



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESTIMULACIONES ÁCIDAS DE YACIMIENTOS CARBONATADOS EN POZOS HORIZONTALES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

APARICIO MORALES JOSE PILAR

DIRECTOR DE TESIS:

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1541

SR. JOSÉ PILAR APARICIO MORALES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Octavio Steffani Vargas y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ESTIMULACIONES ÁCIDAS DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS CARBONATADOS

- I GENERALIDADES**
- II CARACTERÍSTICAS DE POZOS HORIZONTALES**
- III YACIMIENTOS CARBONATADOS RELEVANTES EN MÉXICO**
- IV ASPECTOS GENERALES DE ESTIMULACIONES ÁCIDAS**
- V EJEMPLO DE APLICACIÓN**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 9 de Diciembre de 2009

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

A MI ESPOSA

Por su apoyo, atención y confianza que siempre me ha brindado

A MI HERMANA MARGARITA

Por su estímulo y apoyo para lograr mis metas

A MIS HIJOS

Como estímulo para el futuro y para que sigan cumpliendo sus proyectos

A MI FACULTAD DE INGENIERIA

Por la preparación que me dio

A MIS PROFESORES

Por sus conocimientos y experiencias transmitidas.

ESTIMULACIONES ACIDAS DE POZOS HORIZONTALES EN FORMACIONES CARBONATADAS

RESUMEN.....	1
INTRODUCCION.....	2
I.- GENERALIDADES.....	3
II. CARACTERÍSTICAS DE POZOS HORIZONTALES.....	8
II.1. POZO HORIZONTAL.....	8
II.2. PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	10
II.2.1 RADIO LARGO.....	12
II.2.2 RADIO MEDIO.....	13
II.2.3 RADIO CORTO.....	15
II.2.4 MÉTODO DE CURVA UNIFORME.....	17
II.2.5 MÉTODO DE ORIENTACIÓN FRACCIONADA.....	18
II.2.6 MÉTODO DE CURVA UNIFORME CON TANGENTE.....	19
II.2.7.-PLANEACIÓN DE UNA CURVA UNIFORME CON TANGENTE.....	21
II.3. TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES.....	26
II.3.1. TIPOS DE TERMINACIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....	27
II.3.2. TERMINACIÓN EN AGUJERO ABIERTO.....	28
II.3.3. TERMINACIÓN CON TR CORTA.....	29
II.3.4. TERMINACION CON TR EMPACADORES EXTERNOS Y COPLES DE CEMENTACION.....	31

II.3.5 TERMINACION CON CEDAZOS PREEMPACADOS.....	32
II.3.6. TERMINACION CON EMPAQUE DE GRAVA.....	36
II.3.7 EFECTO DE UN CEDAZO PREEMPACADO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL	36
II.3.8 EJEMPLO DE SIMULACION DE EMPAQUE DE GRAVA.....	40
II.4. ESTRATEGIAS DE EXPLOTACION DE LOS YACIMIENTOS MEDIANTE POZOS HORIZONTALES.....	44
II.4.1 CAPACIDAD DE PRODUCCION DE POZOS HORIZONTALES.....	44
II.4.2. POZOS HORIZONTALES CON FORMACIONES ANISOTRÓPICAS....	45
II.4.3. EFECTO DEL ESPESOR DEL YACIMIENTO.....	47
II.4.4. EFECTO DE DAÑO EN LA PRODUCCION DEL POZO HORIZONTAL...48	
II.4.5. POZOS VERTICALES FRACTURADOS HIDRAULICAMENTE CONTRA POZOS HORIZONTALES.....	51
II.4.6. EVALUACION DE LA FORMACION PARA UNA TERMINACION ÓPTIMA DEL POZO.....	52
II.5.1 RADIO EFECTIVO	53
II.5.2 INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	57
II.5.3 EFICIENCIA DE FLUJO.....	58
III. YACIMIENTOS CARBONATADOS RELEVANTES EN MEXICO...60	
III.1 CLASIFICACION DE ROCAS CARBONATADAS.....	61
III.2 CAMPOS DE ROCAS CARBONATADAS EN MEXICO.....	64
III.3 EL PROBLEMA DE LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO CARBONATADO.....	76

IV. ASPECTOS GENERALES DE ESTIMULACIONES ACIDAS.....	87
IV.1. DAÑO A LA FORMACIÓN.....	87
IV.1.1 MECANISMOS DE DAÑO.....	89
IV.1.2 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	91
IV.1.3 OPERACIONES DURANTE LAS CUALES SE PUEDE OCASIONAR. DAÑO.....	94
IV.1.4 MINIMIZACION DEL DAÑO.....	98
IV.2. TIPOS DE ÁCIDOS Y SUS REACCIONES.....	101
IV. 2.1 ÁCIDOS MINERALES O INORGANICOS.....	101
IV. 2.2 ÁCIDOS ORGÁNICOS.....	102
IV.2.3 ÁCIDOS EN POLVO.....	103
IV.2.4 SISTEMAS DE ÁCIDOS RETARDADOS.....	104
IV.2.5 REACCIONES DE ÁCIDOS CON LAS FORMACIONES.....	105
IV.2.6 CALCULOS DE LA CANTIDAD DE ROCA DISUELTA.....	107
IV.3 METODOS DE ACIDIFICACIÓN.....	108
IV.3.1 TRATAMIENTOS DE LIMPIEZA.....	108
IV.3.2 ACIDIFICACIÓN A LA MATRÍZ.....	108
IV.3.3 PENETRACION DEL ÁCIDO.....	111
IV.4 ADITIVOS PARA ÁCIDOS.....	112
IV.5 SURFACTANTES PARA TRATAMIENTOS DE POZOS.....	118
IV.6. RAZON DE REEMPLAZAMIENTO.....	129

V. EJEMPLO DE APLICACIÓN.....	130
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	136
NOMENCLATURA.....	137
BIBLIOGRAFIA.....	141
FIGURAS Y TABLAS.....	144

RESUMEN

En esta tesis se presenta un análisis de la estimulación ácida de yacimientos carbonatados por medio de pozos horizontales

En la **unidad I** se definen algunos conceptos fundamentales utilizados en el área de perforación y estimulación de pozos

En la **unidad II** se mencionan características generales de pozos horizontales como la perforación y algunos métodos de perforación existentes, la terminación utilizada según las necesidades de cada formación ya sea en agujero abierto o con TR corta o con empacadores externos y coples de cementación

La capacidad de producción de pozos horizontales y el efecto del espesor del yacimiento, el radio efectivo de drene, el índice de productividad y la eficiencia de flujo

La **unidad III** introduce los conceptos como el tipo de daño, los mecanismos de daño, el origen del daño a la formación durante la perforación o terminación del pozo, los tipos de ácidos, los métodos de acidificación, los aditivos y surfactantes utilizados en el tratamiento a los pozos

En la **unidad IV** se menciona la clasificación de rocas carbonatadas en forma general y la ubicación en México de los yacimientos más relevantes

En la **unidad V** se incluye un ejemplo de una estimulación ácida realizada al pozo A ubicado en el yacimiento X en el cual se mencionan algunos antecedentes, su ubicación en el campo, los datos del pozo y la formación productora, el estado mecánico actual y la distribución de los accesorios del aparejo de producción. La cédula del tratamiento de estimulación

INTRODUCCIÓN

Actualmente los hidrocarburos proporcionan la mayor parte de la energía comercial y hasta el momento no se ha presentado otra opción capaz de sustentar el desarrollo económico mundial, aun no son de uso común otros tipos de oferta energética como: energía nuclear, solar, eólica, geotérmica, etc. Por lo que los hidrocarburos siguen siendo la principal fuente de energía.

Por esta razón es importante mejorar la eficiencia en el control de las actividades de explotación y de producción, así como reforzar los recursos dedicados a la investigación tecnológica y localización de nuevos yacimientos

La estimulación matricial es un tratamiento utilizado para remover el daño en la vecindad aledaña a los disparos. Consiste en la inyección de un fluido reactivo (normalmente un ácido) dentro de los poros de la formación, a presiones y gastos por debajo de la presión de fractura. El ácido disuelve parte de los materiales que dañan a la formación y los propios sólidos de la roca, incrementando los canales de flujo y por ende la permeabilidad.

Los tratamientos de estimulación matricial únicamente podrán remover, en el mejor de los casos, el daño a la formación, pero se debe tener cuidado sobre la depositación de materiales orgánicos que pueda generar.

Los resultados del trabajo de estimulación matricial a un pozo, serán reflejados primeramente en el incremento o no de su presión fluyendo y por ende de la producción obtenida en la superficie, así mismo, del porcentaje de agua si en su caso se mantuvo o se incremento, dando pie a evaluar dicho tratamiento mediante un análisis de rentabilidad.

Los objetivos técnicos y económicos de una estimulación matricial en pozos horizontales, comúnmente son los siguientes:

- Minimizar la energía consumida en la vecindad del pozo.
- Maximizar los gastos de producción de acuerdo a la presión de flujo adecuada en la cabeza del pozo.
- Optimizar los gastos de aceite evitando la conificación de gas y/o agua.
- Remoción del daño en toda la sección horizontal.

I.- GENERALIDADES

Aceite: Petróleo crudo y otros hidrocarburos producidos en el pozo en forma líquida.

A.P.I.: Sigla de American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo), que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas. El Instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera. Publica códigos aplicables en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".

Hidrocarburo: Es un compuesto orgánico que contiene solo carbón e hidrógeno. Los hidrocarburos frecuentemente dan lugar a productos derivados del petróleo, gas natural y carbón mineral.

Asfalto: Hidrocarburo sólido, semisólido o viscoso y de color variable entre pardo y negro. Es un derivado de petróleo que se obtiene por destilación al vacío de los residuos de la destilación atmosférica. Tiene propiedades adhesivas y aislantes, y se le usa en la construcción de carreteras.

Petróleo: (del griego: "aceite de roca") es una mezcla heterogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. También es conocido como petróleo crudo o simplemente crudo.

Afloramiento superficial: Hidrocarburos líquidos o gaseosos que al surgir a la Superficie dejan trazas que permiten presumir la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

Arena: Es un conjunto de partículas de rocas disgregadas. En geología se denomina arena al material compuesto de partículas cuyo tamaño varía entre 0,063 y 2 mm. Una partícula individual dentro de este rango es llamada *grano de arena*. Una roca consolidada y compuesta por estas partículas se denomina arenisca. Las partículas por debajo de los 0,063 mm y hasta 0,004 mm se denominan limo, y por arriba de la medida del grano de arena y hasta los 64 mm se denominan grava.

Arenisca: Es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante. Los granos son gruesos, finos o medianos, bien redondeados; de textura detrítica o plástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa, pero las areniscas interesantes pueden estar constituidas totalmente de yeso o de coral. Las arenas verdes o areniscas glauconíticas contienen alto

porcentaje del mineral glauconita. La arcosa es una variedad de arenisca en la que el feldespato es el mineral dominante además del cuarzo, tenemos la caliza detrítica del tamaño de la arena.

El color varía de blanco, en el caso de las areniscas constituidas virtualmente por cuarzo puro, a casi negro, en el caso de las areniscas ferro-magnesianas.

Las areniscas figuran entre las rocas consolidadas más porosas, aunque ciertas cuarcitas sedimentarias pueden tener menos de 1 % de espacios vacíos. Según el tamaño y la disposición de los espacios vacíos o poros, las areniscas muestran diversos grados de permeabilidad.

Cuenca sedimentaria: Segmento de la corteza terrestre la cual ha sido pandeada hacia abajo. Aumento de depósitos en espesor hacia el centro de la cuenca. Área de corteza terrestre que puede abarcar extensas regiones que han sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas que llegan a tener hasta más de 10,000 metros de espesor. Bajo determinadas condiciones y por descomposición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.

Falla: En el sentido geológico, es una zona agrietada o fracturada a lo largo de la cual el movimiento es debido al desplazamiento de una placa con respecto a otra.

Formación: Una **formación** o **formación geológica** es una unidad litoestratigráfica formal. Las formaciones definen cuerpos de rocas sedimentarias caracterizados por características litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes.

Formación homogénea: es la que está constituida por elementos con una serie de características comunes referidas a su clase o naturaleza que permiten establecer entre ellos una relación de semejanza.

Formación heterogénea: es la que está constituida por elementos de naturaleza diferente entre ellos.

Fracturamiento: Forma de abrir artificialmente una formación para incrementar la permeabilidad y el flujo de petróleo al fondo del pozo. Los métodos de fracturamiento son:

- a) Por acidificación, a través de la inyección de ácidos para disolver depósitos de caliza.
- b) Por explosión, aplicando cargas explosivas para quebrar la formación.
- c) Hidráulica, con el bombeo de líquidos a presión para romper la formación.

Núcleo de roca: Es una muestra cilíndrica que se toma desde una formación para análisis geológico.

Barril: Unidad de medida de volumen usada para petróleo y sus productos, 1 barril = 42 US Galones, 35 galones (aprox), o 159 litros (aprox), 7.3 barriles = 1 tonelada (aprox); 6.29 barriles = 1 metro cúbico.

BTU: Unidad Británica Térmica (por sus siglas en inglés). La cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de 1 libra de agua 1 grado Fahrenheit.

Cementación: Proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustento a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

Centrifugar: Una máquina usa fuerza centrífuga para producir rotación de alta velocidad para separar materiales de diferentes densidades.

Recortes: Son partes o pequeños fragmentos de roca producido por la barrena que sales a la superficie del lugar donde se está perforando.

Densidad: Densidad es el término del significado de masa de una unidad de volumen. Esta expresión numérica cambia con las unidades seleccionadas. Unidades: gr/cm^3 y/o gr/cc . O lb/gal

Depósito: Es la formación de poros permeables en el cual se encuentran acumulados los hidrocarburos. Una formación de roca permeable, subterránea porosa en donde el petróleo y el gas son encontrados

Desviación del pozo: Cambio de dirección de la vertical ángulo de inclinación y azimut durante la perforación de un pozo.

Emulsión: Una mezcla líquida de dos o más sustancias líquidas normalmente disueltas una en otra, un líquido posee una suspensión en otra. Emulsión agua en petróleo tiene agua en la fase interna y petróleo en la externa, mientras que petróleo en agua tiene petróleo en la fase interna y agua en la externa.

Perforación direccional: Técnica usada en perforación que consiste en dirigir la trayectoria del pozo a un objetivo determinado controlando el ángulo de inclinación, el azimut y la profundidad medida.

Permeabilidad: es la capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende de tres factores básicos:

- la porosidad del material;
- la densidad y viscosidad, del fluido considerado, afectada por su temperatura;
- la presión a que está sometido el fluido.

Para ser permeable, un material debe ser poroso, es decir, debe contener espacios vacíos o poros que le permitan absorber fluido. A su vez, tales espacios deben estar interconectados para que el fluido disponga de caminos para pasar a través del material.

Polímero: Un químico formado por la unión de muchos monómeros (una molécula de bajo peso molecular). Los polímeros son usados con otros coagulantes químicos para ayudar a ligar partículas pequeñas suspendidas para formar flóculos químicos largos para fácil extracción de agua.

Porosidad: Porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos. La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos interconectados de manera que permitan el paso de fluidos a través de ellos. El volumen del espacio del poro expresado como un porcentaje del volumen total de la roca.

ppm: Partes por millón: La unidad comúnmente usada para diseñar la concentración de una sustancia en agua residual en términos de peso.

Presión hidrostática: Es la ejercida por una columna de fluido y su valor está en función de su densidad y altura o profundidad en sentido vertical.

Presión de formación: Es la presión que ejerce los fluidos (gas, aceite, agua salada o las combinaciones de estos, contenidos en los poros de las rocas. A esta presión se le conoce también como presión de roca, de yacimiento, de depósito y de poro

a) Anormal: Presión superior a una columna hidrostática con presión normal.

b) Normal: Es la que nos proporciona una columna de agua ligeramente salada (1.076 gr/cm^3).

c) Sub-normal: Inferior a una columna hidrostática con presión normal.

Punto de cadencia: Es el esfuerzo necesario que requiere el fluido para iniciar su movimiento. Unidades: lbs/100 ft.²

Tuberías de revestimiento (TR o Casing): Tubos de acero que son colocados dentro del pozo para aislar al pozo de la formación, prevenir derrumbes y controlar presiones anormales, se clasifican en:

- **Conductora:** Es la primera tubería de revestimiento que puede ser hincada o cementada. Sirve para sentar el primer cabezal, donde se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación de lodo de perforación. Es la de mayor diámetro, ya que a través de ella se colocan las demás tuberías. En pozos marinos, esta tubería se extiende desde la plataforma hasta el lecho marino.

- **Superficial:** Es la tubería que sirve para aislar los acuíferos sub-superficiales, así como manifestaciones de gas someras. Esta sarta se cementa hasta la superficie o hasta el lecho marino según sea el caso, y sostiene las conexiones superficiales de control definidas.

- **Intermedia:** Sirve para aislar zonas inestables del agujero, con pérdida de circulación, de baja presión y productoras. La cima de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburos

- **De explotación:** Se utiliza para aislar zonas productoras y debe soportar las máxima presión de fondo de la formación productora, debe ser resistente a la corrosión y soportar las presiones que se manejarán en caso de que se requiere fracturar la formación para aumentar se productividad, el sistema de bombeo mecánico y la inyección de inhibidores de aceite.

II CARACTERISTICAS DE POZOS HORIZONTALES

El objetivo de la perforación horizontal es mejorar la productividad y recuperación de hidrocarburos, siendo la productividad de un pozo directamente proporcional a la conductividad (Kh). En un pozo horizontal, la altura h corresponde a la longitud horizontal del pozo abierto al flujo, que será mayor que para un pozo vertical, lo que ocasionará un incremento sustancial en la producción aun sin alterar la permeabilidad.

Desde los 80's en que se reportó la existencia del primer pozo horizontal en el campo costa fuera de Rospo Mare en Italia, los pozos horizontales han adquirido mucha importancia hasta hoy que se han perforado y terminado varios miles¹³.

II.1 Pozo horizontal

Es un pozo con un alto grado de inclinación o desviación (no necesariamente de 90 grados) con el cual se busca normalmente que penetre en forma paralela al echado de la formación.

Otro concepto manejado para pozos horizontales es que estos son normalmente pozos nuevos de 1000 a 3000 pies de longitud de sección horizontal. El pozo horizontal representa el caso límite de una fractura de conductividad infinita donde la altura de la fractura es igual al diámetro del pozo⁶

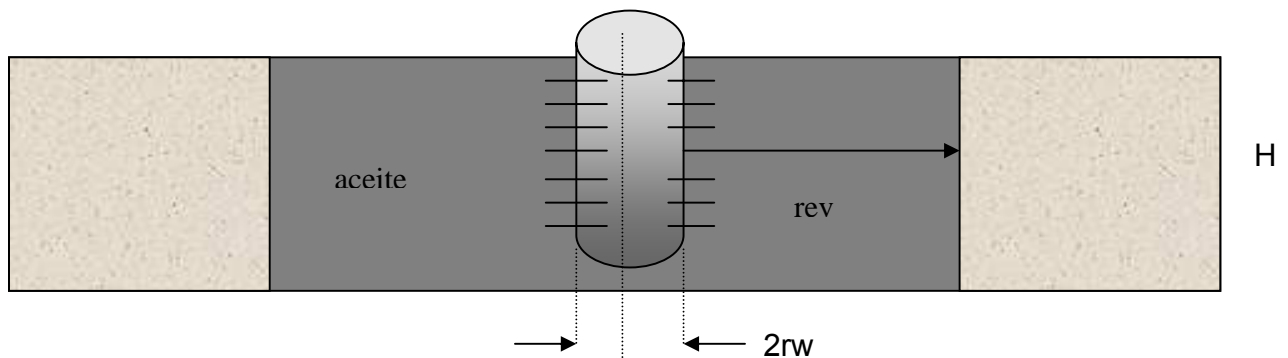


Figura II.1.- Drene en un pozo vertical

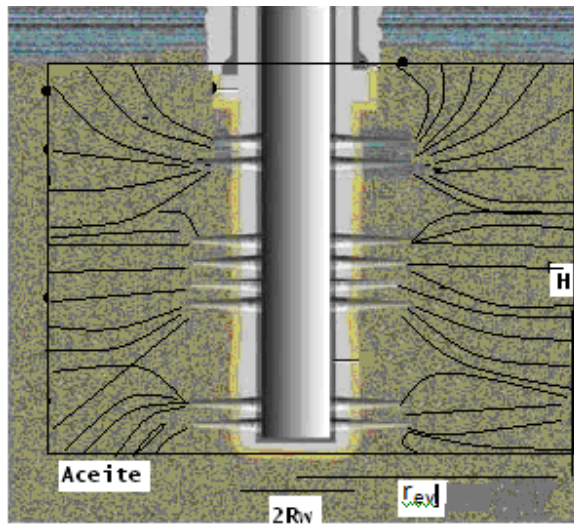


Figura II.1 Drene en un pozo vertical

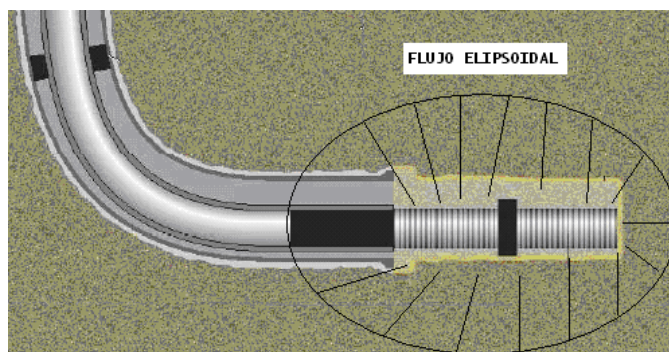
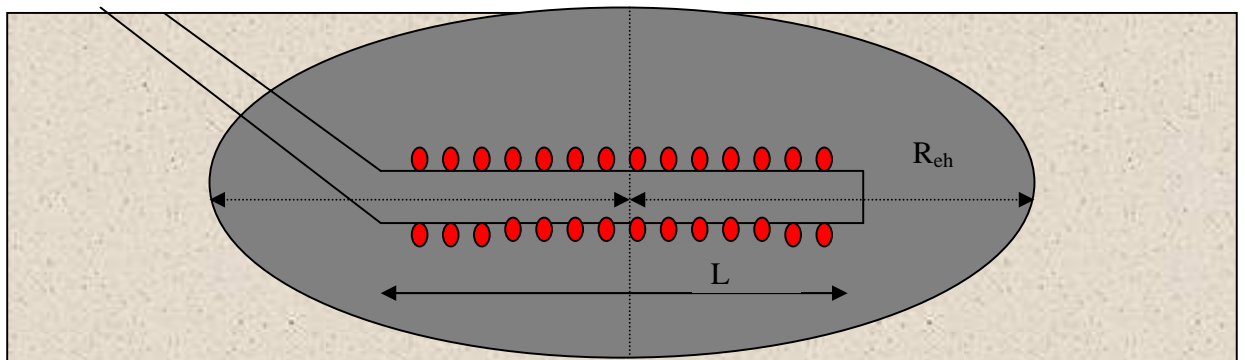


Figura II.2 Drene en un pozo horizontal

R_w	Radio del pozo (pies)
R_{ev}	Radio de drene de un pozo vertical (pies)
H	Espesor de la formación (pies)
L	Longitud lateral (pies)
R_{eh}	Radio de drene de un pozo horizontal (pies)

Una diferencia importante que existe entre los pozos verticales y horizontales es que mientras que los pozos verticales convencionales drenan un volumen cilíndrico, figura II.1, los pozos horizontales drenan un elipsoidal, figura II.2

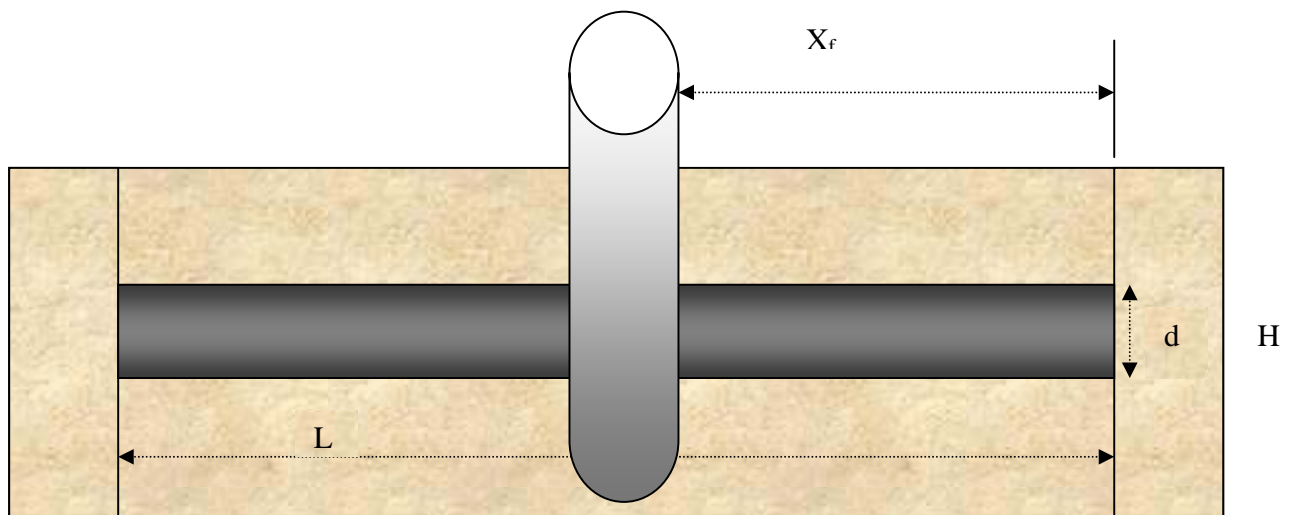


Figura II.3 Pozo vertical con una fractura equivalente a un pozo horizontal

En muchos yacimientos para hacer la perforación horizontal económicamente viable es necesario una longitud lateral de 20 a 50 veces su espesor (Joshi, S.P)⁶

II.2 Perforación de pozos horizontales

Las tecnologías de perforación horizontal han madurado y es raro tener problemas durante su perforación, recientes desarrollos en las herramientas de dirección de la perforación de los pozos horizontales (MWD) y registros durante la perforación (LWD), este tipo de tecnología permite la explotación de las zonas productoras sumamente delgadas y la perforación por complicadas trayectorias de drene con simples pozos horizontales.

Existen, sin embargo, algunos aspectos importantes de pozos horizontales en yacimientos anisotrópicos que requieren ser resueltos analizando las características de permeabilidad y anisotropía del yacimiento, para lo cual se han estado desarrollando soluciones analíticas de flujo en ambiente anisotrópico en pozos horizontales

Estas relaciones mostraron algunas de las ventajas de los pozos horizontales respecto a los pozos verticales, sin embargo, los pozos horizontales presentan a menudo los riesgos operacionales más altos porque es posible que la sección horizontal corte varias heterogeneidades geológicas, además, la cementación horizontal presenta nuevos desafíos, extender las secciones de estimulación es muy difícil y caro, correr y evaluar los registros es complicado y las alternativas de reconstrucción de un pozo son limitadas, finalmente, los pozos horizontales cuestan más que los pozos verticales.

El costo de un pozo horizontal se considera que es 1.3 veces más que el costo de un pozo vertical.¹¹

La aplicación de esta técnica de perforación es cada vez más común en las regiones productoras de diversas partes del mundo.

Un pozo horizontal es aquel en donde la última etapa del pozo que se perfora es horizontal o paralela al yacimiento.¹

Los pozos horizontales pueden ser perforados utilizando los métodos siguientes:

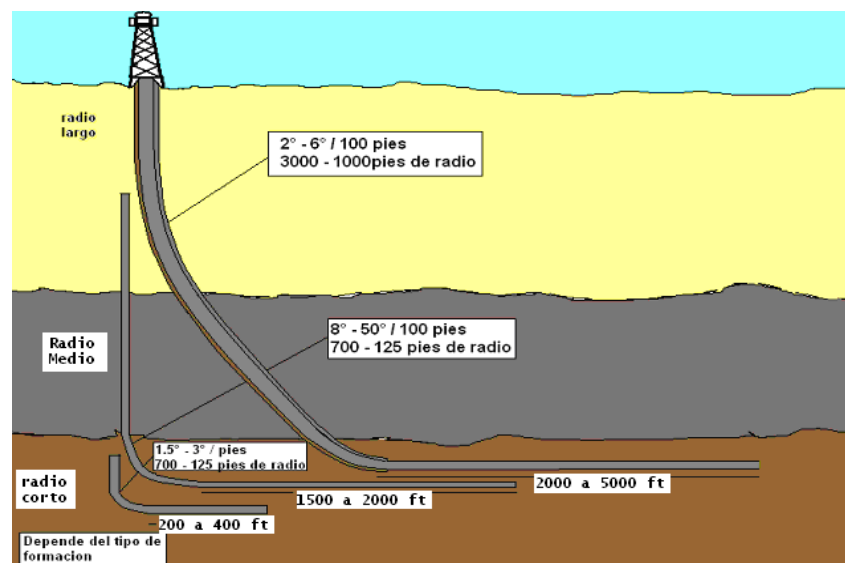


Figura II.4 Métodos de perforación de pozos horizontales

II.2.1 Radio largo

En la perforación de pozos el radio largo es el correspondiente a un ángulo de desviación que se incrementa de 2° a 6° grados/100 pies en una perforación convencional direccional. Lo cual define una curva con un radio de 820 a 5730 pies. (Eastman, C.)⁵

Los pozos horizontales de radio largo se perforan generalmente cuando se requiere una sección horizontal del pozo de gran longitud más de 1000 m.

Los pozos horizontales de radio largo tienen la ventaja sobre los de radio medio y corto en que pueden ser perforados con aparejos convencionales de perforación rotatoria y con motores direccionales en su totalidad.

El pozo puede desviarse usando un motor de fondo, el cual puede usarse en toda la sección o con un aparejo convencional, si éste último se emplea, el motor de fondo, se usará solo en ciertos intervalos para girar el pozo o compensar la dirección esperada.

Cuando se utilizan los aparejos de fondo de radio largo, el costo y la eficiencia del motor deben ser comparados con el aparejo convencional para tomar la mejor decisión.

Desventajas al perforar un pozo horizontal de radio largo.

- El equipo de perforación requerido para perforar un pozo horizontal de radio largo es de mayor capacidad que el que requeriría perforar un pozo vertical con una profundidad vertical verdadera similar a la profundidad total desarrollada por el pozo horizontal.
- Un pozo horizontal de radio largo tiene una sección vertical menor a los pozos de radio medio y corto y una sección de agujero direccional mayor lo cual incrementa los costos de perforación ya que la perforación del agujero direccional es mucho mas costosa.
- Tendrá una sección de agujero descubierto mayor antes de entrar a la zona de objetivo lo cual incrementa la posibilidad de encontrar formaciones inestables antes de llegar al objetivo.

La perforación horizontal con la técnica de radio largo únicamente se recomienda cuando la longitud horizontal del agujero tenga necesariamente que ser una gran longitud y no existan formaciones inestables justo antes del yacimiento, para lo

cual se requiere tener caracterizado en forma eficiente el yacimiento y que los análisis de producción recomienden como necesario este tipo de pozos.

II.2.2 Radio medio

En la perforación de pozos el radio medio corresponde a una variación de incremento del ángulo de 80 a 250 grados/100 pies. Con un radio de 230 a 715 pies (Eastman, C.)⁵

La aproximación por el método de radio medio es la más efectiva desde el punto de vista económico para agujeros horizontales. El promedio de longitud horizontal de un pozo perforado con la técnica de radio medio es de 2000 pies (611 m.) y la mayor sección horizontal perforada con un pozo de radio medio ha sido de 8600 pies (2630 m.) en 1993.

El primer pozo que se perforó utilizando la técnica de radio medio fue en 1984 (R. Aguilera, J.S. Artindale, G.M. Cordell, G.W. Nicholl)¹⁰ entonces el número de pozos horizontales de radio medio se ha incrementado rápidamente.

La perforación de pozos horizontales con la técnica de radio medio es actualmente la más utilizada de todas las técnicas debido a las siguientes ventajas.

- Generalmente un pozo horizontal perforado con la técnica de radio medio requiere un equipo de perforación del mismo tamaño, mismo agujero y misma sarta de perforación que para perforar un pozo vertical que se perfora a la misma profundidad vertical verdadera que la profundidad total desarrollada del pozo horizontal.
- El número de días requerido para perforar la curva es menor.
- Debido a esa longitud de curso de la curva significativamente menor, existe la posibilidad de desarrollar la misma en la zona de objetivo aislando formaciones superiores inestables.

Los siguientes avances tecnológicos han permitido perforar eficientemente los pozos horizontales con la técnica de radio medio

- Los límites de fatiga en la sarta de perforación debida a “pata de perro” ha sido estudiada cuidadosamente de tal forma que actualmente pozos que requieren altos ángulos de inclinación son perforados de manera rutinaria.
- El desarrollo de nuevos motores de fondo confiables y capaces de desarrollar bajas revoluciones por minuto y altos torques logran que la

barrena obtenga una vida útil mal prolongada, los motores de fondo anteriores hacían girar la barrena a muy altas revoluciones por minuto lo cual limitaba la vida de la barrena a 8 o 10 horas, actualmente es común vidas de barrenas de 50 o mas horas.

- Las computadoras portátiles de campo han hecho posible el desarrollo de herramientas de medición que transmiten la información medida pozo abajo por medio de pulsos de presión en el lodo en tiempo real. El manejar la información medida pozo abajo con computadoras permite una constante actualización y proyección de la información medida. En rangos altos de incremento de ángulo, la predicción precisa de la trayectoria del pozo es crítica y se genera una alta severidad en la construcción de la curva.

Un pozo horizontal de radio medio exitoso requiere un trabajo en equipo cuidadoso en la fase de planeación y en el equipo de perforación. El Ing. Petrolero, el geólogo y el perforador direccional son elementos importantes en la toma de decisiones.

Los problemas mecánicos pueden evitarse aplicando los mismos principios y conceptos de diseño de sarta y limpieza del agujero desarrollados para la perforación horizontal con la técnica de radio largo. Aunque las cargas pueden diferir, los principios mecánicos son validos.

Los altos rangos de incremento de ángulo de los pozos de radio medio eliminan muchos de los problemas inherentes a los pozos con radio largo.

En un patrón típico de un pozo horizontal de radio medio, un pozo vertical se perfora hasta el punto de inicio de desviación (PID). La inclinación del agujero se incrementa con un rango de incremento de ángulo (RIA) constante el cual define un arco con un radio constante (R). Normalmente se perfora una sección tangencial (I_{tan}) para corregir ya sea variaciones en el rango de incremento de ángulo o efectuar correcciones para llegar al objetivo. La segunda sección de incremento de ángulo incrementa la dirección del agujero hasta llegar al ángulo del agujero lateral deseado (I_f). Este punto es frecuentemente llamado como el punto final de la curva (PFC). Finalmente el agujero lateral horizontal se perfora hasta su profundidad final total o profundidad desarrollada total (PFD) como se muestra en la siguiente figura.

II.2.3 Radio corto

Es el correspondiente a una variación de 580 a 1500 grados/100 pies. Con radios de 40 a 90 pies (R. Aguilera, J.S. Artindale, G.M. Cordell, G.W. Nicholl)¹⁰.

Las etapas mas recientes de la perforación horizontal empezaron con la introducción de la tecnología de pozos de radio corto.

Los pozos de radio corto construyen el ángulo de inclinación muy rápidamente a un rango de 1.50 a 30 por pie y pueden alcanzar los 90 grados en 20 a 60 pies. Las longitudes horizontales están limitadas a \pm 300 pies (92 m) y se requieren herramientas especiales pozo abajo para construir la curva. Herramientas tubulares pozo abajo convencionales, así como herramientas de evaluación y terminación convencionales; muy frecuentemente son incapaces de pasar a través de la ajustada sección radial (curva).

La perforación horizontal de pozos de radio corto se inició en 1989 con la introducción de los motores de fondo articulados.

Sistemas innovadores han permitido extensiones laterales en pozos horizontales de radio corto de más de 1000 pies (300 m). El sistema de motor de fondo articulado ha incorporado el uso de herramientas especiales de medición (MWD) articuladas

Las aplicaciones de pozos de radio corto son las siguientes:

- Aislar formaciones problemáticas sobre el yacimiento cuando este tiene un espesor reducido y un pozo de radio medio no es capaz de lograrlo.
- En yacimientos depresionados (con presión de yacimiento menor que la presión normal), el perfil de una curva de radio corto puede ser ventajoso, se requiere mucho menos energía elevar fluido en una curva con 40 pies (12 m) de radio que la requerida para elevarlo en una curva con 300 pies (90 m.) de radio y el equipo convencional para bombeo artificial puede colocarse en el agujero de rata debajo de la entrada lateral.
- En concesiones para explotación de áreas pequeñas, el perfil de un pozo de radio corto puede proporcionar longitudes horizontales significativamente mayores dentro de los límites concesionados que las que se obtendrían con un pozo horizontal de radio medio.
- Para reducir la incertidumbre geológica en algunas aplicaciones de pozos nuevos u horizontes inexplorados, ya que los echados y profundidad total

vertical no son siempre conocidos a distancias alejadas del agujero del pozo. Con un pozo de perfil de radio medio o largo, se estaría tratando de perforar en un objetivo móvil, una técnica común al perforar pozos de radio corto a través de la zona de interés, es perforar un agujero piloto a través de la zona de interés, evaluar el horizonte, taponar el agujero piloto y entonces el pozo se desvía y perfora horizontalmente en la zona de interés.

