fractura es muy importante en el diseño y ejecución del tratamiento de un fracturamiento hidráulico. Hay una serie de posibles técnicas de medición que pueden ser utilizados para medir este parámetro:

- I. Correr un registro de temperatura después del tratamiento para medir la zona de menor temperatura generada por la entrada del fluido desde la fractura.
- II. La profundidad a la cual el fluido entra al pozo desde la fractura puede ser medido mediante un registro de producción a través del intervalo perforado para medir el perfil de flujo (spinner a flow meter log) o el ruido inducido de flujo (noise log) o cambios de temperatura.

- III. EL apuntalante puede emitir una ligera emisión radioactiva. Se puede correr un registro de rayos gama, después de retirar el exceso de apuntalante del pozo y medir la altura de la fractura apuntalada.
- IV. La fractura puede ser observada físicamente en una terminación con agujero descubierto usando:
 - a) Un Microscanner en formación (es un registro de resistividad, puede ayudar a diferenciar entre la formación y la fractura).
 - b) Una cámara en pozo (Esta cámara genera una imagen de la pared del pozo usando video o señales acústicas).
- V. Medición sísmica. Esto implica la triangulación de eventos sísmicos emitidos desde la punta de la fractura que se propaga. Estos eventos sísmicos se miden con geófonos instalados en la superficie o en el pozo.
- VI. Uso de un Inclímetro (tiltmeter) en superficie (solo para pozos terrestres). Estos dispositivos son muy sensibles y miden los cambios en la topografía de la superficie debido a la propagación del fracturamiento hidráulico. Estos cambios indican la longitud y propagación de la fractura hidráulica.³⁵

2.2.4.2.4 Geometría de la fractura alrededor del pozo.

Algunos estudios han encontrado que los disparos deben estar orientados en un rango de 10° a 20° dentro del plano normal del mínimo esfuerzo para que la fractura inicie en los disparos y se extienda. Otros estudios muestran que, si no se orientan en la dirección señalada y los pozos son direccionales, la fractura puede crecer en forma de "S". En realidad, es muy difícil predecir las caídas de presión cerca del pozo en agujeros desviados debido a la incertidumbre de la geometría de fractura cerca de la vecindad del pozo.³⁵

2.2.4.3 Modelado de la forma de la fractura.

Varios programas (comerciales) están disponibles para predecir la forma (altura, longitud y anchura) de la fractura hidráulica. Tales como los modelos 2D, P3D y fully 3D.

- (i) **2D:** Estos modelos utilizan dos ecuaciones analíticas dimensionales, donde se requiere la altura de la fractura. Esta clase se utiliza ampliamente en los programas de ingeniería, ya que requieren un reducido conjunto de dato en comparación con los otros.
- (ii) **P3D o programa pseudo tridimensional:** Estos programas combinan una serie de rutinas analíticas y numéricas para predecir la altura y anchura de la fractura (la anchura varía independientemente).

- (iii) **Fully 3D:** Estos programas de 3 dimensiones son programas de modelado numérico complejo, requieren muchos de datos y procesamiento de computación de alta resolución. La altura de la fractura, anchura, longitud y forma puede variar de forma completamente independiente.

2.2.4.3.1 Ancho de la fractura.

La fractura creada también debe de ser lo suficientemente ancha para admitir al agente apuntalante que proporcione la trayectoria permeable de flujo desde el yacimiento hasta el pozo después de que el tratamiento de fracturamiento hidráulico ha terminado.

En el bombeo del apuntalante cuando la fractura no es lo suficientemente amplia, conducirá a un bloqueo de apuntalante prematuro *screen out* (partículas del apuntalante en la boca de la fractura). Los modelos de fractura 2D se utilizan para predecir el valor del ancho de la fractura.

$$w_{max} \approx \left(\frac{\text{viscosidad} * \text{velocidad de la bomba}}{\text{Modulo de Youngs}} \right)^{\frac{1}{4}} (ISIP - FCP) \quad (81)$$

- ISIP: Presión de cierre instantánea (Instantaneous Shut-In Pressure).
- FCP: Presión de cierre de la fractura.
- w_{max} : La máxima amplitud de la fractura en la boca de pozo.

El 1/4 significa que los cambios en la viscosidad o en la velocidad de la bomba sobre los rangos prácticos tienen un efecto limitado en el ancho de la fractura, Por otro lado las propiedades mecánicas de la roca de formación tienen un impacto mucho mayor.

- (I) EL módulo de Young puede variar por un factor de 100, de 1 x105 psi en formaciones blandas (Dolomías carbonatos etc) a 1x 107 psi en areniscas fuertes como según la profundidad a la que se encuentre, formaciones de baja permeabilidad.
- (II) La resistencia de la fractura, que controla la facilidad de (o exceso de presión requerido) para generar la propagación de la fractura y por lo tanto el valor del termino (ISIP-FCP).³⁵

2.2.5 Creación de la fractura con apuntalante.

La longitud y anchura de la fractura inicial se crea mediante el bombeo del fluido fracturante conocido como *Pad*. Los fluidos fracturantes más comunes son a base agua, soluciones poliméricas (geles) – Que presentan propiedades reológicas No Newtonianos y Propiedades favorables para evitar la pérdida de fluido. Esto es a menudo precedido de un fluido fracturante de sacrificio (un fluido de baja viscosidad).

Aproximadamente el 50-80% del volumen total del fluido bombeado se escapa a la formación mientras que solo el 20-50% de volumen crea la fractura.

EL apuntalante y el Gravel Pack son de tamaño similar y el mismo material se puede utilizar para ambas aplicaciones. Partículas de apuntalante son agregadas a bajas concentraciones al fluido fracturante una vez que:

La fractura es lo suficientemente ancha para admitir al agente apuntalante sin causar una Screen out.

La fractura creada está llegando a su longitud de diseño.³⁵

La concentración del apuntalante se incrementa desde el inicio hasta el final del trabajo las concentraciones varían hasta un 40% del volumen inicial bombeado, debido a esto se consigue una concentración uniforme del apuntalante. Esto ocurre porque la baja concentración de apuntalante en la lechada inicial que se bombea estará más concentrada ya que se desplaza hacia la punta de la fractura y las pérdidas de fluido fracturante son mayores. La segregación del apuntalante más denso también se producirá debido a la influencia de la gravedad. Este proceso continuará hasta que el cierre de la fractura esté terminado.³⁵

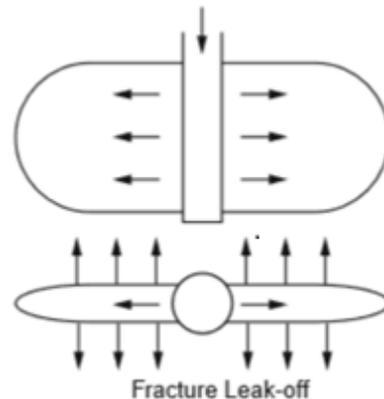


Fig. 48 Creación de la fractura. La pérdida de fluido limita la velocidad de creación de la fractura.³⁵

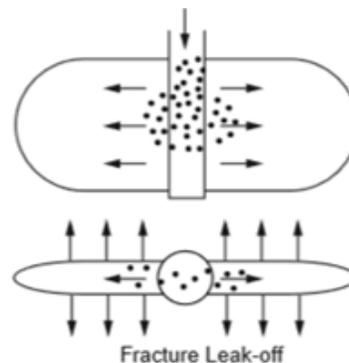


Fig. 49 Inyección de la lechada del fluido apuntalante: La longitud de la fractura continúa creciendo.³⁵

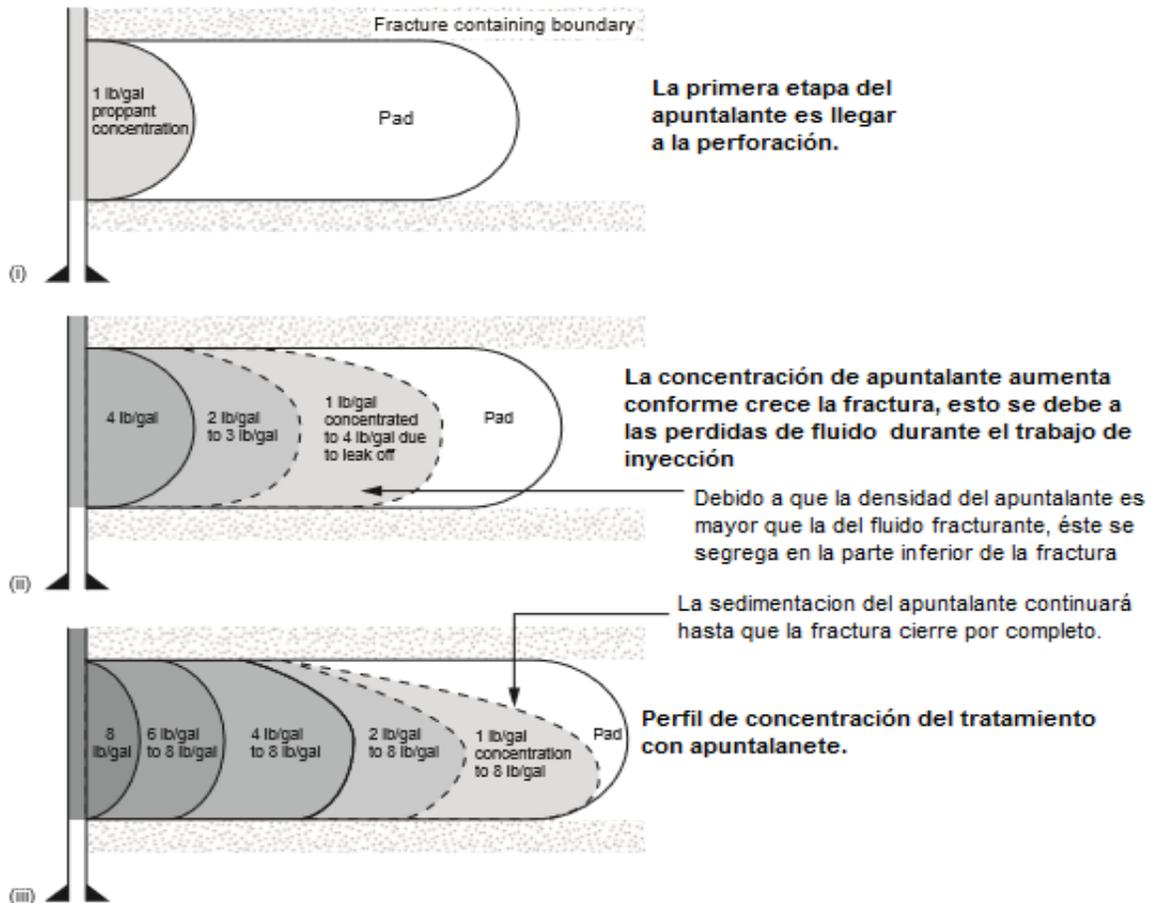


Fig. 50 Desarrollo del perfil del apuntalante durante un fracturamiento hidráulico.³⁵

La lechada con apuntalante en la pared de la formación es desplazada hacia la longitud de los disparos y la inyección de fluido se detiene. Esto ocurre casi al mismo tiempo que el primer apuntalante llega a la punta de la fractura. Habrá una mínima estimulación del tratamiento si los volúmenes finales de la lechada con apuntalante tienen un desplazamiento mayor al de la boca de pozo. Debido a que el pozo pierde la comunicación con la fractura hidráulica. Por otro lado, bajos niveles del desplazamiento de la lechada dejarán grandes cantidades de apuntalante en la boca del pozo al final del tratamiento.

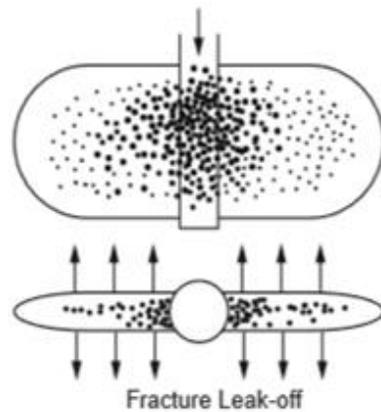


Fig. 51 Se deja de inyectar cuando se llega al tope de la fractura. La pérdida de fluido continúa.³⁵

Este daño tendrá que ser removido antes de poner el pozo a producir con una limpieza especial con tubería flexible. ³⁵

La degradación de la viscosidad por la acción de los aditivos químicos añadidos al fluido del fracturamiento ayuda a la producción de los fluidos de fracturamiento y a la posterior producción de hidrocarburo. ³⁵

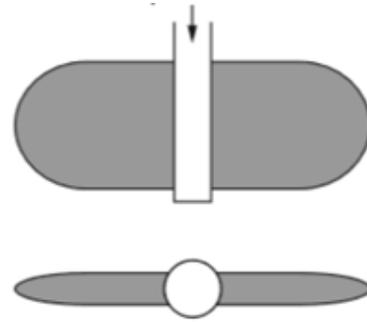


Fig. 52 La fractura se cierra sobre el apuntalante. ³⁵

Un programa especializado se requiere para el diseño del tratamiento, ya que además de las predicciones de la forma de la fractura que se ha descrito anteriormente, también debe optimizarse el transporte del agente de sostén dentro de la fractura. ³⁵

Capítulo 3. Técnicas y métodos para mejoramiento de flujo en medio poroso de manera selectiva en el intervalo productor.

3.1 Tecnología ultrasónica para estimulación de pozos.

3.1.1 Planteamiento del problema.

Durante la perforación, intervenciones en pozos y su misma producción, la zona cercana a la cara de la formación se ve afectada en la permeabilidad, y por tanto en el flujo de fluidos hacia el pozo; este es el efecto de daño a la formación.

Para corregir este daño, la estimulación ultrasónica crea un efecto de remoción de la capa de daño mediante excitación con vibraciones elásticas de frecuencia ultrasónica emitida hacia el medio líquido del espacio poroso, restableciendo la permeabilidad y estimulando el flujo de aceite y gas hacia el pozo, y por ende recuperando la productividad del mismo. La tecnología ultrasónicas está basada en la emisión de pulsos ultrasónicos que generan efectos de cavitación y resonancia, que combinados causan la eliminación de materiales que provocan el daño en la cara de la formación, reduciendo y restaurando su permeabilidad, y por ende la productividad o inyectividad del pozo.³⁶

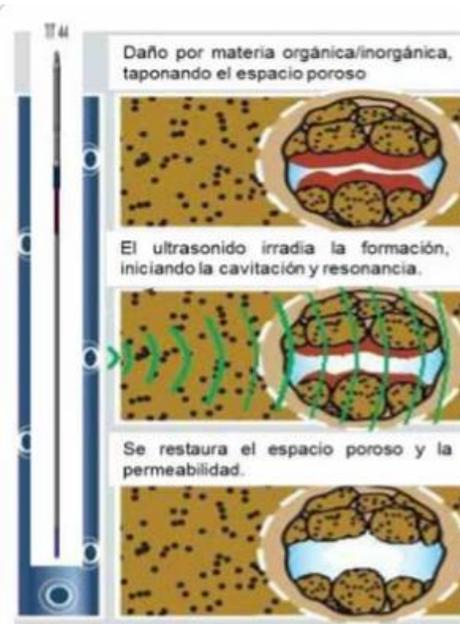


Fig. 53 Efecto de la tecnología Ultrasonico.³⁶

3.1.2 Descripción de la tecnología.

El concepto de resonancia se refiere a cuando dos o más cuerpos oscilan a la vez, bajo la acción de fuerzas externas relativamente débiles que actúan de modo periódico sobre estos; la cavitación es la formación y acción de cavidades en el interior de un líquido expuesto a un estímulo ultrasónico intenso. En un medio líquido las ondas ultrasónicas generadas crean ondas de compresión y depresión, lo que origina el fenómeno de implosión (aparición de una burbuja, expansión lenta, contracción rápida y emisión de energía), que es el instante en el cual la velocidad de la burbuja alcanza la velocidad del sonido en el líquido, formando así una discontinuidad.³⁶

3.1.3 Herramienta de la tecnología.

Generados Ultrasonico PG20250

- Dimensiones del generador 550x730x690 mm.
- Alcance del ultrasonido: 20 khz a más de 2 m desde la pared del pozo; 4.5 a 14 Kw/m³.
- Tiempo de fallo más de 4000 horas;
- Tiempo de vida más de 3 años.



Fig. 54 Generador Ultrasonico PG20250.³⁶

Sonda Ultrasonica.

- Radiador piezocerámico eléctrico y dispositivos electrónicos TIT-44.
- Radiador piezocerámico eléctrico y dispositivos electrónicos TIT-76.
- Tiempo de fallo más de 500 horas.
- Tiempo de vida más de 1 año.



Fig. 55 Sonda ultrasónica.³⁶

Cable Geofísico PSKOVGEOCABLE

- Longitud de 2500 m.
- Capacidad 1000 voltios y hasta 6 amperes.
- Temperatura máxima de trabajo 150 °C.
- Diámetro nominal 10.25 mm (0.404" ± 0.010").



Fig. 56 Cable geofísico.³⁶

3.1.3.1 Restricciones de la tecnología ultrasónica para estimulación del pozo.

- Para RGA mayores a 10 m³/m³ @C.Y.
- Para viscosidades mayores a 10cp @C.Y.
- Para pozos productores que tengan más de 80% de corte de agua.
- Para densidad API de hidrocarburos menores a 20°API.
- Para formaciones con porcentaje de arcilla mayor a 5%.
- Para yacimientos con temperaturas menores a 150°C.
- Para yacimientos con presiones de fondo fluyendo menores a 255 kg/cm².³⁶

3.1.4 Aplicación de la estimulación.

Dos pozos se estimularon con la tecnología pulsos ultrasónicos en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se observó un incremento de producción posterior a la estimulación selectiva, siendo del orden de 450% (274 vs 60 bpd) para el primero pozo y de orden de 300% (116 vs 39 bpd) para el segundo. La respuesta positiva de la estimulación para el primer pozo duró 10 días y para el segundo pozo aunque solo se estimuló el 21% del intervalo de interés la respuesta positiva del pozo duró 21 días.³⁶

3.2 Método de estimulación con la herramienta MaxPERF.

3.2.1 Planteamiento del problema.

La mayoría de los pozos de petróleo y gas del mundo han sido dañados en algún grado. Ya sea por la invasión de fluidos de perforación o cementación en el intervalo productor. Para la remoción del daño se emplean diseños de estimulación que pueden estar limitados debido a factores tales como los límites de zona y espesor del intervalo productor.

