

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación

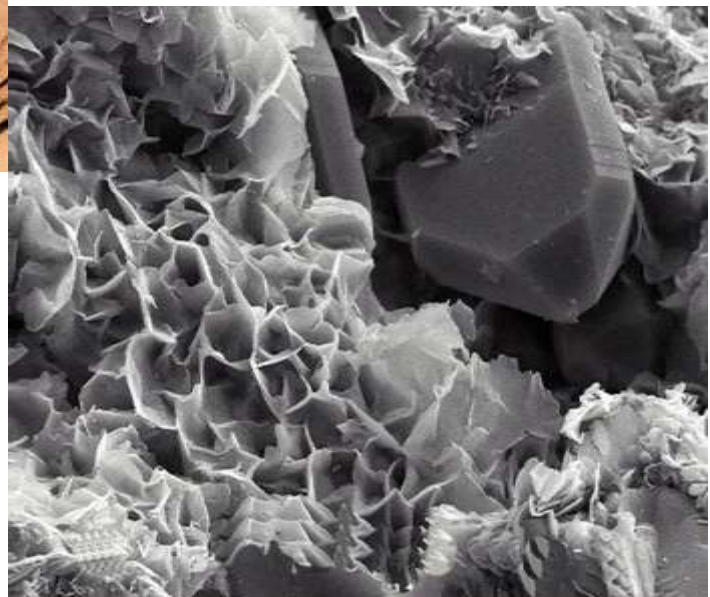
Tesis que para obtener el título de:

Ingeniero Petrolero

Presenta: **Daniel Rojas Rodríguez**

Director: **Ing. Mario Becerra Zepeda**

Ciudad Universitaria, México D.F., Junio de 2012



Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación

Alumno: Daniel Rojas Rodríguez

Director: Ing. Mario Becerra Zepeda



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Ciudad Universitaria, México D.F., Junio de 2012

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN.....	1
I.1. Por qué buscar incorporar reservas de recursos no convencionales	1
I.2. Por qué se ve al shale gas como potencial fuente de energía	2
I.3. Definición de lutitas.....	5
I.4. Yacimientos de lutitas.....	6
I.5. Diferencias con respecto a los yacimientos convencionales.....	8
I.6. Qué constituye un play de shale gas.....	13
I.7. Viabilidad económica.....	14
I.8. Retos en el desarrollo de plays de shale gas	16
I.8.1. Geología de los yacimientos de shale gas	16
I.8.2. Maximización de la producción.....	18
I.8.3. Empleo de eficiencias operacionales a través de los procesos.....	19
I.8.4. Capacidad	20
I.8.5. Logística.....	20
I.8.6. Experiencia	20
CAPÍTULO 1: SOLUCIONES HOLÍSTICAS	21
1.1. Aspectos críticos de los desarrollos de lutitas gasíferas	21
1.2. Geología.....	24
1.3. Caracterización de la formación.....	27
1.4. Maximización de la producción a través de la vida del activo.....	29
1.4.1. En la exploración	29
1.4.2. En la perforación	29
1.4.3. Terminación	30
1.4.4. Planeación y optimización de la estimulación.....	30
1.4.5. Aspectos ambientales	31
1.6. Discusión detallada.....	31

1.6.1.	Valoración temprana de pozo/campo.....	31
1.6.2.	Caracterización.....	33
1.6.3.	Perforar para para maximizar la producción.....	61
1.6.4.	Posicionamiento de pozos: encontrando al objetivo en el yacimiento (Geonavegación).....	64
1.6.5.	Reducción de tiempos de no producción y de costos.....	65
1.6.6.	Administración de pozo	65
1.6.7.	La integridad de pozo para una producción a largo plazo	66
1.6.8.	Estimulación y planeación de la optimización	71
1.6.9.	Optimización de la producción	85
1.6.10.	Soluciones ambientales.....	98
 CAPÍTULO 2: SOLUCIONES ACTUALES Y FUTURAS.....		103
2.1.	Valoración temprana de pozos/campo más ágil	104
2.2.	Caracterización.....	106
2.3.	Perforar para maximizar la producción.....	119
2.4.	Reducción de tiempos no productivos y costos.....	122
2.5.	Administración del pozo	123
2.6.	Integridad de pozo para producir a largo plazo.....	126
2.7.	Planeación y optimización de la estimulación.....	129
2.8.	Optimización de la producción	142
 CAPÍTULO 3: DESARROLLOS MUNDIALES DE SHALE GAS.....		147
1.	ESTADOS UNIDOS.....	147
3.1.1.	Eagle Ford.....	147
3.1.2.	Haynesville	151
3.1.3.	Marcellus	157
3.1.4.	Woodford	166
3.2.	DESARROLLOS INTERNACIONALES.....	174
3.2.1.	Norteamérica.....	175

3.2.2. Sudamérica	176
3.2.3. Europa	179
3.2.4. África	184
3.2.5. Medio Oriente	186
3.2.6. Asia y Pacífico	188
CAPÍTULO 4: POTENCIAL EN MÉXICO	193
4.1. SITUACION ACTUAL Y PERSPECTIVAS	193
Conclusiones	199
Referencias	201

