



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS DE DIATOMITAS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO
DE: INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JUAN JOSÉ FLORES VERDAYES

DIRECTOR DE TESIS:
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

DIRECTOR ADJUNTO:
M.C. HERÓN GACHUZ MURO



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013

DEDICATORIA

Este logro es para una persona que ya no esta conmigo pero que me acompaña a donde quiera que voy, estoy seguro de que si hoy pudiera escucharlo me diría las mismas palabras que me dijo cuando le enseñe la carta de aceptación a esta fascinante carrera.

Gracias Papá Pepe, por enseñarme que para el trabajo y la verdad no existe obstáculo. Tú me sujetaste cuando necesite que alguien me sacara a flote, No sabes como me hubiera gustado ver tu reacción al leer tu apellido plasmado en este trabajo, nunca terminare de agradecerte todas y cada una de las enseñanzas que me regalaste.

GRACIAS

A Tú estrella que sigue alumbrando

Mí

CAMINO.

AGRADECIMIENTOS

Tengo una gran necesidad de decir cuanto quiero a los seres que la vida me ha regalado para que hicieran de mi un hombre responsable, a esos dos seres que me lo han dado todo a cambio de nada y que me llenaron de cariño desde niño.

Gracias Mamá Rosa por todo lo que me has dado todo sin tener que pedirlo empezando por la vida misma, por tu infinita paciencia. Mamá Elena por compartir de tu experiencia y alegría.

Gracias a las dos por perdonar mis berrinches y equivocaciones, para ustedes todo mi cariño. Doy gracias a Dios por que me hizo tener mucho de ustedes.

Gracias a:

A Alma y Venancio ustedes han sido mis pilares y mis guías es un orgullo que sean mis hermanos.

A Roberto y Nancy los quiero, aprecio y respeto.

A Elizabeth Pineda Verdages por ser siempre profesional y entregada eres mi ejemplo a seguir.

A Miguel y Rosa porque se que cuento con ustedes.

A Pepe y Evelyn

Gracias a toda la familia Ortiz Luna por su amistad y apoyo que es algo incalculable.

A Carlos G. Gallardo, Raúl Salgado, Alex Valdez, Eder santa marina, miguel Hernández, Juan M. Espinosa, Edgar Rivera. Por que me dejaron convivir, aprender con y de ustedes. Gracias por que cuando los necesite ahí estuvieron para explicarme lo que mi cerebro no alcanzaba a entender, por jalarme cuando me quedaba rezagado, por competir de forma leal y hasta por corregirme las tareas cuando estas estaban erróneas, ya sea por error en la apreciación o de cálculo.

A Angeles Villanueva y Ana Belén Cruz. En ustedes he encontrado no solo a alguien que sabe escuchar, un buen regaño cuando es necesario y en ocasiones un consejo.

A don Simón Rodríguez que me preguntaban como iba este trabajo y prestarme su atención.

A doña Ana María por su amistad y cariño

Gracias a todos mis profesores que compartieron sus conocimientos conmigo

En especial a los ingenieros Israel Castro Herrera y Herón Gachuz y a mis sinodales Manuel Villamar Vigueras, Mario Becerra Zepeda, Agustín Velasco Esquivel, Javier Arellano Gil. Gracias por el apoyo y la paciencia que me dieron

También a los ingenieros Sergio Yussim, Luis Soto, Loreto, Lucero Arana

Gracias a mi alma máter Universidad Nacional Autónoma de México

Por haberme brindado la oportunidad de realizar un sueño en sus aulas y haberme permitido sentir eso que solo se siente en sus pasillos.

A todos los que por de espacio se quedaron fuera de esta lista pero que son una parte muy importante de este gran reto.

Índice

	Pag.
Resumen.....	1
Objetivo.....	3
Introducción.....	4
1.- Origen y formación de las diatomitas.....	6
1.1.- Origen.....	7
1.2.- Formación.....	11
1.3.- Tipos de poros en diatomitas.....	15
1.4.- Características de la diatomitas.....	18
2.- Explotación primaria y sistemas artificiales de producción.....	20
2.1.- Explotación primaria.....	21
2.1.1- Ciclo de explotación de un yacimiento convencional.....	21
2.2.- Propiedades de las rocas diatomíticas.....	21
2.3.- Tipos de empuje en yacimientos naturalmente fracturados.....	23
2.3.1.- Drene por gravedad.....	23
2.3.2.- Empuje por gas disuelto.....	23
2.3.3.- Compactación de la roca.....	24
2.3.4.- Alteración química del aceite.....	26
2.4.- Sistemas artificiales de producción.....	27
2.4.1.- Bombeo mecánico en yacimientos de diatomitas.....	26
2.4.2.- Limpieza para el bombeo.....	29
2.4.3.- Estimulación sísmica.....	30
2.4.4.- Instalaciones superficiales de bombeo en campos de diatomitas.....	31
3.- Perforación y terminación de pozos.....	34
3.1.- Perforación de pozos horizontales.....	35

	Pag.
3.2.- Ubicación de pozos horizontales.....	37
3.3.- Patrones de desarrollo en los campos de diatomitas.....	39
3.4.- Ventajas y desventajas de los pozos horizontales.....	41
3.5.- Cementación.....	43
3.5.1.- Registro de integridad de la cementación para la terminación.....	44
3.5.2.- Registro de integridad de la cementación ultrasónico.....	44
3.6.- Terminaciones.....	45
3.7.- Tratamiento de fracturamiento hidraulico.....	46
3.7.1.- Diseño y evaluación de fracturas hidráulicas.....	50
3.7.2.- Retorno del apuntalante.....	53
3.8.- Limpieza de pozos horizontales.....	54
3.9.- Principios de la reorientación de la fractura.....	54
3.9.1.- Reorientación de la fractura.....	57
3.9.2.- La reorientación de la fractura en las diatomitas.....	61
3.9.3.- Estrategias para una posible mitigación de la reorientación de la fractura.....	62
4.- Explotación Secundaria y Mejorada.....	64
4.1.- Recuperación secundaria.....	65
4.1.1.- Inyección de agua.....	65
4.1.2.- Imbibición.....	66
4.1.3.- Imbibición espontánea y forzada.....	70
4.1.4.- Características de la imbibición espontánea en diatomitas.....	71
4.2.- Recuperación mejorada.....	78
4.2.1.- Proceso cíclico de inyección de vapor.....	79
4.2.1.1.- Descripción de los ciclos de inyección.....	80
4.2.1.2.- Análisis de un proceso cíclico de vapor.....	81
4.2.1.3.- Inyección cíclica de vapor en aceite pesado en diatomitas.....	82
4.2.2.- Inyección continua de vapor.....	83

	Pag.
4.2.3.- Estabilidad del frente de vapor en roca de alta porosidad.....	83
4.2.4.- Rendimiento de vapor.....	89
4.2.5.- Evolución de la permeabilidad y la porosidad en las diatomitas durante la inyección de vapor.....	90
4.2.6.- Efecto de la temperatura en los yacimientos de diatomitas.....	91
• Flujo del calor en el yacimiento	
4.2.6.1.- Efecto de la disolución por la temperatura.....	92
4.2.6.2.- Efecto de la temperatura en la permeabilidad de la matriz.....	93
4.2.6.3.- Cambio en la mojabilidad por el aumento en la temperatura.....	94
4.2.7.- El calor y el flujo de los fluidos en la fractura.....	95
4.2.8.- Hundimiento superficial a causa de la compactación.....	96
4.2.9.- Otros factores.....	96
4.3.- Procesos de inyección alternados.....	103
4.3.1.- Procesos de inyección de vapor y agua de manera alternada en diatomitas.....	103
4.3.2.- Inyección madura de vapor.....	110
4.3.3.- Procesos de inyección de gas y agua de manera alternada en diatomitas.....	114
4.3.3.1.- Clasificación del proceso de inyección de gas alternado con agua.....	114
4.3.3.2.- Inyección de gas alternado con la inyección de agua en forma miscible.....	116
4.3.3.3.- Inyección de gas alternado con la inyección de agua en forma inmisible.....	117
4.3.4.- Potencial de desplazamiento y posibles recursos.....	125
4.3.5.- Fuentes de CO ₂ para la inyección en campos de diatomitas.....	126
4.3.6.- Inyección de vapor y espuma.....	128
4.3.6.1.- Inyección de vapor nitrógeno y surfactante para generar espuma.....	128
4.3.6.2.- Estudio antes de la generación de espuma.....	129
Conclusiones y recomendaciones.....	132

	Pag.
Bibliografía	135
Figura 1.1.- Reproducción asexual de diatomeas.....	9
Figura 1.2.- Reproducción sexual de diatomeas.....	10
Figura 1.3.- Las diatomeas son un grupo de algas fotosintéticas unicelulares, que contienen alrededor de 10.000 especies.....	11
Figura 1.4.- Muestra de litificación de las diatomitas con intercalación de cuarzo.....	13
Figura 1.5.- Variación de la composición de la tierra de Trípoli.....	14
Figura 1.6.- Diatomita con porosidad uniforme.....	16
Figura 2.1.- Los yacimientos de aceite en diatomitas se caracterizan por su alta porosidad y baja permeabilidad.....	22
Figura 2.2.- Fracturamiento Hidráulico.....	23
Figura 2.3.- Empuje por gas disuelto.....	24
Figura 2.4.- La Compactación de roca juega un factor importante en la recuperación de aceite.....	25
Figura 2.5.- Proceso de generación de petróleo.....	26
Figura 2.6.- Pozo con sarta de inyección y producción con bombeo mecánico	27
Figura 3.1.- Pozos de producción e inyección horizontales en un solo estrato.....	36
Figura 3.2.- Espaciamiento típico en campos de diatomitas.....	39
Figura 3.3.- Producción horizontal e inyección verticales.....	42
Figura 3.4.- Fractura Hidráulica de etapas múltiples en pozo horizontal.....	47
Figura 3.5.- El apuntalante permite que la fractura no se cierre por completo.....	49
Figura 3.6.- Los disparos crean un túnel en el pozo.....	53
Figura 3.7.- La Cartografía se realiza con el inclinometro	58
Figura 4.1.- Inyección de agua.....	65
Figura 4.2.- Celda de imbibición contracorriente.....	66
Figura 4.3.- Procesos de imbibición y drenaje.....	67
Figura 4.4.- Inyección de vapor.....	78
Figura 4.5.- En el punto de burbuja es liberado gas en solución.....	80
Figura 4.6.- Pozo de inyección-producción en dos intervalos.....	82
Figura 4.7.- La pérdida de calor disminuye la productividad del campo.....	84

	Pag.
Figura 4.8.- movimiento de calor dentro de un fluido.....	91
Figura 4.9.- El buzamiento representa un reto para la explotación.....	106
Figura 4.10.- Esquema General del proceso WAG.....	115
Figura 4.11.- Esquema del proceso WAG miscible con CO ₂	117
Figura 4.12.- Efectos del CO ₂ en el aceite.....	118
Figura 4.13.- La irrupción de CO ₂	120
Figura 4.14.- La disponibilidad de CO ₂ influye en la toma de decisiones.....	122

Las diatomitas son muy abundantes y existen en casi todos los hábitats acuáticos, son organismos asexuales y sexuales. Las rocas sedimentarias estructuradas son llamadas tierra de Trípoli o cienos de diatomeas donde se puede encontrar aceite ligero y pesado.

Los yacimientos de aceite que se encuentran en los cienos de diatomeas presentan una ligera variación con respecto a los yacimientos convencionales en el proceso de explotación en su comportamiento primario, debido a que en ocasiones el tiempo de explotación es muy breve y se tiene que pasar a una recuperación secundaria o mejorada en un lapso muy corto. Los mecanismos involucrados en dicha etapa es la segregación o drene gravitacional, la expansión de gas disuelto en el aceite y acuífero activo principalmente.

Todos los pozos requieren de fractura hidráulica y un espaciamento estrecho, los pozos horizontales con múltiples etapas son utilizados en yacimientos donde el buzamiento es muy abrupto, estos deben ser perforados con un radio de curvatura corto para poder instalar bombeo con varillas. El bombeo mecánico y de cavidades progresivas ayuda a la explotación de estos campos y brinda soluciones a los problemas generados por la producción de arena.

Los procesos de inyección de agua, vapor y gas tiene que ser implementados para que la productividad de estos yacimientos sea elevada a más de un dígito, dichos procesos aumentan su eficiencia si se emplean de manera combinada, además de ser de gran ayuda para combatir la irrupción prematura y digitación.

The diatomite are abundant and exist in almost all aquatic habitats, are sexual and asexual organisms. Sedimentary rocks are called structured land of Tripoli or diatomaceous silts where can find light and heavy oil.

The oil reservoir found in the diatomite have a slight variation from conventional fields in operating the process at primary behavior because sometimes the operation time is very brief and run for secondary or enhanced recovery in a very short span. The mechanisms involved in this stage is the gravitational segregation or drain, expansion of dissolved gas in the oil and active aquifer mainly.

All wells require hydraulic fracture and tight spacing, horizontal wells with multiple stages are used in fields where the dip is very abrupt, they must be drilled with a short radius of curvature to install pumping rods. The mechanical pump progressive cavity and help the exploitation of these fields and offers solutions to the problems caused by sand production.

The process of injecting water, steam and gas has to be implemented so that the productivity of these reservoirs is high more than single digits, these processes become more efficient if used in combination, besides being a great help to combat premature irruption and fingering.

Objetivo:

El objetivo del presente trabajo es conocer más a fondo la explotación de hidrocarburos en yacimientos compuestos por diatomitas. Estos yacimientos se consideran desde el punto de vista de explotación, yacimientos no convencionales dado que desde una etapa temprana, comienza su explotación mejorada con métodos adicionales de recuperación. Este trabajo incluirá el origen, la formación y características de la roca, los métodos de recuperación que han sido implementados, además de la perforación y terminación de los pozos, así como métodos adicionales de explotación y experimentos realizados. También serán abordados, los fenómenos que intervienen en el yacimiento y los cuales lo hacen comportarse como un yacimiento no convencional.

La industria petrolera se vuelve cada día más compleja, ya que el aceite de fácil acceso está punto de llegar a su fin, por esta razón se debe de mirar hacia dos tipos de recursos los que se encuentran no descubiertos y los que se deben de optimizar; los yacimientos que se encuentran en rocas diatomíticas son un ejemplo claro de dichos recursos.

Estas rocas están presentes en casi todos los hábitats acuáticos, debido a sus organismos sencillos. Los recursos de hidrocarburos son muy grandes pero su explotación es muy complicada a causa de sus características físicas.

En los yacimientos de diatomitas de EE.UU. y del Mar del Norte, se pueden encontrar diatomitas limpias, arenosas y arcillosas de acuerdo con composición y propiedades, las cuales generan diferentes tipos de poros que van desde pequeños con forma irregular hasta poros grandes con porosidad moldica.

Las propiedades de la roca se ven reflejadas en el comportamiento del flujo de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento lo que hace que dichos depósitos sean considerados como no convencionales.

La perforación de pozos enfrenta la problemática del uso de suelo a la cual se le suma que se requiere de un gran número para la producción e inyección, la topografía, la forma estructural o a las restricciones del medio ambiente no permiten tener una gran densidad de pozos.

La recuperación secundaria a través de la inyección de agua es forzada a reemplazar cada barril de fluido producido con el fin de lograr "cero porosidad vacía" en una permeabilidad extremadamente baja.

Fenómenos como la imbibición de agua, presión capilar, tensión interfacial son muy importantes para el flujo de los fluidos en la roca de baja permeabilidad, los estudios en núcleos han sido de gran ayuda para la mejor comprensión de estos y la influencia que la temperatura que ejerce sobre ellos y por consecuencia en la recuperación del aceite.

A pesar de que este tipo de yacimiento son naturalmente fracturados deben ser empleados procesos de fractura hidráulica en los pozos; en este trabajo se presenta los problemas y soluciones que implican estos procesos.

Este trabajo cubre todo el ciclo de explotación de los campos, los sistemas artificiales desempeñan un papel muy importante junto con la perforación de pozos debido a la baja energía y a que la roca de los yacimientos es muy frágil.

La calidad de los recursos petrolíferos es muy variada y para incrementar la recuperación en tierra de Trípoli los campos suelen ser térmicamente desarrollados utilizando inyección continua y cíclica de vapor. La inyección de gas se aborda como un método de recuperación alternativo al agotamiento primario y a los procesos de recuperación con inyección de agua.

Esta tesis aborda al desplazamiento con CO_2 que es tanto miscible como inmisible y de forma alternada con agua; en ella se presentan las características que debe de cumplir un yacimiento para que este se pueda realizar de manera exitosa, y cuál de sus variaciones ya sea miscible o inmisible es la mejor opción para determinado yacimiento.

CAPÍTULO 1



ORIGEN Y FORMACIÓN DE LAS DIATOMITAS

1.1.- ORIGEN

Las diatomitas son muy abundantes en casi todos los hábitats acuáticos. Morfológicamente son organismos sencillos, sin flagelos, unicelulares o en forma de pequeñas agrupaciones de células.

Sin embargo, presentan gran diversidad (10 000 a 12 000 especies descritas) y son probablemente las eucariotas más abundantes en el medio acuático. En términos de su contribución a la productividad global, las diatomitas son los fotosintetizadores acuáticos más importantes, dominando en el fitoplancton de las aguas frías, ricas en nutrientes, especialmente en zonas de surgencia en los océanos. Son especialmente importantes en las aguas antárticas, donde son consumidas directamente por el krill, que a su vez constituye la base de la dieta de ballenas, focas, pingüinos, y peces. Algunas diatomitas producen toxinas y pueden formar bloques tóxicos semejantes a los producidos por los dinoflagelados y algunas cianofitas.

La mayoría hacen fotosíntesis y presentan clorofila a, clorofila c, y pigmentos accesorios como caroteno, fucoxantina, diadinoxantina, diatoxantina. Las sustancias de reservas son gotas lipídicas y un hidrato de carbono soluble (crisolaminarina). Algunas diatomitas son capaces de vivir en medios donde llega poca luz, y donde hay altas concentraciones de materia orgánica, como es el caso de algunos fondos marinos. En esas condiciones las diatomitas presentan metabolismo heterótrofo.

El rasgo más distintivo de las diatomitas es su pared celular (teca = frústulo), compuesta de sílice (SiO_2) hidratada y pequeñas cantidades de materia orgánica. El frústulo está formado por dos mitades desiguales que encajan una en otra (epiteca= la parte externa; hipoteca = la parte encajada por dentro). La sílice es inerte a los ataques enzimáticos, por lo que las diatomitas son menos vulnerables al ataque de microorganismos que otras algas cuyas paredes están compuestas por polisacáridos.

Las diatomitas son un buen ejemplo de organismos que alternan la multiplicación asexual (aumento del número de individuos mediante divisiones mitóticas) y la reproducción sexual (división por meiosis, con recombinación genética). Cuando una diatomita se divide por mitosis, cada una de las mitades de la teca pasa a una célula hija. La pared heredada funciona siempre como epitoca, y cada célula genera una nueva hipoteca. El resultado es que la mitad de las células de cada generación van siendo cada vez más pequeñas, (ver Figura. 1.1). Llega un punto crítico en que ya no

es posible la división celular por este procedimiento, y la diatomea pasa a hacer reproducción sexual, que restaura el tamaño original de las células.

La composición y dureza de la pared celular confiere a las diatomitas un gran valor industrial. Grandes depósitos fósiles de diatomitas (diatomitas = roca sedimentaria rica en diatomitas) se extraen para su uso como filtros, abrasivos, aislante térmico, en pinturas para aumentar la visibilidad de señales, etc. También se usan como indicadores bioestratigráficos para datar rocas sedimentarias en exploración de yacimientos petrolíferos y de gas, y como indicadores de cambios ambientales.

Las diatomitas constituyen un grupo muy particular, especialmente por su falta de flagelos (a excepción del gameto masculino uniflagelado de algunas de ellas). Los análisis filogenéticos moleculares, los pigmentos fotosintéticos que presentan y la ultraestructura celular, indican que las diatomeas están relacionadas con algas heterocontas (con dos flagelos desiguales) como las algas pardas. Las diatomitas se originaron mediante endosimbiosis secundaria: un eucariota no fotosintético adquirió un cloroplasto al fagocitar y mantener como endosimbionte un eucariota fotosintético, probablemente una alga roja.

Existen diversos grupos de algas, principalmente microscópicas que forman el fitoplancton; las más abundantes son las diatomeas, dinoflagelados y cocolitofóridos. Aunque las algas planctónicas tienen una sola célula que mide décimas de milímetro.

Cuando se realiza la función de fotosíntesis, poco a poco descienden restos inertes de vegetales y animales al fondo de los mares, los que, en parte, son comidos, digeridos y transformados en nueva materia viva, pero también son desintegrados por las bacterias en el proceso llamado mineralización, en el que se forman las sustancias inorgánicas, especialmente nitratos, fosfatos y bióxido de carbono. Gracias a las turbulencias de las aguas del mar, parte de estos "abonos" inorgánicos vuelven a aflorar a las capas superficiales del mar, donde quedan, otra vez, a disposición de los vegetales planctónicos, y de esta manera se cierra el ciclo.

Además de la luz y de los minerales se ha demostrado que un gran número de organismos del fitoplancton necesitan vitaminas como la B12, las cuales son

proporcionadas por la acción de las bacterias. Las diatomeas necesitan B12, los dinoflagelados, tiamina, y, dependiendo de las especies, serán capaces de sintetizar estas sustancias.

Como unos de los miembros más importantes del fitoplancton se puede considerar a las algas silicosas o diatomeas que aparecen en la superficie del mar.

Las diatomeas son los organismos del fitoplancton cuya nutrición siempre es autótrofa, es decir que a partir de sustancias inorgánicas, agua y sales minerales, forman sustancias orgánicas: azúcares, grasas y proteínas; por esta razón son consideradas como los productores primarios por excelencia.

El cuerpo de las diatomeas está cubierto por un caparazón translúcido formado por dos tapas, que le da el aspecto de una verdadera cajita de píldoras; el fondo es de menor tamaño, que la tapadera, y encajan perfectamente. Estas dos tapas producidas por la diatomea se denominan valvas; el término diatomea significa dos partes, siendo la valva externa mayor y la interna más chica.

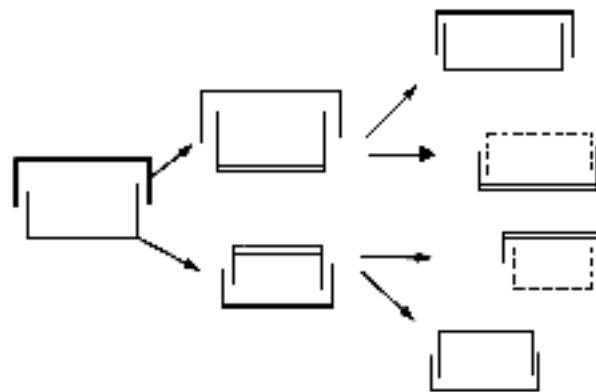


Figura 1.1.- Reproducción asexual de diatomeas
(<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites:2013>).

Este organismo puede comunicarse con el exterior debido a que en el caparazón de sílice se encuentran siempre poros alineados en filas radiales. A través de ellos se relaciona con el medio acuático para tomar de él las sustancias que necesita para elaborar su alimento o para su respiración, y dejar en este medio las que le sobran.

La pared cristalina presenta una complicada trama de poros y canales que perforan la estructura silíceo.

Su caparazón, que mide entre 10 y 200 micras, aunque puede llegar a los cuatro milímetros, está adaptado para que las diatomeas puedan flotar. Algunos adoptan la forma vesicular ancha con paredes muy tenues y cubren a un solo organismo, ya que todas las diatomeas son unicelulares; sin embargo, algunas constituyen cadenas o colonias complejas que toman forma linear, larga y delgada; otras laminar o acintada, y, por último, la forma ramificada. Además, las diatomeas producen finas gotitas de aceite que les sirven como reservas nutritivas y para flotar en el seno de las aguas.

Las diatomeas se reproducen por división binaria, es decir su célula se parte en dos y cada nueva célula se lleva una de las valvas y de inmediato forma la que le falta; ésta queda en el interior de la existente, por lo que siempre resulta una diatomea más pequeña. Como término medio, se dividen una vez cada 18 a 36 horas, presentando un aumento diario muy grande.

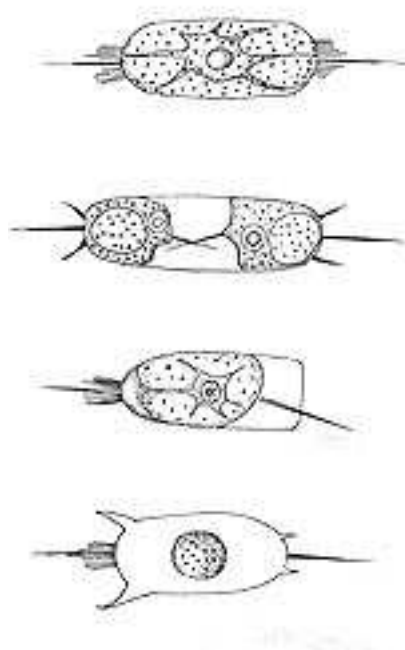


Figura 1.2.- Reproducción sexual de diatomeas
(<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites:2013>).

Después de que las diatomeas han disminuido de tamaño debido a sucesivas divisiones por bipartición, se reproducen por un proceso sexual llamado conjugación

en el que se fusionan dos gametos procedentes de distintas diatomeas, de cuya unión resulta un cigoto o huevo, el cual crece, recupera el tamaño primitivo de la especie y secreta sus dos valvas correspondientes como lo muestra la Figura 1.2.

1.2.-FORMACIÓN

Es tal la cantidad de diatomeas que habitan en el mar, que las valvas de las generaciones que mueren o las desechadas durante su reproducción se depositan y cubren amplias extensiones de los fondos formando los llamados lodos de diatomeas.

Al cabo de millones de años, los sedimentos marinos de diatomeas han formado algunos sitios de rocas sedimentarias, constituyendo parte de los continentes. Así, se han estructurado las rocas llamadas "tierra de Trípoli" o "cienos de diatomeas", cuyos yacimientos se explotan en diversas regiones del planeta.

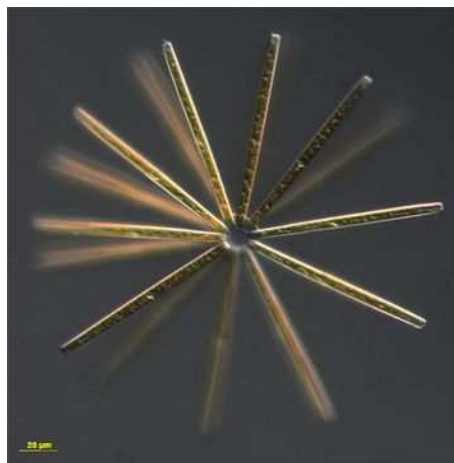


Figura 1.3.- Las diatomeas son un grupo de algas fotosintéticas unicelulares, que contienen alrededor de 10.000 especies (http://eol.org/data_objects/2092825:2013).

Como ejemplo de diatomeas centrales se pueden nombrar a los géneros *Skeletonema* y *Chaetoceros* que presentan aumentos masivos, sobre todo en aguas cercanas a las costas, y el género *Rhizosolenia*, que se encuentra en condiciones más oceánicas.

Entre las diatomeas penales (de valvas alargadas) destacan *Asterionella*, *Thalassiothrix* (Figura 1.3), que se desarrollan perfectamente en aguas costeras y *Nitzschia* en oceánicas.

Estos caparazones se acumulan en gran cantidad en los fangos oceánicos y a través del tiempo han formado rocas en las que se conservan caparazones impregnados de carbonato de calcio en forma de calcitas y aragonitas. El estudio de los "fangos fósiles", llamados "la creta blanca", característica de los acantilados cretácicos, formada en su totalidad por caparazones de cocolitofóridos, ha demostrado que estos pequeños vegetales poblaban los mares mucho antes que los dinoflagelados y las diatomeas y que, posiblemente, fueron de los primeros organismos que aparecieron en nuestro planeta.

Se conoce un gran número de especies fósiles de cocolitofóridos, y se las utiliza como indicadores de los cambios climáticos que se presentaron principalmente en la Era Mesozoica. También descubrimientos recientes de grandes acumulaciones de caparazones fósiles han hecho pensar a los investigadores que posiblemente fueron los responsables de la formación de yacimientos petrolíferos.

La tierra de Trípoli consta de los esqueletos de plantas microscópicas llamadas diatomeas. Estas plantas microscópicas son parte del fitoplancton que hay en los ríos y los océanos. En los Estados Unidos y otras partes del mundo hay depósitos enormes de los remanentes de las diatomeas que existieron miles de años atrás. El material que se remueve de estos depósitos consta aproximadamente de 86% de sílice, 3% de magnesio, 5% de sodio, 2% de hierro y trazas de muchos otros minerales. Este material se utiliza en la fabricación de las pastas de dientes y en filtros para las industrias de bebidas y piscinas.

El término "tierra de diatomeas" se refiere a una roca sedimentaria rica de diatomeas y petrolíferos que ocurren en diversas partes. Estos depósitos son muy grandes y se encuentran entre los más extensos de todos los depósitos de petróleo en California. Estimaciones totales de petróleo en el lugar donde oscilan entre 12 y 20 billones de barriles de petróleo.

Diatomita o cienos de diatomeas se compone de los restos de esqueletos silíceos de plantas marinas unicelulares o algas. El enorme volumen rico en material orgánico se deposita durante el florecimiento en la marea. Durante estas floraciones se produce más materia orgánica que la vida marina puede consumir. El exceso de material orgánico microscópico después de que muere es enterrado y se transforma en petróleo, dejando atrás los esqueletos fosilizados de las diatomeas.

Los numerosos casos de rocas de diatomeas impregnadas de aceite en California proporcionan una fuerte evidencia para apoyar esta hipótesis. Otras teorías, tales como ciertas proporciones de isótopos de carbono y las concentraciones de hidrocarburos, tienden a relacionar el material orgánico con petróleo. Esto apoya la creencia de que estas pizarras diatomeas masivas orgánicas del terciario proporcionar gran parte de la fuente de petróleo de lugares como California.

La mayoría de las rocas compuestas de sílice se basan en los sedimentos biogénicos, sin embargo, Novaculitas, diatomitas y radiolaritas son rocas de origen biogénico, con un contenido de sílice muy alto que se forman de los sedimentos marinos y lagos que contienen esqueletos opalinos que también son la fuente principal de sílice y nódulos de pedernal en las rocas sedimentarias. La sustancia opalina en las rocas es alterada lentamente bajo la influencia de las aguas de filtración a través del suelo y lentamente recrystalizan en otros polimorfos de sílice, como cristobalita, moganita y en última instancia en cuarzo como se observa en la **Figura.1.4**.



Figura 1.4.- Muestra de litificación de las diatomitas con intercalación de cuarzo.
(www.quartzpage.de/gen_rock.html:2013).

Las diatomitas son rocas similares a radiolaritas que también se forman a partir de sedimentos de esqueletos opalinos, pero los esqueletos son en su mayoría de las diatomeas, algas unicelulares. Las diatomeas se producen en entornos marinos y en agua dulce, así que diatomitas también puede encontrarse en lechos de lagos antiguos.

El depósito de grandes cantidades de sílice opalina biogénico en ambientes marinos de aguas profundas y la formación de diatomitas es un fenómeno relativamente nuevo en la historia de la Tierra, tan sólo desde hace unos 50 millones de años las diatomeas prosperan, probablemente debido a un enfriamiento general del clima (Knauth, 1994).

En los océanos actuales se puede encontrar lodo con sílice en áreas de alta actividad biológica, pero sólo a grandes profundidades bajo condiciones de alta presión y bajas temperaturas que no permiten los depósitos de calcita, esqueletos calcáreos y conchas.

Si la diatomita es muy joven y no ha sido enterrada bajo otras rocas a grandes profundidades por mucho tiempo, aún no han sido comprimidas y, a veces siguen siendo muy porosas. Este tipo de diatomita se llama cienos de diatomeas, debido a su consistencia suave.



Figura 1.5.-Variación de la composición de la tierra de Trípoli.
(www.quartzpage.de/gen_rock.html:2013)

Las propiedades físicas de los sedimentos de diatomeas casi pura pueden variar el equivalente no consolidados de la diatomita, a una mezcla más densa de sedimento de diatomeas y de la lutita. Un análisis de núcleos típicos pueden producir valores de porosidad de 45 al 65 por ciento, los valores de saturación de petróleo de 20 al 70 por ciento y los valores típicos de permeabilidad son 0.3 a 50 md. Suponiendo un factor de volumen de formación de 1.0.

Yacimientos de diatomeas pueden existir en la formación Monterrey y se puede describir en términos de tres componentes litológicos: sílice biogénico, arcilla y arenisca / limolita. Las proporciones entre los distintos componentes pueden variar significativamente en un intervalo dado (Figura 1.5).

En mineralogía, además de litologías silíceas muestra un importante cambio diagenético de opal-A, un mineral no estructurados que conserva la pared celular silicificada de una diatomea original, al opal-CT que consta de dos válvulas o superposición de las mitades, que es más estructurado, denso, y porcelánizado. Esta fase de transición se realiza a bajas temperaturas y poca profundidad alrededor de 750 metros y una temperatura de entre, 40-50 °C. La porosidad de la matriz y más importante aún la permeabilidad, ambas disminuyen de manera significativa como resultado de la transición de opal-A al opal-CT.

1.3.- TIPOS DE PORO EN DIATOMITAS

La caracterización con técnicas de análisis de imagen desarrollada originalmente para yacimientos en areniscas y de carbonatos son aplicables a la descripción del yacimiento en diatomeas hasta con cuarzo.

Debido a la variación de la composición las diatomitas se clasifican como diatomitas arenosas, arcillosas y diatomitas limpias en base a sus propiedades.

Se han desarrollado modelos de saturación de fluidos para proporcionar una manera exacta de calcular la saturación de aceite y de agua, así como su distribución dentro de la red de poros del yacimiento. Para identificar los tipos de poros se utiliza un análisis progresivo de imagen con un microscopio electrónico (escaneo).

Existen seis diferentes tipos de poros que van desde pequeños de forma irregular hasta poros grandes con porosidad moldica debido a la sustitución de huesos fosilizados, grandes poros interconectados, poros intragranulares, poros "intraskeletal".

El tamaño promedio de la garganta y su rango para cada tipo de poro se estableció mediante la combinación de análisis de imágenes y medidas de inyección de mercurio a alta presión. Una vez que esta relación es determinada, el tamaño corporal del poro y la garganta sirve de base para un modelo de predicción que permite que sean calculadas las curvas de presión capilar y saturación de fluido a partir de los datos del tipo de poro.

La relación entre los tipos de poros, el flujo de fluidos y la distribución de fluidos indican si se trata de un sistema normal o uno de doble porosidad. Los diferentes tipos de poros de las diatomitas se clasifican de acuerdo a su uniformidad, forma, tamaño del cuerpo y rugosidad.