Penetrators Canada Inc. Ha desarrollado sistemas de terminación y estimulación que proporcionan un método más eficiente y limpio para establecer la comunicación entre el pozo y el yacimiento, tanto para pozos productores como inyectoras. La herramienta MaxPERF se puede aplicar para perforar múltiples túneles radiales de hasta 72 pulgadas de longitud desde el pozo al yacimiento. Primero la herramienta crea un agujero en la tubería de producción de hasta 1 pulgada de diámetro después con una broca de diamante se crea un túnel que atraviesa la formación de hasta 0.70 pulgadas de diámetro. La herramienta puede ser utilizada en agujero descubierto o entubado para pozos verticales, direccionales y horizontales. Este sistema presenta una oportunidad para drenar la zona del yacimiento mediante una estimulación mecánica que tiene como objetivo la creación de canales de flujo, de manera limpia y sin daño adicional por presencia de fluidos para la perforación³⁸.



Fig. 57 Estimulación con la Herramienta MaxPERF. ³⁹

3.2.2 Descripción de la tecnología.

La herramienta MaxPERF perfora un túnel a la vez, cada túnel puede ser perforado en un tiempo aproximado de 10 a 20 minutos, es capaz de realizar múltiples túneles en un solo recorrido y requiere menos de un 1 m³ de fluido de control para la perforación. ³⁷. El número de túneles dependerá de la profundidad del pozo, la litología de la roca y el tipo de fluidos, generalmente la herramienta es capaz de crear de 4 a 8 túneles por recorrido. Actualmente la herramienta MaxPERF se puede utilizar con tuberías de 4.5" y 7". Como fluido de control se puede utilizar agua dulce, agua salada, metanol, aceite, diésel y ácido. La rotación de la tubería reorienta la herramienta para colocarla en la orientación deseada.

3.2.3 Herramienta de la tecnología.

La herramienta MaxPERF consiste en cuatro componentes, además de accesorios tales como un ancla, el filtro y válvula de circulación. Estos componentes son:

La sección de control. Consiste en un conjunto de válvulas de accionamiento hidráulico de este modo el operador de la herramienta puede accionarla desde la superficie.

La sección de motor y de perforación. Está es la que se encarga de desarrollar la rotación, extensión y retracción de la minibroca de punta de diamante requerida para la perforación de los tuneles.

La sección de molienda. Se ubica en el extremo inferior de la herramienta, la cual mediante un accionamiento hidráulico perfora la tubería de producción con un diámetro de 1" para que la mini broca pueda perforar la formación.

Actualmente la herramienta MaxPERF puede perforar tuberías de 4.5" a 7" de diámetro externo, para diámetros mayores se puede diseñar por encargo. La herramienta MaxPERF puede ser corrida con tubería flexible, además la compañía Penetrators Canada Inc. Ha desarrollado e implementado en la herramienta MaxPERF una serie de dispositivos de indicadores hidráulicos que funcionan en tiempo real. De este modo, el operador puede saber en qué tiempo la herramienta ha terminado de perforar y la tasa de perforación en la formación.

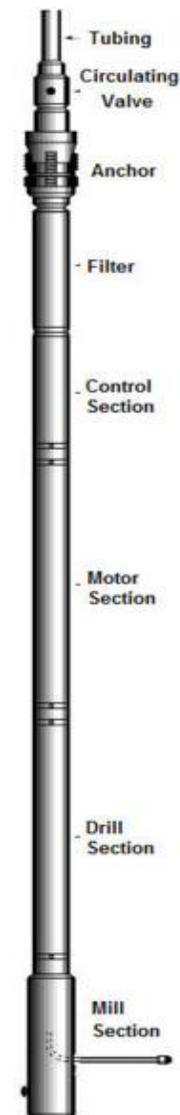


Fig. 58 Herramienta MaxPERF.³⁹

3.2.4 Aplicación de la estimulación.

Renegade Petróleo y Gas Ltd. ha utilizado la herramienta de perforación MaxPERF en numerosas formaciones en el sureste de Saskatchewan, en Canadá. Se realizaron ocho penetraciones con la herramienta MaxPERF, teniendo como objetivo mantenerse lo más lejos de la zona de agua. El gasto de producción inicial fue muy bueno entre +/- 29m³ / d de aceite y después de unos pocos meses la tasa de producción se mantuvo estable en +/- 16m³ / D con un corte de agua <5%. Dieciséis meses después el pozo producía aceite de +/- 11m³ / D y la producción acumulada de aceite era más de 6300m³.³⁹

3.3 Fracturamiento radial con propelente de deflagración progresiva GasGun™.

3.3.1 Planteamiento del problema.

Un yacimiento de gas y condensando puede obstruirse por sus componentes más valiosos. La saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo, como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío, restringiendo en última instancia el flujo de gas.

Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. Cuando la presión de un yacimiento de gas y condensado se reduce hasta cierto punto, denominado presión de saturación o presión del punto de rocío, una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa de la mezcla de hidrocarburos. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo provocando que la producción de gas se vea afectada.

La tecnología de estimulación GasGun™ usa propelentes sólidos, frecuentemente referidos como explosivos de bajo poder, para generar gas a alta presión en un régimen rápido. Dicho régimen de deflagración está diseñado de acuerdo a las características de la formación, para que sea, suficientemente rápido para que cree múltiples fracturas radiales de 3 a 15 metros de longitud a partir del pozo, pero no tan rápido que ocasione la pulverización y compactación de la roca como es común que suceda con los explosivos de alto poder, tales como la nitroglicerina.

El patrón radial de las múltiples fracturas elimina el daño a la formación o bloqueo, e incrementa la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

El Fracturamiento radial con propelente de deflagración progresiva GasGun™, es un sistema que fue aplicado en pozos de Estados Unidos, Canadá y otros países; se ha utilizado en pozos con diferentes características: inyectoras, productores de aceite, gas, gas-condensado y con producciones marginales. La herramienta se selecciona de acuerdo a cada pozo; ya que se tiene diversos tamaños y arreglos.⁴²

3.3.2 Descripción de la tecnología.

GasGun™ es un sistema de estimulación a base de propulsores sólidos, fundamentado en la tecnología de balística que utiliza el sector militar de los Estados Unidos. Incorpora un diseño superior al usar propulsores de deflagración

progresiva, los cuales son muchas veces más efectivos al crear fracturas y aumentar la permeabilidad de la formación.

EL tratamiento de estimulación GasGun™ para pozos de aceite y gas, es un explosivo propelente solido el cual genera alta presión de gas con el objetivo de crear fracturas en la formación del yacimiento. La herramienta, es normalmente corrida con equipo de cable, contiene un propelente solido que rápidamente genera alta presión de gas cuando es encendido.

Para la ejecución de GasGun™ se debe de tomar un registro para su colocación y determinar el intervalo de interés y posteriormente llenar el pozo con un fluido de control con rangos de 300 a 8000 ft respecto al cartucho de propelente sólido, la columna de fluido mantendrá la generación de gas direccionada a la zona perforada.

El cartucho de GasGun™ es iniciado mientras es suspendido por el equipo de cable. Una vez que GasGun™ fue colocado sobre los intervalos de perforación y de interés. El GasGun™ liberara gas con una presión progresiva hasta de 20,000 psias. El tiempo del proceso de liberación toma 100 milisegundos. La herramienta es la que detona y el gas es el que genera la entrada de un flujo extremadamente alto.

El gas sale del cartucho y penetra la pared del pozo donde entra a todos los túneles de perforación y crea el fracturamiento radial. El cartucho gastado es regresado a la superficie donde puede volver a ser usado.

El modelo de fracturas múltiples remueve el daño de la formación y aumenta la permeabilidad de forma radial a los disparos del pozo.

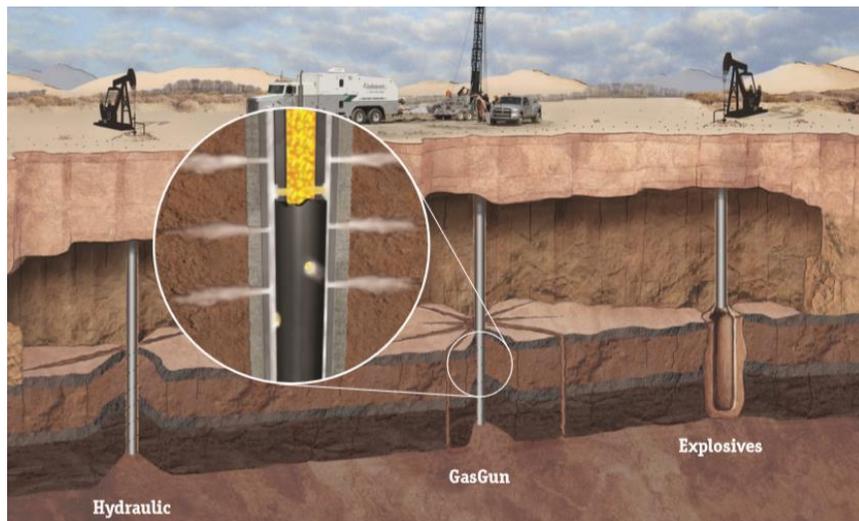


Fig. 59 Estimulación Radial GasGun™. 41

3.3.3 Herramientas de la tecnología.

Propelente o propulsor sólido.

Pistolas GasGun™.

Tapones

Unidad de registros electricos.

Cordón Detonante.⁴²

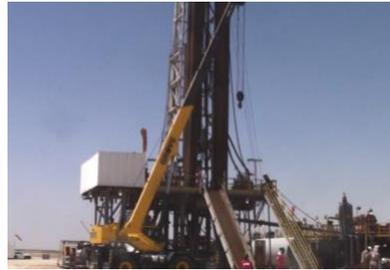


Fig. 60 Equipo GasGun™ en superficie.⁴²

3.3.3.1 Restricciones de la estimulación con fracturamiento radial con propelente de la deflagración progresiva GasGun™.

- GasGun™ no debe ser disparado en un pozo donde la temperatura de fondo sea mayor a 138°C (280°F). Existe la posibilidad que el GasGun deflagre por arriba de esa temperatura.
- El diámetro de TP mínimo es de 2.875" el cual usa el sistema GasGun™ de 2"
- El diámetro de TR mínimo es de 4.5" o a 3.875" en agujero descubierto para la remoción del daño con el sistema GasGun™ de 3.375".
- En la mayoría de los casos el GasGun™ no debe ser disparado en un pozo que no pueda tener una columna mínima de fluido de 100m Se recomienda un nivel óptimo de fluido de 300m.
- Mantener un colchón mínimo de 30m de aire entre la parte superior de la columna de fluido y el árbol de válvulas del pozo.
- El sistema GasGun™ no debe ser utilizado en intervalos cercanos a empacadores, teniendo la limitante de 50m de distancia entre éstos.
- No es recomendable que GasGun™ sea disparado en un pozo con un liner colgado sin cementar.
- El GasGun™ viene en un diámetro estándar de 3 ¼" y una longitud de 2, 4, 6, 8 y 10".⁴²

3.3.4 Aplicación de la estimulación.

La tecnología de estimulación con propelente de deflagración progresiva GasGun™ se probó en el pozo Hamilton A de la formación Arbuckle en mayo del 2002 en Estados Unidos de América, antes de la aplicación de la tecnología el pozo producía de 2 a 3 bpd de aceite y 12 bpd de agua, después de la estimulación con GasGun™ el pozo aumento a 18 bpd de aceite y 272 bpd de agua, sin la aplicación de otro tratamiento como. Para julio del 2003, el pozo producía 18 bpd de aceite y 272 bpd de agua sin sistema artificial de producción. Desde la aplicación de GasGun™ el pozo ha aumentado la producción aceite en 10,900 barriles.⁴⁵

3.4 Método de estimulación Termo-Pulsos.

3.4.1 Planteamiento del problema.

La explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados que son característicos por sus capas de aceite de baja viscosidad representan un reto tecnológico para la industria petrolera dado que el promedio este tipo reservas representa poco más del 50% a nivel mundial. Por otro lado el factor de recuperación promedio es de 30% a 40%, EL objetivo de los métodos de recuperación mejorada es disminuir la saturación residual de aceite que tiene el yacimiento, el cual se encuentra en los poros de la formación retenida por las fuerzas capilares y viscosa, que impiden que fluya hacia los pozos. Para el caso de los yacimientos naturalmente fracturados que se encuentran en México, el problema es más complejo debido a que la saturación de aceite residual se encuentra preferentemente en los bloques de la matriz y la interacción matriz fractura (el cual aún es un tema en desarrollo), por lo que los volúmenes de aceite residual de estos yacimientos son considerables.

Las compañías en Rusia han analizado los campos que requieren la implementación de algún método de recuperación mejorada. Estos campos tienen grandes cantidades de aceite remanente por lo cual no pueden ser extraídos por métodos convencionales. Estos yacimientos están caracterizados por aceites viscosos y muy viscosos, con mezcla de parafinas, bitumen y resinas que restringen el flujo de aceite hacia el pozo. Actualmente los pozos son rehabilitados por el método térmico de inyección de vapor y agua caliente.

Generalmente este tipo de extracción es posible por los métodos convencionales de inyección de vapor o inyección de agua caliente. Este tipo de métodos son altamente costosos, ya que requieren generadores de vapor o calderas de agua y de aislamiento térmico en tuberías y terminaciones especiales.

Una nueva tecnología ha sido desarrollada llamada "Thermal Shock" la cual es una mezcla de "termita" en polvo la cual genera un pulso intenso de calor en el fondo del pozo el cual promete ser una solución para aumentar el factor de recuperación de aceite y para la producción de crudos pesados y extrapesados. ⁴³

44

3.4.2 Descripción de la tecnología.

La tecnología de termo pulsos consiste en un cartucho con termita el cual contiene una mezcla de aluminio y óxido de hierro el cual se caracteriza por tener altas temperaturas de combustión.

Los cartuchos con termita son colocadas en la cara de la formación por medio de un cable geofísico y la ignición comienza con un pulso de corriente, el cual es controlado en superficie. Una vez iniciada la ignición una onda de combustión viaja del interior de la tubería a la formación aproximadamente a 2m/s, la temperatura de combustión es aproximadamente de 2000°K en el interior del tubo y la temperatura en el exterior de la tubería es de 450-500°K. Este choque térmico provoca un sobrecalentamiento intenso de los fluidos de la formación, evaporando el agua congénita y a su vez un impacto hidráulico del fluido de seguridad con el que es llenado el pozo, estos dos efectos remueven el daño generado en la perforación y la terminación, también promueven la generación de canales de difusión en el medio poroso. El efecto de la temperatura permite reducir la viscosidad del aceite, permitiendo su movilidad al pozo y su pronta producción.^{43, 44}

3.4.3 Herramientas de la tecnología.

Cartuchos.

Cable geofísico.

Unidad terrestre.



Fig. 61 Unidad Terrestre.⁴⁴

3.4.3.1 Restricciones de la estimulación con la tecnología Termo-Pulsos.

- Se requiere un espesor mínimo de la formación productora de 3.5 metros.
- La temperatura del yacimiento no debe ser mayor a 150°C.
- El corte de agua no debe ser mayor a 10%.
- El gasto actual del pozo, no menor a 20 bpd.
- El fluido en condiciones de bajo-saturación en el yacimiento.
- La densidad del aceite a condiciones de superficie. 16°API.^{43 44}
- El DI de la TR 4 a 6 y el DI de la TP. Mayor a 2 7/8.
- Cualquier válvula o empacador debe de estar a 50 metros de distancia del punto de detonación.^{43 44}

3.4.4 Aplicación de la estimulación.

Una experiencia positiva del uso de termo-pulsos fue en el campo Vishansky Belarus en combinación de un tratamiento ácido en los meses de junio-julio del 2007. El incremento de extracción total de la recuperación de aceite fue aproximadamente de 3800 toneladas. Con esta extracción se calculan ganancias de \$2.6 millones de dólares (\$93 dpd). En comparación con el valor de un cartucho (cerca de \$5000 dólares) los resultados son altamente positivos, la producción de aceite se prolongó por 1.5 años.

La primera posición corresponde a enero 2007, mientras que la posición 24 a diciembre, 2008. ^{43 44}

Después de la estimulación con termo-pulsos es posible realizar alguna estimulación matricial reactiva o no reactiva. La productividad de los pozos estimulados aumenta con la tecnología termo-pulsos, debido al desarrollo de nuevos canales de flujo. ^{43 44}

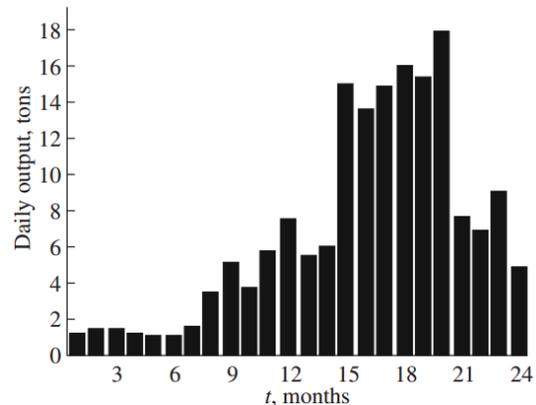


Fig. 62 Promedio de la producción diaria por mes, estimulación con termo-pulsos, julio del 2007. ⁴⁴

Capítulo 4. Análisis comparativo de las técnicas y métodos.