INTRODUCCIÓN

I.1. Por qué buscar incorporar reservas de recursos no convencionales

M. King Hubbert creó y uso en un modelo matemático que presento en 1956 para la API el cual predice el nivel de extracción del petróleo a lo largo del tiempo. Según su teoría, la extracción de un pozo cualquiera sigue una curva gaussiana con un máximo, cenit de producción, en su centro. Llegados a ese punto cada barril de petróleo se hace, progresivamente, más caro de extraer hasta que la producción deja de ser rentable al necesitarse gastar más cantidad de crudo, que el que se obtiene de extraerlo, es decir cuando se necesita consumir el equivalente a un barril de petróleo, o más para obtener ese mismo barril de crudo del subsuelo. Observó también que, si la curva de producción de un pozo seguía esa simple función gaussiana, la curva de producción de países enteros y, por extensión, la curva mundial seguirían patrones similares. Aunque Hubbert no tomo en cuenta los incrementos de reservas debido a las nuevas tecnologías de recuperación, descubrimientos y la incorporación de recursos no convencionales, es cierto que los hidrocarburos son un recurso finito, por lo que un descontrolado declive de las reservas tendría profundos efectos adversos en la economía mundial.

Es sabido que la necesidad de incorporar reservas de hidrocarburos incrementa de manera directa a la demanda de los mismos, hoy día la demanda se acerca a ser mayor que la oferta, durante las últimas décadas dicha situación a incentivado a la búsqueda de alternativas energéticas (recursos renovables) y la incorporación de reservas de hidrocarburos a través de recursos no convencionales como: coalbed gas (gas asociado a depósitos de carbón), tight gas (yacimientos de gas de baja permeabilidad o arenas comprimidas), shale gas/oil (gas de lutitas o lutitas gasíferas/aceite de lutitas), hidratos de metano y arenas bituminosas. Dichos recursos se hallaban en la situación de insuficiencia tecnológica para su explotación, pero la razón principal razón de que no se utilizaran era la imposibilidad de explotar de manera comercial dichos recursos. Hoy día estos recursos se encuentran en una etapa de transición en la que se están volviendo parte de las futuras reservas de hidrocarburos. Esto se debe a las mejoras tecnológicas y al incremento de los precios de los hidrocarburos. El énfasis en los recursos no convencionales se ha hecho patente en los cambios en materia de

política energética de distintos países y empresas petroleras, los cuales han incrementado las inversiones para la investigación y el desarrollo de este tipo de recursos, ante todo en países que han llegado a su pico de producción y en países con potencial de recursos no convencionales que no cuentan con hidrocarburos convencionales propios pero debido a su desarrollo económico son altamente dependientes de los mismos.

Dicho lo anterior, es posible concluir que la incorporación de reservas a partir de recursos no convencionales es una apremiante necesidad actual. Dicho trabajo pretende dar a conocer lo que es el shale gas, que implica su explotación, las soluciones que actualmente se usan para explotarlo, ejemplos de la explotación de este recurso y los potenciales mundiales incluyendo a nuestro país. Sin duda hoy en día el shale gas (o lutitas gasíferas) se está posicionando como uno de los más importantes recursos no convencionales.

I.2. Por qué se ve al shale gas como potencial fuente de energía

Las lutitas son rocas generadoras a través de las cuales se ha producido gran cantidad de aceite y gas por medio de yacimientos convencionales. En la mayoría de los casos, los hidrocarburos generados en las lutitas, son expelidos, migrados y atrapados en yacimientos convencionales de areniscas o carbonatos. Sin embargo, en algunos otros casos, cuando se dan las condiciones geológicas propicias, los

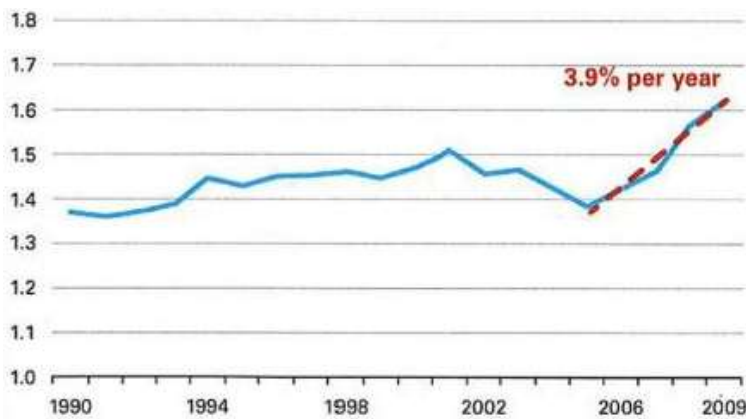


Fig. 1. Gráfica de la producción (MMMCM/D) mostrando como la producción de gas cambia la tendencia (Newell, 2010).

hidrocarburos generados por la arcilla son atrapados in situ y la formación de lutita se vuelve un yacimiento autoabastecido.