Los primeros cuatro tipos de poro son comparativamente pequeños con un cuerpo de poro de diámetro promedio mínimo, los primeros tres tipos de poros son en su mayor parte diatomitas limpias y no contribuyen significativamente a la permeabilidad.

El primer tipo de poro es el más pequeño, tiene porosidad uniforme con pequeños elementos rugosos. Con aparatos de alta resolución se alcanzan a observar los pequeños poros intraskeletal, intramatriz así como poros intraparticulas (Figura 1.6).

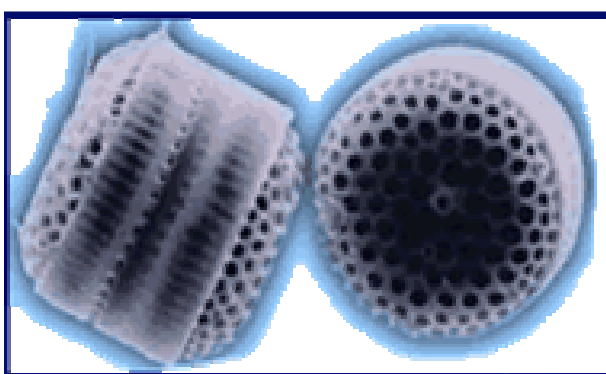


Figura 1.6.- Diatomita con porosidad uniforme.(<http://www.dicafil.com.ar/celite.htm>:2)

EL tipo de poro dos consiste en pequeños poros Equant (granos que tienen diferentes diámetros aproximadamente iguales a fin de ser de forma esférica). Se producen en las regiones que son relativamente carentes de porosidad en la matriz. Esta baja

porosidad puede estar asociada a la compactación o perturbaciones lineales en la estructura de la matriz. En diatomitas limpias la porosidad puede llegar hasta un 46% en promedio siendo que en diatomitas con arena o arcilla su porosidad promedio es de un 14 y 32% respectivamente.

Tipo de poro tres se compone de tamaño pequeño a moderado, poros intrasquelal principalmente. Las formas características para este tipo de poros son bimodales con porosidad uniforme

Tipo de poro cuatro consta de pequeños poros intergranulares que se producen entre granos de limo de forma irregular y se encuentran principalmente en diatomitas con arena, a excepción de diatomeas arcillosas

El tipo de poro cinco es principalmente de porosidad uniforme con una rugosidad moderada, grandes componentes de alta rugosidad que son desviaciones de cualquier forma de poro esférico o elipsoide. Este tipo de poro está compuesto principalmente de poros moldicos, así como poros intrasquelal relativamente grandes de diatomeas o foraminíferos y ocasionalmente poros intragranulares. La matriz no contiene mucho material detrítico de arena y limo.

El sexto tipo de poro es relativamente grande, son poros intragranulares y se producen cuando la diatomita tiene pequeños granos de arena y granos gruesos de limo en zonas donde el material de la matriz no tiene oclusión de poros. Debido a la irregularidad de las formas del cuerpo y el alto grado de conectividad, su rugosidad se caracteriza fundamentalmente de moderada a gran escala esta rugosidad a escala se asocia con algo más pequeño como cuerpos de poros interconectados y no da forma a las irregularidades dentro de un solo poro.

A pesar de que su tamaño corporal promedio de los poros es pequeño, los tipos de poros en diatomitas proporcionan información importante sobre la red de poros y su influencia en las propiedades físicas, así como y la distribución el flujo de fluidos. La permeabilidad se predice con mayor precisión utilizando el criterio de tipos de poros que utilizando valores de porosidad del núcleo. Los estudios de tipificación de los poros proporcionan parámetros de entrada para las ecuaciones que modelan las propiedades físicas, tales como la permeabilidad, la presión capilar, el potencial de imbibición, factor de formación y la permeabilidad relativa. Algunos de estos

parámetros incluyen tamaño de garganta, número de poros por unidad de área y distribución de poros.

Debido a que la roca diatomita está sujeta a su alta porosidad primaria se debilita por la caída de presión. En su modelado se tiene que tener en cuenta el colapso estructural de la matriz y reducir los gradientes de sobrecarga los cuales afectan el diseño de la presión de fractura. La necesidad de caracterizar las redes de los poros en los yacimientos de diatomeas es debido a la compleja relación entre la porosidad y la permeabilidad. Así como la presión capilar y la saturación de la fase acuosa.

Los datos de presión capilar revelan el volumen de la porosidad accedido a través de la garganta de un tamaño determinado. La porosidad oscila entre el 25% en una diatomita limosa (con arcilla) a 65% para una diatomita limpia.

1.4.- CARACTERÍSTICAS DE LAS DIATOMITAS

Una diatomita pura está formada de sílice hidratado, se compone casi enteramente de restos de plantas acuáticas unicelulares llamadas diatomeas. Estos restos se acumulan en el fondo del mar junto con limos, arenas y lodo. Una observación general es que entre menos impurezas contenga la roca, mayor es la porosidad y la permeabilidad. Como ya fue mencionado, la porosidad se encuentra entre un 25% en una diatomita limosa a un 65% para un cuerpo casi completamente limpio.

Se han tomado núcleos de diatomitas limpias y arcillosas que generalmente no son laminadas o con un laminado indeterminado, Además, se han visto casos donde los núcleos tienen una anormal permeabilidad alta.

La variación en la litología se atribuye a factores tales como la dilatación (grietas en la roca), la tensión tectónica, los cambios de compresibilidad, aumento de la densidad por la diagénesis de sílice y una sobre presión en los yacimientos de gas.

Las propiedades de las rocas en yacimientos laminados tienden a cambiar de una capa a otra, por lo tanto, se obtiene una ventaja cuando se utilizan mezclas litológicas de espesor variable para describir tales horizontes. En un yacimiento a cada intervalo productivo se le asigna un módulo de Young que aumenta con la profundidad.

Para modelar adecuadamente situaciones particulares los esfuerzos in situ puede ser ajustados.

Con un pequeño aumento en la temperatura y la contaminación de arcilla, la diatomita se convierte en una litología cada vez más difícil, como porcelana o lutita silícea. La comprensión del proceso de diagénesis es fundamental para entender los pasos del desarrollo utilizados en el diseño de una tabla de propiedades de la roca diatomita. Los yacimientos de aceite y gas en diatomitas puras como una consecuencia de sucesión diagenética son raros.

CAPÍTULO 2



EXPLOTACIÓN PRIMARIA Y SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

2.1- EXPLORACIÓN PRIMARIA

2.1.1.- CICLO DE EXPLORACIÓN DE UN YACIMIENTO CONVENCIONAL

En los yacimientos llamados convencionales se tiene muy bien identificado cual es su ciclo de vida. Este se encuentra estructurado de la siguiente manera:

Descubrimiento

Delimitación

Desarrollo

Explotación con comportamiento primario

Explotación bajo procesos de recuperación secundaria

Explotación bajo procesos de recuperación terciaria o mejorada

Abandono

2.2.- PROPIEDADES DE LAS ROCAS DIATOMITICAS

Los yacimientos de aceite en diatomitas se caracterizan principalmente por sus propiedades petrofísicas al tener una porosidad alta de entre un 50 al 70%, pero una permeabilidad muy baja pues esta se encuentra en un rango de 0.1 a 1.0 md y generalmente con altas saturaciones de aceite de alrededor de 40% (ver Figura 2.1). La compresibilidad promedio medida en núcleos es de $70 \cdot 10^{-6}$ [psi⁻¹]. La roca se caracteriza por su bajo módulo de Young, el cual está en promedio de 7000 [Kg/cm²].

La recuperación esperada para los procesos primario y secundario (inyección de agua) es de alrededor de un 15% del aceite original en sitio. En algunos yacimientos la recuperación primaria se encuentra entre un 2.5 a un 6% debido principalmente a la baja permeabilidad.

Los yacimientos de aceite que se encuentran en los lodos de diatomeas presentan una ligera variación con respecto a los yacimientos convencionales en el proceso de explotación en su comportamiento primario, debido a que en ocasiones el tiempo de explotación es muy breve y se tiene que pasar a una recuperación secundaria o mejorada en un lapso muy corto.

La recuperación de aceite en yacimientos naturalmente fracturados se puede modelar como un proceso de dos pasos, el aceite es expulsado de los bloques de la matriz a través de mecanismos que pueden imponer un gradiente de presión dentro de cada

bloque de la matriz y luego es barrido a través la red de fracturas a un pozo de producción por los mecanismos que imponen un gradiente de presión dentro de la red de fracturas.

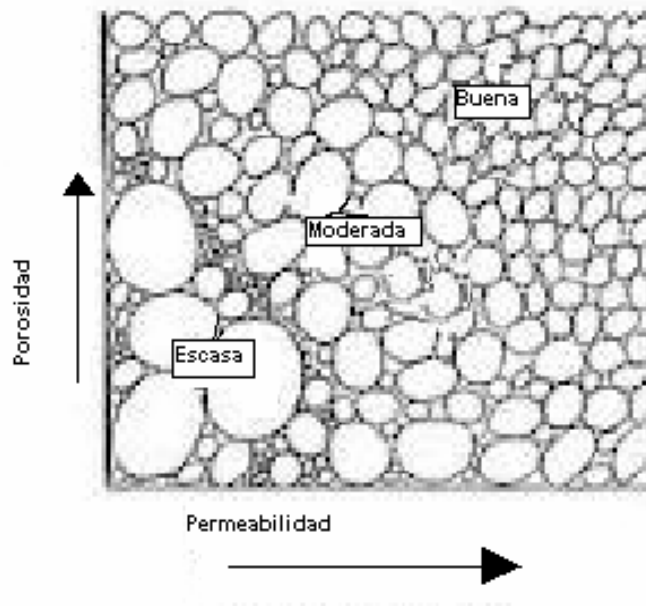


Figura 2.1.- Los yacimientos de aceite en diatomitas se caracterizan por su alta porosidad y baja permeabilidad. (http://html.rincondelvago.com/petroleo_3,1998).

Los mecanismos involucrados en la explotación primaria de este tipo de yacimientos es la segregación o drene gravitacional, la expansión de gas disuelto en el aceite y acuífero activo principalmente, pero para que exista producción solamente con este tipo de mecanismos se tiene que contar con aceite ligero.

Debido a la baja permeabilidad de la matriz, la elección del método de recuperación para yacimientos de aceite ligero en diatomitas es el fracturamiento hidráulico. En los yacimientos de aceite pesado la producción primaria es poca o nula aun cuando sean empleados los métodos tradicionales de fracturamiento hidráulico (Figura 2.2), esto es debido a la viscosidad del aceite, una baja energía del yacimiento y muy poco gas disuelto en el aceite en comparación con el aceite ligero.

También se sabe que en los campos de diatomitas existen fallas a gran escala y sistemas de fracturas que probablemente aumenten su tamaño y su permeabilidad cuando cambia la presión en los poros. Los yacimientos no fracturados difieren de los

yacimientos naturalmente fracturados en que las fracturas proporcionar rutas de flujo con permeabilidades de magnitudes más altas que el resto de la formación.

En muchos yacimientos la porosidad de la red de fracturas es considerablemente menor que la de los bloques de la matriz definida por las fracturas, así las fracturas pueden controlar el flujo (paso) de los fluidos dentro del yacimiento, sin contribuir a su capacidad de almacenamiento. Para que el aceite pueda ser recuperado de tales yacimientos, el gradiente de presión deberá estar establecido a nivel de poros dentro del bloque de la matriz. Este gradiente de presión desplaza el aceite de un poro a siguiente y en última instancia hasta el pozo para su producción.

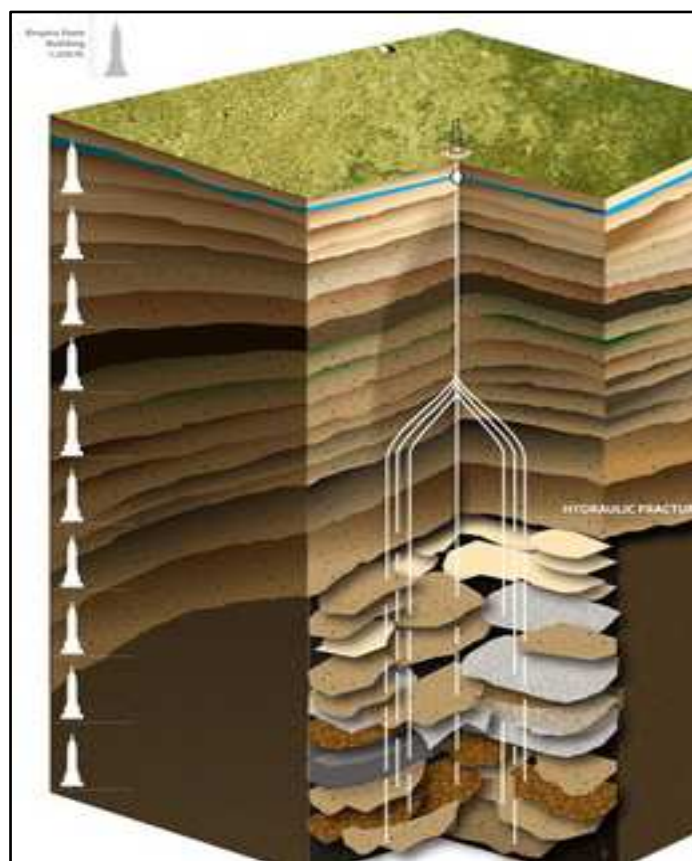


Figura 2.2.- Fracturamiento Hidráulico.(<http://www.portaldelpetroleo.com>, 2011)

Si existe una red de fracturas de alta permeabilidad dentro del yacimiento puede que no sea posible imponer un gradiente de presión a través de un bloque de la matriz solamente mediante la inyección de líquido en un pozo para presionar la red de las fracturas.

2.3.- TIPOS DE EMPUJE EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.3.1.- DRENE POR GRAVEDAD

El drene por gravedad puede ocurrir en yacimientos que contienen fracturas verticales saturadas de agua o gas. Un diferencial de presión hidrostática entre el fluido en las fracturas y el aceite en los bloques de la matriz establecerá un gradiente de presión vertical y la fuerza tiende a expulsar al aceite de la matriz.

Para un aceite con una densidad aproximadamente de $0.85 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ 35 [° API] en los bloques de la matriz y el agua en la fractura, el gradiente de presión diferencial resultante sería $0.015 \text{ [Kg/cm}^2\text{/m]}$. Con este gradiente diferencial bajo no es probable recuperar una cantidad significativa de aceite, en particular en los yacimientos con una baja permeabilidad en la matriz. Por lo tanto, el drene por gravedad no se considera un factor importante durante la inyección de vapor para las fracturas llenas de líquido.

Se piensa que el drene por gravedad no es un mecanismo importante para la recuperación en yacimientos naturalmente fracturados, excepto muy posiblemente en las formaciones gruesas con alta permeabilidad en la matriz, una baja presión capilar vertical continua y fracturas llenas de vapor.

2.3.2.- EMPUJE POR GAS DISUELTO

En yacimientos que contienen una saturación inicial de gas, este gas se expande una vez calentado y se comportan similares a un yacimiento con solución de gas activo. La recuperación de aceite para este mecanismo si ocurre, es similar a de la generación de gas (Figura 2.3).

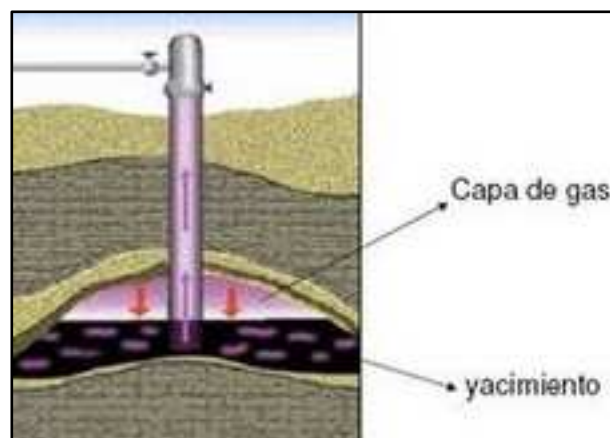


Figura 2.3.- Empuje por gas disuelto. (<http://ingyaci2.blogspot.mx>. 2009)

2.3.3.- COMPACTACIÓN DE LA ROCA

Se ha postulado la reactivación del empuje por gas disuelto como un mecanismo para aumentar la recuperación de aceite durante la inyección de vapor. Sin embargo, el empuje de gas en solución sólo puede existir cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja y hay una cantidad suficiente de gas disuelto en el aceite; por lo tanto, este mecanismo solo se presenta en aceites ligeros.

A medida que la presión disminuye en formaciones de arena no consolidadas que pueden compactarse mientras los contactos de los granos soportan más peso de sobrecarga reduciendo la porosidad efectiva del yacimiento (Figura 2.4), importantes cantidades de aceite en las arenas bituminosas de Canadá y Venezuela son recuperados por este mecanismo.

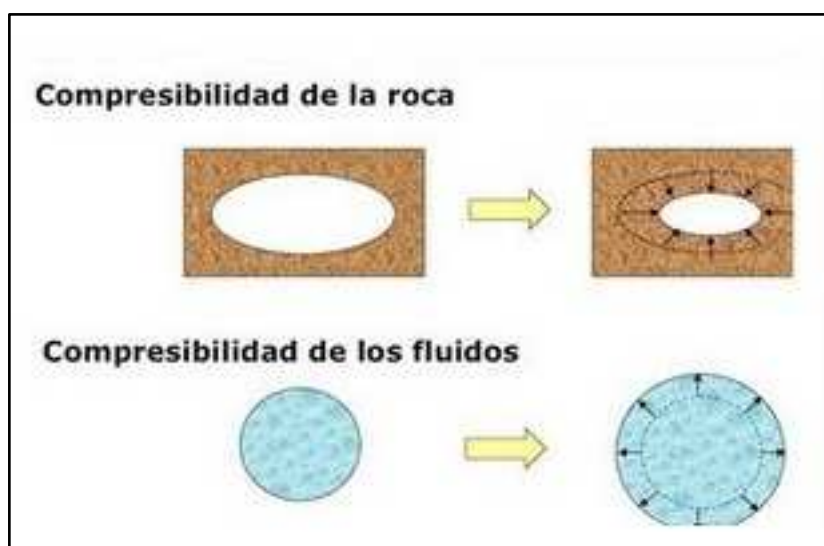


Figura 2.4.- La Compactación de roca juega un factor importante en la recuperación de aceite. (<http://ingyaci2.blogspot.mx>. 2009)

Este mecanismo se basa en el reordenamiento de los granos de la matriz en formaciones pobremente cementadas, y no es eficaz en formaciones compactas. Debido a que prácticamente todos los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran en litologías compactas por ejemplo dolomitas, lutitas y areniscas, la compactación no se espera que sea importante en los yacimientos naturalmente fracturados.

Lo anterior demuestra que los mecanismos de recuperación existentes dentro de los yacimientos naturalmente fracturados pueden expulsar cantidades significativas de aceite de los bloques de la matriz a la red de fracturas. Cada uno de estos mecanismos tiene sus propias velocidades características de expulsión de aceite que se puede utilizar para evaluar los gastos de producción de aceite.

2.3.4.- ALTERACIÓN QUÍMICA DEL ACEITE

A altas temperaturas la estructura molecular de algunos aceites puede ser modificada a través de ruptura de enlaces químicos. Un aceite pesado se calienta a 298 [°C] (572 K), la densidad del aceite decrece permanentemente alrededor del 1% lo que resultaría en un aumento en el volumen de aceite producido en 1% (Figura 2.5).

En las fracturas llenas de gas se podría generar un gradiente de presión diferencial de orden de $6.93 \cdot 210^{-3}$ [kg/cm²/m] 6.8 [kPa/m]. Este gradiente diferencial puede ser suficiente para desplazar el aceite, sobre todo si la permeabilidad de la matriz no es demasiado baja. Sin embargo, antes de que el aceite pueda ser desplazado tiene que existir presión por gravedad entre el aceite de la matriz y el gas de la fractura para superar la presión capilar en la entrada del bloque de la matriz.

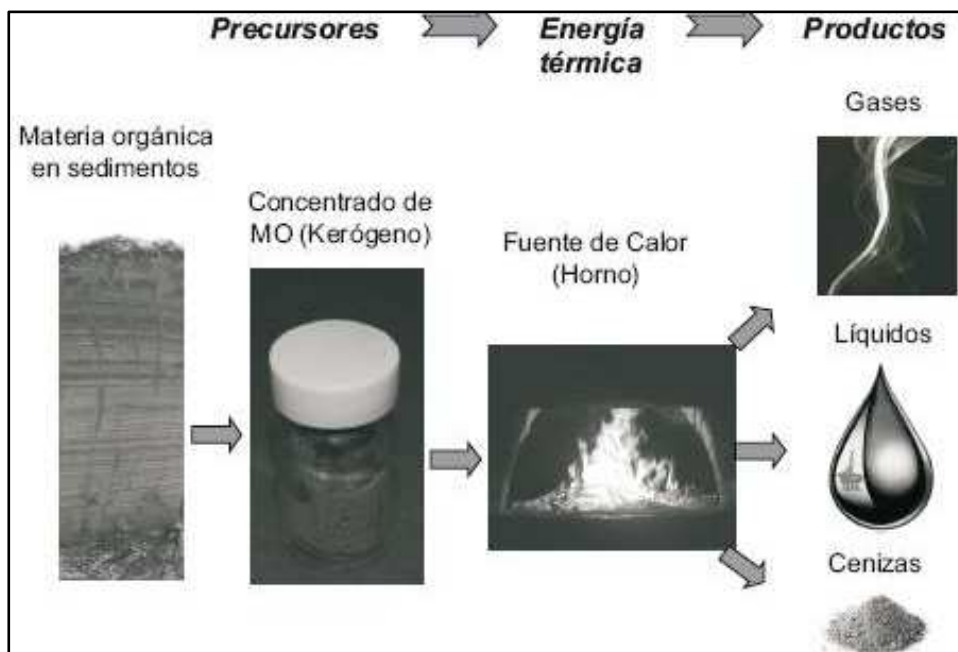


Figura 2.5.- Proceso de generación de petróleo.(<http://www.scielo.org.mx/scielo>. 2009)

La capacidad del vapor para entrar en los bloques de la matriz también se verá restringida por la condensación del vapor, en la cara de la fractura mientras el bloque de la matriz se calienta. El efecto de la inyección de vapor en la imbibición capilar es menos claro a pesar de la reducción de la viscosidad con la temperatura más alta que con el agua, por lo tanto, el proceso de imbibición es más rápido.

2.4.-SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

2.4.1.- BOMBEO MECÁNICO EN YACIMIENTOS DE DIATOMITAS

Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos del yacimiento para ser producidos desde una profundidad determinada.

Como los yacimientos de diatomitas son someros la aplicación del bombeo mecánico y de cavidades progresivas son empleados con mucha frecuencia. Para que el drenaje sea eficiente en la parte inferior de una arena, la bomba debe ser colocada lo más cerca posible del contacto agua-aceite, en los yacimientos de empuje por gravedad, las arenas por debajo de la bomba no son drenadas eficazmente. En un pozo de tipo "j" teóricamente se podría colocar la bomba en o por debajo del contacto agua-aceite

Figura 2.6.

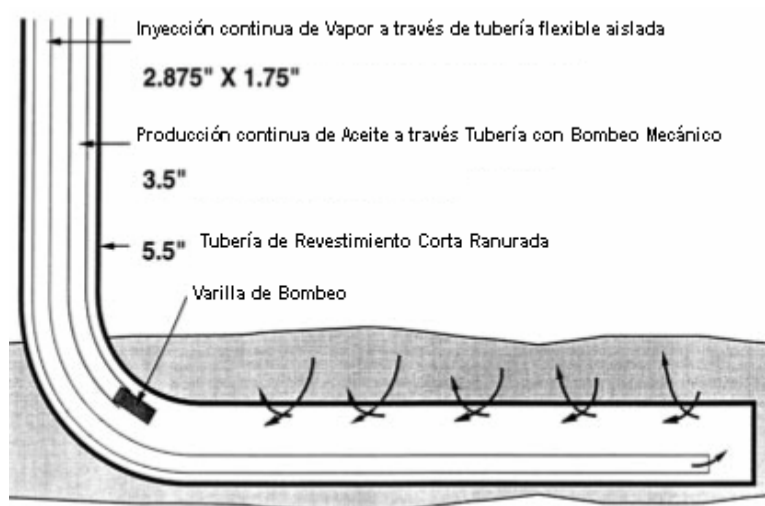


Figura 2.6.- Pozo con sarta de inyección y producción con bombeo mecánico (Hong K.C.199).

Dado que los pozos horizontales deben ser colocados en un yacimiento de baja energía, donde el empuje por gravedad es el mecanismo de producción primordialmente, la colocación de una bomba es fundamental para la eficiencia del diseño. Las bombas son utilizadas por el ambiente extremo del proceso cíclico de vapor.

El diseño de un pozo de radio corto permite que la varilla de la bomba pueda ser colocada dentro de la sección vertical del agujero con el mínimo sacrificio en la caída de presión. Esta sección llega a medir de 120 [m] hasta 210 [m]. El punto lateral más bajo es de 3 [m] por encima del contacto del agua-aceite.

Los pozos en diatomitas utilizan un radio de curvatura "medio" para permitir la colocación de la bomba en lo más profundo posible de la profundidad vertical verdadera, mientras que no requieran ser desviados en exceso de la ubicación de la superficie. Las secciones laterales se perforan a $90^\circ \pm 2^\circ$ con el fin de seguir el contacto aceite-agua.

En los campos en tierra de Trípoli, por lo general la configuración de las bombas es de una válvula de pistón simple. La carrera en su mayoría es de cierre de inserción.

Las profundidades de donde se han colocado sistemas de bombeo varían de 360 a 1800 [metros], el corte de agua en campos diatomíticos es en promedio del 65% y la relación de gas 80 [m^3 /bb]

Las longitudes de los émbolos son de 3 [pies] y para los pozos más profundos de 4 [pies], por lo regular la tolerancia entre el émbolo y el barril es de 0,003 y 0,004 de pulgada. La arena en la parte superior del embolo desgasta el metal y aumenta la tolerancia, dicha arena queda atrapada entre el émbolo y el barril, hace pequeñas grietas en ambos antes de ser aplastada. Demasiadas grietas en el émbolo y el barril aumentan el deslizamiento y disminuyen la eficiencia de bombeo. La producción severa de arena genera fisuras en toda la longitud y circunferencia del embolo.

Se han instalado bombas de accionamiento del émbolo mediante presión (PAP), que permiten el arrastre de arena en la producción. Las cuales muestran un aumento promedio de 81,6% en su vida útil. Un aro limpiador en la bomba remueve la arena del barril antes que pase el émbolo.

Las bombas de émbolo accionadas por presión y filtros del fondo del pozo han demostrado extender el funcionamiento de los sistemas artificiales de producción. Mientras que los métodos de consolidación de arena se consideran demasiado caros y afectan de manera negativa a la economía del pozo.

2.4.2.- LIMPIEZA PARA EL BOMBEO

La arena causa problemas operativos en dos áreas; En los sistemas artificiales de producción y la limpieza de los pozos.

En comparación con los pozos verticales, los pozos horizontales que tienen bombeo con varillas en campos de diatomitas experimentan una alta proporción de averías por desgaste. La alta proporción de averías, la disminución y la producción anormal es el resultado de la producción y acumulación de arena en el pozo.

Las mejoras en los sistemas artificiales de producción con bombas de cavidades progresivas (PCP), bombeo mecánico y la limpieza efectiva de arena disminuyen la cantidad de averías, aumentando la producción en los pozos horizontales.

La colocación de la bomba, la capacidad para mantener la arena en suspensión en el aceite y de mantener la sección lateral limpia durante la operación del sistema artificial son factores importantes para el éxito en la disminución de la proporción de las averías y el aumento de la producción.

Se ha observado que en los pozos horizontales que se le han instalado sistemas de bombeo de cavidades progresivas en donde existe una alta proporción de averías, la frecuencia a disminuido considerablemente hasta un 60%.

Las técnicas de limpieza en pozos horizontales, también han mejorado mediante equipo adicional el cual aumenta la eficiencia de la limpieza en las secciones laterales y verticales.

2.4.3.- ESTIMULACIÓN SÍSMICA

Una herramienta de estimulación de onda sísmica in situ aumenta la producción de aceite en yacimientos maduros como los de las diatomitas están mostrando resultados prometedores. En un estudio realizado en campo durante tres años utilizando la tecnología sísmica aplicada de Hidro-impacto que reduce la declinación de producción de aceite en un 20%, utilizando ondas sísmicas.

La herramienta incluye dos bombas modificadas que consisten en dos barriles que albergan a dos émbolos conectados a una sarta de varillas, los barriles son conectados mediante una tubería especial.

En la carrera ascendente, ambos pistones se levantan al mismo tiempo. El émbolo inferior transporta más agua que el émbolo superior y se puede mover, haciendo que el líquido atrapado se comprima y aumente la presión. Esta presión es contenida en la tubería especial entre los émbolos pero no afecta a la presión estática del fondo del pozo.

En la carrera ascendente de la unidad de bombeo, el émbolo sale de la parte superior del barril inferior y baja rápidamente, en la carrera descendente se genera la liberación de los fluidos comprimidos en un lapso inferior a 50 [milisegundos].

Esta liberación rápida genera una onda de choque hidrodinámica en la formación que se asemeja a las ondas primarias de un terremoto moviéndose a través de la tubería de revestimiento cementada y los disparos, se propagan a través de la formación a velocidades de hasta 2.4 [Km / seg] con una potencia de 2 a 10 megawatts y una presión en el frente de onda mayor a 250 [Kg/cm³], por lo que no daña a la tubería de revestimiento ni fractura la formación.

A medida que esta onda de choque viaja a través de la formación, se convierte en una onda de alta energía elástica. Esta onda llega a los estratos productores, el aceite en la pared del poro se desprende y desplazan para encontrar acumulaciones más grandes que migran. Estas corrientes de flujo se conectan con el flujo de las fracturas hacia el pozo más cercano para ser producido.

Cuando la velocidad de bombeo es de 6 carreras por minuto, la herramienta genera nuevas ondas de choque en la formación cada 10 segundos, las cuales son medidas a una distancia de hasta kilómetro y medio de la fuente en todas direcciones. Tratándose de una mejora significativa sobre los dispositivos anteriores de estimulación sonora, cuyos efectos sólo son registrados aproximadamente a 6 metros de la fuente.

La velocidad a la cual se propaga la onda de choque de la fuente previene cualquier daño a la tubería de revestimiento y la cementación. Además que no hay daños a la formación, siendo el tiempo insuficiente para fracturar la roca. Esta técnica se ha utilizado en pozos de la inyección, producción, o en pozos abandonados de formaciones de diatomitas, pero también son útiles para las areniscas y carbonatos. En conjunto con inyección de agua o empuje de acuífero natural.

Se recomienda que los yacimientos cumplan varios criterios, tales como la relación gas-aceite deben ser superiores a 2.200 pies por barril, las reservas de aceite con gravedades menores de 15 °API no sería adecuado.

En un pozo inyector el agua baja por un tubo que rodean al dispositivo y sale por un orificio debajo de un empacador, permitiendo su funcionamiento mientras se realiza la inyección. La instalación tiene un empaque estándar en el tubo para evitar fugas de los fluidos del pozo y que tiene un amplificador de fondo para mejorar la onda de choque de descarga.

Esta técnica se puede implementar en tuberías de revestimiento de 5.5 y 7 pulgadas de diámetro.

2.4.4.- INSTALACIONES SUPERFICIALES DE BOMBEO EN CAMPOS DE DIATOMITAS

La aplicación de la tecnología de bombeo multifásico es un medio para mantener la producción del proyecto en campos de diatomitas, los resultados indican que estas bombas son competitivas con las instalaciones convencionales de producción en el transporte de crudo pesado en algunos proyectos térmicos.

Estas bombas en comparación con algunas instalaciones convencionales para el transporte de la producción ofrecen un potencial para mejorar el tiempo del proyecto, reduciendo costos y riesgos ambientales, aumentando la producción de los pozos fluyentes en diatomitas y bajan la contrapresión en la bomba de varillas y líneas de flujo.

Inicialmente la producción en este tipo de yacimientos permite que se puedan iniciar los proyectos con tanques portátiles por un lapso de prueba pero deben ser vinculados a instalaciones permanentes que permitan la recuperación de vapores.

Las bombas de flujo multifásico han reemplazado a las instalaciones convencionales en el transporte de la producción, Las bombas dúplex han tenido problemas de bloqueo por el gas y la contrapresión en los pozos tiene que ser mantenida por encima de 7.03 [kg/cm²], las bombas de cavidades progresivas (PCP) pueden manejar el gas pero los extractores PCP no manejan fluidos a temperaturas superiores a 120 [°C].

Las bombas de flujo multifásico tienen que cumplir los siguientes criterios para ser competitivas:

Maneja un amplio rango de gasto de producción, altos cortes de agua y presiones.

Mantener la contrapresión en las instalaciones del pozo baja (1.4 [kg/cm²]).

Ser confiables y simple de operar.

Tener un costo competitivo con las instalaciones convencionales

Temperaturas mayores a 150 [°C]

PROBLEMAS EN EL SELLO MECÁNICO.

El diseño permite que los fluidos sucios tengan contacto con la cara del sello mientras la bomba está en funcionamiento. Las fallas en el suministro de energía eléctrica ocasionan que las bombas se apaguen, lo que genera que los sólidos producidos entren en contacto con el sello.

Por ser un sistema cerrado las bombas de flujo multifásico ofrecen mayores beneficios ambientales sobre las instalaciones convencionales. La posibilidad de un derrame de aceite, agua o gas en las bombas de flujo multifásico es mínima, mientras que el sistema convencional contiene tanques que pueden derramar o presentar fugas,

Los ventiladores de aletas o los tubos pueden presentar fugas y los sistemas de recuperación de vapores del tanque pueden romperse, aunado a que las válvulas de alivio de presión pueden abrirse en condiciones anormales.

Las bombas de flujo multifásico diseñadas para aceite espumoso cuentan con un sistema de limpieza interno del sello, soporte de enfriamiento mejorado para aplicaciones a alta temperatura y los sellos mecánicos no están expuestos a los fluidos de producción.

Los beneficios se pueden dividir en, económicos, operacionales y ambientales. El costo total de instalación es alrededor de dos terceras partes de lo que costarían las instalaciones convencionales con intercambiadores de calor de aletas, tanques, bombas dúplex, sistema de recuperación de vapor y la línea de gas.