4.1 Planteamiento del Problema.

Se tiene un pozo de aceite de 180 ft de espesor neto con daño 2, el cual tiene invasión de agua en los últimos 90 ft, el corte de agua aumenta conforme a la profundidad hasta llegar al contacto agua/aceite, el yacimiento se encuentra bajosaturado y es aceite negro, se supone un yacimiento homogéneo.

Se plantea realizar una estimulación para aumentar la productividad del yacimiento de forma selectiva a la mitad del intervalo productor de la capa de aceite, La siguiente figura muestra la forma en que se van a discretizar las capas para la entrada de datos.

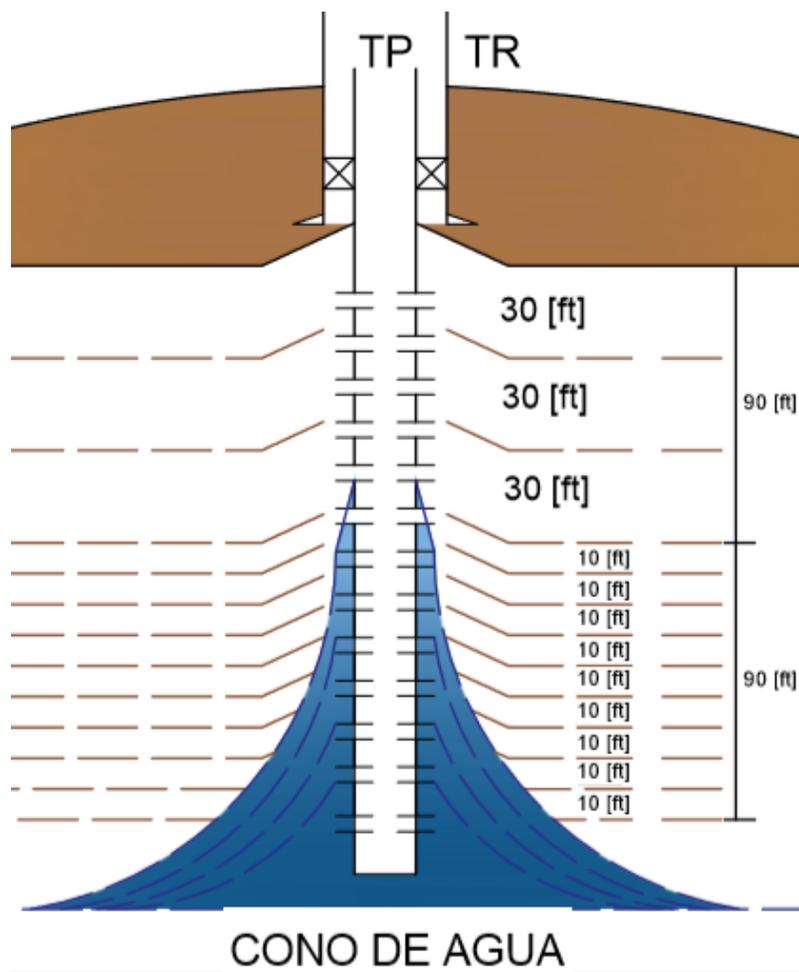


Fig. 63 Configuración del pozo García.

A continuación se presentan la información del pozo utilizada para la simulación y los casos a simular.

4.2 Información del Pozo García.

4.2.1 Características del fluido.

Tabla 7. Características del fluido.

Densidad del aceite producido.	30 °API
Densidad relativa del gas de formación.	0.75
RGA en formación.	400 scf/STB
Salinidad.	80,000 ppm
Densidad relativa del agua.	1.05
Presión de burbuja.	175 Kg/cm ²
% mol de Co ₂ .	0
% mol de H ₂ S.	0
% mol de N ₂ .	0
Temperatura de fondo.	250°F

4.2.2 Características del yacimiento.

Tabla 8. Características del yacimiento.

Temperatura del yacimiento.	250°F
Espesor del yacimiento.	300 ft
Intervalo disparado del yacimiento.	180 ft
Daño.	2
Permeabilidad del yacimiento.	150 md
Área de drenen.	100 Acres
Radio del pozo.	0.354 ft

4.2.3 Estado Mecánico.

Tabla 9. Estado mecánico de la Tubería de producción.

TP	
Diámetro interno.	Profundidad (ft).
EMR.	0
3.992	7800

Tabla 10. Estado mecánico de la Tubería de revestimiento.

TR	
Diámetro interno.	Profundidad (ft).
8.3	8000

4.2.4 Intervalo productor.

Tabla 11. Intervalo productor.

7700-8000 mD.	Media 7850 mD
7700-8000 mV	Media 7850 mV

4.2.5 Gradiente Geotérmico.

Tabla 12. Gradiente geotérmico.

MD (ft).	Temperatura (°F).
0	100
30	100
8000	250

4.3 Casos a simular del pozo García.

Se presentan 5 casos de estudio de acuerdo a la información del pozo García, donde el parámetro que varían es el daño de la formación el cual se puede remover mediante una estimulación convencional o una estimulación selectiva.

4.3.1 Caso A pozo totalmente dañado.

Consiste en un yacimiento de 180 ft con daño 2, el cual está completamente disparado, el 50 % del intervalo productor se encuentra invadido por agua. Para fines de nuestra simulación en *PROPSE*R el yacimiento es dividido en 12 capas. Las primeras 3 capas representan el 50% del yacimiento con daño 2 y que no ha sido invadido por agua, el otro 50% está dividido en 9 capas con daño 2 y que ha sido invadido por agua.

Capa.	Espesor (ft).	Corte de agua.	Daño.
1	30	0%	2
2	30	0%	2
3	30	0%	2
4	10	13%	2
5	10	16%	2
6	10	21%	2
7	10	26%	2
8	10	32%	2
9	10	41%	2
10	10	51%	2
11	10	64%	2
12	10	80%	2

Tabla 13. Tabla del caso A (formación con daño 2).

4.3.2 Caso B pozo totalmente estimulado.

Consiste en un yacimiento de 180 ft con daño 0, el cual está completamente disparado, el 50 % del intervalo productor se encuentra invadido por agua. Para fines de nuestra simulación en *PROPSE*R el yacimiento es dividido en 12 capas Las primeras 3 capas representan el 50% del yacimiento con daño 0 y que no ha sido invadido por agua, el otro 50% está dividido en 9 capas con daño 0 y que ha sido invadido por agua.

Capa.	Espesor (ft).	Corte de agua.	Daño.
1	30	0%	0
2	30	0%	0
3	30	0%	0
4	10	13%	0
5	10	16%	0
6	10	21%	0
7	10	26%	0
8	10	32%	0
9	10	41%	0
10	10	51%	0
11	10	64%	0
12	10	80%	0

Tabla 14. Tabla del caso B (formación sin daño).

4.3.3 Caso C pozo selectivamente estimulado un intervalo.

Para este caso la capa No. 2 con espesor 30 sin corte de agua es estimulada hasta reducir el daño hasta a 0, las demás capas permanecen con el daño 2.

Tabla 15. Tabla del caso C (formación con daño 2, la segunda capa sin daño).

Capa.	Espesor (ft).	Corte de agua.	Daño.
1	30	0	2
2	30	0	0
3	30	0	2
4	10	13%	2
5	10	16%	2
6	10	21%	2
7	10	26%	2
8	10	32%	2
9	10	41%	2
10	10	51%	2
11	10	64%	2
12	10	80%	2

4.3.4 Caso D pozo selectivamente estimulado dos intervalos.

Para este caso las capas No. 1, 2 y 3 con espesores de 30 ft sin corte de agua son estimulados hasta reducir el daño hasta a 0, las demás capas permanecen con el daño 2.

Tabla 16. Tabla del caso D (las 3 primeras capas sin daño y las 9 capas restantes con daño 2).

Capa.	Espesor (ft).	Corte de agua.	Daño.
1	30	0	0
2	30	0	0
3	30	0	0
4	10	13%	2
5	10	16%	2
6	10	21%	2
7	10	26%	2
8	10	32%	2
9	10	41%	2
10	10	51%	2
11	10	64%	2
12	10	80%	2

4.3.5 Caso E pozo selectivamente estimulado dos intervalos.

Para este caso las capas No. 1, 2, 3, 4, 5 y 6 con espesores de 30 ft sin corte de agua son estimulados hasta reducir el daño hasta a 0, las demás capas permanecen con el daño 2.

Tabla 17. Tabla del caso E (las 6 primeras capas sin daño y las ultimas 6 con daño de 2).

Capa.	Espesor (ft).	Corte de agua.	Daño.
1	30	0	0
2	30	0	0
3	30	0	0
4	10	13%	0
5	10	16%	0
6	10	21%	0
7	10	26%	2
8	10	32%	2
9	10	41%	2
10	10	51%	2
11	10	64%	2
12	10	80%	2

4.4 Descripción del simulador.

4.4.1 Modelado de pozos.

El simulador permite representar, diseñar, optimizar y predecir el comportamiento de pozos de petróleo, gas seco y húmedo, y condensado retrógrado.

El programa está diseñado para permitir la creación de modelos de pozo confiables y consistentes, con la habilidad de agregar todos los aspectos de modelado del pozo, a saber, PVT (caracterización del fluido), correlaciones VLP (para los cálculos de la pérdida de presión en la línea de flujo y la tubería de producción) e IPR (influjo del yacimiento).

Presenta características únicas de concordancia que permiten ajustar los datos PVT, las Correlaciones de flujo multifásico y la gráfica de IPR, para corresponderse a datos medidos en campo, logrando un modelo de pozo consistente, ideal para ser usado en predicciones. La interfaz del usuario, mostrada en la Figura 64, presenta seis sub-ventanas funcionales que agrupan los diferentes datos necesarios para el modelo del pozo, cuyas principales características se describen a continuación:

Resumen de Opciones (Options Summary): En esta ventana se describen las principales características y opciones activadas en el diseño del pozo, por ejemplo, el tipo de fluido (petróleo, gas o condensado retrógrado), el tipo de pozo (productor o inyector), el tipo de terminación (agujero abierto o entubado, pozo simple o multilateral, producción por la tubería o el anular), la presencia de empaques de grava, entre otras. Las opciones activadas en esta área definen los datos necesarios en el resto de las ventanas.

Datos PVT (PVT Data): Agrupa todos los datos PVT del fluido producido, así como la presión y temperatura del yacimiento. Tiene la opción de ingresar datos a diferentes presiones y temperaturas, para ajustar las correlaciones del programa. También permite crear tablas con todos los datos disponibles, a partir de las cuales el programa interpolará los datos necesarios.

Datos de IPR (IPR Data): Presenta la gráfica del comportamiento de influjo del yacimiento o IPR. Los datos de entrada necesarios dependen del modelo de yacimiento seleccionado por el usuario, y la manera de tratar el factor de daño causado por la perforación del pozo.

Datos de Equipo (Equipment Data): En este apartado se definen las características mecánicas del pozo, como su desviación de la vertical, los equipos colocados en superficie (cabezal, tuberías y estranguladores) y el diseño de la

terminación mecánica (todos los equipos de fondo). También se colocan en este apartado un gradiente geotérmico de la formación y las capacidades caloríficas de los fluidos a producir.

Resumen del análisis (Analysis Summary): Es un sumario de los cálculos que pueden realizarse con el programa. Incluye un apartado para el funcionamiento actual del sistema, uno para ajustar las correlaciones de flujo vertical con pruebas de pozo reales, comparación de correlaciones de flujo vertical, cálculo de presión de fondo a partir de presión de cabezal, creación de curvas VLP de tres y cuatro variables, entre otras cosas.

La última ventana muestra la información del programa (número de la versión, fecha de creación, soporte del programa), así como los datos de la casa de Software Petroleum Experts (dirección, teléfonos, correo electrónico, página web).

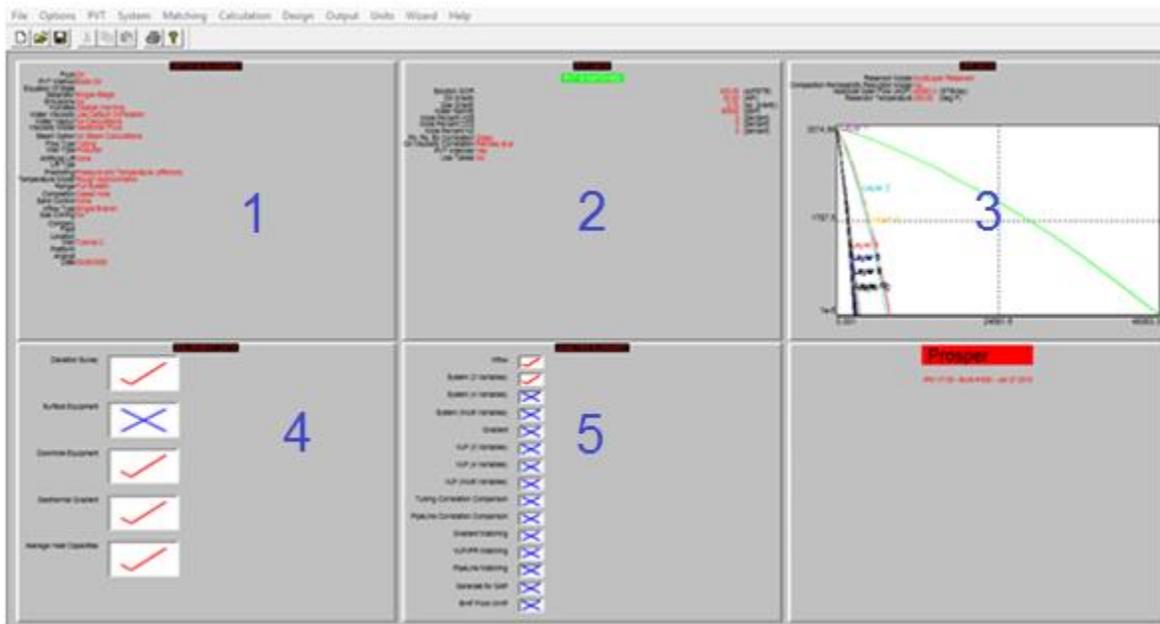


Fig. 64 Interfaz del usuario (5 recuadros).

4.5 Metodología del simulador.

En este capítulo se describe la metodología empleada para la realización de las curvas IPR obtenidas a partir del enfoque de multicapas del simulador, las cuales simularan el comportamiento de la productividad de un yacimiento en estado estacionario el cual ha sido invadido por agua y que contiene daño. Así mismo, se presentan las Propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, el estado mecánico del pozo, las características del yacimiento y las consideraciones para el cálculo de la productividad de un pozo invadido por agua y con daño.

4.5.1 Recopilación de datos.

Datos indispensables para la simulación del pozo con entrada de agua y daño:

Propiedades de los fluidos: Tipo de fluido, RGA, Gravedad específica del aceite, gravedad específica del gas, Salinidad del agua, Porcentaje de H₂S, CO₂ y N₂. Factor de compresibilidad del gas, viscosidad del gas, factor volumétrico de formación (gas, crudo y agua) y saturación del agua.

Condiciones del yacimiento: presión, temperatura, espesor del intervalo productor, daño, permeabilidad, presión de abandono, área de drene, porosidad, radio del pozo,

Estado mecánico del pozo: diámetro del estrangulador, diámetro interno y externo de la tubería T_p, y T_r. Desviación del pozo, Equipos superficiales y equipos de fondo de pozo, gradiente geotérmico.

4.5.2 Realizar la simulación de un pozo con entrada de agua con daño.

Para realizar la simulación de un pozo con entrada de agua y con daño. La interfaz del simulador está compuesta por seis ventanas, tal como se explica en la sección 4.4 Descripción del simulador. Los datos de entrada se muestran en las impresiones de pantalla.

A continuación se muestra la metodología aplicada para la simulación de un pozo con entrada de agua y con daño.

4.5.3 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary).

En este apartado se describen las principales características de diseño del pozo y la imagen de la interfaz del simulador:

Descripción del Fluido:

- Fluido: gas seco y húmedo.
- Método: crudo negro (black oil).
- Separador: separador simple.

- Emulsiones: No
- Hidratos: deshabilitar advertencia.
- Viscosidad del Agua: usar correlación por defecto.
- Modelo de viscosidad: Fluido Newtoniano.

Pozo:

- Tipo de Flujo: flujo por la tubería de producción (tubing).
- Tipo de Pozo: productor.

Sistema Artificial:

- Ninguno

Tipo de Cálculos:

- Predecir: presión y temperatura (sobre tierra).
- Modelo: aproximación rigurosa.
- Rango: sistema completo.
- Salida: mostrar datos calculados.

Terminación del Pozo:

- Tipo: agujero entubado.
- Control de arena: Ninguno

Reservorio:

- Tipo de entrada: Pozo simple.
- Configuración de gas: No

The screenshot shows a software dialog box titled "System Summary (Pozo verticalB.Out)". It features a menu bar with "Done", "Cancel", "Report", "Export", "Help", and "Datestamp". The main area is divided into several sections:

- Fluid Description:** Fluid (Oil and Water), Method (Black Oil), Separator (Single-Stage Separator), Emulsions (No), Hydrates (Disable Warning), Water Viscosity (Use Default Correlation), Viscosity Model (Newtonian Fluid).
- Calculation Type:** Predict (Pressure and Temperature (offshore)), Model (Rough Approximation), Range (Full System), Output (Show calculating data).
- Well:** Flow Type (Tubing Flow), Well Type (Producer).
- Well Completion:** Type (Cased Hole), Sand Control (None).
- Artificial Lift:** Method (None).
- Reservoir:** Inflow Type (Single Branch), Gas Coning (No).
- User information:** Company, Field, Location, Well (Tutorial 3), Platform, Analyst, Date (martes, 30 de septiembre de 2008).
- Comments:** A text area for entering comments, with a note "(Ctrl-Enter for new line)".

Fig. 65 Resumen de opciones del sistema (recuadro 1).