En la perforación de pozos horizontales de radio corto deberá considerarse en forma especial los elementos tubulares y herramientas que deben pasar a través de la sección curva del pozo.

Cuidadosa consideración debe darse a La sarta de perforación que se utilice en el punto de inicio de la desviación al plano de la sección horizontal. Estos elementos tubulares deberán seleccionarse por su habilidad para soportar los esfuerzos de flexión que impondrá la construcción de la curva de radio corto.

Planeación del pozo horizontal.

El primer paso para la planeación de un pozo horizontal después de elegir el tipo de técnica a usar (radio largo, radio medio o radio corto) es elegir el punto de inicio de desviación (PID) pero para esto se deberá decidir previamente que tipo de curva de programara para llegar a la profundidad vertical total necesaria

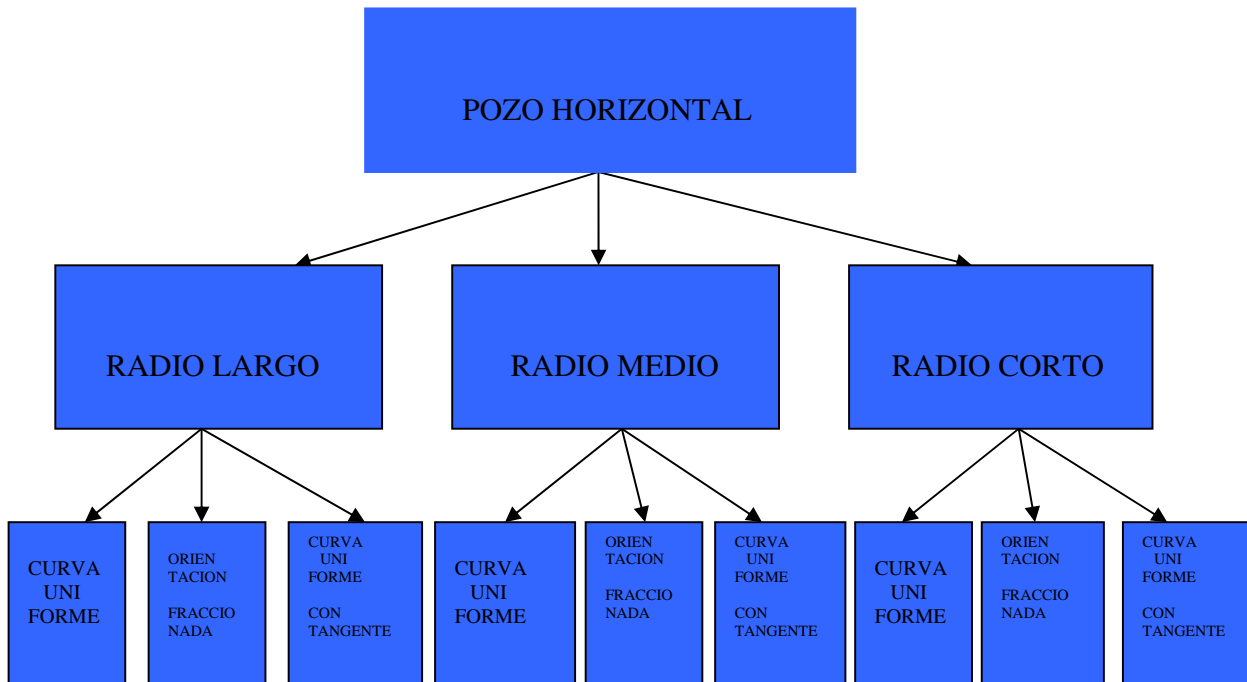


Figura II.5 Perfiles de pozos horizontales

Los perfiles de pozos horizontales pueden variar desde una simple curva uniforme desde el punto de inicio de desviación hasta la profundidad vertical total deseada hasta muchas curvas cortas seguidas por secciones rectas cortas. En medio de estas dos aproximaciones hay un método en el cual se perfora una larga sección con un determinado ángulo de inclinación seguida por una sección tangencial (recta) y una parte final de la curva con un determinado ángulo de inclinación.

II.2.4 Método de curva uniforme

Es el método más simple para construir el ángulo deseado en un pozo horizontal.

La curva inicia la desviación y se deja continuar dicho rango de incremento de ángulo hasta obtener la inclinación final. El rango de incremento puede ajustarse en el camino si se utiliza un motor de fondo ajustable, en el caso que el rango se incremente varié o las marcas geológicas difieran de lo planeado.⁹

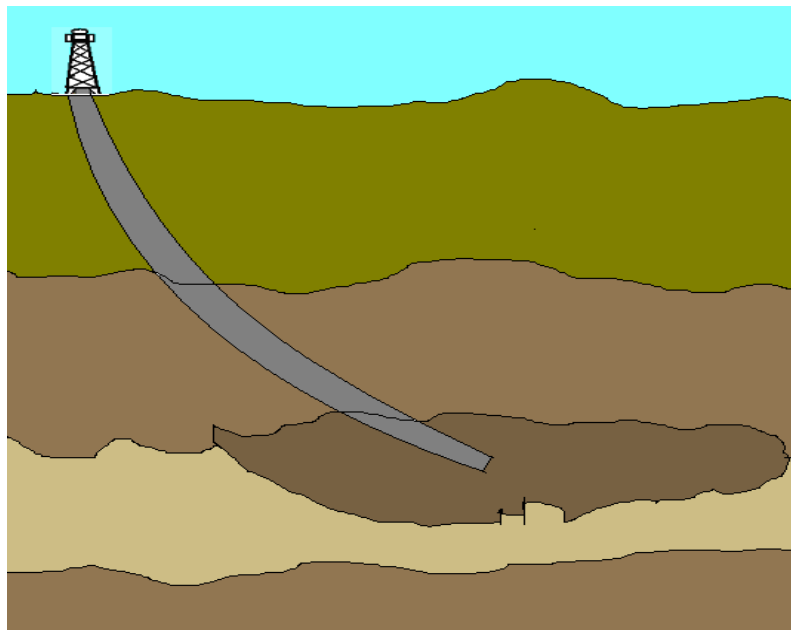


Figura II.6 Método de curva uniforme

Si se utiliza un motor de fondo de ángulo fijo (no ajustable), se necesitará suficiente espesor del objetivo para absorber la variación en la trayectoria del pozo si el régimen en el incremento del ángulo varía de lo programado.

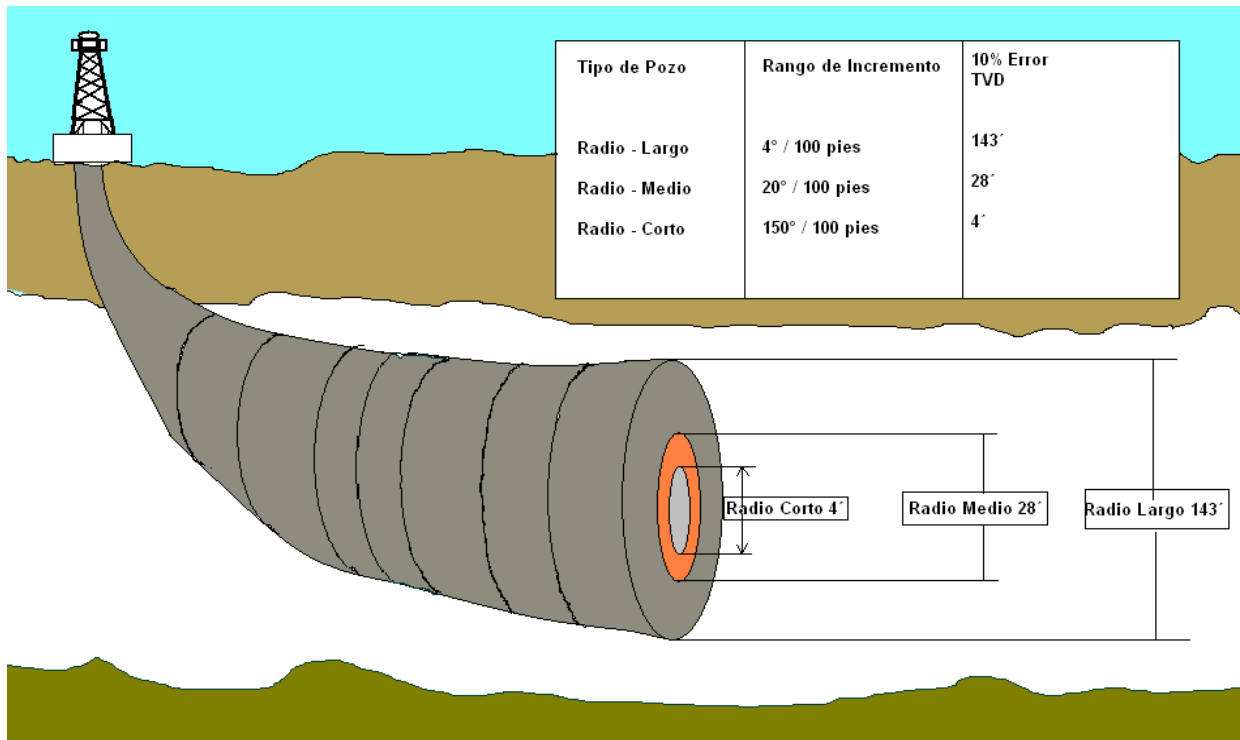


Figura II.7 Tipos de pozo horizontal

II.2.5 Método de orientación fraccionada

Es el método más complejo para construir un radio de curvatura, empleando un ensamble de motor de fondo para perforar un radio más agudo que el programado para la trayectoria del pozo.

Después de que se ha establecido este rango de incremento de ángulo una porción fraccional de cada junta es rotada para contrarrestar la tendencia de régimen de incremento de ángulo del ensamble. La longitud perforada con rotación está basada en convertir el rango de incremento real al rango de incremento designado o programado de manera que, en una longitud dada, el rango de incremento se ajuste a la trayectoria programada del pozo.

La trayectoria real del pozo puede compararse a una trayectoria con secciones alteradas de incremento de ángulo y secciones rectas.

Al igual que el método de curva uniforme el ensamble de fondo de pozo se corre en el pozo y perfora hasta terminar la curva, excepto por los viajes para cambiar la barrena.

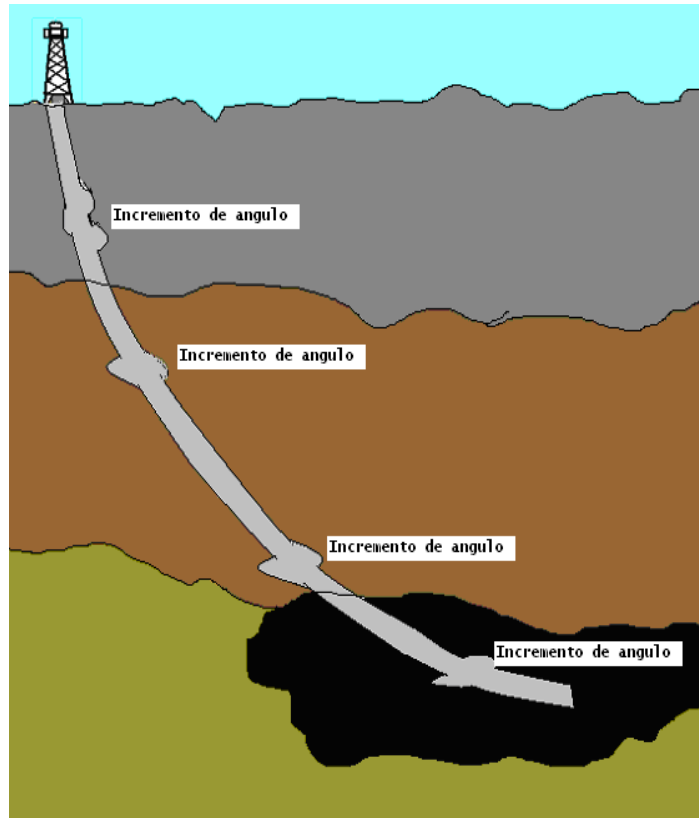


Figura II.8 Método de orientación fraccionada

II.2.6 Método de curva uniforme con tangente

El método de curva uniforme con una sección tangencial emplea un ensamble de fondo de pozo para perforar la sección inicial de la curva. Después de que el rango de incremento programado se ha establecido y verificado una sección tangencial con la longitud apropiada se perfora, usualmente con una inclinación de 45° a 60° para ajustar el rango de incremento de ángulo requerido para llegar a la profundidad vertical total establecida.⁹

Para perforar una sección con este tipo de curva se requieren 3 etapas, la curva inicial, la sección tangencial y la curva final, consecuentemente este método requiere de dos viajes que no requieren los otros dos métodos. Si esos viajes se programan en conjunto con los viajes requeridos para cambio de barrena, muy poco o ningún tiempo adicional será requerido para la perforación con este método.

De los tres métodos anteriores el más ampliamente utilizado en la industria petrolera es el método de curva uniforme con tangente por las siguientes razones.

- Las variaciones en el régimen de incremento de ángulo que se presenten pueden corregirse usando las secciones tangenciales.
- Habiendo construido las primeras dos secciones de la curva el desviador conoce al detalle la tendencia a la desviación de esa formación en particular y puede ajustar el diseño del aparejo de fondo para obtener el rango de incremento deseado para llegar al objetivo.

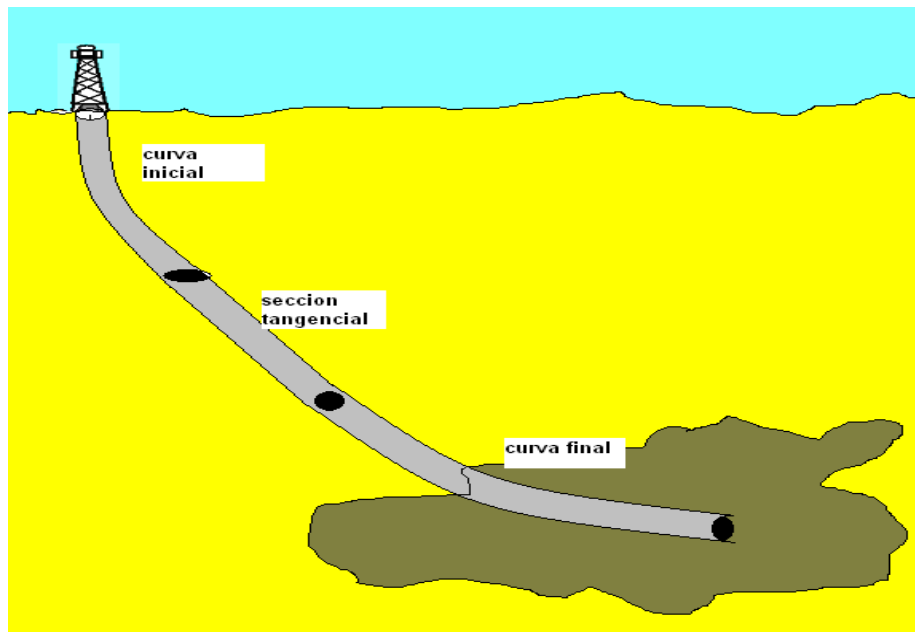


Figura II.9 Método de curva uniforme con tangente

El método más utilizado en la industria petrolera es el método de curva uniforme con tangente por las siguientes razones.

- Las variaciones en el régimen de incremento de ángulo que se presenten pueden corregirse usando las secciones tangenciales.
- Habiendo construido las dos primeras secciones de la curva el desviador conoce al detalle la tendencia a la desviación de esa formación en particular y puede ajustar el diseño del aparejo de fondo para obtener el rango de incremento deseado para llegar al objetivo.

En cualquiera de los tres métodos anteriores es conveniente perforar antes un agujero piloto para definir con exactitud la posición del objetivo y a partir de los datos obtenidos por cada uno de los nuevos pozos recalibrar el modelo estático que se tiene del campo, Figura II.9, para tener mayor certidumbre en la programación de este tipo de pozos.

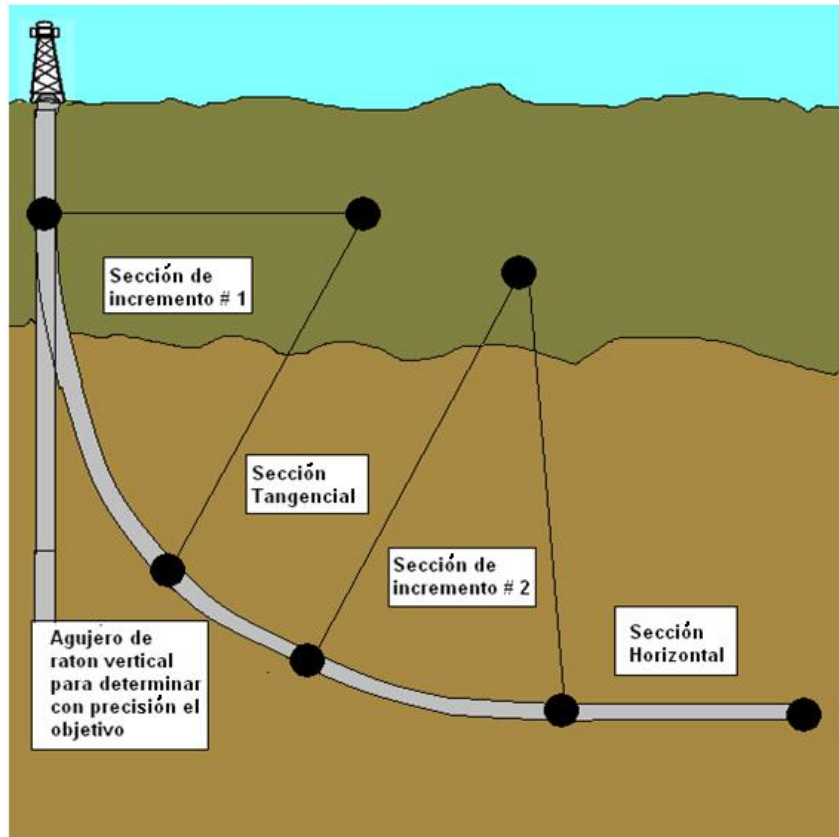


Figura II.10 Secciones de la curva uniforme con tangente

II.2.7 Planeación de una curva uniforme con tangente

Lo primero es establecer el mínimo rango de incremento aceptable y con este rango se define el punto de inicio de desviación. El punto de inicio de desviación se calcula asumiendo que no se perforará ninguna sección tangencial.

El punto de inicio de desviación (PID) se calcula con la siguiente formula

$$PID = \frac{PVT_{obj} - 5730}{RIA_{min} \times (\text{Sen } I_f - \text{Sen } I_i)} \dots\dots\dots 1$$

Donde:

- PID Punto de inicio de desviación (pies)
- PVT_{obj} Profundidad vertical total del objetivo (pies)
- RIA_{min} Rango de incremento de ángulo mínimo (grados / 100 pies)
- I_f Inclinación final de la curva (grados)
- I_i Inclinación inicial de la curva (grados)

Puede suceder también que por consideraciones de las formaciones el PID tenga que fijarse a una determinada profundidad, en cuyo caso el RIA deseado se deberá ajustar calculando la inclinación y longitud de la sección tangencial requerida para llegar al objetivo.

Deberá fijarse el máximo rango de cambio de ángulo de incremento aceptable, este último tendría como limitante la tubería y herramientas que se piensen introducir por la sección curva del agujero, así como el tipo de terminación programada, lo anterior considerando siempre que maximizando el cambio en el rango de incremento de ángulo minimiza el alto costo del agujero direccional requerido para llegar a 90 grados.

Habiendo establecido el mínimo y máximo rango de incremento de ángulo se deberá decidir la inclinación a la cual se perforará la sección tangencial, el escoger un ángulo de inclinación pequeño, por ejemplo 30 grados, resultará en una variación grande en la profundidad vertical total al llegar a los 90 grados, conforme los cambios en el rango de incremento varíen de lo programado, el perforar una sección tangencial a una inclinación de 60 grados por ejemplo, resultará en una variación mucho más reducida en la profundidad vertical total al llegar a los 90 grados, si ocurren variaciones del rango de incremento programado.

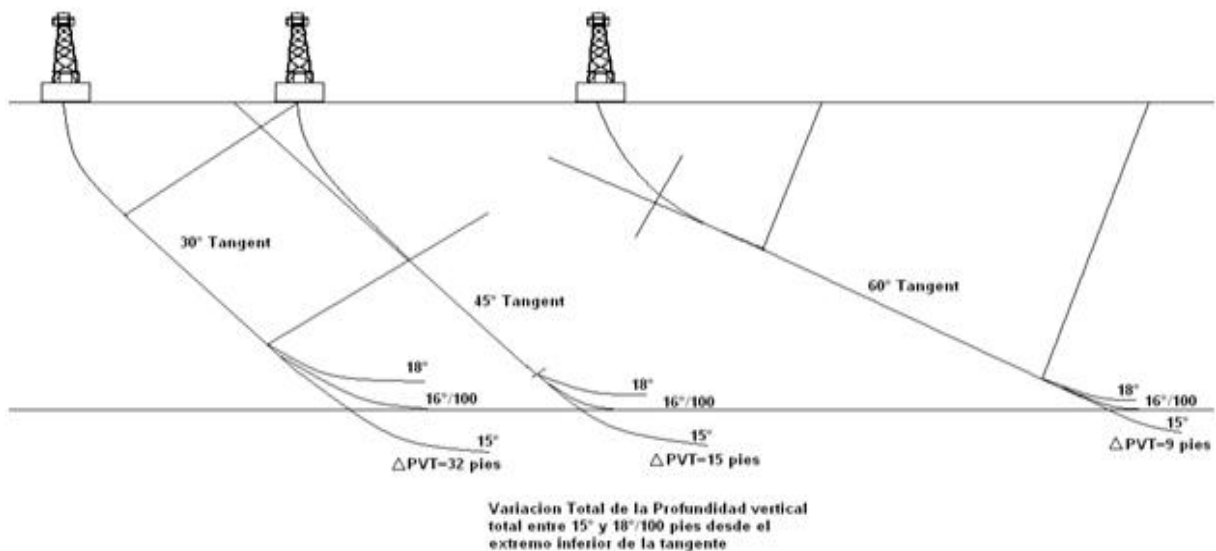


Figura II.11 Variación total de la profundidad vertical entre 15 y 18 ° /100 pies

Normalmente la inclinación de la sección tangencial se escoge entre 45° y 60°. A menos de 45° no se obtiene la presión deseada y a más de 60° la sección

tangencial requiere de excesiva longitud para obtener correcciones en la profundidad significativas. Un ángulo tangencial alto incrementará la precisión de la profundidad vertical total deseada en el agujero a los 90°, pero a esa precisión se consigue a un alto costo y frecuentemente no se requiere tanta precisión¹⁵.

Entre este rango de 45° a 60° se han perforado del 70 al 86 % las secciones tangenciales para lograr los 90°.

Las siguientes fórmulas para determinar las profundidades verticales totales, así como los desplazamientos horizontales de las secciones curvas y tangenciales están basados en un eje circular verdadero sin variaciones en el azimut del agujero

Las fórmulas para calcular las profundidades verticales totales serán:

$$\Delta PVT_c = RC(\text{SEN}\theta_2 - \text{SEN}\theta_1) \dots\dots\dots 2$$

$$\Delta PVT_{TAN} = PVT_{obj} - PVT_{PID} - (\Delta PVT_{C1} + \Delta PVT_{C2}) \dots\dots\dots 3$$

$$L_{TAN} = \frac{\Delta PVT_{tan}}{\text{COS}(\theta_{tan})} \dots\dots\dots 4$$

$$RC = \frac{5730}{RIA} \dots\dots\dots 5$$

Donde:

- ΔPVT_c = Diferencia en profundidad vertical total en la sección curva (pies)
- ΔPVT_{tan} = Diferencia en profundidad vertical total en la sección tangencial (pies)
- PVT_{obj} = profundidad vertical total del objetivo (pies)
- PVT_{PID} = profundidad vertical total del punto de inicio de desviación (pies)
- θ_1 = Ángulo de inclinación al iniciar la curva (radianes)
- θ_2 = Ángulo de inclinación al terminar la curva (radianes)
- L_{TAN} = Longitud de la sección tangencial (pies)
- θ_{tan} = Ángulo de inclinación de la sección tangencial (radianes)
- RC = Radio de curvatura de la sección curva (pies)
- RIA = Rango de incremento de ángulo (radianes)

Las fórmulas para calcular los desplazamientos horizontales serán:

$$D_{hc} = \frac{5730}{RIA(\cos \theta_1 - \cos \theta_2)} \dots\dots\dots 6$$

$$D_{ht} = L_{TAN} \text{ sen } \theta_{tan} \dots\dots\dots 7$$

Donde:

D_{hc} = desplazamiento horizontal en la sección curva (pies)

D_{ht} = desplazamiento horizontal en la sección tangencial (pies)

Para evaluar los errores en los que se puede incurrir al no diseñar un ángulo de inclinación de la sección tangencial adecuado, se propone el siguiente ejemplo.

Ejemplo N°.1

Calcule las profundidades verticales totales de las secciones curvas y de la sección tangencial así como la longitud de esta última, de un pozo horizontal cuyo punto de inicio de desviación (PID) es a 2,000 pies PVT (Profundidad Vertical Total), el objetivo se encuentra a 2,600 pies PVT y cuyo rango de incremento del ángulo (RIA) será de 12°/100 pies.

- Con una sección tangencial de 30° de inclinación
- Con una sección tangencial de 60° de inclinación
- Calcule la variación en la profundidad vertical total del objetivo en los casos a y b si se tiene una variación no programada de 1°/100 m. mas en el rango de inclinación del agujero de la curva final para lograr los 90°

Una vez que el rango en el incremento de ángulo máximo y mínimo se ha establecido para una determinada área del campo, se puede calcular el ángulo tangencial óptimo para un determinado espesor del objetivo con las siguientes fórmulas:

$$I_{tan} = \text{sen}^{-1} [\text{sen}(If) - RIA_{max} RIA_{min} (Tb - Tc) / k (RIA_{max} - RIA_{min})] \dots\dots\dots 8$$

Donde:

I_{tan} Inclinación de la sección tangencial (grados)

- I_f* Inclinación final del pozo (grados)
- RIA_{max}* Rango de incremento de ángulo máximo (grados)
- RIA_{min}* Rango de incremento de ángulo mínimo (grados)
- k* = Constante (5,730 si RIA esta en °/100 pies y 1,719 si RIA esta en °/30m)
- T_b* Profundidad vertical total en la base del blanco (pies)
- T_c* Profundidad vertical total en la cima del blanco (pies)

La correspondiente profundidad vertical total dentro de la zona se calcula con la siguiente ecuación:

$$T_{igt} = T_c + k \left[\frac{1}{RIA_{esp}} - \frac{1}{RIA_{max}} \right] (\text{sen} I_f - \text{sen} I_{tan}) \dots\dots\dots 9$$

Donde:

- T_{igt}* Profundidad vertical total del objetivo al final de la curva
- RIA_{esp}* Rango de incremento de ángulo esperado o programado

II.3 Terminación de pozos horizontales

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como principal objetivo obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo.¹⁰

Durante la planeación de la terminación se deben considerar:

- Los costos iniciales
- La producción en la etapa fluyente de la vida del pozo
- Las condiciones del pozo a largo plazo previendo futuras reparaciones y toma de información.
- La instalación de sistemas artificiales de producción.
- La permeabilidad de la formación y la orientación de la misma.
- La presencia de fracturas naturales así como su orientación.

A los pozos horizontales localizados en formaciones compactas es necesario estimularlos para eliminar el daño a la formación e incrementar su productividad.

Un pozo horizontal perforado en calizas naturalmente fracturadas debe intersecar el mayor número de fracturas a lo largo de su sección y como en estas fácilmente se puede perder fluido de perforación, se debe tener mucho cuidado durante las operaciones de perforación para buscar perforar con el mínimo diferencial de presión a favor del pozo con objeto de generar el menor daño posible y planear posteriormente una estimulación matricial para remover el daño generado.

Se han realizado estudios experimentales y computacionales para determinar la estabilidad del agujero en la sección horizontal, tales estudios revelan que los pozos desviados en yacimientos de calizas suaves, a profundidades de 2000 m., nunca se colapsarán o fracturarán durante la perforación, esto es sin considerar el ángulo de desviación y utilizando el adecuado peso del lodo.

La mayoría de las características que afectan la terminación de un pozo son la permeabilidad, tipo de formación y la presencia de fracturas naturales. Para un yacimiento isotrópico de alta permeabilidad, la dirección de la sección horizontal podría no tener importancia y la TR pudiese ser reemplazada por el agujero abierto o bien por una TR corta ranurada.

A los pozos horizontales perforados en formaciones compactas (además de que el fluido de perforación se encuentra más tiempo controlando las presiones de la formación productora), probablemente será necesario estimularlos mediante una

acidificación o un fracturamiento, para eliminar el posible daño a la formación e incrementar su productividad.

Un pozo horizontal perforado en calizas debe intersecar el mayor número de fracturas a lo largo de su sección, estas fracturas serán zonas ladronas durante la perforación, resultando en un daño profundo. Es necesario programar una acidificación para poder remover dicho daño y reacondicionar las fracturas. La remoción del daño en las fracturas puede requerir grandes cantidades de ácido, debido a las longitudes de la sección horizontal, tales tratamientos podrían ser muy caros debido a los elevados costos de los aditivos, ya que se empleará más tiempo para el bombeo de los fluidos estimulantes, esto implica mayores volúmenes de inhibidores de corrosión; se debe considerar además que de realizarse una estimulación selectiva, se empleará un mayor número de volúmenes de fluidos desviadores para que la estimulación sea exitosa en las zonas más dañadas.

Se estima que los costos de perforación, terminación y estimulación de un pozo con alto ángulo de inclinación, serán el doble de un pozo vertical convencional¹⁰. Pero si se considera que un pozo desviado puede reemplazar a cuatro pozos verticales, se espera que el desarrollo de los costos de perforación pueda ser reducido por un factor de dos. En plataformas marinas donde el espacio es de gran valor, la reducción del número de pozos podría alcanzar considerables ahorros.

II.3.1 Tipos de terminación en pozos horizontales

El proceso de selección de pozos horizontales candidatos, incluye su tipo de terminación. En la planeación se debe considerar el tipo de terminación en función de las características de la formación, más que “forzar” el tipo de terminación en el yacimiento. Puesto que no es el mismo tipo de terminación en una arena que en una caliza; más bien el yacimiento y la formación son los que van a indicar la clase de terminación a realizar.

De acuerdo con los diferentes tipos de formación (Homogénea, Heterogénea, Fracturada, Estable, Inestable) y sus combinaciones es que se han diseñado los siguientes tipos de terminación:

Agujero abierto

TR corta perforada

TR con empaque externo con coples de cementación

TR's cortas pre empacadas
Con empaques de grava
Con fracturamiento (ácido o hidráulico con apuntalante)

De las anteriores terminaciones, la mayoría se realiza sin el empleo de cemento, únicamente en la terminación con fracturamiento es que se emplea la cementación de la TR, para un mejor control de fluidos a alta presión.¹⁰

II.3.2 Terminación en agujero abierto

Es la terminación más económica, ya que la última TR se asienta en la cima de la formación productora o ligeramente dentro del intervalo a explotar como se muestra en la figura II.12 y la sección horizontal del pozo permanece sin cualquier tipo de tubería(Formación Abierta). En este tipo de terminación es conveniente realizar una estimulación para la remoción del lodo, enjarre y sedimentos que pudieran existir en la parte baja de la sección horizontal del pozo. En caso de requerirse otra estimulación, se introduce la TP al fondo del agujero y se coloca el fluido estimulante en la sección horizontal; posteriormente se levanta la TP arriba de la ultima zapata y se procede a inyectar el fluido dentro de la formación. Se debe tener especial cuidado con las presiones de inyección, e inyectar con una presión debajo de la presión de fractura.

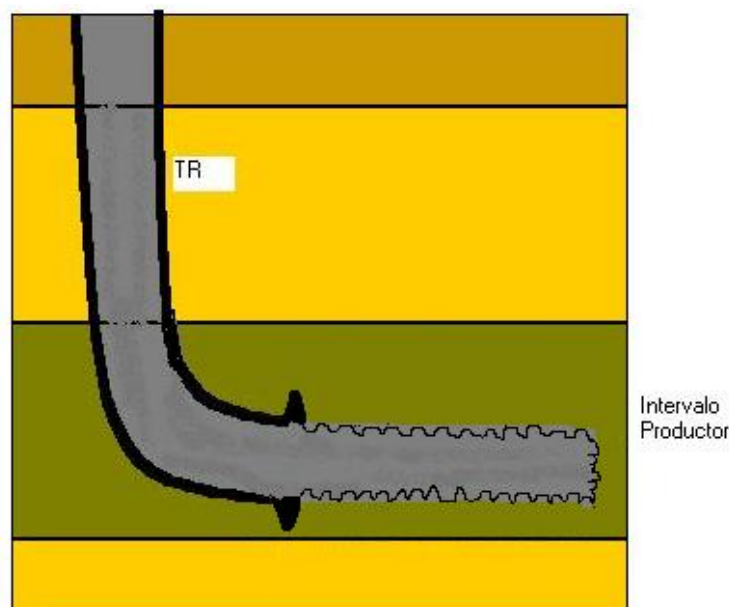


Figura II.12 Terminación de un pozo horizontal en agujero abierto

Debido a que en la terminación en agujero descubierto se confía a la estabilidad del pozo, ya que la roca es el soporte de la pared del agujero, tiene su mayor aplicación en formaciones carbonatadas. Un ejemplo se presenta en el campo ROSPO MARE en las plataformas del mar Adriático en Italia. El yacimiento es de carbonatos fracturados y algunos de sus pozos perforados en 1982 aparentemente no se han colapsado.

Pozos perforados con radio largo, medio y corto pueden terminarse en agujero abierto.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la terminación en agujero abierto

VENTAJAS	DESVENTAJAS
La TR colocada en la cima del horizonte permite técnicas especiales de perforación las cuales minimizan el daño a la formación.	No existe forma de regular el flujo de fluidos hacia el pozo
Toda la sección horizontal del pozo esta disponible para el flujo	Dificulta los tratamientos selectivos a las zonas productoras. Sin embargo se cuenta con empacadores para agujero descubierto.
Generalmente no se requiere disparar. Los disparos en agujero descubierto solo se efectúan en caso de daño muy severo.	El interior del pozo puede requerir de limpiezas periódicas. Se dificulta la toma de información de la zona productora
El agujero es fácilmente convertido a TR corta.	
La alta productividad se mantiene cuando se empaca con grava para el control de arena.	

II.3.3 Terminación con TR corta

En yacimientos que no contienen esquistos o barreras de permeabilidad vertical, los pozos horizontales con una inclinación de 88° a 92° y una longitud de 1000 a 2000 pies, han sido terminados en la sección horizontal con una TR corta ranurada sin cementarse.

El diseño de la sección horizontal se basó en la suposición de que era imperativo aislar la zona productora del casquete de gas al inicio de la sección horizontal, pero la necesidad de aislamiento dentro de la misma sección no justificaba un costo adicional.

Una terminación con TR corta ranurada o perforada, es esencialmente una terminación en agujero abierto con TR en la sección horizontal, que ayuda a prevenir el colapso del agujero. Este tipo de terminación es el más común y puede ser utilizado en agujeros perforados con radio largo, medio y corto, figura II.13

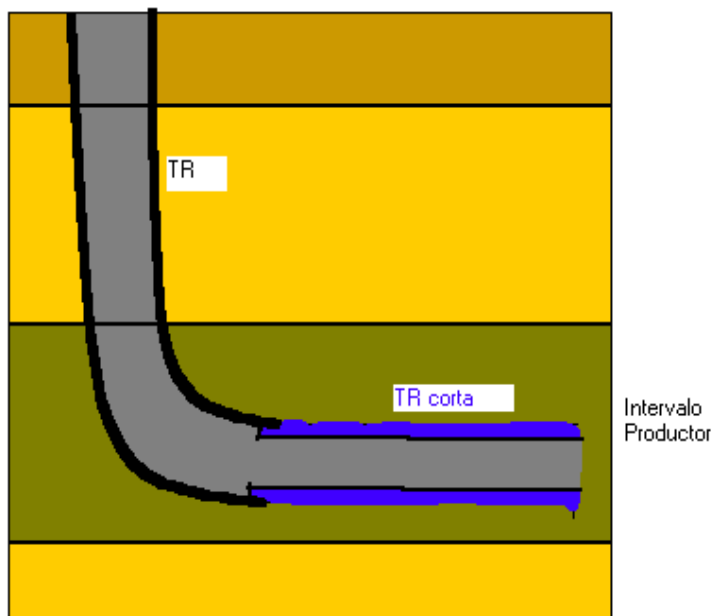


Figura II.13 Terminación de un pozo horizontal con TR corta

Esta terminación se utiliza en yacimientos que se consideran naturalmente fluyentes, y que no requieren de algún tratamiento de estimulación. Es necesario el empleo de una tubería lavadora para:

- Circular dentro del agujero
- Remover el lodo y asentamiento del espacio anular
- Observar los fluidos de retorno en el espacio anular.