Hoy en día, existe un gran interés por los recursos de hidrocarburos contenidos en las lutitas, debido a que tienen alto potencial para la producción junto con bajas declinaciones por pozo y sobre todo por una mayor

Introducción

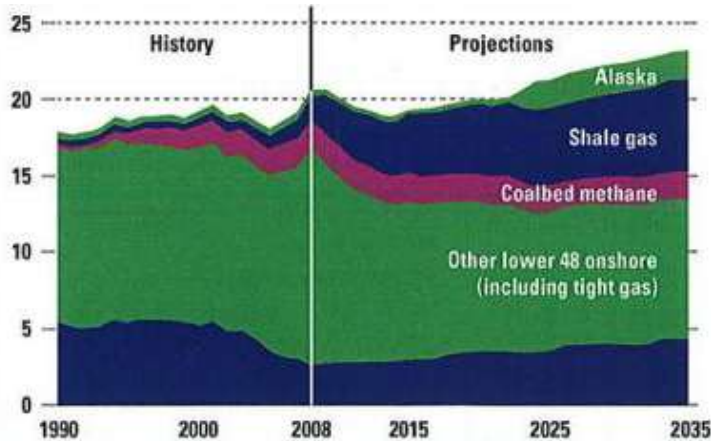


Fig. 2. Producción de gas natural por recurso (MMMMCF), 1990—2035. La perspectiva de gas no convencional en EU muestra el crecimiento de la producción de Shale gas con un mayor ritmo que los demás recursos no convencionales, como el Tight gas y el coalbed methane (US EIA, 2010).

recuperación final comparada con otros tipos de yacimientos no convencionales, por ejemplo el Tight gas. Los plays shale gas muestra tres ventajas claves relativas a los de Tight gas: costos de exploración moderados, desarrollos más exitosos y bajas tasas de declinación de la producción comparativamente.

Por ejemplo en EU los yacimientos de lutitas potencialmente productores, cubren grandes áreas y constituían los mayores recursos de hidrocarburos no convencionales conocidos en 2010. A lo largo de la década pasada la producción de shale gas incremento ocho veces. En 2008 un reporte indicaba que las reservas de gas natural incrementaron alrededor de 40% entre 2006 y 2008 debido a los avances en las tecnologías para shale gas. En muy poco tiempo, desde 2005, la declinación de gas en EU se ha revertido (Fig. 1), y dicho país ha pasado del mercado de Tight gas y la importación de gas, hacia un excedente de la producción de gas (Sterne, 2009) con una estimación actual de 12 TCM (423.7 TCF) en reservas de gas (Newel, 2010). El desarrollo de este recurso ha presentado un gran crecimiento para el gas no convencional en EU (Fig. 2).

Fuera de norte américa, muchas naciones en Sudamérica, Europa, del norte y sur da áfrica, Asia central y del sur, y Australia, están convirtiéndose en áreas de rápido desarrollo de interés y de montos de inversión en la exploración de arcillas. El incremento del interés internacional se debe a la fuerte demanda, bajos costos de entrada, atractivos regímenes fiscales, ambientes regulatorios estables, la existencia de infraestructuras de tuberías, los esfuerzos para reducir las emisiones de carbón y la necesidad de seguridad energética. Algunas de las mayores compañías operadoras y NOCS han puesto interés en el desarrollo de este recurso en Norteamérica para desarrollar su propio potencial y adquirir experiencia. Gran

parte de las empresas concentran sus esfuerzos en Europa (Dar, 2009). Actualmente Polonia y Hungría están atrayendo actividades de exploración y a un gran número de compañías. Las evaluaciones de reconocimiento tempranas también están teniendo lugar en Argelia, India, China y Australia.

De acuerdo a información de la Energy Information Administration de Estados Unidos, tendríamos la siguiente lista de países más importantes de acuerdo a los recursos de shale gas técnicamente recuperables:

1. China, con 1275 billones de pies cúbicos de shale gas.
2. Estados Unidos, 862 de billones de pies cúbicos.
3. Argentina, 774 billones de pies cúbicos.
4. México, 681 billones de pies cúbicos.
5. Sudáfrica, 485 billones de pies cúbicos.
6. Australia, 396 billones de pies cúbicos.
7. Canadá, 388 billones de pies cúbicos.
8. Libia, 290 billones de pies cúbicos.
9. Argelia, 231 billones de pies cúbicos.
10. Brasil, 226 billones de pies cúbicos.