4.5.4 Ingresar los datos PVT (PVT Data).

Se ingresan los datos de PVT del fluido producido, tal como se muestra en la figura 66. Parámetros de entrada: La relación gas/aceite, Gravedad específica del aceite, Gravedad específica del gas y salinidad del agua.

Impurezas: Porcentaje molar del H₂S, CO₂ y N₂.

Otro parámetro que se debe escoger es la correlación para el cálculo de las propiedades P_b, R_s y B_o. Además se debe de escoger la correlación para el cálculo de la viscosidad del aceite.

Fig. 66 Datos PVT (recuadro 2).

4.5.5 Obtener la curva de comportamiento de afluencia (IPR Data).

En esta ventana se obtuvo la curva IPR estimada. Se selecciona el método de yacimiento con capas múltiples (Multilayer Reservoir) y se introduce la temperatura del yacimiento y el modelo de compactación de la permeabilidad como se presenta en la figura 67.

Fig. 67 Selección del modelo del yacimiento para obtener la curva de comportamiento de afluencia (recuadro 3).

El modelo de yacimiento con capas múltiples (Multilayer Reservoir) permite discretizar al yacimiento hasta en 50 capas. Cada capa puede tener diferente presión de yacimiento, modelo de flujo y propiedades del fluido. La gravedad

específica del aceite, RGA, y corte de agua que se puede introducir para cada capa. Las propiedades de los fluidos producidos en el pozo se determinan a partir de la suma de las contribuciones individuales de cada capa.

Como siguiente paso se da click en entrada de datos (*Input Data*) figura 68, donde se escoge el modelo de flujo (para el caso el modelo de Darcy), la presión de las capas, el espesor de las capas, el daño de las capas, y en el apartado de datos de la capa (*Layer Data*). Se introduce para cada capa, los datos PVT y datos IPR; RGA, gravedad específica del aceite y gas y corte de agua respectivamente y Permeabilidad del yacimiento, área de drenaje, factor de forma Dietz (depende de la forma del área de drenaje) y radio de pozo.

Es en este apartado donde cambiaremos el daño para el caso B, C, D y E. tal y como se especifica para cada caso en el capítulo “4.3 Casos a simular del pozo García”.

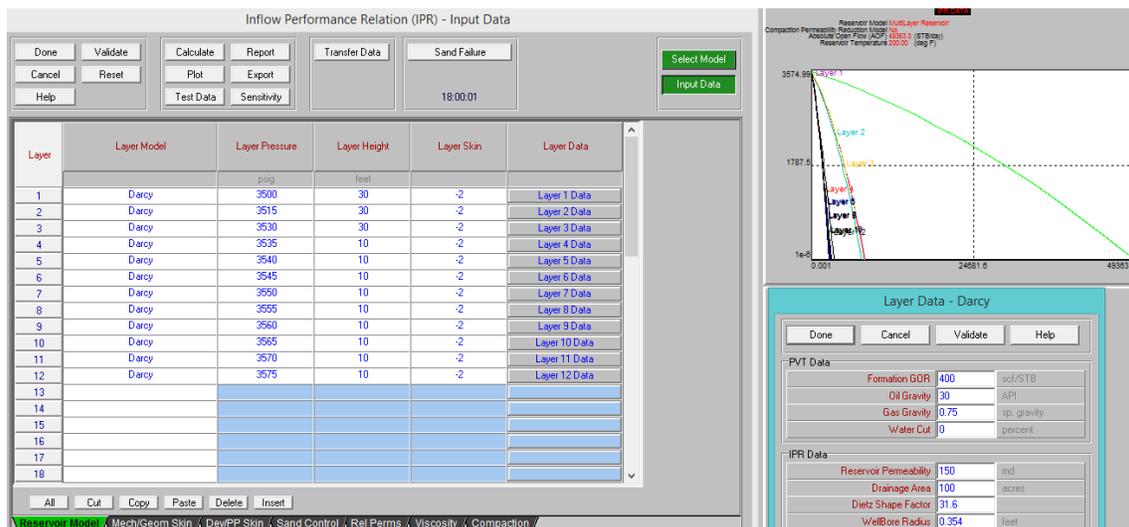


Fig. 68 Entrada de datos de cada una de las capas (Modelo para calcular el comportamiento de afluencia, presión de la capa, espesor de la capa, daño de la capa, características PVT del fluido por capa, etc).

Para simular el pozo con entrada de agua y daño, se utilizaron 12 capas las cuales simularan el yacimiento, las primeras 3 capas tienen un espesor de 30 ft con 0% de corte de agua cada una y las otras 9 capas tienen un espesor de 10 ft con diferentes cortes de agua los cortes de agua, se enlistan a continuación. Todas las capas tienen daño 2.

Tabla 18. Tabla del caso A para simular.

Capa	Corte de agua	Daño
1	0	2
2	0	2

3	0	2
4	13%	2
5	16%	2
6	21%	2
7	26%	2
8	32%	2
9	41%	2
10	51%	2
11	64%	2
12	80%	2

Por ultimo en el proceso de construcción de la curva IPR estimada para el pozo se procede al dar click en calcular (*Calculate*) y se adquiere el comportamiento de afluencia por capa, figura 69.

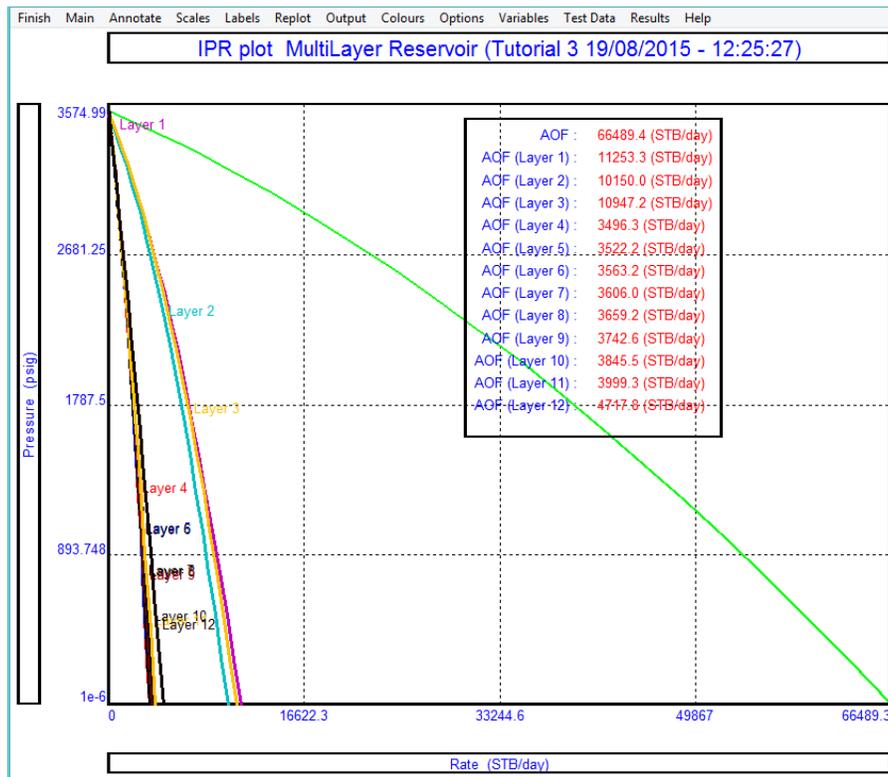


Fig. 69 Curvas de comportamiento de afluencia por capa del pozo García.

4.5.6 Definir las características mecánicas del pozo (Equipment Data).

En esta ventana se definen las características mecánicas del pozo (los equipos y condiciones), desviación del pozo, equipo de superficie, equipo de fondo, gradiente geotérmico y capacidades caloríficas de los fluidos figura 70.



Fig. 70 Datos del estado mecánico del pozo Garcia (recuadro 4).

4.5.6.1 Ingresar los datos de la desviación del pozo (Deviation Survey).

El simulador calcula el desplazamiento y el ángulo de desviación del pozo, por lo que se necesitó agregar la profundidad medida (Measured Depth) y la profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth) inicial y final de cada terminación, como se muestra en la figura 71.

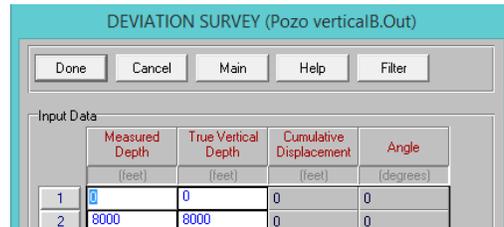


Fig. 71 Desviación del pozo, Ingresar los datos de los equipos en superficie (Surface Equipment).

Se deshabilita esta opción Figura 72, ya que la simulación se realiza desde el fondo del pozo hasta el cabezal, (no se toman en cuenta las instalaciones superficiales).

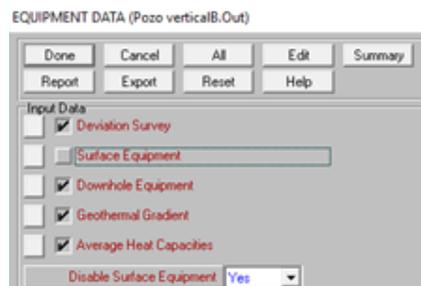


Fig. 72 Deshabilitar equipo de superficie.

4.5.6.2 Ingresar los datos del equipo de fondo (Downhole Equipment).

En esta sección se detallan las características (diámetro interno, profundidad, rugosidad) de cada uno de los equipos que se encuentran a lo largo del pozo, tales como: válvula de seguridad (SSSV), camisas, niples, tubos, guía de reentrada, tubería de producción (tubing), tubería de revestimiento (casing), etc. Para los datos

de entrada del estado mecánico no se consideran más restricciones que las que provee el pozo.

	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	WellHead	Xmas Tree	0							
2	Tubing	Tubing	7800	3.992	0.0018					1
3	Casing	Casing	8000					8.3	0.0018	1
4										
5										

Fig. 73 Equipos de fondo, (se introducen elementos del pozo a sus respectivas profundidades).

4.5.6.3 Ingresar el gradiente geotérmico de la formación (Geothermal Gradient).

El simulador hace el cálculo del perfil de temperaturas a lo largo del pozo. Se solicitaron los valores de profundidad medida y temperatura de la formación, tanto en el cabezal como en el fondo del pozo. Además del coeficiente de transferencia de calor total, que se supuso un valor intermedio de literatura para tuberías de acero de 8 BTU/h/pie²/°F, como se puede visualizar en la Figura 74.

	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)
1	0	100
2	30	100
3	8000	250
4		
5		

Overall Heat Transfer Coefficient
BTU/h/ft²/F
8

Fig. 74 Gradiente Geotérmico de formación, (se introduce el registro de temperatura).

4.5.6.4 Ingresar las capacidades caloríficas de los fluidos (Heat Capacities).

Esta opción muestra las capacidades caloríficas de los fluidos producidos, aceite, gas y agua. Las cuales se muestran en la Figura 75.

Parameter	Value	Unit
Cp Oil	0.53	BTU/lb/F
Cp Gas	0.51	BTU/lb/F
Cp Water	1	BTU/lb/F

Fig. 75 Capacidad Calorífica de los fluidos.

4.5.7 Efectuar el resumen del análisis (Analysis Summary).

Para realizar el análisis de los resultados se procede a dar click en la opción System 3 variables (recuadro 5) figura 64.

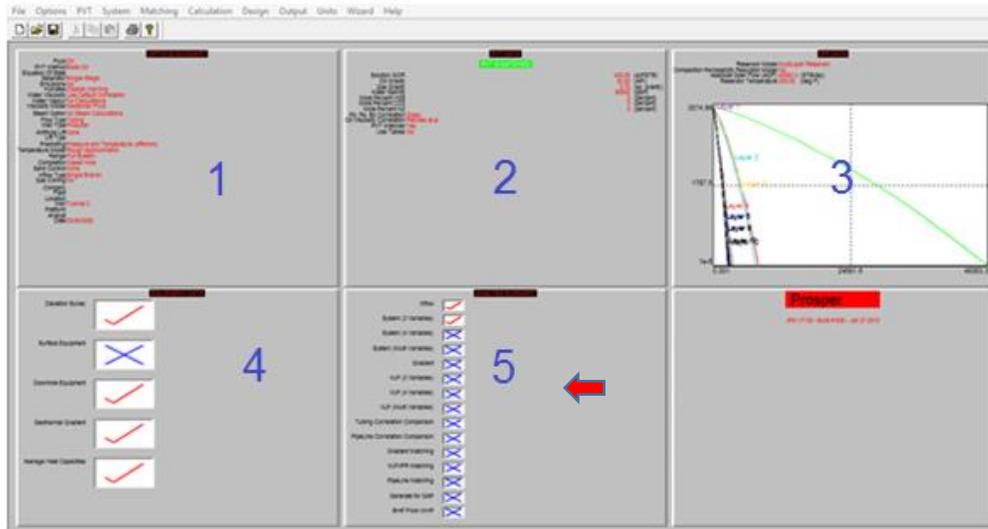


Fig. 64 Interfaz del usuario.

Una vez que se despliegue la ventana System 3 variables (Matched PVT) figura 76, introduciremos los datos y las opciones para el ajuste, Presión en la cabeza del pozo (Top Node Pressure), Correlación para el equipo de superficie, Correlación para el levantamiento vertical, el nodo solución, Método de flujo, Intersección en la cabeza.



Fig. 76 Interfaz 3 variables (recuadro 5).

Después de hacer click en continue, aparece la interfaz *select variables* figura

77

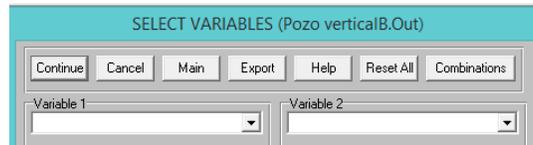


Fig. 77 Continuación del select variables (en este apartado se pueden hacer análisis de sensibilidad variando hasta dos parámetros tales como P_y , P_{wh} , % agua etc).

Sin hacer modificaciones a la interfaz damos click en continue y aparece una interfaz como la de siguiente figura 78.

SYSTEM 3 VARIABLES (Pozo verticalB.Out) (Matched PVT)

Calculate Plot Sensitivity Sensitivity PVD Report Export Options Done Main Lift Curves Help

Results

	Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure	WellHead Pressure
	STB/day	STB/day	psig	psig	psig
1	40	20.5709	3687.98	2631.17	250
2	2141.47	1630.59	2414.64	3466.5	250
3	4242.95	3377.41	2381.48	3398.64	250
4	6344.42	5115.13	2466.33	3327.39	250
5	8445.89	6844.53	2598.81	3252.83	250
6	10547.4	8566.29	2761.36	3175.01	250
7	12648.8	10281	2933.64	3093.98	250
8	14750.3	11989.2	3123.77	3009.78	250
9	16851.8	13691.3	3314.34	2922.46	250
10	18953.3	15387.7	3512.49	2832.03	250
11	21054.7	17078.9	3733.44	2738.54	250
12	23156.2	18765.1	3948.47	2642.01	250
13	25257.7	20446.6	4172.17	2542.47	250
14	27359.2	22123.8	4405.23	2439.93	250
15	29460.6	23796.9	4645.59	2334.41	250
16	31562.1	25466	4896.34	2225.94	250
17	33663.6	27131.5	5167.61	2114.52	250
18	35765	28793.5	5463.64	2000.18	250
19	37866.5	30452.2	5746.25	1882.93	250
20	39968	32107.8	6045.82	1762.78	250

Variables

Solution

Solution Details

Liquid Rate	13877.1	STB/day
Gas Rate	4.512	MMscf/day
Oil Rate	11280.2	STB/day
Water Rate	2597.0	STB/day
Solution Node Pressure	3045.15	psig
Wellhead Pressure	250.00	psig
Wellhead Temperature	163.96	deg F
First Node Temperature	163.96	deg F
dP Friction	489.26	psi
dP Gravity	2277.62	psi

Fig. 78 Tabla del ajuste VLP/IPR.

En la figura 79 aparece el ajuste de la VLP y los resultados de las correlaciones usadas, para obtener este resultado le damos click en calculate y se despliega la gráfica de IPR y la VLP.



Fig. 79 El simulador gráfica la curva de comportamiento de afluencia y la curva de capacidad de transporte.

Capítulo 5. Resultados de la simulación.

5.1 Obtención de las curvas VLP/IPR.

La obtención de las curvas VLP/IPR se realizó mediante la metodología mostrada en la sección 4.5, con los datos de entrada de la sección 4.2 *Información del pozo García*.

La curva de comportamiento de afluencia obtenida en la sección datos IPR (*IPR data*) para cada capa se construyen con datos de la prueba de presión y producción de un registro PLT (presión y gasto por estaciones), con lo que es posible obtener la aportación de cada capa y determinar su daño. Se pueden asignar diferentes propiedades PVT pero como el caso de estudio es un yacimiento de espesor de 180 ft las propiedades PVT se conservaran iguales.

El espesor del yacimiento se debe dividir en capas para determinar el comportamiento de afluencia de cada una de ellas y poder sensibilizar la variación de su comportamiento considerando la modificación del daño de acuerdo al análisis realizado. En el simulador es posible dividir el intervalo productor hasta en 49 capas, sin embargo entre mayor sea el número de capas el análisis será más laborioso y tardado y si se considera un numero de capas relativamente pequeño se podría perder precisión en el análisis, por lo que se recomienda utilizar un número de capas moderado. Para el caso de estudio se consideraron 12 capas las primeras 3 capas con un espesor de 30 ft y las siguientes 9 con un espesor de 10 ft. De este modo la interfaz gráfica del simulador se graficaran 13 curvas IPR, las primeras 12 pertenecientes al IPR de cada capa y la gráfica no 13 pertenece a la suma de las 12 capas.

El ajuste de las curvas VLP/IPR se divide en 5 grupos que presentan los diversos comportamientos presentados en la simulación de los pozos. La curva VLP de los casos permanece constante, pero la curva de comportamiento de afluencia tiene un comportamiento variable, dado que, la producción de agua y aceite disminuyen o aumentan según la zona estimulada.