En la vecindad del pozo existe un daño causado por el fluido de perforación, ya que el agujero se encuentra expuesto a dichos fluidos por periodos de tiempo mayores que los pozos verticales (2 a 10 veces o más). La corrección del daño en las inmediaciones de la pared del pozo es extremadamente difícil en este tipo de terminación. Materiales puenteantes, tapones gelificados, reticulantes y

espuma son materiales que se han empleado para ayudar a eliminar el daño, pero desgraciadamente no existe información disponible de los resultados obtenidos en las estimulaciones de estas terminaciones.

La terminación con TR corta ranurada o perforada se considera de principal aplicación en yacimientos cuyas formaciones geológicas se encuentran consolidadas.

Las ventajas y desventajas de este tipo de terminación, prácticamente son las mismas que se mencionaron en la terminación con agujero descubierto (solo que en este caso si resulta totalmente imposible cualquier tratamiento selectivo al yacimiento). Su principal aplicación es en el control de la arena donde una TR corta ranurada o cedazo es utilizada para prevenir el movimiento de la arena.

II.3.4 Terminación con TR, Empacadores Externos y Coples de Cementación

Una terminación selectiva especial puede requerirse en pozos que presenten heterogeneidad, diferentes facies, fallas y su paso a través de varios yacimientos o una capa de gas. Este tipo de terminación deberá permitir el aislamiento de zonas y prevenir el flujo fortuito de fluidos indeseables.

El empleo de empacadores externos de TR y coples de cementación puede controlar el aislamiento de zonas indeseables, figura II.14

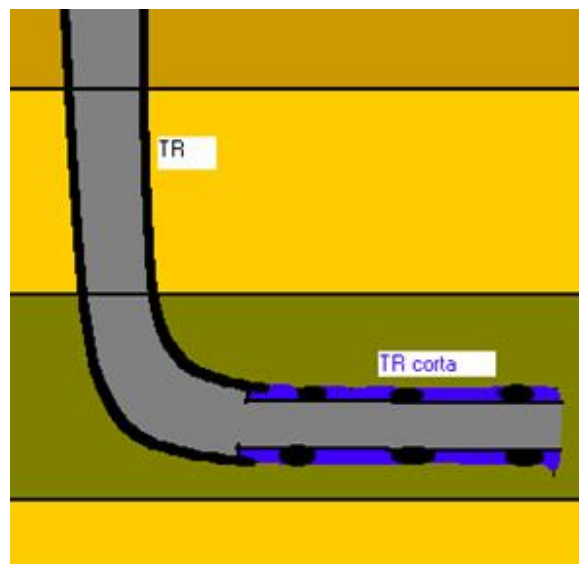


Figura II.14 Terminación con empacadores externos de TR

Este tipo de terminación con la combinación de herramientas adecuadas permite probar las secciones individualmente, ayuda en la remoción del lodo y detritos, además permite algún control para estimulación matricial.

Únicamente en pozos perforados con curvaturas de radio largo y medio es que se puede utilizar este tipo de terminación.

La figura II.15 muestra la secuencia de operación automática de un empacador externo de TR.

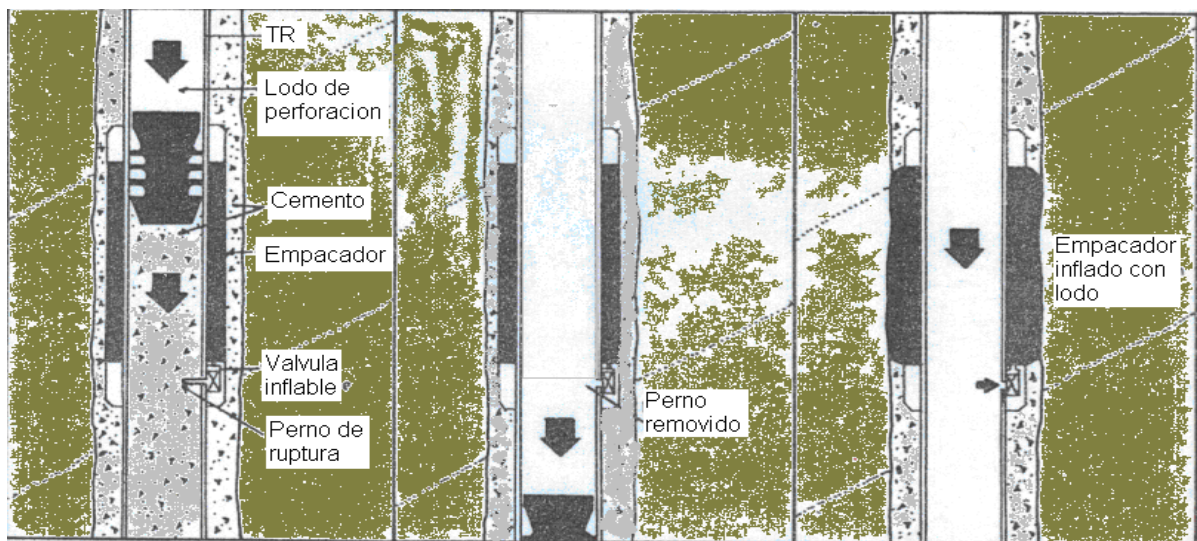


Figura II.15 Secuencia de operación de un empacador inflable

II.3.5 Terminación con cedazos preempacados

Se tendrá un problema más serio cuando las formaciones no consolidadas, las débilmente consolidadas y las formaciones de areniscas se colapsen y obturen el pozo, ocasionando con esto la disminución de la producción, o lo que es peor, perder el pozo. Si el agujero se encuentra parcialmente derrumbado, la producción puede abatirse, reduciendo o cancelando los beneficios de una terminación horizontal.

Los cedazos pueden prevenir el llenado del agujero con arenisca débilmente consolidada, esto depende de la efectividad de los cedazos para detener la arena. Generalmente un buen diseño de cedazos permite el flujo de alguna arena dentro del pozo, hasta que el empaque de arena se estabiliza. La arena que fluye dentro del cedazo, probablemente tienda a asentarse en la parte inferior de la sección horizontal y permanezca ahí. El efecto de la arena sobre el flujo de fluidos no

puede predecirse debido a que el volumen y localización de entrada de arena no puede determinarse. Una vez que la arena llene completamente el cedazo, la producción puede abatirse por completo.

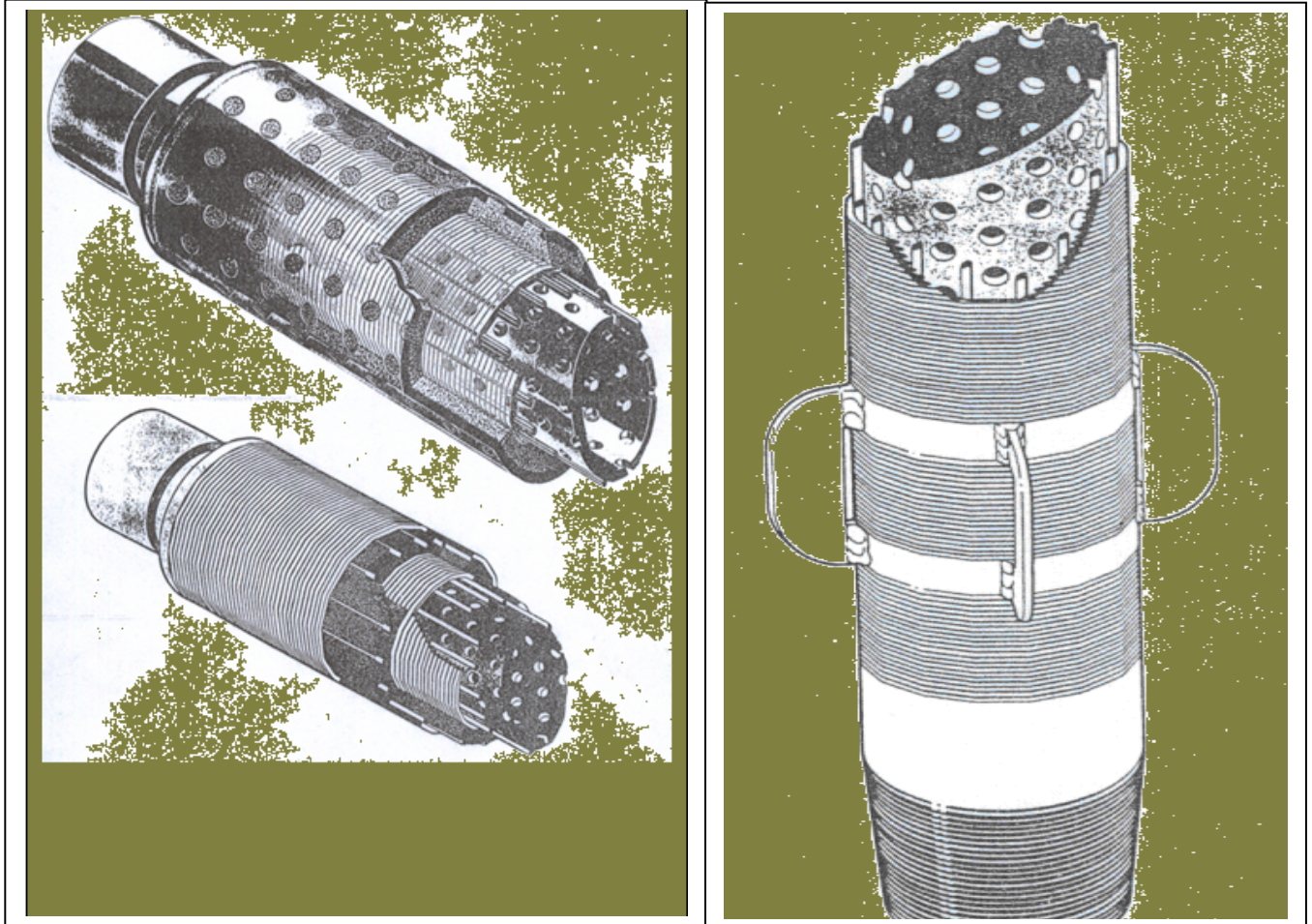


Figura II.16 Cedazos preempacados y cedazo enrollado con alambre y aletas centradoras

Las formaciones débilmente consolidadas probablemente se derrumben obturando el espacio anular agujero / cedazo y las aberturas del cedazo se taponen con arena y enjarre del lodo, teniéndose en el espacio anular un material con una permeabilidad más baja que cualquier medida de núcleo pudiera indicar⁹



Figura II.17 Efecto del daño a la formación causado por colapso alrededor del cedazo o TR en un pozo horizontal

Existen factores críticos en la determinación de gastos de producción deseados para pozos horizontales a continuación se mencionan algunos de ellos:

- Prevenir la canalización o conificación de la zona productora
- Prevenir el colapso total del agujero.
- Mantener la alta permeabilidad en el espacio anular agujero / cedazo.
- Prevenir el taponamiento del cedazo.
- Minimizar la profundidad de invasión de el daño a la formación.
- Minimizar el efecto del daño a la formación sobre la permeabilidad.

Una TR corta ranurada o un cedazo ayudarán a prevenir el colapso del agujero, pero estarán sujetos a su taponamiento como se mencionó anteriormente. Una solución más positiva es el empleo de cadazos pre empacados de fábrica, con un material de alta permeabilidad, utilizando grava consolidada con resina epóxica.

Un cedazo pre empacado probablemente prevenga la entrada de arena en el pozo, pero siempre estará sujeto a taponarse por finos durante su instalación, y más aún cuando el pozo es puesto a producción.

Si un cedazo es pre empacado con arena de malla 20/40 y se consolida con resina epóxica, la permeabilidad del empaque debe ser de 50,000 mDarcy. La invasión del lodo y finos de la formación dentro de los poros del empaque del cedazo lo pueden taponar totalmente, por lo tanto es muy importante remover el

enjarre del lodo y daño de la formación antes de introducir el cedazo, además se debe tener el pozo controlado con fluido de terminación limpio.

Desafortunadamente las formaciones débilmente consolidadas son más propicias al colapso después que el enjarre del lodo y daño a la formación han sido removidos y eliminados con la circulación de fluido de terminación limpio. Es por tanto necesario tener el pozo controlado con lodo, mientras el cedazo es instalado para estabilizar el agujero hasta que el cedazo es instalado. En esta situación un ácido soluble o aceite soluble debe utilizarse para cubrir el cedazo. Esto mantendrá al cedazo o cedazo pre empacado libre del taponamiento durante su introducción, la cubierta de ácido o aceite puede removerse con un ácido, aceite o algún solvente cuando el pozo esté listo para producción.

Tabla 2. Referencia para la selección de cedazos

REFERENCIA PARA LA SELECCIÓN DE CEDAZOS		
RECOMENDACIONES DE DISEÑO		
IA.- incremento de ángulo (desviación horizontal o/100 pies)	IA<20°	IA>20°
D ₅₀ >0.9 mm tamaño medio de arena de formación, determinado para el análisis del cedazo.	Cedazo convencional enrollado con alambre parte externa perforada pre empacado con resina epóxica	Convencional enrollado con alambre pre empacado con junta HSSC-EMS
D ₅₀ <0.9 mm tamaño medio de arena de formación, determinado para el análisis del cedazo	Parte externa perforada Pre empacada con resina epóxica	Doble cedazo pre empacado, puede construirse con un protector externo de el cuerpo de tubería perforada para condiciones extremas de incremento de ángulo.

En casos donde el diámetro del grano de arena de formación es grande, la ingeniería del pozo y económica conducen al cedazo de malla de alambre convencional; y éste se debe considerar en los incrementos de ángulo extremos. En conjunto con arenas finas, el cedazo doble pre empacado se recomienda, pero sin el empleo de la resina epóxica, esto se debe al riesgo del rompimiento de la arena con resina, cuando el cedazo se flexiona durante su introducción. La resina se cura con temperatura para solidificar, y esto no se realiza dos veces; si la

resina se rompe durante la corrida, la catálisis no se efectuará a la temperatura de fondo del pozo y posiblemente conducirá a una falla del tipo de erosión en un tiempo futuro.

II.3.6 Terminación con empaque de grava

El empacamiento con grava de pozos con alto ángulo de inclinación se está realizando con éxito en formaciones poco consolidadas, con una mínima pérdida de la producción. Esto se debe a que se han realizado buenos diseños de ingeniería, además de las técnicas de colocación.

En pozos altamente desviados es importante considerar las consecuencias que puede acarrear un empaque pobre de grava. Esta falla puede no ser detectada inmediatamente. Por ejemplo, en una terminación vertical, un empaque anular pobre con pocos huecos, puede ser parcialmente corregido por el asentamiento de arena debido a la gravedad; un exceso de arena en el espacio anular arriba del cedazo donde se encuentra la producción, se asienta y va llenando esos huecos en el empaque. Este podría no ser el caso en un empacamiento horizontal con grava, la gravedad más que ayudar en la corrección del empacamiento pobre, podría intensificar el problema.

En formaciones poco consolidadas los pozos horizontales parecen ser ideales para terminación con empaque de grava, con resultados que podrían ser de productividades significativamente más altas que con terminaciones con TR's cortas, o cedazos pre empacados. La siguiente tabla compara las productividades de un pozo utilizando un cedazo, y el mismo pozo con cedazo y un empaque de grava de malla 20/40, esto supone que el empaque de grava es colocado en agujero abierto bajo condiciones ideales, sin causar cualquier daño adicional a la formación (Lo cual es probablemente imposible) pero buena parte del espacio anular empacado podría mejorar el rendimiento del pozo.

II.3.7.- Efecto de un cedazo pre empacado sobre la productividad de un pozo horizontal

SUPOSICIONES:

Invasión del daño a la formación	0.5 pies.
Permeabilidad de la zona invadida	50 mDarcy.

Datos:

Espesor del yacimiento (h)	50 pies.
Radio del pozo (r_w)	0.33 pies
Radio exterior del cedazo (r_e)	0.25 pies
Radio interior del cedazo (r_i)	0.14 pies
Radio del yacimiento (r_y)	933 pies
Sección terminada	500 pies
Formación homogénea	
Permeabilidad de la formación (k_e)	100 mDarcy.

Tabla 3. Efecto de un cedazo pre empacado sobre la productividad de un pozo horizontal.

Permeabilidad efectiva del cedazo pre empacado	Permeabilidad efectiva del espacio anular agujero cedazo	Relación de producción cedazo pre empacado	Relación de producción cedazo pre empacado/empaque de grava
mDarcy.	mDarcy.	$Q_{cedazo}/Q_{sin\ daño}$	Agujero abierto
80,000	100	0.91	0.95
40,000	100	0.91	0.95
10,000	100	0.91	0.95
1,000	100	0.90	0.94
100	100	0.82	0.82
80,000	50	0.86	0.95
40,000	50	0.86	0.95
10,000	50	0.86	0.95
1,000	50	0.85	0.94
100	50	0.58	0.82
80,000	10	0.62	0.95
40,000	10	0.62	0.95
10,000	10	0.62	0.95
1,000	10	0.62	0.94
100	10	0.58	0.82

Tener éxito con un empaque de grava en un pozo de sección horizontal grande, podría ser difícil debido a:

El agujero tiende a colapsarse después que la grava está completamente colocada y empacada.

La grava tiende a salirse con el fluido del espacio anular horizontal (deslavarse), después que ha sido empacado completamente.

Será difícil la centralización de un cedazo grande en la sección horizontal del agujero abierto debido a que los centradores de muelle tienden a incrustarse en formaciones de arena suave.

La pérdida de fluido a la formación en un intervalo permeable originará un daño a la formación, y reducirá la velocidad del fluido abajo del mínimo necesario para transportar la grava.

Es debido a esos problemas que las únicas formaciones factibles de terminación con empaques de grava son las areniscas deleznable, las cuales no se espera produzcan mucha arena sino hasta después de que el pozo ha producido largo tiempo, y las arenas semi compactas, las cuales no se colapsan después de que el empaque es colocado. Tales formaciones son relativamente fuertes, pero producen cierta cantidad de arena continuamente con el gas o aceite, y empiezan a producir grandes cantidades de arena a medida que la presión del yacimiento declina y/o cuando se inicia la producción de agua.

D.D. Sparlin¹⁸ indica que las terminaciones en agujero abierto pueden ser sumamente difíciles de realizar en formaciones de areniscas no consolidadas o poco consolidadas debido al riesgo de colapso y derrumbes. Las posibilidades de que esto ocurra después de cualquier tipo de tratamiento de engravamiento son muy altas. A esto se debe que los siguientes comentarios y teorías que se presentan, se basan en el empacamiento de grava en un agujero horizontal adorado.

El diseño de los empaques de grava en pozos horizontales requiere de la selección adecuada y condiciones de diseño. La eficiencia de transporte de fluido acarreador es una de las condiciones de diseño que juega un papel importante en el éxito del empaque de grava, el cual es afectado por:

La capacidad del fluido acarreador para mantener en suspensión la arena

Velocidad y densidad del fluido acarreador

Densidad de la arena

Tamaño de la arena

Concentración

Desviación del pozo

Existen fluidos gelificados con una suspensión de arena del 100 %, sin embargo no son buenos fluidos empacadores de grava, por su alta pérdida de fluido a la formación. El fluido acarreador seleccionado deberá tener la máxima capacidad de suspensión, además de tener un buen control de pérdida de fluido. Los fluidos acarreadores a base de hidroxietilcelulosa (HEC) tienen una muy buena suspensión de la arena y son excelentes en el control de la pérdida de fluido, además de ser adaptables a la gelificación de los fluidos de terminación pesados (1.92 gr./cc).

Un bio polímero de alta pureza (Xantan) demostró una capacidad de suspensión del 100 % y un equivalente o mejor control en las características de pérdida de fluido que el HEC.

Al referirse al gasto de bomba, realmente se está hablando de la velocidad del fluido en el espacio anular o a través de las perforaciones. En muchos casos este gasto de bomba es alrededor de 2 BPM a través de la bomba para prevenir el arenamiento de la misma.

De las pruebas realizadas, se observó que en pozos altamente desviados un incremento en el gasto (Velocidad) de 0.6-1.0 BPM, incrementó el volumen de empacamiento de aproximadamente 60 % a aproximadamente 93 % respectivamente, y a 1.4 BPM el volumen de empacamiento se incrementó a aproximadamente el 96 %.

Un incremento en el gasto de colocación virtualmente elimina los puentes formados en la sección anular entre la tubería lisa y la tubería de revestimiento arriba de las perforaciones.

Existen dos limitantes en la velocidad del fluido acarreador a través de una perforación .

La máxima velocidad a través de una perforación no puede exceder el gasto que podría causar una acción de jet sobre la formación, causando con esto una mezcla de arena de formación y arena de empaque.

Se debe tener una mínima velocidad sobre una perforación, que asegure que el empaque de arena fluirá dentro de la formación y no la pase.

Fluidos acarreadores viscosos formaran un mejor empaque de grava , que si se emplean fluidos de baja viscosidad tales como el agua o salmueras, además se observó que con gastos bajos los sistemas viscosos empacaban irregularmente, lo cual confirma que los altos gastos serán benéficos en el empaque de grava de las secciones horizontales.

La concentración de arena en el diseño afecta la calidad del empaque de grava. Grusebeck y colaboradores¹⁹, mencionan que la eficiencia del empacamiento en pozos desviados se incrementa con:

bajas concentraciones de grava
disminuyendo el diámetro de la partícula
disminuyendo la densidad de la partícula
incrementando la densidad del fluido
incrementando los gastos
incrementando la resistencia al flujo del fluido en la sección anular de la tubería de cola.

Para poder evaluar los diferentes parámetros que intervienen en el diseño de un empaque de grava es necesario determinar la influencia de cada uno de ellos en el empacamiento final, mediante un simulador, con el cual se puedan realizar las pruebas, con la combinación de viscosidad, densidad y velocidad del fluido acarreador, densidad, tamaño y concentración de arena, etc.

1.3.8 Ejemplo de simulación de empaque de grava

Un simulador de pozo de 30 pies, de largo ha sido empleado para estudiar el empacamiento de grava en un pozo horizontal. El simulador tiene un diámetro interno de 6 pg, una presión de trabajo de 150 psi y contiene 18 pies de perforaciones simuladas (12 perforaciones por pie fase 90°) como se muestra en la figura II.18.

(30 pies de longitud por 7 pg. de diámetro externo)

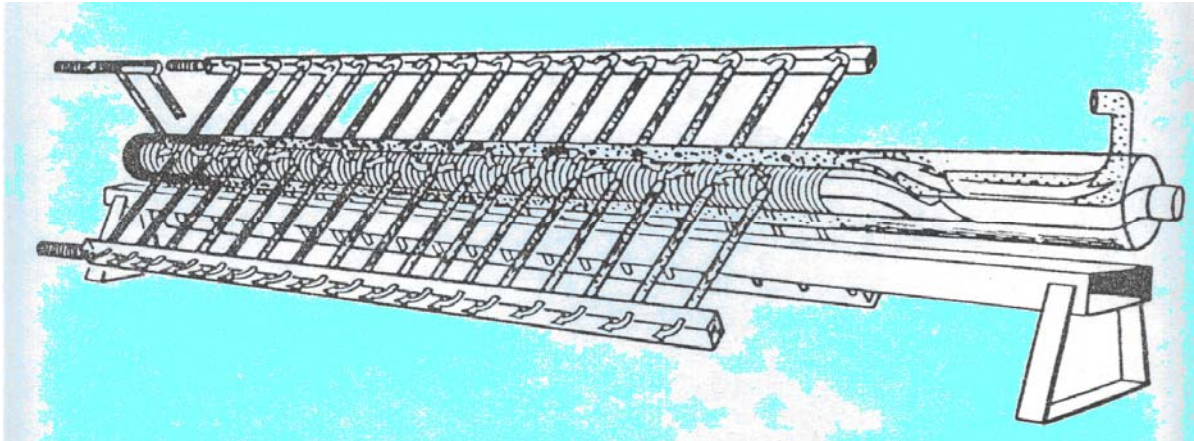


Figura II.18 Simulador de empaque de grava

Se observó como la mezcla del empaque de grava se desplazaba por la sección anular del cedazo y se iba depositando en la parte inferior de la sección horizontal



Figura II.19 Formación de la duna de grava

La altura de la arena depositada crecía formando una duna de arena en el espacio anular. A medida que la altura de la duna se incrementaba, la velocidad de la mezcla también se incrementaba a través de la parte superior de la duna de arena.

Al incrementarse la velocidad en la parte superior de la duna, ésta empezaba a erosionarse y a desplazar la arena de la duna hacia las partes más profundas del espacio anular. Por lo tanto la duna alcanzaba una altura de equilibrio y ésta permanecía constante. Este proceso de erosión de las dunas, continua hasta que la parte inferior del espacio anular ha sido completamente llenado con arena.

La altura vertical de la duna es función del coeficiente de fricción de la mezcla, diámetro promedio de la arena, velocidad de la mezcla, densidad y viscosidad dinámica efectiva de la mezcla fluyendo en la parte superior de la duna. Después que la parte inferior del espacio anular se ha llenado con arena, ésta empieza a depositarse en la parte superior final de el espacio anular.

Para empacar esta porción restante se requerirá menos tiempo, debido a que la velocidad de la mezcla es mayor que su velocidad inicial. El incremento en velocidad origina que la viscosidad dinámica de la mezcla disminuya, con lo cual se incrementa la razón de depositación de la arena.

Mezclas con bajas viscosidades y altos gastos de desplazamiento, resultan en altos números de Reynolds, obteniéndose unos empaques de grava más completos en el simulador.

Los estudios de laboratorio acerca de la grava y otras partículas en varios fluidos mostró los efectos de la densidad de la partícula (D_p) y densidad del fluido acarreados (D_f) sobre la velocidad de asentamiento.

Las velocidades²⁰ de asentamiento se midieron usando partículas con densidades de 1.05, 1.68 y 2.65 gr/cc. Estas partículas fueron colocadas en fluidos con densidades de 1.0, 1.51 y 2.4 gr/cc; estos datos se muestran en la tabla siguiente e indican un rango para una velocidad de asentamiento de 152 pies/h. Para una relación de densidades $D_p/D_f = 1.05 : 1$, a 1136 pies/h para una relación de 2.65 : 1 Sin considerar la densidad del fluido acarreador (D_c), la velocidad de asentamiento de la partícula disminuye cuando la relación D_c/D_f disminuye.

Tabla 4. Asentamiento de partículas en varios fluidos

ASENTAMIENTO DE PARTICULAS EN VARIOS FLUIDOS		
Densidad del fluido (gr/cc)	Densidad de partícula (gr/cc)	Velocidad de asentamiento (pies/h)
1.0	1.05	152
1.0	1.68	621
1.0	2.65	1131
1.51	1.05	0
1.51	1.68	212
1.51	2.65	659
2.40	1.05	0
2.40	1.68	0
2.40	2.65	27

Las velocidades de asentamiento obtenidas en el fluido de 1.0 gr/cc fueron calculadas y comparadas utilizando las ecuaciones de Stokes y Swanson²⁵. La comparación de datos teóricos y velocidades de asentamiento medidas para una partícula de 2.65 gr/cc a varias concentraciones de HEC se observan en la figura II.20

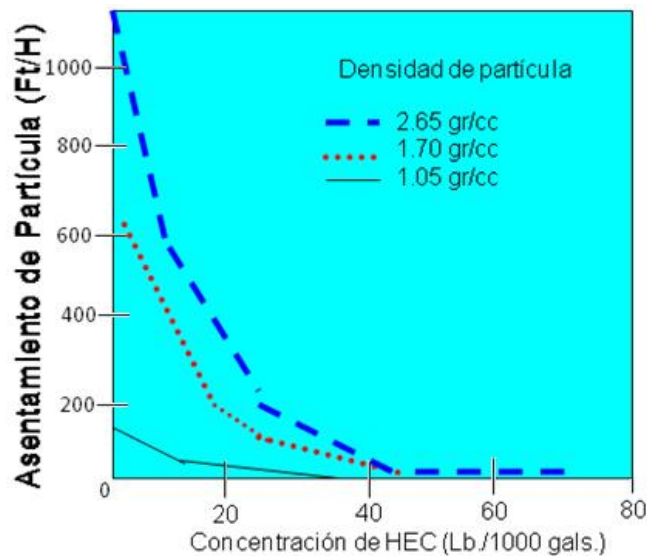


Figura II.20 Efecto de la densidad de la partícula y concentración de HEC sobre la velocidad de asentamiento de la partícula.

II.4 Estrategias de explotación de yacimientos mediante pozos horizontales

II.4.1 Capacidad de producción de pozos horizontales

Los pozos horizontales han demostrado su capacidad para incrementar los ritmos de producción en campos existentes, donde los pozos verticales son de bajo índice de productividad, tanto que la perforación horizontal podría considerarse como un medio de recuperación secundaria, los pozos horizontales incrementan drásticamente el área de drene y su eficiencia por gravedad aumenta, la tecnología de pozos horizontales permite desarrollar muchos campos costa afuera con pocos pozos y en consecuencia con plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales, se perforan pozos horizontales en formaciones de areniscas y calizas.

Los adelantos tecnológicos han permitido reducir las dificultades técnicas en la perforación, terminación y puesta en producción de pozos horizontales reduciendo los costos.

Joshi⁶ demostró que los pozos horizontales pueden producir de 5 a 8 veces más que los pozos verticales, mediante la relación de índices de productividad de un pozo horizontal y uno vertical contra la longitud de la sección horizontal

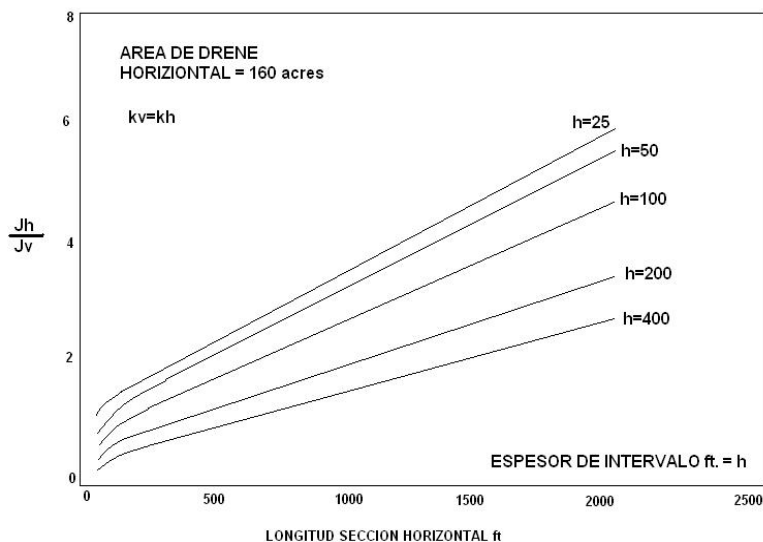


Figura II.21 Índices de productividad de un pozo horizontal y uno vertical vs la longitud de la sección horizontal

II.4.2 Pozos horizontales con formaciones anisotrópicas

En ocasiones la historia geológica de las rocas del yacimiento hacen que la permeabilidad vertical sea más pequeña que la permeabilidad horizontal, debido por ejemplo, a las intercalaciones de lutitas, en otros casos, la presencia de numerosas fracturas conducen a una permeabilidad vertical mayor.

La relación de productividad de pozos horizontales o desviados con respecto a su vertical, se puede calcular usando las ecuaciones.

$$IP_v = \frac{2 \pi K_H h}{\mu \beta L_n (r_e / r_w)} \dots\dots\dots 10$$

$$IP_{vf} = \frac{2 \pi K_H h}{\mu \beta L_n \left\{ \frac{2 r_e}{L} + \sqrt{(2 r_e / L)^2 + 1} \right\}} \dots\dots\dots 11$$

$$IP_{vf} = \frac{2 \pi K_H h}{\mu \beta \cosh^{-1}(2 r_e / L)} \dots\dots\dots 12$$

$$IP_{vf} = \frac{2 \pi K_H h}{\mu \beta L_n (4 r_e / L)} \dots\dots\dots 13$$

Quedando finalmente el índice de productividad para pozos horizontales como sigue.

$$IP_H = \frac{2 \pi K_H h}{\mu \beta L_n \left\{ \frac{2 r_e}{L} + \sqrt{\left(\frac{2 r_e}{L} \right)^2 + 1} \right\}} \dots\dots\dots 14$$

Las ecuaciones anteriores suponen que el flujo horizontal y por lo tanto, no se toma en cuenta la permeabilidad vertical.

La permeabilidad promedio se calcula usando un promedio geométrico.

$$K_e = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\frac{1}{k} \ln \frac{r_e}{r_x} + \frac{1}{k_x} \ln \frac{r_x}{r_w}} \dots\dots\dots 15$$

$$IP_V = \frac{2 \pi K_H}{\mu \beta \frac{\pi b}{L'} + \frac{h'}{L'} L_n \frac{h'}{L'} - \frac{h'}{L'} \left(L_n \frac{a'+c'}{2c'} + 1 \right) + L_n \frac{2r_e}{a'+b'}} \dots\dots\dots 16$$

Donde:

$$h' = h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots\dots\dots 17$$

L' = L para agujero de drene

$$L' = \sqrt{(L^2 + h'^2 - h^2)} \quad \text{para un pozo desviado} \dots\dots\dots 18$$

Una permeabilidad vertical mayor que la horizontal es favorable únicamente para pozos horizontales, pero la dependencia de la anisotropía es desfavorable para estos si la permeabilidad vertical es menor que la horizontal.

Tabla 5. Influencia de la anisotropía sobre la productividad en pozos horizontales

Influencia de la permeabilidad anisótropa, sobre el incremento de productividad de pozos horizontales				
Relación de anisotropía k_v/k_h	IP_H/IP_V		IP_S/IP_V	
	h=10m	H=50m	H=10m	H=50m
100	3.973	3.864	3.962	3.589
10	3.784	3.824	3.774	3.181
1	3.104	1.691	3.104	1.691
0.1	1.024	0.227	1.360	1.040
0.01	0.113	0.022	1.030	1.024
0.001	0.011	0.002	1.024	1.024

II.4.3 Efecto del espesor del yacimiento

La influencia de la altura del yacimiento puede evaluarse en términos de relaciones de índices de productividad utilizando la ecuación.

$$\left(\frac{IP_H}{IP_V}\right) = \frac{L_n\left(\frac{r_{ev}}{r_w}\right)}{L_n\left(\frac{r_{eH}}{r_{we}}\right)} \quad \text{Para } L > h \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad \text{y} \quad \left(\frac{L}{2}\right) < 0.9r_{eH} \dots\dots\dots 19$$

Para una longitud de un pozo horizontal dada, el aumento relativo de la productividad sobre la de un pozo vertical sin estimular es mayor en un yacimiento delgado que en un yacimiento grueso.

Área de drene del pozo horizontal igual al área de drene del pozo vertical igual a $32.38 \times 10^4 \text{ m}^2$ $K_v=K_H$ para los diferentes espesores de yacimiento utilizados en la siguiente grafica

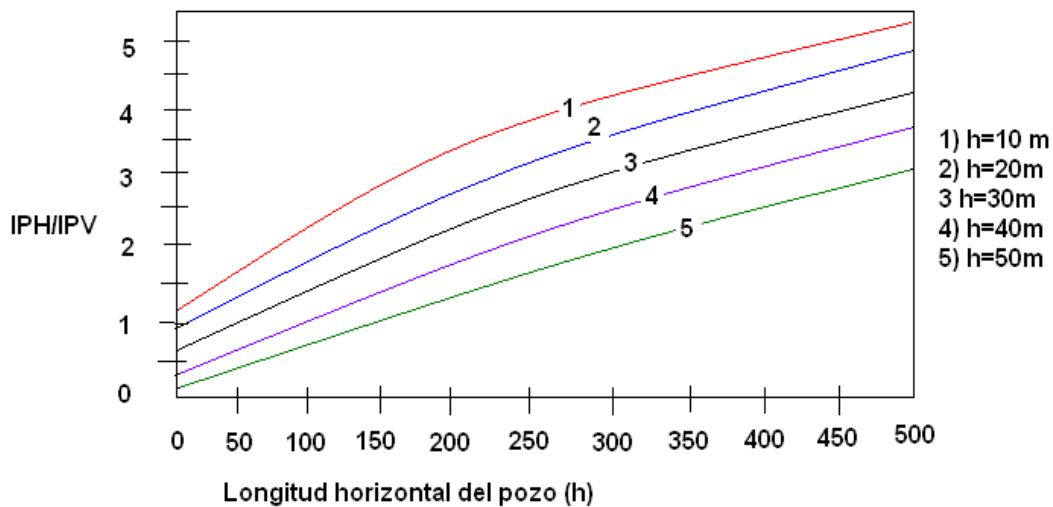


Figura II.22 Influencia del espesor del yacimiento en el índice de productividad

El comportamiento de los pozos horizontales es mejor en yacimientos con permeabilidad vertical alta que en yacimientos con permeabilidad vertical baja.

II.4.4 Efecto de daño en la producción del pozo horizontal

Existen diferentes puntos de vista del papel que el daño a la formación tiene sobre el comportamiento de los pozos horizontales, algunos sugieren que conforme se incrementa la longitud(L) del pozo horizontal, la influencia del daño a la formación sobre la caída de presión total puede llegar a ser despreciable, resultando así en una ventaja adicional sobre los pozos verticales, otros indican que la zona dañada puede afectar más la productividad en los pozos horizontales que en los verticales y que el daño algunas veces puede impedir que los proyectos de pozos horizontales tengan buen éxito.