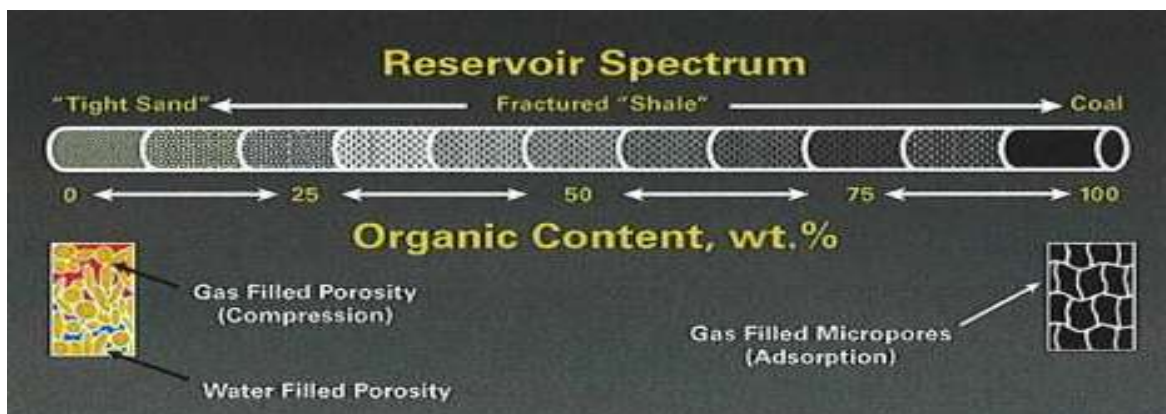


Fig. 3. Espectro de los yacimientos de gas no convencional basándose en el contenido de materia orgánica

[\(http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/\)](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/)

En general, los yacimientos de gas no convencionales son complejos y con baja permeabilidad de matriz que resulta en altas tasas de declinación de la producción inicial y pequeñas áreas de drenaje por pozo, lo cual dificulta el aprovechamiento

Introducción

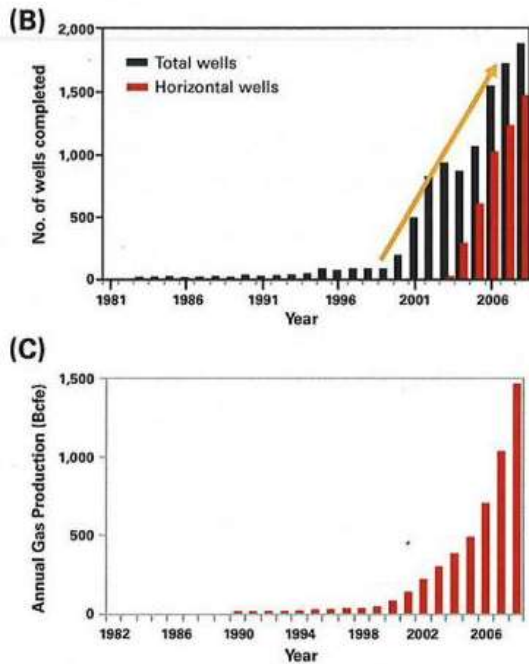


Fig. 4. Producción de la lutita de Barnett, la cual no resulto despegar comercialmente hasta después de 2001, cuando los altos precios de commodity hicieron posible la experimentación con técnicas conjuntas de perforación horizontal y estimulación (Wang and Gale, 2009).

de los recursos (Fig. 3). El desarrollo económico de las lutitas requiere de un gran número de pozos con espaciamentos cerrados entre sí.

La viabilidad económica de los hidrocarburos no convencionales de lutitas depende de los avances en la tecnología y mayor eficiencia operacionales en la interpretación sísmica, perforación,

caracterización y terminación. La producción comercial de lutitas depende grandemente del contenido de gas o aceite, capacidad natural de almacenamiento y de entrega por parte de la roca. El desarrollo exitoso se centra en incrementar la exposición de l yacimiento, es decir, conectar las fracturas naturales existentes y las inducidas, mientras se reduce la influencia de la heterogeneidad, todo hecho a través de prácticas eficientes de perforación, estimulación y terminación (Fig. 4).

El desarrollo moderno ha sido posible debido a los avances en tecnologías desarrollados por la industria en EU e incentivados por el gobierno de ese país a partir de la década de los 80. Inicialmente estas tecnologías se desarrollaron originalmente para lutitas con Tight gas y coalbed methane, de los cuales se fueron extrapolando progresivamente a formaciones de lutitas con muy baja permeabilidad. El resurgimiento del interés por el shale gas en la última década ha resultado en tecnologías avanzadas aplicadas a las lutitas así como software y flujos de trabajo específicos para las lutitas, que sumadas a la experiencia que se ha tenido en este campo permiten la viabilidad de la explotación de este recurso.

1.3. Definición de lutitas

Una definición estrictamente geológica de arcilla es « roca consolidada con más del 67% de materiales correspondientes al tamaño de arcillas, los cuales son compuestos laminados » (Jackson, 1997), aproximadamente 50% de las rocas

sedimentarias están clasificadas como lutitas. Las arcillas están depositadas en ambientes de baja energía donde las partículas de grano fino caen en suspensión. Estos sedimentos arcillosos que conforma a las lutitas se depositan principalmente en ambientes sedimentarios marinos o de transición, por ejemplo: las llanuras de inundación, estuarios, lagunas, pantanos, segmentos distales en abanicos aluviales, deltas y abanicos submarinos; fondos de lagos y cuencas marinas. Las laminaciones (<1 mm), se acomodan típicamente de manera paralela a la depositación, lo cual constituye la principal característica de las lutitas estas laminaciones las cuales son debidas a la ya referida orientación paralela de los minerales arcillosos, en general esto causa que la lutita sea fisil, es decir que se escinde en planos paralelos espacialmente próximos (Petijohn, 1975). Las rocas predominantemente arcillosas, pero que no son fisiles, están clasificadas como claystones o mudstones. La ilita es el mineral arcilloso más importante en las lutitas, seguido por la esmectita, la caolinita, la clorita y otros minerales arcillosos respectivamente. El color de las lutitas es una característica distintiva de las mismas, y puede ser un importante indicador del ambiente de depositación así como la cantidad de materia orgánica: si la arcilla es verde o roja esto indica un ambiente oxidante, las arcillas negras contienen entre 1 y 25% de carbón orgánico así como cantidades relativamente altas de pirita (sulfato de hierro) y sulfato de hidrogeno, lo cual indica condiciones de depositación anóxicas.