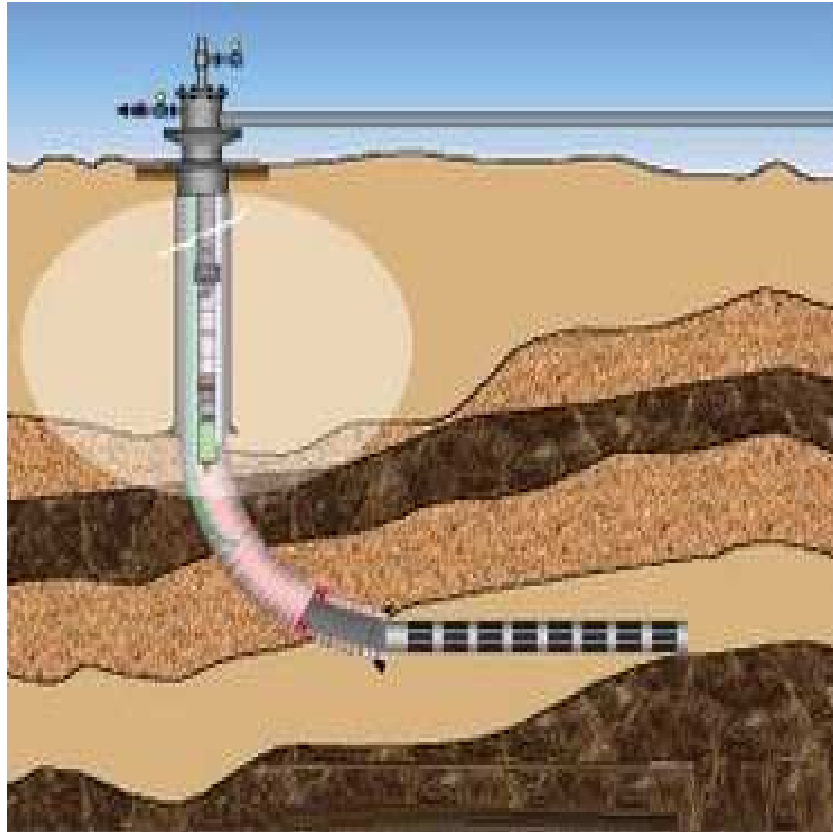
En el proceso que contempla el sistema de ventiladores con aletas es necesario enfriar los fluidos antes del bombeo y después calentar para deshidratar, lo que las bombas de flujo multifásico no requieren. La deshidratación utiliza calor como parte del proceso de operación la cual requiere de la compra de gas natural, con su aprovechamiento contribuye al ahorro que influye en los costos operativos directamente.

Las bombas de flujo multifásico pueden bombear líquidos por encima de los 150 [°C] hacia las instalaciones de deshidratación. En comparación las instalaciones convencionales necesitan de un tanque y una bomba con ventilador de aletas para enfriar a menos de 95 [°C] el fluido a bombear. Este calor adicional permite ahorrar combustible en las instalaciones de deshidratación.

Las ventajas operativas de estas bombas incluyen menos equipo para operar y su mantenimiento es menor, su capacidad para bombear gas es de un 100%. Es eficiente en el manejo de fluidos a alta temperatura y tiene menos eventos de fugas en comparación con el bombeo de cavidades progresivas o bombas dúplex.

Se pueden instalar en los sitios en donde se requiere de altas presiones para bombear fluidos a las instalaciones centrales.

CAPÍTULO 3



PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS

3.1.- PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

La industria petrolera tiene como objetivo una mayor rentabilidad. Para alcanzar sus metas se apoya a través de la perforación de pozos horizontales, en ocasiones con orientaciones oblicuas de hasta de 70° hacia la fractura principal y terminaciones de múltiples etapas con fracturamiento hidráulico. Los pozos horizontales pueden ser la forma más eficaz de aprovechar las reservas no desarrolladas. El objetivo vertical está basado en seleccionar el máximo producto de la saturación de aceite y porosidad $S_o\phi$. En un campo cada proyecto tiene un área diferente, en consecuencia también el objetivo, lo que se traduce en que los pozos son perforados bajo diferentes regímenes de esfuerzos geomecánicos.

La producción convencional de aceite en casi todos los yacimientos involucra a muchos pozos, la línea de flujo y las instalaciones en la superficie. En el caso de los yacimientos en diatomitas requiere de un espaciado muy estrecho para optimizar la recuperación y el impacto en la superficie pueden ser importantes. La alta densidad de pozos en el campo en muchas áreas no es factible debido al uso del suelo, a la topografía o a las restricciones del medio ambiente que no lo permiten. La forma estructural y la diatomita heterogénea del yacimiento pueden representar un gran obstáculo para la perforación de dichos pozos.

El desarrollo normal de un campo es a través de pozos productores e inyectores verticales muy juntos, para mantener la presión. Sin embargo, cuando las zonas de interés son delgadas en los flancos o su continuidad se vuelve menos vertical, el método preferido para el desarrollo son los pozos horizontales.

El desarrollo del campo en yacimiento de diatomitas con pozos horizontales hidráulicamente fracturados: los primeros acontecimientos al actual espaciado muy estrecho y la colocación exacta de la fractura son esenciales para la recuperación de las reservas en este tipo de yacimientos.

La perforación de pozos horizontales con múltiples etapas son una buena opción porque se tiene un mayor contacto con el intervalo económicamente explotable, aunque este tipo de perforación se vea limitado por los flancos en los yacimientos que generalmente guarda la estructura anticlinal, disminuyendo el espesor del intervalo de interés y por lo tanto el número de etapas pero en un intervalo sin flanco el número de

etapas es mayor que en los pozos verticales justificando los elevados costos en comparación con los pozos verticales convencionales. Este tipo de pozos proporcionan un desarrollo económico por incorporar reservas adicionales y muchos beneficios más, pero no obstante, los problemas de comunicación del pozo a la fractura pueden representar todo un reto para este tipo de yacimientos Figura. 3.1.

Para ayudar en el diseño de los pozos horizontales se hace uso de datos de varios pozos verticales cercanos en trayectoria paralela a la deseada para cada pozo horizontal, con estos datos se estiman las propiedades como los perfiles de tensiones in-situ, los gradientes de presión de poro, las propiedades de las rocas y las saturaciones de fluidos, y para determinar la profundidad vertical y colocación del pozo horizontal.

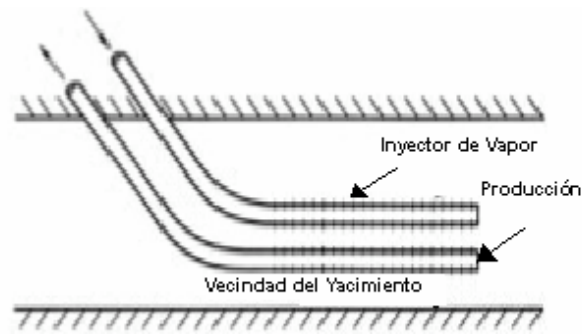


Figura 3.1.- Pozos de producción e inyección horizontales en un solo estrato. (Hong K,C, 1998)

La arena es relativamente fácil de perforar por ser homogéneas con algunas intercalaciones de lutitas de diatomitas. La pérdida de circulación no es un problema y los índices de penetración son altos. Los pozos horizontales se perforan en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal (transversal a la orientación fractura hidráulica principal) y son terminados con tratamientos de fractura hidráulica en múltiples etapas.

En diatomitas no se pueden perforar pozos horizontales multilaterales debido a que los pozos "base" (donde se ramifican los pozos) necesitan de una formación consistente y solida donde no se presenten problemas de compactación y por consecuencia hundimientos

3.2.- UBICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

La ubicación estratigráfica de las secciones horizontales se determinan utilizando los perfiles de tensión como datos de micro-fracturas, registros sísmico dipolo, pruebas de presión y la calidad del yacimiento (núcleos y los datos de registro de los pozos verticales cercanos).

En estos yacimientos se debe ser más cuidadoso con la elección de la zona objetivo. En muchas ocasiones las zonas donde existen cambios de litologías son donde se reúnen las mejores combinaciones de saturación de aceite, porosidad y permeabilidad

La inclinación de la formación afecta fuertemente el control direccional de las herramientas. Cuando se perfora en una formación que presenta estas características es necesario elegir si se debe construir el ángulo hacia el objetivo o cambiar el azimut hacia el objetivo.

La inclinación final de un pozo depende de la voluntad de mantener una trayectoria que casi siempre es ortogonal al azimut, las limitaciones de los pozos existentes, la alineación razonable con el desarrollo vertical y la actitud estructural de la zona objetivo.

Los datos de pozos verticales mejoran los modelos geoestáticos de la fractura en tres dimensiones para seleccionar el objetivo y la definición de la trayectoria del pozo horizontal. Estudios de simulación indican que los pozos horizontales en los proyectos térmicos puede aumentar la eficiencia de la recuperación debido a un mejor barrido del área, acelerando la producción que mejora la relación aceite-vapor y aumentar la rentabilidad del proyecto.

Dependiendo de la ubicación y el ángulo del buzamiento de los recursos petrolíferos, la topografía de la zona y pozos. Pueden ser excavados pozos horizontales, los cuales pueden ser perforados en los patrones de alta densidad. Debido a que la huella en la superficie es mínima, con un enfoque subterráneo permite ser más factible debido a la prevención de impactos en la superficie.

En una diatomita típica u otro recurso que requiera de una alta densidad de pozos puede ser drenado de una manera mucho más discreta, utilizando un enfoque

subterráneo y técnicas especializadas en la construcción subterránea, como lo es una combinación de agujeros con pozos.

Los pozos horizontales tienen la ventaja probada por ser significativamente más productivos en las zonas de interés lo que es posible a partir de los pozos verticales. En algunos lugares es posible la realización de túneles en los pozos horizontales por debajo de los recursos de tal manera que los pozos tienen un ángulo ligeramente vertical dentro del intervalo, lo que permite el empuje por gravedad hacia la cabeza y en el túnel.

Este enfoque de pozo "invertido" evita el alto costo del levantamiento a la superficie de los fluidos producidos y permite la recuperación de disolventes y polímeros que se pueden utilizar para ayudar a la recuperación. Los pozos horizontales pueden ser utilizados para fracturar como se requiere en un yacimiento de diatomitas de manera similar a la fractura de la formación en pozos verticales.

Los pozos horizontales son construidos de agujeros donde se ha creado un espacio mayor para la perforación. Estos pozos "habitación" permiten hacer desviaciones desde la cabeza del pozo vertical o principal y las líneas de producción fuera del pozo principal. Además de facilitar la conexión entre los ductos de aceite, agua, vapor y los pozos. Los pozos habitación contienen equipos automatizados que se pueden controlar de manera remota, monitoreados por potenciales riesgos y para medir los volúmenes de producción.

En la planificación de pozos de desarrollo, por lo general hay numerosos pozos para ser correlacionados por lo que se sabe mucho acerca de la geología del subsuelo y de los regímenes de presión. Un pozo existente cerca de un pozo propuesto proporciona información para la planificación del pozo propuesto, los pozos exploratorios no cuentan con datos de pozos cercanos y quedan fuera de las aplicaciones. La planificación se basa en la interpretación de datos sísmicos, los desplazamientos lejanos y experiencia previa.

La técnica de "hydrajetting" es utilizada para generar un corte en la diatomita a una distancia lejos del pozo para eliminar los efectos de la perturbación de los esfuerzos del pozo al iniciar la fractura. También debe eliminar la región de alto esfuerzo (tensión) y micro fracturas que son creadas con la perforación "jet", si se quisiera

reducir la probabilidad de crecimiento de la fractura a lo largo del eje del pozo e iniciar de la fractura múltiple con éxito.

3.3.- PATRONES DE DESARROLLO EN LOS CAMPOS DE DIATOMITAS

El espaciamiento de los pozos productores e inyectores depende del programa de desarrollo del campo, esto lo define las diferentes características del campo (se puede intercalar la etapas de producción e inyección en un solo pozo). El espaciado en este tipo de yacimientos ha ido disminuyendo con el paso del tiempo esto debido a varios factores como: El tipo de aceite, las características de la roca, el tipo de poro. Etc.

Los campos de diatomitas se han desarrollado tradicionalmente utilizando pozos verticales terminados con tratamiento de múltiples etapas de fracturamiento hidráulico. En un área de 10 [Km²] el uso de pozos horizontales mejora la oportunidad de desarrollo económico del campo.

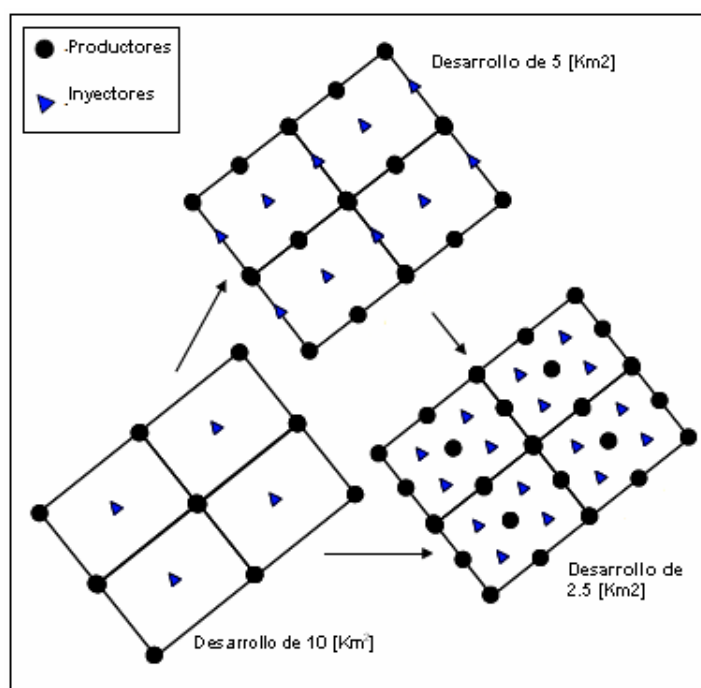


Figura 3.2.- Espaciamiento típico en campos de diatomitas. (Minner W.A.2002)

El espaciamiento inicial para la producción de hidrocarburos e inyección en campos de diatomitas fue en una área de 10 [km²], en el cual el pozo central era un pozo

productor, con el agotamiento de los recursos, el área fue disminuyendo dando paso a una distribución de los mismos numero de pozos en una area de 5 [km²], es decir, en la misma área la densidad de pozos aumento. En este arreglo se definieron filas de pozos productores e inyectores de manera horizontal Figura 3.2.

Las características de las diatomitas y los tipos de fluidos junto con los demás factores como la presión y temperatura del yacimiento han conducido a que cada vez el espaciamiento de estos campos sea más estrecho, es decir, más pozos en una misma área se han diseñado arreglos de pozos en un área de 2.5 [km²]. Tambien se han implementado espaciamientos en un área de 1.25 [km²].

En las diatomitas, los desarrollos de los campos se basan principalmente en un patrón de cinco puntos en el que el número total de productores coincide con el número de inyectores. Aunque el patrón real de pozos de desarrollo es más bien irregular, se asume un patrón regular como una primera aproximación.

Un espaciado recomendado es de 60 [m] de distancia de un pozo productor a otro y de un pozo productor a uno inyector es de 30 [m]. Lo aprendido en el caso del espaciamiento muy estrecho se pueden aplicar a muchos otros campos, especialmente a los yacimientos donde los recursos producidos provienen de arenas y lutitas, puede ser necesario un espaciamiento estrecho de las fracturas hidráulicas y un enfoque de elaboración en cadena de desarrollo para obtener una expulsión eficiente de hidrocarburos de la matriz.

Los pozos inyectores sobre todo usados para procesos de recuperación adicional de aceite como la inyección de vapor, deben contener perforaciones selectivas para la inyección con aproximadamente quince orificios de 0.96 [cm] por 7.26 [cm] de diámetro de la tubería.

De existir una fractura natural o falla, los pozos productores tienen que ser espaciados a lo largo de la orientación de dicha fractura para favorecer el flujo hacia los pozos y fracturarse hidráulicamente. Con tal ajustado espaciamiento de pozos, conocer la orientación de la fractura es fundamental para optimizar la colocación de pozos y hacer eficiente la inyección de agua o vapor.

3.4.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES

Como resultado de la perforación de productores horizontales se realiza un ahorro en los costos de capital por el número reducido de profundizaciones y sustitución los pozos requeridos.

En yacimientos de diatomitas se pueden esperar que la recuperación supere el 50% de aceite original, esta alta recuperación se puede lograr a través de perforación agresiva de pozos de desarrollo. La alta recuperación esperada se logra a través de la optimización de las operaciones de inyección de vapor, y la interacción favorable del vapor con las fracturas inducidas.

El costo por perforar y terminar un pozo horizontal es 150% más caro por tratamiento de fractura que en un pozo vertical por eso para hacer rentable un pozo horizontal se deben remplazar de 3 a 4 pozos verticales con uno horizontal. Los pozos horizontales con 120 [m] laterales, tienen un costo de 2 a 3 veces más que los pozos verticales, Las tasas de producción de aceite en un pozo horizontal aumenta y tienen un potencial de 2 a 3 veces más que un pozo vertical.

La inyección cíclica de vapor en combinación con una gran inclinación estructural en la formación ha demostrado ser un mecanismo de recuperación muy eficaz. Los pozos horizontales perforados en un buzamiento abrupto abren la sección de la diatomita a la producción y proporcionan un medio para producir económicamente los estratos petrolíferos más bajos.

Estas propiedades han sido objeto de estimulación cíclica de vapor y se encuentran en diversas etapas de agotamiento. Aunque los pozos verticales están haciendo un excelente trabajo de recuperación de las reservas, hay ciertos volúmenes de las diatomitas en el fondo del yacimiento que no puede procesar, dejan recursos hidrocarburos en el yacimiento debido a la inclinación pronunciada de la formación.

Los métodos mecánicos que utilizan vapor y los métodos químicos que utilizan espumas también han sido probados en un esfuerzo por aislar la inyección de vapor del intervalo de aceite, pero los resultados han sido pobres hasta la fecha. Una complicación adicional es que muchos de los pozos verticales no penetran completamente en el intervalo de aceite.

La técnica de perforación sobre balance cuando es efectiva ayuda a disminuir la tortuosidad del yacimiento en cierta forma. Una manera más eficiente es el bombeo de baches del apuntalante, La presión de inyección es un indicador para saber si la tortuosidad es eliminada y se manifiesta con una caída brusca o por un aumento precedido de una disminución en dicha presión. En algunos intervalos se puede utilizar la perforación sobre balance.

Los pozos de radio corto sacrifican parte de su capacidad para minimizar los riesgos de la reducción de los pozos en el bombeo. Muchas patas de perro causan problemas durante la instalación del revestimiento por eso es necesario tomar precauciones. Algunos procesos de recuperación puede ser afectada por el azimut resultante del agujero y los cambios de ángulo.

Cuando se perfora en formaciones blandas los agujeros tienden a ser ampliados durante los viajes de la sarta de perforación, la pérdida de circulación y la migración de gas pueden complicar la cementación, mientras que los recortes se depositan en el fondo del pozo.

Los pozos verticales con frecuencia sufren de problemas de producción por ejemplo, derivados de la entrada de vapor de agua en el pozo. La entrada de vapor puede causar adelgazamiento, altas presiones y severos daños a la tubería de revestimiento. En los pozos horizontales no presentan este tipo de problemas “vapor al exterior” hasta que el empuje de vapor sea muy maduro, por lo tanto los trabajos de reparación pueden ser reducidos significativamente Figura. 3.3.

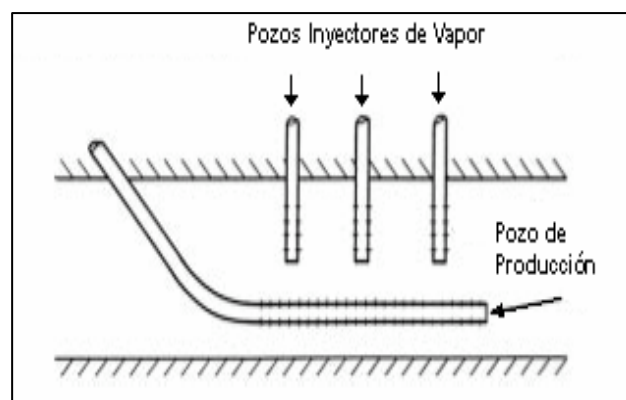


Figura 3.3.- Producción horizontal e inyección verticales. (Hong K.C. 1997)

Debido a estas dificultades, los trabajos de cementación de pozos horizontales en estos campos pueden que no sean capaces de proporcionar una efectiva contención del apuntalante en los tratamientos de fractura dentro de la zona de interés, cada pozo tiene varias sub-zonas las cuales deben ser fracturadas por separado.

Cuando la producción de petróleo de pozos fracturados transversalmente ha sido exitosa a otros tratamientos, se cree que la severidad de los problemas que se puedan encontrar en este tipo de pozos es debido a las condiciones específicas del ambiente. Con valores bajos de permeabilidad en las diatomitas, el perfil de cierre de la tensión vertical varía significativamente a lo largo de un pozo horizontal.

3.5.- CEMENTACIÓN

Debido al bajo gradiente de fractura de la formación, el cemento tiene que ser de baja densidad (espumados) para evitar que exceda dicho gradiente. Para cumplir con el objetivo de suspensión de la lechada de cemento se requiere que esta sea:

- a) Ligera.
- b) Sin agua libre
- c) Sin pérdida de líquido
- d) Propiedades reológicas óptimas

Se aplica la tecnología de espuma de cementación totalmente automatizada para ayudar a lograr un aislamiento zonal y un retorno completo del cemento a la superficie. La ampliación del agujero y la falta de remoción de cortes causan canalización en el intervalo de la terminación de algunos de los pozos. Los tratamientos de fractura no siempre se alojan en la zona deseada, lo que indica que el desplazamiento de lodo y sólidos en el espacio anular es incompleto. Una cementación pobre en estos pozos es muy probable que sea causada por lo siguiente:

- El agujero fue ampliado
- Deposito de recortes en el fondo del pozo
- Desplazamiento inadecuado de lodo de perforación y recortes

La adherencia y los trabajos de la cementación son evaluados con técnicas de registros especiales de vanguardia, herramientas de registro con los algoritmos de interpretación no tradicionales, incorporando materiales como trazadores en el

apuntalante usado para los tratamientos de fracturamiento, ello para verificar que las fracturas se encuentren en las zonas objetivo o mas convenientes. Las descripciones detalladas y datos reales de trabajo son proporcionados para documentar las mejoras significativas en la perforación de pozos horizontales en estos desafiantes campos.

Obtener una buena cementación entre la formación y la tubería, que generalmente es corta en cada etapa de perforación, es crítica para el éxito del tratamiento de la fractura hidráulica. Antes de terminar los pozos, se toman o corren registros de adherencia del cemento y sónico.

Reducir el número de viajes de la sarta de perforación, mejorar los fluidos de perforación, las técnicas de perforación direccional y las nuevas herramientas ayudan a mejorar sustancialmente la geometría del agujero sin la acumulación de recortes en el fondo.

3.5.1.- REGISTRO DE INTEGRIDAD DE LA CEMENTACIÓN PARA LA TERMINACIÓN

El registro es una representación de la integridad del trabajo de cementación, sobre todo si el cemento se adhiere firmemente a la parte exterior de la tubería de revestimiento. El registro se obtiene normalmente a partir de una variedad de herramientas de tipo sonoro. Las versiones más recientes, llamados registros de evaluación de cemento, junto con su software de procesamiento, puede dar una detallada representación de la integridad del trabajo de cementación de los 360 grados, mientras que versiones anteriores solo muestran una sola línea que representa la integridad alrededor de la tubería de revestimiento.

3.5.2.- REGISTRO DE INTEGRIDAD DE LA CEMENTACIÓN ULTRASÓNICO

Una técnica en la que un transductor ultrasónico con sensores emite un pulso acústico de alta frecuencia hacia la pared del pozo, donde se refleja y los sensores de recepción del mismo transductor captan la señal de regreso. La medición consiste en la amplitud de la señal recibida, el tiempo entre la emisión y recepción, en ocasiones la forma de onda completa recibida. Las herramientas que utilizan esta técnica o bien tienen varios transductores apuntando en diferentes direcciones o el transductor gira al hacer las mediciones, obteniendo así una imagen completa de la pared del pozo. Esta técnica se utiliza en el agujero observador (en observación). En agujero entubado, la

forma de onda es analizada para obtener información sobre la calidad de la integridad del cemento y la corrosión de la tubería de revestimiento.

Los registros de lodo realizados con tubería de perforación en pozo abierto se pueden evitar, pero debe de tener un adecuado control geológico de los pozos verticales en el contacto agua-aceite.

3.6.- TERMINACIONES

Cuando se realiza el diseño de un pozo horizontal con radio de curvatura corto aproximadamente de 40 grados. En la terminación se debe de considerar incluir la instalación de un empacador de grava debido a que en la mayoría de los pozos verticales en diatomitas se requiere del control de arena.

Los factores de diseño que limitan el uso de estos empacadores en pozos de radio corto son siguientes:

- 1.- La baja presión de yacimiento.
- 2.- La baja presión de la fractura.
- 3.- El tamaño del agujero.
- 4.- El gran tamaño de la grava.

Para poder instalar un empacador de grava se tienen que realizar trabajos preparatorios que incluye, una prueba hidráulica y pruebas mecánicas de las herramientas.

El empacador de grava se bombea fuera del extremo del revestimiento, un diseño que elimina la contrapresión del tubo instalado en el fondo para reducir el riesgo de fracturar y evita la suspensión de la grava en la formación de baja presión.

El aislamiento de los pozos verticales en el intervalo de aceite ha tenido éxito en la mejora del desempeño cíclico. Sin embargo, debido al tiempo y el estado mecánico de muchos de los pozos existentes las re-terminaciones puede ser problemáticas y costosas.

Las bajas presiones en estos yacimientos y las arenas moderadamente clasificadas y sub-rodeadas contribuyen al éxito de las terminaciones con tubería de revestimiento corta ranurada.

La mayoría de los pozos productores en el campo se terminan con 5.5 [pg] 13.97 [cm] en la tubería de revestimiento y la tubería de producción 2-7/8 [pg] 7.3025 [cm]. Además de ser terminados con una sarta de varillas para bombeo mecánico.

Los pozos inyectoros también se terminan utilizando un conjunto de empacadores del tipo tensión-compresión o un empacador inflable sin deslizamiento para aislar la formación con mayor porosidad del resto de la zona productora, debido a que puede actuar como una zona ladrona durante la inyección.

3.7.- TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Los pozos que se perforan en rocas diatomíticas deben de ser fracturados hidráulicamente esto debido a su baja permeabilidad existente en la vecindad de los pozos y a causa del daño ocasionado al perforar. Las fracturas hidráulicas son muy necesarias tanto en pozos verticales como en pozos horizontales, el número de fracturas requeridas es el mismo independientemente de como están conectadas al pozo.

Las fracturas naturales pueden presentar una segunda migración vertical de los hidrocarburos en la zona de transición. Además son requeridos tratamientos de fracturas hidráulicas multi-etapas para drenar efectivamente el intervalo económicamente explotable, la optimización del tamaño del tratamiento de la fractura y el número de etapas es fundamental para el desarrollo económico del campo.

La técnica de fractura hidráulica fue inventada a finales de 1970 para el desarrollo acelerado de las reservas en diatomitas. Aun así, la recuperación final esperada de un 20% es pequeña incluso para la inyección de agua.

El espesor de la columna de las diatomitas requiere de terminaciones de múltiples etapas debido a que la permeabilidad vertical es muy baja. Generalmente se utiliza solo una etapa del fracturamiento para la inyección del agua a través de poco más de 200 [m] del espesor en la columna de la roca, con presiones de inyección basada en

un gradiente de 0,8 [psi / pies] que es superior a la de perforación, la eficiencia de la cobertura de la altura en la fractura es un tema crítico.

La premisa central de las simulaciones numéricas es que los gradientes de presión de poro inducido por la producción e inyección en yacimientos de baja permeabilidad puede perturbar las tensiones locales y provocar deformaciones del subsuelo, causar hundimientos suficientes para provocar serias averías en los pozos.

Durante la terminación de pozos horizontales, el comportamiento del crecimiento de la fractura hidráulica se caracteriza utilizando un inclinómetro en el fondo del pozo y en la superficie para la cartografía de la fractura en tiempo real. Esta combinación proporcionan importantes conocimientos sobre el comportamiento de la fractura hidráulica, la cual permite un diagnóstico a tiempo de un comportamiento anómalo del crecimiento de la fractura y la evaluación de los cambios en el diseño.

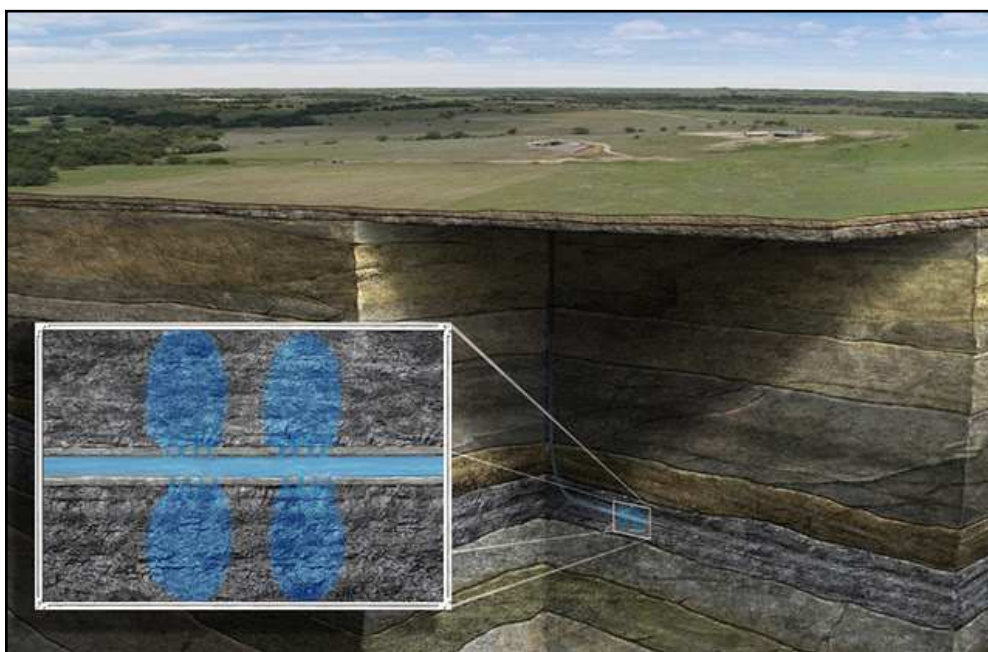


Figura 3.4.- Fractura Hidráulica de etapas múltiples en pozo horizontal.(<http://www.shaleneuquen.com/fracking>. 2012)

En el pasado, la industria ha concentrado mucha atención en la conexión entre pozos horizontales y fracturas hidráulicas transversales principalmente para evitar la pérdida de flujo y un eventual re-acondicionamiento en la tortuosa vecindad del pozo, por lo tanto, la estrategia de perforación debe de asegurarse que la conexión entre la

fractura y el pozo sea la optima, siendo especialmente crítica donde los pozos son perforados de manera oblicua Figura. 3.4.

La pérdida de fluido o circulación en la terminación, reparación o intervención de los pozos no ha sido un problema, el carácter complicado del inicio de la fractura hidráulica en este tipo de roca impide la creación de una conexión entre el agujero y la primera fractura de apoyo. Se asume que si el apuntalante es colocado en el sitio exitosamente entonces la estimulación de la fractura puede ser exitosa. Sin embargo, en la diatomita suave hay un problema diferente.

A pesar de la distancia adecuada de la penetración de la fractura de apoyo, la conexión entre el pozo y el intervalo de interés del yacimiento se puede ver comprometida debido a que la principal fractura transversal de apoyo tiene muchas posibilidades de ser desplazada de 3 a 30 metros a lo largo del pozo lejos del intervalo de interés, este fracaso en la conexión del pozo a el yacimiento puede dañar severamente la productividad de los pozos, en casos extremos reducir la etapa individual a cero en caso de ocurrir.

Los problemas de colocación del apuntalante son superados mediante la implementación de una estrategia agresiva de fractura, perforando pequeños intervalos, perforación sobre balance extremo, utilizando píldoras viscosas a alta velocidad inicial.

Un buen diagnóstico de fractura revela la compleja geometría de la fractura en la vecindad del pozo generada al inicio de la misma, los problemas que esto puede acarrear es que el proceso de terminación sea lento, además, de perjudicar la eficacia de la conexión entre la fractura y el pozo.

La principal razón de la baja productividad en pozos horizontales se debe a la insuficiente conexión de la vecindad de la perforación y la fractura en algunas de las etapas.

Las mediciones y técnicas de diagnóstico con imágenes incluyen registros especiales de pozos, análisis de extracción de muestras especiales y de núcleo, las inyecciones de diagnóstico de fractura, análisis de fractura, presión de la red de fractura y superficie, cartografía con un inclinómetro de fondo de pozo y análisis de producción después de fracturar.

En la actualidad, la estimulación con fractura hidráulica se realiza rutinariamente a gran escala para permitir la producción de todas las formaciones de diatomitas. Este tipo de roca es blanda, sin embargo, bajos valores de la permeabilidad y el módulo de Young de la roca, hacen que las longitudes promedio alcanzables de la fractura sean muy cortas, esto se traduce en un radio de drenaje pequeño a su vez el desarrollo del campo requiere de un espaciamiento pequeño entre los pozos.

Algunos tratamientos de fractura son diseñados para hacer una longitud de fractura promedio de 30 a 45 [metros] basado en el espaciamiento que por lo regular es de 100 [metros] a lo largo de la dirección del esfuerzo máximo in situ (plano de fractura preferente), pero puede variar a lo largo del mínimo esfuerzo de 100 a 25 [metros]. En un pozo vertical típico la penetración de la fractura puede ser hasta de 500 [m] aproximadamente, en la tierra de Trípoli se requiere de 5 a 6 etapas de fracturamiento. El análisis de presión de fractura y la cartografía con el inclinómetro de fractura de superficie y de fondo de pozo, son generalmente eficientes en la identificación de los problemas de comportamiento de la fractura. Sin embargo, debido a la falta de contención los resultados de producción han sido difíciles de interpretar ya que determinar en qué etapa de la fractura se produce el líquido es imposible.

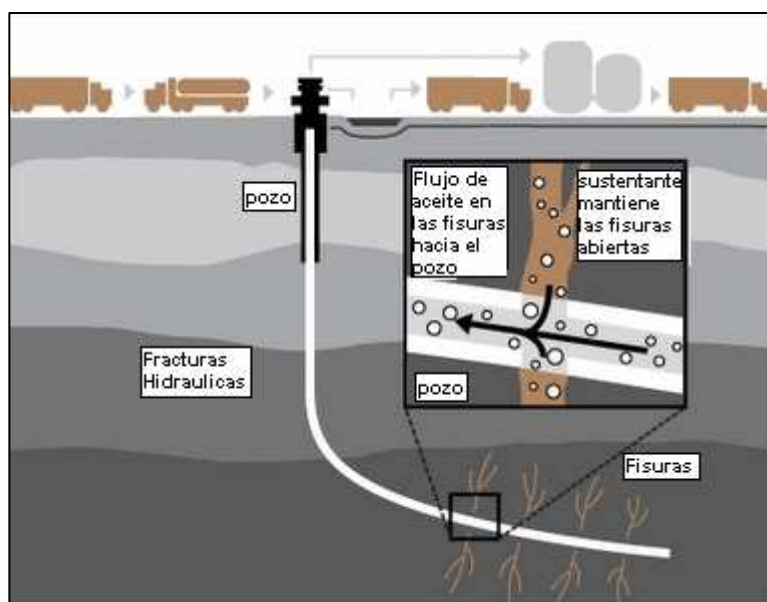


Figura 3.5.- El apuntalante permite que la fractura no se cierre por completo. (<http://www.petrostrategies.org>. 2012)

Los disparos son bajados con tubería flexible y accionados mediante presión en el cabezal. Estos son espaciados dependiendo de la permeabilidad de la formación que en yacimientos de diatomitas es baja en consecuencia es muy frecuente que las etapas se encuentren muy juntas. En promedio se realiza una etapa de fractura cada 40 [m]. Para hacer la etapa siguiente, la etapa que se termino es aislada con tapones puente perforables, son hechos típicamente de hierro fundido, aluminio, plástico o materiales frágiles.