El criterio para cuantificar el efecto del daño a las formaciones sobre la eficiencia de flujo en pozos horizontales es determinar la eficiencia con la cual un pozo ha sido perforado y terminado calculando los índices de productividad ideal y real

Eficiencia de flujo para pozos verticales

$$\Delta P_s = S_v \left(\frac{q\mu\beta}{2\pi K_H h} \right) \dots\dots\dots 20$$

Para la zona alterada K_s en el radio r_s

$$S_v = \left[\frac{K}{K_s} - 1 \right] L_n \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \dots\dots\dots 21$$

Quedando la eficiencia de flujo vertical como sigue.

$$E_v = \frac{IP_{REAL}}{IP_{IDEAL}} = \frac{(\Delta P_{wf} - \Delta P_s)}{\Delta P_{wf}} \dots\dots\dots 22$$

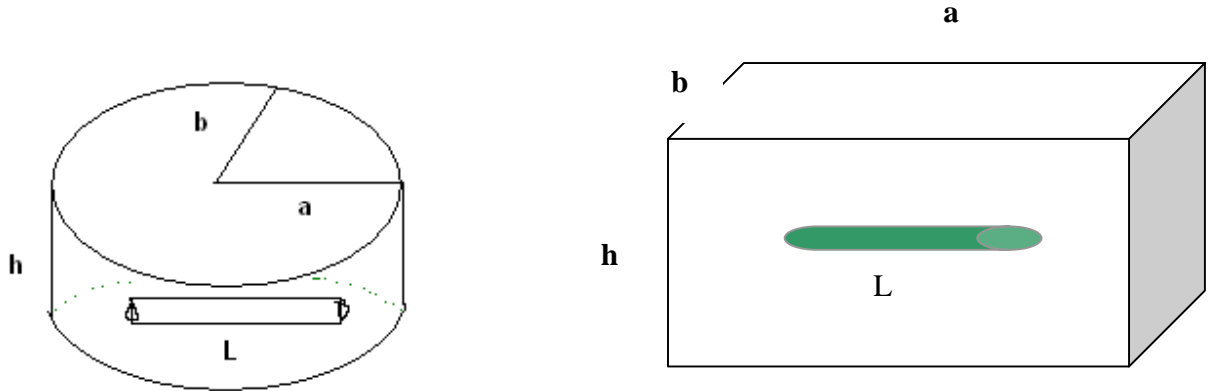
$$E_v = \frac{L_n \left(\frac{r_{ev}}{r_w} \right)}{L_n \left(\frac{r_{ev}}{r_w} \right) + S_v} = \dots\dots\dots 23$$

Donde:

- E_v Eficiencia de flujo en pozos verticales
- ΔP_{wf} Abatimiento de presión total (psi)
- S_v Factor de daño

IP

Índice de productividad de un pozo



Área de drenaje elipsoidal

área de drenaje rectangular

Figura II.23 Geometrías de drenaje en pozos horizontales

El índice de productividad de un pozo para ambas geometrías es.

$$(IP_H)_{ideal} = \frac{2\pi K_H h}{\mu\beta} \left\{ \frac{1}{\left[\cosh^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) L_n \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \right\} \dots\dots\dots 24$$

Donde $r'_w = \left[\frac{1+\beta}{2\beta} \right] r_w$ y X depende de la forma y dirección del área drenada del pozo.

$$(IP_H)_{real} = \frac{2\pi K_H h}{\mu\beta} \left\{ \frac{1}{\left[\cosh^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) L_n \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right] + S_H} \right\} \dots\dots\dots 25$$

Donde:

$S_H = \left(\frac{h}{L} \right) \beta S_v$ y sabemos que la eficiencia de flujo es $EF = \frac{IP_{real}}{IP_{ideal}}$ con las dos ecuaciones anteriores

$$E_H = \frac{\cos^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) L_n \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)}{\cosh^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) L_n \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) S_v} \dots\dots\dots 26$$

$$E_H = \frac{\frac{L}{h\beta} \cosh^{-1}(X) + L_n \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)}{\frac{L}{h\beta} \cosh^{-1}(X) + L_n \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) + S_v} \dots\dots\dots 27$$

Comparando las eficiencias de flujo en pozos horizontales con las eficiencias de flujo en pozos verticales E_H y E_V calculadas con las correspondientes ecuaciones para diferentes valores de S_v y β , $r_w=0.33$ pies, $h= 50$ pies, $r_{ev}=r_{eh}=1000$ pies, $L=500$ pies, $X=2r_{eh}/L$ (área de drene elipsoidal)

Tabla 6. Comparación de eficiencias de flujo entre pozos horizontales y verticales (E_H y E_V)

S_v	E_v	E_h							
		$\beta =1$	$\beta =1.94$	$\beta =2.88$	$\beta =3.82$	$\beta =4.77$	$\beta =5.71$	$\beta =6.66$	$\beta =7.60$
1	0.89	0.96	0.93	0.91	0.90	0.89	0.88	0.87	0.87
5	0.62	0.83	0.74	0.68	0.64	0.62	0.59	0.58	0.56
10	0.44	0.70	0.59	0.52	0.47	0.44	0.42	0.41	0.39
20	0.29	0.54	0.41	0.35	0.31	0.29	0.27	0.25	0.24
$(IP_H/IP_V)_{ideal}$		3.37	2.93	2.59	2.32	2.10	1.92	1.76	1.63

Con estos datos la identidad $E_v=E_H$ se obtiene para $\beta=4.77$, para índices de anisotropía menores a este valor limite, la pérdida en la productividad debido al daño de la formación es siempre mayor para un pozo vertical.

El incremento de la productividad de un pozo horizontal con respecto a uno vertical decrece conforme el índice de anisotropía (β) se incrementa aunque la pérdida de productividad es menor para el pozo horizontal que para el pozo vertical bajo este mismo efecto⁶.

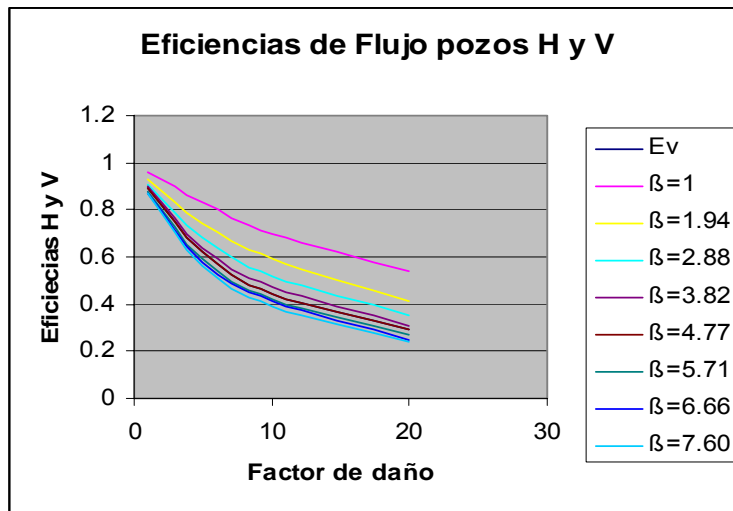


Figura II.24 Comparación de Eficiencias de Flujo

II.4.5. Pozos verticales fracturados hidráulicamente contra pozos horizontales

La práctica de fracturamiento de pozos horizontales, es muy similar a la usada en pozos verticales, además los fluidos y apuntalantes usados en los pozos horizontales no son muy diferentes de los usados convencionalmente, pero, debido a la distancia que estos viajan en los pozos horizontales, se deben usar fluidos con alta capacidad de acarreo del apuntalante.

La diferencia en la geometría de la fractura y parámetros del fracturamiento, radica principalmente en la posición espacial de la sección horizontal con respecto a los esfuerzos principales dentro de la formación y en los programas de terminación algunas de las principales diferencias entre el fracturamiento de pozos horizontales con respecto a los verticales son:

El plano de la fractura inducida no contiene al agujero a menos que el pozo se deforme perpendicular a $\sigma_{H \min}$

- Es posible que se puedan crear múltiples fracturas en el mismo intervalo abierto o disparado, en una sola etapa de bombeo
- La amplitud de la fractura en el agujero, posiblemente no sea la máxima para pozos horizontales que no estén perpendiculares a $\sigma_{H \min}$, la amplitud en la entrada del fluido puede ser independiente de la geometría de la fractura para ángulos altos de desviación del pozo (θ)

- La relación entre los esfuerzos horizontales principales $\left(k = \frac{\sigma_{HMAX}}{\sigma_{HMIN}} \right)$ y el gasto de inyección (q_i) , afectan a la trayectoria de reorientación de la fractura.
- Durante el proceso de reorientación, la fractura se extiende bajo el modo de corte y tensión, dando como resultado que las paredes de la fractura sean rugosas. Esta rugosidad extra de las paredes incrementa la fricción del fluido y por lo tanto, se puede requerir de una alta presión de operación.
- La geometría inicial de la fractura cerca del agujero es controlada por la longitud y tipo de entrada del fluido a la fractura, por ejemplo, terminación en agujero descubierto, TR corta cementada, etc. Dependiendo de la desviación del pozo y del tipo de entrada, se determinara la distancia de conexión o los canales de comunicación entre el agujero y la fractura.
- Usualmente los pozos horizontales son paralelos al sistema estratigráfico, por lo tanto, son perforados en una zona de esfuerzos. Debido a que la variación vertical del esfuerzo controla el aumento de la altura de la fractura, la profundidad de la sección horizontal es un factor decisivo para controlar esta altura en zonas productoras gruesas.

II.4.6. Evaluación de la formación para una terminación óptima del pozo

Para seleccionar la terminación apropiada de un pozo horizontal, es necesario hacer un balance adecuado de los factores que influirán durante la vida productiva del pozo.

Se debe tener en cuenta:

- La forma del yacimiento
- Su localización,
- Secciones a explotar al inicio
- Secciones a explotar posteriormente
- Orientación del pozo dentro del yacimiento con base en la dirección de los esfuerzos que determinaran en gran manera la estabilidad del pozo
- Forma y número de fracturas.
- Modelo geomecánico para determinar la alineación de las fracturas (micro, macro y mezo)
- Presión del yacimiento para el diseño de las conexiones superficiales, tuberías etc.

- Identificar el tipo de mecanismo de empuje:
 - ✓ Empuje por entrada de agua
 - ✓ Empuje por gas disuelto en el aceite
 - ✓ Empuje por gas liberado
 - ✓ Empuje por casquete de gas
 - ✓ Empuje por segregación gravitacional
 - ✓ Empuje por la expansión del sistema roca-fluidos
 - ✓ Empujes combinados.
- Características del sistema roca fluidos del yacimiento:
 - ✓ Viscosidad del aceite
 - ✓ Relación gas-aceite
 - ✓ Heterogeneidades
 - ✓ Distribución de permeabilidades
 - ✓ Problemas de arenamiento
 - ✓ Área de contacto del pozo con la formación productora
 - ✓ Fallas geológicas
 - ✓ Formaciones adyacentes problemáticas
 - ✓ Intercalación de lutitas
 - ✓ Domos salinos
 - ✓ Conocer el comportamiento de afluencia para lograr una mejor explotación del yacimiento

Prever problemas futuros.

Se deben considerar las intervenciones futuras necesarias en la vida productiva del pozo, con base en las características de la formación, fluidos a producir, historia de los pozos vecinos.

Daño a la formación

Se deben considerar todas las precauciones para evitar daño a la formación por invasión de fluidos de perforación, terminación, cementación o estimulación.

II.5.1 Radio efectivo.

Un concepto utilizado para representar el pozo el cual produce un gasto diferente al esperado calculado en base al diámetro del agujero perforado es el radio efectivo.

El radio efectivo de un pozo es aquel requerido teóricamente para igualar el gasto de producción observado. Cabe notar que los pozos que son estimulados tendrán un radio efectivo más grande que el radio del pozo perforado y los pozos dañados tendrán uno más pequeño que el radio del pozo.

La ecuación para gasto influenciada por el radio efectivo para un pozo vertical produciendo en régimen permanente puede ser descrita como:

$$q_o = \frac{0.007078Kh\Delta P / (\mu_o B_o)}{\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} \dots\dots\dots 28$$

Donde:

- q_o Gasto de aceite (bl/día)
- K Permeabilidad (mDarcy)
- h Espesor del yacimiento (pies)
- μ_o Viscosidad del aceite @ c.y. (cp)
- β_o Factor de volumen de la formación (RB/STB)
- r_e Radio de drene (pies)
- r'_w Radio efectivo del pozo (pies)
- ΔP Caída de presión del radio de drene al radio del pozo (psi)

Ejemplo de aplicación:

Se tienen los siguientes datos del yacimiento:

- K = 10 (mDarcy)
- p_{re} = 2000 (psi)
- μ_o = 0.50 (cP)
- r_e = 1000 (pies)
- h = 40 (pies)

$p_{wf} = 5000$ (psi)
 $\beta_o = 1.250$ (RB/STB)

Calcular el gasto en estado permanente para un $r_w = 0.35$, 0.1 y 20 pies, el diámetro del pozo es de 0.350 pies.

La ecuación de flujo para estado permanente es:

$$q_o = \frac{0.007078Kh\Delta P / (\mu_o B_o)}{\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} \dots\dots\dots 29$$

Sustituyendo en la ecuación los parámetros del yacimiento dados obtenemos:

Tabla 7. Resultados de gastos en régimen permanente

Si $r'_w = 0.350$ pies	$q_o = 854$ bl/día
Si $r'_w = 0.10$ pies	$q_o = 738$ bl/día
Si $r'_w = 20.0$ pies	$q_o = 1737$ bl/día

Este cambio de gasto puede ser representado como un cambio aparente en el radio del pozo. Además el radio efectivo del pozo es un radio aparente del pozo que representa el gasto ver figura II.25

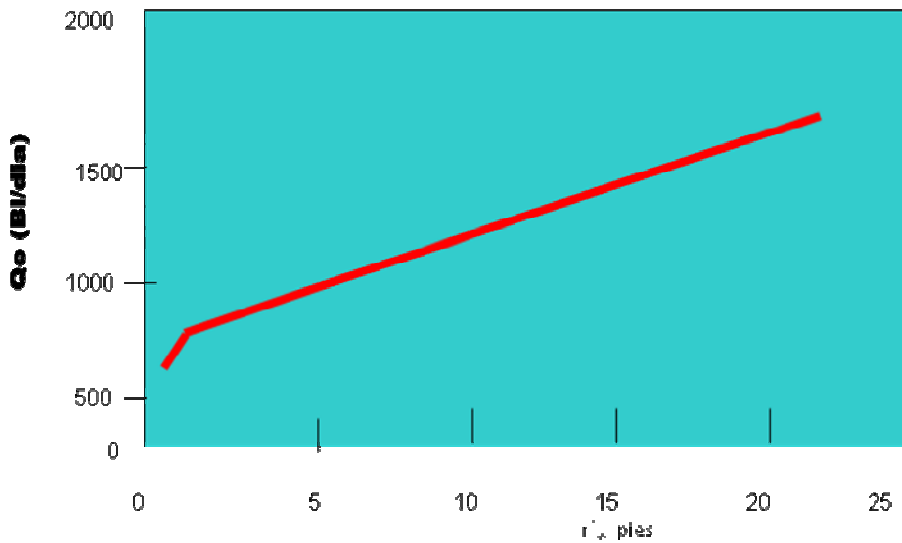


Figura II.25 Aumento del gasto al aumentar el radio efectivo del pozo

Matemáticamente podemos demostrar que:

$$r'_w = r_w \text{EXP}^{-s} \dots\dots\dots 30$$

Combinando las dos ecuaciones 29 y 30 tenemos que:

$$q_o = \frac{0.007078Kh\Delta P / (\mu_o B_o)}{\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right) + S} \dots\dots\dots 31$$

Ejemplo de aplicación:

Cuales son los factores de daño para $r_w=0.35$ 0.10 y 20 pies en el ejemplo realizado anteriormente si el radio del pozo es de 0.350 pies.

Como se sabe un factor de daño positivo es indicativo de un pozo dañado y un factor de daño negativo indica un pozo estimulado.

Si el radio del pozo $r_w = 0.35$ pies y sustituimos en la siguiente ecuación obtenemos:

$$r'_w = 0.35 \text{exp}^{-s} \dots\dots\dots 32$$

Despejando:

$$-S = \ln(r'_w/0.35) \dots\dots\dots 33$$

Entonces:

Tabla 8. factor de daño para diferentes radios efectivos

Para $r'_w=0.35$	S=0
Para $r'_w=0.10$	S=1.25
Para $r'_w=20.0$	S=-4.05

Se puede calcular el radio efectivo de un pozo horizontal comparando la productividad de un pozo horizontal con la equivalente a un pozo vertical.

Para un área de drene conocida el gasto de producción de un pozo vertical se incrementa con el radio del pozo.

Una gran producción de aceite de un pozo horizontal podría ser representada por un pozo vertical de gran diámetro.

La relación entre el factor de daño y el radio efectivo del pozo está dada por la ecuación.

$$r'_w = 0.35 \exp^{-s} \dots\dots\dots 34$$

II.5.2 Índice de productividad

El índice de productividad J es definido como la razón entre el gasto de producción q y la caída de presión en el fondo correspondiente a dicho gasto o sea:

$$J = \frac{q}{\Delta P} \dots\dots\dots 35$$

O bien:

$$J = \frac{0.007078Kh/(\mu_o\beta_o)}{\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} \dots\dots\dots 36$$

En pozos verticales la deducción de la ecuación considera las siguientes suposiciones:

- Presión constante en la frontera del yacimiento y en la pared del pozo.
- El pozo está en el centro del yacimiento.

II.5.3 Eficiencia de flujo.

El daño de un pozo es comúnmente debido a un factor de daño aparente. Un índice que sirve para determinar la eficiencia con la que un pozo ha sido perforado es la eficiencia de flujo que es la razón entre el índice de productividad real y el ideal. La eficiencia de flujo de pozos horizontales es derivada suponiendo flujo en estado permanente de un fluido incompresible en un medio homogéneo anisotrópico.

Una comparación entre la eficiencia de flujo de un pozo vertical y la de un horizontal indica que la reducción de la permeabilidad alrededor del pozo es menos dañina en pozos horizontales que en verticales.

La eficiencia de flujo estará dada por:

$$E_v = \frac{j_{real}}{j_{ideal}} \dots\dots\dots 37$$

De aquí se deduce que:

Tabla 9. Estado del pozo según la eficiencia de flujo

Ev>1	Pozo estimulado
Ev<1	Pozo dañado
Ev=1	Pozo sin daño

Un daño severo puede reducir en forma dramática la eficiencia de flujo de pozos horizontales.

Una aproximación existente es que la eficiencia de flujo de pozos horizontales de longitud L perforados en un yacimiento de anisotropía (β) será equivalente a la eficiencia de flujo de un pozo horizontal de longitud $L/(\beta)$ perforado en un yacimiento anisotrópico del mismo espesor al otro yacimiento. Un incremento de la longitud horizontal del pozo reduce la influencia negativa de la anisotropía (β).

III YACIMIENTOS CARBONATADOS RELEVANTES EN MEXICO

Actualmente, en las cuencas petroleras del mundo, los yacimientos carbonatados aportan una gran cantidad de hidrocarburos, alrededor del 60 % de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en yacimientos carbonatados Figura III.2, con un enorme potencial de reservas de gas, mayor aun que los yacimientos en rocas clásticas. Los rangos de producción más sustanciales se presentan en yacimientos carbonatados.

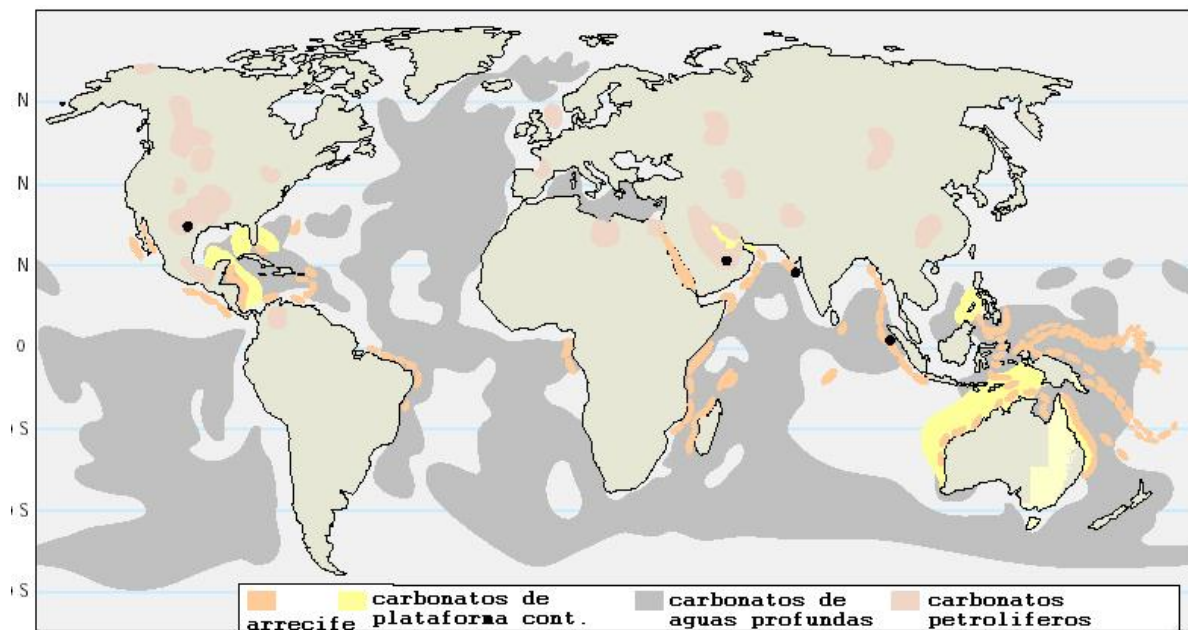


Figura III.1 Distribución de rocas carbonatadas en el mundo.

En México existe una gran cantidad de yacimientos carbonatados, un ejemplo es el complejo Cantarell, que es el yacimiento más importante en México por sus elevados rangos de producción y por la enorme cantidad de hidrocarburos que contiene y que ha producido.

Los yacimientos carbonatados presentan una imagen de extremos. Los yacimientos pueden ser colosales aunque sus poros pueden ser microscópicos, la permeabilidad de la matriz puede ser muy baja, mientras que los fluidos fluyen como ríos a través de las fracturas. Las técnicas de evaluación que tienen éxito en los yacimientos de areniscas a veces fallan en los yacimientos carbonatados. Estas variaciones complican tanto la evaluación de los yacimientos como la recuperación de hidrocarburos.

Es de suma importancia que el ingeniero petrolero conozca lo más posible acerca de este tipo de yacimientos, ya que la mayor parte de la producción de hidrocarburos se obtiene y se seguirá obteniendo de yacimientos en rocas carbonatadas.

III.1 Clasificación de rocas carbonatadas

La mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos biogénicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitados de las aguas marinas. Normalmente, los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos han viajado mucho menos que los sedimentos siliciclásticos. Existen cuatro clasificaciones de mayor uso en la actualidad, pero la clasificación de Dunham Figura III.1 basada en la textura es la más ampliamente usada.

- Clasificación de Dunham
- Clasificación de Folk.
- Clasificación de Embry y Klovan
- Clasificación por tamaño de grano

Una de las ventajas de la clasificación de Dunham es que teniendo una muestra de roca es fácil identificarla de acuerdo a uno de los siete términos básicos que propone Dunham, y unos pocos que resultaron de modificaciones posteriores a este trabajo.

Mudstone: Este es el término para las rocas que a simple vista se detecta que en su mayoría están formadas por lodo carbonatado, los granos (fósiles, ooides, etc.) son menos del 10% de la roca.

Wackestone: En este caso los granos ya son un porcentaje mayor al 10 % de la roca, y están soportados por lodo, esto es como si flotaran en una matriz de lodo.

Packestone: Tiene una gran cantidad de granos con lodo entre ellos, pero aquí ya no son soportados por el lodo sino por granos, esto es que ya no parecen flotar sino que están apoyados unos con otros.

Grainstone: La cantidad de granos es superior a la de una packestone, con esparita entre ellos y con muy poco o sin nada de lodo (fango microcristalino).

Boundstone: Los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su deposición (como son colonias de corales y estromatolitos).

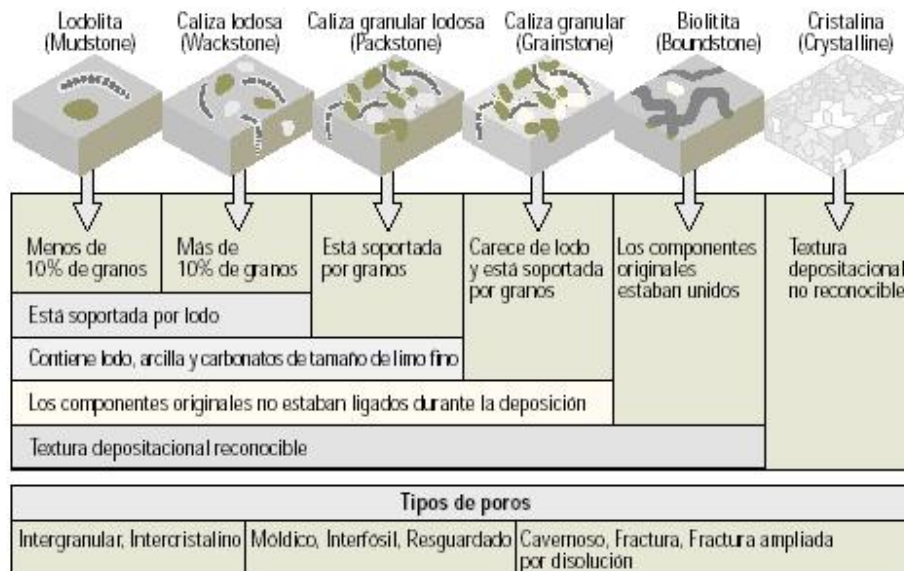


Figura III.2 Clasificación de rocas carbonatadas según Dunham

Los carbonatos se identifican por factores como la textura deposicional, los tipos de grano o de poro, la composición de la roca, la diagénesis, la capacidad de diferenciar las unidades de flujo actuales de las unidades depositacionales originales es cada vez más importante que diferenciar otros aspectos de la clasificación, el emplazamiento óptimo del pozo depende de cuan bien se comprendan las unidades de flujo actuales.

Una vez depositados, los sedimentos pasan por la diagénesis, es decir, los cambios químicos y físicos posdeposicionales que convierten el sedimento en roca sólida, la diagénesis de los carbonatos puede modificar de manera significativa la permeabilidad y el espacio entre los poros, los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución, los granos se pueden disolver para formar un nuevo espacio entre poros y la disolución a lo largo de las fracturas y planos de estratificación puede formar grandes cavidades.

La diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales por la dolomía mineral, un proceso denominado dolomitización que puede mejorar las características productoras de hidrocarburos.

Es evidente que en un yacimiento carbonatado pueden coexistir varios tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de una cavidad, lo que

hace que la estimación de la permeabilidad y la porosidad así como el cálculo de reservas sea una tarea extremadamente difícil, una característica de los carbonatos es su susceptibilidad a la disolución. En la superficie, a medida que el agua y el dióxido de carbono forman el ácido carbónico, la disolución puede llevar a una impresionante topografía cárstica, incluidos los sumideros, cavidades e intrincados patrones de drenaje como las corrientes que desaparecen en los sistemas cársticos activos.

Para la industria del petróleo los sistemas cársticos pueden ser un arma de dos filos: pueden causar un hundimiento de barrena y pérdida de fluidos durante la perforación, pero también pueden originar porosidades y permeabilidades extremadamente altas.

III.2 Yacimientos en rocas carbonatadas en México

México se divide en 4 grandes regiones petroleras mostradas en la figura III.3 que son:

- Región Norte
- Región Sur
- Región Marina Noreste
- Región Marina Suroeste



Figura III.3 Regiones petroleras de México

A continuación se presentan algunos yacimientos petroleros en rocas carbonatadas de México, así como su ubicación de acuerdo a la región a la que pertenecen.

Región Marina Noreste

Campo Cantarell

El yacimiento es de la edad del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior es una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada, en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Está

constituida por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. Esta brecha tiene una porosidad promedio entre 8 y 12 %, la saturación del agua varía de 14 a 21 %, y su permeabilidad es de 3000 a 5000 mDarcy. La temperatura del yacimiento se encuentra entre 100 y 115 °C, y la salinidad del agua de la formación entre las 85,000 y 90,000 ppm. Se infiere que las formaciones principales del campo fueron originadas por la erosión de la plataforma de Yucatán.

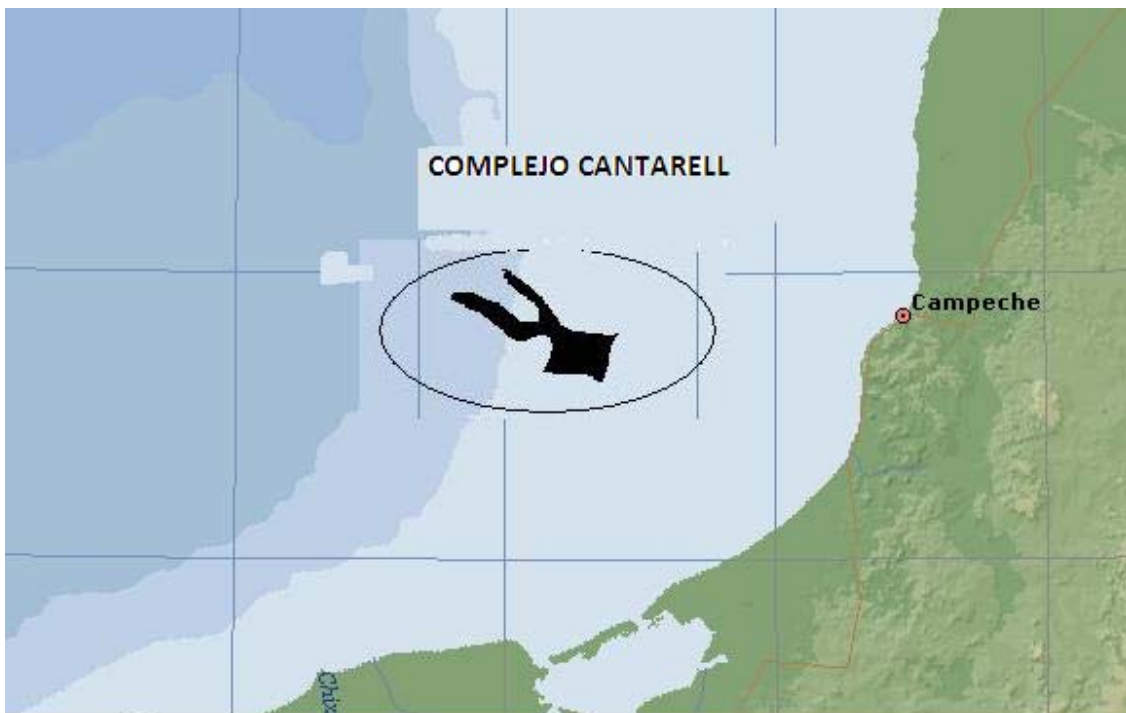


Figura III.4 Complejo Cantarell

Las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano y los Cretácicos Inferior y Medio, son dolomías fracturadas y alteradas por procesos diagenéticos, con porosidades promedio entre 4 y 8 %, con permeabilidades de 800 mDarcy para el Jurásico y de 2,000 para el Cretácico. La densidad del aceite en este complejo varía de 20 a 22 API.

Campos Ku-Maloob-Zaap

El yacimiento es de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano y está constituido por dolomías que incrementaron su porosidad y permeabilidad por el fracturamiento y los procesos diagenéticos. El espesor promedio del campo es de 100 m, con una porosidad principalmente del tipo intercrystalina y algunas fracturas, con rangos del

3 al 5 %. La saturación del agua promedio del campo es del 11 %, contando con el empuje de un acuífero activo.



Figura III.5.- Campos Ku-Maloob-Zaap

La Brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior se compone, para los tres campos, de una brecha originalmente de calizas, que por procesos diagenéticos ha sido transformada en una dolomía, su espesor promedio es del orden de 300 m. Con porosidad tanto primaria como secundaria, producto esta última de los procesos de disolución de los carbonatos, sus rangos de porosidad varían del 8 al 10 %. La saturación del agua promedio del campo es del 15 %.

El Eoceno Medio está constituido por calcarenitas depositadas en un ambiente de plataforma somero, con porosidad primaria de 20 % y una saturación de agua de aproximadamente 20 %. El aceite producido en estos campos tiene una densidad que varía de 12 a 25°API.

Región Marina Suroeste

Campos Abkatún-Pol-Chuc

El yacimiento se encuentra alojado en una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Su constitución está dada por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. La brecha se formó como consecuencia de la erosión de la plataforma de Yucatán.

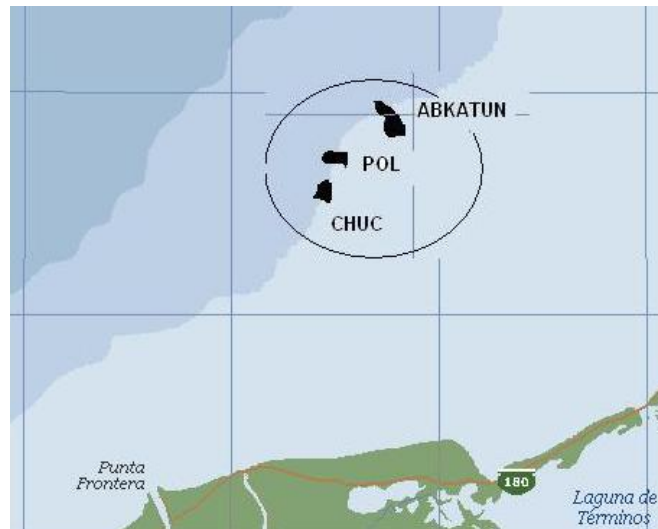


Figura III.6 Campos Abkatún-Pol-Chuc

La porosidad es principalmente inter cristalina, pero también se encuentra en fracturas y cavidades de disolución. Varía, en promedio de 6 a 14 %. La saturación de agua del complejo es de 12 a 25 %, su permeabilidad de 800 a 3,000 mDarcy. La temperatura de los campos va de los 134 a los 140 °C. la salinidad del agua de la formación varía entre 70,000 y 90,000 ppm. Los campos se encuentran bajo un mecanismo de empuje hidráulico. El aceite producido en estos campos tiene una densidad de 28 a 32 °API.

Campo Gaan

El yacimiento es una brecha sedimentaria dolomitizada, cuya porosidad es intercrystalina, por fracturamiento y en cavidades por disolución de tipo vugular que varía entre 4 y 12 %, la permeabilidad promedio es de 1,500 mDarcy. Espesor neto impregnado es de 143 m. con una saturación promedio de agua de 15 % con salinidad de 170,000 ppm. La temperatura del campo alcanza los 150°C, a las condiciones actuales cuenta con un casquete de gas. El aceite producido en este campo tiene una densidad de 30-36°API.



Figura III.7 Campo Caan

Campos Och- Uech- Kax

El yacimiento del campo Och está constituido por rocas carbonatadas representadas por dolomías intercaladas con dolomías microcristalinas arcilloarenosas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano. La porosidad promedio estimada es del 11 % y la saturación del agua es de 26 %. Su permeabilidad tiene un rango entre 30 y 200 mDarcy.

En el caso de Uech la porosidad promedio es de 5 a 8 % y la saturación del agua de 15 %. La permeabilidad se encuentra en los rangos de 500 a 1,500 mDarcy.

Kax se compone de dolomías, con una porosidad promedio de 8 % y una saturación de agua de 13 % y su permeabilidad se encuentra entre 2.3 a 4 mDarcy.

La salinidad promedio de estos campos se encuentra entre 180,000 y 220,000 ppm, la temperatura entre 140 y 150 °C, la densidad del aceite producido va de 36 a 41 °API.



Figura III.8 Campos Och-Uech-Kax

Campo Sinan

Este campo resultó ser productor en dos yacimientos. El más somero, Cretácico Medio, se constituye por carbonatos fracturados de mar abierto. Su porosidad promedio es del 5 % con una saturación de agua del 24 % y una salinidad de 70,000-90,000 ppm. La temperatura del campo es de 143 °C, densidad del aceite de 28°API.