La matriz porosa varia con el nivel de sepultamiento y compactación al cual se ha sometido a la roca. La permeabilidad en la lutita (la cual es función del tamaño de grano y del grado de compactación) es extremadamente baja, del rango entre micro y nanodarcies.

Cardott (2007) define a las lutitas gasíferas como rocas sedimentarias de grano fino (no necesariamente lutitas de acuerdo a la definición estricta de las mismas) ricas en contenido orgánico de 0.5%. Las lutitas gasíferas pueden ser marginalmente maduras a maduras; así como contener metano biogénico o termogénico. Las lutitas gasíferas son yacimientos autoabastecidos. Las bajas permeabilidades de las arcillas requieren una gran cantidad de fracturas naturales para poder producir gas de manera comercial. El término de shale gas o lutitas gasíferas aplica a litologías correspondientes a verdaderas lutitas, así como rocas clásticas de grano fino (siltstone y sandstones).

I.4. Yacimientos de lutitas

El potencial de las lutitas para servir como roca generadora y almacén, fue reconocido desde hace décadas en la cuenca de los Apalaches (Roen, 1993). Para

Introducción

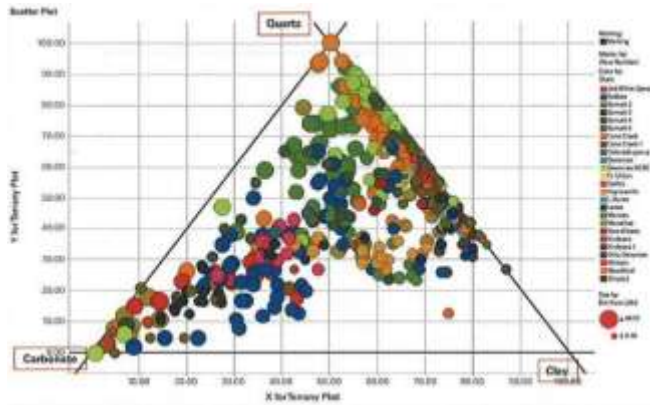


Fig. 5. Grafica que ilustra la variación en la mineralogía de la lutita para un número de yacimientos productores. Mientras incrementa la reflectancia, la fragilidad decrece; mientras la fracción de cuarzo incrementa, la fragilidad incrementa; y mientras la fracción de carbonatos incrementa, la fragilidad es moderada (Rickman et al. 2008 SPE 115258).

que las lutitas con alto contenido orgánico puedan producir hidrocarburos, deben ser termalmente maduras, es decir, debieron estar sujetas a suficiente presión y temperatura, a través de subsidencia continua y continuo y creciente sepultamiento, para someter a cracking térmico a la materia orgánica. Las lutitas con alto TOC (contenido orgánico total) (Fig. 5), pero que son termalmente inmaduras, no son capaces de producir, por ejemplo, la lutita de Silvan (Oklahoma), la formación Green River (Colorado y Utah). La mayoría de las formaciones productivas son termalmente maduras y producen gas húmedo o seco, pero en algunos casos producen aceite (por ejemplo Bakken) junto con gas; a estas se le llama oil Shales. Las lutitas productoras de aceite son menos maduras termalmente que las que producen gas seco y requieren de calentamiento adicional para poder producir. A pesar de que existe mayor dificultad para la producción del aceite de lutitas, existen grandes acumulaciones conocidas como el caso de las formaciones Green River y la cuenca de vinta que contienen alrededor de 1.5 MMMMBPCE in situ (Dyni, 2006). Estas acumulaciones están a la espera de nuevas tecnologías de explotación, como métodos de conversión de hidrocarburos in situ.

El gas natural puede ser de origen termogénico o biogénico, los pozos en lutitas pueden producir un tipo de gas o el otro, o una mezcla de ambos. El gas derivado termogénicamente requiere de una roca almacén lo suficientemente gruesa y una materia orgánica del tipo, la cantidad y la madurez adecuados. La materia orgánica (principalmente los lípidos de los tejidos animales, la materia vegetales o la lignina de las células de plantas) es transformada en kerógeno. El posterior sepultamiento y calentamiento, transforman el kerógeno en bitumen, luego en hidrocarburos líquidos y finalmente en gas termogénico el cual empieza como gas húmedo y luego como gas seco (excepto el kerógeno tipo III que pasa directamente a gas)

(Fig. 6). El nivel de madurez termal, el cual es función de la temperatura, el tiempo y la profundidad, determina el potencial para producir hidrocarburos, así como el tipo de producción.