No obstante, que se obtienen resultados diferentes en pozos horizontales y que al inicio del fracturamiento, es variable de tapa a etapa las siguientes técnicas de fractura han sido positivas en el impacto general con respecto a mejorar de conexión del pozo a la fractura, no existe un procedimiento fijo para su ejecución, sin embargo, el siguiente procedimiento ha demostrado ser eficaz:

1. Selección de los intervalos del pozo con una baja densidad de fracturas naturales y una adherencia del cemento competente.
2. La perforación sobre balance o sobre balance extremo.
3. Iniciar con "píldoras" viscosas a una velocidad de inyección alta.
4. Limpiar el pozo entre etapas para evitar que en el inicio del proceso de fractura conecte con el apuntalante.

Una exacta comprensión del perfil de la tensión de cierre de fractura ayuda a la colocación del pozo horizontal a la profundidad vertical correcta y lograr un efectivo crecimiento de la altura de la fractura requerida.

El fracturamiento hidráulico de multiples etapas en pozos horizontales se ha considerado como un camino para reducir el numero de pozos de desarrollo requeridos y aumentar la productividad de los pozos Figura 3.5. Estos procedimientos son críticos para el éxito de la colocación del apuntalante en todos los pozos horizontales y claves para una favorable respuesta en la producción.

3.7.1.- DISEÑO Y EVALUACIÓN DE FRACTURAS HIDRAULICAS

La orientación de la fractura se mide utilizando medidores de inclinación durante el fracturamiento hidráulico. La integración de varias técnicas de diagnostico tal como el análisis de la red de fracturas, la cartografía de la fractura con el inclinometro, la prueba hidráulica de resistencia, los registros de producción y vídeo después del

fracturamiento, revelan que la pobre conexión entre el pozo y la fractura es por el complicado inicio del fracturamiento múltiple a lo largo del pozo horizontal. Muchas de las cuales no son eficazmente conectadas a las perforaciones.

Para realizar un diagnóstico de la fractura se hace uso del inclinómetro, registros tomando en consideración los siguientes aspectos y con ellos realizar la re-ingeniería del tratamiento de la fractura

- a) La estimación de las dimensiones de la fractura.
- b) Determinar la ubicación de la próxima fractura con respecto a las perforaciones.
- c) La evaluación de la eficacia de la corrección del pozo vertical cercano.

Un mejor diagnóstico incluye la inyección de agua o gel para “asegurar” los puntos de cierre de fractura, caracterizar la conexión del agujero con la fractura usando una combinación de pruebas de reducción de gasto y bache apuntalante. También se ve afectada por problemas de limpieza después del fracturamiento, resultado de la falta de transporte de recortes de los compuestos del tapón puente durante la circulación por el espacio anular.

El comportamiento de la presión en la red de fracturas hidráulicas dentro de áreas reducidas, puede indicar el crecimiento de la altura de la fractura. Cuando se inicia el fracturamiento de manera desfavorable puede causar problemas en la ejecución de la fractura con una respuesta de producción perjudicando la conexión de la fractura con el pozo. Los posibles canales que se extienden a lo largo del pozo lejos de las perforaciones creadas son un conducto para el fluido de fracturamiento.

Para medir el crecimiento de la altura en la fractura con más precisión es empleada la cartografía en el fondo del pozo realizado con el inclinómetro en cuatro etapas del tratamiento de la fractura.

La cartografía de las fracturas con el inclinómetro de fondo de pozo revelan que en este tipo de litologías el crecimiento promedio de la fractura hacia abajo del pozo es de solo 4.5 [m] y un crecimiento de la altura de la fractura promedio superior de 95 [m]

Para los pozos horizontales existen varias opciones de tapones intermedios para aislar un tratamiento de fractura de otro. Esta herramienta es típicamente instalada ya sea

por movimiento mecánico rotatorio o recíprocante o con presión hidráulica, los hay inflables, perforables y recuperables.

Los tapones inflables son más resistentes a los escombros después de una limpieza de fondo de pozo en pozos horizontales. Estos tapones son diseñados con un tapón sólido (válvula) de estrangulamiento que podría ser removido con presión hidráulica para permitir la comunicación al tratamiento de fractura cuando el tapón intermedio no se puede remover.

Varios factores contribuyen en la complejidad del comportamiento de las fracturas en yacimientos de diatomitas.

- α) La naturaleza de la diatomita (bajo módulo de resistencia, alta heterogeneidad, grietas o fracturas presentes en el sistema, etc).
- β) La estrategia de perforación utilizada en el intervalo.
- χ) La historia de producción e inyección del campo (nivel de la alteración de la presión de poro, el análisis del crecimiento).

Si cada etapa de fractura tiene como objetivo un intervalo de la formación de cerca de 60 [metros]. Se utiliza una estrategia de perforación múltiple de conjunto de acceso limitado para proporcionar una distribución vertical de cada etapa del fracturamiento a través del intervalo objetivo.

Para un intervalo perforado mayor que dos diámetros del pozo, las fracturas múltiples pueden ser iniciadas en el pozo y/o en la fractura desde el inicio y crece a lo largo del agujero antes de girar en dirección del máximo esfuerzo horizontal, sin tener en cuenta la dirección del pozo, si el intervalo perforado es menor a dos diámetros de pozo es más probable que la fractura que inicie de manera normal en el pozo y reduce la probabilidad del crecimiento a lo largo del pozo y por lo tanto reduce la propagación simultánea de la fractura hidráulica múltiple.

El diseño de los disparos por lo general es de cuatro grupos de 18 agujeros espaciados en 18 a 21 [m]. El objetivo de esta estrategia de grupos múltiples es crear una fractura independiente en cada grupo de perforación, debido a que conectar los grupos puede permitir que un intervalo no deseado domine el crecimiento de la fractura. Esto se puede lograr con un fluido que provee de apuntalante para el

transporte sin ser de viscosidad alta, siendo bajo en polímeros reduciendo la tendencia al crecimiento de la fractura.



Figura 3.6.- Los disparos crean un túnel en el pozo.(Behrmann L. 2004)

Explosivos diseñados para afectar a una determinada dirección preferente. Las cargas huecas son los más utilizados para perforar pozos, pero puede ser una fuente de energía para la adquisición de datos sísmicos como lo muestra la Figura 3.6.

Un dispositivo que utiliza una reacción en la cavidad de efectos explosivos que genera una alta presión y alta velocidad para crear una perforación en el pozo. La forma del material explosivo y el metal del revestimiento determinan la forma de la reacción del disparo y de las características del rendimiento de la carga. La presión alta y la velocidad del disparo son afectadas por los materiales, tales como el acero, el cemento y la roca de la formación, al fluir plásticamente todo el camino el disparo crea la perforación del túnel.

3.7.2.- RETORNO DEL APUNTALANTE

La producción de apuntalante ha sido un problema permanente desde la aplicación del fracturamiento hidráulico, los tapones de arena en el agujero y en el sistema de recolección, asimismo el acelerado desgaste de las bombas son algunos de sus afectos como se observa en la Fig. 3.5.

El retorno del apuntalante de los pozos fracturados hidráulicamente puede acarrear arena, provocar un desgaste en el barril y el émbolo de la bomba lo que genera un aumento en los costos por la tracción del bombeo mecánico de los pozos.

Una vía para combatir el desgaste de las bombas ha sido hacer su configuración de manera que sean capaces de bombear arena. Otra solución es minimizar la entrada de la arena en las bombas colocando filtros de malla de alambre en el fondo del pozo, cuando se utilizan los filtros en el fondo de pozo la vida de las bombas aumenta un 135%.

3.8.- LIMPIEZA DE LOS POZOS HORIZONTALES

En pozos productores horizontales la entrada de arena no ha sido un problema importante, las unidades de limpieza que utilizan tubería flexible con espuma por lo general no encuentran volúmenes significantes de arena.

La limpieza de los pozos es esencial, sin una buena limpieza se genera un tapón en la sección donde el pozo es desviado, este problema es originado generalmente por una insuficiente velocidad de circulación del lodo de perforación ocasionando que los recortes de la formación se asienten. La circulación inversa también ayuda para una buena limpieza en los tratamientos de fractura.

3.9.- PRINCIPIOS DE LA REORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

Los siguientes mecanismos explican el fenómeno de la reorientación de la fractura

Efectos poro elásticos por la inyección de agua.

Deslizamiento inducido por falla.

Compactación del yacimiento.

Las fracturas hidráulicas por lo general siguen la dirección de la máxima tensión pero esto se complica con la presencia de las variaciones en dicha tensión. Una vez que una fractura se propaga, continúa a lo largo de una trayectoria. La razón de esta "inercia" es porque las fracturas no sólo son afectadas por la tensión in situ, sino que también interactúan con su propio campo de tensiones. Este efecto es gobernado por la relación de la presión en la red y la diferencia inicial de las principales tensiones. Si la presión en la red es baja en comparación con la inclinación de la tensión, la fractura siempre se propagará en la dirección del máximo esfuerzo.

La producción y la inyección producen cambios en la tensión. La producción lleva a la compactación, mientras que la inyección provoca la expansión de la roca debido a la disminución de la tensión efectiva. La inclinación de la tensión perpendicular al plano de fractura, la presión de la red, la presión de inyección y la presión del yacimiento son los principales factores en la reorientación de la fractura.

El cambio en las tensiones horizontales puede ser el 60 y hasta un 80% del cambio en la presión de poro, pero el cambio en la diferencia de la inclinación de la tensión horizontal es generalmente mucho más pequeño para un perfil de inyección de agua circular. El cambio inducido por la diferencia de la tensión es bastante pequeño, aproximadamente de un 10% del cambio en la presión de los poros. Sin embargo, la situación es diferente cuando el pozo es fracturado y la permeabilidad del yacimiento es baja. En ese caso, el disturbio de la presión es alargado y el cambio en la diferencia de tensión puede ser mucho mayor.

El espaciamiento de los pozos debe ser muy estrecho para permitir una recuperación significativa de las reservas del lugar, debido a la combinación de la baja permeabilidad del yacimiento y la longitud relativamente corta de la fractura. Si el espaciamiento de los pozos es mucho mayor que la longitud de la fractura, la evaluación de los efectos de las tensiones sobre los pozos se debe hacer por separado. Sin embargo, en los campos de tierra de diatomeas es muy común que el espaciamiento sea muy estrecho.

El patrón geométrico de los pozos tiene una profunda influencia en el cambio de la tensión debido a la extracción e inyección de fluidos. La interacción de los disturbios en la presión de los poros adyacentes es importante. Cuando el esquema de recuperación utiliza una línea de pozos productores e inyectores en líneas alternas de cinco puntos, habrá bandas de baja y alta presión en el yacimiento.

Un objetivo primario es caracterizar el crecimiento de la fractura hidráulica utilizando los siguientes diagnósticos de fractura.

- a) La cartografía del inclinómetro de la fractura en la superficie (parámetros de orientación de fractura)
- b) La cartografía del inclinómetro de la fractura en el fondo de pozo (dimensiones de la fractura)

- c) Análisis de la presión en la fractura (relacionar los resultados del inclinómetro contra el comportamiento de la presión de la fractura).

Además de mejorar la comprensión del comportamiento de la fractura en pozos de desarrollo y su desempeño se debe involucrar la evaluación del impacto de la estrategia de la etapa y el tamaño del tratamiento en el crecimiento de la fractura.

La enorme diferencia en la variación del azimut se debe a la dilatación inducida por el fracturamiento del pozo inyector que actúa para reforzar la orientación preferente a lo largo de las líneas de los pozos de inyección. En contraste, la caída en la presión en los pozos fracturados de producción, en combinación con la perturbación de la tensión causada por los pozos inyectores adyacentes, tienden a eliminar la diferencia en la tensión horizontal inicial que define la orientación principal.

La rotación del azimut es errático en lugar de uniforme, como sugiere el modelo geomecánico, de un caso ideal porque con una baja diferencia de la tensión, la orientación de la fractura se regirá por las condiciones de las variaciones locales en la producción y la inyección, de la efectividad de las fracturas adyacentes, y de la heterogeneidad de la formación. La variación se debe a diferencias en las propiedades de la roca a través del intervalo de la terminación, de las variaciones en la producción del campo, de la historia de inyección de agua, de las diferencias en las dimensiones de la fractura y de la eficiencia de los pozos adyacentes.

Cuando se combinan los resultados de la orientación e inclinación en la superficie, los de la cartografía del fondo de pozo con el inclinómetro de la fractura incluyen la altura, la longitud media y el ancho promedio de la fractura. La variación en el azimut de la fractura hidráulica y un porcentaje de la componente horizontal son dramáticamente más pequeños en pozos situados a lo largo de la línea de los pozos inyectores alineados con la orientación inicial de la fractura preferente, en comparación con los pozos ubicados en la línea de los pozos productores

La radical diferencia en los resultados de la orientación de la fractura entre las filas de los pozos productores e inyectores es coherente con los resultados del modelo geomecánico, muestran que para las diatomitas, la reorientación se produce principalmente a lo largo filas de los pozos productores.

El modelado geomecánico debe mostrar si la reorientación es mucho más severa con la combinación de la producción e inyección de agua, que con sólo producción. También es posible que la reorientación observada sea superior a la esperada debido a los efectos no elásticos, o porque las condiciones de campo son más severas que las del modelo (espaciamiento de pozo, presiones, etc).

La variación en los resultados de etapa a etapa puede deberse al contraste de la tensión en la capa adyacente, los efectos compuestos en la interface de la capa, de la etapa de perforación y del diseño de la fractura. Es posible que haya otros factores que afecten la diferencia en la tensión, más allá de la elasticidad lineal del poro. Por ejemplo, en algunos campos de California las diatomitas se colapsan, el poro y el movimiento de fallas entre capas de diferentes rocas pueden ser importantes para explicar los cambios en la tensión.

La reducción en la tensión de sobrecargar a lo largo de las filas de productores contribuye en la iniciación y crecimiento de las fracturas horizontales.

3.9.1.- REORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

La producción de fluidos del yacimiento e inyección de agua alteran significativamente la geometría de la fractura creada en pozos de desarrollo, resultado de los cambios poro elásticos en la tensión, pero también la reorientación de la fractura generada depende de manera crítica del patrón de pozos productores e inyectores y su interacción.

El desarrollo económico de los campos se ve obstaculizado por el bajo modulo de Young de los poros de las diatomitas, lo cual limita que la fractura hidráulica alcance mayor longitud (las fracturas tienden a ser más anchas y más cortas a causa del bajo módulo) y agrava el problema con el agotamiento inducido por la compactación del yacimiento.

Un fenómeno que debe ser considerado en la planeación de la inyección de agua, es la reorientación de la fractura, provocada por la misma inyección. Para demostrar tal efecto se debe contar con un gran número de datos de la orientación de la fractura hidráulica, tomados con un inclinómetro.

La cartografía realizada con el inclinómetro de las fracturas determina en la superficie la orientación (azimut y buzamiento) de las fracturas inducidas, formado por una componente vertical y una componente secundaria sub horizontal de la fractura, ver Figura 3.7.



Figura 3.7.- La Cartografía se realiza con el inclinómetro. (<http://www.minera.net.com.ar/educacion>. 2012)

El conjunto de datos que son obtenidos con el inclinómetro muestra la interacción entre los pozos productores y los inyectores, resultado de una perturbación en la tensión a gran escala, produciendo una tensión en la estructura "espacio y columna". Tanto el azimut de la fractura y el grado del fracturamiento secundario sub horizontales son controlados por la ubicación de pozos de desarrollo con respecto a la cercanía de los pozos inyectores.

Debido a la baja permeabilidad vertical de la diatomita, la eficaz cobertura de la altura de la fractura es fundamental para el éxito. La longitud media de la fractura es también una variable clave, ya que el objetivo de la longitud media es cerrar el espaciado de los pozos y la intersección de la fractura hidráulica de los productores colindantes es más común de lo deseado.

Un amplio rango en la altura y la longitud media de la fractura es debido a:

- α) Las variaciones en un contraste de tensiones o esfuerzos, causados por el agotamiento de la presión de poro y / o el gravamen de las capas a través de la columna de diatomita.

- β) Los efectos compuestos en la interface de las capas.
- χ) La extensión en la conexión de la perforación grupal.
- δ) La estrategia de la etapa de perforación.
- ε) El diseño de la fractura.

Los primeros dos mecanismos tienen un impacto directo en la altura de la fractura, y por tanto también afecta a la longitud media.

Cuando se perforan pozos productores de desarrollo alineados con pozos inyectores producen fracturas que crecen cerca de la orientación de la fractura inicial. En contraste, los pozos de desarrollo que no se encuentran en línea con los pozos inyectores producen fracturas de azimut altamente variables aumentando de forma considerable, el fracturamiento secundario sub-horizontal, los cuales aumentan el riesgo de "corto circuito" en el barrido de la inyección de agua.

Un cambio en la presión de los poros provoca variación en el volumen y en las tensiones asociadas al modelo geomecánico debido a la compresibilidad del material, relacionado con el módulo de Young y el coeficiente de Poisson.

Si el gradiente de presión entre los pozos de producción e inyección es relativamente grande en relación con las tensiones in-situ en la lejanía del campo, entonces puede ocurrir reorientación de la tensión del buzamiento.

Con un modelo geomecánico se pueden explicar los cambios en la tensión. Este permite varios escenarios de desarrollo de la perforación para optimizar la recuperación con la inyección de agua, que independiente del módulo puede variar considerablemente debido a la litología de la diatomita y fase de cuarzo.

El modelado geomecánico sugiere que las fracturas localizadas en los pozos de desarrollo cerca de un inyector tenderán a girar hacia el inyector, como resultado de la reducción de la tensión alrededor del área de carga de la presión de poro (dilatación de la formación). Dado que la tensión es mayor en la vecindad del inyector, las fracturas en realidad no crecen hasta la intersección con el inyector, pero luego deja de crecer en esa dirección o alejarse de la tensión más alta.

El único parámetro de la roca que afecta al cambio en la tensión debido al cambio en la presión de poro es el coeficiente poro elástico que depende básicamente de la

relación de Poisson. Incluso si el coeficiente de Poisson varía entre un valor de 0,29. Aparte de las propiedades de la roca, el coeficiente poro elástico efectivo también depende de la geometría del yacimiento. Presumiblemente, este efecto es de igual magnitud que la incertidumbre en los parámetros de otra roca, por lo tanto, el único parámetro en la simulación que tiene una significativa influencia, es realmente el esfuerzo horizontal máximo.

Las simulaciones poro elásticas sólo predicen una reorientación grande debido a una pequeña inclinación de la tensión de menos de 14 [Kg/cm²] en 300 [m] de profundidad, es decir, una diferencia menor que 0.04 [Kg/cm²]/m], con una inclinación de 42 [Kg/cm²] no hay reorientación.

Los efectos poroelásticos en algunas capas se traducen en un aumento en las magnitudes de la tensión y en otras en una disminución, afectando a las dimensiones de la fractura creada (longitud, ancho y altura). La cartografía del inclinómetro en el fondo del pozo es utilizada en proyectos de tratamiento para evaluar las dimensiones de la fractura, además se realiza un análisis de presión en la fractura para vincular las inclinaciones observadas con el comportamiento de un tratamiento a presión.

Se tienen que realizar simulaciones para evaluar la sensibilidad a la reorientación a las condiciones de presión de inyección y la desviación de las tensiones horizontales en un modelo de cinco puntos. Los parámetros más importantes a evaluar son los siguientes:

- a) La cantidad de la reorientación de la tensión que puedan ocurrir durante la perforación de desarrollo
- b) El impacto del cierre en los pozos productores e inyectores colindantes.

Una gran variación en las propiedades verticales del yacimiento, combinada con la producción y las operaciones de inyección de agua, da lugar a grandes variaciones en la presión en los poros, tanto vertical a través de la columna de la diatomita y lateralmente de pozo a pozo. La baja permeabilidad de la formación hace que una estimulación efectiva, sea fundamental para el éxito del desarrollo. En cualquier modelo se debe asumir que la orientación de la tensión no se ve afectada por los pozos más lejanos.

3.9.2.- LA REORIENTACIÓN DE LA FRACTURA EN LAS DIATOMITAS

En muchas ocasiones la dirección de la fractura define la franja del aumento o pérdida de la presión del yacimiento sobre las líneas de los pozos productores e inyectores, estas fracturas siguen principalmente la dirección de la tensión máxima.

Para una red de baja presión lo cual es característica en las diatomitas, las fracturas tienden a seguir la trayectoria de la tensión y en una red de alta presión. La fractura se inicia a lo largo de la trayectoria de la tensión, desviándose lentamente de su ruta original para cambiar la trayectoria de la tensión.

Cuando existe una extrema diferencia en la presión ocurre una severa reorientación en la fractura si ésta se encuentra en una fila de los pozos productores, pero la fractura permanece básicamente sin cambios a lo largo de las filas de los pozos inyectores. Si la diferencia de las tensiones fuera pequeña entonces las variaciones locales continuarían debido a las fallas o heterogeneidad que se pueden esperar sean en la dirección dominante de la tensión. Dicha reorientación del campo pueden ser más grave debido al espaciamiento de los pozos, los largos periodos de producción, la alta presión de inyección de agua, la disminución de la presión al producir, las variaciones locales en la producción y la historia de la inyección.

Como la presión de poro se reduce a lo largo de la línea de pozos productores, la sobrecarga se desplaza hacia las filas de los pozos inyectores adyacentes a través del mecanismo de arco de tensión. La reducción de la tensión de sobrecargar a lo largo de las filas de productores coadyuve en la iniciación y crecimiento de las fracturas horizontales.

Cerca de los pozos inyectores la roca se expande y desde las franjas de alta presión alineadas con las fracturas no se pueden expandir, la tensión aumenta a lo largo de las franjas. El efecto inverso se produce a lo largo de las franjas de los pozos productores, donde la roca se reduce, la tensión disminuye a lo largo de líneas. Esto causa un cambio en la dirección en la tensión, ya que las dos tensiones horizontales llegan a ser casi iguales.

3.9.3.- ESTRATEGIAS PARA LA POSIBLE MITIGACIÓN DE LA REORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

Entre las posibles estrategias para prevenir o mitigar la variabilidad adversa de la orientación de la fractura y componentes horizontales de los pozos de desarrollo pueden ser las siguientes:

- a) En las zonas principalmente bajo agotamiento primario, terminar la perforación de desarrollo a la densidad deseada antes de la implementación de la inyección de agua. Esta es la solución más simple y eficaz, puesto que la producción por sí sola no tiene mucho impacto en el desarrollo de la reorientación o en la componente horizontal. probablemente será necesaria la evaluación en un proyecto piloto, ya que no existen ejemplos con esta estrategia comparable.
- b) El cierre de los pozos productores e inyectores locales para equilibrar los gradientes de presión antes de fracturar los pozos de desarrollo. Esta estrategia podría resultar costosa e impopular, pero puede ser necesario cerrar tres meses o más para tener el impacto deseado en el comportamiento de la fractura.
- c) Se debe considerar la posibilidad de cambios en el patrón de los pozos de desarrollo para aprovechar el comportamiento deseable de la fractura a lo largo de la línea de pozos inyectores. La consideración de esta estrategia requiere una evaluación del impacto en el barrido del yacimiento.

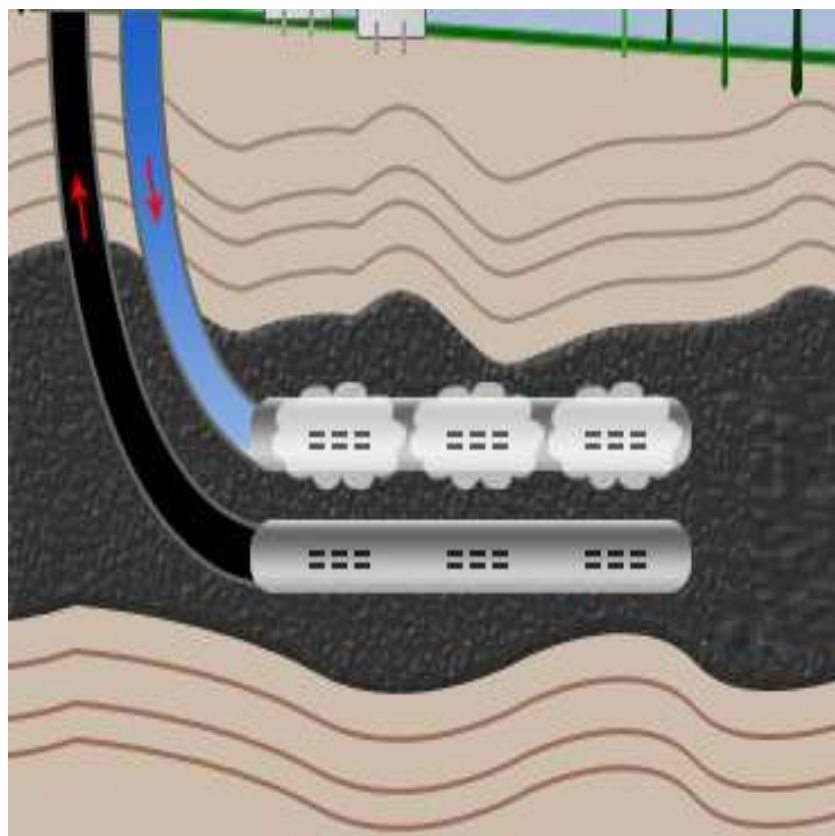
Esta evaluación dependerá de los conocimientos del azimut de la fractura del inyector de agua, que puede seguir la orientación preferente inicial, ser afectados de manera variable en la misma forma que los tratamientos apoyados, o seguir a lo largo de los planos de corte como se ve con otros de baja frecuencia.

- d) En los intervalos con exceso de componente horizontal hay que considerar un tratamiento de refracturamiento inmediato, ello para evaluar el éxito del aumento de la tensión vertical local, y así aumentar la tendencia de crecimiento de la fractura vertical.

La estrategia de recuperación utilizada en particular (por ejemplo agua, vapor, CO₂, etc), y el conocimiento de la técnica y el conocimiento de los efectos económicos y

técnicos de la componente horizontal de azimut y ayudará con la evaluación de la viabilidad de las estrategias de mitigación.

CAPÍTULO 4



EXPLORACIÓN BAJO PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

4.1.- RECUPERACIÓN SECUNDARIA

En los yacimientos de diatomitas, la inyección de agua es forzada a reemplazar cada barril de fluido producido con el fin de lograr "cero porosidad vacía" en una permeabilidad extremadamente baja. Como resultado de esta inyección son generados importantes gradientes de presión dentro del yacimiento, aun en condiciones de cero porosidad vacía. Estos gradientes, junto con la compactación dan lugar a cambios significativos en la tensión local del campo, las perturbaciones locales a su vez resultan en la reorientación de las fracturas hidráulicas en pozos de desarrollo y posiblemente contribuyen de manera significativa a una potencial ruptura de la tubería de revestimiento.

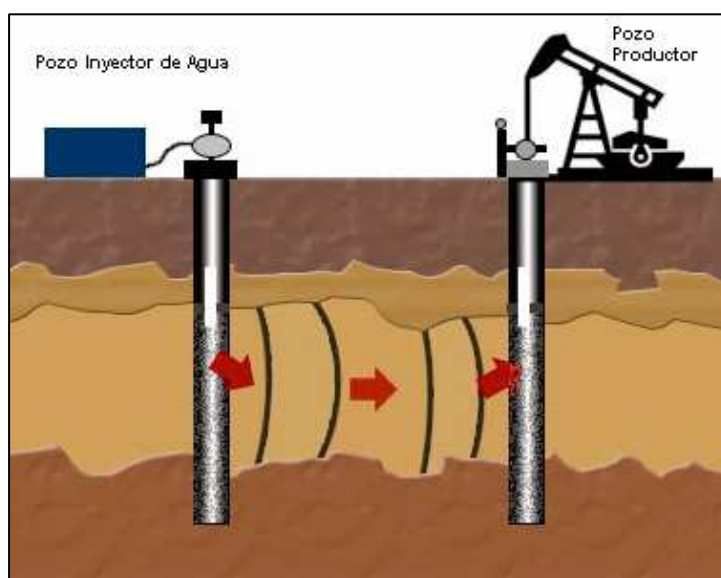


Figura 4.1.- Inyección de agua modificada de (<http://robertyaci.blogspot.com>,2012).

La inyección de agua se ve como un método para mejorar la recuperación en algunos de estos yacimientos. El éxito de un proyecto de inyección de agua o vapor depende de la ubicación de pozos, las características de los fluidos y la calidad de la formación, se debe de realizar en la porción principal de la diatomita lo que puede excluir a la mayor permeabilidad Figura 4.1.

4.1.1.- INYECCIÓN DE AGUA

Este método es necesario para reducir al mínimo la compactación de las rocas la cual induce un daño a la tubería de revestimiento, aumentar la recuperación de aceite a largo plazo más allá del rango de un solo dígito alcanzable con la recuperación

primaria. Además de dar solución principalmente a los hundimientos asociados al alto índice de averías en los pozos, debido a la diferencia en la compactación lateral.

La inyección de agua en yacimientos de diatomeas ha sido ampliamente empleado por dos razones:

1. Aumento en la recuperación total.
2. Para mitigar los efectos de compactación del yacimiento y el hundimiento en la superficie como resultado.

4.1.2.- IMBIBICIÓN

La imbibición: proceso de desplazamiento de un fluido que ocurre cuando la fase mojante se incrementa.

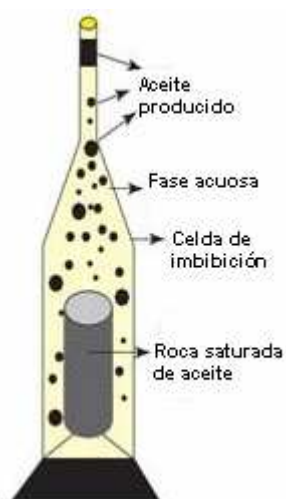


Figura 4.2.- Celda de imbibición contracorriente (Babadagli T.,2005).

La imbibición contracorriente es donde una fase mojante (agua) desplaza una fase no mojante (aceite) espontáneamente bajo la influencia de fuerzas capilares tal que la fase no mojante (aceite se mueve en sentido opuesto al agua) Figura 4.2.

Si por alguna razón, el drene se interrumpe y comienza un desplazamiento con agua (por pérdida del sello de la trampa o por inyección de agua durante la explotación de un yacimiento), la presión capilar del sistema evoluciona conforme a la curva de imbibición. El desplazamiento del hidrocarburo no es completo durante la imbibición, pues parte del mismo queda retenido en la red de poros bajo la forma de Saturación de aceite residual (S_{or}).

El drene es el proceso por el cual la fase no-mojante se incrementa y desplaza, del medio poroso, a la fase mojante. Es un proceso forzado (no espontáneo) pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar.

La imbibición espontánea es quizás el fenómeno más importante en la recuperación de aceite de yacimientos naturalmente fracturados. Para tales yacimientos, la tasa de transferencia de masa entre la roca matriz y las fracturas por lo general determina la producción de aceite (Warren y Root 1963).

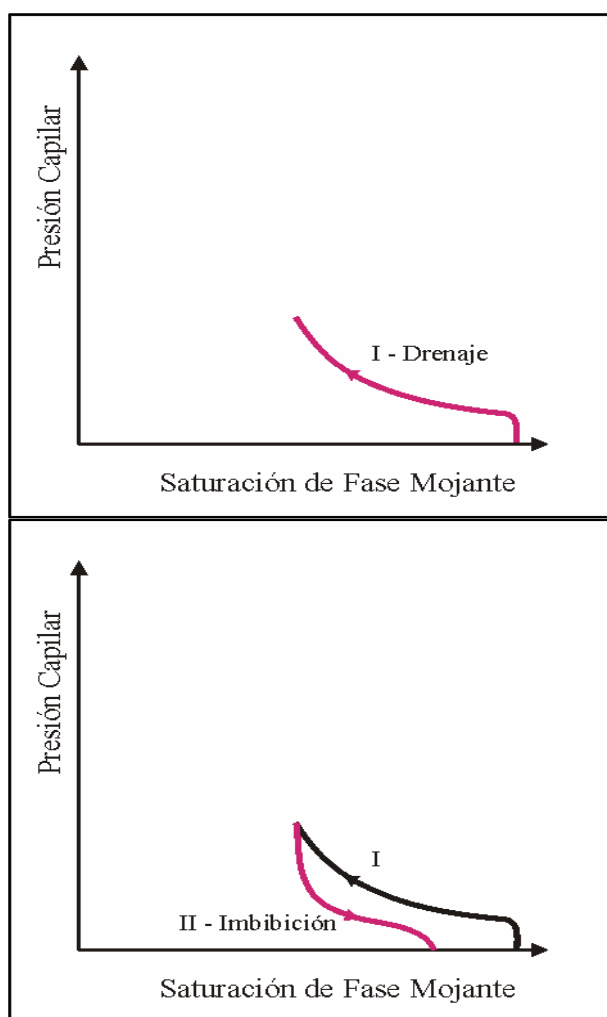


Figura 4.3.- Procesos de imbibición y drenaje tomada de (<http://www.inlab.com.ar/Histeresis.htm>,2003).

Imbibición es también esencial en la evaluación de la mojabilidad de roca (Jadhunandan y Morrow, 1991; Morrow, 1994). Para la imbibición espontánea, la principal fuerza motriz es la presión capilar. Por lo general, el desplazamiento tiene lugar en un número finito pero pequeños capilares (cf, (Sahimi 1995).

Una de las primeras investigaciones de la dinámica de la imbibición es proporcionado por Handy (1960) que examinó el límite de las fuerzas capilares que domina en la flotación y las fuerzas viscosas.

La Imbibición define el proceso por el cual un fluido mojante desplaza un fluido no-mojante. La fuerza capilar obliga al fluido mojante a permanecer alrededor de la estructura de los poros de la roca, mientras que el fluido no-mojante es expulsado
Figura 4.3.

En el caso de los sistemas fracturados, las fuerzas de imbibición son más grandes y la recuperación llega a ser más eficiente. Si la inyección de agua no puede desempeñar un papel importante en la imbibición, el agua será dirigida a través de la red de fracturas entre los pozos inyectoros y los productores causando que la inyección de agua sea un fracaso. La imbibición capilar y la influencia de acuíferos son fenómenos muy importantes durante la inyección de agua, y en medios porosos fracturados, es necesario una mejor comprensión de la interacción del sistema matriz-fractura y de la imbibición en general para caracterizar eficazmente estos procesos.