5.1.1 Curvas VLP/IPR caso A pozo totalmente dañado.

Este caso representa la productividad del yacimiento dividida en 12 secciones, además el yacimiento presenta daño debido a las operaciones durante la perforación y terminación del pozo en un grado de 2. La gráfica muestra el IPR de cada una de las capas con daño 2 del caso A.

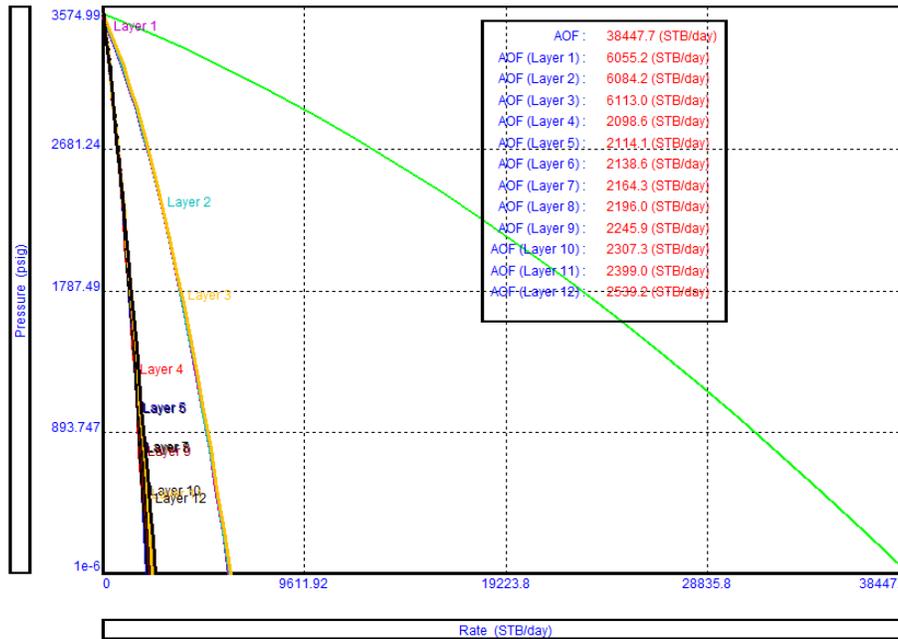


Fig. 80 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento con daño 2 en las 12 capas, caso A.

La siguiente figura muestra el ajuste de la VLP/IPR para el caso A.

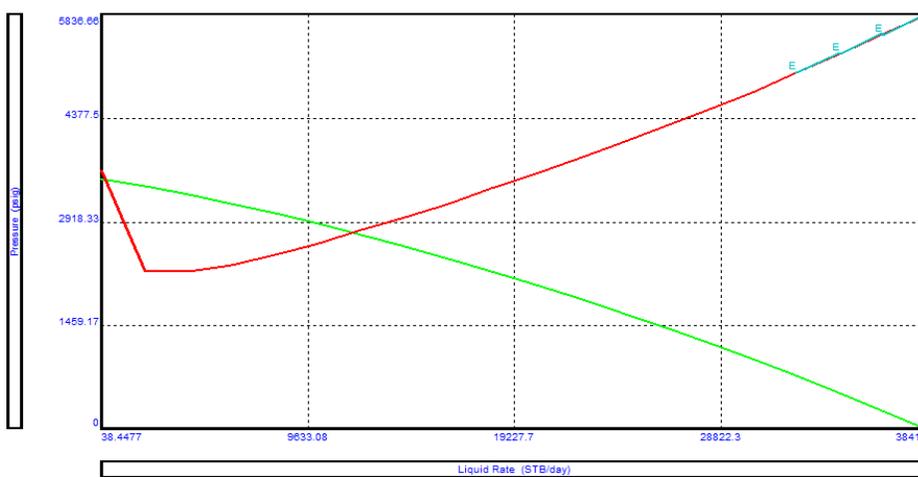


Fig. 81 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso A.

El nodo solución donde la curva VLP/IPR se intersectan se encuentra a 2768.18 psig con un gasto de líquido de 11759.18 (STB/day).

La siguiente tabla 19 muestra el potencial de cada capa junto con su gasto de aceite y agua para el nodo solución del yacimiento.

Tabla 19. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso A.

Capa	Gasto de liquido [bpd]	Gasto de aceite [bpd]	Gasto de agua [bpd]	Gasto de gas [bpd]
1	1926.1	1926.1	0	0.77043
2	1956.8	1956.8	0	0.78272
3	1987.4	1987.4	0	0.79495
4	655.7	570.4	85.2	0.22818
5	657.4	552.2	105.2	0.22088
6	657.9	519.7	138.2	0.20789
7	658.4	487.2	171.2	0.19488
8	658.3	447.6	210.6	0.17905
9	656.3	387.2	269.1	0.15489
10	653.7	320.3	333.4	0.12812
11	649	233.7	415.4	0.09346
12	642.3	128.5	513.8	0.051382
	11759.3	9517.1	2242.1	3.806832

La tabla 19 nos indica que el gasto total de líquido es de 11759.3 bpd de este total, el 80.93% pertenece a un gasto de aceite, es decir 9517.1 bpd de aceite que pertenece al potencial de las 12 capas, por otro lado el 19.06% pertenece al gasto de agua lo cual indica que se producen 2241.1 bpd de agua.

5.1.2 Curvas VLP/IPR caso B pozo totalmente estimulado.

Este caso representa la productividad del yacimiento dividida en 12 secciones con las mismas características del caso A, con la diferencia que el daño se ha reducido a 0 debido a una operación de estimulación en las 12 capas del yacimiento. La figura 82 muestra el IPR de cada una de las capas con daño 0 para el caso B.

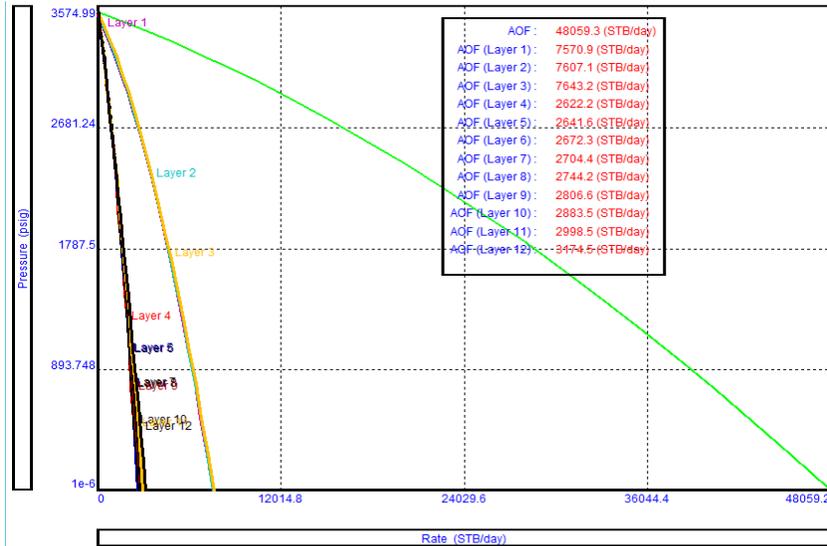


Fig. 82 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento con daño 0, caso B.

La curva IPR en color verde representa la suma de las 12 capas con daño 0. De la gráfica podemos denotar un aumento en el potencial del pozo debido a la remoción del daño.

La siguiente figura muestra el ajuste de la VLP/IPR para el caso B.

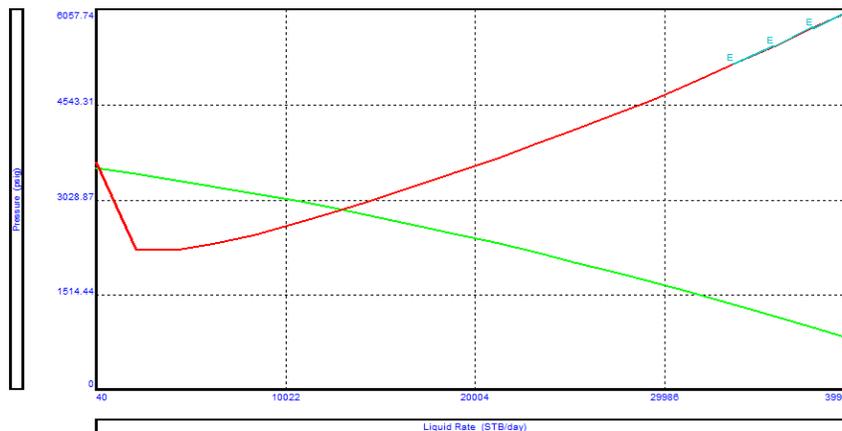


Fig. 83 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso B.

El nodo solución donde la curva VLP/IPR se intersectan se encuentra a 2875.48 psig con un gasto de líquido de 12953.7 (STB/day).

La siguiente tabla 20 muestra el potencial de cada capa estimulada junto con su gasto de aceite y agua para el nodo solución del yacimiento.

Tabla 20. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso B.

Capa	Gasto de líquido (bpd)	Gasto de aceite (bpd)	Gasto de agua (bpd)	Gasto de gas (bpd)
1	2119.5	2119.5	0	0.84781
2	2159.5	2159.5	0	0.8638
3	2199.2	2199.2	0	0.87969
4	723.5	629.5	94.1	0.25179
5	725.4	609.4	116.1	0.24374
6	725.6	573.2	152.4	0.22929
7	725.8	537.1	188.7	0.21483
8	725.1	493	232	0.19722
9	721.7	425.8	295.9	0.17032
10	717.4	351.5	365.9	0.14061
11	710.4	255.7	454.6	0.10229
12	700.5	140.1	560.4	0.056037
	12953.6	10493.5	2460.1	4.197427

La tabla 20 nos indica que el gasto total de líquido es de 12953.6 bpd de este total, el 81.00% pertenece a un gasto de aceite, es decir 10493.5 bpd de aceite que pertenece al potencial de las 12 capas, por otro lado el 18.99% pertenece al gasto de agua lo cual indica que se producen 2460.2 bpd de agua.

5.1.3 Curvas VLP/IPR caso C pozo selectivamente estimulado un intervalo.

Este caso representa la productividad del yacimiento dividida en 12 secciones con las mismas características del caso A, con la diferencia que el daño se ha reducido a 0 debido a una operación de estimulación en la capa No. 2 del intervalo productor de aceite, por lo tanto solo una parte del yacimiento fue estimulada de forma selectiva por algún método de estimulación no convencional mencionado en el capítulo 3. La Figura 84 muestra el IPR de cada una de las capas y de la capa estimulada.

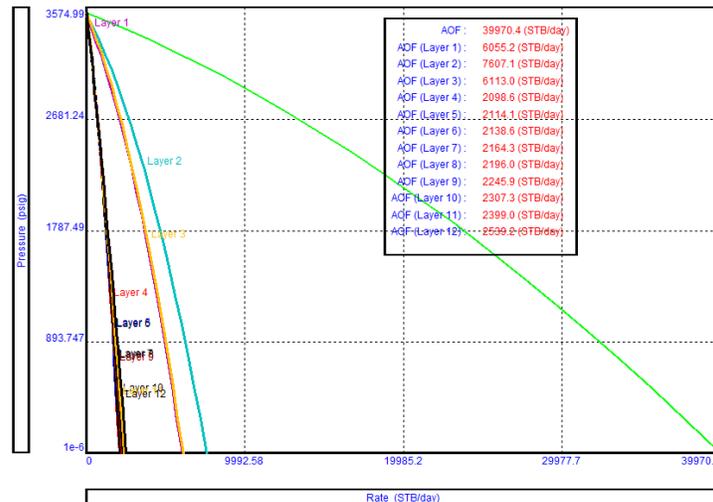


Fig. 84 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento sin daño en la capa 2 y con daño en las demás capas, caso C.

La curva IPR en color verde representa la suma de las 12 capas y la curva azul turquesa (layer 2) representa la IPR de la capa No. 2 que fue estimulada.

La siguiente figura muestra el ajuste de la VLP/IPR.

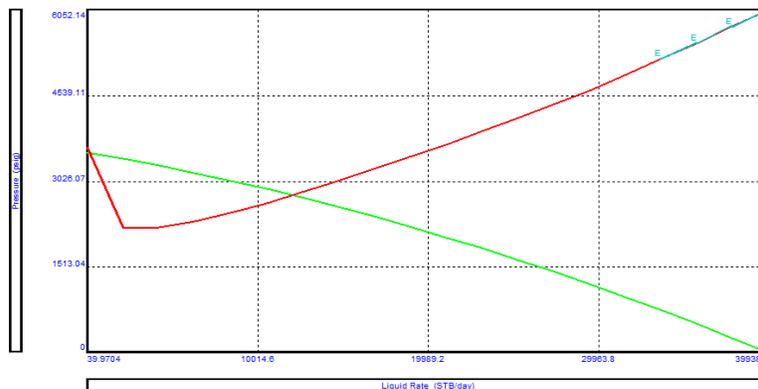


Fig. 85 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso C.

El nodo solución donde la curva VLP/IPR se intersectan se encuentra a 2784.97 psig con un gasto de líquido de 12025 (STB/day).

La siguiente tabla 21 muestra el potencial de cada capa estimulada junto con su gasto de aceite y agua para el nodo solución del yacimiento.

Tabla 21. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso C.

Capa	Gasto de líquido (bpd)	Gasto de aceite (bpd)	Gasto de agua (bpd)	Gasto de gas (bpd)
1	1890.4	1890.4	0	0.75617
2	2404.5	2404.5	0	0.96182
3	1952.1	1952.1	0	0.78082
4	643.7	560	83.7	0.22401
5	645.3	542.1	103.3	0.21684
6	645.8	510.2	135.6	0.20407
7	646.2	478.2	168	0.19128
8	646	439.3	206.7	0.17572
9	644	379.9	264	0.15198
10	641.2	314.2	327	0.12567
11	636.4	229.1	407.3	0.091639
12	629.4	125.9	503.5	0.050354
	12025	9825.9	2199.1	3.930373

La tabla 21 nos indica que el gasto total de líquido es de 12025 bpd de este total, el 81.71% pertenece a un gasto de aceite, es decir 9825.9 bpd de aceite que pertenece al potencial de las 12 capas, por otro lado el 18.28% pertenece al gasto de agua lo cual indica que se producen 2199.1 bpd de agua.

5.1.4 Curvas VLP/IPR caso D pozo selectivamente estimulado tres intervalos.

Este caso representa la productividad del yacimiento dividida en 12 secciones con las mismas características del caso A, con la diferencia que el daño se ha reducido a 0 debido a una operación de estimulación en la capa No. 1, 2 y 3 del intervalo productor de aceite, por lo tanto solo 3 partes del yacimiento son estimulados de forma selectiva por algún método de estimulación no convencional mencionado en el capítulo 3. La gráfica muestra el IPR de cada una de las capas y de la capa estimulada.

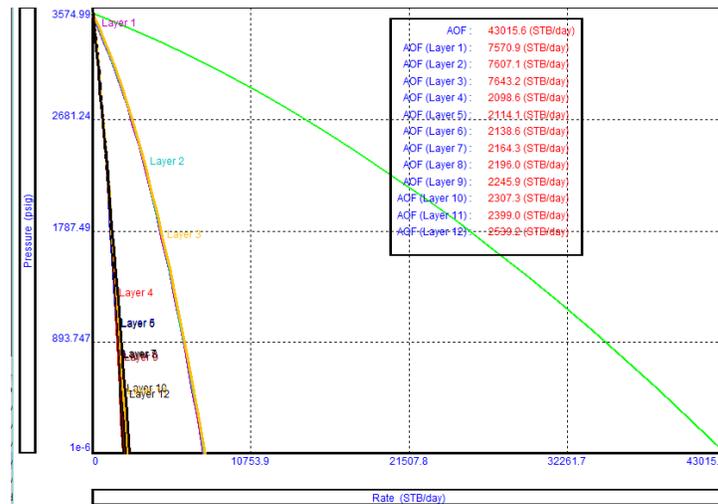


Fig. 86 Curvas de comportamiento de afluencia del yacimiento sin daño en la capa 1, 2 y 3 con daño en las 9 capas restantes, caso D.

La curva IPR en color verde representa la suma de las 12 capas, la capa No. 1, 2 y 3 fueron estimuladas.

La siguiente figura muestra el ajuste de la VLP/IPR.

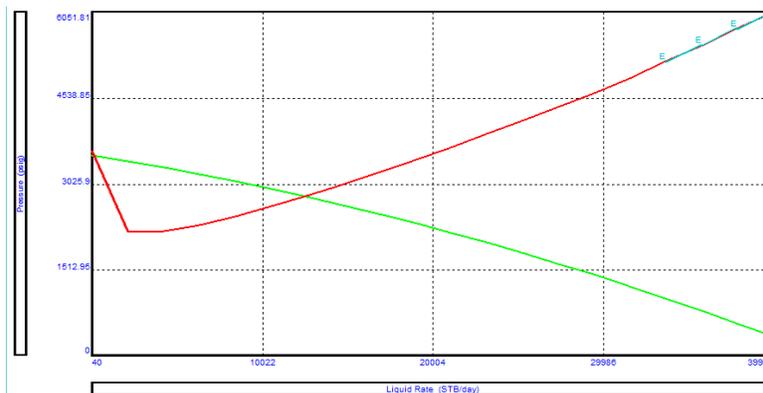


Fig. 87 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso D.

El nodo solución donde la curva VLP/IPR se intersectan se encuentra a 2814.49 psig con un gasto de líquido de 12558.9 (STB/day).

La siguiente tabla 22 muestra el potencial de cada capa estimulada junto con su gasto de aceite y agua para el nodo solución del yacimiento.

Tabla 22. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso D.