El gas derivado biogénicamente (como el de las lutitas de Antrim y Nueva Albania), es gas generado por la biodegradación de la materia orgánica por medio de microbios en áreas con recarga de agua dulce y puede estar asociado a la materia orgánica madura o inmadura. Grandes cantidades de agua relativamente dulce son típicamente producidas junto con gas biogénico, mientras que los volúmenes pequeños y más salinos acompañan a la producción de gas húmedo termogénico (Walter et al. 2000).

La determinación del TOC, la madurez termal y el análisis de kerógeno se usan para predecir el potencial de la lutita para producir volúmenes de hidrocarburos económicamente viables y medir los parámetros clave para la caracterización. La caracterización de las lutitas de grano fino requiere mayor énfasis en la mineralogía y la composición geoquímica. El principal objetivo en los desarrollos de las lutitas es incrementar la desorción del gas por medio de incrementar la exposición de la lutita a través de incrementar la exposición de su superficie por medio de pozos múltiples y el fracturamiento hidráulico.

La lutitas silíceas, como las de la formación Monterey de California, representan los yacimientos mayores y menos desarrollados. Estas lutitas están finamente laminadas y con altas porosidades (> 30%), muy bajas permeabilidades (<1 md), gargantas de poro extremadamente pequeñas y grados de fractura variables (Montgomery y Morea, 2001). Estos yacimientos en tierra y costa afuera en las cuencas de California tienen volúmenes estimados de 10 billones de barriles de aceite. La formación de Monterey es compleja y consiste de nueve litotipos que incluyen lutitas silíceas y de diatomeas. Estos yacimientos poseen la cualidad de ser frágiles y naturalmente fracturados.

I.5. Diferencias con respecto a los yacimientos convencionales

Estos yacimientos se derivan de lutitas con alto contenido orgánico, principalmente entre Jurásico superior y Cretácico superior aunque también son comunes los pertenecientes al Devónico superior (como Bakken). Como ya se mencionó el gas de lutitas se halla en rocas generadoras y almacén sin que se haya dado migración, esto debido a que el medio es de muy baja permeabilidad. Las condiciones de

Introducción

presión y temperatura hacen posible la generación de metano termogénico (derivado del proceso de cocimiento de la materia orgánica). El hecho de que los hidrocarburos se hallen en medios de baja permeabilidad hace imposible la explotación a la manera de los yacimientos convencionales, sin embargo novedosas tecnologías de fracturamiento de lutitas han hecho posible la explotación comercial del shale gas.

Estos yacimientos carecen de los contactos de fluidos presentes en yacimientos convencionales. Los yacimientos de lutitas exhiben significativas diferencias texturales, composicionales y petrofísicas con respecto a los yacimientos convencionales. Poseen alto nivel de heterogeneidad y gran contenido de materia orgánica.

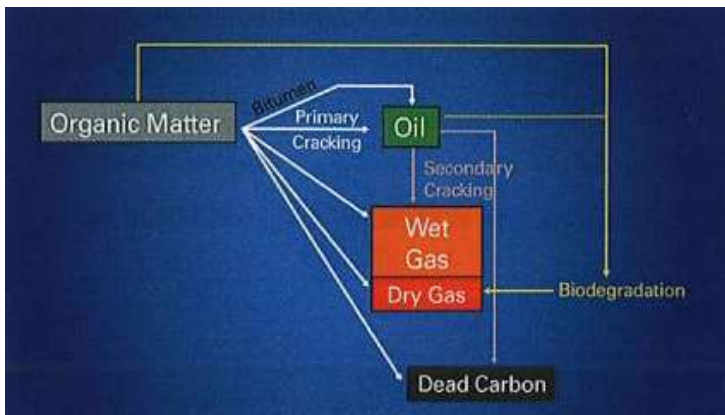


Fig. 6. Generación termogénica de aceite y gas (Jarvie, 2008).

Los yacimientos de shale gas presentan numerosos retos para el análisis, los cuales no son un símil de los yacimientos convencionales. Un gran reto de estos yacimientos es la existencia de doble porosidad. De forma similar a los yacimientos carbonatados, los yacimientos de shale gas cuentan con dos almacenamientos principales, el de la matriz de la roca y el de las fracturas naturales. Sin

embargo dentro de la porosidad de matriz se dan otros tipos de almacenamiento (Fig. 7) relacionados con la estructura física de las lutitas, los minerales complejo almacenamiento presentan numerosas complicaciones para el pronóstico de producción y cálculo de reservas (Tabla 1). Por otro lado las fracturas naturales, por lo general están cerradas. La matriz tiene muy baja permeabilidad, por lo general del orden de nanodarcys hace que las estimulaciones de los yacimientos convencionales sean imposibles. Por lo tanto, casi todos los yacimientos de shale gas deben ser hidráulicamente estimulados (fracturados) para alcanzar una producción rentable. Las fracturas hechas tienen por objetivo conectar y activar las fracturas naturales que están en la roca.