En la imbibición capilar las fuerzas a escala microscópica determinan en gran parte la rapidez y facilidad de la inyección del agua en una formación de baja permeabilidad a través de un pozo inyector hidráulicamente fracturado o en los sistemas naturalmente fracturados con un alto grado de interconexión, las fuerzas de imbibición debe ser grandes para que la inyección de agua tenga éxito. Si estas no son lo suficientemente grandes el agua se propaga a través de la red de fracturas del pozo inyector al pozo productor presentando una imbibición en la matriz muy pequeña, en consecuencia el agua de inyección será producida. Del mismo modo para la inyección de vapor en la matriz de una roca de baja permeabilidad debe ser superada una gran presión capilar en la entrada.

En estos yacimientos por lo general se determina la producción de aceite con la velocidad de transferencia de masa entre la matriz de la roca y las fracturas. La Imbibición, además es esencial para la evaluación de la mojabilidad de la roca. Para la imbibición espontánea la principal fuerza es la succión capilar.

Una de las primeras investigaciones de la imbibición dinámica, examina el límite de las fuerzas capilares que dominan la flotación y las fuerzas viscosas. Esta señala que la imbibición según la hipótesis puede ser descrita por una ecuación de difusión o como una ecuación de avance frontal.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = D \nabla^2 \phi(\vec{r}, t) \quad (4.1)$$

Donde:

ϕ concentración del material que se difunde.

t es tiempo,

D es el coeficiente de difusión colectivo,

\vec{r} es la coordenada espacial.

∇^2 representa el vector operador diferencial naba.

La principal diferencia entre las dos ecuaciones es que la ecuación de difusión supone que los poros más pequeños son los primeros en llenarse y los poros más grandes se llenan posteriormente.

$$x_f = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{df_w}{ds_w} \right)_f \quad (4.2)$$

Donde

A es el área transversal de desplazamiento

q es el gasto de

ϕ es la porosidad.

s_w es la saturación de agua.

f_w es el avance del frente.

La ecuación del avance frontal supone que todos los poros de diferentes tamaños se llenan simultáneamente porque los poros grandes están bien conectados con los poros pequeños y viceversa. Ambos procesos estiman la masa de agua absorbida que depende linealmente de la raíz cuadrada del tiempo. Se piensa que lo supuesto para la ecuación de avance frontal describe un proceso más cercano a la realidad dado que el resultado final de la imbibición en el proceso con la ecuación de difusión es muy repentino e inesperado.

4.1.3.- IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA Y FORZADA

Para cualquier proceso que implique inyección de agua, el papel de la transferencia a través de la imbibición de la matriz a la fractura es importante en la determinación de la recuperación de aceite. Prácticamente todos los procesos de recuperación en diatomitas y otros yacimientos de baja permeabilidad se basan en la imbibición espontánea o forzada.

El tipo, la rugosidad y la conectividad de los poros son especialmente importantes para la imbibición porque el agua se mueve simultáneamente en las esquinas y en las grietas de los poros. El avance es de forma de pistón y llena los cuerpos de los poros cooperativamente.

El gasto y magnitud del flujo de agua durante la imbibición espontánea y forzada depende principalmente de la presión capilar en comparación con la curva de saturación de agua, la saturación inicial de agua, las curvas de permeabilidad relativa, y la viscosidad de los fluidos mojante y no mojante.

Las fuerzas capilares son significativas y compensan parcialmente la baja permeabilidad de la formación. Así el potencial de la imbibición de agua es grande y en algunos casos la velocidad de imbibición rivaliza con las muestras de areniscas mucho más permeables.

Es evidente que la imbibición potencial es función de la viscosidad, de la tensión interfacial, de la mojabilidad, de la relación de movilidad y de las propiedades de la roca cuando la aceleración gravitacional es despreciable. Aparentemente en los sistemas aire /agua /diatomita exhiben un mayor potencial de imbibición debido a la baja viscosidad, a una alta tensión superficial y a una fuerte condición de mojabilidad. Para los sistemas agua/aceite /diatomita al elevar la temperatura resulta en un sistemático incremento en la imbibición potencial tanto en el aceite mineral como para aceite, con la misma temperatura la imbibición potencial disminuye con el aumento en la viscosidad del aceite y un decremento en la mojabilidad del agua.

La temperatura afecta de manera significativa a la imbibición de agua y la recuperación en los núcleos de diatomitas saturados de aceite. La velocidad de imbibición aumenta y la saturación de aceite residual de imbibición espontánea disminuye sistemáticamente con el aumento de la temperatura.

Los resultados experimentales indican que la mejora en la recuperación con la temperatura se produce a través de una relación de movilidad favorable y con una alteración en la mojabilidad. La reducción significativa de la viscosidad del aceite como una función de la temperatura disminuye la proporción de la movilidad y este efecto siempre favorece en un aumento de la velocidad de imbibición espontánea.

La alteración de la mojabilidad hacia un estado más mojado por agua con el aumento en la temperatura, se evidencia por una disminución en la saturación del aceite residual inicial también favorece la imbibición. Sin embargo, existe una competencia entre el aumento de la mojabilidad con el agua y la disminución de la tensión interfacial con la temperatura.

La disminución de la tensión interfacial es un efecto menor en comparación con el cambio de mojabilidad.

4.1.4.- CARACTERISTICAS DE LA IMBIBICIÓN ESPONTÁNEA EN DIATOMITAS

Las diatomitas presentan una estructura de poros finos y significativa rugosidad a nivel relativo a la roca arenisca facilitando así el flujo de agua absorbida. Para describir la estructura de poro de la diatomita se emplean la porometría de mercurio y un microscopio de exploración electrónico. A pesar de una marcada diferencia en la porosidad y la permeabilidad en comparación con la roca arenisca, se encuentran tendencias similares en los perfiles de saturación.

Debido a la importancia de la imbibición en la recuperación de aceite, esta se ha estudiado ampliamente. Sin embargo, aun todavía no es posible generalizar el rendimiento a través de la imbibición en los tipos de roca. Por lo tanto, es útil realizar un estudio sistemático sobre el transporte de fluidos en las diatomitas y en areniscas. El flujo impulsado por las fuerzas capilares es relevante para los procesos de flujo que se efectúan en el yacimiento.

La mayoría de los estudios experimentales de flujo en rocas fracturadas se han centrado en los componentes individuales y en el flujo multifásico en las fracturas que es limitado por una roca impermeable o por la imbibición en un solo bloque de tamaño variable.

Otros estudios se han enfocado en la comprensión de las propiedades de los medios porosos en la fractura, como la presión del fenómeno capilar, la continuidad entre los

bloques adyacentes de la matriz, la permeabilidad relativa de la fractura y la imbibición en paralelo o contra corriente.

Utilizando técnicas de simulación numérica, Blair encontró que la cantidad y el gasto de aceite producido después de un período de imbibición aumentan con la disminución de la saturación inicial de agua a causa de la imbibición espontánea a contracorriente.

Zhuo estudió la relación de la mojabilidad, saturación inicial de agua y la recuperación de aceite por imbibición espontánea a contracorriente e inyección de agua en sistemas aceite-agua-roca (areniscas) con porosidad de 20 al 22 % y la permeabilidad de 194 a 394 md con diferentes valores de la saturación inicial de agua de 15, 20 y 25%. Encontró que tanto la tasa de imbibición y la recuperación final de aceite en términos del aceite original en sitio se incrementó con el aumento de la saturación inicial del agua, mientras que la recuperación de aceite por inyección de agua disminuye.

Viksund realizó 51 pruebas de imbibición espontánea contracorriente en diferentes tipos de rocas con una amplia gama de porosidad y permeabilidad en el sistema roca-fluidos, roca-aceite-agua, encontró que la recuperación final de aceite por imbibición espontánea de agua en la arenisca mostró poca variación con el cambio de la saturación inicial de agua del 0 hasta aproximadamente el 30%. La variación en la recuperación final del aceite obtenida por Zhou en la arenisca era grande. Para comparar, Viksund informó que la recuperación final de aceite por imbibición espontánea en calizas presentó una variación significativa y disminuyó de manera sistemática con el aumento de la saturación inicial del agua que van de 0 a 51%.

El gasto de imbibición en la arenisca disminuye con el aumento de la saturación inicial de agua del 0 al 6%, alcanzando un mínimo para el rango de 6 al 15%, y después se incrementa con el aumento en la saturación inicial de agua, del 15 al 30%.

Cil reportó que la recuperación de aceite para valores de 0 y 20% de saturación inicial de agua, mostró diferencias insignificantes en su comportamiento (en términos de reservas recuperables). Sin embargo, la recuperación de aceite por la saturación inicial de agua se incrementa por encima del 20% con su aumento de la saturación inicial de agua.

Li y Firozabadi realizaron experimentos de imbibición espontánea de agua y aceite en areniscas saturadas de gas a diferentes saturaciones de agua inicial. La recuperación final de gas, en las unidades de gas originalmente en sitio disminuyó con el aumento

de la saturación inicial de agua para ambos sistemas gas-aceite-roca y gas-agua-roca. La velocidad de la imbibición en un principio se incrementó con el aumento de la saturación inicial de agua, pero disminuyó tiempo más tarde. También encontraron que la recuperación de gas por imbibición espontánea tanto con aceite como con agua en la caliza fue mayor que en la arenisca.

Akin efectuó la imbibición espontánea de agua en núcleos de diatomeas con y sin saturación inicial de agua, encontró que la recuperación de aceite en las unidades de la fracción de volumen de poros sin saturación inicial de agua fue mayor que con la saturación inicial de agua (cerca de 60%). La saturación de aceite residual no fue afectada significativamente por la saturación de agua inicial.

Kamath realizó desplazamientos forzosos a largo plazo, revelando que la permeabilidad relativa del aceite con el agua en puntos finales podría aumentar hasta en un 31%, con un aumento del gasto del flujo y/o con la caída de presión. La alteración resultante hacia la humedad por agua inducida por la alta temperatura puede superar la reducción en la tensión interfacial y reduce significativamente la saturación de aceite residual, medida después de la imbibición de agua. Por lo tanto, el efecto de la temperatura es relacionada fuertemente con el estado de la mojabilidad inicial del sistema roca-agua-aceite.

Handy demostró que el volumen de agua imbibida es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo en núcleos de areniscas saturados por aire. Un aumento en la humedad de agua en el núcleo y un incremento en la temperatura incrementa la tasa (proporción) de imbibición que es caracterizada por la pendiente de la línea obtenida de la gráfica el volumen de agua imbibida y la raíz cuadrada del tiempo, evidentemente esta pendiente es función de la presión capilar, la viscosidad del agua y las propiedades de la roca.

Li y Horne derivaron una ecuación para ajustar la imbibición espontánea con datos basados en los sistemas roca-liquido-gas de un modelo previamente desarrollado. Esta ecuación constituye la relación entre una recuperación normalizada por la imbibición espontánea y el tiempo adimensional, con la saturación inicial de agua, la permeabilidad relativa la presión capilar y gravedad.

Se utilizó esta ecuación para investigar el efecto de la saturación inicial de agua en la velocidad de imbibición.

$$\boxed{(1-R^*)e^{R^*} = e^{-t_d}} \quad (4.3).$$

Donde la recuperación normalizada R^* es calculada, t_d es el tiempo adimensional

$$\boxed{R^* = cR} \quad (4.4).$$

R es la recuperación en términos del volumen de poros y es igual a N_{wt} / V_p (N_w es el volumen acumulado de agua y V_p es el volumen de poros). c es un coeficiente asociado con la proporción de la fuerza de gravedad y la fuerza capilar, $c = b / a$. Las dos constantes, a y b , se calculan utilizando las siguientes expresiones

$$\boxed{a = \frac{Ak_w(S_{wf} - S_{wi})}{\mu_w L} p_c} \quad (4.5).$$

$$\boxed{b = \frac{Ak_w}{\mu_w} \Delta\rho g} \quad (4.6).$$

Donde

- a es el coeficiente asociado con la fuerzas capilar [gr/s].
- A es el área de la sección transversal [cm²].
- b es el coeficiente asociado con la gravedad [cm/s].
- L es la longitud del núcleo [cm].
- μ_w es la viscosidad del agua [Kg/cm s].
- S_{wi} es la saturación inicial de agua [%].
- S_{wf} es la saturación de agua detrás del frente de imbibición [%].
- k_w es la permeabilidad efectiva de la fase de agua a S_{wf} [cm²].
- P_c es la presión capilar en a S_{wf} [kg/cm s²].
- $\Delta\rho$ es la diferencia de densidad entre el agua y el gas [kg/cm³].
- g es la constante de la gravedad [cm/s²].
- V_p es el Volumen de poro [cm³].

El tiempo adimensional t_d se expresa de la siguiente manera:

$$\boxed{t_d = c^2 \frac{k k_{rw} P_c S_{wf} - S_{wi} t}{\phi \mu_w L_a^2}} \quad (4.7).$$

Donde:

k es la permeabilidad absoluta [cm^2].

K_{rw} es la permeabilidad relativa de la muestra representativa [cm^2].

L_a es la longitud característica, que es igual a la longitud de la base [cm].

t es el tiempo de imbibición [s].

ϕ es la porosidad.

Li y Horne apuntan que la ecuación 4.3 puede ser reducida en algunos casos cuando la fuerza de gravedad es ignorada

$$\boxed{(R^*) = 2t_d} \quad (4.8)$$

$$\boxed{N_{wf}^2 = \frac{2P_c k_w \phi (S_{wf} - S_{wi}) A^2}{\mu_w} t} \quad (4.9)$$

N_{wf} es el volumen de agua imbibida en el núcleo [cm^3].

La ecuación anterior es la forma reducida a la ecuación de Handy cuando el efecto de saturación de agua inicial no está incluido. De acuerdo con dicha ecuación la recuperación de gas en las unidades de volumen de poro (o la cantidad de agua embebida en la roca) aumenta con la disminución de la saturación inicial de agua, siempre y cuando S_{wf} , k_w , y P_c no varíen con la saturación inicial de agua.

Li y Horne confirmaron experimentalmente la existencia de un pequeño efecto de la saturación inicial de agua en S_{wf} , k_w , y P_c en el sistema roca-líquido-gas en areniscas. Teniendo en cuenta que S_{wf} es igual a $(1-S_{gr})$ por la imbibición espontánea en rocas saturadas de gas, la recuperación de gas en unidades de GOIP, definida como $R_{GOIP} = N_{wf} / (1-S_{wi}) V_p$, se puede expresar de la siguiente manera, basados en la ecuación 4.7.

$$R_{GOIP} = \frac{\sqrt{1-b}}{1-S_{wi}} \quad (4.10)$$

El efecto de la saturación inicial de agua en la recuperación de gas en las unidades de GOIP depende de:

$$\frac{\sqrt{1 - S_{wi} - S_{gr}}}{1 - S_{wi}}$$

El termino anterior es conocido como coeficiente de saturación, el cual puede aumentar, disminuir o incluso no cambiar con la saturación inicial de agua, debido a que depende de los valores de la saturación residual de gas y la saturación inicial de agua.

Para la saturación residual de gas inferior al 30%, el coeficiente de saturación aumenta con el incremento de la saturación inicial de agua. Lo mismo ocurre con la recuperación de gas en las unidades de GOIP. Para la saturación residual de gas cercano al 30%, el coeficiente de saturación varía muy poco con la saturación de agua inicial, lo que implica que hay poco efecto de la saturación inicial de agua en R_{GOIP} . Para la saturación residual de gas de más de 30%, el efecto de la saturación inicial de agua en el coeficiente de saturación es complicado

El primer cambio pequeño del coeficiente de saturación se da con una saturación inicial de agua de S_{wi} inferior a un valor específico (alrededor del 30% cuando S_{gr} es igual a 40%) y disminuye con el aumento de la saturación inicial de agua para una mayor S_{wi}

La recuperación final de gas por imbibición espontánea en las unidades de GOIP, representada por R_{∞} , se calcula de la siguiente manera

$$R_{\infty} = \frac{1 - S_{wi} - S_{gr}}{1 - S_{wi}} \quad (4.11).$$

La recuperación final de gas por imbibición espontánea en las unidades de GOIP disminuye con el aumento de la saturación inicial de agua, si la saturación residual de gas no cambia con la saturación inicial de agua, lo cual es cierto en algunos casos.

El gasto de Imbibición q , definida como dN_{wt} / dt , se puede obtener de la ecuación 4. 7:

$$q = \frac{dN_{wt}}{dt} = A \sqrt{\frac{1 - S_{wi} - S_{gr}}{1 - S_{wi}}} \sqrt{\frac{p_c K_w \phi}{\mu_w}} t^{\frac{1}{2}} \quad (4.12)$$

q es el gasto de la agua de imbibición en unidades ml/minutos [cm^3/m].

El gasto de imbibición en las unidades [ml / minuto] aumenta con la disminución de la saturación inicial de agua en el momento mismo de imbibición si S_{wf} , k_w , y P_c son constantes en diferentes saturaciones de agua inicial, demostrados experimentalmente por Li y Horne

El gasto de imbibición se puede expresar de una manera diferente, por ejemplo, en las unidades de la fracción de GOIP / minuto:

$$q_{GOIP} = \frac{\sqrt{1 - S_{wi} - S_{gr}}}{1 - S_{wi}} \sqrt{\frac{p_c K_w \phi}{\mu_w}} t^{-\frac{1}{2}} \quad (4.13)$$

Donde q_{GOIP} es el gasto de imbibición en las unidades de [GOIP/minuto] que se define como dR_{GOIP} / dt .

El gasto de imbibición en las unidades de la fracción de [GOIP/minuto] puede aumentar, permanecer constante o disminuir con el aumento de la saturación inicial de agua.

El gasto de imbibición en las unidades de [ml /minuto] siempre aumenta con la disminución de la saturación inicial de agua, como se vio en la ecuación 10.

El efecto de la saturación inicial de agua en R_{GOIP} y q_{GOIP} puede ser diferente en diferentes rangos de saturación inicial de agua y en diferentes tipos de rocas en las que la S_{gr} puede ser diferente. Esto podría explicar por qué las observaciones experimentales de los diferentes investigadores parecen ser incompatibles.

La permeabilidad relativa de la fase acuosa y la presión capilar se pueden calcular de forma simultánea con la siguiente expresión.

$$q = \frac{dN_{wt}}{dt} = a \frac{1}{R} - b \quad (4.14)$$

En los bloques de la matriz que contiene carbono orgánico, adicionalmente se pueden generar aceite. Dicho aceite puede ser recuperado durante los procesos cíclicos dejando caer la presión con procesos intermitentes de inyección de agua y vapor en los bloques de la matriz.

Los efectos de la inyección de vapor en la imbibición capilar del agua son menos claros, aunque con la viscosidad reducida a altas temperaturas se acelerará el proceso de imbibición. Otros mecanismos como el drene por gravedad, el empuje por gas en solución, se piensan que la destilación desempeña un papel menos importante en la recuperación del aceite.

4.2.- RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación térmica en pozos fracturados hidráulicamente es un proceso para mejorar la recuperación de aceite y liberar estos recursos pesados. La inyección de vapor se suele realizar en yacimientos en condiciones de bajo saturación y el calentamiento inicial del yacimiento es acompañado por una condensación significativa que se convierte en flujo del agua caliente, resultado de la distancia a partir del pozo inyector. Por lo tanto, la imbibición de agua caliente es un componente importante de la recuperación térmica en medios porosos fracturados de baja permeabilidad.

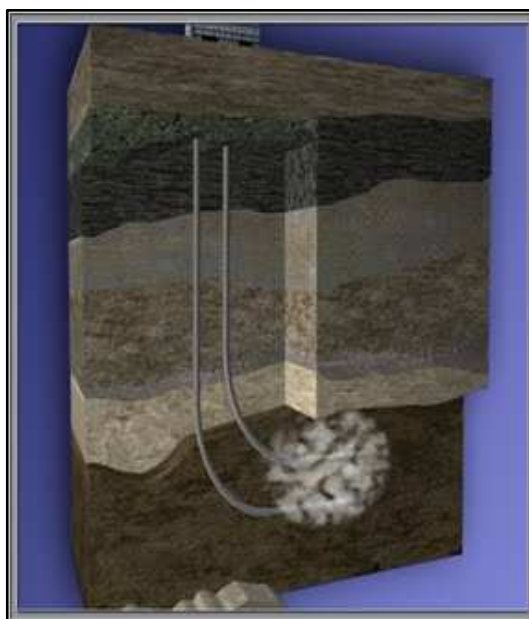


Figura 4.4.- Inyección de vapor tomada de <http://drenajeporgravedadasistido-unefa.blogspot.mx>, 2010.

Un precursor necesario para aclarar los procesos de recuperación térmica de aceite en tierra de Tripoli es comprender las características de imbibición del agua caliente. La Diatomita es relativamente poco estudiada en el laboratorio debido a una serie de dificultades asociadas con su baja permeabilidad. A pesar de esta característica física,

los yacimientos de diatomeas son buenos candidatos para la implementación del proceso de desplazamiento con vapor, debido a que el espesor de la columna de aceite puede llegar a medir hasta 300[m]. Con estos atributos, la expansión térmica y la disminución de la viscosidad de los fluidos del yacimiento acelerar la producción de petróleo sin importantes pérdidas de calor.

Una serie de mecanismos entran en funcionamiento durante la inyección de vapor, los que establecen el gradiente de presión requerido dentro de los bloques de la matriz contra la fuerza del aceite en la red de fracturas. Estos mecanismos son independientes de la gravedad de aceite.

La inyección de vapor puede ser un proceso de recuperación atractiva para muchos yacimientos fracturados. La inyección de vapor cíclica y continua son métodos que se pueden implementar para producir crudos pesados de entre 13 y 15 °API. Esta recuperación es esencialmente independiente de la densidad del aceite, por lo que la inyección de vapor es igualmente atractiva en yacimientos fracturados de aceite ligero y pesado. En el desplazamiento con vapor un banco de condensado de agua caliente precede a la zona de vapor dentro del yacimiento Figura. 4.4.

4.2.1.- PROCESO CÍCLICO DE INYECCIÓN DE VAPOR

Considerando que la zona de vapor por lo general se colapsa durante la absorción y la producción en las operaciones de inyección cíclica de vapor, dejando una región llena de aceite caliente y vapor condensado. La inyección de vapor se realiza en condiciones de bajo saturación con una fracción del vapor inyectado en la fase líquida ver Figura 4.5.

El empuje por gas disuelto no se produce durante la inyección de vapor. Si la envolvente de las fases del aceite crudo se intercepta con la curva de vapor saturado, puede ser posible que se active el mecanismo de empuje de gas en solución, además de la optimización de las actuales operaciones de inyección de vapor, y la interacción favorable de vapor con las fracturas inducidas.

La producción de aceite es sensible a la presión capilar generada entre los fluidos, el aceite y el agua, pero no para la existente entre el aceite y el gas. Generalmente, la presión capilar entre aceite y agua en diatomitas puede ser muy alta. La reducción de la presión capilar aceite/agua es resultado de la baja producción de aceite y un incremento en la producción de agua y viceversa.

La producción de aceite en un ciclo disminuye en más de un 40% cuando las presiones capilares son iguales a cero.

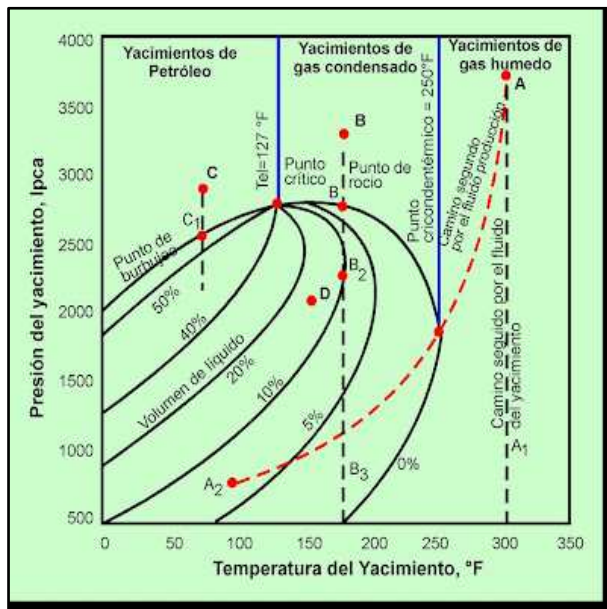


Figura 4.5.- En el punto de burbuja es liberado gas en solución, <http://ingenieriadeyacimientosii.blogspot>, 2009.

A medida que las saturaciones relativas cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian. La fase mojarante tendrá siempre la presión más baja.

Hay que tener en cuenta que los efectos de presión capilar por lo general carecen de importancia para la inyección de vapor convencional en los yacimientos de aceite pesado.

El proceso cíclico de inyección de vapor consiste en inducir vapor a través de las fracturas a presiones superiores a la del gradiente de fractura del yacimiento. La inyección controlada en ciclos de producción se aplica para maximizar la eficiencia de vapor.

4.2.1.1.- DESCRIPCIÓN DE LOS CICLOS DE INYECCIÓN

La estrategia de explotación de estos yacimientos se basa en ciclos cortos de vapor con la inyección del vapor por arriba de la presión de fractura durante 3 a 6 días.

La inyección de vapor produce una fractura vertical en el pozo de desarrollo. Después de la inyección de vapor, el pozo se deja remojar durante 3 a 4 días. Durante este período el vapor y el agua caliente condensada se propagan en el yacimiento. Entonces se permite producir en condiciones de flujo libre de 15 a 25 días.

Durante el periodo de producción ocurre también el levantamiento asistido por vapor dentro pozo, es decir, el uso de los sistemas artificiales dentro del pozo, siendo de gran ayuda para aligerar aun más la columna de líquidos. Un ciclo típico tiene una duración de aproximadamente de un mes o menos.

4.2.1.2.- ANÁLISIS DE UN PROCESO CICLICO DE VAPOR

La simulación detallada es capaz de capturar la historia operativa compleja para confrontar con la historia proporcionada, en ocasiones su uso es limitado debido a los tiempos largos de las corridas. En consecuencia se requiere mucho tiempo para obtener la sensibilidad de varias incertidumbres clave, lo que limita la flexibilidad de este enfoque.

Para reducir el tiempo de ejecución se utiliza un diseño estadístico en las evaluaciones de la recuperación mejorada. Este enfoque consta de los pasos siguientes.

- El uso de un modelo de simulación muy detallado de patrón múltiple
- La técnica del experimento del diseño estadístico junto con modelos de simulación mucho más simples en un solo pozo.

El enfoque experimental del diseño estadístico permite estudiar más yacimientos y los parámetros de operación en un tiempo relativamente corto. Debido a su flexibilidad, el enfoque ayuda en la comprensión de los factores críticos para el desempeño del pozo.

Este enfoque permite una rápida identificación de los factores de optimización operacional basada en una clasificación de diagramas de Pareto.

Los resultados de ambos métodos se combinan para analizar y prever el desempeño en campo con la intención de ayudar en la toma de decisiones en el desarrollo del campo. El método de combinación representa un enfoque óptimo para la evaluación del proceso de recuperación térmica cíclica de aceite pesado en yacimientos de tierra de diatomeas.

4.2.1.3.- INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR EN ACEITE PESADO EN DIATOMITAS

La inyección cíclica de vapor ha mostrado ser un eficiente proceso de recuperación.

La inyección de vapor por encima de la presión de fractura provoca una fractura hidráulica vertical. Esta fractura se vuelve a abrir durante los ciclos posteriores y no cierra totalmente durante el ciclo de producción dependiendo del tiempo de esta.

La inyección de agua se ha aplicado en muchos de estos yacimientos de aceite ligero para una mejor recuperación y mitigar así fallas causadas por hundimientos asociados a la compactación del yacimiento que se derivan por la extracción de los fluidos.

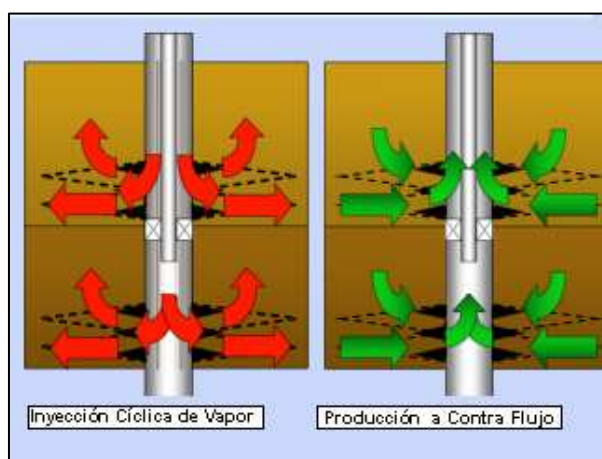


Figura 4.6.- Pozo de inyección-producción en dos intervalos,(Heinemann,2008).

Los campos de diatomitas suelen ser térmicamente desarrollados utilizando inyección cíclica de vapor y el flujo de retorno de los pozos productores en lugar de la inyección continua de vapor como se observa en la Figura 4.6.

La inyección de vapor controlada por ciclos de producción se aplica para maximizar la eficiencia de vapor. Este proceso provoca fracturas mediante una presión superior a la del gradiente de fractura del yacimiento.

Son aplicados pequeños ciclos controlados de inyección-producción para evitar interferencias prematuras e irrupción entre los pozos.

4.2.2.- INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Durante la inyección continua de vapor el aceite pesado se mueve y la respuesta es continua. El proceso es aplicable a yacimientos de diatomitas u otros de alta porosidad, baja permeabilidad y poco profundos.

El aceite pesado es removido y producido durante la inyección continua de vapor. El mecanismo de producción dominante es el desplazamiento, la segregación gravitacional es anulada y el mantenimiento de presión no es claro.

El éxito de la operación con inyección continua o cíclica de vapor requiere que las fracturas permanezcan abiertas tanto a los pozos inyectoros y productores. Esto se logra a través de la presión de inyección por arriba de la presión de poro. Planificar la inyección de vapor para evitar la zona húmeda se considera fundamental para el éxito de cualquier proyecto y así evitar la condensación acelerada del vapor.

La cantidad del vapor a inyectar depende del espesor del intervalo donde actuara el vapor, con el objetivo global de cada pozo, un buen gasto por pozo es de 250 barriles de vapor por día o su equivalente en agua fría, el cual se ve afectado por la capacidad de generar vapor.

Desde un punto de vista operativo en la inyección continua de vapor es difícil mantener las presiones para sostener el gasto de inyección constante. Si se hace de forma manual se necesitarían cambios en el tamaño del estrangulador casi todas las semanas.

4.2.3.- ESTABILIDAD DEL FRENTE DE VAPOR EN ROCAS DE ALTA POROSIDAD

El desplazamiento con la inyección continua de vapor se considera estable en comparación con otras técnicas de inyección de gas.

Agentes de alta movilidad tienden a desplazarse más allá del frente generando una "digitación" pero este efecto desaparece con el vapor debido a la condensación dentro de la digitación cuando entran en contacto el vapor y el yacimiento que se encuentra a una temperatura menor.

La transferencia de calor entre el vapor, el agua connata circundante, el aceite y la roca es el principal mecanismo para garantizar la estabilidad. Porque la mayoría de los

yacimientos tienen una proporción significativa de roca (70% al 80%) y existe suficiente masa térmica para enfriar toda la digitación del vapor. Sin embargo, cuando la porosidad es alta hay menos roca para disipar el calor y por lo tanto una menor interrupción de las inestabilidades viscosas. Dependiendo de la porosidad y otras propiedades del yacimiento, el supuesto típico de desplazamiento estable de inyección de vapor puede no ser válido.

Se ha demostrado que la baja conductividad térmica de la roca reduce la interrupción del frente no estable, es decir, ya no está presente la digitación. Más importante aún, estudios realizados muestran que cuando la porosidad aumenta la estabilidad se reduce.

Esto se ejemplifica con menores tiempos de penetración en los yacimientos de mayor porosidad.

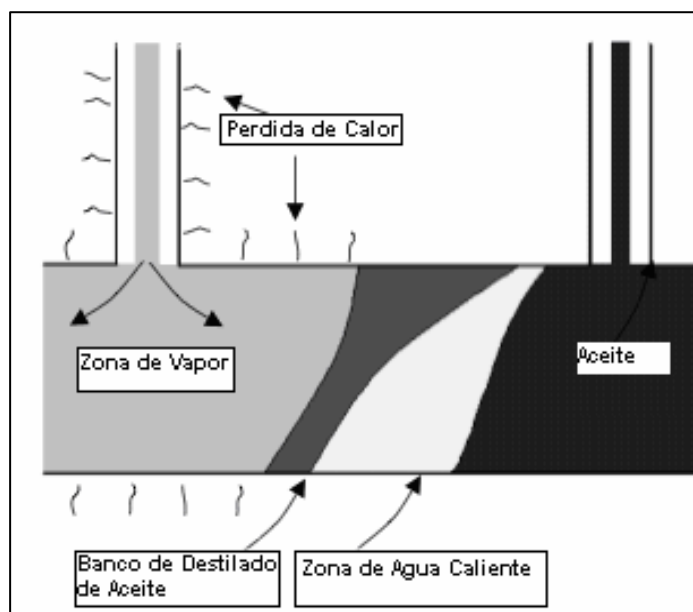


Figura 4.7.- La pérdida de calor disminuye la productividad del campo. (Volek and Pryor, 1972).

Aunque la estabilidad del frente de vapor se reduzca probablemente la diferencia no sea muy significativa en torno a una reducción del 20% en el tiempo de penetración en comparación con otros aspectos. La heterogeneidad del yacimiento tiene un mayor impacto en el tiempo de penetración que el relativamente inestable frente de desplazamiento asociado con la alta porosidad de la roca.

Un desplazamiento inestable ocurre cuando un fluido que se inyecta omite una parte del líquido del yacimiento que está tratando de desplazar. Esto a menudo ocurre

cuando un fluido de alta movilidad desplaza a un fluido de menor movilidad. Por lo tanto, un gas de gran movilidad como el vapor a simple vista no parece ser un agente eficaz para la recuperación de crudos viscosos. Sin embargo, la naturaleza condensable del vapor proporciona un efecto auto-estabilizador.

Mientras una propagación inestable de la parte frontal del desplazamiento del vapor empieza a moverse en el yacimiento con una temperatura menor, el calor se disipa desde dicha propagación en el yacimiento. Con la pérdida de calor el vapor se condensa en agua y la inestabilidad es frenada como lo muestra la Figura 4.7.

La velocidad de dispersión del calor en la digitación es una función de la conductividad térmica, la capacidad volumétrica de calor del sistema, y la diferencia de temperatura entre el vapor y el yacimiento. La cantidad de roca presente (porosidad) tiene un impacto importante a la vez que la conductividad térmica y la capacidad volumétrica de calor.

Por lo general la roca tiene la mayor conductividad térmica y es capaz de ceder calor significativamente desde la inestabilidad del frente de vapor. Debido a este fenómeno en rocas de alta porosidad existe la preocupación que ello afecte a la auto estabilización que puede no ser evidente.

Una clase de yacimientos en particular de alta porosidad son los de diatomitas y es aplicable a cualquier roca de alta porosidad.