Capa	Gasto de líquido	Gasto de aceite	Gasto de agua	Gasto de gas
	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)
1	2286.6	2286.6	0	0.91465
2	2325.7	2325.7	0	0.93028
3	2364.5	2364.5	0	0.94581
4	622.4	541.5	80.9	0.2166
5	624	524.2	99.8	0.20967
6	624.4	493.3	131.1	0.1973
7	624.7	462.3	162.4	0.18491
8	624.4	424.6	199.8	0.16983
9	622.1	367.1	255.1	0.14682
10	619.1	303.4	315.8	0.12135
11	614.1	221.1	393	0.088424
12	606.8	121.4	485.4	0.048543
	12558.8	10435.7	2123.3	4.174187

La tabla 22 nos indica que el gasto total de líquido es de 12558.8 bpd de este total, el 83.09% pertenece a un gasto de aceite, es decir 10435.7 bpd de aceite que pertenece al potencial de las 12 capas, por otro lado el 16.90% pertenece al gasto de agua lo cual indica que se producen 2123.3 bpd de agua.

5.1.5 Curvas VLP/IPR caso E pozo selectivamente estimulado seis intervalos.

Este caso representa la productividad del yacimiento dividida en 12 secciones con las mismas características del caso A, con la diferencia que el daño se ha reducido a 0 debido a una operación de estimulación en la capa No. 1, 2, 3, 4, 5, y 6 del intervalo productor de aceite, por lo tanto solo 6 partes del yacimiento son estimulados de forma selectiva por algún método de estimulación no convencional mencionado en el capítulo 3. La gráfica muestra el IPR de cada una de las capas y de la capa estimulada.

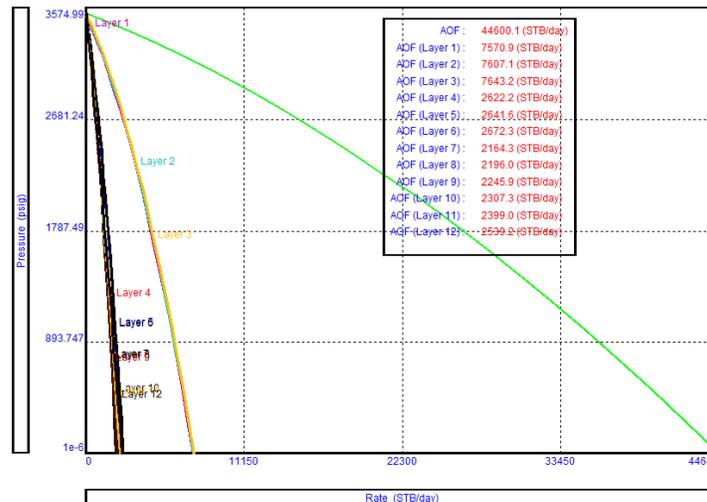


Fig. 88 Curva de comportamiento de afluencia del yacimiento sin daño en las 6 primeras capas y con daño en las 5 restantes, caso E.

La curva IPR en color verde representa la suma de las 12 capas y las capas 1, 2, 3, 4, 5, y 6 fueron estimuladas.

La siguiente figura muestra el ajuste de la VLP/IPR.

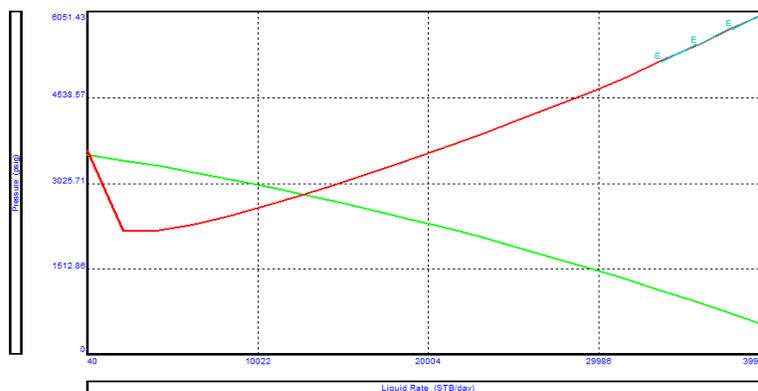


Fig. 89 Ajuste de curva VLP/IPR para el caso E.

El nodo solución donde la curva VLP/IPR se intersectan se encuentra a 2832.50 psig con un gasto de líquido de 12754.6 (STB/day).

La siguiente tabla 23 muestra el potencial de cada capa estimulada junto con su gasto de aceite y agua para el nodo solución del yacimiento.

Tabla 23. Tabla de gastos de producción del líquido, aceite, agua y gas de cada capa del caso E.

Capa	Gasto de líquido (bpd)	Gasto de aceite (bpd)	Gasto de agua (bpd)	Gasto de gas (bpd)
1	2237.8	2237.8	0	0.89511
2	2277.1	2277.1	0	0.91083
3	2316.2	2316.2	0	0.92647
4	763.1	663.9	99.2	0.26555
5	765	642.6	122.4	0.25705
6	765.3	604.6	160.7	0.24185
7	611.5	452.5	159	0.181
8	611.1	415.5	195.5	0.16622
9	608.7	359.1	249.6	0.14366
10	605.6	296.7	308.9	0.1187
11	600.4	216.1	384.2	0.086455
12	592.9	118.6	474.3	0.047435
	12754.7	10600.7	2153.8	4.24033

La tabla 23 nos indica que el gasto total de líquido es de 12754.7 bpd de este total, el 82.11% pertenece a un gasto de aceite, es decir 10600.7 bpd de aceite que pertenece al potencial de las 12 capas, por otro lado el 16.88% pertenece al gasto de agua lo cual indica que se producen 2153.8 bpd de agua.

5.2 Análisis de los resultados.

La tabla 24, 25 y 26 muestra los gastos de líquido, aceite y agua de los casos A, B, C, D y E considerando un daño inicial de 2 a 0 y que dicho daño haya sido removido totalmente en las capas seleccionadas de acuerdo a los casos analizados, el caso A representa las condiciones actuales del yacimiento, el caso B, representa las condiciones del yacimiento totalmente estimulado, el caso C representa las condiciones del yacimiento estimulado mediante un método selectivo ubicado en la capa 2 de los disparos, el caso D representa las condiciones del yacimiento estimulado mediante un método selectivo ubicado en la capa 1, 2 y 3 de los disparos, el caso E representa las condiciones del yacimiento estimulado mediante un método selectivo ubicado en la capa 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de los disparos.

Capas	Gasto de líquido (STB/day)				
	A	B	C	D	E
1 (30ft)	1926.1	2119.5	1890.4	2286.6	2237.8
2 (30ft)	1956.8	2159.5	2404.5	2325.7	2277.1
3 (30ft)	1987.4	2199.2	1952.1	2364.5	2316.2
4 (10ft)	655.7	723.5	643.7	622.4	763.1
5 (10ft)	657.4	725.4	645.3	624	765
6 (10ft)	657.9	725.6	645.8	624.4	765.3
7 (10ft)	658.4	725.8	646.2	624.7	611.5
8 (10ft)	658.3	725.1	646	624.4	611.1
9 (10ft)	656.3	721.7	644	622.1	608.7
10 (10ft)	653.7	717.4	641.2	619.1	605.6
11 (10ft)	649	710.4	636.4	614.1	600.4
12 (10ft)	642.3	700.5	629.4	606.8	592.9
Total	11759.3	12953.6	12025	12558.8	12754.7

Tabla 24. Gasto de producción de líquido de los casos A, B, C, D y E S=2.

Capas	Gasto de aceite (STB/day)				
	A	B	C	D	E
1 (30ft)	1926.1	2119.5	1890.4	2286.6	2237.8
2 (30ft)	1956.8	2159.5	2404.5	2325.7	2277.1
3 (30ft)	1987.4	2199.2	1952.1	2364.5	2316.2
4 (10ft)	570.4	629.5	560	541.5	663.9
5 (10ft)	552.2	609.4	542.1	524.2	642.6
6 (10ft)	519.7	573.2	510.2	493.3	604.6
7 (10ft)	487.2	537.1	478.2	462.3	452.5
8 (10ft)	447.6	493	439.3	424.6	415.5
9 (10ft)	387.2	425.8	379.9	367.1	359.1
10 (10ft)	320.3	351.5	314.2	303.4	296.7
11 (10ft)	233.7	255.7	229.1	221.1	216.1
12 (10ft)	128.5	140.1	125.9	121.4	118.6
Total	9517.1	10493.5	9825.9	10435.7	10600.7

Tabla 25. Gasto de producción de aceite de los casos A, B, C, D y E S=2.

Capas	Gasto de agua (STB/day)				
	A	B	C	D	E
1 (30ft)	0	0	0	0	0
2 (30ft)	0	0	0	0	0
3 (30ft)	0	0	0	0	0
4 (10ft)	85.2	94.1	83.7	80.9	99.2
5 (10ft)	105.2	116.1	103.3	99.8	122.4
6 (10ft)	138.2	152.4	135.6	131.1	160.7
7 (10ft)	171.2	188.7	168	162.4	159
8 (10ft)	210.6	232	206.7	199.8	195.5
9 (10ft)	269.1	295.9	264	255.1	249.6
10 (10ft)	333.4	365.9	327	315.8	308.9
11 (10ft)	415.4	454.6	407.3	393	384.2
12 (10ft)	513.8	560.4	503.5	485.4	474.3
Total	2242.1	2460.1	2199.1	2123.3	2153.8

Tabla 26. Gasto de producción de agua de los casos A, B, C, D y E S=2.

De acuerdo a la tabla 27, en el caso B al estimular todo el intervalo se obtuvo un aumento de líquido 1194.3 [bpd] de los cuales 976.4 [bpd] son de aceite y 218 [bpd] son de agua, en el caso C con la estimulación selectiva en el intervalo productor No 2 se obtuvo un aumento de líquido de 265.7 [bpd], un aumento de aceite de 308.8 [bpd] y el gasto de agua disminuyo 43 [bpd] en comparación con el caso base, en el caso D con la estimulación selectiva en el intervalo productor No 1, 2 y 3 se obtuvo un aumento de líquido de 799.5 [bpd], un aumento de aceite de 918.6 [bpd] y el gasto de agua disminuyo 118.8 en comparación con el caso base y en el caso E con la estimulación selectiva en los intervalos productores No 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se obtuvo un aumento de líquido de 995.4 [bpd], un aumento de aceite de 1083.6 [bpd] y la disminución del corte de agua de 83.4 [bpd] en comparación del caso base.

Capas	Comparación de líquido.				Comparación de aceite.				Comparación de agua.			
	B-A	C-A	D-A	E-A	B-A	C-A	D-A	E-A	B-A	C-A	D-A	E-A
1 (30ft)	193.4	-35.7	360.5	311.7	193.4	-35.7	360.5	311.7	0	0	0	0
2 (30ft)	202.7	447.7	368.9	320.3	202.7	447.7	368.9	320.3	0	0	0	0
3 (30ft)	211.8	-35.3	377.1	328.8	211.8	-35.3	377.1	328.8	0	0	0	0
4 (10ft)	67.8	-12	-33.3	107.4	59.1	-10.4	-28.9	93.5	8.9	-1.5	-4.3	14
5 (10ft)	68	-12.1	-33.4	107.6	57.2	-10.1	-28	90.4	10.9	-1.9	-5.4	17.2
6 (10ft)	67.7	-12.1	-33.5	107.4	53.5	-9.5	-26.4	84.9	14.2	-2.6	-7.1	22.5
7 (10ft)	67.4	-12.2	-33.7	-46.9	49.9	-9	-24.9	-34.7	17.5	-3.2	-8.8	-12.2
8 (10ft)	66.8	-12.3	-33.9	-47.2	45.4	-8.3	-23	-32.1	21.4	-3.9	-10.8	-15.1
9 (10ft)	65.4	-12.3	-34.2	-47.6	38.6	-7.3	-20.1	-28.1	26.8	-5.1	-14	-19.5
10 (10ft)	63.7	-12.5	-34.6	-48.1	31.2	-6.1	-16.9	-23.6	32.5	-6.4	-17.6	-24.5
11 (10ft)	61.4	-12.6	-34.9	-48.6	22	-4.6	-12.6	-17.6	39.2	-8.1	-22.4	-31.2
12 (10ft)	58.2	-12.9	-35.5	-49.4	11.6	-2.6	-7.1	-9.9	46.6	-10.3	-28.4	-39.5
Total	1194.3	265.7	799.5	995.4	976.4	308.8	918.6	1083.6	218	-43	-118.8	-88.3

Tabla 27. Tabla comparativa de los gastos de producción de los casos A, B, C, D y E S=2.

La figura 88 muestra los gastos de líquido, aceite y agua. Al estimular todo el intervalo (caso B) tenemos un aumento del gasto de líquido, aceite y de agua. Al estimular la segunda capa (Caso C) tenemos un aumento de líquido donde aumenta el aceite y disminuye el agua con respecto al caso base, Al estimular las primeras 3 capas (caso D) el gasto de líquido aumenta con respecto al caso base y con respecto al caso B es menor en 394.5 [bpd], por otro lado, en cuanto al gasto de aceite son similares con una diferencia de 57 [bpd] (Caso B gasto de aceite 10493.5 y Caso D gasto de aceite 10435.7), mientras que el gasto de agua disminuyo con respecto al caso base, es decir se producirá menor cantidad de agua de 2242.1 a 2153.8 [bpd] 88.3 [bpd] menos. Para el caso E comparado con el caso D, el gasto de líquido aumenta ligeramente, donde el gasto de aceite se compara 10600.7 con 10435.7 [bpd], así mismo el gasto de agua también aumenta 2153.8 y 2123.3 respectivamente.

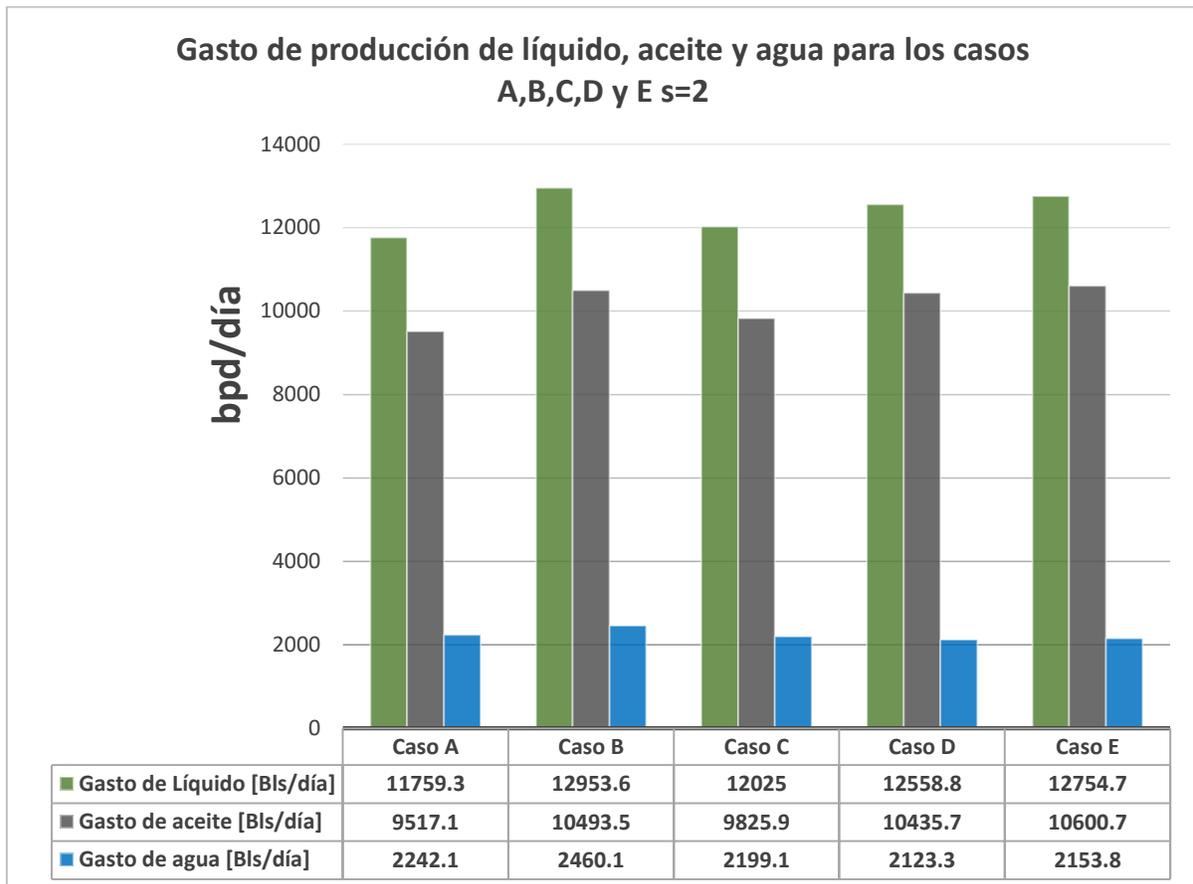


Fig. 90 Grafica de gastos de producción de líquido, aceite y agua para los casos A, B, C, D y E con daño de 2 a 0 respectivamente.

La figura 91 muestra el comportamiento de afluencia y la curva de capacidad de transporte del líquido, aceite y agua, para el caso A y D.