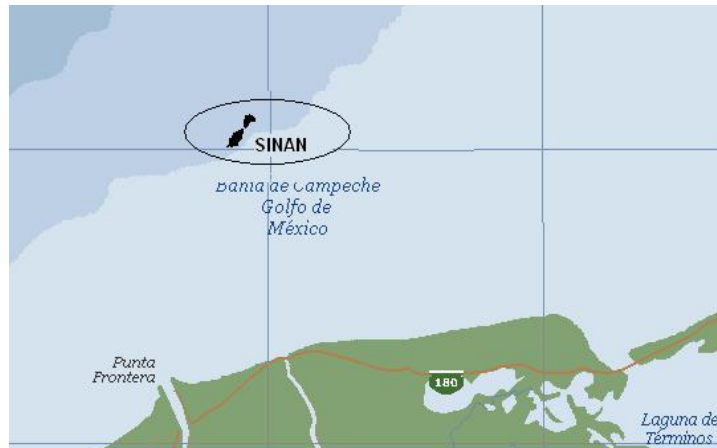


Figura III.9 Campo Sinan

El yacimiento más profundo, del Jurásico Superior Kimmeridgiano, se compone de carbonatos de tipo calcarenítico de ambiente de plataforma somera. La porosidad promedio de este campo es del 15 %, con una saturación de agua de 23 % y salinidad de 170,000 ppm. La densidad del aceite producido en este yacimiento es de 41 °API:

Región Norte

Campo Arenque

El yacimiento con mayor producción es del Jurásico San Andrés. La facie de grainstone oolítico representa el desarrollo de los bancos calcáreos, y es la principal facie productora. La porosidad promedio estimada a través de registros Geofísicos y núcleos es de 18 % y la permeabilidad varía de 8 a 10 mDarcy. La saturación del agua de formación es de 30 % con una salinidad de 60,000 ppm. La temperatura del campo es de 125 °C y el aceite que se produce tiene una densidad de 34 °API.

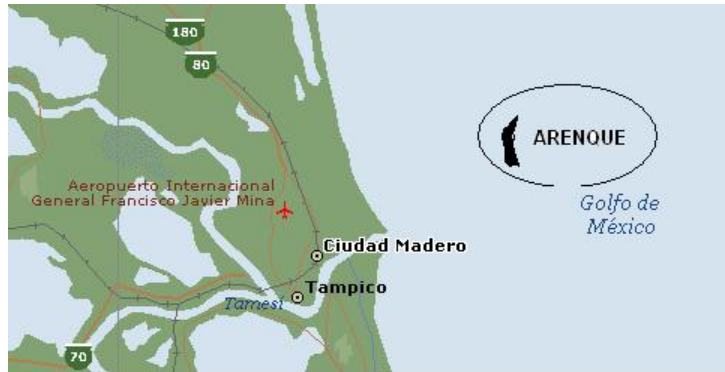


Figura III.10 Campo Arenque

El yacimiento del Cretácico Inferior está dividido en dos cuerpos, el A y el B. litológicamente se encuentra constituido hacia la base por un mudstone que varia a wackestone y packstone, frecuentemente se encuentra dolomitizado y presenta porosidad secundaria ínter cristalina y fracturas. Hacia la cima está representado por crestas con micro porosidad primaria y fracturamiento. La porosidad promedio varia de 11 a 12 % y la permeabilidad se encuentra entre 0.1 a 10 mDarcy. La saturación del agua de formación es del 26 % con una salinidad de 55,000 ppm. La temperatura del campo es de 125 °C.

La densidad del aceite que se produce en este campo es de 34 °API en el Jurásico, y de 22 °API en el Cretácico Inferior.

Campo Mata Pionche

El yacimiento principal es del Cretácico Medio. La porosidad varía del 5 al 11 % con una permeabilidad promedio de 0.3 mDarcy. La saturación del agua de formación es de 46 % con una salinidad que va de 12,000 a 35,000 ppm.

Este yacimiento produce aceite negro y gas asociado con una densidad de líquidos de 32 °API. Además de gas no asociado y condensados con densidades de hasta 42 °API. La temperatura del campo es de 91 °C.



Figura III.11 Campo Mata Pionche

Campo Mecayucan

El yacimiento principal es la formación Orizaba del Cretácico Medio. La porosidad promedio es de 6 % con permeabilidad promedio de 0.04 mDarcy, saturación de agua de formación de 35 % con salinidad de 35,000 ppm. A este nivel el campo produce aceite negro con densidad de 32 °API. La temperatura del campo es de 96 °C.

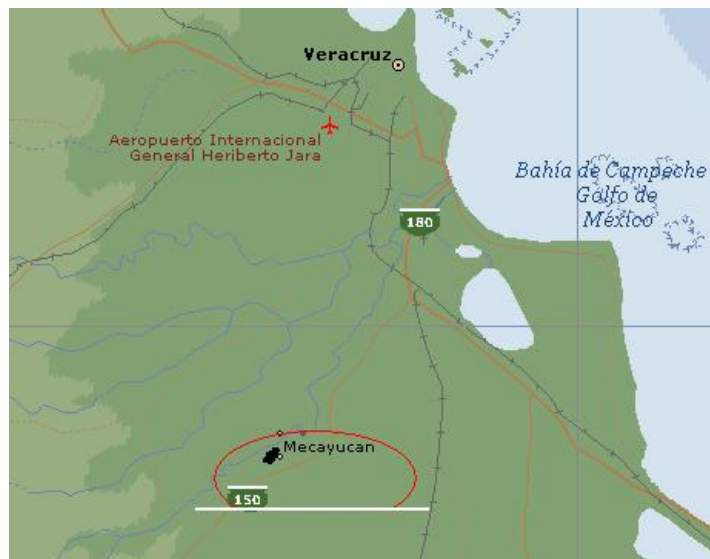


Figura III.12 Campo Mecayucan

En el yacimiento del Cretácico Superior la porosidad promedio es de 10 % con permeabilidad promedio de 5 mDarcy. La densidad de los hidrocarburos es de 48 °API. Con temperatura del campo de 86 °C.

Campo Poza Rica

La formación Tamabra consiste principalmente de una secuencia de turbiditas calcáreas depositadas en el talud medio y distal, producto de la erosión del borde arrecifal y la zona postarrecifal de la plataforma de Tuxpan. La porosidad es de 14 % y se deriva de procesos diagenéticos, habiéndose identificado por lo menos 4 diferentes etapas, además de estar naturalmente fracturado. La permeabilidad alcanza, en promedio, 6.5 mDarcy y la saturación de agua de la formación del 21 % y salinidad de 60,000 ppm. El campo es de aceite negro, saturado, con casquete inicial de gas y entrada parcial de agua. La densidad del aceite varía entre 30 y 32 °API. Con temperatura de campo de 90 °C.

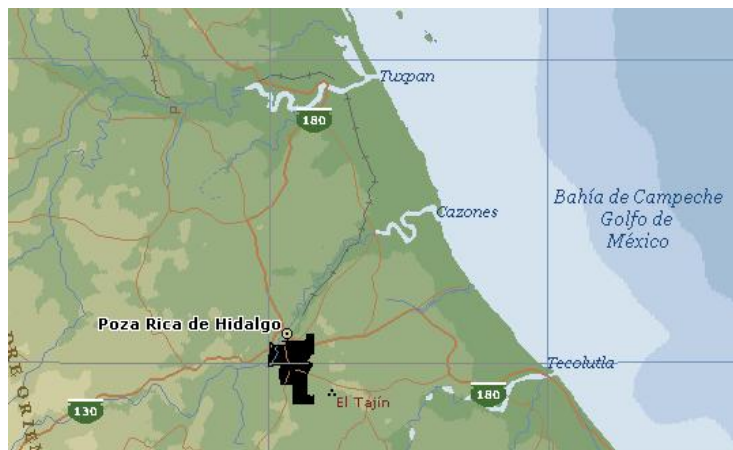


Figura III.13 Campo Poza Rica

Campo San Andrés

Los campos de San Andrés Superior e Inferior son bancos carbonatados de grainstone oolítico y de bioclastos e intraclastos, con desarrollos arrecifales dispersos. La porosidad promedio es del 15 % con permeabilidad de 5 mDarcy. Y saturación de agua de la formación de 35 % cuya salinidad es de 100,000 ppm. Los hidrocarburos producidos tienen densidad de 32 °API con temperatura de campo de 119 °C.



Figura III.14 Campo San Andrés

Para el yacimiento del Cretácico Inferior Tamaulipas Inferior, los carbonatos son densos, medianamente limpios y fracturados. El campo tiene temperatura de 118 °C. Y produce aceite de 29 °API.

En el yacimiento del Cretácico Medio Tamabra, la litología se compone de wackestone, packestone y grainstone café oscuro de bioclastos, cavernoso, de aspecto cretoso y brechas de talud, presentándose ligeramente fracturado en todos los casos. La saturación de agua de la formación es de 25 % con salinidad de 45,000 ppm. Este campo tiene hidrocarburos de 27 °API. Y la temperatura del campo es de 116 °C.

Región Sur

Campo Agave

El yacimiento presenta varios bloques, la porosidad es principalmente de tipo ínter cristalina con algunas fracturas, con un rango de variación del 3 al 5 %. El promedio de saturación de agua inicial es de 13 % con una salinidad de 170,000 ppm, su permeabilidad promedio es de 20.6 mDarcy. La temperatura del campo es de 132°C, y la densidad del aceite que produce este campo es de 50 °API.



Figura III.15 Campo Agave

Campo Antonio J. Bermudez

El yacimiento se encuentra en una serie de bloques que en su mayoría están conectados hidráulicamente. La edad de la roca generadora es Jurásico Superior Oxfordiano, Cretácico Superior, Medio e Inferior, y Paleoceno Inferior.



Figura III.16 Campo Antonio J. Bermúdez

La porosidad es principalmente intercrystalina y por fracturamiento, en un promedio que oscila entre 6 y 7 %, la saturación de agua varía entre 18 y 22 % y la permeabilidad entre 95 y 175 mDarcy. La temperatura del campo es de

aproximadamente 130 °C y la salinidad del agua de formación es de 270,000 ppm. la densidad del aceite que se obtiene en este campo varía entre 29 a 30 °API

Campo Bellota

En el yacimiento se tienen definidos 3 bloques principales con producción de aceite volátil. El primero al Norte produce en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio, mientras que los otros dos bloques, al sur y sureste, producen en Cretácico Medio y Superior.

El campo del Jurásico Superior Kimmeridgiano se caracteriza por estar constituida por dolomías que incrementaron su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento y los procesos diagenéticos a los que han estado sujetas. Posee una porosidad principalmente de tipo ínter cristalina y en fracturas, con rangos que van del 2 al 3.3 %. la saturación promedio de agua del campo es del 10 %, la permeabilidad promedio es de 53 mDarcy. La temperatura del campo es de 150 °C y la densidad del aceite es de 42 °API.



Figura III.17 Campo Bellota

Para el Cretácico Medio, las rocas del campo son dolomías que han mejorado su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento. La porosidad es principalmente de tipo ínter cristalina y en menor grado por fracturas con rangos que van del 3 al 3.5 %. La saturación promedio del agua de formación está entre el 11 y 12 % y su permeabilidad promedio es de 10 mDarcy. la temperatura del campo es de 150 °C y la densidad del aceite es de 42 °API

Para el Cretácico Superior, los sedimentos son brechas de dolomías que cambian de facies a calizas dolomitizadas, aumentando su porosidad y permeabilidad por el fracturamiento. Con una porosidad primaria y de fracturas, con rangos que van del 3 al 4 % y una permeabilidad que va de 20 a 60 mDarcy. La saturación del agua de formación es de 11 %, la temperatura del campo es de 149 °C y la densidad de su aceite es de 42 °API.

III.3 El problema de la heterogeneidad del yacimiento

Más del 60% del petróleo atrapado en las rocas carbonatadas no se recupera debido a factores relacionados con la heterogeneidad del yacimiento, el tipo de fluido producido, los mecanismos de drenaje y el manejo del yacimiento.

La cantidad de petróleo atrapado es aún mayor en los yacimientos carbonatados que producen petróleo pesado (densidades inferiores a 22° API) donde las reservas a explotar superan el 70% actualmente.

Los yacimientos de calizas y dolomías plantean enormes desafíos en lo que respecta a terminación, estimulación y producción de pozos porque normalmente contienen intervalos de gran espesor con rangos de permeabilidad extremos. Suelen ser vertical y lateralmente heterogéneos con barreras de permeabilidad y fracturas naturales.

Los ingenieros especialistas en terminación y estimulación de pozos deben tener en cuenta estas complejidades durante la etapa del diseño y cuando seleccionan las tecnologías para optimizar la producción y recuperación de hidrocarburos.

Los yacimientos carbonatados son estimulados utilizando ácido, predominantemente ácido clorhídrico (HCl) para crear vías conductoras desde el yacimiento hasta el pozo y atravesar la región circundante al pozo que ha sido dañada durante la perforación y la cementación.

Las técnicas de fracturamiento con ácido también se utilizan en aquellas áreas donde la permeabilidad natural de los yacimientos carbonatados es insuficiente para promover estimulaciones ácidas efectivas.

El objetivo de la estimulación de yacimientos carbonatados es tratar en forma efectiva todas las zonas productivas potenciales, reduciendo el daño de formación y mejorando la productividad de los pozos.

La estimulación de la matriz resulta aun más compleja cuando existen intervalos múltiples con permeabilidades diferentes. El ácido es admitido por zonas de alta permeabilidad. Estos intervalos no tratados implican menos producción y más pérdidas de reservas, esta estimulación no uniforme también puede generar una gran caída de presión, lo que se traduce en la producción temprana e indeseable de gas y agua. Por estas razones, las técnicas de divergencias del ácido tanto mecánicas como químicas, han sido desarrolladas y recomendadas para asegurar la estimulación uniforme de yacimientos carbonatados.

Los tratamientos de estimulación ácida en rocas carbonatadas implican una reacción del ácido clorhídrico con los minerales calcita (CaCO_3) y dolomía ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), respectivamente, produciendo Cloruro de calcio (CaCl_2), Bióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O) en el caso de la calcita y una mezcla de cloruro de magnesio (MgCl_2) y cloruro de calcio en el caso de la dolomía.



Figura III.18 Red de agujeros de gusano

Al introducir ácido vivo, se disuelve más calcita (CaCO_3) creándose pequeños canales conductores denominados agujeros de gusanos, que forman una compleja red de alta permeabilidad.

La creación de agujeros de gusanos puede describirse a través de la relación entre la velocidad de disolución neta del ácido y el transporte colectivo del ácido vivo hacia la superficie del agujero de gusano, expresada por el número adimensional de Damköehler. El número de Damköehler depende de una variedad de factores, incluyendo las características específicas de las rocas, las propiedades del sistema ácido, la velocidad de inyección y la temperatura.

En la figura III.18 se muestra un molde tomado después de una acidificación de la matriz con carbonato de calcio, muestra una intrincada red de agujeros de gusano creada cuando el ácido disuelve la roca, esta red es la que mejora sustancialmente la permeabilidad de la zona cercana al pozo.

Los tratamientos de matrices habituales a menudo requieren bajas velocidades de inyección; en consecuencia, no puede utilizarse ácido clorhídrico puro porque la rápida neutralización—o consumo—del ácido limita severamente su penetración en la formación. Esto produce la disolución del frente e impide que se forme una red de agujeros de gusanos lo suficientemente larga para atravesar efectivamente la zona dañada alrededor del pozo.

Por este motivo, los sistemas ácidos a menudo incluyen aditivos que retardan, la reacción del ácido con el CaCO_3 , prolongando así el tiempo de reacción.

Las técnicas de retardo químico consisten normalmente en la emulsificación y formación de geles. Dependiendo de la concentración del ácido y el entorno de bombeo, una mezcla de ácido y diesel, la emulsión SXE SuperX (Schlumberger), por ejemplo, puede resultar muy efectiva porque retarda los tiempos de reacción en un factor de 15 a 40, en comparación con los sistemas ácidos convencionales que utilizan HCl.

El poder de disolución—una función de la resistencia del ácido—del sistema SXE a base de HCl, sumado al tiempo de reacción más lento de los carbonatos—retardo—crea agujeros de gusanos más profundos y hace a la emulsión menos corrosiva para la tubería de revestimiento y la tubería de producción de acero. La amenaza de corrosión de los tubulares de acero, especialmente a temperaturas más elevadas, puede ser reducida aún más si se agregan inhibidores a los sistemas ácidos. El retardo de la reacción y la minimización de la corrosión también pueden lograrse utilizando ácidos orgánicos; sin embargo, debido a su costo y a su menor capacidad de disolución, su empleo es limitado.

Deben considerarse numerosos factores de diseño del tratamiento para optimizar la velocidad de reacción y la limpieza, incluyendo la resistencia del ácido, la temperatura, la presión, la velocidad de admisión y la composición de la roca. El control de la velocidad de reacción del ácido en la formación objetivo es crucial para el éxito de los tratamientos de estimulación ácida en yacimientos carbonatados. El sistema ácido debe atravesar la zona dañada para comunicar al yacimiento con el pozo, pero también debe minimizar el daño producido a los tubulares y realizar una buena limpieza después de agotado el ácido. Los aditivos

desempeñan un rol clave porque limitan la pérdida de fluido, minimizan la generación de emulsiones y precipitados, regulan la viscosidad, reducen la corrosión y mejoran la limpieza.

El fluido de estimulación debe ser colocado correctamente en los intervalos seleccionados. Los sistemas ácidos son bombeados generalmente hacia el fondo del pozo, a través de la tubería de revestimiento o de la tubería de producción— técnica conocida como bombeo forzado o son administrados mediante tubería flexible. En las operaciones de bombeo forzado, la colocación indeseable del ácido en las zonas de alta permeabilidad deja sin tratar los intervalos de menor permeabilidad. En ciertos casos, las zonas productoras de agua, de alta permeabilidad, admiten una cantidad desproporcionada de ácido, lo que aumenta la producción indeseable de agua y los costos asociados con la eliminación de la misma.

La aplicación de técnicas de divergencia mecánica, tales como selladores de esferas o tubería flexible con empaquetadores de intervalo está muy generalizada, pero no siempre es recomendable o resulta factible. Los métodos mecánicos no son muy efectivos en la estimulación de pozos horizontales y de alcance extendido largo. Los métodos de divergencia química convencionales incluyen espuma a base de nitrógeno, agentes de obturación como las escamas de ácido benzoico, y geles a base de polímeros reticulados. Estos métodos taponan transitoriamente las zonas carbonatadas de alta permeabilidad para desviar efectivamente los fluidos de tratamiento hacia zonas de permeabilidad más baja. Los métodos de divergencia química varían en lo que respecta a eficacia

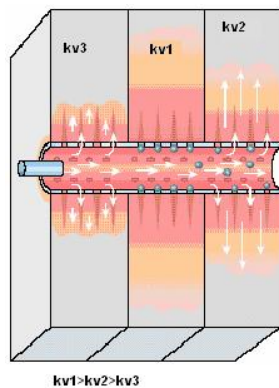


Figura III.19 Aislamiento mecánico con esferas de nylon

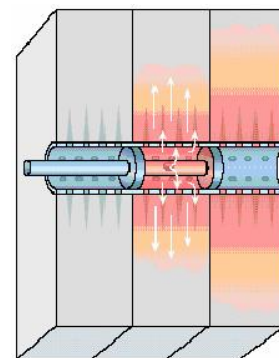


Figura III.20 Aislamiento mecánico con empaquetadores

En la figura III.19 se ilustra como durante el tratamiento de estimulación en una formación anisotrópica se bombean esferas de nylon, vulcanita o esferas biodegradables como selladores para proveer divergencia mecánica obturando los disparos admitiendo mayor volumen de tratamiento en la formación con menor permeabilidad, en la figura III.20 se muestra la estimulación selectiva utilizando los empacadores de aislamiento de intervalo

A veces, los taponos temporales se convierten en permanentes y el yacimiento que se pretendía estimular se daña, reduciéndose la productividad del pozo. Una técnica de divergencia química común utiliza geles a base de polímeros. Estos sistemas ácidos emplean aditivos reticuladores reversibles activados por el pH para modificar la viscosidad del fluido en los momentos críticos del tratamiento ácido. Por ejemplo, el Ácido Auto divergente es un sistema polimérico mezclado con HCl. Inicialmente su viscosidad es baja para facilitar el bombeo, pero una vez que este fluido ingresa en una formación carbonatada y se consume el ácido, el polímero se retícula cuando el pH alcanza un valor de 2, aumentando su viscosidad. Este aumento de la viscosidad del gel restringe el flujo posterior del ácido nuevo a través de los agujeros de gusanos, desviando así el ácido fresco hacia las zonas de menor permeabilidad y, finalmente, hacia otras zonas. A medida que el ácido disuelve la roca, el valor del pH aumenta.

Cuando el pH alcanza un valor de aproximadamente 3.5, el ácido gelificado se rompe, reduciendo la viscosidad y permitiendo el contra flujo de los fluidos y la limpieza.

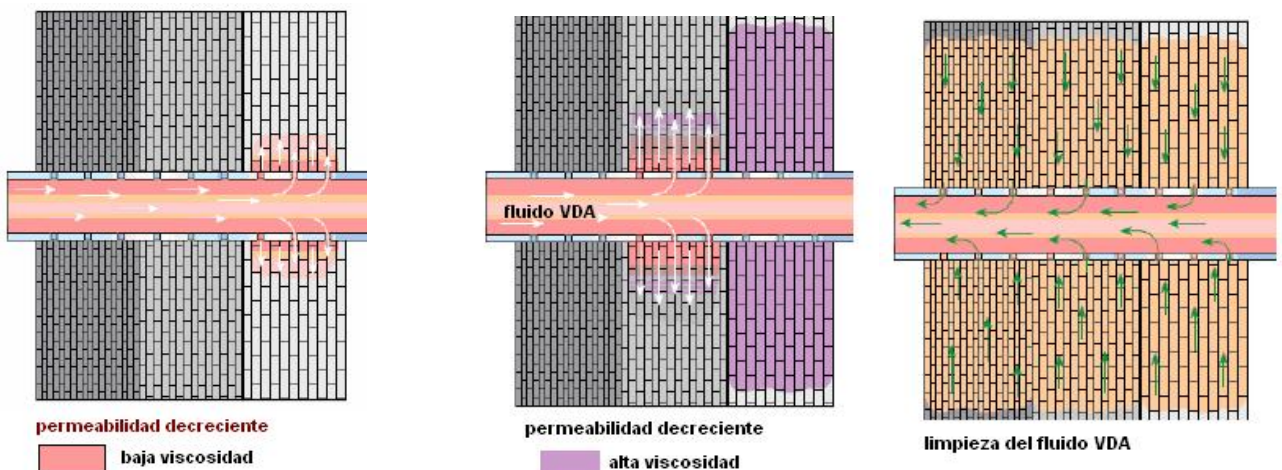


Figura III.21 a) Baja viscosidad b) Alta viscosidad c) limpieza

Estimulación con divergencia local, figura III.21-a, el fluido VDA mezclado con el ácido mantiene una viscosidad baja durante su bombeo hacia la formación

productora, primero ingresa en la zona mas permeable, cuando el ácido comienza a reaccionar con la calcita o la dolomía la roca del yacimiento, la viscosidad del surfactante visco elástico aumenta, el aumento de la viscosidad hace que el fluido nuevo se desvíe hacia la siguiente zona más permeable y el surfactante se desvía hacia la misma como se observa en la figura III.21-b, este proceso continua hasta que son estimuladas todas las zonas disparadas de permeabilidad variable, al producirse el contra flujo de los hidrocarburos o el solvente mutuo, el surfactante visco elástico cambia nuevamente su reología figura III.21-c cuando las micelas largas se convierten en micelas esféricas la viscosidad se reduce significativamente lo que permite la limpieza completa durante el contra flujo.

A medida que el ácido es consumido a través de la reacción con la calcita o la dolomía, el surfactante se gelifica. Dos factores inician el proceso de gelificación. Cuando el ácido se agota, el aumento del pH permite que las moléculas de surfactante se unan para formar estructuras largas denominadas micelas, en las que las cabezas hidrofílicas se orientan hacia afuera y las colas hidrofóbicas se orientan hacia adentro. La disolución del CaCO_3 en el HCl produce salmuera de CaCl_2 , lo que se traduce en una mayor estabilización de las micelas vermiculares. Las micelas siguen aumentando en longitud y, por encima de una concentración crítica del surfactante, se entrecruzan formando una estructura reticulada y produciendo un gel elástico, altamente viscoso

Durante el tratamiento de estimulación de la matriz, las zonas de alta permeabilidad tienden a admitir ácido y a experimentar mayor estimulación, quedando las zonas dañadas y de baja permeabilidad sin tratar. Esto aumenta la caída de presión dentro de una distancia limitada con respecto al pozo, pudiendo causar problemas de producción. Por este motivo, la estimulación uniforme de toda la zona con fluidos de divergencia química es crítica para la optimización de la producción.

En el pasado, para la acidificación de los intervalos carbonatados largos, heterogéneos, se empleaba espuma o bien divergentes químicos, más comúnmente sistemas poliméricos reticulados. Las concentraciones de ácido de 15% se utilizaban para la limpieza en los tubulares y el fracturamiento de la formación, mientras que las concentraciones de ácido de sólo 3 a 5% se empleaban con etapas de divergentes a base de polímeros. Los fluidos divergentes a base de polímeros se reticulaban en la superficie o bien en la formación, y habitualmente se bombeaba una etapa por cada uno de los cuatro a cinco grupos de disparos.

Las zonas de permeabilidad y porosidad más bajas eran tratadas hasta con 2.5 m³/m [200 gal/pie] de los disparos, mientras que las zonas de permeabilidad y porosidad más altas se trataban con 0.9 m³/m [75 gal/pie]. Las terminaciones a agujero descubierto eran estimuladas habitualmente con 0.1 a 0.2 m³/m [10 a 20 gal/pie]. Después del tratamiento, los fluidos se desplazaban con diesel y, si se requería, eran extraídos con nitrógeno bombeado con tubería flexible.

Estas terminaciones hacen desistir de la utilización de tubería flexible para la acidificación, debido al riesgo de atascamiento. Si no se cuenta con la alternativa de la tubería flexible, es necesario el bombeo forzado de los tratamientos desde la superficie

En los pozos nuevos que requieren tratamientos con bombeo forzado desde la superficie, se utilizan concentraciones de ácido al 15% (porcentaje en peso) para la limpieza de la tubería y como colchón de prelavado de HCl con solvente mutuo. Los tratamientos normalmente contienen un 15% de ácido, aunque se han utilizado concentraciones de hasta 28% de HCl. La totalidad del intervalo de terminación se trata con 0.6 m³/m [50 gal/pie]. Después del tratamiento, se bombea en forma forzada un sobre desplazamiento consistente en 15% de HCl con solvente mutuo, que luego es desplazado con diesel. En los primeros pozos, se bombeaba una relación de uno a uno entre el HCl y los volúmenes de tratamiento con VDA (el sistema de fluido VDA—una mezcla de HCl, surfactante visco elástico y aditivos comunes requerida para el tratamiento ácido—) mantiene una viscosidad baja¹³.

En la estimulación de la matriz en formaciones carbonatadas el objetivo es lograr una cobertura zonal total. Si bien la utilización de divergentes en tratamientos de estimulación de la matriz ha probado su efectividad, casi todos los métodos de taponamiento temporal emplean sustancias que contienen partículas que pueden dañar la formación con posterioridad al tratamiento.

En términos de efectividad, costos y facilidad de operación, el ideal es un sistema que pueda ser bombeado en forma forzada, que actúe como fluido auto divergente y no deje daño residual.

El Agente Divergente Visco elástico (VDA) se aplica en:

- Estimulación de formaciones carbonatadas de petróleo y gas
- Yacimientos de capas múltiples y yacimientos con intervalos de producción largos
- Yacimientos con variaciones de permeabilidad
- Pozos horizontales y verticales
- Bombeo forzado o bombeo a través de tubería flexible

Beneficios

- Sistema de ácido auto divergente
- Opera como fluido de tratamiento único o en conjunto con otros fluidos
- Mayor cobertura zonal
- Ausencia de daño residual a la formación
- Fluido de tratamiento único, lo que se traduce en operaciones simplificadas
- Fácil recuperación del fluido y fácil limpieza del pozo

Características

- Libre de sólidos y polímeros
- Funciona a temperaturas de hasta 300°F
- Rápido desarrollo de viscosidad y neutralización del ácido
- Reducción de la viscosidad en contacto con el hidrocarburo

El ácido convencional genera un efecto de agujero de gusano que limita la penetración. El fluido VDA obtura en forma provisoria los agujeros de gusanos y desvía el ácido fresco hacia las capas carbonatadas no tratadas.

Taponamiento selectivo para un tratamiento ideal

El fluido VDA conserva una consistencia ideal mientras es bombeado en el pozo. Al neutralizarse el ácido, el fluido se vuelve rápidamente viscoso en sitio y se convierte en auto divergente.

El aumento de viscosidad actúa como barrera para reducir la formación de agujeros de gusanos dominantes y permite el movimiento de los fluidos para estimular otras zonas no tratadas.

El beneficio más importante de los fluidos VDA es que pueden ser bombeados en forma forzada en la formación y seguir proveyendo cobertura zonal total. En pozos horizontales y de alcance extendido, el fluido VDA resulta ideal para el bombeo a través de tubería flexible porque no contiene sólidos que puedan causar obturaciones.

En yacimientos con capas múltiples o con intervalos de producción largos, el rápido aumento de la viscosidad crea una barrera temporal que desvía el ácido fresco remanente hacia la zona más dañada o hacia la zona de permeabilidad más baja. Es precisamente el desarrollo de viscosidad lo que reduce la pérdida de fluido y le confiere a este agente la propiedad auto divergente que asegura la cobertura de todo el intervalo.

Limpieza a baja presión

Luego del tratamiento, la barrera se desintegra como consecuencia de la producción de hidrocarburos o su dilución con los fluidos de formación, lo que facilita la recuperación del fluido y la limpieza del pozo. Dado que sólo se necesitan bajas presiones para la limpieza, el resultado se traduce en operaciones simplificadas y costos de limpieza más bajos¹⁴.

Diseño del Tratamiento

Tratamiento diseñado para producir una fractura ácida, como todos los tratamientos de fracturamiento de yacimientos altamente fracturados el control de fugas fue una de las principales consideraciones. Un fluido viscoso inerte delante de la fase ácida. Este fluido pretende minimizar la pérdida de fluido, ayudando a abrir la fractura mediante la presión hidráulica creada, generando longitud de fractura y anchura hidráulica. La fase ácida subsiguiente puede entonces penetrar más dentro de la fractura.

El fluido de control escogido para la filtración fue un aceite en gel. Este fluido es un fluido a base de petróleo diseñado para el tratamiento de formaciones sensibles al agua.

La principal etapa ácida consistió de ácido etílico, el cual es una mezcla de 20% de metanol o Isopropanol y 80% de ácido hidrociorídrico al 15 % en volumen. El ácido etílico reduce tensión superficial, incrementa la presión del vapor y mejora la limpieza del ácido gastado después del tratamiento.

Después de la fase del ácido etílico, una fase del ácido auto-desviable fue bombeada para desviar la siguiente fase ácido etílico/aceite gel. Este ciclo se repite varias veces durante el tratamiento.

La mayoría de los pozos tratados fueron pozos productores de gas con presión baja. Un 30% por volumen de nitrógeno fue inyectado para energizar la formación y mejorar la limpieza inicial del pozo.

Descripción del campo

El pozo tratado pertenece al campo Mata Pionche, a las formaciones de Guzmantla. El campo se localiza en el estado de Veracruz a aproximadamente 40 Km. al suroeste de la ciudad de Veracruz. Las características del pozo se presentan en la tabla anexa:

Tabla 10. datos del pozo estimulado

Datos de yacimiento pozo B	
Profundidad de la formación pies	8809.5
Diámetro de TR (pg)	6 5/8"
Diámetro de TR (pg)	2 7/8"
Numero de intervalos	Horizontal OH
Sección perforada (pies)	984.3
Presión de yacimiento (psi)	1511
Porosidad de formación (%)	14
permeabilidad horizontal (mDarcy)	0.91
Permeabilidad vertical (mDarcy)	0.23
Espesor de formación (pies)	196.9
Conductividad (kh) (mDarcy-pies)	179.1
Temperatura (F)	172.4
Tipo de formación	limestone
Gradiente de fractura (psi/pies)	0.64
Modulo de young (psi)	4.00e+06

Estructuralmente las reservas consisten de sedimentos Terciarios compuestos por Wackstone, Mudstone y Packstone presentando fracturas selladas con calcita.

La altura de la reserva varía de 90 a 300 pies. Las características litológicas y petrofísicas muestran una alta capacidad de almacenaje, con la porosidad variando de 8 al 18%. Los pozos producen gas y condensan petróleo a 56° API promedio.

El pozo fue limpiado justo después del tratamiento con el fluido regresado inmediatamente. El pozo se limpio de 24 a 72 hrs. promedio. El ácido se gasto completamente a un pH de 7

Pozo B es un pozo de gas terminado en 1977. En ese entonces fue abandonado debido a invasión de agua. En 1997 se realizo una operación de reparacion mayor perforando una sección horizontal de 980 pies. En la formación de limestone de Brecha San Felipe. El pozo fue completado en agujero abierto de 6 pulgadas. Produjo inicialmente 4.6 MMscf/dia, reduciéndose a 3.8 MMscf/dia después de un año. La prueba del pozo indicó una permeabilidad horizontal del yacimiento de 4.5 mDarcy, una permeabilidad vertical de 0.23 mDarcy, porosidad de 14%, presión de la reserva de 1512 psi y temperatura del fondo del pozo de 170°F.

Inmediatamente después de la terminación del pozo un tratamiento ácido a alta presión fue realizado, pero los resultados no fueron satisfactorios.

El objeto en este caso fue estimular y quitar cualquier daño posible en 980 pies de la sección horizontal del agujero abierto.

El trabajo fue ejecutado por fluidos a alta presión dentro de la formación a través de una tubería de 31/2 in. Un total de 22,000 Galones de aceite gel, 20,900 Gal. de ácido etílico y 18,000 Gal. de ácido auto-desviable (VDA) fueron inyectados a un ritmo de bombeo de 10 bbl/min, con presión superficial oscilando entre los 500 y 1200 psi. Fases ácidas fueron etiquetadas con rastreadores radiactivos. Sin embargo, restricciones observadas dentro de la sección, previnieron una conexión post tratamiento.

Los resultados de producción después del tratamiento fueron 6.7 MMscf/D con una presión delantera del pozo de 905 psi.

IV ASPECTOS GENERALES DE ESTIMULACIONES ACIDAS

Como es sabido en muchos yacimientos la permeabilidad vertical es menor que la horizontal. Para el caso de un pozo horizontal un decremento en la permeabilidad vertical da como resultado un incremento en la resistencia al flujo en la dirección vertical y por consiguiente un decremento en los gastos de producción. De lo cual se puede resumir que la anisotropía es una propiedad resultante de la razón de las permeabilidades horizontal y vertical. Esta es definida como:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots\dots\dots 38$$

Donde:

K_h permeabilidad en la dirección horizontal

K_v permeabilidad en la dirección vertical

IV.1 Daño a la Formación

Caracterización del daño

El daño a la formación es la obstrucción parcial o total y natural o inducida que se presenta en la roca al flujo de fluidos de la formación al pozo o del pozo a la formación. Van Everdingen y Hurst²⁴ introdujeron el concepto de factor de daño de la formación después de observar que para un gasto dado la presión de fondo fluyendo medida en el pozo era menor que la calculada teóricamente lo que indicaba que había una caída de presión adicional a la calculada teóricamente. Además se encontró que esta caída de presión adicional era independiente del tiempo; atribuyéndola a una pequeña zona de permeabilidad reducida al rededor del pozo a la que se denominó zona dañada o zona invadida, figura 33.