En algunas formaciones pueden contener una red de fracturas naturales más permeables o vías como una fractura. Esta aparente inconsistencia se debe a la naturaleza quebradiza de las diatomitas cuando se encuentra con cargas no-compresivas. Estas vías como la fractura son apropiadas para el flujo de fluidos y la recuperación de aceite en los yacimientos en diatomitas.

Los métodos de análisis publicados determinan las condiciones de desplazamiento estable de aceite con vapor relacionando la estabilidad frontal del vapor con las propiedades de roca y fluidos.

El método determina la estabilidad del frente del vapor al comparar la movilidad de los fluidos de desplazamiento y los desplazados.

La movilidad de la ley de Darcy es dividida por la velocidad del avance del fluido desplazado.

$$\frac{\frac{k_w}{\mu_w * V_w}}{\frac{k_s}{\mu_s * V_s}} > 1 \quad (4.15)$$

Donde:

k_i es la permeabilidad de la fase [cm^2].

μ_i es la viscosidad [Kg/cm s].

V_i es la velocidad del avance y los subíndices w y s se refieren al agua y vapor [cm].

La ecuación es una enunciación del gradiente de presión de la fase de vapor en este aspecto dentro de la fase acuosa. Para que el proceso sea estable el resultado de la ecuación anterior debe ser mayor que uno.

Cuando la permeabilidad relativa para el fluido de desplazamiento es aproximadamente igual a la del fluido desplazado, la ecuación se transforma en

$$\frac{\mu_s * V_s}{\mu_w * V_w} > 1 \quad (4.16)$$

Burger presenta la siguiente expresión para calcular la velocidad de avance.

$$V_t = 1 + \frac{1 - \phi}{\phi} \frac{c_v (T_s - T_r)}{\rho_{i,T_i} (H_{s,T_s} - H_{w,T_r})} \quad (4.17)$$

Donde Φ es la porosidad, c_v es la capacidad calorífica media por unidad de volumen de la matriz de la roca, T_s es la temperatura del vapor [$^{\circ}\text{C}$], T_r es la temperatura del yacimiento [K], H_s , T_s es la entalpía de vapor a la temperatura de vapor [J], el H_w , T_r es la entalpía del agua líquida a la temperatura del yacimiento [J], y ρ_i , T_j es la densidad del vapor o agua.

Combinando las ecuaciones anteriores, se forma la siguiente expresión. Un valor igual a uno o mayor de la expresión indica que el desplazamiento de vapor es estable.

$$\frac{\left(\frac{1-\phi}{\phi} \frac{c_v (T_s - T_r)}{\rho_{s,T_s} (H_{s,T_s} - H_{w,T_r})} \right) * \mu_s}{\left(\frac{1-\phi}{\phi} \frac{c_v (T_s - T_r)}{\rho_{w,T_r} (H_{s,T_s} - H_{w,T_r})} \right) * \mu_w} > 1 \quad (4.18)$$

Burger utiliza este método para que la inyección de vapor mantenga un frente de desplazamiento estable para los rangos de presión típicos en las areniscas.

El mismo método se utiliza en la actualidad para determinar si la inyección de vapor en rocas de alta porosidad tales como las diatomeas es también un proceso de desplazamiento estable.

La entalpía, la temperatura del vapor saturado junto con la densidad y la viscosidad del agua y vapor, se calculan a partir de correlaciones.

La correlación para la mayoría de las propiedades es sólo una función de la presión. La correlación para la viscosidad está en función de la presión y la temperatura. En consecuencia la ecuación (4.18) es una función de la porosidad, la capacidad calorífica de la matriz, la presión y la temperatura inicial del yacimiento.

La temperatura del yacimiento tiene un efecto pequeño sobre la estabilidad de desplazamiento. Dentro de un rango conocido la capacidad calorífica, también cambia los cálculos en una cantidad pequeña.

Para una presión de 35 [Kg/cm²] y menos el frente de vapor es estable para todos los valores del rango de porosidad. Por encima de los 176 [Kg/cm²] el frente es inestable para todos los valores de porosidad.

En los proyectos de diatomitas, se han reportado presiones de inyección de vapor que van desde 35 hasta 85 [Kg/cm²]. Utilizando este método las capas más porosas de las diatomitas se encuentran cerca del límite de la estabilidad a mayores presiones la inyección es inestable.

En un análisis más detallado de la estabilidad frontal se incluye el término de la conductividad térmica además el de la viscosidad.

$$\left(\frac{\mu_s}{\rho_s k_s} + \frac{\mu_w}{\rho_w k_w} \right) \left(\frac{K_e \gamma (\gamma_r - \gamma)}{(H_{s,r} - H_{w,r}) - \frac{c_{v,w}}{\rho_w} (T_s - T_w) (\gamma_r - \gamma) \frac{\lambda}{2\pi}} \right) + \frac{2\pi}{\lambda} \left(\frac{V_s \mu_s}{k_s} - \frac{V_w \mu_w}{k_w} \right) > 0$$

(4.19).

Donde λ es la longitud de onda media de la perturbación, K_e es la conductividad térmica efectiva del medio poroso. El parámetro γ está dado por la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{c_{v,w} \phi}{K_e} \left(V_s - \frac{V_w}{\phi} \right) + \left(\frac{c_v (1-\phi) V_s}{K_e} \right)$$

(4.20)

γ_r y está dada por:

$$\gamma_r = \frac{\gamma}{2} + \sqrt{\left(\frac{2\pi}{\lambda} \right)^2 + \frac{\gamma^2}{4}} \quad (4.21)$$

El segundo término de la ecuación (4.20) es la viscosidad de Miller, Está dispuesto de manera diferente en comparación con Burger. Esto se debe a que la ecuación muestra un efecto estabilizador cuando la ecuación es mayor que cero e inferior a uno.

El término de la conductividad térmica representa la pérdida de calor perpendicular a la extensión de la inestabilidad del vapor.

El calor lateral transportado actúa hasta disminuir la velocidad con que se calienta la roca frente a la inestabilidad y aumenta la velocidad a la que se calienta la roca junto a la inestabilidad. Ambos efectos aumentan la estabilidad del frente.

Miller señala que el término de la conductividad térmica es importante cuando las inestabilidades están muy juntas (es decir, λ es pequeña). Cuando λ es grande el efecto del precalentado en las zonas más bajas es insignificante.

Para una perturbación larga en la longitud de onda, el término de la conductividad térmica no tiene ninguna influencia sobre la estabilidad del frente. Incluso para el caso en que $\lambda = 10$, la diferencia es apenas perceptible. Sin embargo, cuando las longitudes de onda son pequeñas el término de conductividad térmica se vuelven importantes. Cuando $\lambda = 0.1$, utilizando sólo el término de la viscosidad hará que el sistema parezca

inestable a una porosidad aproximadamente del 6% menor de lo esperado cuando el término de la conductividad térmica es incluido.

Los trabajos de Miller muestran que mediante la inclusión del término de la conductividad térmica, la condición de estabilidad se reduce. Sin embargo, también muestra que la inestabilidad, se puede seguir produciendo especialmente en la porosidad alta y longitud de onda larga.

4.2.4.- RENDIMIENTO DE VAPOR

Los parámetros adicionales que se deben de tomar en cuenta para un modelado de inyección cíclica de vapor para los procesos de inyección de vapor convencional tales como la permeabilidad relativa, calidad y cantidad de vapor en diatomitas son:

- a) Dimensión fractura inducida (longitud y altura).
- b) La permeabilidad de la matriz.
- c) La presión capilar que existe entre los fluidos aceite / agua.
- d) El tamaño de la cara perpendicular de la fractura (grosor de la fractura).
- e) Producir la presión necesaria en el fondo de pozo.

Existen dos enfoques muy diferentes para predecir y optimizar el rendimiento del proceso de inyección de vapor cíclico.

1. El modelo de simulación de patrones múltiples detallado.
2. El uso de técnicas de diseño de experimento, aunado con modelos de simulación de un solo pozo mucho más simple.

La dimensión de la fractura inducida es muy importante para la predicción del rendimiento del vapor en las diatomitas y en las areniscas.

El rendimiento del vapor inducido mejora considerablemente cuando el pozo es hidráulicamente fracturado y estimulado, cuando el pozo no se fractura ni se estimula este rendimiento es bastante pobre.

Si se aplica en un aceite de baja viscosidad por ejemplo en un aceite intermedio, el rendimiento de inyección continua de vapor podría mejorar notablemente para convertirse en un proceso económico.

La saturación inicial del agua, la permeabilidad de la matriz del yacimiento, la longitud media de la fractura la presión capilar y la presión de fondo fluyendo son los

principales parámetros que impactan significativamente el rendimiento cíclico de vapor.

4.2.5.- EVOLUCIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y LA POROSIDAD EN LAS DIATOMITAS DURANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR

En la inyección de vapor en diatomitas silíceas se han identificado dos mecanismos complejos. La solubilidad del sílice en agua a temperatura elevada provoca la disolución de roca lo que aumenta la permeabilidad, sin embargo, la roca es altamente compresible y conduce a la compactación de la matriz durante la inyección, provocando una pérdida de porosidad y permeabilidad.

En un laboratorio se observó que la porosidad disminuye inicialmente debido a la compactación causada por la caída de presión generada al atravesar el núcleo. Más tarde, la porosidad aumentó debido a que el sílice del núcleo fue disuelto con el vapor.

La disolución de la matriz de la roca parece ser relativamente uniforme en los agujeros que no se observaron, incluso después haberse inyectado decenas de volúmenes de poro de fluido de inyección.

La inyección de vapor puede dar lugar a nuevas complicaciones debido a la disolución de la roca, la precipitación y la posterior evolución de la morfología de los poros. Además de las altas presiones de inyección que se necesitan para obligar al vapor a penetrar en la matriz de la roca de baja permeabilidad puede conducir a la compactación o fractura de la misma en los casos extremos.

El efecto de calentar el agua es un enfoque muy relevante por la condensación del vapor y el consiguiente flujo de agua cerca de los pozos de inyección.

Debido a las diferencias en las propiedades del yacimiento y del aceite los métodos de recuperación que son utilizados para los yacimientos de aceite ligero en diatomitas generalmente no son directamente aplicables a los yacimientos de aceite pesado.

Se piensa que los mecanismos como el drenaje por gravedad, el empuje por gas en solución, y la destilación pueden desempeñar un papel muy importante en la recuperación del aceite.

A pesar de los recursos petrolíferos pesados en los yacimientos diatomíticos son menores que el aceite ligero que todavía es bastante grande.

Estudios de laboratorio sugieren que en yacimientos fracturados la inyección de vapor puede recuperar hasta un 50% de aceite más que con inyección de agua. Dichos estudios han demostrado que la recuperación de aceite calentando los bloques de la matriz son más altas que cuando no se realiza, estas recuperaciones pueden llegar hasta un 60%. La inyección de vapor es un proceso de recuperación probado en los yacimientos no fracturados y se han identificado sus mecanismos de recuperación.

El efecto principal del vapor en el yacimiento es reducir la viscosidad del aceite que acelera su recuperación por los mecanismos que imponen un gradiente de presión a través del medio poroso. Uno de los mecanismos de recuperación más importante es la expansión diferencial térmica entre el aceite y el volumen de poro de la matriz a altas temperaturas. Las reacciones químicas dentro del bloque de la matriz pueden generar gases que desplazan de aceite.

4.2.6.- EFECTO DE LA TEMPERATURA EN YACIMIENTOS DE DIATOMITAS

Flujo de calor en el yacimiento

En los primeros ciclos de la inyección de vapor la temperatura del cabezal del pozo son monitoreados con un termopar conectado a la parte exterior de la línea de inyección, en los ciclos posteriores, se mide con un termopozo conectado dentro de la tubería.



Figura 4.8.- movimiento de calor dentro de un fluido, tomada de <http://izpicancha.blogspot.mx>, 2010.

También se toman mediciones de la presión utilizando tubos capilares llenos de helio conectados a un transductor en la superficie.

Cerca del final del período de inyección la mayor parte del vapor inyectado en el intervalo se dirige a la parte superior quizás debido a la gravedad. También puede que el vapor de los ciclos posteriores sean de una baja calidad. El aumento de la temperatura en la región inferior calentada es pequeño, lo que indica menos flujo de convección como lo muestra la Figura 4.8.

Los registros de temperatura son una herramienta que permite saber que intervalo es invadido por el vapor y su avance en cada ciclo.

4.2.6.1.- EFECTO DE DISOLUCION POR LA TEMPERATURA

Una preocupación es la disolución del sílice contenido en la matriz de la diatomita por el calor y el líquido alcalino del vapor. La pérdida de la integridad de la matriz en la vecindad del pozo podría causar desprendimiento de la formación y / o colapso de la tubería. Adicionalmente la precipitación del sílice disuelto puede reducir la permeabilidad del yacimiento. Las diatomitas que contienen aceite pesado son capaces de captar la inyección de vapor y siguen siendo mecánicamente competentes.

Para identificar cualquier aumento en la porosidad, resultado de la disolución de la matriz en la vecindad del pozo se realizan registros de rayos gamma y neutrón con agujero entubado al final de los ciclos de producción.

En algunos pozos la evidencia de la disolución de la matriz es sorprendentemente baja debido a que el vapor es consistente con experimentos en un laboratorio.

En experimentos de laboratorio se observó la producción de finos a alta temperatura. Esta misma observación ha sido reportado por diferentes autores, pero no existe un mecanismo para su liberación. Además, en los experimentos realizados en los diferentes núcleos de diatomita con crudo de gravedad intermedia han mostrado un aumento sistemático en la tasa de recuperación del aceite con la temperatura.

4.2.6.2- EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ

El método más utilizado en recuperación mejorada es el térmico. En estos procesos de recuperación no sólo se requiere funciones de permeabilidad relativa sino también de información acerca de los efectos de la temperatura sobre estas funciones, se han encontrado problemas importantes cuando se estima la permeabilidad relativa a partir de datos de laboratorio tales como la precisión en las mediciones y la generalización en la interpretación de las técnicas.

La recuperación es fuertemente influenciada por la permeabilidad de la matriz. Una permeabilidad alta en la matriz resulta en una alta producción de aceite, un cambio en la magnitud de la permeabilidad de la matriz genera un cambio en el factor de recuperación o en la relación aceite-vapor y la respuesta en la producción también cambia cuando la permeabilidad cambia de manera significativa, si la permeabilidad se reduce en un orden de magnitud, entonces el flujo de calor en la matriz está dominado por la conducción y en consecuencia en la respuesta de la producción de aceite y los picos de producción en los ciclos posteriores son más lentos.

Por otra parte, para una permeabilidad de matriz alta, los picos de producción en los primeros ciclos también declinan rápidamente. La baja permeabilidad de la diatomita generalmente es de 1 md y hace que cualquier técnica de recuperación sea más difícil.

En diatomitas los pozos estrechamente espaciados y fracturados tienen una comunicación más rápida de lo esperado para una matriz de baja permeabilidad. Por cualquier mecanismo de recuperación parecen tener canales para el flujo de una permeabilidad alta (en comparación con la matriz).

Los yacimientos de diatomitas con permeabilidades menores a 10 [md] y fracturas de origen natural promueven el prematuro avance del vapor. Además, si se trata de yacimientos poco profundos tienen la posibilidad de una erupción de vapor.

Los cambios que sufre la permeabilidad relativa están relacionados con el efecto de la temperatura sobre las fuerzas superficiales y finalmente en las interacciones roca-fluidos.

La comprensión de los efectos de la temperatura sobre la mojabilidad y la función de la permeabilidad relativa es esencial para optimizar los proyectos de recuperación térmica. La mayor parte del efecto de la temperatura sobre la permeabilidad relativa se

debe a los mecanismos implicados en el cambio de mojabilidad de la roca que dependen a la vez del fluido y las características de la misma.

La permeabilidad relativa y presión capilar no sólo son sensibles a la temperatura, sino también a las características de la superficie de la roca.

Debido al desprendimiento de finos que se produce a una temperatura específica y que cambia abruptamente la mojabilidad de una temperatura a otra. En este mecanismo se tiene que descartar la posibilidad de modelar las curvas de permeabilidad relativa como resultado de una interpolación o extrapolación simple entre dos conjuntos de curvas de permeabilidad relativa a diferentes temperaturas.

Las curvas de la permeabilidad relativa dinámica y la de presión capilar pueden estimarse a partir de los experimentos de imbibición contra corriente en diatomitas con crudo pesado. Esta función en las diatomitas no sigue ninguna forma funcional lo que quiere decir que existen métodos que no pueden ser aplicables.

Muchos de los contratiempos con respecto al efecto de la temperatura sobre la permeabilidad relativa son debidos a los mecanismos involucrados en el cambio de la mojabilidad de la roca que depende de las características de esta última y del fluido. Al medir la permeabilidad relativa en medios porosos que tienen una baja capacidad de permitir el flujo no se puede descuidar las fuerzas capilares, debido a que los métodos se encuentran en estado no estacionario.

4.2.6.3.- CAMBIO EN LA MOJABILIDAD POR EL AUMENTO DE LA TEMPERATURA

La hipótesis propuesta por Schembre y Kovscek, sugiere que la migración de finos y una capa delgada, contribuyen en gran medida a la estabilidad y a los cambios en la capacidad de la mojabilidad observada en algunas rocas a medida en que la temperatura aumenta.

Tang y Kovscek encontraron que los núcleos de un afloramiento tienen dos estados de mojabilidad dando como resultado diferencias en las tendencias de la recuperación dependiendo del núcleo.

Para la descripción de flujo multifásico en medios porosos la mojabilidad se manifiesta a través de la permeabilidad relativa y la relación de presión capilar.

A la temperatura inicial el yacimiento mojado por aceite, los granos finos están unidos a la superficie, resultado del depósito de los componentes finos de los asfálticos en el

petróleo crudo sobre superficies sólidas. Los granos subyacentes a los finos son humedecidos con agua porque nunca el aceite hace contacto con ellos directamente y a medida que aumenta la temperatura. Los siguientes mecanismos cambian el nivel de la mojabilidad de los poros:

1. La separación de los finos de la pared con la consiguiente exposición de la superficie debajo libre de granos finos.
2. La estabilización de la corriente de agua que cubre estas superficies de granos.

A medida que aumenta la temperatura los núcleos de diatomita se vuelven más hidratables como resultado del desprendimiento de finos y el aumento de la estabilidad de la delgada capa hidratada. La saturación de aceite remanente (S_{orl}) en el punto final de la permeabilidad relativa del agua disminuye al aumentar la temperatura. Esto confirma que la temperatura aumenta la mojabilidad. A medida que aumenta la mojabilidad, la función J de Leverett se espera que aumente.

4.2.7.- EL CALOR Y EL FLUJO DE LOS FLUIDOS EN LA FRACTURA

El vapor se condensa en la fractura durante el período de inmersión de vapor ocasionando que no esté presente en la fractura durante el período de producción. La temperatura en la fractura cae durante la producción debido a la extracción del fluido caliente. Sin embargo, el calor sigue siendo importante en la fractura en el final del ciclo de producción. En este período a causa del enfriamiento, el agua imbibición en la matriz y el aceite es expulsado a la fractura que resulta en un aumento de la saturación de aceite en dicha fractura.

El proceso de imbibición contracorriente continúa dando lugar a la saturación principalmente de aceite en la fractura durante el período de producción. Además, los fluidos calientes también fluyen en la fractura a causa de la caída de presión.

Debido a que la temperatura de la fractura es siempre superior a la de la matriz, la transferencia de calor por conducción se produce durante toda la operación cíclica de vapor.

El aceite es expulsado de la matriz a la fractura debido a la imbibición contracorriente del agua (vapor condensado), la expansión de líquido provocado por el aumento de

temperatura de la matriz, y la disminución de presión hace que el aceite fluya a través de la fractura hacia el pozo durante el período de producción.

El vapor aumenta las dificultades debido a varios fenómenos. Con la temperatura se genera una expansión del líquido y se hacen presentes los efectos de disolución de sílice la cual no se puede predecir totalmente en las diatomeas naturalmente fracturadas. Además con la inyección del vapor hay problemas de avance y los costos que acarrea la generación de vapor hacen que su diseño sea limitado a inyección de agua caliente.

4.2.8.- HUNDIMIENTO SUPERFICIAL A CAUSA DE LA COMPACTACIÓN

El hundimiento de los cuerpos diatomíticos ha sido durante mucho tiempo un problema debido a la alta porosidad y la baja resistencia de la roca. Es resultado de averías graves y daño en los pozos.

Para el monitoreo del hundimiento son empleados medidores de la inclinación, esta práctica se puede implementar antes del inicio de la inyección de vapor en el área y mantenerse durante un periodo largo.

Este monitoreo superficial con el inclinómetro también identifica el desarrollo de las fracturas que se puedan mover hacia la superficie y aflorar.

La inyección de vapor puede reducir al mínimo el hundimiento durante la primera fase de un proyecto de desplazamiento con vapor, pero la disolución de sílice debida por la temperatura que en gran medida constituye a las diatomeas también podría contribuir a la compactación. A medida que se produzca la penetración y reduzca el gasto requerido, la capacidad de mantener la presión del yacimiento puede ser más difícil para evitar el hundimiento.

4.2.9.- OTROS FACTORES

DISMINUCIÓN CICLICA DE LA PRESIÓN

Los ciclos son controlados en inyección/producción para evitar interferencias prematuras y avance entre los pozos de compensación.

Durante la inyección cíclica de vapor, la presión total del yacimiento se incrementa durante la inyección y luego disminuye durante la producción. Debido a la baja

permeabilidad se puede inhibir el flujo de fluidos dentro de la matriz, los cambios de presión en la matriz pueden quedarse en la red de fracturas estabilizando el gradiente de presión temporalmente dentro de la matriz.

Este mecanismo ha demostrado ser eficaz en la inyección de agua en campos fracturados con recuperaciones de hasta un 5% del volumen de aceite calculado en el poro. Si bien este mecanismo no requiere de altas temperaturas una consiguiente reducción de la viscosidad puede acelerar el proceso.

GENERACIÓN DE VAPOR IN SITU

Durante la inyección cíclica de vapor puede suceder que la caída de la presión sea más rápida que la de la temperatura, la cual puede disminuir por conducción térmica debido a que la matriz estará a la temperatura de saturación de vapor o cerca de ella a la presión de inyección, bajando la presión hará que el agua de la matriz se desprenda en vapor. Esto expulsará aceite por el empuje de gas.

Este mecanismo ha recuperado aceite de los bloques de la matriz en las pruebas de laboratorio, siendo similar a la de la generación de gas pero puede actuar en las temperaturas de vapor más bajas.

GENERACIÓN DE GAS

Cantidades significativas de gas puede ser generado en un yacimiento durante la inyección de vapor por diversas reacciones químicas entre agua-aceite o de agua-matriz.

El volumen de gas generado puede superar el tamaño de poro del yacimiento afectado. Estos gases incluyen CO_2 , H_2S e hidrocarburos ligeros. La generación de gas requiere de altas temperaturas y la composición del gas dependerá de la composición de los fluidos y minerales de la matriz, la generación significativa puede ocurrir a temperaturas a partir de $232\text{ }^\circ\text{C}$ (506 K). Este gas desplaza el aceite de la matriz a medida que aumenta su volumen. En algunos casos el CO_2 pueden expandir el aceite, pero estos efectos a las altas temperaturas necesarias se reducen por la generación de la expansión térmica.

El volumen de aceite recuperado por la generación de gas es incierto, pero puede ser similar a la recuperación por el empuje de gas en solución en los yacimientos no fracturados.

Durante el empuje de gas en solución, las movibilidades relativas del gas y el líquido en el poro son tales que cuando la caída de la saturación del líquido está por debajo del 75%, el gas remanente desvía el líquido y el aceite no se produce. Un desvío similar ocurre dentro de los bloques de la matriz de los yacimientos naturalmente fracturados y se podría esperar una recuperación del 25% del aceite por este mecanismo.

ALTERACIONES DE LA MATRIZ DE LA ROCA

Además de los gases que son generados a altas temperaturas muchos minerales del yacimiento también sufren alteraciones químicas.

Estudios han indicado que las alteraciones que tienen lugar durante la inyección de vapor tienden a consolidar las rocas impregnadas de aceite por cambios en la estructura del material que llena los poros. Estas alteraciones químicas de la matriz generalmente disminuye la permeabilidad del yacimiento, pero los efectos en la recuperación de aceite son difíciles de predecir, esto depende de la composición química del sistema fluido.

GENERACIÓN DE ACEITE

En yacimientos que contienen kerógeno (carbono orgánico sólido) una cantidad significativa de aceite puede ser generado durante la inyección de vapor. En yacimientos que contengan un 5% de carbono orgánico podrían generar un 65% adicional del volumen de poro.

No se sabe cuánto del aceite que se genera es expulsado de la matriz, sin embargo, el aceite generado no puede ser medido con los registros habituales o análisis de núcleos y solo pueden ser recuperados si se utilizan procesos de recuperación térmica.

DESTILACIÓN

La destilación de los componentes ligeros de los hidrocarburos es un mecanismo de recuperación probado para la inyección de vapor en yacimientos no fracturados con aceite ligero, mientras la fase de vapor fluye a través del aceite, las fuerzas termodinámicas pueden evaporar a algunos de los componentes de los hidrocarburos reduciendo la saturación de aceite residual.

Debido a que la cantidad máxima de la destilación está limitada por el equilibrio de la termodinámica, un significativo volumen de aceite es destilado sólo cuando grandes volúmenes de vapor pasan a través de la red de poros. Dado que el vapor en un yacimiento fracturado fluirá principalmente a través de la red de fracturas, poco será el vapor que entre al poro de la matriz para permitir la destilación.

Aun cuando se produce la generación del gas el volumen de vapor que circula en los poros de la matriz será relativamente pequeño y la cantidad de hidrocarburos destilados por el gas será menor por lo que se cree que la destilación no es importante en yacimientos fracturados.

EXPANSIÓN TÉRMICA

Los fenómenos capilares son igualmente importantes durante la inyección de vapor en diatomitas o areniscas de menor permeabilidad. La inyección de vapor, especialmente en tiempos cortos es acompañado de la condensación y el flujo de vapor lejos del pozo inyector resulta ser de sólo agua caliente.

La producción de aceite de muchos yacimientos fracturados se ha frustrado, no sólo por la baja permeabilidad de la matriz, sino también por la alta viscosidad del aceite y por la condición de mojabilidad de la matriz, que no es lo suficientemente mojada para favorecer la imbibición de agua. Algunos yacimientos de diatomeas especialmente los que contienen crudo pesado parecen mostrar estos atributos los cuales favorecen a la implementación de procesos de recuperación térmica.

Este mecanismo de recuperación incremental es uno de los más importantes. Durante los procesos de inyección de vapor, tanto los minerales de la matriz como los poros saturados de fluidos se calientan y se expanden. Los valores para el coeficiente de

expansión térmica de aceite crudo varían, pero $7.2 \times 10^{-4} \text{ [m}^3 / \text{m}^3 \text{ K]}$ es un promedio razonable. Los minerales de la matriz se expanden dentro del volumen de poro después del calentamiento y reducen la porosidad.

El calentamiento de la matriz por conducción térmica logra presurizar a través de la expansión térmica y el aceite puede ser expulsado por el abatimiento de presión. El tiempo característico para la expansión térmica es el tiempo para calentar la matriz por conducción.

El coeficiente térmico de la reducción volumétrica para el volumen de poro se ha medido y se encuentra entre $9 \times 10^{-5} \text{ [m}^3 / (\text{m}^3 \text{ K})]$ y $1.8 \times 10^{-4} \text{ [m}^3 / (\text{m}^3 \text{ K})]$. Estos efectos se combinan para producir una diferencia del coeficiente de expansión térmica para expulsar el fluido de los bloques de la matriz de aproximadamente $9 \times 10^{-4} \text{ [m}^3 / (\text{m}^3 \text{ K})]$.

Para un aumento de la temperatura del bloque de la matriz de $204 \text{ }^\circ\text{C}$ (478 K), la expansión diferencial térmica resultante del fluido y del volumen poro es aproximadamente el 20% del volumen de los poros. Este volumen de fluido será expulsado del bloque de la matriz por sobrecalentamiento.

Los datos limitados sugieren que la expulsión de aceite por expansión térmica no puede ser una función lineal de la temperatura.

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

La comparación de los métodos de Burger y Miller indica que en el papel de la conductividad térmica en la estabilidad de desplazamiento necesita una mejor comprensión. Un modelo sin la conductividad térmica es poco realista, sin embargo, el caso extremo se utiliza simplemente para establecer la diferencia que hace la conductividad térmica.

Para una distribución de la permeabilidad completamente homogénea, la presencia o ausencia de la conductividad térmica tiene poco o ningún efecto sobre la estabilidad en el sistema. Debido a que es completamente homogénea, no existe la posibilidad que se produzca una extensión inestable. Esto sería equivalente al caso de Miller con una longitud de onda infinitamente larga. Sin embargo, en un yacimiento real no es el caso donde se dispone de heterogeneidad local para iniciar un desplazamiento de vapor inestable.

Para el caso de la conductividad térmica, el calor viaja ortogonal a la dirección del flujo de fluidos y hace que el perfil de temperatura proceda con un frente plano. Cuando no existe el término de la conductividad térmica, el calor sigue la heterogeneidad y el perfil de temperatura es muy inestable.

En un modelo examinado es aún más evidente la contribución de la conductividad térmica. Los dos perfiles de temperatura son muy diferentes. Para el caso sin la conductividad térmica la digitación que se presenta significa la inestabilidad por alta temperatura.

Para sistemas heterogéneos la conductividad térmica tiene un efecto estabilizador pero el efecto más estabilizador que se tiene es la conectividad entre los pozos productor y el de inyección. Cuando existe heterogeneidad se producen la inestabilidad.

Un sistema heterogéneo debe tener una longitud de onda característica bastante breve según la obra de Miller, y la longitud de onda es inversamente proporcional a la conectividad de pozo a pozo.

En las regiones de alta permeabilidad el desplazamiento tiende a formar digitación en los casos de porosidad más alta, para el caso de la porosidad en una arenisca, esto es especialmente notable en la región de alta permeabilidad.

En las regiones de baja permeabilidad se recupera más aceite en el caso de baja porosidad que en el caso de alta. Esto se debe tanto a la conductividad térmica y capacidad calorífica del sistema. La conductividad térmica de la roca es más grande que las de otras fases, por lo tanto en los sistemas de baja porosidad, si existe más roca esto significa un mayor flujo de calor hacia las regiones de baja permeabilidad para ayudar a recuperar el aceite. El agua tiene mayor capacidad calorífica que la roca, así que en medios de alta porosidad se requiere de más calor para aumentar la temperatura una cantidad determinada y la disposición del calor es menor para los mecanismos de recuperación de aceite.

Los efectos tanto de la conductividad térmica como los de la capacidad calorífica causan que en un sistema de menor porosidad se extraiga el aceite más rápido que en los sistemas de alta porosidad en las regiones de baja permeabilidad del yacimiento.

La transferencia de calor por conducción térmica es un mecanismo de estabilización que gobierna la inyección de vapor en yacimientos con propiedades petrofísicas

heterogéneas. En los yacimientos de alta porosidad con las típicas presiones de inyección, los frentes de vapor pueden volverse inestables.

IMBIBICIÓN CAPILAR

En los yacimientos mojados por agua, el agua contenida en las fracturas se absorbe de forma espontánea en el bloque de la matriz a través de los poros más pequeños aumentando la presión interna del bloque de la matriz y el aceite es expulsado a través de los poros más grandes. La cantidad de aceite expulsada depende de la tensión interfacial, de la mojabilidad y de la geometría de los poros de los sistemas roca fluidos.

La expulsión de aceite por imbibición capilar a baja temperatura varía en la recuperación que va desde unos pocos puntos porcentuales hasta un máximo de 70%.

De acuerdo con Honapour la tensión interfacial del sistema crudo/ salmuera /roca puede aumentar o disminuir dependiendo de la composición del aceite y la temperatura, además el ángulo de contacto entre el aceite y el agua puede disminuir ligeramente con la temperatura.

Los efectos de la temperatura en la presión capilar determinan que la saturación residual del aceite a la imbibición del agua puede disminuir 0.09 [%/K] en arenisca, pero se mantiene sin cambios para la roca caliza.

Estudios indican una reducción en la saturación de aceite residual en roca caliza por la imbibición de alrededor del 0.08 [%/K] a altas temperaturas.

PRESIÓN CAPILAR

La producción de aceite es sensible a la presión capilar del contacto aceite / agua dicha presión puede ser muy alta para las diatomitas, pero la presión capilar del contacto aceite / gas no. La reducción de la presión capilar aceite / agua es resultado de la baja producción del aceite y una alta producción de agua, y viceversa. Hay que tener en cuenta que los efectos de la presión capilar por lo general carecen de importancia para la inyección de vapor en los yacimientos convencionales de aceite pesado.

La presión capilar influye significativamente sobre la distribución de la saturación y la recuperación. Las fuerzas capilares dominan el flujo multifásico en rocas de baja permeabilidad y yacimientos fracturados.

Los métodos de estado estacionario han sido modificados para hacer correcciones en las fuerzas capilares y los efectos capilares finales. Sin embargo, las técnicas de estado estacionario experimentan esfuerzos laboriosos necesarios para alcanzar múltiples estados estacionarios siendo especialmente el caso en rocas de baja permeabilidad.

Muchos métodos basados en la confrontación de la historia de los parámetros observables tales como el fluido producido, la caída de presión y la historia del perfil de saturación, asumen que la permeabilidad relativa y las curvas de presión capilar se comportan de acuerdo a una función predeterminada

En el caso de la función presión capilar, hay una disminución con el aumento en la temperatura. Un problema secundario pero no menos importante es la técnica para procesar los datos recolectados en los experimentos y su interpretación en las curvas de la permeabilidad relativa, la recuperación de aceite, la saturación de cada fase y la presión.

Las curvas de permeabilidad relativa de las dos fases y la función de la presión capilar se calculan mediante experimentación in situ, los perfiles de saturación son obtenidos durante experimentos de imbibición. Gladkikh y Bryant presentaron los resultados de los cambios previstos en la presión capilar con los cambios en la mojabilidad. Tales estimaciones aunque no únicas, son muy limitadas por la historia de medidas de la saturación in situ.

4.3.- PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNADOS

4.3.1.- PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR Y AGUA DE MANERA ALTERNADA EN DIATOMITAS

La inyección de vapor es utilizado para recuperar aceite pesado y bitumen desde la primera aplicación en un campo petrolero a finales de 1950, la producción mundial de crudo pesado ha experimentado un crecimiento fenomenal, y se estima actualmente en 2 millones barriles diarios (OGJ Especial, 1996). Este crecimiento se atribuye principalmente a tres factores:

- 1.- Los avances tecnológicos.
- 2.- Bajos costos de capital y operativos.
- 3.- Precios altos del petróleo y más estables.