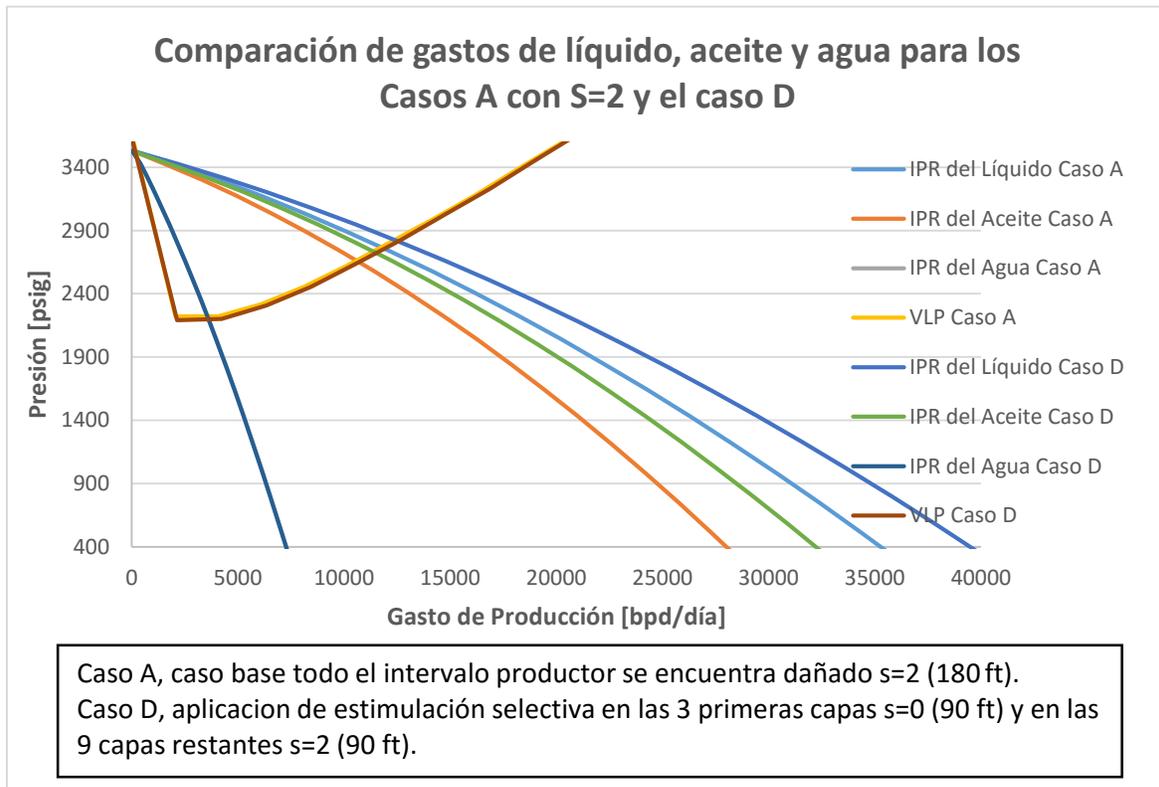


Fig. 91 Ajuste de la curva de capacidad de transporte con las curvas de comportamiento de afluencia para la producción de líquido, aceite y agua de los casos A y D con $S=2$ respectivamente.

En la figura de arriba se muestra el cambio del comportamiento de afluencia del caso A al caso D, aumentando la productividad del yacimiento y manteniendo casi el mismo corte de agua pero aumentando la productividad del aceite, este efecto se debe a la estimulación selectiva.

Las tablas 28, 29 y 30 muestran el resultado de una simulación idéntica a los de las tablas 25, 26 y 27, con la distinción de que estas simulaciones se realizaron variando el valor del daño, considerando un daño inicial de 5 a 0 y que dicho daño haya sido removido totalmente en las capas seleccionadas de acuerdo a los casos analizados. La tabla 28, 29 y 30 muestra los gastos de líquido, aceite y agua de los casos A, B, C, D y E con un factor de daño 5 respectivamente, el caso A representa las condiciones actuales del yacimiento, el caso B, representa las condiciones del yacimiento totalmente estimulado, el caso C representa las condiciones del yacimiento estimulado mediante un método selectivo ubicado en la capa 2 de los disparos, el caso D representa las condiciones del yacimiento estimulado mediante un método selectivo ubicado en la capa 1, 2 y 3 de los disparos, el caso E representa las condiciones del yacimiento estimulado mediante un método selectivo ubicado en la capa 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de los disparos.

Capas	Gasto de líquido (STB/day)				
	A	B	C	D	E
1 (30ft)	1686.3	2119.5	1625.1	2454.8	2350.2
2 (30ft)	1709	2159.5	2684.5	2493	2388.9
3 (30ft)	1731.7	2199.2	1671	2531	2427.4
4 (10ft)	573.2	723.5	552.5	512.5	800.8
5 (10ft)	574.7	725.4	553.9	513.8	802.8
6 (10ft)	575.6	725.6	554.6	514.3	803.3
7 (10ft)	576.5	725.8	555.4	514.8	492.8
8 (10ft)	577	725.1	555.7	514.8	492.7
9 (10ft)	576.4	721.7	554.8	513.5	491.2
10 (10ft)	575.4	717.4	553.5	511.6	489.1
11 (10ft)	573.3	710.4	550.9	508.3	485.5
12 (10ft)	569.8	700.5	546.9	503.4	480.2
Total	10298.9	12953.6	10958.8	12085.8	12504.9

Tabla 28. Gasto de producción de líquido, de los casos A, B, C, D y E s=5.

Capas	Gasto de aceite (STB/day)				
	A	B	C	D	E
1 (30ft)	1686.3	2119.5	1625.1	2454.8	2350.2
2 (30ft)	1709	2159.5	2684.5	2493	2388.9
3 (30ft)	1731.7	2199.2	1671	2531	2427.4
4 (10ft)	498.7	629.5	480.6	445.9	696.7
5 (10ft)	482.8	609.4	465.3	431.6	674.4
6 (10ft)	454.7	573.2	438.2	406.3	634.6
7 (10ft)	426.6	537.1	411	380.9	364.7
8 (10ft)	392.3	493	377.9	350.1	335.1
9 (10ft)	340.1	425.8	327.3	302.9	289.8
10 (10ft)	282	351.5	271.2	250.7	239.7
11 (10ft)	206.4	255.7	198.3	183	174.8
12 (10ft)	114	140.1	109.4	100.7	96
Total	8324.6	10493.5	9059.8	10330.9	10672.3

Tabla 29. Gasto de producción de aceite, de los casos A, B, C, D y E s=5.

Capas	Gasto de agua (STB/day)				
	A	B	C	D	E
1 (30ft)	0	0	0	0	0
2 (30ft)	0	0	0	0	0
3 (30ft)	0	0	0	0	0
4 (10ft)	74.5	94.1	71.8	66.6	104.1
5 (10ft)	92	116.1	88.6	82.2	128.4
6 (10ft)	120.9	152.4	116.5	108	168.7
7 (10ft)	149.9	188.7	144.4	133.8	128.1
8 (10ft)	184.6	232	177.8	164.7	157.7
9 (10ft)	236.3	295.9	227.5	210.5	201.4
10 (10ft)	293.5	365.9	282.3	260.9	249.4
11 (10ft)	366.9	454.6	352.6	325.3	310.7
12 (10ft)	455.8	560.4	437.5	402.7	384.2
Total	1974.4	2460.1	1899	1754.7	1832.7

Tabla 30. Gasto de producción de agua, de los casos A, B, C, D y E s=5.

De acuerdo a la tabla 30, en el caso B al estimular todo el intervalo se obtuvo un aumento de líquido 2654.7 [bpd] de los cuales 2168.9 [bpd] son de aceite y 485.7 [bpd] son de agua, en el caso C con la estimulación selectiva en el intervalo productor No 2 se obtuvo un aumento de líquido de 659.9 [bpd], un aumento de aceite de 735.2 [bpd] y el gasto de agua disminuyo 75.4 [bpd] en comparación con el caso base, en el caso D con la estimulación selectiva en el intervalo productor No 1, 2 y 3 se obtuvo un aumento de líquido de 1786.9 [bpd/día], un aumento de aceite de 2006.3 [bpd] y el gasto de agua disminuyo 219.7 en comparación con el caso base y en el caso E con la estimulación selectiva en los intervalos productores No 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se obtuvo un aumento de líquido de 2206 [bpd], un aumento de aceite de 2347.7 [bpd] y la disminución del corte de agua de 141.7 [bpd] en comparación del caso base.

Capas	Comparación de líquido.				Comparación de aceite.				Comparación de agua.			
	B-A	C-A	D-A	E-A	B-A	C-A	D-A	E-A	B-A	C-A	D-A	E-A
1 (30ft)	433.2	-61.2	768.5	663.9	433.2	-61.2	768.5	663.9	0	0	0	0
2 (30ft)	450.5	975.5	784	679.9	450.5	975.5	784	679.9	0	0	0	0
3 (30ft)	467.5	-60.7	799.3	695.7	467.5	-60.7	799.3	695.7	0	0	0	0
4 (10ft)	150.3	-20.7	-60.7	227.6	130.8	-18.1	-52.8	198	19.6	-2.7	-7.9	29.6
5 (10ft)	150.7	-20.8	-60.9	228.1	126.6	-17.5	-51.2	191.6	24.1	-3.4	-9.8	36.4
6 (10ft)	150	-21	-61.3	227.7	118.5	-16.5	-48.4	179.9	31.5	-4.4	-12.9	47.8
7 (10ft)	149.3	-21.1	-61.7	-83.7	110.5	-15.6	-45.7	-61.9	38.8	-5.5	-16.1	-21.8
8 (10ft)	148.1	-21.3	-62.2	-84.3	100.7	-14.4	-42.2	-57.2	47.4	-6.8	-19.9	-26.9
9 (10ft)	145.3	-21.6	-62.9	-85.2	85.7	-12.8	-37.2	-50.3	59.6	-8.8	-25.8	-34.9
10 (10ft)	142	-21.9	-63.8	-86.3	69.5	-10.8	-31.3	-42.3	72.4	-11.2	-32.6	-44.1
11 (10ft)	137.1	-22.4	-65	-87.8	49.3	-8.1	-23.4	-31.6	87.7	-14.3	-41.6	-56.2
12 (10ft)	130.7	-22.9	-66.4	-89.6	26.1	-4.6	-13.3	-18	104.6	-18.3	-53.1	-71.6
Total	2654.7	659.9	1786.9	2206	2168.9	735.2	2006.3	2347.7	485.7	-75.4	-219.7	-141.7

Tabla 31. Tabla comparativa de los gastos de producción de los casos A, B, C, D y E s=5.

La figura 88 muestra los gastos de líquido, aceite y agua. Al estimular todo el intervalo (caso B) tenemos un aumento del gasto de líquido, aceite y de agua. Al estimular la segunda capa (Caso C) tenemos un aumento de líquido donde aumenta el aceite y disminuye el agua con respecto al caso base, Al estimular las primeras 3 capas (caso D) el gasto de líquido aumenta con respecto al caso base y con respecto al caso B es menor en 867.8 [bpd], por otro lado, en cuanto al gasto de aceite son similares con una diferencia de 162.6 [bpd] (Caso B gasto de aceite 10493.5 y Caso D gasto de aceite 10330.9), mientras que el gasto de agua disminuyo con respecto al caso base, es decir se producirá menor cantidad de agua de 1974.4 a 1754.7 [bpd] 219.9 [bpd] menos. Para el caso E comparado con el caso D, el gasto de líquido aumenta ligeramente, donde el gasto de aceite se compara 10330.9 con 10672.3 [bpd], así mismo el gasto de agua también aumenta 1754.7 y 1832.7 [bpd] respectivamente.

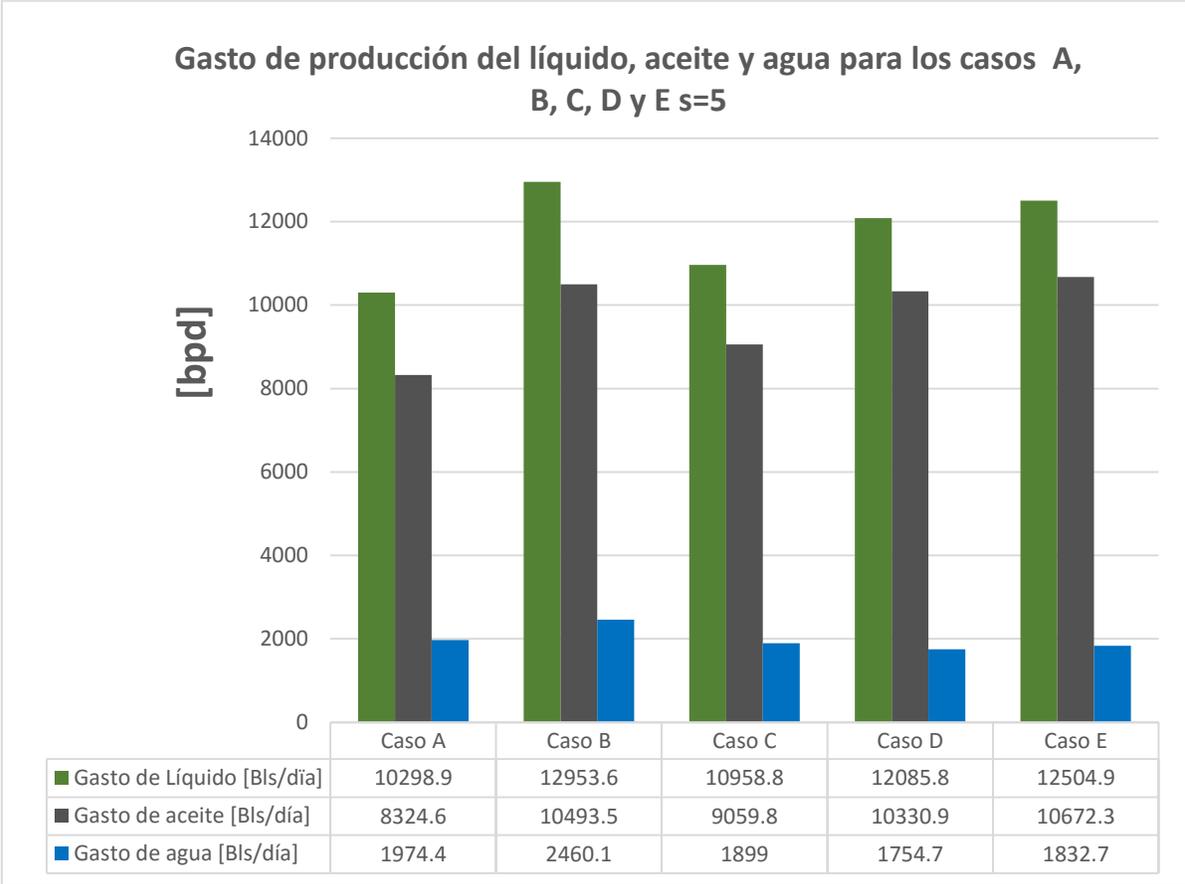


Fig. 92 Grafica de gastos de producción del líquido, aceite y agua para los casos A, B, C, D y E con daño de 5 a 0 respectivamente.

La figura 92 muestra el comportamiento de afluencia y la curva de capacidad de trasporte del líquido, aceite y agua, para el caso A y D.

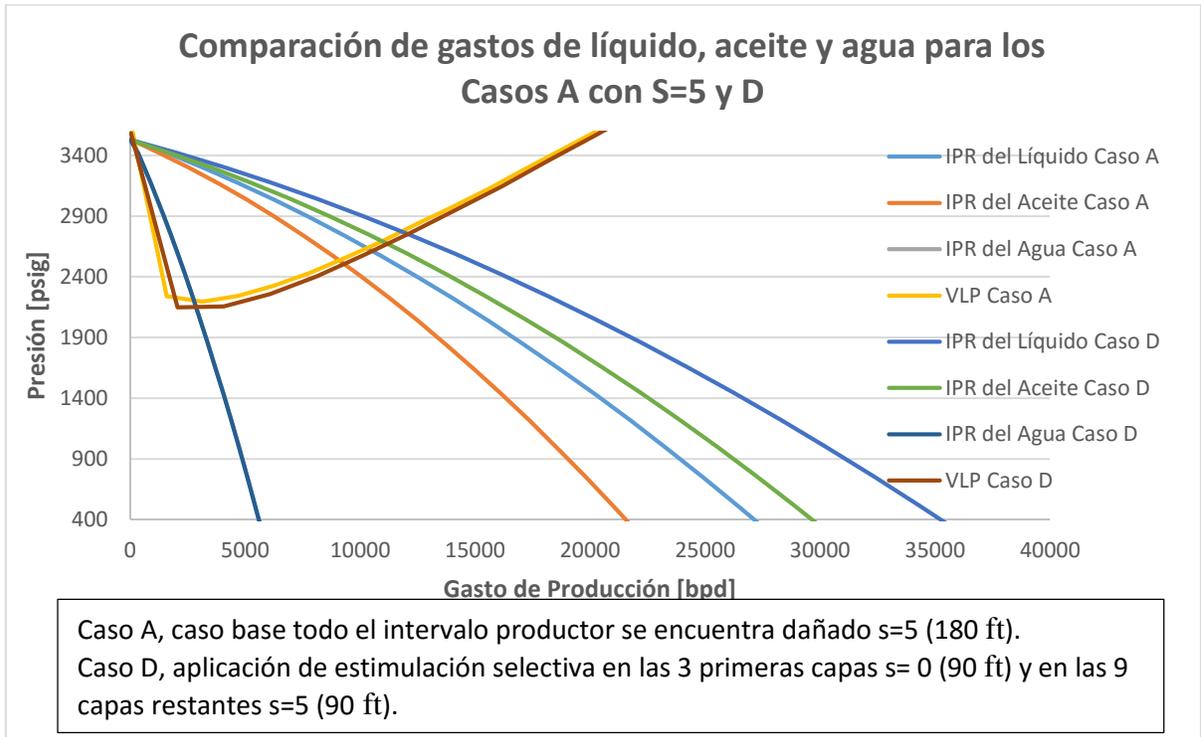


Fig. 93 Ajuste de la curva de capacidad de transporte con las curvas de comportamiento de afluencia para la producción de líquido, aceite y agua de los casos A y D con S=5 respectivamente.

En la gráfica de arriba se muestra cómo cambia el comportamiento de afluencia del caso A al caso D, aumentando la productividad el yacimiento y manteniendo casi el mismo corte de agua pero aumentando la productividad del aceite, este efecto se debe a la estimulación selectiva.

Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones.