El daño a la formación es el resultado de las alteraciones de la permeabilidad del yacimiento en el área de drene del pozo inducidas por las actividades de perforación, terminación o producción por tratamientos ácidos o empaques de grava. Causando una presión adicional de efecto skin, Asumiendo que la zona de permeabilidad alterada es radial y que la permeabilidad es constante dentro de

esta zona, el efecto skin puede expresarse por la relación muy conocida de Hawkins¹⁷ en función de la relación de permeabilidades ($\frac{k}{k_s}$) y la magnitud del radio de permeabilidades alteradas r_s

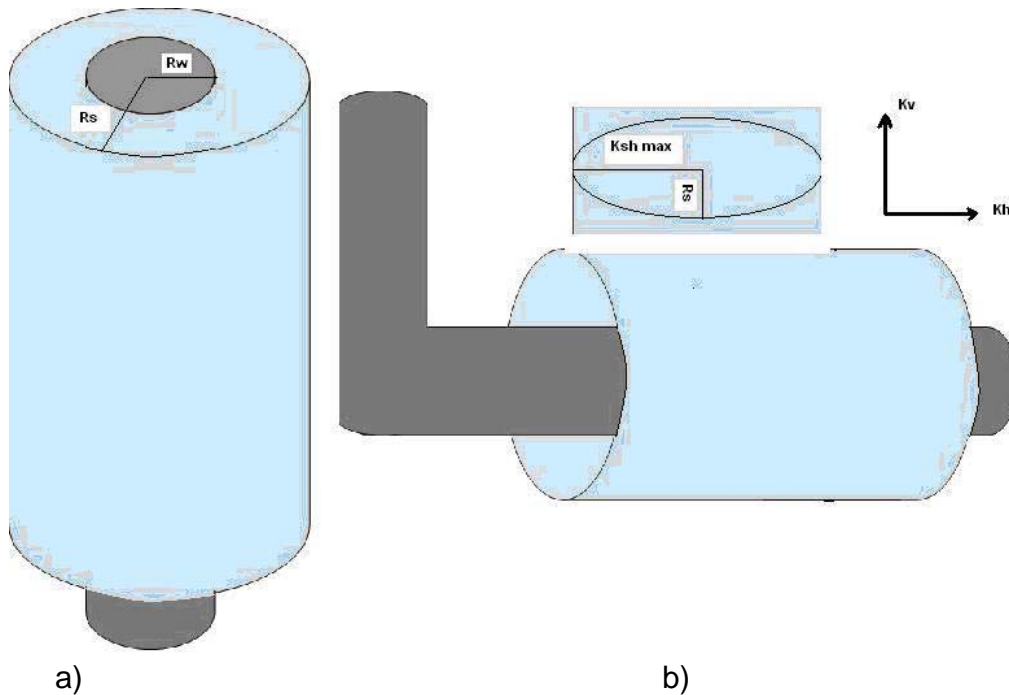


Figura IV.1.- Comparación de daño en pozos verticales vs horizontales

La forma cilíndrica del daño en los pozos verticales se presenta en la figura IV.1-a pero no se aplica a los pozos horizontales es probable que el enjarre sea uniforme a lo largo de todo el pozo, debido a la exposición por más tiempo a los fluidos de perforación y terminación, es probable que el daño sea más severo en la parte horizontal del pozo, igualmente, durante la producción, debido a los gradientes de presión más altos de la formación en el diámetro interior del pozo cerca de la sección vertical del pozo, es probable que la magnitud del daño sea mayor, así, puede preverse un cono de daño con la base cerca de la sección vertical y casi ningún daño al final del pozo,

El perfil de daño también depende de las permeabilidades horizontales y verticales en un ambiente de anisotropía, el corte transversal del cono de daño es elíptico con el eje más grande en la dirección de la permeabilidad mas grande, la elipse crece más hacia donde es menor la anisotropía, es probable que el perfil de daño a lo largo de un pozo horizontal en una formación anisotrópica sea un cono

truncado con una sección transversal elíptica como se muestra en la figura IV.1-b esta geometría lleva a una expresión analítica para un efecto skin equivalente a la formulación de Hawkins.

$$S_{eq} = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \text{Ln} \left\{ \frac{1}{I_{ani} + 1} \sqrt{\frac{4}{3} \left(\frac{a_{sh\max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{sh\max}}{r_w} + 1 \right)} \right\} \dots\dots\dots 39$$

En la ecuación $a_{sh\max}$ es la longitud del la mitad del eje horizontal de la sección de daño, figura IV.1-b, $I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$, k_s =permeabilidad con daño. La penetración del daño al final del pozo se asume como cero, este efecto de daño se agrega a las ecuaciones de flujo horizontal del pozo en la siguiente sección.¹¹

IV.1.1 Mecanismos de daño

Los mecanismos de daño se pueden clasificar de acuerdo a la forma en que este disminuye la producción.

a) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.

Cuando los conductos porosos o las fracturas naturales o inducidas pierden su capacidad de flujo, por taponamiento o bloqueo total debido a sólidos o emulsiones, se reduce el flujo de todos los tipos de fluidos.

Las formaciones consisten en miles de poros, que se encuentran interconectados, con diámetros que varían entre 10 a 100 micrones²⁴; los sólidos del fluido de perforación, particularmente la barita, tiene partículas con diámetros menores a los 43 micrones (malla 300) y algunos alcanzan los 80 micrones, las arcillas tienen partículas muy finas, que están en el rango de los 3 a 5 micrones, y muchos de los sólidos dispersos en el lodo tienen partículas del rango de los 60 micrones.

Al iniciarse el proceso de formación del enjarre, estas partículas finas son transportadas por los fluidos a través del complejo sistema de conductos sinuosos, que cuando el flujo es alto, se taponan rápidamente debido a tres mecanismos fundamentales.

Si las partículas mencionadas tienen un diámetro menor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a puentearse, debido a los cambios de velocidad y dirección, forzando a los fluidos a buscar otros poros.

La movilidad de las partículas se ve también afectada por la mojabilidad y las fases del fluido en el sistema. Se sabe que las zonas de hidrocarburos contienen agua y aceite y normalmente la roca está mojada por agua, fluyendo el aceite por el centro de los poros hacia el pozo. Si las partículas que se mueven dentro de la roca están mojadas por agua, estas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua; si el flujo de agua es mínimo en el pozo, este no presentará problema, sin embargo si las partículas migratorias están mojadas por aceite estas se moverán con el flujo de aceite y la tendencia a la formación de puentes puede resultar en un taponamiento mayor.

El hinchamiento de las arcillas contenidas en la formación también produce taponamientos. Así mismo la floculación de las mismas aumenta su movilidad.

La emigración de las arcillas es factible cuando entran en contacto con aguas extrañas al yacimiento.

b) Reducción de la permeabilidad relativa.

Este fenómeno puede ser ocasionado 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.

También el filtrado puede formar un bloqueo por agua. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se puede reducir la permeabilidad relativa al aceite, además de alterar la permeabilidad absoluta por lo explicado anteriormente. 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.

Se ha experimentado, en pruebas de laboratorio, que cuando aumenta el área superficial es más difícil de reducir la saturación de agua.

c) Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento

Este fenómeno puede resultar de altos filtrados, se sabe que las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en esta. Los surfactantes, en unión con sólidos finos, tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas de hidrocarburos sólidos, tienen la tendencia de 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 estas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Las formaciones mojadas por aceite, tienen la tendencia a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

IV.1.2 Origen del daño a la formación

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de esta con fluidos extraños al yacimiento, pudiendo ser el fluido extraño el filtrado del fluido de perforación o reparación, o bien un fluido de estimulación o tratamiento, inclusive el fluido del yacimiento, si sus características originales se alteran en algunas de sus fases.

El daño está asociado con la invasión de fluidos extraños, los cuales pueden transportar diferentes tipos de sales, sólidos de material densificante, arcillas, productos químicos para el control de filtrado, viscosificantes, en fin, todos los necesarios para la formulación de los fluidos de perforación o reparación. En adición a esto los sólidos perforados, partículas de cemento, residuos de los disparos, óxidos de hierro, grasa lubricante, material pulverizado de las arenas de fracturamiento o empaques de grava, parafina, asfalto y otros productos químicos como los inhibidores de corrosión, surfactantes y los inhibidores de parafina, pueden ocasionar daño severo a la formación.

Los diferentes productos y sólidos contenidos en los fluidos, producen la alteración negativa de las condiciones de flujo de yacimiento, cambiando su mojabilidad, cambiando la estructura de las arcillas del yacimiento o taponando los conductos porosos.

a) Cambios en la mojabilidad del yacimiento

La mojabilidad se ha definido como la afinidad que puede existir entre un sólido y un fluido en presencia de otro fluido, una forma común de dimensionarla es medir el ángulo de contacto entre la interfase de los fluidos con la superficie sólida. En medios porosos es casi, si no imposible, medir esto, por lo cual sus efectos, en el flujo de fluidos, se manifiestan principalmente por la relación de presión capilar con la saturación del fluido.

La saturación de los fluidos puede ser alterada por la invasión de filtrado que contiene agentes tensoactivos; estos, al cambiar la tensión superficial de los fluidos contenidos dentro del yacimiento, alteran su mojabilidad. Se ha comprobado que la mayoría de los surfactantes cationicos y ciertos no iónicos, originan que la superficie de rocas silíceas se mojen o humecten por aceite. La humectación por aceite se puede corregir mediante un tratamiento con surfactantes adecuados. El tipo del surfactante debe ser seleccionado en base a pruebas de laboratorio.

Los constituyentes inorgánicos de los yacimientos, se consideran generalmente mojados por agua y la mojabilidad de las areniscas es más fácil de alterar que la de las calizas. Se ha demostrado que la mayoría de los componentes químicos de los fluidos de perforación no tienen efecto en el cambio de la mojabilidad, siendo solo el almidón el que muestra un pequeño efecto de disminución en la mojabilidad por agua. Los lodos de emulsión inversa muestran un efecto neutral o la tendencia a mojar por aceite.

b) Cambios en las estructuras de las arcillas.

Los minerales arcillosos están presentes en el 95 % de las formaciones areniscas, encontrándose como envoltura de los granos o separados y mezclados con la arena. Las rocas calcáreas también pueden contenerlos, sin embargo se encuentran encapsulados y por lo general no presentan problema, los minerales arcillosos más importantes y frecuentes son: la montmorillonita, la illita y la caolinita. Estos minerales han sido clasificados de acuerdo a su estructura cristalina. Los cristales están compuestos de plaquetas o unidades que se extienden en dos direcciones, alcanzando espesores que varían entre 7 a 17 angstromes.

Cada unidad esta unida por iones que pueden ser de H, K, Ca, Mg, y Na. Si las unidades están balanceadas ionicamente, son mas estables, como es el caso de la caolinita; sin embargo en muchos casos existe un desbalance debido a substituciones iónicas entre las unidades y que son neutralizadas por cualquiera de los cationes antes mencionados alrededor de la superficie exterior del cristal y también entre las unidades.

Cada mineral arcilloso tiene características y propiedades definidas que dependen de su estructura y composición, características que hacen que se comporten en forma diferente ante la presencia de agua y los iones que esta pudiera contener. La más importante de estas características, es la capacidad de intercambio iónico, que es la medida de la habilidad de una arcilla de llevar cationes intercambiables, esta expresada en mili equivalente por 100 gr. De arcilla. El orden de capacidad de intercambio iónico de los minerales arcillosos que nos interesa es: montmorillonita con 80 a 150 me, illita con 10 a 40 me y caolinita con 3 a 15 me. Así mismo existe un orden de reemplazabilidad de los cationes que varía de acuerdo a su concentración, cantidad de las posiciones de intercambio, y la naturaleza del cristal; también es importante la fuerza relativa de reemplazo de los cationes que dependen de su valencia y tamaño iónico, esta ordenada como sigue: Li, Na, k, Mg, Ca, H.

Otra característica a considerar, es la del agua en las arcillas. Debido a la hidratación de los cationes y de la distribución de cargas negativas, el agua forma una película en la superficie externa y entre las capas estructurales de la arcilla; el agua entre las superficies planas de los cristales ayuda a separar las placas individuales del cristal sirviendo como lubricantes y ayuda al hinchamiento de las mismas. Los cationes mas fuertes aumentan la atracción entre las placas y el espesor de las películas de agua disminuye; en cambio los débiles permiten la fácil entrada del agua, debido a que la fuerza atractiva entre las placas es menor; esto permite también que las capas de agua entren en desorden, lo cual tiene un efecto mucho mayor en el hinchamiento.

El tipo de electrolito presente y su concentración en el sistema agua – arcilla, es primordial para la característica de floculación o de floculación del cristal arcilloso en adición a la capacidad de intercambio iónico. El pH del agua, tiene también efecto en este fenómeno, debido a la cantidad variable de material alcalino y concentración de iones H que esta puede tener. Las arcillas encontradas en las rocas sedimentarias se presentan en equilibrio

con el agua de la formación y se encuentran generalmente en estado floculado.

Debido a todas estas características, las arcillas son fácilmente reaccionables (floculación o defloculación) cuando se altera su medio ambiente en equilibrio con el agua de la formación. La alteración de este medio provoca modificaciones negativas en la permeabilidad del yacimiento, aún cuando su efecto sobre la porosidad total no sea grande. La alteración de estos minerales arcillosos también pueden aumentar la mojabilidad hidrofílica del yacimiento por su fuerte atracción al agua.

c) Taponamiento por sólidos

Los sólidos en diferentes variedades de tamaños pueden ser fácilmente transportados hacia el yacimiento durante la etapa de formación de enjarre. Los sólidos más grandes pueden formar puentes en la parte inferior de la pared del pozo, estos pueden depositarse entre los granos de la roca, cerca de zonas con barreras verticales, haciendo imposible su remoción. Los sólidos pequeños pueden formar enjarres minúsculos dentro del sistema de poros, iniciando un sistema de taponamiento muy efectivo; sin embargo esto puede eliminarse parcialmente con el flujo a contracorriente y con el uso de partículas mejor distribuidas, que permiten una formación más rápida del enjarre en la pared del pozo. El efecto de taponamiento durante la formación del enjarre, no va más allá de 5 a 8 cm. dentro del yacimiento; el uso de polímeros para reducir el filtrado, es de gran ayuda, pues permite formar el enjarre rápidamente y provee de un medio filtrante muy efectivo al enjarre, disminuyendo la cantidad de sólidos acarreados hacia la formación durante el tiempo de exposición del yacimiento con el fluido en uso.

IV.1.3 Operaciones durante las cuales se puede ocasionar daño

Las operaciones específicas, durante las cuales se produce daño, son:

a) Durante las operaciones de perforación.

El filtrado del lodo invade el yacimiento alterando su permeabilidad, ya sea por bloqueo, por sólidos o formación de emulsiones, así como por cambios en la mojabilidad de la roca matriz. También los sólidos acarreados, taponarán los poros o canales o fracturas y, en adición a esto, la acción

escariadora de la barrena y los estabilizadores, pueden sellar las fracturas cerca de la pared del pozo.

b) Durante las bajadas de tubería de revestimiento y cementación.

El efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento muy rápidamente, causara una presión diferencial adicional contra las zonas productoras comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación; las lechadas de cemento tienen un alto filtrado que pueden acarrear sólidos adicionales además de aguas no compatibles con la formación; los productos químicos usados para lavar el enjarre delante de las lechadas puede ocasionar cambios en la formación.

c) Durante la terminación.

Los sólidos del fluido de terminación, pueden taponar las perforaciones de los disparos. La formación alrededor del disparo, puede ser también comprimida y compactada, reduciendo la permeabilidad en los conductos generados por los disparos.

Al bajar la tubería de producción con el empacador se provoca un efecto similar al originado al bajar la tubería de revestimiento. Al aumentar la presión diferencial contra la formación, se pueden originar pérdidas de circulación y los sólidos del fluido pueden taponar las fracturas cercanas a la pared del pozo. Si la presión diferencial es alta, estos sólidos son también las causas de que las perforaciones de los disparos se taponen. Si el fluido contiene iones no compatibles con las arcillas de la formación, el resultado puede ser catastrófico.

Durante la iniciación de la producción, la precipitación de sólidos de óxidos y carbonatos, grasas para roscas y todo material sucio que puede acarrear el fluido al ser circulado para limpiar el pozo, puede originarse el taponamiento de los poros. Si estos fluidos contienen asfaltos tratados, pueden originar cambios en la mojabilidad del yacimiento.

La limpieza de pozos a gastos altos, podrían originar un taponamiento por sólidos, dentro de la formación.

d) Durante la estimulación

Los fluidos usados para controlar la presión de los pozos (matar el pozo) pueden acarrear sólidos dentro del yacimiento. Si la tubería de producción esta sucia, los fluidos empleados, aunque limpios inicialmente, pueden acarrear sólidos barridos por esta, dañando la formación.

El fracturamiento de la formación con ácido, puede alterar el enjarre entre el cemento y el yacimiento, produciendo canalizaciones.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico, a veces no son efectivas, debido al taponamiento de las fracturas con sólidos finos contenidos en el mismo fluido fracturante.

El uso de fluidos fracturantes que tienen productos no compatibles con la formación, puede también originar daño. Es por esto que los ingenieros especialistas en estimulación utilizan simuladores de fracturas hidráulicas para diseñar y pronosticar los tratamientos de estimulación por fracturamiento óptimos. Los datos de entrada básicos para estos modelos incluyen las propiedades de los fluidos ácidos hcl y de los apuntalantes, el esfuerzo de cierre, la presión de poro, la permeabilidad de la formación y las propiedades mecánicas de las rocas, tales como la relación de Poisson y el modulo de Young. El riesgo de que el tratamiento sea inadecuado aumenta cuando el diseño se efectúa utilizando parámetros estimados y no medidos.

e) Durante operaciones de limpieza de parafina o asfalto

Normalmente se usan solventes para este fin como el etanol, si estos solventes son circulados de tal manera que entren en contacto con la zona productora, se puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca matriz en forma negativa. A veces se usan escareadores para limpiar la parafina, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar a la formación, es factible su taponamiento.

f) Durante la reparación de pozos

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que al terminar los pozos: el exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño durante una terminación en agujero abierto.

g) Durante la fase de producción

En esta etapa muchas veces se necesita usar productos químicos para inhibir la corrosión, la deposición de sales o parafina. No debe permitirse que estos productos entren en contacto con la formación. Su efecto por lo general afecta la mojabilidad de la roca. También la precipitación de óxido y sales pueden ocasionar taponamientos.

Si el yacimiento está depresionado, será mucho más susceptible de ser dañado con sólidos o con parafina.

Los empaques de grava son susceptibles de ser taponados por sólidos o arcillas que emigran de la formación; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor.

Los yacimientos al ser explotados disminuyen su presión hasta caer por debajo de la presión de saturación o de la presión superior de la envolvente de depositación de asfáltenos donde tendrán cambios en la composición de las fases, lo cual puede ocasionar que si el hidrocarburo contiene parafinas y/o asfáltenos originalmente en suspensión, estos sean precipitados por efecto de los cambios en composición.

h) Durante la inyección de agua.

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no esta tratada apropiadamente, y por el uso inadecuado de los filtros (deben limpiarse con la debida frecuencia); por el contenido de sales no compatibles o sales defloculantes; acarreo de surfactantes de los tanques superficiales, por problemas operativos en los cuales se suspende la inyección de agua y se permite que inicié la acción corrosiva del agua en las tuberías de inyección, las cuales posteriormente serán inyectadas en los pozos.

i) Durante la inyección de gas.

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar a la pared del pozo, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponaran los poros del yacimiento; desafortunadamente los inhibidores de corrosión al ser inyectados con el gas hacia la formación reducen su inyectividad, por lo cual se debe limpiar bien el equipo antes de iniciar la inyección; así mismo el lubricante de las compresoras que se fuga con el gas hacia el pozo, reduce la permeabilidad al gas y la inyectabilidad.

IV.1.4 Minimización del daño

Cuando el daño no puede ser corregido completamente, debe prevenirse para minimizarlo. La observación de métodos preventivos es importante, ya que permitirá incrementar el ritmo de producción y la recuperación final.

Para minimizar el daño se deben estudiar sus causas en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos, así como seleccionar los fluidos más apropiados para evitarlo. Muchas veces un yacimiento puede ser inapropiadamente evaluado si el daño enmascara su verdadero potencial productivo. Aunque actualmente existen métodos para una buena evaluación, el daño en un yacimiento nuevo puede conducir a una serie de operaciones que, encadenadas, pueden evaluar en forma pesimista su potencial económico.

Los fluidos de perforación causan daño por tres mecanismos básicos como se explico anteriormente. El primero y el segundo son resultado del filtrado que invade las zonas productoras, el primer mecanismo es debido a la acción de alteración de las arcillas del yacimiento; la segunda forma se origina por cambios físico-químicos en las zonas donde el filtrado se ha invadido. Al cambiar la mojabilidad de la roca se puede reducir la permeabilidad relativa al aceite. Además los surfactantes contenidos en el filtrado pueden originar la formación de emulsiones muy viscosas, que bloquean el flujo. El tercer mecanismo es el bloqueo físico de las aberturas porosas este es un fenómeno muy complejo.

Una de las formas mas comunes de prevenir el daño es reduciendo el filtrado; inicialmente esto se alcanzó con partículas finas hidratables, como la bentonita y con el uso de lignosulfonatos y algunos polímeros; pero estos métodos en muchos casos agravaron los problemas de daño. El ajuste apropiado de los iones en el filtrado, el control de pH y la adición de surfactantes para controlar la mojabilidad y

romper las emulsiones, ha dado mejores resultados. Sin embargo, se mantiene el problema de bloqueo por sólidos, el cual aun no ha sido resuelto, pero si reducido con el uso de polímeros que ayudan a aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Uno de los factores que también debe ser considerado es el tiempo de exposición de las zonas productoras al fluido de perforación; pero es mucho mas recomendable no usar lodos a base de agua en una zona que contiene arcillas defloculables, aun cuando la adición de sales con cationes fuertes, como el cloruro de calcio o de potasio, puede disminuir este efecto.

Cuando el caso es este, los fluidos de emulsión inversa son recomendables para evitar el daño a la formación por alteración de las arcillas. Como el filtrado de estos fluidos es solo aceite, su invasión a la formación se puede restringir a niveles muy bajos, de tal manera que solo producirá cambios de mojabilidad en la vecindad de la pared del pozo, el daño así ocasionado puede ser restituido, en mas de un 85 %, con lavados con surfactantes apropiados, la selección de los agentes tenso activos para este fin se debe hacer en base a las recomendaciones en el boletín API RP-42.

El taponamiento por sólidos es inevitable, pero puede ser disminuido usando fluidos con filtrado bajo, que permitan una formación de enjarre rápida; sin embargo si los sólidos son del material densificante no se podrá corregir el daño posteriormente; pero con una presión diferencial adecuada se puede mantener en rangos muy bajos.

Aun así los fluidos de emulsión inversa generalmente dañan menos que los fluidos a base de agua.

En los fluidos de terminación y reparación de pozos se debe tener mucho mas cuidado, puesto que estos son expuestos contra los yacimientos en operaciones que definitivamente tienen que ver única y exclusivamente con la productividad del pozo. Estos fluidos se usan para iniciar la producción en operaciones de disparos, matar pozos, limpiarlos, controlar arenas, colocar empaques de grava y controlar las presiones.

Las características de estos fluidos dependen de la operación, por lo que deben formularse para evitar el daño considerando los siguientes requerimientos:

a) Densidad

La densidad del fluido debe ser la mínima necesaria para controlar la presión del yacimiento, que puede estar en un rango de 100 a 200 lb/pg² sobre la presión del yacimiento. Si se cuenta con un equipo apropiado de control en la superficie, se puede disminuir la presión hidrostática hasta balancearla con la del yacimiento, lo cual sería la operación óptima.

b) Filtrado

Se deben considerar en este requerimiento dos factores: primero, las características del filtrado y su volumen.

Las características del filtrado deben considerarse en función de la minimización de la alteración de las arcillas de la formación; esto es: evitar su hinchamiento y/o dispersión, los cambios de humectabilidad de la roca matriz y la formación de emulsiones.

El volumen debe ser considerado para prevenir que cantidades excesivas del fluido entren a la formación. Los aditivos para que se consiga esta característica, deben ser fácilmente removibles al producir el pozo.

c) Viscosidad

Muchas veces los fluidos tienen que acarrear sólidos relativamente grandes, arena, restos de empacadores, etc., hacia la superficie, por lo tanto deben tener características de viscosidad plástica, punto de cedencia, de gelatinosidad.

d) Contenido de sólidos

Los sólidos contenidos deben ser mínimos y, si es posible, deben estar ausentes. En caso de estar presentes, deben ser pequeños, en el rango de 1 a 2 micrones, estos tienen tendencia a formar puentes en el medio poroso y disminuir rápidamente el filtrado, por lo general no penetran más allá de 2 a 3 pg. De la cara del pozo y pueden ser desalojados a contra flujo al producir el pozo.

e) Control de corrosión

Este factor es importante, pues la corrosión produce reacciones que forman partículas finas, que pueden ser acarreadas hacia la formación al precipitarse.

f) Economía

Este factor es primordial y debe considerarse la conveniencia de evitar el daño a la formación o estimular la producción por acidificación o fracturamiento, es decir del costo de los productos que es necesario añadirles a los fluidos usados durante las operaciones de perforación, terminación y/o reparación ó el costo de las intervenciones posteriores para restaurar las condiciones originales.

El equipo debe contar con instalaciones apropiadas para mezclar bien los productos y eliminar en forma efectiva los sólidos, así como un sistema de circulación y desgasificación efectivo del fluido.

IV.2. Tipos de ácidos y sus reacciones

Los sistemas ácidos en uso pueden clasificarse como:

Ácidos minerales como el ácido clorhídrico (HCl) y el ácido fluorhídrico (HF)

Ácidos orgánicos como el ácido fórmico (HCOOH) y el ácido acético (CH₃COOH) los cuales contienen carbono

Mezclas de ácidos como el HCl con ácido acético, HCl con fórmico

Sistemas de ácidos retardados como ácidos gelificados, ácidos químicamente retardados y ácidos emulsificados.

IV.2.1 Ácidos minerales o inorgánicos

Ácido clorhídrico.- generalmente es usado como una solución de cloruro de nitrógeno (gas) en agua al 15 % en peso. A esta concentración se le conoce como ácido regular y fue seleccionada debido a la ineficiencia de los primeros

inhibidores disponibles y a la dificultad de prevenir la corrosión al utilizar soluciones mas concentradas.

Con el desarrollo de mejores inhibidores se utilizan ahora mayores concentraciones en forma práctica, y en algunos casos con mayor eficiencia. En concentraciones menores (5 al 8 %) se utiliza para desplazar el agua congénita, delante de las mezclas de HCl – HF, al fin de evitar la formación de fluosilicatos de sodio y de potasio.

La principal desventaja del HCl es su alta corrosividad, difícil y costosa de controlar a temperaturas mayores de 250 °F o 122° C también el aluminio o los recubrimientos de cromo, a menudo utilizados en las bombas de los aparejos de bombeo mecánico, se dañan fácilmente.

Ácido clorhídrico- fluorhídrico.- Esta mezcal de ácidos se usa casi exclusivamente para estimulaciones de areniscas. El HF se dispone comercialmente en forma de solución acuosa concentrada (40-70 %).

En las estimulaciones se usa como una solución diluida en HCl. Puede prepararse por la dilución de soluciones concentradas de HF, o más frecuentemente por la reacción de bifluoruro de amonio con HCl.



A menudo se usa HCL al 15 %, agregándole una cantidad necesaria de bifluoruro de amonio, para obtener una solución que contiene 3 % de HF. El cloruro de hidrógeno consumido por esta solución deja 12 % de HCL en solución.

Al ácido fluorhídrico que se usa en combinación con el clorhídrico, en proporciones de 8 a 12 % de HCL y 2 a 3 % de HF, a esta combinación se le conoce como ácido para lodos.

Las características de corrosión de las mezclas de HF- HCL son comparables con la del HCL solo, por lo que se requieren inhibidores de corrosión similares.

IV.2.2 Ácidos orgánicos

Las principales virtudes de los ácidos orgánicos son su menor corrosividad y más fácil inhibición a altas temperaturas. Se usan principalmente en operaciones que requieren un alto o largo tiempo de contacto del ácido con la tubería; por ejemplo

como fluido de perforación (disparos), o cuando es inevitable su contacto con partes de aluminio o cromo.

Ácido acético (CH_3COOH).- Se dispone generalmente en soluciones de agua al 10 % en peso. A esta concentración los productos de la reacción son solubles en el ácido gastado. El ácido acético al 10 % cuesta el doble que una solución al 15 % de HCl y disuelve aproximadamente la tercera parte del Ca CO_3 .

Ácido fórmico (HCOOH).- Es el menos caro de los ácidos orgánicos, pero mas caro que el HCl en la base al costo por volumen de roca disuelta. Es mas fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente mas débil que el HCl. La corrosión con este ácido es uniforme y difícil de inhibir. En aplicaciones a alta temperatura su costo, comparado con el de HCl, es casi el mismo, debido a la mayor concentración del inhibidor requerido para el HCl.

IV.2.3 Ácidos en polvo

Tabla 11. Los ácidos sulfámico ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$) y cloroacético ($\text{C}_2\text{H}_3\text{ClO}_2/\text{ClCH}_2\text{COOH}$)

ÁCIDO SULFÁMICO	
Punto de fusión	200-205°C
Densidad de vapor	3.3 gr/cm ³
Masa especifica	2.13 gr/cm ³
Solubilidad	10 % en agua
Riesgo de incendio	Sólido no combustible
Riesgo de explosión	Sólido no combustible
Riesgo de desastre	A altas temperaturas puede emitir gases tóxicos
Productos de descomposición	Amoniac, oxido de nitrógeno
Reacciones peligrosas	Con cloro, nitratos y nitritos
Inhalación	Irritación severa
Ojos	Irritación y quemaduras severas
Pelo	Irritación y quemaduras severas
Ingestión	Quemaduras severas
ÁCIDO CLOROACÉTICO	
Masa molecular	94.5
Punto de ebullición	189°C
Punto de fusión	Alrededor de 57°C
Densidad relativa (agua = 1)	1.6
Solubilidad en agua, g/100 ml a 20°C	85
Presión de vapor, kPa a 43°C	0.13
Densidad relativa de vapor (aire = 1)	3.3

Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1)	1.00
Punto de inflamación	126°C
Límites de explosividad, % en volumen en el aire	8.0
Estado físico, aspecto	Cristales incoloros, de olor acre.
Peligros químicos	La sustancia se descompone al calentarla intensamente produciendo gases tóxicos y corrosivos de cloruro de hidrógeno y fosgeno. La disolución en agua es un ácido fuerte, reacciona violentamente con bases y es corrosiva.
Efectos de exposición de corta duración	Corrosivo. La sustancia es corrosiva para los ojos, la piel y el tracto respiratorio. La inhalación del aerosol puede originar edema pulmonar (véanse Notas). La sustancia puede causar efectos en el sistema cardiovascular, el sistema nervioso central y el riñón, dando lugar a desórdenes cardíacos, convulsiones y alteraciones renales. Los efectos pueden aparecer de forma no inmediata. Se recomienda vigilancia médica.

Tienen un uso limitado; asociado con la facilidad de transportarlos a localizaciones remotas en forma de polvo. Son polvos cristalinos, fácilmente solubles en agua. Generalmente se mezclan con el agua cerca del pozo. Algunas veces se presentan en forma de barras, para facilitar su introducción al pozo. Estos ácidos son mucho más caros que el HCL; sin embargo su aplicación puede producir ahorros sustanciales cuando se eliminan los costos por transporte y bombeo.

El ácido cloroacético es más fuerte y más estable que el sulfámico, por lo que es generalmente preferido. El ácido sulfámico se descompone a 180°F por lo que no se recomienda para temperaturas mayores a 160°F.

IV.2.4 Sistemas de ácidos retardados

Ácidos gelificados.- Se usan en tratamientos por fracturamiento, el retardo resulta porque al aumentar la viscosidad del fluido se reduce el ritmo de transferencia del ácido con la formación en la fractura. Su uso se ha limitado a formaciones con

baja temperatura, debido a que la mayoría de los agentes gelificantes disponibles (normalmente polímeros solubles en agua) se degradan rápidamente en soluciones ácidas a temperaturas mayores a 130°F.

Ácidos químicamente retardados.- se preparan agregando al ácido un surfactante que moja de aceite, a fin de formar una barrera física a la transferencia del ácido con la roca. Para que sea efectivo el aditivo debe absorberse en la superficie de la roca y formar una película homogénea.

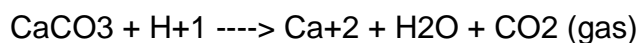
Ácidos emulsificados.- normalmente contienen el ácido en la fase interna y de 10 a 30 % de kerosina o diesel como fase externa. Tanto la mayor viscosidad creada por la emulsificación como la presencia del aceite y kerosina, retardan la velocidad de reacción del ácido con la roca, incrementando la profundidad de penetración del ácido.

IV.2.5 Reacciones de ácidos con las formaciones

La calcita es muy común y tiene una amplia distribución por todo el planeta, se calcula que aproximadamente el 4% en peso de la corteza terrestre es de calcita.

Presenta una variedad enorme de formas y colores. Se caracteriza por su relativamente baja dureza (3 en la escala de Mohs)

La mejor propiedad para identificar a la calcita es el test del ácido, pues este mineral siempre produce efervescencia con los ácidos. Puede emplearse como criterio para conocer si el cemento de rocas areniscas y conglomerados es de calcita. El motivo de ello es la siguiente reacción:



donde el dióxido de carbono produce burbujas al escapar en forma de gas. Cualquier ácido puede producir este resultado, pero es recomendable usar el ácido clorhídrico

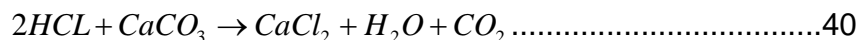
La dolomita, denominada de esa forma en honor al geólogo francés Deodat Dolomieu, es un mineral compuesto de carbonato de calcio y magnesio $[\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2]$.

Abunda en la naturaleza en forma de rocas dolomíticas y se utiliza como fuente de magnesio y para la fabricación de materiales refractarios (es una roca ígnea)

El ácido clorhídrico, ácido hidroc্লórico, ácido muriático (por su extracción a partir de sal marina en América) es una disolución acuosa del gas cloruro de hidrógeno (HCl). Es muy corrosivo y ácido. Se emplea comúnmente como reactivo químico y

se trata de un ácido fuerte que se disocia completamente en disolución acuosa. Una disolución concentrada de ácido clorhídrico tiene un pH de menos de 1; una disolución de HCl 1 M da un pH de 1 (Con 4 mL presentes en el agua es suficiente para matar al ser humano, en un litro de agua. Y al disminuir el pH provoca la muerte de toda la flora y fauna).

Con caliza y dolomita:



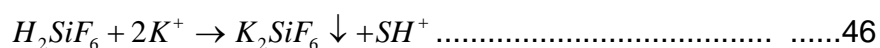
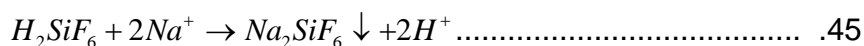
Con sílice (arena):



Con silicatos (feldespatos o arcillas)



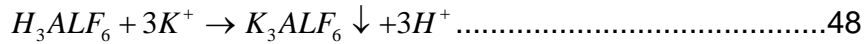
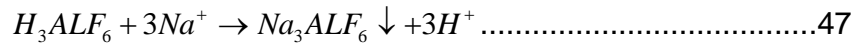
Pero:



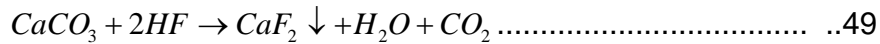
Donde:

$Al_2Si_4O_{10}(OH)_2$	Arcilla
H_2SiF_6	Ácido fluosílico
H_3AlF_6	Ácido fluoalumínico

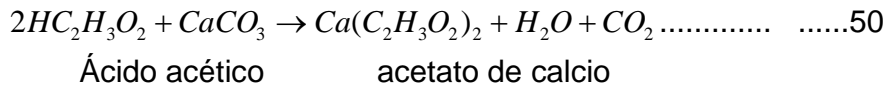
También:



Y



Para evitar estos precipitados insolubles, el HF nunca se usa solo.



IV.2.6 Cálculo de la cantidad de roca disuelta

Sean:

- V Volumen de la solución ácida (15 % en peso) inyectada (lt)
- W Peso de la solución inyectada (Kg.)
- P Peso del cloruro de hidrógeno en la solución (Kg.)

El peso específico de una solución de HCl al 15 % es de 1.075 Kg/lt

$$\therefore W = 1.075 V$$

$$P=0.15W=0.15 \times 1.075V=0.16125V \text{ (Kg)} \dots\dots\dots 51$$

Sustituyendo los pesos atómicos correspondientes en la ecuación 49 obtenemos:

$$2(1+35.5) + (40.1 + 12 + (16 \times 3)) = (40.1 + (35.5 \times 2)) + 73 + 100.1 = 111.1 + 44 + 18$$

O sea: 73 unidades de peso de HCl disuelven a 100.1 unidades de peso de CaCO₃

$$\therefore 0.16125V \text{ (Kg. de HCl)} \text{ disolverán } 0.2211 V \text{ (Kg. de CaCO}_3\text{)}$$

La densidad del CaCO₃ (compacto) es de 2.93, por lo tanto el volumen correspondiente al peso anterior es:

$$\frac{0.2211V}{2.93} = 0.0755(\text{lt. de } CaCO_3) \dots\dots\dots 52$$

IV.3 Métodos de acidificación

Generalmente las acidificaciones consisten en:

- Tratamiento de lavado o limpieza
- Tratamiento a la matriz o intersticial

IV.3.1 Tratamientos de limpieza

Los tratamientos de limpieza están diseñados para remover las incrustaciones solubles en ácido que se presenten en el pozo o para abrir las perforaciones. Consiste este tratamiento en colocar una pequeña cantidad de ácido en el lugar adecuado o deseado, permitiendo que reaccione con los depósitos o la formación. La circulación del ácido acelera los procesos de disolución, al aumentar el ritmo de transferencia del ácido no gastado con las superficies del material.

IV.3.2 Acidificación a la matriz

Se define como la inyección de ácido a la formación, a una presión menor que la de fractura. El objetivo del tratamiento consiste en lograr la penetración radial del ácido a la formación en un radio igual al radio de daño (r_s).

La estimulación se efectúa para eliminar los efectos de la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo pues se busca eliminar la zona dañada en dicha vecindad disolviendo las partículas que obturan la formación.

Cuando la acidificación se efectúa correctamente, se obtienen incrementos en la producción sin que aumente la relación agua-gas, la relación gas-aceite o la relación agua-aceite.

Debido a la gran superficie que establece contacto con el ácido en un tratamiento a la matriz, el tiempo de reacción es muy corto. Por lo tanto la formación solo queda tratada a unas cuantas pulgadas de la pared del pozo.

Uno de los problemas en el tratamiento de acidificación a la matriz es el desconocimiento de la presión de fracturamiento.