Estos factores proporcionan mayores márgenes de explotación, a su vez permite que se instalen un mayor número de proyectos en las propiedades que anteriormente se consideraban marginales, aumentando así la producción atribuible a la aplicación de vapor. Los avances tecnológicos incluyen geológica, geofísica del yacimiento, instalaciones y las disciplinas de ingeniería de producción ayudan reducir costos, mejorando la recuperación estimulando la inversión en aceite pesado y bitumen.

En la aplicación del proceso de inyección continua y ciclica de vapor, el principal mecanismo de recuperación es la reducción de la viscosidad. (Wu, 1977), la aplicación de este método de recuperación asistida de petróleo se ha limitado sobre todo a aceite de alta viscosidad y de baja gravedad. Los objetivos iniciales de la inyección de vapor fueron los yacimientos que se producen a poca profundidad y que tienen una saturación de aceite alta, con geología relativamente sencilla.

En la inyección de vapor seguida de una inyección de agua, a medida que la inyección continua de vapor madura, el gasto de producción de aceite disminuye y la relación de aceite-vapor (SOR) aumenta, con el tiempo se convierte en un método muy caro. Una alta relación aceite-vapor generalmente indica que una gran cantidad de calor es retenido en el sistema roca fluidos del yacimiento, una gran cantidad de este calor circula a través del yacimiento sin afectar la recuperación de aceite. Por lo tanto se debe de encontrar un método para optimizar el proyecto de inyección de vapor.

Estos son algunos de los importantes avances de la ingeniería que permiten la explotación de crudo pesado.

La inyección de vapor seguido por inyección agua de manera alternada.

La generación de electricidad de manera conjunta.

La distribución y medición en la superficie del vapor en dos fases.

La separación y el tratamiento de agua producida.

La generación de vapor en el fondo del pozo

El aislamiento de tubería.

La inyección de vapor en varias zonas y perfiles.

La simulación para analizar y predecir el rendimiento del vapor.

En Rusia, Canadá y California este método es usado exitosamente en sus yacimientos de aceite pesado (Nasr, T. N., 2005). La aplicación del WASP elimina problemas relacionados con el avance del vapor y mejora la eficiencia de barrido mejorando el porcentaje de recuperación.

El proceso de inyección de vapor alternado con agua (WASP) es implementado para el control de la irrupción del vapor en los pozos productores. Además es utilizado para disminuir la temperatura del avance de vapor, mejorar la recuperación de aceite, tanto en los modelos con pozos invadidos y no invadidos. La irrupción prematura se presenta por el espaciamiento estrecho de los campos en diatomitas que se tiene que realizar aunado al buzamiento abrupto de algunos yacimientos.

En un yacimiento con un buzamiento abrupto este fenómeno de dichas características a menudo prohíbe la producción económica de pozos afectados debido a la rápida disminución de la presión, además de los problemas operacionales tales como el arenamiento excesivo, el cierre de las bombas por gas o corte de vapor en los tubos (ver Figura 4.9).

El diseño del espaciamiento recomienda la colocación de pozos inyectores más cerca de los productores para aumentar el área de barrido en los yacimientos fuertemente inclinados. Se han elaborado directrices para la conversión de inyección de agua a inyección continua de vapor, así como para determinar la temperatura óptima y el gasto de inyección de agua después de inyectar el vapor.

En muchos desplazamientos con vapor la heterogeneidad conduce a que los avances verticales y de área sean pequeños. Si esta heterogeneidad incluye regiones de alta permeabilidad esto puede conducir a un extremo contrario dando lugar a una irrupción prematura.

Los fluidos inyectados se mueven a lo largo de las vías de menor resistencia a través de canales de mayor permeabilidad resultando en una pobre eficiencia del desplazamiento microscópico, con una comunicación directa entre los pozos o brotes en la superficie.

La anulación de la gravedad del vapor es resultado de la gran diferencia de densidades entre vapor inyectado y los fluidos del yacimiento. Por lo cual se reduce la eficiencia del desplazamiento microscópico y conduce a la invasión temprana de vapor en los pozos de producción.

Por otra parte la irrupción prematura a menudo indica la existencia de un pobre barrido del área y/o vertical, reduce considerablemente la eficiencia térmica definida como el aceite producido acumulado contra el calor inyectado acumulado y la vida económica del proyecto.

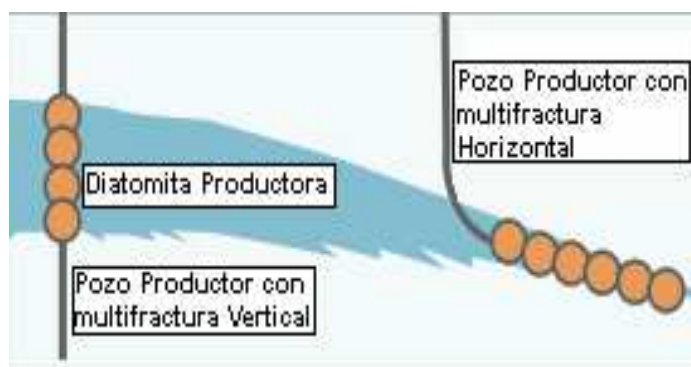


Figura 4.9.- El buzamiento representa un reto para la explotación, modificada de PinnacleTechnologies, Inc. 2007.

Uno de los principales problemas con los que se enfrenta un proceso de inyección alternada de agua y vapor es la disponibilidad del agua requerida. Esta es obtenida de pozos de agua. Se filtra para eliminar los sólidos suspendidos superiores a 25 micras pasando a través de filtros de arena, luego se trata para la separación del oxígeno y se añade un agente bactericida controlador del pH.

Al comienzo de la inyección de agua se debe realizar una revisión de los pozos que están cumpliendo con su objetivo ya que estos pueden estar experimentando una contra presión de la formación y no cumplir el cometido o caer en el caso contrario de estar requiriendo más agua de la necesaria.

La solución a estos problemas se debe de implementar de inmediato mediante la instalación de estranguladores para regular el flujo o incrementando la presión de descarga según lo requiera el caso. El agua fría desplaza el aceite que se encuentra en las zonas que fueron ignoradas en el barrido en la inyección de vapor debido a la canalización de este último.

Las bajas temperaturas provocan la pérdida de la movilidad de aceite en el yacimiento, resultando en una disminución en la producción de aceite como es evidente en algunos de los pozos que producen bajo un proceso WASP, es por este motivo que en varios diseños se tengan que regresar a la inyección de vapor después de un corto

tiempo de inyección de agua. Otra causa es por la alta viscosidad del aceite producido.

La principal ventaja del proceso de inyección de vapor alternado con agua (WASP) sobre la inyección continua de vapor es demorar y/o eliminar la irrupción prematura del vapor. Cuando el vapor irrumpe en el pozo productor, este alcanza una temperatura muy alta lo cual ocasiona grandes pérdidas de energía térmica y reduce la productividad. Junto con el WASP el empuje del aceite con la inyección agua caliente son utilizados para maximizar el valor de un empuje maduro de vapor.

La simulación es de gran ayuda en la definición de la duración de los ciclos y los gastos necesarios para el control de la irrupción de vapor.

En los proyectos de diatomitas donde se han implementado un proceso WASP los resultados han sido los siguientes:

- 1.- El WASP controla los problemas de irrupción del vapor.
- 2.- El proceso tiene éxito debido a que la fase de agua ocasiona el colapso parcialmente del frente de vapor y mejora la eficiencia del desplazamiento microscópico vertical en el frente del desplazamiento.
- 3.- Se ha presentado un aumento en la producción de aceite debido a la mejora de la productividad y menor consumo de combustible para la generación de vapor.

Se han realizado estudios simulando diferentes alternativas para yacimientos de aceite en diatomitas donde fueron implementados los procesos WASP, la reducción del gasto e inyección de vapor de espuma. Todos presentaron una producción de aceite incremental con referencia al caso base. Sin, embargo en el caso de la producción con espuma el incremento se presenta más rápido pero el incremento en la producción no fue sostenida, los efectos de la espuma se disiparon rápidamente y la irrupción ocurrió poco después que de la inyección del surfactante fuera suspendida.

Durante el primer periodo de inyección de agua, la producción de aceite disminuyó en el buzamiento inferior del yacimiento y en el superior se incrementó, esto se debe al aprovechamiento del frente de vapor. La producción en el buzamiento superior no se incrementó en periodos de inyección de agua posteriores, los datos de temperatura indican que la inyección de agua pudo haber reducido las condiciones del rompimiento del vapor en el buzamiento superior. En dichos estudios se obtuvieron los resultados

de un incremento del 14% bruto en la producción y un 68% en la disminución del calor de la inyección.

La temperatura de flujo de producción mezclada y la temperatura estática indican que los períodos de inyección de agua enfriaron el yacimiento productor entre un 65% a 70% de la temperatura de vapor saturado. Después de 2 a 4 meses de inyección de vapor el yacimiento se acerca a la temperatura del vapor saturado en un 90 al 95%.

Los aspectos generales a considerar para la implementación de un proceso WASP en un yacimiento son:

- a) La rentabilidad del desplazamiento con vapor en un ambiente competitivo.
- b) El perfil de la temperatura sub-superficial de los pozos inyectores y productores.
- c) El corte de agua.
- d) La relación aceite vapor (SOR).
- e) El vapor de inyección acumulado en el yacimiento.
- f) Las propiedades del yacimiento.

Los criterios para la selección de los pozos con los cuales se implementa el proceso WASP son: La temperatura del yacimiento, la relación aceite-vapor (WOR), la susceptibilidad de brotes del vapor y la alteración mínima al sistema de tubería principal.

El perfil de temperatura en un yacimiento simulado revela que el WASP es eficiente en la irrupción del vapor con una disminución de 16 °C (85% de la temperatura del vapor saturado).

En un programa piloto el proceso WASP fue implementado porque los estudios de simulación presentaron que es técnica y económicamente más efectivo que una simple reducción convencional del gasto de inyección y desviadores para la corrección de los problemas de ruptura del vapor en el buzamiento del yacimiento.

Después de dos ciclos completos los datos del monitoreo fueron analizados para determinar la eficiencia del proceso en la reducción de la temperatura del yacimiento y a la vez el mantenimiento de la presión. Además de la producción se comparó el impacto económico del WASP en la eficiencia térmica con la línea base del rendimiento esperado.

Se encontró que el WASP es efectivo en el mantenimiento de la presión del yacimiento, mantener la producción de aceite y mejora la eficiencia térmica. Es muy económico y transforma una zona poco rentable en una rentable mediante la reducción de costos operativos.

Los resultados del campo fueron comparados con el rendimiento previsto en los estudios de simulación para evaluar la eficiencia de la simulación en:

1.- El diseño de la duración de los ciclos iniciales y los gastos de la prueba de campo WASP.

2.- Modelando cualitativamente el proceso WASP en la zona de vapor y el desempeño del proyecto.

La simulación calculo los gastos óptimos de agua que son de 1.75 a 2.50 veces el gasto de inyección de vapor. También mostró que el aumento en la eficiencia térmica debido a WASP no podría ser constante con periodos equivalentes de inyección de agua y vapor.

Además la simulación presento que la reducción del gasto, el vapor de espuma y el WASP. Todos incrementaron la producción en relación con el caso base en el buzamiento productor mientras la producción se redujo ligeramente en la parte superior del buzamiento.

Los resultados de campo muestran que la duración de los períodos de inyección de vapor y del agua cambian en cada ciclo, para equilibrar el control del rompimiento y mantener la zona de vapor. Además presentaron una adecuada reducción de la temperatura en 6 a 7 meses.

Se observó una tendencia de aumento en la producción de aceite incremental durante los períodos de inyección de vapor con relación a la inyección del agua en el campo, pero no en la simulación. Ese aumento se produjo debido a la optimización de la duración del ciclo, el cual controla la ruptura con un inmediato retorno a la inyección agua a la primera señal del acercamiento del frente de vapor al buzamiento productor.

La comparación entre la simulación y los datos reales mostraron los beneficios de una continua adaptación de la duración de los ciclos de la inyección basados en los datos del monitoreo.

La duración de los ciclos puede ser ajustada según la respuesta del yacimiento o el rendimiento económico sin poner en peligro la capacidad del proceso para controlar el avance decisivo de vapor.

El proceso WASP existente puede ser mejorado con apoyo en los resultados de estudios de simulación. Este reajuste sirve para dos propósitos principales:

1. Proporciona un medio para operar continuamente los generadores de vapor (es decir, la inyección de vapor se cambia de un área a otra cada determinado tiempo);
2. Se simplifica el seguimiento y la gestión del proyecto.

La simulación también mostró que la conversión a una inyección continua de agua caliente es una estrategia de inyección óptima para suplir la inyección continua de vapor.

Los datos del monitoreo ayudan a identificar la migración directa del vapor hacia los pozos productores en la zona del buzamiento en el yacimiento. En respuesta a los indicios de un rompimiento prematuro del vapor, el nivel de líquido bombeado debe de ser incrementado en el buzamiento productor para reducir la afluencia del vapor y la alta temperatura asociada.

Aunque el aumento de la presión del pozo ayuda a reducir los problemas operativos asociados con el avance del vapor esto limita la producción del aceite, pero no muestra signos de abordar los problemas de barrido vertical y área.

4.3.2.- INYECCIÓN MADURA DE VAPOR

La madurez térmica ocurre cuando el yacimiento está lo suficientemente caliente como para que el calor de inyección pueda ser disminuido con el fin de recibir un máximo beneficio y depende del tipo de roca, el espesor del yacimiento además de los gastos de inyección del vapor.

Los registros de temperatura y neutrón son de gran ayuda para decir cuando se debe cambiar de una inyección de vapor a una inyección de agua. El registro neutrón indica con precisión si una fase gaseosa está presente en el espacio de los poros. La magnitud de los picos de temperatura y la presencia o ausencia de una fase gaseosa sugieren dos tipos de calentamiento del yacimiento.

En el primer tipo de calentamiento, la temperatura máxima es inferior a 121 °C y el registro neutrón indican el espacio de los poros sólo contiene líquido (sin gas), este tipo de calentamiento se interpreta como el resultado del calentamiento por convección causado por el vapor condensado y se le conoce como la "zona de agua caliente".

En el segundo tipo de calentamiento el pico de la temperatura es mayor que 148 °C. acompañado del registro neutrón que indica una fase gaseosa. Esta combinación de alta temperatura y la presencia de la fase gaseosa sugieren que estos intervalos son zonas de vapor.

Cuando una inyección de vapor madura es necesario convertirla en una inyección de agua o emplear estrategias alternativas, como la reducción del gasto, reducir la calidad del vapor de agua para reducir los costos de inyección y mantener los beneficios, estos son algunos indicadores.

La producción de aceite presenta una declinación en línea recta, La relación aceite agua es ascendente (WOR), un incremento en la relación aceite vapor (SOR). Como en un proyecto maduro de inyección continua de vapor, el gasto de producción de aceite disminuye y si la velocidad de inyección de vapor se mantiene constante y el calor circula en el yacimiento, con estos factores el costo de la operación se incrementa disminuyendo el flujo de dinero lo que genera que la vida del proyecto se acorte, reduciendo el valor presente neto de las reservas.

Reducir la temperatura eficazmente, evita la invasión del vapor en los pozos de producción, de modo que el bombeo de vapor pueda bajar y/o parar en pozos que reanuden la producción si se trata de pozos que cumplen una doble función (inyección / producción).

La tendencia reciente ha sido de convertir una inyección continua de vapor madura a una inyección de agua (Ault, 1985; Hong, 1987). Esta acción sirve para los objetivos siguientes:

- a) Prolongar la vida económica del proyecto de inyección de vapor.
- b) Reducir el consumo de combustible y liberar generadores de vapor para la expansión del proyecto.

- c) Restaurar la zona de vapor con agua en fase líquida para reducir los hundimientos en superficie y eliminar el retorno del aceite a las zonas inundadas por el vapor después de enfriarse.
- d) Para redistribuir el calor en el yacimiento y producir el aceite adicional de las zonas que han sido excluidas por el vapor inyectado.

La inyección alternada de vapor y agua es un proceso para evitar la migración del vapor mediante la inmersión en un yacimiento con un buzamiento abrupto, además, de ser técnica y económicamente más eficaz que una convencional reducción del gasto y los desviadores de espuma en la corrección de problemas de inmersión en el avance del vapor.

La respuesta del yacimiento a la inyección de agua se traduce en un incremento en el gasto de producción del aceite y una disminución de los problemas asociados con la aplicación del desplazamiento con vapor. Utilizando un WASP el empuje de agua caliente maximiza el valor del empuje de vapor térmico maduro.

Una conversión a inyección de agua caliente mejora significativamente el flujo de dinero del proyecto de inyección de vapor. Como en un proyecto maduro de inyección continua de vapor, el gasto de producción de aceite disminuye y si la velocidad de inyección de vapor se mantiene constante, la relación de vapor-aceite (SOR) aumenta. Se hace necesario emplear estrategias alternativas, como la reducción del gasto, la calidad del vapor de agua. Para reducir los costos de inyección y mantener los beneficios.

La siguiente es una estrategia operativa inicial a grandes rasgos, formulada para convertir de manera eficiente la inyección de vapor en inyección de agua.

- a) Cerrar a todos los inyectores para ser convertidos en inyectores.
- b) Permitir que las tuberías de vapor que se enfríe durante una semana.
- c) Se calibran medidores de inyección de agua.
- d) Establecer un perfil de temperatura de referencia de los pozos inyectores.
- e) Establecer un gasto de inyección objetivo.
- f) Iniciar la inyección de agua.
- g) Observar los gastos y la presión en la boca de los pozos de inyección de agua.
- h) Realizar estudios de seguimiento de la temperatura de los pozos inyectores de agua.

- i) Observe la producción bruta, cortes de agua y nivel del líquido de las extracciones sobre una base regular.

Esta estrategia debe ser ajustada si es necesario.

El espaciado de los pozos es diseñado con base en estudios previos con los cuales se recomienda que en un yacimiento de buzamiento abrupto, la colocación de pozos inyectores sea más cerca para aumentar el área de barrido.

Las terminaciones de los pozos inyectores en este proceso se realizan con doble sarta, los pozos productores son terminados con tubería de revestimiento corta ranurada y empacador de grava.

La evaluación del rendimiento del WASP abarca algunos de estos parámetros que son:

El gasto de la producción de aceite.

El costo del barril de aceite producido.

El costo de reparación de los pozos.

La presión y temperatura del yacimiento.

Los costos de operación directa para producir un barril de aceite en los desplazamientos de vapor se puede llegar a reducir en un 33% con el WASP, principalmente debido a reducciones en el gas natural para la generación del vapor y el costo de acondicionamiento.

La generación, distribución y la inyección de vapor junto con las instalaciones de producción y la predicción del rendimiento son avances en el proceso (WASP) que han ayudado a aumentar la recuperación de aceite, ampliar los intervalos en los yacimientos y mejorar la eficiencia del proceso.

Mediante la alternancia de la inyección de agua y vapor, el calor acumulado de inyección se reduce hasta en un 25% con relación a la inyección continua de vapor. Además, debido a una mayor producción durante los ciclos de vapor, la producción de aceite acumulado aumenta en un 10% por encima de lo esperado en la inyección continua de vapor. La reducción del calor y el aumento de la producción de aceite mejora la eficiencia térmica total cerca de un 30%.

Las instalaciones requeridas para implementar el proceso WASP son mínimas. Incluso sin comparar el rendimiento con la historia de producción, pruebas en campo hacen ver que una simulación eficaz del diseño de un proceso WASP en campo y en respuesta del modelado del yacimiento predice adecuadamente el efecto del WASP en la migración de vapor.

Las líneas superficiales y subsuperficiales deben tener un revestimiento termo aislante con el fin de minimizar las pérdidas de calor. Muy a menudo, las pérdidas de vapor son tan grandes que el vapor se condensa en agua caliente para el momento en que llega a las perforaciones.

La canalización de vapor y la digitación viscosa en la mayoría de los patrones de haber causado barrido de área a ser no radial, y que resultan en cortes de agua-son en exceso de 80%.

Las fuerzas viscosas dominan a las de gravedad debido a la cercanía de los pozos inyectoros con productores, la estratificación vertical y las estrategias agresivas de operación, tales como los altos gastos de inyección al inicio, un alto volumen en los cíclicos de vapor y las bajas presiones en el bombeo.

La comparación de las estrategias de diferentes procesos muestra que el proceso no es muy sensible a la duración de los ciclos o volúmenes, lo que permite flexibilidad en el diseño en pruebas de campo.

4.3.3.- PROCESOS DE INYECCIÓN DE GAS Y AGUA DE MANERA ALTERNADA EN DIATOMITAS

4.3.3.1.- CLASIFICACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GAS ALTERNADO CON AGUA

La inyección de gas en las diatomitas puede proporcionar un método de recuperación alternativo al agotamiento primario y en los procesos de recuperación con inyección de agua.

La inyección de gas alternado con agua (WAG) por sus siglas en ingles, es un método de recuperación de aceite inicialmente destinado a mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas, principalmente mediante la inyección de agua para controlar la movilidad del desplazamiento y para estabilizar el frente de inyección. En algunas aplicaciones recientes se produce gas hidrocarburo, el que puede ser

inyectado en los pozos de inyección de agua con el objetivo de mejorar la recuperación de aceite y mantener de presión Figura 4.10.

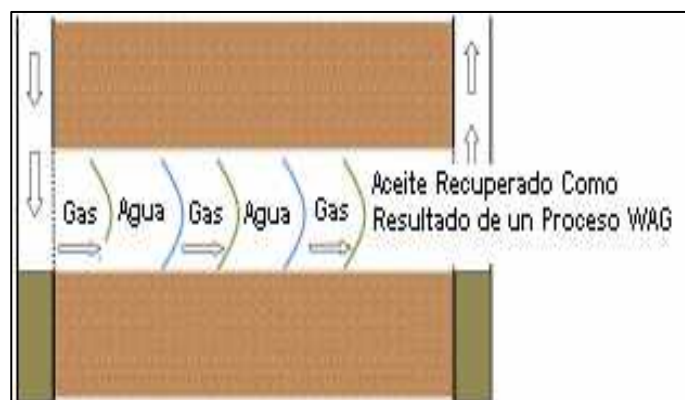


Figura 4.10.- Esquema General del proceso WAG (Zahoor, 2011)

Los procesos de inyección de gas alternados con la inyección de agua se pueden agrupar de muchas formas, la más común es distinguir entre desplazamiento miscible e inmiscible como una primera forma de clasificación

Existen dos tipos de desplazamiento con CO_2 básicos: el miscible donde el CO_2 actúa como un verdadero disolvente y se convierte en una fase líquida con el aceite y el inmiscible, donde la presión de la inyección es insuficiente para alcanzar la miscibilidad. La mayoría de los desplazamientos con CO_2 son del tipo inmiscible donde el CO_2 es inyectado continuamente o intermitentemente con alternancia en inyecciones de agua.

El CO_2 es un disolvente de bajo costo con una presión mínima de miscibilidad en el aceite de gravedad específica baja. La inyección de CO_2 en los yacimientos de aceite es técnica probada. En yacimientos de diatomitas bajo una inyección de agua la relación de movilidad es aproximadamente de 1.65.

Los estudios realizados en tubos delgados indican que la presión mínima de miscibilidad (MMP) es de aproximadamente 350 [Kg/cm²] con CO_2 puro. Sin embargo, en condiciones de miscibilidad parcial hay beneficios adicionales asociados con la inyección de CO_2 en términos de reducción de la viscosidad y la expansión del aceite en el yacimiento.

Los yacimientos de aceite ideales para la inyección de dióxido de carbono (CO_2) son los homogéneos donde pueden alcanzar presiones superiores a las del yacimiento. Estos yacimientos se deben ajustar a reglas generales para ser candidatos a la inyección de CO_2 , es tener más de 600 metros de profundidad, contener aceite ligero y

la gravedad que tiene características susceptibles de inyección de agua y de inyección de gas.

El alcance económico inicial muestra que la incertidumbre clave asociada con la inyección de CO₂ en las diatomitas son las reservas recuperables. Estas reservas están directamente relacionados con la saturación de aceite objetivo que se definen como la saturación de aceite residual hasta la inyección de agua (S_{orw}) menos la saturación de aceite residual hasta el desplazamiento inmisible (S_{osim}).

Una saturación de aceite residual después de la inyección de agua de un 30% representa un valor atractivo para la inyección de CO₂. Una saturación residual de aceite del 20% se considera alta para un desplazamiento miscible con CO₂. Los valores reales de la S_{or} del yacimiento depende en gran medida de la eficiencia del barrido de área y vertical, la geometría de la fractura. Además, de las condiciones del yacimiento antes de la inyección del CO₂.

4.3.3.2- INYECCIÓN DE GAS ALTERNADO CON INYECCIÓN DE AGUA EN FORMA MISCIBLE.

Es difícil distinguir entre una inyección WAG miscible y una inmisible. En muchos casos un multicontacto de gas / aceite puede haber sido obtenido de la miscibilidad, No ha sido posible aislar el grado del efecto composicional en la recuperación de aceite por inyección WAG.

La mayoría de los proyectos miscibles elevan la presión con fin de llevar la presión del yacimiento por encima de la presión mínima de miscibilidad de los fluidos. Estos proyectos miscibles se encuentran principalmente en tierra, los primeros casos son los que utilizan solventes como el propano el cual es un proceso menos económico. Debido a que no se mantiene la presión, es decir la miscibilidad se pierde. En casos reales de campo puede oscilar entre miscible y inmisible durante la producción de aceite.

Debido a la baja presión y la densidad relativa del aceite existen yacimientos en diatomitas en donde no es posible una inyección miscible de CO₂, sin embargo, la vaporización y la extracción de los componentes intermedios debido al contacto con CO₂, todavía se realizan al igual que la reducción de viscosidad y la expansión del aceite. La viscosidad del aceite se reduce a la mitad con el CO₂, el volumen aumenta del 20 al 30% en algunos pozos vecinos mostrado un aumento rápido en la producción de hasta un 15%.

Las inyecciones de gas más miscibles se han realizado en un espaciamiento de pozos estrecho pero recientemente los procesos miscibles también se han intentado incluso en un espaciado de pozos del tipo costa afuera Figura 4.11.

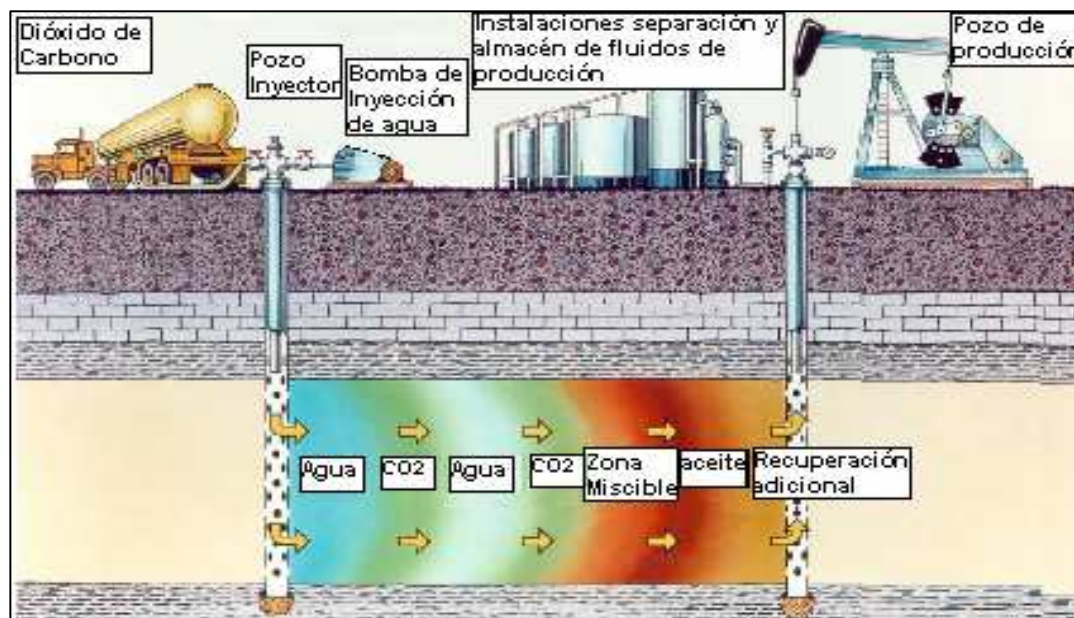


Figura 4.11.- Esquema del proceso WAG miscible con CO₂. Tzimas E., 2005.

4.3.3.3.- INYECCIÓN DE GAS ALTERNADA CON INYECCIÓN DE AGUA EN FORMA INMISCIBLE

Este tipo de proceso WAG ha sido aplicado con el objetivo de mejorar la estabilidad del frente y ponerse en contacto con el aceite de zonas ignoradas por el frente de inyección de gas. Su aplicación han sido en los yacimientos en donde la gravedad es estable y la inyección de gas no pueden ser aplicada de manera continua por los recursos limitados de gas o las propiedades del yacimiento como una baja inclinación o una fuerte heterogeneidad.

La recuperación de aceite por inyección alternada de gas y agua se atribuye al contacto del petróleo con el agua en zonas ignoradas por el desplazamiento, especialmente en la parte inferior del yacimiento mediante el empuje del agua, en la parte superior por la acumulación de gas.

Debido a que el aceite residual después de la inyección de gas es normalmente menor que después de la inyección de agua, la inyección WAG tiene el potencial para aumentar la eficiencia del desplazamiento microscópico. Por lo tanto, la inyección

WAG puede conducir a mejorar la recuperación de aceite mediante la alternancia de la inyección y un mejor control de la movilidad del contacto con las zonas ignoradas, que conduce a mejorar el desplazamiento microscópico Ver Figura 4.12.

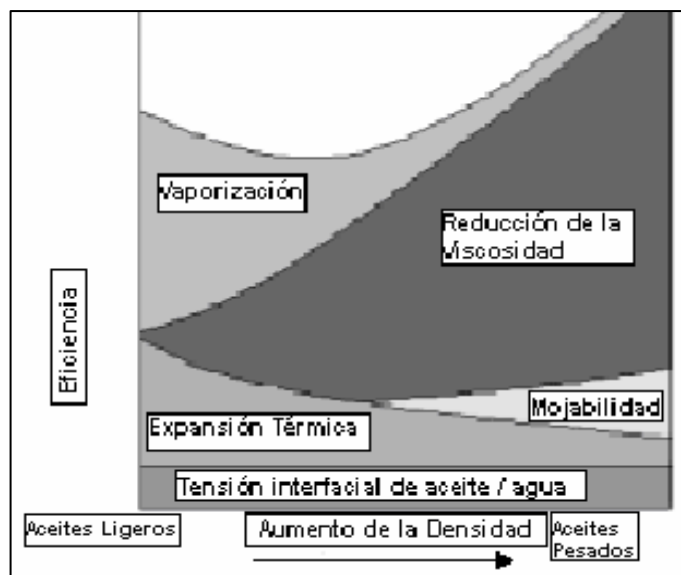


Figura 4.12.- Efectos del CO₂ en el aceite.(Volek, 1972).

Aunque el control de la movilidad es un tema importante, otras ventajas de la inyección WAG también deben tenerse en cuenta. Además del barrido, la eficiencia del desplazamiento microscópico puede ser mejorada. La saturación residual de aceite es generalmente más baja para la inyección alternada de agua y gas que para una inyección de solo agua, en ocasiones incluso menor que la inyección de gas debido al efecto de las tres fases y el ciclo dependiente de la permeabilidad relativa.

Debido a que el desplazamiento microscópico del aceite por el gas es mejor que el realizado por el agua, la inyección alternada mejora la eficacia del desplazamiento del gas con una mejora en el barrido macroscópico mediante la inyección de agua.

En ocasiones el primer bache de gas se disuelve en cierto grado en el aceite. Esto puede hacer un cambio en la masa (la expansión y la extracción) lo que favorece en la relación viscosidad / densidad de los fluidos en el frente de desplazamiento, Entonces el desplazamiento puede estar cerca de convertirse en miscible.

Cuando un gran bache de gas es inyectado seguido por un número pequeño de baches de agua y gas al proceso se conoce como inyección híbrida de gas y agua.

La heterogeneidad del yacimiento y la permeabilidad relativa del gas y del aceite desempeñan un papel fundamental en la eficiencia de la recuperación, es por eso también se debe considerar un mecanismo de desplazamiento horizontal. El resultado de la inyección WAG es un patrón complejo de las dos saturaciones debido al aumento y disminución del gas y agua de manara alternada. Esto exige demandas especiales para la descripción de la permeabilidad relativa de las tres fases (aceite, gas y agua).

Hay varias correlaciones para el cálculo de la permeabilidad relativa de las tres fases en la literatura, pero recientemente ha sido diseñado un método para la inyección WAG utilizando ciclo dependiente de la permeabilidad relativa.

En la inyección de CO₂ en condiciones tanto miscibles como inmiscibles se inyectan baches de agua generalmente con el objetivo de controlar la movilidad de CO₂. Por eso son importantes los fenómenos capilares para la mayoría de las técnicas de recuperación en los medios de baja permeabilidad. La imbibición puede ocurrir en un yacimiento en los modos de flujo tanto contracorriente y co-corriente, dependiendo de la red de fracturas y las velocidades de inyección de agua.

La inyección de gas alternada con agua (WAG) es un proceso usado para reducir el fenómeno conocido como digitación mediante un barrido vertical, lo que incrementa la eficiencia de la recuperación. Este mismo concepto se ha usado en la inyección de vapor en el cual se emplea un gas miscible donde actúan los efectos térmicos y de condensación.

La estructura de los poros, la saturación inicial de agua en la roca y las curvas de permeabilidad relativa, además, de la inyección de agua, vapor y de un gas como el CO₂ (WAG) se basan en cierta medida en la imbibición capilar para ayudar a la producción de aceite.

La velocidad y el grado de imbibición dependen fundamentalmente de la viscosidad de las fases mojante y no mojante. Si la relación entre la viscosidad de los fluidos mojante y no mojante es variada en su magnitud a lo largo de distintos órdenes producen diferentes valores de rendimiento de la imbibición. En la imbibición espontánea, el líquido mojante se absorbe en la roca por medio de succión capilar y el fluido no mojante es expulsado.

La velocidad y extensión de la imbibición dependerá críticamente de la viscosidad del fluido mojante y las fases no mojantes. Otros factores incluyen: la tensión interfacial líquido / líquido (IFT), La inyección de vapor para todos los propósitos prácticos se ha realizado bajo condiciones de saturación con una fracción del vapor inyectado en fase líquida.

El rendimiento de tres métodos de recuperación mejorada de aceite tales como la inyección alternada de gas con agua (CO_2 WAG), inyección simultánea de CO_2 con polímeros y la inyección de únicamente polímeros fueron comparadas en el laboratorio. El proceso WAG con CO_2 inmisible recupera un 15.3 % del aceite original con 6.16 MSCF/stb. Bajo una presión máxima controlada el polímero logra desplazar un 12.93 % del aceite original con solo el 0.4% adicional a la recuperación inicial con la inyección de agua.

La metodología utilizada en la evaluación del proyecto y el diseño tienen que incluir: la construcción del modelo geológico, simulación de yacimientos y las predicciones de inyección del CO_2 , diseño de instalaciones, terminación y más consideraciones.