Se desarrolló una metodología para la simulación de un yacimiento con conificación de agua hasta la mitad de los disparos productores, esta simulación se realizó en un simulador comercial, el cual permite la simulación de yacimientos multicapas para predecir el comportamiento de los pozos productores de aceite y gas en régimen estacionario. La metodología descrita para la simulación multicapas permite la integración de la productividad de diferentes intervalos, con diferentes propiedades del fluido y formación. Así mismo, permite la optimización y predicción del comportamiento del pozo. Con esta metodología es posible realizar el análisis de sensibilidad del daño por capas para determinar la productividad del pozo por la remoción de dicho daño. La remoción del daño mediante una estimulación selectiva se puede lograr con alguna de las tecnologías de estimulación selectiva que se presentaron en este trabajo,

Conclusiones de los casos A, B, C, D y E con daño de 2 a 0 respectivamente simulados.

De acuerdo a los resultados de las simulaciones del caso B, al realizar una estimulación convencional en un yacimiento con corte de agua, éste nos removerá todo el daño, permitiendo que aumente la productividad de líquido del yacimiento, esto aumentara el flujo de aceite y el flujo de agua y conforme pasé el tiempo, el agua invadirá todo el intervalo productor de aceite debido a su alta movilidad con respecto a la del aceite, por lo cual la conificación aumentara y la productividad de aceite disminuirá gradualmente.

Para el caso C, al realiza una estimulación selectiva en un yacimiento con corte de agua este nos removerá el daño en el intervalo seleccionado. Para el caso C se eligió una de las secciones superiores, la capa No 2, al remover el daño de forma selectiva en este intervalo, la productividad de éste se incrementó de mayor forma que en la estimulación convencional de la capa No. 2 del caso B y aunado a este efecto el corte de agua disminuye.

En el caso D se seleccionaron las 3 primeras capas superiores, capas No 1, 2 y 3, al remover el daño de forma selectiva en estos 3 intervalos, la productividad de éstos se incrementó de mayor forma que en el caso B (todo el intervalo estimulado) de las capa 1 y 2 y aunado a este efecto el corte de agua disminuye aún más que en el caso C. Esta disminución del corte de agua se debe a que el daño en las capas inferiores, donde predomina el flujo de agua, no fue removido y representa una restricción al flujo de agua.

En el caso E se seleccionaron las 6 primeras capas superiores, capas No 1, 2, 3, 4, 5 y 6, al remover el daño de forma selectiva en estos 6 intervalos, la

productividad de éstos se incrementó de mayor forma que en los casos A, B, C y D. la productividad de aceite se incrementó y la producción de agua disminuyó con respecto del caso A pero ligeramente mayor que en el caso D, esto se debe a que las 3 primeras capas (zona de aceite) fueron estimuladas y las 3 siguientes (zona de aceite con producción de agua, pero en este caso los cortes de agua eran los menores) también.

De este modo, con el caso E-A (Estimulación selectiva en las 6 primeras capas comparado con el caso base) se obtendría una mayor producción de aceite, pero se produciría menos agua que en el caso B-A (pozo estimulado en todo el intervalo disparado, comparado con el caso base), estos son dos beneficios que indican que podría ser la condición más deseable, sin embargo, el caso D-A (estimulación selectiva en las 3 primeras capas comparado con el caso base) podría ser considerado el de mayor conveniencia, puesto que el caso D (Estimulación selectiva en las 3 primeras capas) ofrece un incremento de producción de aceite 1.55% menor que el caso E (Estimulación selectiva en las 6 primeras capas) pero se produciría 1.41% menos agua que el caso E (Pozos con $s=2$), el caso E podría ser de mayor elegibilidad, además que a la medida en que se incrementa la producción de agua, el perfil del corte de agua en el pozo se modifica, por lo que, aunque en el caso E-A (Estimulación selectiva en las 6 primeras capas comparado con el caso base) reducimos la producción de agua respecto al caso D-A (pozo completamente estimulado comparado con el caso base), pero como se está incrementando la producción de líquido, las fuerzas inerciales crecen, mismas que propiciarán que no sea posible que se retrase la irrupción plena del agua, como sí podría suceder en el caso D-A (estimulación selectiva en las 3 primeras capas comparado con el caso base).

Conclusiones de los casos A, B, C, D y E con daño de 5 a 0 respectivamente simulados.

De este modo, con el caso E-A (Estimulación selectiva en las 6 primeras capas comparado con el caso base) se obtendría una mayor producción de aceite, pero se produciría menos agua que en el caso B-A (pozo estimulado en todo el intervalo disparado, comparado con el caso base), estos son dos beneficios que indican que podría ser la condición más deseable, sin embargo, el caso D-A (estimulación selectiva en las 3 primeras capas comparado con el caso base) podría ser considerado el de mayor conveniencia, puesto que el caso D (Estimulación selectiva en las 3 primeras capas) ofrece un incremento de producción de aceite 3.19% menor que el caso E (Estimulación selectiva en las 6 primeras capas) pero se produciría 4.2% menos agua que el caso E (Pozos con $s=2$), El caso E podría

ser de mayor elegibilidad, además que a la medida en que se incrementa la producción de agua, el perfil del corte de agua en el pozo se modifica, por lo que, aunque en el caso E-A (Estimulación selectiva en las 6 primeras capas comparado con el caso base) reducimos la producción de agua respecto al caso D-A (pozo completamente estimulado comparado con el caso base), pero como se está incrementando la producción de líquido, las fuerzas inerciales crecen, mismas que propiciarán que no sea posible que se retrase la irrupción plena del agua, como sí podría suceder en el caso D-A (estimulación selectiva en las 3 primeras capas comparado con el caso base).

Conclusiones de las técnicas y métodos de estimulación selectiva.

La tecnología de estimulación mediante pulsos ultrasónicos, representa una opción para la restauración de la permeabilidad de la formación al ser una herramienta que puede ser instalada y operada por medio de la unidad de cable y no requiere la inyección de fluidos al yacimiento. Por otro lado la disponibilidad de la herramienta y de una planta de energía son elementos esenciales para la operación de la estimulación en el pozo. Así mismo, la temperatura de operación (formación) representa una gran limitante al solo ser operable a 90°C. En caso de tener daño por obstrucción de sólidos orgánicos la limpieza no tendría mucha durabilidad, dado que esta tecnología es recomendable para pozos con obstrucción por sólidos inorgánicos de la formación.

De las estimulaciones realizadas en dos pozos del AIATG a pesar de haber obtenido un alto porcentaje de recuperación de hidrocarburo este no se prolongó por más de 10 y 21 días respectivamente. La baja productividad del pozo posterior a la estimulación PU se pudo haber generado a la baja presión de fondo fluyendo del pozo, dado que los pozos candidatos ya tenían una alta declinación, por otro lado la energía del yacimiento no fue suficiente para arrojar los sedimentos orgánicos o inorgánicos que se depositaron en el fondo del pozo y a corto tiempo volvieron a obturar los poros de la formación.³⁶

Conclusiones de la herramienta MaxPERF.

La herramienta MaxPERF ha tenido aplicaciones exitosas en Canadá y Estados Unidos, donde ha sido aplicada en litologías de tipo shale, dolomías y arenas, se ha probado hasta 3100 m de profundidad y 100°C. Por otro lado, la herramienta ha realizado hasta 20 agujeros en una misma operación (capaz de realizar hasta 30 agujeros), la capacidad de la herramienta MaxPERF para realizar agujeros a diferentes fases del pozo permiten realizar agujeros de forma radial que aumenta la capacidad de flujo del yacimiento así como la disminución de la

tortuosidad, de forma limpia y recuperando los recortes en superficie. La herramienta MaxPERF puede ser colocado con tubería flexible y la operación por agujero dura de 10 a 20 minutos, El tiempo de operación de la herramienta puede durar mucho tiempo, dependiendo el número de agujeros que se pretendan generar esto podría traer problemas operacionales si el herramienta llegara a atorarse.

De acuerdo a la información publicada, la aplicación de la tecnología MaxPERF en la formación Saskatchewan, ayudo a disminuir la producción de agua, debido a que se estimularon las zonas superiores de aceite alejándose de la zona de agua, dejando el daño de la formación y realizando una estimulación selectiva. Esta estimulación selectiva prolongo hasta por 16 meses la producción con lo cual la herramienta MaxPERF es recomendable para el control de agua. Sin embargo, no se presenta información que nos ayude a comparar el antes y el después de la aplicación de la tecnología de la herramienta máxPERF.

Conclusiones de la tecnología GasGun™.

El fracturamiento radial con propelente de deflagración progresiva GasGun™ representa una solución de tipo selectiva ideal para yacimiento de gas pero que también ha sido aplicada en yacimientos de aceite, una vez que el cartucho ha sido colocado en la zona de interés comienza la deflagración, la cual genera una combustión rápida que libera el gas y aumenta la presión generando así las múltiples fractura, el detalle con esta tecnología es el crecimiento vertical hacia abajo que si bien el gas es direccionado por el fluido de control para que se penetre la formación a la profundidad de la colocación del cartucho, no se sabe cómo crece la fractura en la dirección vertical hacia abajo. Esto podría canalizar el contacto agua aceite, y aumentar la producción de agua.

Conclusión de la tecnología Termo-pulsos.

La tecnología de termo pulsos consta de un cartucho con termita, el cual contiene una mezcla de aluminio y óxido de hierro el cual se caracteriza por tener altas temperaturas de combustión. Esta tecnología aplicada a yacimientos de aceite pesado ayudará a disminuir la viscosidad del fluido aumentando su movilidad, el funcionamiento de la tecnología Termo-pulsos crear un impacto en la zona inferior del pozo mediante un pulso de energía de gran alcance, que es una combinación de altas temperaturas y choques hidráulicos que causan una reducción de la resistencia hidráulica en el interior del pozo. El pulso de calor afecta la zona de los disparos y produce una serie de vibraciones a la mezcla líquido-vapor, que está influida por las ondas concéntricas de presión que se extiende desde el eje del pozo a la periferia y afecta a la zona vecina. Esto da lugar a ampliar los canales y grietas en la zona de interés.

De acuerdo a la información publicada, la aplicación de la tecnología Termo-pulsos en el campo Vishansky, no se puede determinar con certeza cuál de las dos estimulaciones (termo-pulsos y matricial acida) beneficiaron más la recuperación de aceite, lo que sí es un hecho es que las dos aplicadas, primero termo-plulsos y después la estimulación matricial acida aumento la productividad de 2 toneladas por día a una máxima de 18 toneladas por día, prolongando la vida productiva del pozo por 18 meses.

Se concluye que una estimulación selectiva puede ser mucho más favorable que una estimulación convencional (estimulación matricial o fracturamiento hidráulico), siempre y cuando se tenga la aportación de agua conificada en la vecindad del pozo. Así mismo, se concluye que existen al menos 3 tecnologías capaces de lograr la estimulación selectiva en pozos de aceite y gas, por lo cual, se recomienda implementar la estimulación selectiva utilizando la tecnología que permita remover en mayor proporción el daño a la formación y que proporcione la mayor relación beneficio/costo. Es recomendable la aplicación de tratamientos selectivos pero siendo conservadores en los incrementos de producciones, se pueden incrementar los gastos de producción, pero esos gastos de producción son momentáneos, lo que quiere decir, que ha cierto tiempo el agua puede invadir completamente la zona de aceite, por ello se recomienda ser conservador en los incrementos de producción.

Recomendaciones.

Se recomienda que para la construcción de las curvas de comportamiento de afluencia del modelo multicapas, se estime la presión por capa, así mismo que se obtenga los espesores de aceite y el dimensionamiento del cono de agua, también, que se realicen muestreo de los fluidos para análisis PVT por capa o por zonas del intervalo productor y que se obtengan núcleos de los intervalos productores para caracterizar las unidades de flujo (unidades de flujo litológicas y petrofísicas) y así saber que zonas tienen mayor permeabilidad, todo esto para tener un modelo más robusto y consistente el cual nos permita ajustar los datos de campo con el simulación.

Se recomienda pedir información a las empresas que presentan los métodos selectivos para definir la ventana operativa de las tecnologías. Ya que la información presentada aquí es información de artículos y de sus propias páginas de internet.

Bibliografía.

1. Pemex exploración y producción. *Clasificación de yacimientos petroleros*. Abril 2008.
2. Canadian Petroleum Communication Foundation, April 2000
3. José Ramón Rodríguez, *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Universidad de Oriente. Mayo 2007
4. Cuautlí Hernández María Elena. *Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*, volumen 1. UNAM, 2005.
5. Tony Smithson. Como se mide la porosidad. *Oilfield Review*. Volumen 24. Pag. 24. 2012.
6. Carlos Islas Silva. *Manual de estimulación matricial de pozos petroleros*. Marzo 1991.
7. Posgrado de Ingeniería. *Elaboración de curvas de permeabilidad relativa. Recuperación Secundaria y Mejorada*. 2005.
8. Michael J. Economides / A. Daniel Hill / Cristine Ehlig-Economides. *Petroleum production systems*. Prentice-Hall PTR, 1994.
9. Carbajal García José Daniel. *Aplicación de un esquema integral de productividad de pozos, para pozos con problemas en condiciones de flujo*. 2012.
10. Golan Michel, W. C. (1996). *Well Performance, Second Edition*. Norwegian University of science and Technology, TAPIR.
11. Bradly, H. B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers.
12. Abel Naranjo Agudelo. *Comportamiento de formaciones productoras*. UNC. Seccional medelin.
13. PDVSA. *Daño a la formación*. Centro internacional de educación y Desarrollo. CIED 1997.
14. Michael J. Economides / K. G. Nolte / *Reservoir Stimulation*. Second Edition, Prentice Hall. Englewood Cliffs. 1989.
15. Patton, L.D and W. A. Abbott, "Well Completion and Workover, Part 5, Pseudodamage". *Petroleum Engineer Int*. October 1979.
16. R. F. Krueger. "An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations" *JPT*, February 1986.
17. T. O. Allen, A.P. Roberts, "Production Operations 2". *Oil and Gas Consultantants International*. Inc. Tulsa 1978.
18. K. E. Porter. "An Overview of FOrmation Damage". *JPT* Augut 1989.
19. R.E. Grim "Clay Mineralogy" Mc Graw Hill Book Co.,. New York, 1985.
20. "Clay and Clay Stabilization" Dowell Schlumberger. 1985.
21. Carbajal Garcia J.D. "Tesis Aplicación de un Esquema Integral de Productividad de Pozos, Para pozos con Problemas en Condiciones de Flujo" UNAM 2012.
22. "Practicas Modernas de Terminación". Institute of Energy, Halliburton, 1989.

23. R.L. Thomas, C. W. "Crowe Matrix Treatment Employs New Acid System for Stimulation and Control of Fines Migration in Stimulation Formations" JPT August 1981
24. C. Islas "Los inhibidores de Corrosion para Ácido Clorídrico en la Estimulación de Pozos", Trabajo presentado en el XV Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México. Abril 1977.
25. C. Islas, A Ledesma, A. Acuña, "Causas y efectos de las sustancias asfálticas presentes en el Petróleo". AIPM Ingeniería Petrolera. Julio 1972.
26. J. I. Tellez, C. Islas, "Un estudio experimental de agentes reductores de perdida de presión por fricción" XIII Congreso Anual AIPM. Febrero 1975.
27. M. Mendoza, C. Islas, "Metodo de evaluación y desarrollo de un surfactante estabilizador de emulsiones acidas". XIV Congreso Nacional AIPM, Mayo 1976.
28. B. B. Williams, J.L. Gidley, R. S. Schechter. "Acidizing Fundamentals". SPE New York, 1979.
29. J. Bertaux, "Fluid Selection Guide for Matrix Treatments". Dowell-Schlumberger, 1986-.
30. "API Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agent for Wells Stimulation". Api RP42. January 1981.
31. "API Recommended Practices for Analysis of Oil field Water". Api RP45, 1968.
32. Michael J. Economides, Tony Martin. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production". ET Publishing Houston, TX. 2007.
33. M. Golan and C. Witson "Well Performance" 2 nd edition. Published by Tapir.
34. E.L. Y J. W. Stimulation Treatment Handbook: An Engineer's Guild to Quality Control Penn Well 1985.
35. Heriot Watt University "Production Technology II, Hydraulic Fracturing" published by HW University 2002.
36. Jaime Granados Cáliz, Dr. Fernando S. Flores Ávila, "Prueba tecnológica de estimulación de pozos petroleros mediante la tecnología ultrasónica (PU)" en pozos del AIATG. Revista Ingeniería petrolera. VOL 53. No1. Págs. 6-25. Enero del 2013.
37. <https://www.youtube.com/watch?v=fmCQyG2ohDo&nohtml5=False>.
38. Penetrators CANADA INC. "MaxPERF DRILLING TOOL COMPLETION & WORKOVER TECHNOLOGY". 2016
39. MaxPERF, 2016. <http://www.maxperf.ca/>.
40. Abdullah Al Qassabi. "Application of GasGun™ in Optimizing well injectivity, A case study in South Oman Field". Thirty-Eighth Annual Convection & Exhibition. May 2014.
41. New Technology Magazine. Lynda Harrison. "Gun Control". Septiembre 2007.
42. GasGun™, 2015. <http://www.thegasgun.com/>
43. V. P. Kobyakova , G. P. Lopukhova , M. A. Sichinavaa . "Rehabilitation/Reanimation of Oil Wells by Thermal Shock" International

- Journal of Self-Propagating High-Temperature Synthesis, 2009, Vol. 18, No. 1, pp. 64–65.
44. V. P. Kobayakov and G. P. Lopukhov. “Thermal Shock Method for Rehabilitation/Reanimation of Oil Wells: An Autoreview”. International Journal of Self-Propagating High-Temperature Synthesis, 2009, Vol. 18, No. 2, pp. 113–116.
 45. Dwayne McCune, North Midcontinent PTTC Richard Schmidt, J Integral Engineering, Inc. “APPLICATION OF THE GASGUN™ IN KANSAS OIL AND GAS OPERATIONS”. Petroleum Technology Transfer Council.
 46. User Manual PROSPER: single well Model 11. Petroleum Experts Limited. Marzo 2009.