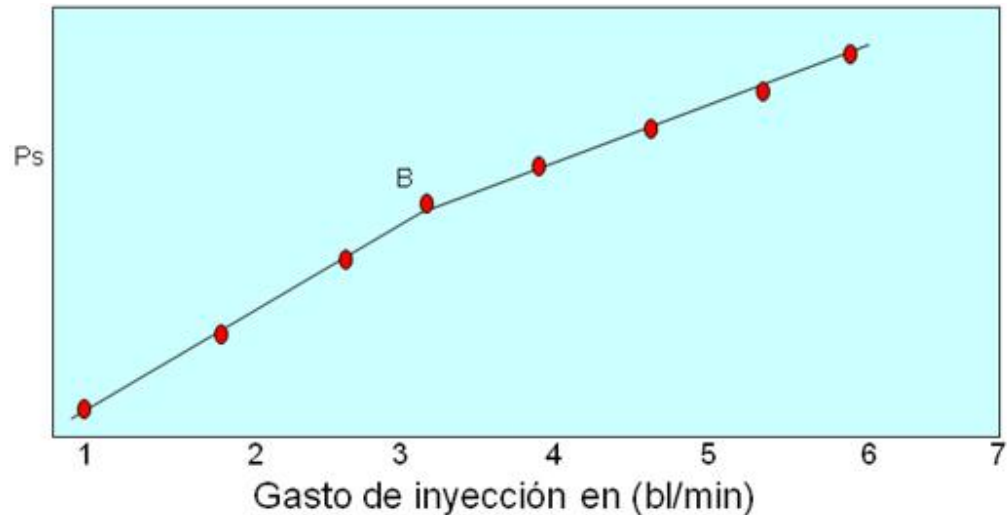


Figura IV.2 Determinación práctica de la presión de fracturamiento

Como la presión de fracturamiento decrece al decrecer la presión del yacimiento, frecuentemente es necesario efectuar pruebas de fracturamiento para determinar la presión de fractura de una zona o yacimiento específico. Como se observa en la figura IV.2.

El procedimiento de prueba consiste en iniciar la inyección de agua o aceite limpios a la formación, a un gasto muy bajo, del orden de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ barril por minuto, y medir la presión de bombeo. A continuación se incrementa el gasto de inyección por etapas y se lee la presión de inyección hasta que la curva gasto- presión cambia de pendiente, como se observa en el punto B. Si la presión deseada para el tratamiento a la matriz se alcanza antes de dicho punto B, la acidificación puede efectuarse a esa presión o a una ligeramente inferior.

Acidificación de carbonatos

El criterio de diseño para la estimulación matricial de pozos horizontales es igual que para pozos verticales, el diseño apropiado debe incluir los pasos siguientes:

- La evaluación de la formación antes del tratamiento, es decir la estimación del daño, tipo de daño e identificación de zonas de pérdida de fluido potenciales. sobre todo en los intervalos largos, si los registros de producción no están disponibles se recomienda correr un registro de producción antes de la estimulación, el análisis de la cantidad de

penetración del lodo en la formación durante la perforación y los registros del tipo de lodo pueden proporcionar información útil.

- La definición de la meta de la estimulación es decir la valoración del éxito económico o el fracaso.
- la selección de los fluidos de estimulación con énfasis en la desviación
- el trabajo necesario para evaluar el efecto de daño en tiempo real
- la evaluación post tratamiento con una prueba de pozo y registros de la producción (si se justifican económicamente) y/o trazadores radioactivos en las etapas de la estimulación

En la industria se usan varias filosofías para escoger el fluido de estimulación, normalmente, las formaciones de roca arenisca se tratan con lodos ácidos (mezclas de HF y HCL), considerando que las formaciones de carbonatos (calizas y dolomías) se tratan rutinariamente con el ácido clorhídrico, las pautas para escoger el fluido de estimulación fueron propuestas por McLeodz y otros²². Un elemento importante es la desviación causada porque los pozos horizontales cruzan yacimientos heterogéneos y causada por las secciones abiertas extendidas, la colocación acertada de los fluidos y su desviación son importantes

La acidificación de los carbonatos se controla por la cinética de la reacción en lugar del flujo de fluido en el medio poroso.

En las formaciones carbonatadas la matriz de la roca es atacada por los ácidos, así, es creada una permeabilidad secundaria. Así, combinando la energía cinética limitada y la transferencia de masa, se tiene como resultado una reacción frontal inestable que genera patrones de flujo con alta conductividad conocidos como agujeros de gusano.

El tratamiento posterior del efecto de daño puede ser obtenido analíticamente por medio de las extensiones de la teoría de muskats³⁵ para la derivación del efecto de daño con 2 o 3 áreas y diferentes permeabilidades. El efecto de daño por la estimulación parcial de yacimientos carbonatados en forma elíptica y estimulación radial fue presentado por Economides y Frick²³. La diferencia con el modelo del efecto de daño en areniscas es que las áreas estimuladas son radiales y anisotropicas sin embargo en la estimulación de los carbonatos cuenta más la cinética de la reacción que el flujo de fluidos ver fig. III.3

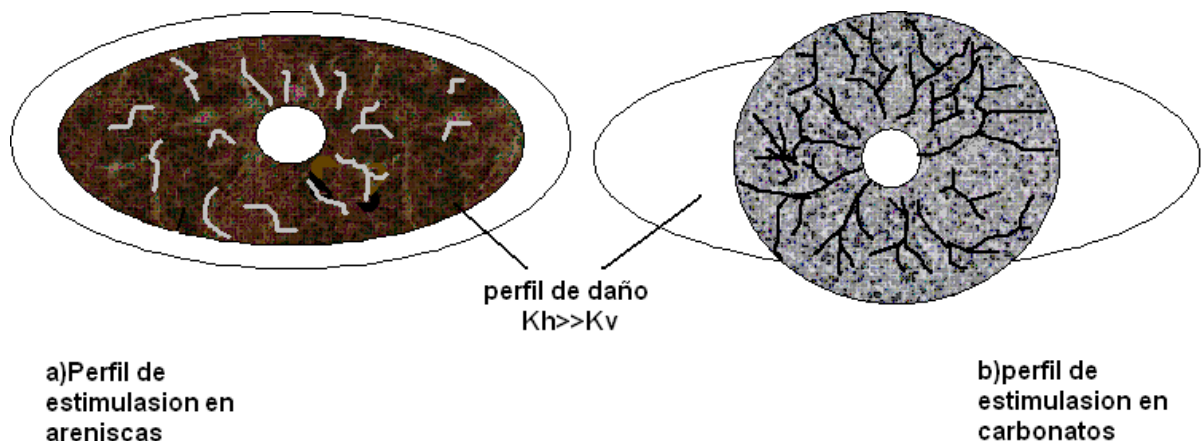


Figura III.3 Perfil de daño y estimulación en areniscas y carbonatos

En las formaciones carbonatadas lo que se espera de la acidificación es diferente que en las areniscas porque el ácido no solo ataca el poro que cementa los granos sino que reacciona principalmente con la propia roca mientras en las rocas areniscas la meta es recobrar la permeabilidad virgen del yacimiento, los tratamientos de estimulación de carbonatos pueden desarrollar permeabilidades muy altas en el área estimulada y efectos de daño negativos.

La pérdida de los fluidos de estimulación es un serio problema en los yacimientos de areniscas y crítica en formaciones carbonatadas ya que hay zonas que retienen la mayoría del fluido de estimulación, los grandes intervalos a ser estimulados requieren dividir el pozo horizontal en varias secciones secuencialmente tratadas con un buen aislamiento zonal. La efectividad del tratamiento de estimulación dependerá de la calidad del aislamiento zonal²³

IV.3.3 Penetración del ácido

La distancia que penetra el ácido, a lo largo de una fractura creada por el fluido introducido antes de dicho ácido (bache inicial), puede quedar limitada por la velocidad de reacción del ácido (límite superior) o por el ritmo de su flujo desde la fractura a la formación (límite inferior).

Estos dos casos se denominan de penetración límite por velocidad de reacción y por pérdida de fluido y se cree que establecen las fronteras en la respuesta de un pozo a un tratamiento. No es posible calcular con exactitud la penetración del ácido, ya que durante un tratamiento variará desde el límite por reacción al iniciar su inyección, hasta el límite por pérdida de fluido al finalizar el tratamiento, este comportamiento origina que durante la inyección del ácido la fractura sea al

principio amplia y larga, debido al control de la pérdida de fluido ejercido por el bache inicial. Sin embargo al continuar la inyección la fractura se va cerrando, hasta alcanzar la geometría correspondiente a la inyección de ácido solo. Esta reducción del volumen de la fractura es originada por la creación de “agujeros de gusano”, que localmente impiden actuar a los aditivos reductores de filtrado o al bache viscoso inicial.

Para calcular la penetración límite por pérdida de flujo, se supone que aunque la fractura fue generada por el bache viscoso inicial, que está presente en la formación, el ácido traspasa rápidamente esta zona viscosa. En consecuencia el ritmo de pérdida de fluido es así controlado por la viscosidad del ácido gastado. La penetración límite por la velocidad de reacción se calcula considerando que la pérdida de fluido es controlada totalmente por el fluido viscoso inicialmente inyectado y que la penetración del ácido está por lo tanto determinada por su velocidad de reacción.

IV.4. Aditivos para ácidos

Todos los ácidos usados en la estimulación requieren de:

- Un inhibidor de corrosión, para reducir el ritmo de ataque sobre las tuberías
- Un aditivo para eliminar la formación de emulsiones
- Un aditivo para alterar la mojabilidad de la formación, a fin de mejorar la limpieza de los productos de la reacción
- Un reductor de fricción, para incrementar los ritmos de bombeo o inyección
- Un reductor de pérdida de filtrado
- Agentes desviadores, para obtener un tratamiento más uniforme
- Aditivos secuestrantes de fierro, para prevenir su precipitación
- Aditivos para evitar la formación de lodos asfálticos en ciertos aceites.

Los aditivos deben evaluarse en el laboratorio antes de su aplicación. Los procedimientos de prueba se detallan en las normas API-RP-42. Los aditivos, además de cumplir con sus funciones específicas, deben ser compatibles entre sí y con los fluidos de la formación.

a) Inhibidores de corrosión

La efectividad de un inhibidor depende de su capacidad para formar y conservar una película protectora sobre la superficie metálica. Por lo tanto los factores que reducen el número de moléculas del inhibidor absorbidas reducirá la efectividad del inhibidor. El factor limitante más importante es la

temperatura. A altas temperaturas el ritmo de corrosión aumenta y la habilidad del inhibidor para ser absorbido sobre las superficies del acero, decrece. Por estas razones es difícil y costoso encontrar inhibidores eficientes para ácidos fuertes a temperaturas superiores a 250°F.

Un inhibidor de corrosión se evalúa en el laboratorio sometiendo una muestra del metal que se desea proteger, al ataque del ácido que será usado.

Las muestras metálicas, se introducen en una celda calentada y presurizada (auto clave) que contiene el ácido y los inhibidores de corrosión que van a ser evaluados. La corrosión de cada muestra metálica se determina pesándolo antes y después de la prueba. La eficiencia del inhibidor se expresa en términos de la pérdida de metal por unidad de área expuesta por unidad de tiempo (generalmente en lb/ft²/día).

Se efectúan pruebas de control para determinar la pérdida de peso al usar ácido sin inhibidor. Se anota también la tendencia del ácido a reaccionar uniformemente o a formar cavidades.

Los factores que afectan el ritmo de corrosión son:

- La cantidad de agitación
- El tipo de metal
- El tiempo de exposición
- La temperatura
- El tipo de ácido y su concentración
- El tipo de inhibidor y su concentración
- La relación área metálica entre el volumen de ácido
- La presión
- La presencia de otros aditivos, como surfactantes o solventes mutuos

Un incremento en la agitación aumenta el ritmo de corrosión. El efecto de tipo de metal es muy importante. Es esencial que los cupones sean representativos de las tuberías que se desean proteger. La corrosión aumenta con el tiempo de exposición. La corrosión aumenta al incrementarse la temperatura.

El tipo de ácido y su concentración influyen grandemente en la efectividad de los inhibidores de corrosión. La corrosión con HCl al 28 % es mucho más difícil de controlar que la de HCl al 15 %.

Al aumentar la relación de volumen de ácido al área de cupón se reduce el ritmo de corrosión.

El efecto de la presión no es importante a presiones mayores de 80 kg/cm². Los aditivos presentes en el sistema ácido pueden modificar la efectividad del inhibidor de corrosión por lo que deben incluirse en las pruebas.

Se considera adecuado un inhibidor que proporciona durante el tratamiento una pérdida de metal inferior a 0.02 lb/ft² de área, siempre y cuando la corrosión sea uniforme. Algunas veces se acepta 0.05 lb/ft².

Para aumentar la inhibición a temperaturas mayores a 250°F se usan aditivos especiales, como yoduro de potasio que cinérgicamente mejora la inhibición.

b) Surfactantes

Los agentes activos de superficie se usan para:

- Desemulsificar el ácido y el aceite,
- Para reducir la tensión interfacial,
- Para alterar la mojabilidad de la formación
- Para acelerar la limpieza
- Para prevenir la formación de lodo asfáltico

Cuando se adicionan surfactantes, debe de asegurarse su compatibilidad con el inhibidor de corrosión y con los otros aditivos.

Generalmente se usa un desemulsificante al acidificar una formación carbonatada, para prevenir la formación de una emulsión entre el ácido y el aceite de la formación.

Los inhibidores de precipitación de lodo asfáltico (constituidos por asfáltenos, parafinas, hidrocarburos de alto peso molecular, arcillas y partículas finas), se requieren para los tratamientos de formaciones que contienen ácido asfáltico. El lodo asfáltico formado al contacto con el ácido puede taponar la formación y restringir severamente la producción. La necesidad de usar este aditivo debe determinarse mediante pruebas de laboratorio. La formación de lodo asfáltico es más severa al aumentar la concentración del ácido.

c) Solventes mutuos

Los solventes mutuos son materiales que tienen una solubilidad apreciable en el agua y el aceite, como los alcoholes. El metanol o el propanol, en concentraciones del 5 al 20 % en volumen de ácido, se emplean para reducir la tensión interfacial. El empleo de estos alcoholes acelera y mejora la limpieza de la formación, particularmente en pozos productores de gas. Un aditivo de este tipo es el etil-glicol monobutil éter (EGMBE) que, además de su solubilidad mutua, reduce la tensión interfacial entre el agua y el aceite; actúa como solvente para solubilizar aceite en el agua; actúa como detergente, capaz de remover agentes o materiales que mojan de aceite la formación y finalmente, mejora la acción de los surfactantes en contacto con la formación.

La productividad de pozos productores de aceite en formaciones areniscas, tratadas con HF-HCl se han incrementado de 5 a 6 veces sobre la obtenida con tratamientos regulares de HF-HCl, empleando 10 % de EGMBE en el aceite diesel usado, después del tratamiento, para sobredesplazar el ácido.

d) Reductores de fricción

Frecuentemente se desea bombear el ácido al máximo gasto permisible por el límite fijado por la resistencia a la presión superficial de las tuberías, o minimizar la potencia requerida para bombear a un gasto seleccionado. Los aditivos que al disolverse en el fluido reducen la caída de presión por fricción a través de las tuberías, se conocen como reductores de fricción. Estos aditivos son generalmente polímeros orgánicos. Generalmente se utilizan en concentraciones de 1 a 20 lb/1000 galones de fluido.

e) Reductores de pérdida de filtrado

Los reductores de pérdida de filtrado se componen de dos agentes o productos:

- Una partícula sólida inerte que entra a la formación, puenteándose cerca de la superficie de la fractura.
- Un material gelatinoso que tapona los poros formados por el material sólido granular.

Los aditivos comúnmente empleados son:

- Aditivos sólidos.- harina de sílice, CaCO_3 , resinas orgánicas y polímeros orgánicos
- Aditivos gelatinosos.- goma guar modificada, poliacrilamida, hidroxietil celulosa (HEC), etc.

f) Agentes desviadores

Cuando varias formaciones o zonas se desean tratar, es necesario generalmente dividir el tratamiento en etapas. El flujo puede desviarse efectivamente usando empacadores; sin embargo, como el costo de la reparación puede aumentar considerablemente al emplear empacadores, se han desarrollado técnicas para separar los líquidos sin el empleo de estos.

- Agentes desviadores para tratamientos a la matriz.- se usan resinas orgánicas inertes, ácidos orgánicos sólidos (ácido benzoico), mezclas de ceras y polímeros solubles en aceite, mezclas de sólidos inertes (CaCO_3 , sal, resinas solubles en aceite) con polímeros solubles en agua (goma guar, poliacrilamida, HEC).

Cuando se usan en exceso estos aditivos, en pozos inyectoros de agua, puede dificultarse su remoción después del tratamiento, reduciendo su inyectividad.

- Agentes desviadores para fracturamiento con ácido.- el empleo de bolas selladoras, para desviar el flujo a otras perforaciones, se emplea frecuentemente en los tratamientos conocidos como de pseudo entrada limitada y son probablemente los agentes desviadores más efectivos en los fracturamientos. Sin embargo no son efectivos en terminaciones en agujero abierto o cuando el número de perforaciones es grande. En estos casos se deben emplear agentes desviadores granulares.

Los agentes desviadores granulares comúnmente usados son: sal, ácidos orgánicos sólidos (hojuelas de ácido benzoico), resinas orgánicas inertes, ceras solubles en aceite y varias combinaciones de estos aditivos. En todos los casos se requiere una amplia distribución del tamaño de las partículas más pequeñas, para llenar los huecos entre las partículas más grandes.

Los agentes desviadores solubles en agua o en ácidos son generalmente menos efectivos que los no solubles en agua, ya que el ácido puede

disolver estos materiales. Este efecto es más pronunciado, a temperaturas altas, cuando se usan materiales orgánicos como la naftalina y el ácido benzoico.

Una mezcla de sal y hojuelas de paraformaldeido (50 a 50) en una salmuera saturada que contenga 60 lbs. De goma guar modificada y 100 lbs. De harina de sílice o de CaCO_3 por cada 1000 galones, es muy efectiva a temperaturas tan altas como de 300 °F. Esta formulación ha sido empleada, en pozos inyectores de agua con éxito.

Los agentes constituidos con ceras y polímeros, constituyen los materiales más efectivos para aplicaciones en formaciones productoras de aceite o en fluidos base aceite.

g) Agentes secuestrantes

La precipitación del hierro disuelto por el ácido puede ocurrir después de la acidificación, reduciendo la permeabilidad de la formación. El hierro puede proceder de los productos de la corrosión que se encuentran sobre las paredes de las tuberías, o bien existir en forma mineralógica en la formación.

La precipitación de hidróxido ferrico gelatinoso puede prevenirse agregando al ácido ciertos agentes secuestrantes. Los más comunes agentes son ácidos orgánicos, como el ácido cítrico, el láctico, y el ácido acético, así como sus derivados más efectivos, como el ácido tetra acético de la etilén diamina y el ácido triacetico nitrilo.

- El ácido cítrico es efectivo hasta temperaturas de 200°F, pero precipita, como citrato de calcio, cuando se usa sobre dosificado. Agregando 175 lbs. A 100 galones de HCl secuestra 5000 ppm de hierro durante dos días a una temperatura de 150°F.
- El ácido láctico no es muy efectivo a temperaturas mayores de 100°F. No es propenso a la precipitación de lactato de calcio.
- El ácido acético no forma precipitados de acetatos de calcio, siendo efectivo hasta 160°F.

- El ácido tetra acético de la etilén diamina es efectivo hasta 200 °F sin precipitar sales de calcio, pero más costoso que los otros agentes.
- El ácido triacético nitrilo es menos caro que el producto anterior, pero más que el ácido cítrico, no precipita y es efectivo hasta los 200 °F.

h) Aditivos de limpieza

Cuando se prevé un problema de remoción del ácido gastado del yacimiento, se debe considerar la conveniencia de inyectar, antes del ácido, surfactantes, alcoholes, aromáticos pesados, nitrógeno o CO₂.

En formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas, donde es difícil de remover el agua, es conveniente agregar alcohol al ácido, para reducir la tensión superficial entre el ácido gastado y el agua de la formación.

Los aromáticos pesados (productos de PEMEX) ayudan a la remoción de parafinas y asfáltenos.

IV.5 Surfactantes para tratamientos de pozos

Los surfactantes o agentes activos de superficie, son productos químicos que pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de fluidos hacia la pared del pozo y, por consiguiente, es importante su consideración en la terminación, reparación y estimulación de pozos. Para apreciar el papel de los surfactantes, es necesario entender el comportamiento de los líquidos.

En un líquido, las moléculas ejercen una atracción mutua entre ellos. Esta fuerza, una combinación de las fuerzas de Van Der Waals y electrostáticas, esta balanceada en el seno de un líquido, pero ejerce tensión en su superficie. Efectos similares tienen lugar entre los líquidos inmiscibles, o entre un líquido y una roca o superficie metálica.

Un agente activo de superficie o surfactante, puede definirse como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevalecientes. Químicamente, un surfactante tiene afinidad, tanto al agua como al aceite. La molécula de surfactante tiene dos partes, una soluble en aceite y otra soluble en agua. Por lo tanto, la molécula es parcialmente soluble en ambos, aceite y agua. Esto promueve la acumulación del surfactante en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un gas, y entre un líquido y un sólido.

Un surfactante con mayor afinidad al aceite, generalmente se clasifica como soluble en aceite; y uno con mayor afinidad al agua, es clasificado como soluble en agua. Algunos surfactantes se clasifican como dispersables en agua o aceite.

Los surfactantes tienen la capacidad de disminuir la tensión superficial de un líquido en contacto con un gas, absorbiéndose en la interfase entre el líquido y el gas.

Los surfactantes también pueden disminuir la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles, absorbiéndose en las interfases entre los líquidos, y pueden reducir la tensión interfacial y cambiar los ángulos de contacto, absorbiéndose en las interfases entre un líquido y un sólido.

Ya que la principal acción de los surfactantes se debe a fuerzas electrostáticas, un surfactante se clasifica por la naturaleza iónica del grupo soluble en agua de la molécula. Esquemáticamente la parte de la molécula soluble en agua se presenta por un círculo y la parte soluble en aceite por una barra como se muestra en la siguiente figura.

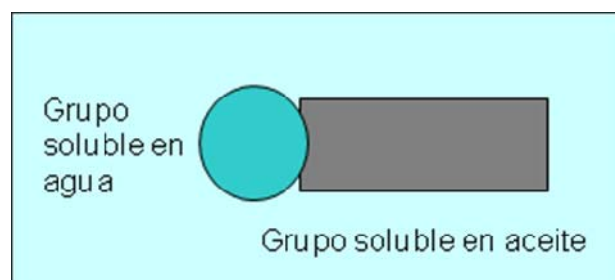


Figura IV.4 Molécula de un surfactante

Los surfactantes aniónicos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado negativamente. Un modelo de un aniónico se presenta a continuación donde M^+ representa un ion positivo como Na^+ .

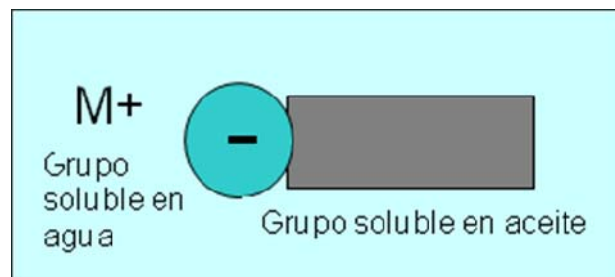


Figura IV.5 Surfactante aniónico

Ejemplos de surfactantes aniónicos, pueden ser los sulfatos representados como $R-OSO_3^-$; sulfonatos como $R-SO_3^-$; fosfatos como $R-OPO_3^{2-}$; y fosfatos como $R-PO_3^{2-}$, donde R representa el grupo soluble en aceite. Los más comunes son los sulfatos y los sulfonatos.

Los surfactantes cationicos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua esta cargado positivamente. Un modelo de un cationico se muestra en la siguiente figura, donde x representa un ion negativo como Cl^- . La mayoría de los surfactantes cationicos son compuestos de aminas, como el cloruro de amonio cuaternario.

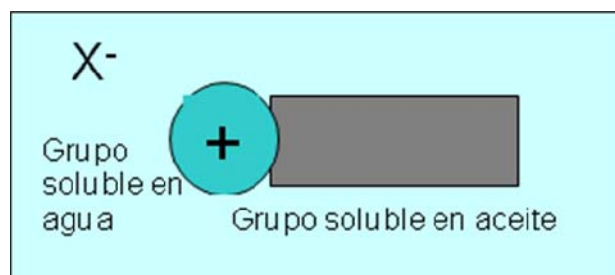


Figura IV.6 Surfactante cationico

Los surfactantes no iónicos son moléculas orgánicas que no se ionizan y, por lo tanto, permanecen sin carga. Un modelo de un no iónico se presenta a continuación

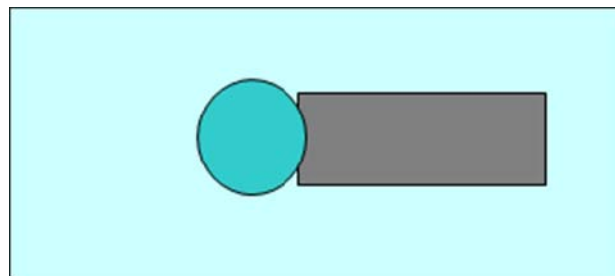


Figura IV.7 Surfactante no iónico

La mayoría de los surfactantes no iónicos contienen grupos solubles en agua, los cuales son polímeros de oxido de etileno u oxido de propileno. Por ejemplo el oxido de polietileno como $R-O-(CH_2CH_2O)_xH$, y el oxido de polipropileno como $R-O-(CH_2CH(CH_3))_xH^2$, donde "R" representa un grupo soluble en aceite.

Los surfactantes anfotéricos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua puede estar cargado positivamente, negativamente, o sin carga. La carga de un surfactante anfotérico depende del pH del sistema. Un modelo de un surfactante anfotérico se presenta a continuación.

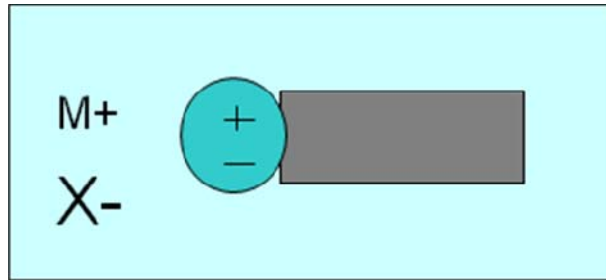


Figura IV.8 Surfactantes anfotéricos

La mojabilidad es un término descriptivo, utilizado para indicar si una roca o superficie metálica tiene la capacidad de ser cubierta preferencialmente con una partícula de aceite o una película de agua. Los surfactantes pueden absorberse en la interfase entre el líquido y roca o superficie metálica y pueden cambiar la carga eléctrica sobre la roca o metal, con lo cual alteran la mojabilidad. Aun cuando la superficie de un sólido puede tener diferentes grados de mojabilidad bajo condiciones normales de yacimiento, generalmente existen estas condiciones:

- La arena y arcilla están mojadas por agua y tienen una carga superficial negativa
- La caliza y dolomía están mojadas por agua y tienen una carga superficial positiva en el rango de pH de 0 a 8.

Las emulsiones pueden formarse entre dos líquidos inmiscibles y pueden ser estables. Dependiendo de los efectos que ocurran en la interfase. Se requiere energía para crear una emulsión, y deben acumularse estabilizadores en la interfase entre los líquidos, para evitar el rompimiento de la emulsión, los más importantes estabilizadores de emulsiones son:

- Partículas finas de arcilla u otros materiales
- Asfáltenos
- Surfactantes

Los surfactantes tienen la habilidad de romper una emulsión, actuando sobre los materiales estabilizantes, en tal forma que los remuevan de la película interfacial que rodea una gota de la emulsión.

a) Uso y acción de los surfactantes

Los surfactantes para tratamientos de pozos generalmente son una combinación de surfactantes aniónicos y no iónicos. Los surfactantes aniónicos y cationicos no deben ser utilizados juntos, ya que la combinación puede producir un precipitado insoluble. Los surfactantes pueden

absorberse sobre sólidos, para reemplazar a los surfactantes previamente absorbidos y proporcionar a los sólidos las características de mojabilidad del surfactante más fuerte.

Acción de surfactantes aniónicos:

- Mojarán de agua la arena cargada negativamente, la lutita o la arcilla
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía cuando su pH sea menor de 8
- Mojarán de agua la caliza o dolomía si el pH es 9.5 o mayor.
- Romperán emulsiones de agua en aceite
- Emulsionarán el aceite en agua
- Dispersarán las arcillas a finos en agua.

Acción de surfactantes catiónicos

- Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla
- Mojarán de agua la caliza o dolomía cuando su pH sea menor de 8
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía si el pH es 9.5 o mayor
- Romperán emulsiones de aceite en agua
- Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

Acción de los surfactantes no iónicos.- estos surfactantes son probablemente los más versátiles de todos los surfactantes para estimulación de pozos, ya que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, los surfactantes no iónicos pueden proporcionar otras características, tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.

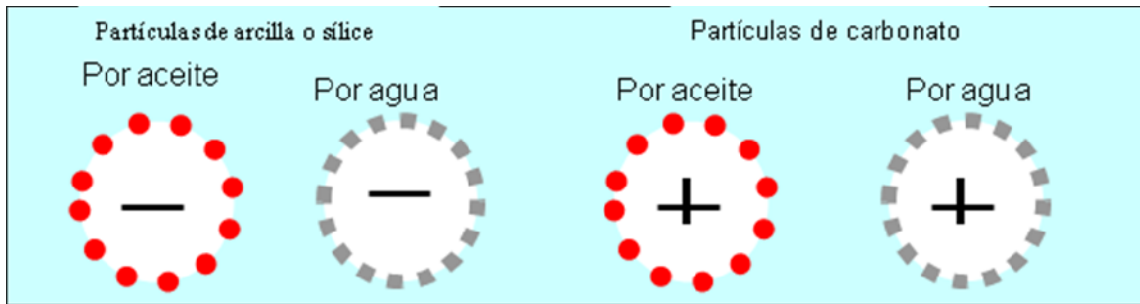
La mayoría de los no iónicos son derivados de óxido de etileno o mezclas de óxido de etileno-óxido de propileno. Ya que la solubilidad en agua de los no iónicos se debe al enlace de hidrógeno o a la atracción de agua por oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a elevadas temperaturas y/o altas concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de los surfactantes no iónicos se separen de la solución.

Acción de los surfactantes anfotéricos.- estos son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se neutraliza y por lo general, tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH. Hay un uso limitado de los

surfactantes anfotéricos; sin embargo, algunos están siendo empleados como inhibidores de corrosión.

Aun cuando puede realizarse una sofisticada investigación química acerca de las cargas radicales en la naturaleza y acción de los surfactantes, la acción común de los surfactantes de cada clase puede ser aceptada con razonable confiabilidad.

Dado de los surfactantes aniónicos y cationicos son los principalmente empleados para cambiar las fuerzas electrostáticas involucradas en la asociación de líquidos y sólidos, la acción mojante usual, de estas dos clases de surfactantes en el rango de pH normal, esta resumida para una rápida referencia en la figura III.9.



● + Surfactante cationico ■ - Surfactante aniónico

Figura IV.9 Acción mojante de surfactantes aniónicos y cationicos

b) Daño a la formación susceptible a tratamiento con surfactante

Un gran número de tipos de daño a la formación pueden ser prevenidos o disminuidos con surfactantes, el enfoque más efectivo es emplear los surfactantes para prevenir el daño que de otra forma podría ocurrir durante casi todas las fases de las operaciones de pozos, incluyendo la perforación, terminación, control, reparación y estimulación de los pozos. Sin embargo, debe tenerse extremo cuidado en la selección y el uso de los surfactantes, un surfactantes específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y

crear otro tipo de daño. Los tipos de daño que pueden ser prevenidos, disminuidos o agravados por surfactantes son:

- Mojado de aceite de la roca de la formación
- Bloqueos de agua
- Bloqueos de emulsión viscosa
- Película interfacial o bloqueos de membrana
- Bloqueos de partículas debidos a la dispersión, floculación y movimiento de sólidos
- Restricción del flujo debida a una elevada tensión superficial o interfacial de un líquido.

Mojado de aceite

Mojado de aceite una formación normalmente mojada por agua, puede ocasionar una reducción de la permeabilidad de aceite de 15 a 85 %, con una reducción promedio del 40 %. Cuando la formación cercana a la pared del pozo llega a estar mojada de aceite, este es atraído preferencialmente hacia la superficie de la roca del yacimiento. Esto incrementa notablemente el espesor de la película que cubre la roca del yacimiento, y reduce el tamaño de los conductos de flujo del yacimiento, así como la permeabilidad relativa del aceite.

Los pozos de gas también son afectados adversamente por el mojado de aceite de la formación. Mojado de aceite una roca del yacimiento puede ocasionar un severo bloqueo por agua o emulsión.

Causas del mojado de aceite en pozos productores de aceite o gas:

- Los surfactantes en algunos filtrados de lodo de perforación, y en los fluidos de reparación y de estimulación de pozos, pueden mojar de aceite la formación.
- Los inhibidores de corrosión y bactericidas generalmente son surfactantes cationicos, que mojaran de aceite la arenisca y la arcilla.
- Muchos desemulsificantes usados en los tanques de almacenamiento o en los cambiadores de calor, son surfactantes cationicos que mojaran de aceite la arena y la arcilla.
- El lodo base de aceite, conteniendo asfalto, mojará de aceite la arenisca, arcillas o carbonatos. Los lodos de emulsión de aceite generalmente contienen grandes cantidades de surfactantes cationicos y pueden mojar de aceite las areniscas y arcillas. Las pruebas de laboratorio indican que algunos lodos de emulsión de aceite exhiben fuertes características

mojantes de aceite; mientras que otros parecen ser menos mojantes de aceite. Otros fluidos de perforación y terminación pueden mojar de aceite la roca del yacimiento bajo condiciones específicas de pH.

- Un surfactante con fuertes propiedades mojantes de agua puede convertir algunas superficies mojadas por aceite, a superficies mojadas por agua. Esto ampliara los patrones de flujo al aceite y restaurara la permeabilidad al aceite hasta un valor correspondiente a la permeabilidad de la matriz alrededor de la pared del pozo sin daño y mojada de agua. Sin embargo, los surfactantes cationicos son extremadamente difíciles de remover de la arenisca y arcilla. La mejor recomendación es evitar el contacto de arenas y arcilla, con surfactantes cationicos.

Bloqueos por agua

Cuando se filtran grandes cantidades de agua a una formación parcialmente mojada de aceite, el restablecimiento de la productividad original del aceite o gas puede ser lento, especialmente en yacimientos parcialmente de presionados. Este problema, causado por un cambio de la permeabilidad relativa al aceite o gas, cerca de la pared del pozo, generalmente se corrige por si mismo, pero puede persistir por meses o años.

Generalmente el bloqueo por agua puede prevenirse mediante la adición, a todos los fluidos inyectados al pozo, de 0.1 a 0.2 % en volumen de un surfactante seleccionado para disminuir la tensión superficial o interfacial y prevenir el desarrollo de emulsiones.

La limpieza de un pozo con bloqueo por agua, puede acelerarse inyectando a la formación una solución acuosa u oleosa, con 1 a 3 % en volumen, de un surfactante previamente seleccionado. Dicho surfactante debe bajar la tensión superficial e interfacial y dejar la formación mojada por agua. La remoción del daño requiere varias veces el volumen de surfactante necesario para prevenir el daño.

Bloqueos por emulsión

Las emulsiones viscosas de aceite y agua en la formación, cerca de la pared del pozo, pueden reducir drásticamente la productividad de los pozos productores de aceite o gas. Existe duda acerca de si se pueden formar emulsiones en formaciones de arenisca, cuando la formación esta mojada de aceite, o cuando están presentes surfactantes emulsificantes. En

formaciones calcáreas, las emulsiones generalmente están asociadas con tratamientos de acidificación por fracturamiento.

La inyección de surfactantes desemulsificantes puede romper una emulsión en la formación, promoviendo un último contacto entre el surfactante y cada gota de emulsión. Para romper la emulsión, el surfactante debe ser absorbido sobre la superficie de las gotitas de la emulsión y disminuir la tensión artificial para que las gotitas de la emulsión puedan coalescer.

El rompimiento de una emulsión en la formación, generalmente requiere de la inyección de 2 a 3 % en volumen de un surfactante desemulsificante en agua o aceite limpios. Los volúmenes de tratamiento deben ser por lo menos iguales, o mayores que el volumen del fluido de daño, previamente filtrado a la formación. La cantidad de surfactante requerida para remover un bloqueo de emulsión usualmente será 20 a 30 veces el volumen de surfactante requerido para prevenir el bloqueo.

Se ha comprobado que si existe un bloqueo de emulsión, y se realizan las pruebas de pozo para diagnosticar el problema, la permeabilidad promedio del pozo, calculada mediante pruebas de inyektividad, será varias veces mayor que la permeabilidad promedio determinada de pruebas de producción, esto proporciona una forma confiable de predecir bloqueos de emulsión y frecuentemente se denomina como efecto de "Válvula de retención". Si un pozo con bloqueo de emulsión está produciendo agua, el incremento o la disminución de los gastos de producción no cambiarán apreciablemente los porcentajes de agua.

Película interfacial o bloqueos de membrana

Los materiales formadores de película, incluyendo a los surfactantes, pueden ser absorbidos en la interfase aceite-agua y causar el obturamiento de la formación. Las películas interfaciales están íntimamente relacionadas con las propiedades de emulsión y mojado de aceite de los crudos.