El espaciamiento de los pozos en tierra es muy diferente, donde los patrones finos son aplicados, para los proyectos en costa fuera el espaciamiento es aproximadamente de 1000 [m] entre cada pozo.

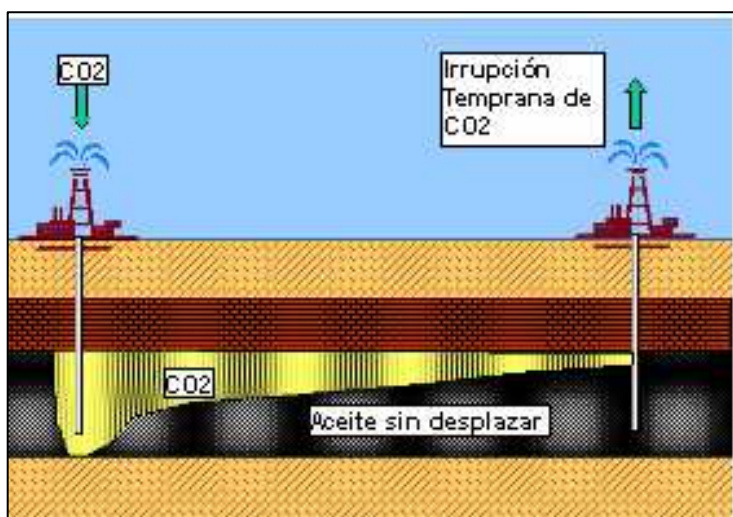


Figura 4.13.- La irrupción de CO_2 . (Tzimas, 2005).

A pesar de los problemas de inyectividad y producción, por lo general no son perjudiciales para el proceso WAG. Se ha prestado atención especial a la irrupción de

las fases inyectadas (agua o gas). Los intercambios de composición puede dar una cierta recuperación adicional y puede influir en las densidades y viscosidades de los fluidos. La inyectividad para el CO₂ tiende a ser mayor que para la inyección de agua si no son encontrados problemas de depósitos de asfalténos con lo muestra la Figura 4.13.

El dióxido de carbono (CO₂) se ha utilizado para mejorar la recuperación de aceite durante varias décadas en desplazamientos tanto miscible como inmisible conforme al tipo de aceite y la categoría de yacimiento. La recuperación del aceite se ve mejorada cuando se inyecta el CO₂, ya sea que desplace el aceite residual por completo o disminuya su viscosidad y aumente su volumen circulando a través del yacimiento, siendo producido con el aceite para ser separado y volverlo a inyectar. La re-inyección de gas es favorable debido a las restricciones ambientales impuestas sobre la quema del CO₂ en algunas áreas determinadas.

La geología, la calidad del yacimiento y el rendimiento de la inyección de agua en el yacimiento desempeña un papel determinante para la selección de la ubicación de los proyectos de inyección del CO₂, por ello se debe de investigar las incertidumbres asociadas al empleo de este gas. La irrupción prematura del CO₂ y la incertidumbre general en el proceso de desplazamiento del aceite por CO₂ en la diatomitas silíceas Figura. 4.13.

Los resultados de la inyección en núcleos y la simulación indican que el desplazamiento con CO₂ en yacimientos de diatomitas tras el agotamiento primario puede ser técnicamente viable generando aceite incremental sobre inyección de agua. Este proceso puede ser aplicado como un método de recuperación secundario o terciario.

La disponibilidad del CO₂ y la producción de arena son algunos de los obstáculos que se enfrenta la inyección de CO₂. (se tiene que tener una fuente de este gas ya sea por medio de yacimientos cercanos o abastecimiento por medio de camiones). Si no se cuenta con la infraestructura en gasoductos para transportar el CO₂ o se tiene un yacimiento de CO₂ cercano, un proyecto de inyección con este gas es muy difícil que sea económicamente rentable Figura 4.14.

Se ha demostrado que la inyección de gas de combustión o el CO₂ tienen un impacto benéfico en el mantenimiento de la presión e incrementan la recuperación en este tipo de yacimientos siempre y cuando se tengan disponibles en calidades suficientes, tal

proyecto puede llegar a ser técnicamente viable, así como deseable desde un punto de vista económico.

Para el funcionamiento de la inyección alterna de gas y agua (WAG) debe ser instalado un sistema de distribución e inyección del CO_2 desde las vasijas de almacenamiento de dicho gas a los pozos inyectoros que conecte a los colectores de la cabeza del pozo. El CO_2 y el agua son manejados a través del mismo sistema de control en la boca del pozo, el colector está equipado con un sistema de cierre y purga para aislar los flujos de agua y CO_2 .

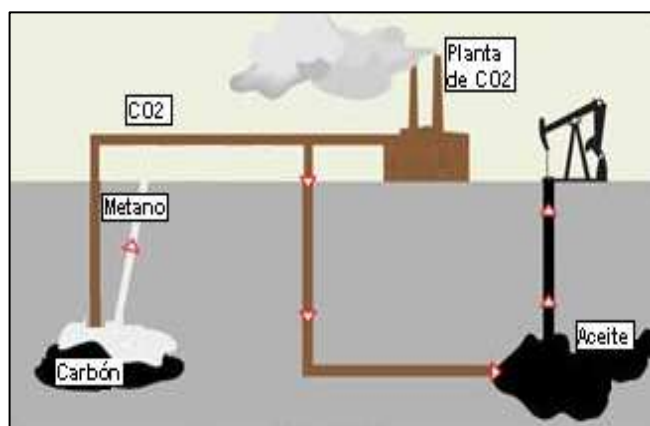


Figura 4.14.- La disponibilidad de CO_2 influye en la toma de decisiones modificada
<http://catedraecoembesdemedioambiente.blogspot.mx>, 2011.

Los problemas comunes en el desplazamiento con dióxido de carbono son: la heterogeneidad del yacimiento incluyendo el fracturamiento, las zonas ladronas, la falta de contención de las fallas, la anulación de la gravedad, la irrupción prematura de CO_2 y la corrosión en el equipo del proyecto arriba y bajo tierra.

La inyección de CO_2 se realiza de manera continua hasta alcanzar el umbral del control de movilidad teniendo como límite superior la relación aceite-gas (GOR), la respuesta del yacimiento dicta el tamaño del bache continuo de CO_2 inyectado antes de cambiar a la inyección de agua.

La duración de los ciclos en la inyección alternada de gas CO_2 con agua puede ser corta o larga, con la opción de que las relaciones de tiempo sean desiguales, los cuales son diseñados para reducir la canalización y la invasión del CO_2 en los pozos productores.

El control de la movilidad del mismo modo se determinará con base en el rendimiento de los diseños individuales ya que no se sabe qué tan grande puede ser volumen de CO₂ inyectado antes de producirse problemas en el control de la movilidad. Los volúmenes de CO₂ debe ser lo más grandes posibles antes de implementar el WAG porque:

- 1.- El aceite se pone en contacto rápidamente con el CO₂.
- 2.- Los potenciales problemas de procesamiento relacionados con que el WAG sea diferido como la pérdida de inyectividad.

Al no conocer el volumen por consecuencia se ignora cuando pueden surgir problemas en el control de movilidad. El reto para el funcionamiento del desplazamiento con CO₂ es saber el momento oportuno de aplicar el control de la movilidad, es decir aplicar la inyección el agua o WAG.

La Inyección continua de CO₂ en núcleos de diatomitas, genero como resultado la recuperación del 56 al 65%, dependiendo de los grados °API del aceite, esto corresponde del 16 al 26% de la saturación residual por desplazamiento inmiscible con CO₂ (S_{orim}). La recuperación del aceite mediante la inyección de gas de combustión fue mucho menor.

El diseño de una prueba de inyección de CO₂ tiene los siguientes objetivos:

- Adquirir experiencia en las operaciones (es decir, perfiles de inyección de CO₂, control de la corrosión, control de la producción, control del avance de CO₂, etc.).
- Determinar los gastos cuantitativos de la inyección y las presiones en los pozos con dos tipos de terminación, fracturas apuntaladas y sin fractura.
- Determinar los gastos cuantitativos de inyección de CO₂ y las presiones por tipo de litología.
- Verificar que los gastos de inyección de CO₂ utilizados en la simulación de yacimientos sean los adecuados.
- Utilizar datos y los costos para diseñar futuros pozos de inyección.
- El perfil de la inyección de CO₂ indican las zonas donde la entrada de la inyección de agua fue mínima.

Antes de realizar el proyecto se deben de realizar pruebas para investigar la incertidumbre asociada a la inyección y la irrupción prematura del CO₂ junto con la incertidumbre total no asociada al proceso. Una implementación exitosa de la prueba piloto involucra la ejecución del pozo requerido y la realización de los trabajos

necesarios para instalar el CO₂ experimental, cumpliendo con la esencial seguridad, capital de presupuesto y las mediciones de tiempo de instalación.

La necesidad de poner en práctica un espaciamiento lo más pequeño posible para acelerar el aprendizaje y obtener resultados rápidamente, fue evaluado en contra de mantener el espacio lo suficientemente grande como para reducir al mínimo la invasión prematura del CO₂.

Un diseño con espaciamiento de 2500 [m²] fue utilizado durante una prueba de inyektividad y dio como resultado en el avance de CO₂ después de unos días de la inyección. Se cree que un diseño más grande de 10 [Km²] ayudará a reducir el riesgo de la irrupción prematura que en una configuración de 2500 [m²] es probable que incurra.

Para producir un barril de aceite bajo desplazamiento con CO₂ son utilizados de 8 a 15 mil pies cúbicos netos por barril de petróleo [mcf/barril], pero su consumo por barril de aceite producido es de 4 a 8 [mcf/barril] esta diferencia se debe a que el CO₂ puede ser reciclado.

La perforación de pozos nuevos para la inyección de CO₂ esta basada en el éxito de la conversión de los pozos existentes. Los hundimientos en la superficie y las restricciones de la tubería de revestimiento dificultan esta tarea.

En pozos existentes las sartas de los inyectores de agua tienen que ser removidas para instalar empacadores de inyección con recubrimiento interior y tubulares. Durante estos trabajos de reparación, los pozos pueden ser re-configurados para la inyección dual o con una sola sarta de inyección.

Por lo general después de la inyección de agua se tienen que reemplazar tuberías y varillas de bombeo por eso se tiene que contar con un programa basado en el control de la corrosión, estos tubos y varillas de succión tiene que ser reemplazado con materiales anticorrosivos (tubo recubierto internamente y / o varillas de succión continuas recubiertos externamente).

El modelo empleado para la comparación del rendimiento del comportamiento primario y la inyección de agua se tiene que convertir en un modelo composicional, el cual es utilizado para analizar y predecir la respuesta experimental al CO₂. La sensibilidad a los parámetros de operación tales como la relación alternada de gas y agua (WAG),

las impurezas de CO₂ o de las incertidumbres del yacimiento tales como geometría de la fractura.

El monitoreo del desempeño de los pozos de inyección incluyen el seguimiento del gasto, presión de inyección y los perfiles verticales de inyección. La toma de registros de temperatura, trazadores y velocidad se tiene que realizar al inicio de la inyección de agua para que sirvan de base en la inyección de agua y comparar las diferencias generadas durante la inyección de CO₂.

Las instalaciones de producción deben ser equipadas para manejar y separar el CO₂ y el gas hidrocarburo, el aceite, la transferencia de agua de producción y las pruebas de pozos de aceite. El agua es medida junto con el porcentaje de aceite, antes de la transferencia a la instalación de producción central para su procesamiento posterior.

4.3.4.- POTENCIAL DESPLAZAMIENTO Y POSIBLES RECURSOS

Las principales características de rendimiento que otorgan la inyección de CO₂ es que puede ser producido de un 8 hasta un 16% del aceite original como resultado de la inyección miscible de acuerdo con la profundidad y otros numerosos factores incluyendo peculiaridades del mismo yacimiento como el tipo de aceite contenido;

En desplazamientos de aceite con CO₂ precedidos de una inyección de agua la producción incremental se encuentra entre un 20 a un 30% de la recuperación primaria y secundaria acumulada; La tasa de recuperación máxima de aceite por inyección de CO₂ puede ser estimada en un 10% mayor que la inyección madura de agua.

En los campos de diatomitas sólo se espera recuperar de un 6 a un 9% del aceite original en sitio con la recuperación primaria más la inyección de agua, mientras que la simulación indica que se puede recuperar del 7 a 10% de ese aceite con la inyección de CO₂, en pozos sin fractura se puede inyectar de 350 a 400 [mcfpd] y en pozos con fractura de 400 a 900 [mcfpd].

La producción incremental de aceite potencial alcanzable por la inyección de CO₂ se estima de un 2 al 4% del aceite original en sitio en los yacimientos de aceite a menos de 600 metros de profundidad, del 4 al 8% para yacimientos de aceite en el 600 a 900 metros de profundidad, un 6% al 12% para yacimientos de petróleo en 900 a 1800 metros de profundidad y 8% a 16% de las reservas de petróleo a más de 1800 metros.

El mejor mecanismo de recuperación en una inyección de CO₂ o gas de combustión en un yacimiento de diatomitas (suele ser del 80% de nitrógeno y 20% de CO₂) se espera que sea por segregación gravitacional. El gas se inyecta en la parte superior del yacimiento de aceite para desplazar verticalmente hasta los pozos de producción.

Mientras que la diferencia de densidad entre el gas inyectado y el aceite, tiende a inhibir la digitación en el desplazamiento de este tipo. En los yacimientos diatomíticos no se presenta un verdadero desplazamiento estable auténtico por gravedad, debido a que el gasto crítico tendrá que ser superado para mantener la producción un nivel económico.

En pruebas de análisis composicional realizadas en el laboratorio usando una muestra de aceite de la cabeza del pozo, un gas de síntesis y aceite del tanque se presentaron la precipitación de asfaltenos y alteraciones en la mojabilidad de la formación en presencia del CO₂, pero a alta presión (3050 psia) no se observó la precipitación. La expansión de la fase líquida fue del 17% y el factor de la reducción de la viscosidad fue de un 3.3.

La relación de inyectividad de los núcleos es definida como el volumen del yacimiento de fluido inyectado por hora dividido por la medición de la caída de presión entre corriente arriba y corriente abajo al final del núcleo.

La inyectividad para el CO₂ es de 2 a 3 veces mayor que la inyección de agua, si no son encontrados problemas con depósitos de asfaltenos. Estos factores contribuyen a la recuperación mejorada del aceite del yacimiento. La inyección de CO₂ seguida de la inyección de agua también presenta recuperación incremental.

4.3.5.- FUENTES DE CO₂ PARA LA INYECCIÓN EN CAMPOS DE DIATOMITAS

Una fuente a ser considerada para la captura de gases de combustión son las centrales eléctricas puesto que son las principales generadoras de manera artificial de CO₂ debido a la quema de combustibles fósiles. Han sido propuestos varios métodos tecnológicos para la captura del CO₂ después de la combustión incluyendo químicos y de absorción física. La destilación a baja temperatura y membranas de separación de gas.

El método más común, desarrollado es quitar de la contaminación el CO₂ del gas natural utilizando el disolvente monoetanolamina (MEA). Pero una de sus desventajas

es que es un sistema poco económico por el alto consumo de energía y los gastos de circulación del solvente. Además, el entorno de oxidación provoca una alta tasa de deterioro del disolvente.

El problema fundamental de la descarbonización después de la combustión es la baja concentración de CO_2 en los gases de combustión. El contenido de CO_2 varía aproximadamente del 3 al 15% dependiendo del combustible y la tecnología de combustión.

A pesar de la economía poco favorable de los métodos aplicados, la descarbonización de después de la combustión pueden funcionar económicamente bajo ciertas circunstancias, por ejemplo, con combustibles de alto contenido de carbono y en donde una fuente de energía de residuos esté disponible.

Un enfoque más prometedor para la recuperación de CO_2 es la descarbonización antes de la combustión, donde un combustible fósil es químicamente procesado para producir un gas de síntesis a partir de la cual se elimina el CO_2 , dejando una corriente de combustible rico en hidrógeno para la combustión en una planta de poder basada en una turbina de gas. El concepto es aplicable a toda la gama de combustibles hidrocarburos, a partir del gas natural hasta el aceite pesado, carbón y otros desechos a base de carbono.

Este enfoque técnico requiere mucha menos energía para la recuperación de CO_2 que la descarbonización después de la combustión. En el caso de materias primas pesadas, el costo adicional de recuperación de CO_2 es poco debido a que en cualquier tratamiento existe el gas de síntesis para eliminar sulfuro de hidrógeno.

La captura de corrientes artificiales concentradas de CO_2 a partir de fuentes no combustibles son los procesos en los que el CO_2 se recupera como una corriente de desechos típicamente venteados a la atmósfera. Por ejemplo, las instalaciones de procesamiento del aceite y gas o las plantas de amoníaco en los complejos de fertilizantes. Varios sistemas basados en disolventes se utilizan comercialmente en plantas tales como los sistemas de baja temperatura.

La mayor parte del CO_2 que se inyecta se deriva de las emisiones de refinerías, las mayores concentraciones de CO_2 están en los campos de aceite con gas asociado.

4.3.6.- INYECCIÓN DE VAPOR Y ESPUMA

4.3.6.1.- INYECCIÓN DE VAPOR NITRÓGENO Y SURFACTANTE PARA GENERAR ESPUMA

La espuma puede ser utilizada para reducir la movilidad del gas inyectado en tanto que el avance del gas y vapor no se condensen, si se produce la irrupción temprana del gas en los pozos de producción debido, ya sea por la anulación de la gravedad o por la digitación viscosa.

Los mecanismos de reducción de la movilidad de gases con espuma ocasiona acontecimientos tales como la generación de láminas, la coalescencia y la captura de burbujas que establece la textura de la espuma local y por lo tanto, la movilidad en medios porosos bajo condiciones de flujo.

El surfactante se inyecta con vapor y nitrógeno de forma continua, si la presión de inyección en el fondo de pozo aumenta de 7 a 21 [Kg/cm²] indica una buena generación de espuma. Cuando se genera la espuma a través de las perforaciones de los inyectores se produce una mejor distribución del vapor. Es observada una mejora en la eficiencia del vapor en el barrido vertical y de área.

La irrupción del surfactante coincide con aumentos sustanciales en la temperatura y en la saturación del gas, así como aumentos locales en la presión del yacimiento.

Inyecciones en el laboratorio en núcleos demostraron que la generación de espuma podría ocurrir en los gradientes de baja presión, que son típicas de las condiciones de fondo. Los datos de laboratorio como los de campo fueron interpretados como evidencia de la presencia de espuma en el fondo, que fue el resultado de la generación local siempre que estuvieron presentes el surfactante, el vapor y el nitrógeno, antes de la propagación del banco de espuma generado cerca del inyector. Durante la prueba de laboratorio se observó un aumento en la producción; sin embargo, una estimación cuantitativa precisa del aceite incremental debido a la espuma fue difícil de establecer.

Muchos operadores tienen probada la tecnología de la espuma en campo con diferentes grados de éxito. Muchos de estos proyectos se realizan en avances de vapor para establecer el impacto de la espuma en dicho vapor, el barrido y la recuperación final de petróleo.

En las pruebas más exitosas el surfactante se inyectó en forma continua o de manera cíclica con vapor y nitrógeno durante al menos un año para asegurar la penetración en la profundidad del banco del surfactante. En estos casos se observaron incrementos en la acumulación de vapor atribuido a la espuma con pozos de situados estratégicamente.

Sin embargo, sin una evidencia directa de un banco de espuma en la profundidad: con estas pruebas no puede inferirse un modelo mecánico para la reducción de la movilidad del vapor con la espuma. Las pruebas establecen como la espuma se propaga fuera del pozo de inyección y cómo es el impacto de la espuma en el barrido del vapor y si es producido aceite incremental.

4.3.6.2.- ESTUDIO ANTES DE LA GENERACIÓN DE ESPUMA

Los trabajos antes de la inyección de espuma incluye la selección del sitio para cumplir los objetivos de la inyección, estudio geológico, perforación y terminación de pozos, el diseño del equipo de la superficie, la adquisición de datos de la temperatura base, la saturación de gas y la selección del surfactante en el laboratorio.

Patrón de selección.

Un equipo multidisciplinario de ingenieros, geólogos, especialistas en desarrollo de evaluación de formaciones, ingenieros de producción e investigadores determinan la ubicación del patrón y un rendimiento óptimo.

Los siguientes cuatro criterios cualitativos se utilizan para seleccionar la ubicación.

- 1.- El sitio del yacimiento debe tener mínima heterogeneidad para garantizar que la espuma tenga oportunidad de alterar las rutas del vapor en el yacimiento y no estar limitado por barreras de permeabilidad o acuñamientos.
- 2.- El sitio debe contener las reservas de aceite ignoradas por el frente de desplazamiento para garantizar que exista el suficiente aceite disponible para una respuesta en la producción incremental si la espuma altera el flujo del vapor.
- 3.- El sitio debe presentar un comportamiento estable en la línea base de la producción para demostrar que cualquier respuesta en la producción fue el resultado

de la espuma y no de la casualidad o de la inyección establecida. Además se debe considerar que las condiciones del yacimiento serían más estables si los parámetros de inyección y producción son constantes durante un largo tiempo antes de la inyección de la espuma.

4.-El sitio debe tener la menor calidad del vapor constante para proporcionar la más alta saturación de agua cerca de la inyección para facilitar la generación y propagación de la espuma.

Los pozos productores son terminados con bombeo mecánico. La unidad de bombeo permite la toma de muestras de fluidos para detectar el frente de desplazamiento y monitorear la presión.

Un orificio fijo en el estrangulador controla el gasto de vapor. Para determinar la caída de la temperatura y por lo tanto la de presión son utilizados termopares corriente arriba y corriente abajo del estrangulador y el gasto de inyección es estimado con la ecuación de Thornhill-Craver.

La cabeza del pozo debe ser modificada para adicionar el surfactante, nitrógeno y el agua. También son conectados accesorios periódicamente para instalar un separador portátil para realizar pruebas y medir la calidad del vapor.

Son instalados sensores de presión para detener la inyección del surfactante automáticamente si en la cabeza del pozo se registra un incremento de 35 [kg/cm²] o si la presión corriente arriba del estrangulador disminuye drásticamente a causa de la interrupción en la planta de cogeneración. La inyección del surfactante es restaurada cuando la presión cae por debajo de las 32 [kg/cm²]

El surfactante es inyectado con una bomba de desplazamiento positivo, con una capacidad máxima de 130 [litros/hr] con 70 [kg/cm²], el cual es almacenado en un tanque de polietileno,

Inicialmente la presión incrementa debido a la cantidad de espuma y tiene como resultado una disminución en la inyección del vapor.

El nitrógeno es proporcionado por una membrana de extracción que separa el nitrógeno del aire, en consecuencia los niveles de oxígeno disminuyen más del uno por ciento. El gas es inyectado mediante un regulador de flujo que contiene un

compresor y un flujometro de masa de manera continua sin detenerse o iniciar en respuesta a los cambios en los sensores de la presión en la línea de inyección.

El aumento en la producción de aceite se atribuye a la mejora del barrido vertical en el canal de vapor y a la disminución de la contrapresión en la tubería de revestimiento.

La espuma fue generada en la vecindad del pozo que da como resultado un sustancial incremento en la presión, sin embargo, estos efectos desaparecen rápidamente después de que la inyección del surfactante es suspendido, se considera un buen frente del desplazamiento si este es mayor a los 12 [m] de longitud.

La presencia de la espuma mejora el desplazamiento vertical y del área del aceite por el vapor en el yacimiento.



CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y BIBLIOGRAFIA

CONCLUSIONES

En este trabajo se logró presentar al lector las características principales de los yacimientos de hidrocarburos contenidos en rocas diatomíticas. Como es su comportamiento primario y los procesos de recuperación secundaria y mejorada que son utilizados, además de los sistemas artificiales de producción. Siendo parte muy importante el origen y formación para comprender su alta porosidad y baja permeabilidad.

El espesor de los yacimientos, la fragilidad de la roca, los tipos de poro, además de sus características petrofísicas son consecuencia de los sedimentos inorgánicos, la materia orgánica y su lento depósito que conforman la roca de estos yacimientos.

La compactación de la roca, si bien no es un mecanismo de recuperación importante si es esencial al momento de definir los métodos de recuperación tanto secundaria y mejorada o en su defecto la combinación de estos procesos.

Para la realización de la perforación y en la instalación de sistemas artificiales de producción, al igual que en los yacimientos convencionales se debe tener muchas precauciones para el éxito de los trabajos a ejecutar independientemente de la etapa en la que se encuentre el pozo. Esto es debido a que la tecnología y procedimientos empleados son muy similares.

En este trabajo se puede ver que en los yacimientos no convencionales, en particular los que se encuentran en diatomitas, la perforación ya sea horizontal o vertical, así como su espaciado son afectados por la estructura del yacimiento, el espesor y los pozos existentes.

Los mayores obstáculos que presentan este tipo de yacimientos principalmente son la baja permeabilidad y la alta viscosidad de aceite en caso de hidrocarburos pesados, los cuales son enfrentados mediante un espaciado de pozos cada vez más estrecho y mediante procesos térmicos de recuperación.

En estos campos los métodos de recuperación secundaria y mejorada son de vital importancia es por eso que deben ser muy bien caracterizados. Tener un índice de productividad alto depende de conocer el comportamiento tanto de la roca como de los

fluidos y mantener en cuenta todas las reacciones que se puedan generar a nivel de poro y a nivel de yacimiento.

Uno de los métodos más exitosos en este tipo de yacimientos ha sido la Inyección de vapor, el cual ha demostrado una alta recuperación de aceite y se puede implementar en aceites ligeros y pesados, el cual aumenta su eficiencia al ser alternado con la inyección de agua. El beneficio se observa en el ahorro de energía para la generación del vapor y en la aumento de la eficiencia del desplazamiento del aceite al evitar la digitación y la irrupción prematura.

La inyección de gas (CO₂) puede ofrece una importante solución al problema de la baja energía, ello para ayudar a desplazar los hidrocarburos con mayor facilidad en estos yacimientos, ya sea en forma de barrido o ya sea en forma de reducción de la viscosidad, actuando en contacto con el aceite.

El método de inyección de gas (CO₂) alternada con inyección agua representa una buena promesa, pero hay que tener en cuenta dos aspectos importantes. En primer lugar que los datos existentes están basados en pruebas de laboratorio y en segundo lugar la disponibilidad de dicho gas.

RECOMENDACIÓN

En México no se tiene información de que existan yacimientos diatomíticos que contengan hidrocarburos. Sin embargo, sí existen yacimientos en arenas con los que comparten algunos problemas en su explotación. Algunos de estos campos se encuentran en etapa de desarrollo (perforación) donde puede aplicar la inyección de vapor de manera ciclica o continua. Su aplicación triaría como consecuencia una reducción en la viscosidad del aceite

Por lo que se recomienda que se ponga especial atención a los métodos y procesos que son implementados en los yacimientos en diatomitas.

Bibliografía

- Aguilera Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. Second edition, Tulsa Oklahoma, 1995.
- Barwis John H., John G. Sandstone Petroleum Reservoirs. Mc Pherson Joseph RJ studlick, 1990.
- Van Golf Racht, Fundamentals of Fractured Reservoirs Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, 1988.
- Akin S. "Imbibition Studies of Low-Permeability Porous Media", SPE 54590, Alaska, 1999.
- Ambastha A. Kumar M., "Evaluation of Cyclic Steam Operations at Cymric 1Y Diatomite", SPE 71500 Louisiana, 2001.
- Asoke De, Dmitriy B., "Waterflood Surveillance and Supervisory Control", SPE 59295, California ,2000.
- Barenblat G., "Oil Deposits in Diatomites: A New Challenge for Subterranean Mechanics", SPE 75230, Oklahoma, 2002.
- Bautista L., "Water-Alternating-Steam Process (WASP) Alleviates Dwindle Steam Migration in Cymric Field", SPE 27794, Tulsa Oklahoma, 1994.
- Brink J., "Lost Hills Field Trial - Incorporating New Technology for Reservoir Management", SPE 77646, Texas, 2002.
- Carpenter D., "Horizontal Wells in a Steamdrive in the Midway Sunset Field", SPE 24127, Tulsa Oklahoma, 1992.
- Castanier Louis, "Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms" Reporte anual Stanford, California, 2002.

-
- De Francisco S., Sanford S., "Utilizing WASP and Hot Waterflood to Maximize the Value Thermally Mature Steam Driver in the West Coalinga Field", SPE 29665, California, 1995.
 - Ellison T., Clayton C., "Reservoir Simulation Improves Implementation of Midway Sunset Steamflood", SPE 29641, California, 1995.
 - Emanuele MA., "A Case History: Completion and Stimulation of Horizontal Wells with Multiple Transverse Hydraulic Fractures in the Lost Hills Diatomite", SPE 46193 California, 1998.
 - Fisher M. "Optimizing Horizontal Completion Techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping", SPE 90051, Texas, 2004.
 - Fong W. Lederhos L., "Analysis of a Successful Cyclic Steam Process at Cymric Field, California", SPE 69702. Venezuela, 2001.
 - Fong W., Tang R., "EOR for California Diatomites: CO₂ Flue Gas and Water Corefloods and Computer Simulations", SPE 24039, U.S.A, 1992.
 - Fredrich J, "Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field", California, 2000.
 - Friedmann F., Smith M., "Stream-Foam Mechanistic Field Trial in The Midway-Sunset Fiel", SPE 21780 U.S.A 1994.
 - Greg Croft, Tay Feder., Impact of Enhanced Oil Recovery and Unconventional Reservoirs on Oil Supply", U.S.A., 2007
 - Hoffman B., "Steamdrive Stability in High Porosity Rock", SPE 86985, California 2001.
 - Hogg, Cliff, "Comparison of Multilateral Completion Scenarios and Their Application ", SPE 38493, Offshore Europe Aberdeen, United Kingdom, 1997.

- Holtzclaw J., "Automating Continuous Steam Injection in the Diatomite Formation, Midway Sunset Field", California SPE 94335, California, 2005.
- Hong K.C., "Recent Engineering Advances in Steamflooding" Pag.114, California. PT No. 1998
- Jia L., "Pore-Network-Modeling Approach To Predict Petrophysical Properties of Diatomite Reservoir Rock", SPE 93806, Stanford University.
- Johnston R., "Interpretation of Steam Drive Pilots in the Belridge Diatomite", SPE 29621, California, 1995.
- Kohl C., Dagenaisl "Permeability Damage in Diatomite Due to in-situ Silica Dissolution/Precipitation", SPE 35394 Tulsa Oklahoma, 1996.
- Kovsky Antony, Brigham William., "Twenty-Third Reporte annual Stanford University Petroleum Research Institute", Stanford, 2000
- Kumar Anthony, Kovsky. "Modeling Permeability Alteration in Diatomite Reservoir During Steam Drive". Oklahoma,1998
- Kumar M., Beatty F., "Cyclic Steaming in Heavy Oil Diatomite", SPE 29623 California, 1995.
- Leshchynshyn T. "Using Empirically Developed Rock Tables to Predict and History Match Fracture Fracture Stimulation", SPE 86989, California 2004.
- Li Kewen, "Effect of Initial Water Saturation on Spontaneous Water Imbibition", SPE 76727, Alaska, 2002.
- McKay Charles, "Successful Horizontal Producers in Midway-Sunset Thermal Operations", SPE 83479, California, 2003.
- Minkoff Susan, Stone Charles, "Staggered In Time Coupling of Reservoir Flow Simulation and Geomechanical Deformation: Step 1 — One-Way Coupling", SPE 51920, Texas 1999.

-
- Minner W., "Waterflood and Production-Induced Stress Changes Dramatically Affect Hydraulic Fracture Behavior in Lost Hills Infill Wells", SPE 77536, Texas, 2002.
 - Murer A. "Steam Injection Project in Heavy-Oil Diatomite", SPE 60853, California, 2000.
 - Nikraves M., Kovscek A., "Neural Networks for Field-Wise Waterflood Management in Low Permeability, Fractured Oil Reservoirs", SPE 35721, 1996
 - Patzek T., "Surveillance of South Belridge Diatomite", SPE 24040, U.S.A 1992.
 - Pinnacle Technologies "Up, Up and Away Fracture Growth from Horizontal Wells in the Lost Hills Field", All Rights Reserved, 2007.
 - Ramlal V. Success of Water-Alternating-Steam-Process For Heavy Oil Recovery. SPE 69905, Venezuela, 2001.
 - Reis J., "Oil Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs During Steam Injection", SPE 20204 U. of Texas 1990.
 - Ros C., Kovscek A., "Pore Microstructure and Fluid Distribution in a Diatomaceous Reservoir", SPE 75190, Oklahoma, 2002.
 - Rouffignac E, BONDOR P., "Land subsidence and well failure in the Belridge Diatomite Oil Field, Kern County", California. Houston, Texas, 1995.
 - Schamel Steven. "Reactivation of Idle Lease to Increase Heavy Oil Recovery Through Application of Conventional Seam Drive Technology in a Low Dip Slope and Basin Reservoir in The Midway-Sunset Field, San Joaquin Basin", California. Salt Lake City, 2000.
 - Schembre J. M., Akin S., "Spontaneous Water Imbibition into Diatomite", SPE 46211, California, 1998.

- Schembre J., "Effect of Temperature on Relative Permeability for Heavy-Oil Diatomite Reservoirs", SPE 93831, California 2004.
- Tang G., "Experimental Study of Heavy Oil Production from Diatomite by Water Imbibition at Elevated Temperatures", SPE 75132, Oklahoma, 2002.
- Tang G., "Wettability Alteration of Diatomite Induced by Hot-Fluid Injection", SPE 77461, Texas, 2002.
- Tzimas E., A. Georgakaki, "Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System", Netherlands, 2005
- Williams J., "Computer Production Control Development in North Midway-Sunset", SPE 4172 Dallas Texas 1972.
- Wilt M., Zhang P., "Using Crosswell Electromagnetics to Map Water Saturation and Formation Structure at Lost Hills", SPE 68802, California, 2001.
- Wright C., Conant R., "Hydraulic Fracture Orientation and Production/Injection Induced Reservoir Stress Changes in Diatomite Waterfloods", SPE 29625, California ,1995.
- Wright C.A., Minner W.A., "Well to Fracture Communication Problems Pose Challenges in California in Diatomite Horizontal Well", SPE 38632, Texas 1997.
- Yiping Zhang. "Coupling Immiscible CO2 Technology and Polymer Injection To Maximize EOR Performance for Heavy Oils", SPE 137048 2010.
- Zahoor, M. , Derahman, M. "WAG PROCESS DESIGN – AN UPDATED REVIEW", Brazian Journal Petroleum and Gas,v. 5 n. 2 , pag. 109-121, 2011.
- Zhou D., "An Investigation of Counter-Current Imbibition Processes in Diatomite", SPE 68837, California 2001.
- <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.
- http://www.quartzpage.de/gen_rock.html

- <http://www.thefreedictionary.com/retaining>
- <http://blogpetrolero.blogspot.com>
- <http://robertyaci.blogspot.com>
- <http://www.spe.org/jpt/2008/03/>
- <http://www.chemeuropa.com/en/publications/20013/>