La relación entre porosidad de matriz (la cual se subdivide en porosidad intergranular, interlaminar y microporos entre laminaciones y materia orgánica), fracturas naturales, fracturas hidráulicas y materia orgánica influye en la producción así como en la declinación de la misma. Como resultado de lo anterior se tienen altas producciones iniciales principalmente por la aportación de las fracturas, seguidas de ritmos de declinación rápidos cuando se cambia a la producción del gas de la matriz (típicamente declina entre el 65 y 75% de la producción en el primer año), después se tienen tasas de declinación más bajas y estables, que están dominadas por el gas desorbido y la tasa de difusión. La cantidad de gas libre producido por la matriz y el gas desorbido es una compleja función de las propiedades de la lutita, y puede variar significativamente. La expectativa de vida de un pozo de gas de lutitas ronda los 30 años.

Tabla 1. Mecanismos de almacenamiento y flujo de hidrocarburos en lutitas	
Almacenamiento	Descripción
porosidad de la matriz de la arcilla con flujo darciano controlado por kh	espacio intergranular en la matriz de arcilla
porosidad secundaria o de fractura	fracturas naturales o vugulares que pueden estar o no conectadas
microporosidad con flujo darciano y por desorción	estructuras de poro de 1-200 micrómetros en los granos minerales y materia orgánica
porosidad por laminación delgada con flujo darciano controlado por kh	porosidad intergranular convencional contenida en capas de arenas, limos o dolomita en una unidad productora en lutitas, esta es medida con registros convencionales
porosidad por laminación ultradelgada con flujo darciano controlado por kh	parecida a la porosidad convencional pero con estructuras que van de 1-200 micrómetros o menos y no es medible con registros convencionales
flujo por adsorción/desorción controlado por presión de Langmuir	cantidad de gas adsorbido en los materiales orgánicos y arcillosos usualmente constituye el 50% o menos en lutitas con altas tasas de producción de gas

Otra diferencia importante entre los yacimientos convencionales y los de shale gas es la adsorción del gas (Fig. 8). La adsorción del gas es el efecto por el cual una parte de las moléculas de gas se quedan adheridas a la superficie de los granos de la roca. El gas adsorbido no puede ser producido por lo cual, dependiendo de la situación, este gas puede representar una importante fracción del gas total in situ, teniendo efectos dramáticos en la producción. La adsorción se ve afectada por la naturaleza del sólido adsorbente, la temperatura y la tasa de difusión del gas. Actualmente la única forma para determinar con precisión la cantidad de gas

Introducción

adsorbido es a través de del análisis de núcleos. Este gas usualmente se reporta en scf/ ton de roca o scf/ft³ de roca.

Debido a los cambios ocurridos durante la depositación, las lutitas productivas comúnmente están comprendidas de capas delgadas o laminas que pueden tener diferentes litologías o mineralogías. Esto las hace altamente variables, o heterogéneas y las propiedades petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas y de ingeniería de los yacimientos de shale gas pueden variar abruptamente de forma vertical y lateral. Esta variabilidad frecuentemente resulta en cambios localizados en la fragilidad y permeabilidad, lo cual se traduce a nivel macro como diferencias en las tasas de producción entre pozos adyacentes. Las variaciones en la distribución geográfica de la madurez termal (debido a las diferencias entre historia geológica) puede resultar en aceite, gas húmedo y gas seco producidos por la misma formación como sucede en Bakken, Eagle Ford y Marcellus. Los atributos que más impactan en la productividad, es decir la permeabilidad y la heterogeneidad, hacen necesario el uso de técnicas de caracterización, perforación y terminación especializadas para permitir la producción y desarrollo exitosos de los plays. Basándose en los litotipos y mecanismos de producción, las formaciones de lutitas productivas pueden ser ubicadas en cuatro tipos (ver Tabla 2).