Las partículas finas, las arcillas y los asfáltenos, incrementan considerablemente la resistencia de la película. Un incremento en el porcentaje de sal, incrementa la consistencia de la película en un sistema particular de aceite-agua.

Algunas veces los surfactantes pueden ocasionar que las películas se resolubilicen en el aceite y reducir así el bloqueo de la formación. El uso de

solventes como vehículo para los surfactantes generalmente es benéfico en la remoción de películas duras.

Bloqueos de partículas debidos a la dispersión, floculación y movimiento de sólidos

Bloqueo por partículas

Es conveniente mantener las arcillas de la formación en la condición original en el yacimiento. Sin embargo, una formación productora de aceite o gas puede estar bloqueada por migración de arcillas, ocasionada por el flujo de agua, aceite o filtrado de lodo. La dispersión, floculación y liberación, o el movimiento de las arcillas, probablemente causen daño a más pozos, que el hinchamiento de las arcillas. Debe efectuarse un análisis cuidadoso cuando se sospeche el bloqueo por arcillas. Por ejemplo, si se diagnostico adecuadamente como un problema la dispersión de arcillas, debe seleccionarse un surfactante no iónico para flocularlas y reducir el bloqueo. No obstante, si el diagnóstico fue incorrecto y el problema realmente es una floculación de arcilla. Probablemente un surfactante floculante ocasionara que el bloqueo sea más severo.

Dispersión de las arcillas

La dispersión de las arcillas es una causa frecuente de daño a la formación:

- Los surfactantes aniónicos dispersaran a las arcillas en soluciones ácidas
- Los fluidos con alto pH dispersaran a las arcillas
- Si se emplean surfactantes para dispersar a las arcillas en los disparos obturados con lodo, las concentraciones altas de estos mismos surfactantes también pueden dispersar a las arcillas en la formación.

Floculación de las arcillas

En algunas ocasiones la floculación de arcillas puede reducir o incrementar el daño a la formación.

- Se pueden utilizar surfactantes no iónicos específicos para flocular a las arcillas.
- El ácido y otros fluidos de bajo pH tienden a flocular a las arcillas.

Daño a la formación por cambio en el tamaño de las partículas. Los surfactantes cationicos que mojan las arcillas con aceite, incrementan mucho el tamaño de las partículas de arcilla y, por consiguiente, la

severidad del bloqueo por arcilla. Debido a que los surfactantes cationicos son tan difíciles de remover de las arcillas y la arena, debe evitarse el uso de productos cationicos, en los fluidos de inyección o circulación, en formaciones de arenisca. Generalmente, un bache inicial de solvente mutuo (alcohol) reducirá la absorción sobre la arcilla y la arena.

Se puede reducir el tamaño de las arcillas de sodio hidratadas, mediante un tratamiento de HCl. Cuando una arcilla de sodio hidratada reacciona con ácido, los iones de hidrógeno (H^+) reemplazaran a los iones de sodio (Na^+), mediante un intercambio de iones. Puesto que la arcilla de hidrógeno hidratada es una partícula más pequeña que la arcilla de sodio hidratada original, el tratamiento con HCl tiende a incrementar la permeabilidad de la formación. Sin embargo, el HCl puede haber causado floculación de arcillas, crean un daño. Probablemente deba utilizarse un surfactante aniónico, cuando se acidifique una arenisca con HCl, para prevenir la floculación de la arcilla.

Restricción del flujo debida a una elevada tensión superficial o interfacial de un líquido.

Alta tensión superficial e interfacial.- La elevada tensión superficial de los líquidos cercanos a la pared del pozo, reducirá al flujo de aceite y gas dentro del pozo e incrementara el tiempo de limpieza del pozo. Surfactantes seleccionados deben ser añadidos a los fluidos de terminación, reparación o estimulación de pozos, para mantener una baja tensión superficial o interfacial en los fluidos alrededor del fondo del pozo.

IV.6. Razón de reemplazamiento

La razón de reemplazamiento es definida como el número de pozos verticales que producirán el mismo gasto que un pozo horizontal ver figura IV.10 y IV.11

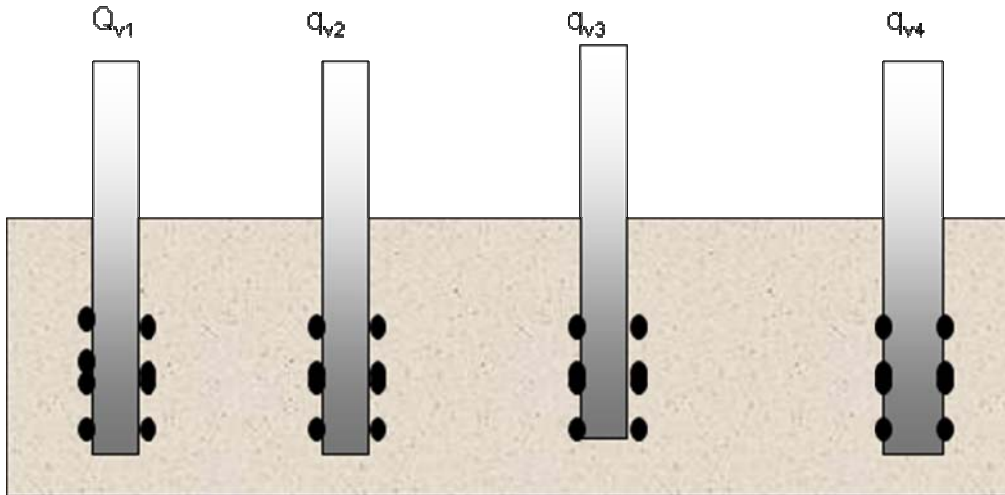


Figura IV.10 Pozos verticales en un yacimiento de espesor h

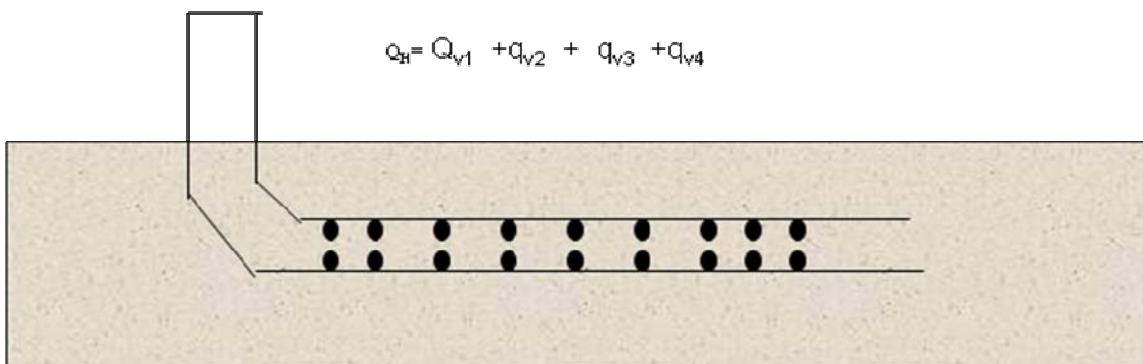


Figura IV.11 Pozo Horizontal en el mismo yacimiento

Este concepto es usado para el cálculo de los efectos de la producción de un pozo horizontal en la planeación de la explotación de un yacimiento.

V. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Antecedentes del Pozo Ejemplo (A)

El 15 de septiembre de 2007 se realizó limpieza a pozo abierto con UTF, N₂ y 10 m³ de Clean Sweep I con la finalidad de limpiar el fondo del pozo, como también las ranuras de la tubería de revestimiento desde la profundidad 4450 m hasta 4630 m., para estar en condiciones de bombear cualquier producto de estimulación, sin provocar algún tipo de daño la formación.

Cabe mencionar que el pozo producía antes de la limpieza, 535 bpd brutos, 448 bpd netos, 7.22 MMpcd, con 16 % de agua; posterior a ésta quedó con 516 bpd brutos, 482 bpd netos, 7.26 MMpcd y 6.59 % de agua, de 6,000 ppm, PH = 9.

Ubicación del Pozo A

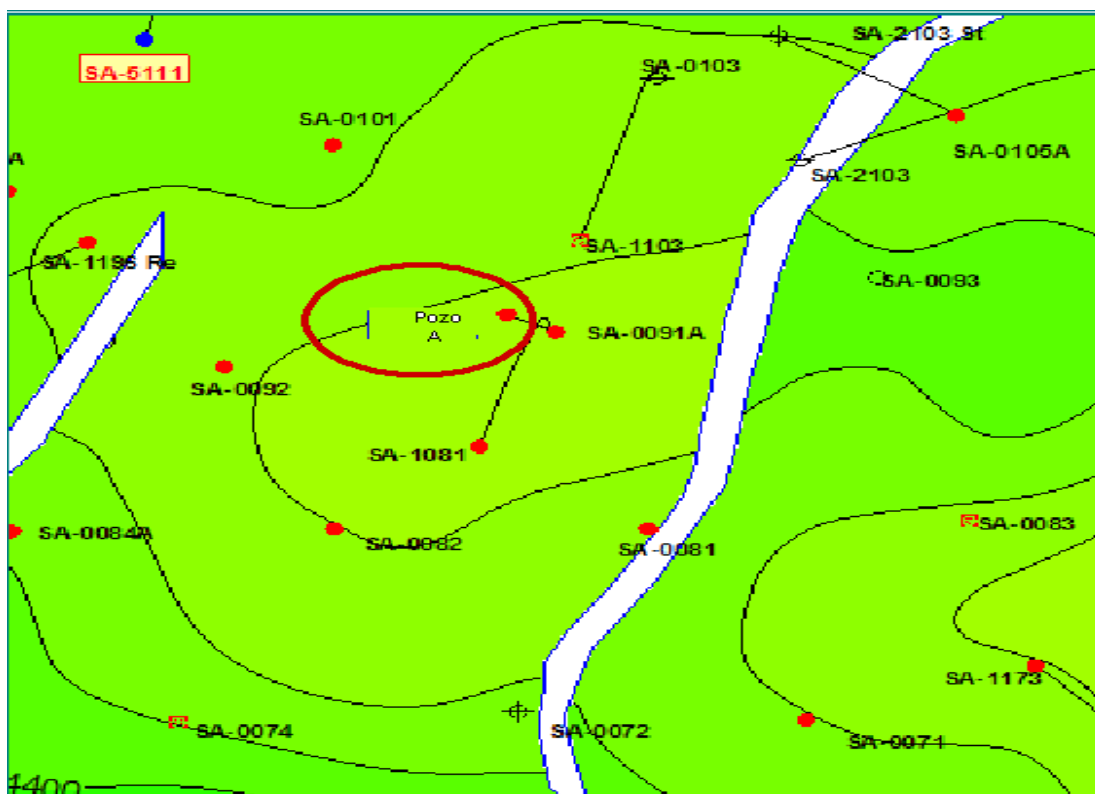


Figura V.1 Localización del pozo A

El pozo A tiene como vecinos de bloque a los pozos Sa 81, Sa 82, Sa 84-A, Sa 91-A, Sa 92, Sa 101, Sa 1081 y Sa 1103 los cuales se encuentran produciendo en la misma formación del Cretácico Superior (K.S.).

Tabla 12. Datos del Pozo y la Formación

Datos	Valor
Campo	X
Pozo Productor	A
Formación	Cretácico Superior (K.S.)
Yacimiento	
Pws Estimada (Sept-07) NMDARCY de los intervalos	165.0 Kg/cm ²
Pwf estimada (Sept-07) al NMDARCY de los intervalos	115.0 Kg/cm ²
Caída de Presión estimada	50.0 Kg/cm ²
Temperatura de Fondo Pozo Sa 1103 (04-Agosto-06)	137.5 °C
Zona de Interés	4450-4630 mDarcy (4205-4245 mV)
Permeabilidad	38 mDarcy
Porosidad	8-18%
Saturación de agua promedio	5%
Litología	Caliza Dolomitizada
API del Aceite	29.3°
RGA	140 m3/m

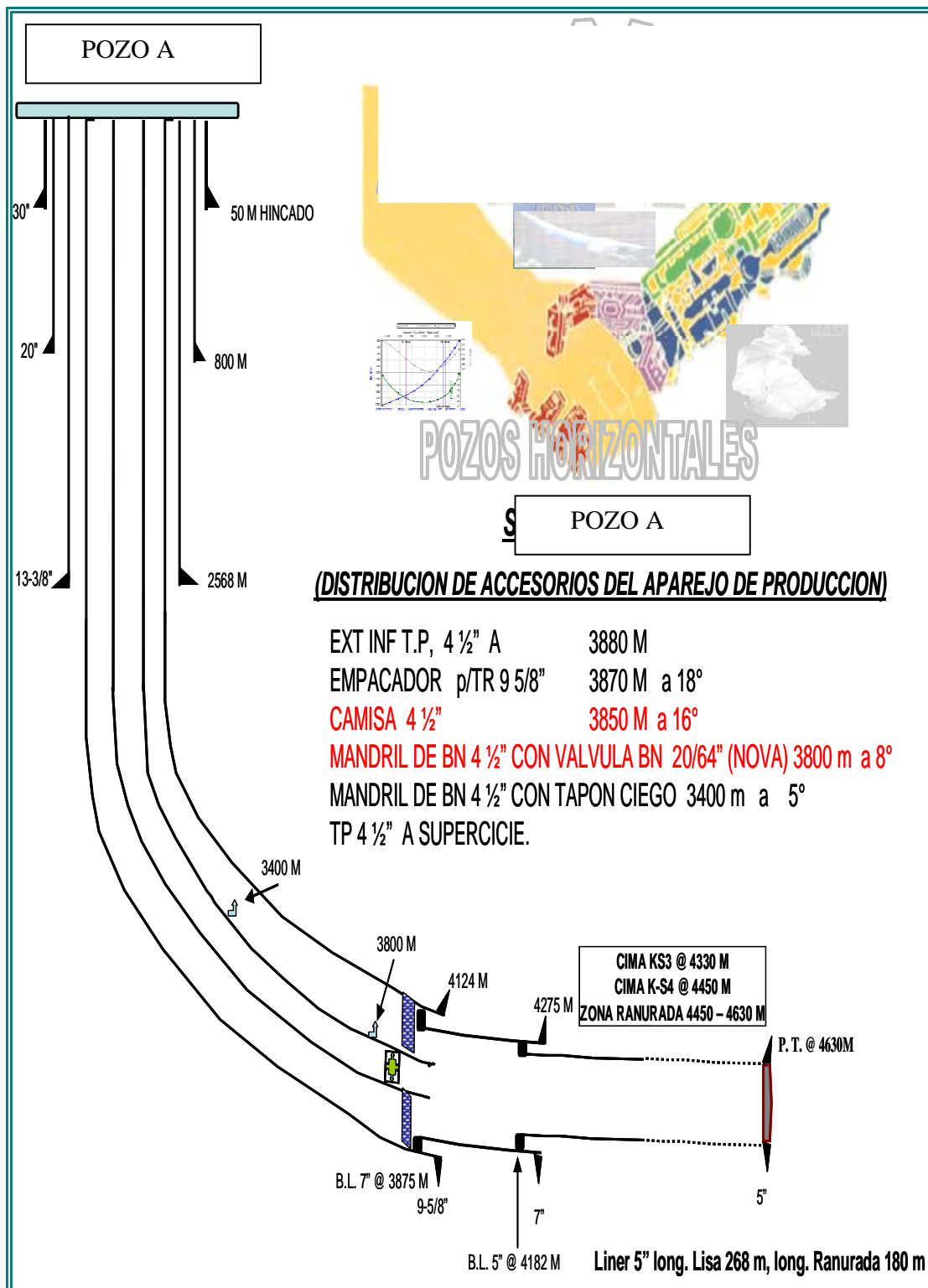


Figura V.2 Estado mecánico del pozo A

Cálculo de la Capacidad del Pozo A

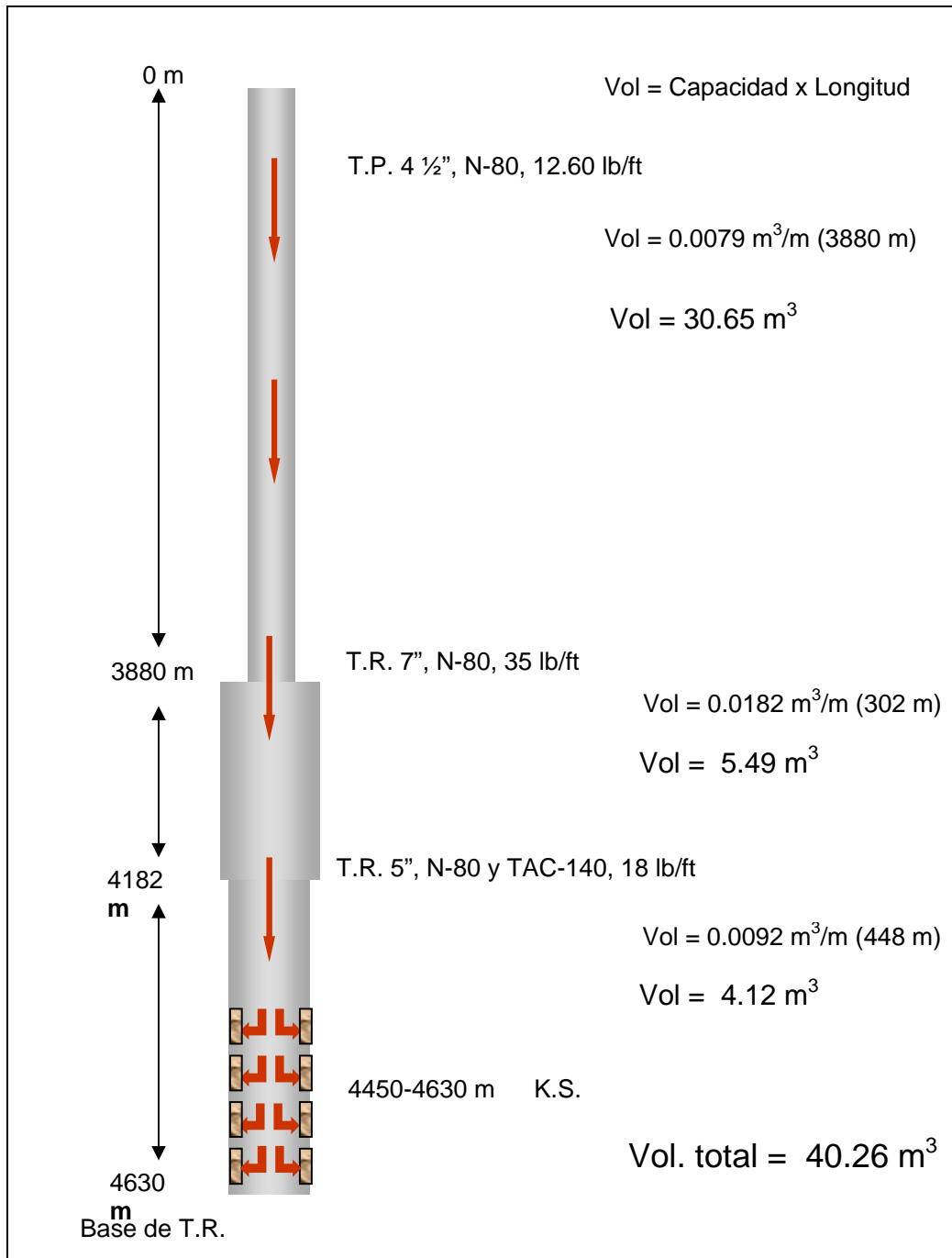
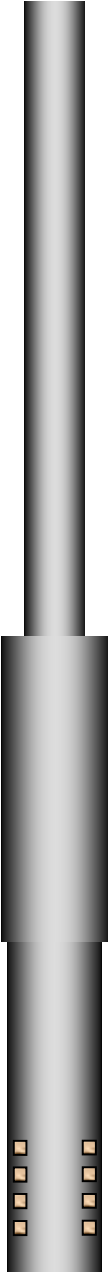


Figura V.3 Capacidad del Pozo A

Cédula de tratamiento de estimulación del pozo A



De acuerdo al análisis de la información recopilada durante la perforación de la etapa de 5 pg se registraron pérdidas de 4.5 m³ de lodo de Emulsión Inversa con densidad 1.30 gr/cm³ y 15 m³ de fluido de control Polimérico densidad 1.02 gr/cm³ en el área de interés por lo que el daño por filtración de fluidos es poco probable.

Recuperar muestras de aceite y realizar pruebas de compatibilidad entre el Sistema propuesto a ser bombeado y el Aceite recuperado del pozo A.

Los fluidos y volúmenes recomendados para el tratamiento de limpieza del pozo son los siguientes:

20.0 m³ Sistema Clean Sweep I (Sistema No Reactivo)
25.0 m³ Sistema MSR-100 al 15% (Sistema Reactivo)

A continuación se presenta el programa de limpieza a pozo cerrado con T.F. y Jet Blaster en el pozo A.

4450-4630 mDarcy (4205-4245 mV)

Figura V.4 Cedula de Tratamiento de Estimulación del Pozo A

Limpieza con UTF y Jet Blaster a pozo cerrado

1.-Con pozo abierto por TP, bajar T.F. a 4630 m. (base TR ranurada) y bombeo de nitrógeno con un $QN_2 = 15-20 \text{ m}^3/\text{min}$.

2.-Amarrar línea de N_2 por la TR, represionar misma con N_2 hasta 1000 psi. Durante la estimulación (puntos 3.1, 3.2 y 3.3) monitorear la TR y en caso necesario represionar TR, durante el bombeo de productos de estimulación, con la presión y N_2 necesarios para asegurar que los fluidos del tratamiento sean bombeados hacia el fondo del pozo.

3.-Con T.F. a 4630 m, suspender bombeo de nitrógeno, cerrar pozo, con unidad inyectora de nitrógeno conectada a la T.P. bombear nitrógeno por el espacio anular T.P.-T.F. de manera continua a un gasto de $15 \text{ m}^3/\text{min}$ durante el bombeo de los fluidos del tratamiento de estimulación siguientes:

3.1.- De 4630 a 4450 m, bombear 15.0 m^3 de Clean Sweep I sin nitrogenar dentro de la TF. Gasto de líquido: 0.75 - 1 bpm.

3.2.- De 4630 a 4450 m, bombear 25.0 m^3 de MSR-100 al 15% en cinco etapas de 5 m^3 , con baches de inhibidor y neutralizador correspondientes de acuerdo a recomendaciones de la Cía. Gasto de líquido: 0.75 - 1 bpm.

3.3.- Bombear 5.0 m^3 de Clean Sweep I sin nitrogenar dentro de la TF. Gasto de líquido: 0.75 - 1 bpm.

4.- Al finalizar el bombeo de fluidos, desplazar los fluidos de la T.F. con 1000 m^3 bombeo de Nitrógeno a $20 \text{ m}^3/\text{min}$.

5.-Suspender bombeo de nitrógeno del espacio anular entre TP y TF, abrir pozo gradualmente, levantar TF a 4400 mDarcy e inducir.

6.- Muestrear en superficie y observar pozo.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los pozos horizontales se programan principalmente para evitar la conificación de los fluidos del yacimiento, comunicar fracturas, explotar yacimientos de gas, de bajo espesor, de baja permeabilidad y para recuperación secundaria ó mejorada con la finalidad de mejorar la productividad y recuperación de hidrocarburos

La velocidad, eficiencia, seguridad y costo de los pozos petroleros horizontales, dependen directamente del comportamiento de los fluidos de control utilizados en su perforación y terminación, el flujo turbulento combinado con la rotación de la tubería es el método mas efectivo para mantener limpio el pozo.

Los yacimientos carbonatados son estimulados utilizando ácido, predominantemente ácido clorhídrico (HCl) para crear vías conductoras desde el yacimiento hasta el pozo y atravesar la región circundante del pozo que ha sido dañada durante las operaciones de perforación y cementación de TR.

Los costos de los pozos horizontales dependen del tipo de terminación, de la longitud del intervalo que será explotado y de las características del yacimiento. La selección incorrecta de la técnica de terminación tiene como resultado un pronto abandono del pozo, mientras que la selección adecuada prolonga su vida productiva

NOMENCLATURA

A	Área
D	Diámetro del agujero
g	Aceleración de la gravedad
E	Modulo de Young
KOP	Punto de inicio de desviación del pozo
k	Permeabilidad de la formación
p_h	Presión hidrostática de la columna de fluido
p_i	Presión inicial
pL	Longitud del intervalo disparado
p_p	Presión de poro o presión de formación
p_w	Presión de pozo
p_{wf}	presión de fondo fluyendo
q_i	Gasto de inyección
r_{wD}	Radio adimensional del pozo
S	Espaciamiento entre zonas estimuladas
S_w	Saturación de agua congénita
T_{bh}	Temperatura de fondo
Z	Profundidad
a	Eje mayor de la elipse de drene
β	Factor de volumen
H	Profundidad
h	Espesor del yacimiento
IP	Índice de productividad
IP_H	Índice de productividad de un pozo horizontal
IP_V	Índice de productividad de un pozo vertical
k_H	Permeabilidad horizontal
k_{Hw}	Permeabilidad horizontal efectiva al agua
k_m	Permeabilidad mejorada
k_s	Permeabilidad de la zona dañada
k_v	Permeabilidad vertical
k_{vw}	Permeabilidad vertical efectiva al agua
L	Longitud Horizontal del Pozo
N_p	Producción Acumulada
\bar{P}	Presión Media del Yacimiento
p_e	Presión Estática del Yacimiento
q	Gas
q_i	Gasto de Inyección
q_{imax}	Gasto Máximo de inyección

$(q_{i\max})_H$	Máximo gasto de inyección para el pozo horizontal
$(q_{i\max})_V$	Máximo gasto de inyección para el pozo vertical
r_e	Radio de drene
R_{eH}	Radio de drene horizontal
r_w	Radio del pozo
S	Factor de daño
S'_{eq}	Factor de daño anisotrópico
t_i	Tiempo de inyección
V	Volumen
V_{ACID}	Volumen de ácido
V_i	Cobertura volumétrica
β	Índice de anisotropía
ΔP	Diferencia de presión
ϕ	Porosidad
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del aceite
μ_w	Viscosidad del agua (ácido)
a	Extensión del volumen de drene, paralela al pozo horizontal
a'	Mitad del eje mayor de la elipse de drene
b	Extensión del volumen de drene, perpendicular al pozo horizontal
β	Factor de volumen
E	eficiencia de flujo
E_H	Eficiencia de flujo de un pozo horizontal
E_V	Eficiencia de flujo de un pozo vertical
E	Excentricidad del pozo (Distancia entre la mitad del estrato y la mitad del eje del pozo horizontal)
F_R	Relación de reemplazamiento
H	Horizontal
h_D	Altura adimensional escalada del yacimiento = $\left(\frac{h}{L_x}\right)\sqrt{\frac{k_x}{k_z}}$
h_p	Altura de los disparos
IP_{REAL}	Índice de productividad real con daño ($S \neq 0$)
IP_{IDEAL}	Índice de productividad ideal sin daño ($s=0$)
IP_s	Índice de productividad de un pozo desviado
k_c	permeabilidad de la zona colapsada
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite
k_s	Permeabilidad de la zona dañada

Δp_s Caída de presión a través de la zona dañada
 Δp_{wf} Caída de presión de fondo fluyendo
 $\Delta\rho$ Constante de densidades
 ρ Gravedad específica

Abreviaturas

LWD	Logging while drilling
MWD	Measurement while drilling
PFC	Punto final de la curva
PFD	Profundidad final desarrollada
TR	Tubería de revestimiento
VDA	Agente divergente viscoelástico
MMscf/day	Millones de pies cúbicos por día
H	hidrógeno
K	Potasio
CA	Calcio
Mg	Magnesio
NA	Sodio
Li	Litio
API RP-42	Pruebas de laboratorio de agentes de superficie y estimulación
HCl	Ácido clorhídrico
HF	Ácido fluorhídrico
EGMBE	Ethylene Glycol Monobutyl Ether
HEC	Hidroxietilcelulosa
UTF	Unidad de tubería flexible

BIBLIOGRAFIA

1. Andersen, S.A., Hansen, S.A. y FJELDGARD,R.:
Horizontal drilling and completion
Denmark SPE 18349, Londres 1988.(pag 11-43)
2. Arriola, T.A. y Arteaga C.M.
Explotación de yacimientos a través de la perforación y producción de pozos horizontales,
División de estudios Especiales I.M.P. 1989.
3. Braning C.S., Velsler, L. y Williams, M.P.
Drilling Record Horizontal Well a Case History
SPE/IADC 19985, 1990.
4. Brusce, H y Burge, P, :
Type of Horizontal Well Critical to Success
The American Oil and Gas Reporter, 1990.
5. Eastman, C:
Perforación Horizontal
Publicación de Productos de diamante Christensen, 1990.
6. Joshi, S.P.:
Horizontal Well Technology
Joshi Technologies International
Tulsa OK, 1990. (Pags. 26-37)
7. D.D. Sparlin R.W. Hagen
Controlling Sand in a Horizontal Completion
World Oil, Noviembre 1988
8. Akbar M, Petricola M, Watfa M, Badri M,
Classic Interpretation problems Evaluating Carbonates
Oilfield review 7 No. 1
Enero 1995, (pag. 38-57)
9. M.I. Emilio de la Torre Ramos
Perforación direccional y horizontal
UNAM-FI Coordinación de Ingeniería petrolera
México DF. 2002 (Págs. 27-35)
10. R. Aguilera, J.S. Artindale, G.M. Cordell, G.W. Nicholl
Horizontal Wells
Gula Publishing Company
Houston TX. 1991 (Págs. 76-126)
11. T.P. Frick, SPE, MiningUniversity Leoben and M.J. Economides
State of the art in the Matrix Stimulation Horizontal Wells
Society petroleum engineers Inc.
SPE 26997, 1994 (pags 94-102)

- 12.- Thurn. M.
Simulation of Post treatment Skin Effects in Carbonate Acidizing
Master Thesis, Mining University Leoben
Leoben University 1993 (pags. 68-95)
- 13.- R. Pérez, Schlumberger Dowell, E. Huidobro, Petróleos Mexicanos, R.C.
.....Navarrete, Schlumberger Dowell, N. Rodriguez, Petróleos Mexicanos.
Application of Diversion Techniques To Improve Gas Production in
.....NaturallyFractured Carbonate Formations, Veracruz Field, Mexico
Society Petroleum Engineers Inc. (SPE 52164 March 1999) pags. 1-14
- 14.- ©Schlumberger www.slb.com/oilfield
Agente Divergente Viscoelástico VDA
Mayo de 2003 Págs. 1-3
- 15.- Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides
Petroleum Production System
Prentice Hall PTR 2004 (Págs. 327-389)
- 16.- M.I. Emilio de la Torre Ramos
Perforación Horizontal
UNAM-FI Agosto 2003 (Págs. 14-18)
- 17.- Ing. Carlos Islas Silva
Manual de Estimulación de Pozos petroleros
Asociación de ingenieros petroleros de México 1980 (Págs. 1-17)
- 18.- Sparlin, Derry and hagen, Raymond
Prepacked Screens in High Angle and Horizontal Well Completion
Offshore, Abril 1991, (Págs. 38-64)
- 19.- D.E. Schroeder Jr. Groesbeck
Gravel Pack Studies in a Full-Scale, High-Pressure well bore
SPE 16980, 1987, (pags 17-23)
- 20.- Wahlmeier, Mark A, Andrews, Phillip W., Schlumberger, Dowell
Mechanics of Gravel Placement and Packing: A Design Evaluation
.....Approach
SPE 16181-PA
- 21.- Steve Bonner, Trevor Burgess, Brian Clark, Dave Decker, Jacques Orban
Measurements at the Bit: A New Generation of MWD Tools
Oilfield Review April 1993 (pages 44-54)
- 22.- McLeod's H.O.
Matrix Acidizing
Journal Petroleum Technology Dic. 1984 (pags. 12-36)
- 23.- Frick, T.P. and Economides, M.J.
Horizontal Well Damage Characterization and Removal
Society petroleum engineering SPE Feb 1993 pags. 15-22
24. - Van Everdingen,A.F.and Hurst, N.:

- The Application of The Laplace Transformation to flow problems in
.....reservoirs
Trans., AIME 1949, pags. 186, 305-24
- 25.- **Swanson**, R.C
Tenth International Conference on Numerical Methods in Fluid Dynamics
ISCFD Conference, Tokyo 1985

Figuras y tablas

Figura II.1	Drene en un pozo vertical	8
Figura II.2	Drene en un pozo horizontal	9
Figura II.3	Pozo vertical con una fractura equivalente a un pozo horizontal	10
Figura II.4	Métodos de perforación de pozos horizontales	11
Figura II.5	Perfiles de pozos horizontales	16
Figura II.6	Método de curva uniforme	17
Figura II.7	Tipos de pozo horizontal	18
Figura II.8	Método de orientación fraccionada	19
Figura II.9	Método de curva uniforme con tangente	20
Figura II.10	secciones de la curva uniforme con tangente	21
Figura II.11	variación total de la profundidad vertical entre 15 y 18° /100 ft	22
Figura II.12	terminación de un pozo horizontal en agujero abierto	28
Figura II.13	Terminación de un pozo horizontal con TR corta	30
Figura II.14	Terminación con empacadores externos de TR	31
Figura II.15	Secuencia de operación de un empacador inflable	32
Figura II.16	Cedazos preempacados y cedazo enrollado con alambre y aletas centradoras	33
Figura II.17	Efecto del daño a la formación causado por colapso alrededor del cedazo o TR en un pozo horizontal	34
Figura II.18	Simulador de empaque de grava	39
Figura II.19	Formación de la duna de grava	39
Figura II.20	Efecto de la densidad de la partícula y concentración de HEC sobre la velocidad de asentamiento de la partícula	43
Figura II.21	Índices de productividad de un pozo horizontal y uno vertical contra la longitud de la sección horizontal	44
Figura II.22	Influencia del espesor del yacimiento en el I.P.	47
Figura II.23	Geometrías de drene en pozos horizontales	49
Figura II.24	Comparación de Eficiencias de Flujo	51
Figura II.25	Aumento del gasto al aumentar el radio efectivo del pozo	56
Figura III.1	Distribucion de rocas carbonatadas en el mundo	60

Figura III.2	Clasificación de rocas carbonatadas según Dunham	62
Figura III.3	Regiones petroleras de México	64
Figura III.4	Complejo Cantarell	65
Figura III.5	Campos ku-maloob-zaap	66
Figura III.6	Campos Abkatun-Pol-Chuc	67
Figura III.7	Campo Caan	68
Figura III.8	Campos och-uech-kax	68
Figura III.9	Campo Sinan	69
Figura III.10	Campo Arenque	70
Figura III.11	Campo Mata Pionche	71
Figura III.12	Campo Mecayucan	71
Figura III.13	Campo Poza Rica	72
Figura III.14	Campo San Andrés	73
Figura III.15	Campo Agave	74
Figura III.16	Campo Antonio J. Bermúdez	74
Figura III.17	Campo Bellota	75
Figura III.18	Red de agujeros de gusano	77
Figura III.19	Aislamiento mecánico con esferas de nylon	79
Figura III.20	Aislamiento mecánico con empacadores	79
Figura III.21	a) Baja viscosidad b) Alta viscosidad c) limpieza	80
Figura IV.1	Comparación de daño en pozos verticales vs horizontales	90
Figura IV.2	Determinación práctica de la presión de fracturamiento	109
Figura IV.3	Perfil de daño y estimulación en areniscas y carbonatos	111
Figura IV.4	Molécula de un surfactante	119
Figura IV.5	Surfactante aniónico	119
Figura IV.6	Surfactante catiónico	120
Figura IV.7	Surfactante no iónico	120
Figura IV.8	Surfactantes anfotéricos	121
Figura IV.9	Acción mojante de surfactantes aniónicos y catiónicos	123
Figura IV.10	Pozos verticales en un yacimiento de espesor h	128
Figura IV.11	Pozo Horizontal en el mismo yacimiento	129
Figura V.1	Localización del pozo A	130
Figura V.2	Estado mecánico del pozo A	132
Figura V.3	Capacidad del Pozo A	133
Figura V.4	Cedula de Tratamiento de Estimulación del Pozo	134

Tablas

Tabla 1.- Ventajas de la terminación en agujero abierto	página 29
Tabla 2.-Referencia para la selección de cedazos	página 35
Tabla 3.-Efecto de un cedazo preempacado sobre la productividad de un pozo horizontal	página 37
Tabla 4.- Asentamiento de partículas en varios fluidos	página 43
Tabla 5.-Influencia de la anisotropía sobre la productividad en pozos horizontales	página 46
Tabla 6.- Comparación de eficiencias de flujo entre pozos horizontales y verticales (E_H y E_v)	página50
Tabla 7.-Resultados de gasto en régimen permanente	página 55
Tabla 8.- Factor de daño para diferentes radios efectivos	página 57
Tabla 9.- Estado del pozo según la eficiencia de flujo	página 58
Tabla 10.- Datos del pozo Estimulado	página 85
Tabla 11.-Los ácidos sulfámico ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$) y cloroacético ($\text{C}_2\text{H}_3\text{ClO}_2/\text{ClCH}_2\text{COOH}$) página 103
Tabla 12.-Datos del Pozo y la Formación	página 103