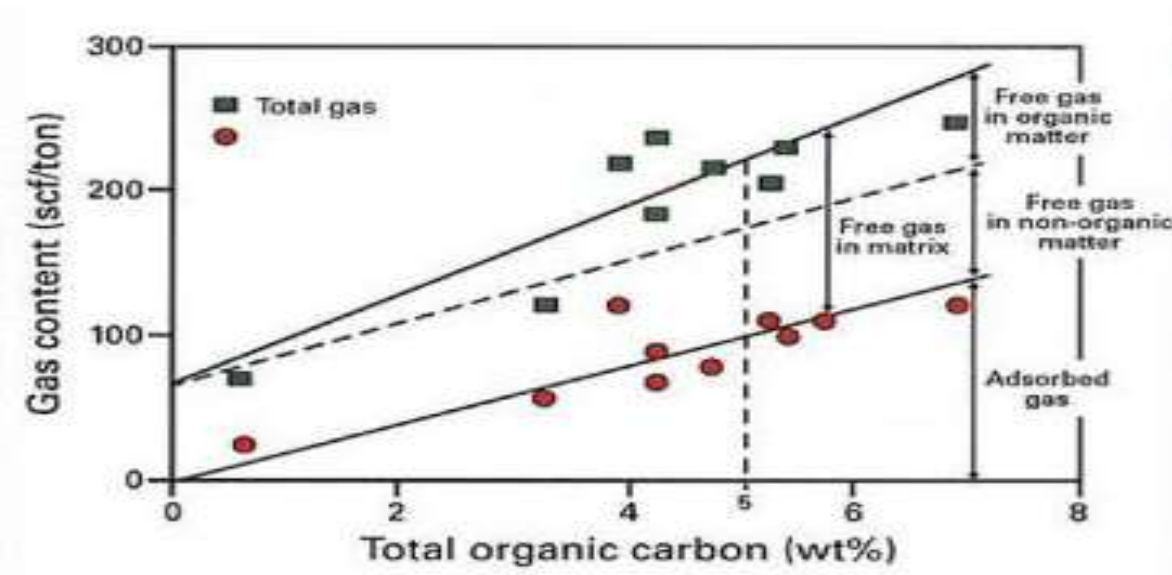


Fig. 8. Grafica que muestra le incremento en el gas adsorbido junto con el del TOC en la lutita de Barnett (Wang and Reed, 2009).

Tabla 2. Clasificación de los yacimientos en lutitas			
Clasificación	Descripción	Mecanismo de producción	Yacimientos análogos
Tipo 1	mudstone fracturada con contenido orgánico y alto contenido de carbono	mezcla 50/50 de producción por fractura/microporosidad y desorción	Barnett, Woodford, Caney
Tipo 2	grupos de láminas delgadas de arena embebidas en lutitas ricas en contenido orgánico	principal producción de la matriz, a través de las arenas	Lewis
Tipo 3	lutitas negras ricas en contenido orgánico	producción principal a través de desorción	Antrim, Marcellus, Eastern Devonian Shales
Tipo 4	combinación de los tipos anteriores	producción principal a través de desorción, matriz y fracturas	Monterey, Forbes, Niobrara

Los retos también se presentan en el desarrollo de los campos de shale gas. Los avances en las áreas de perforación horizontal, tubería flexible, operaciones de disparos e hidráulico y pozos multilaterales, han sido muy útiles para la explotación de este recurso. No existe una solución única para el desarrollo de este tipo de yacimientos, por lo que las empresas ofrecen los conjuntos de soluciones y herramientas que más se adecuan a un cierto yacimiento de shale gas.

El flujo de fluidos en yacimientos de Shale Gas se puede analizar a través de simulaciones numéricas para conocer las respuestas de la presión y la distribución y la saturación, al igual que para yacimientos convencionales. Dado que se tiene permeabilidades de matriz extremadamente bajas, el flujo en este tipo de yacimientos sucede a través de redes de fracturas naturales interconectadas. La matriz provee el almacenamiento del gas y las fracturas son los principales conductos de flujo. Un modelo apropiado de la orientación, distribución y conectividad de las fracturas naturales es crítico para la estimulación y previsión (Cipolla et al. 2009; Olson 2008). En particular, el entendimiento de la interacción entre las fracturas hidráulicas inducidas y las fracturas naturales existentes es importante para el desarrollo y la explotación de estos yacimientos. La planeación de una estrategia de desarrollo de campos efectiva requiere de la estimación de la capacidad de drenaje de los pozos actuales y la optimización de la localización de pozos para minimizar la superposición de volúmenes de drenaje en los pozos existentes. Las curvas de declinación de la producción han sido ampliamente usadas para computar los volúmenes de drenaje y estimar las recuperaciones finales. Uno de los más comunes y efectivos caminos para desarrollar y explotar

Introducción

yacimientos no convencionales, es a través de pozos horizontales con Fracturamientos masivos. De hecho, las mejoras en tecnologías de fracturamiento hidráulico y terminación han sido el elemento principal en la recuperación de gas en estos yacimientos. El fracturamiento hidráulico con apuntalante y agua no sólo crea una gran conductividad hidráulica primaria en las fracturas, sino que también estimula y reabre fracturas naturales en la vecindad de las fracturas hidráulicas. Esto generará una compleja red de fracturas o volumen de yacimiento estimulado (SRV) circundando cada etapa de las fracturas hidráulicas primarias. El crecimiento y patrón final del SRV, el cual depende de las propiedades de la roca y de la fractura es típicamente complejo e impredecible. El mapeo microsísmico ha sido ampliamente usado para medir la geometría y localización de complejos sistemas de fractura (Fisher et al. 2002; Mayerhofer et al 2010), esto no provee información de la penetración dentro de la conductividad de la red de fractura o la efectividad del volumen/área de drenaje de la región estimulada. Esto es debido a la falta de información suficiente para localizar la distribución del apuntalante y la distribución de la conductividad en la red de fracturas. Recientemente, el uso de datos de tasas de presión normalizadas ha sido propuesto para estimar el SRV que actualmente contribuye al flujo.

I.6. Qué constituye un play de shale gas

Con el objetivo de que una lutita se convierta en un yacimiento productivo, debe ser capaz de generar hidrocarburos y tener la suficiente porosidad y permeabilidad para el almacenamiento y flujo de hidrocarburos. Los requerimientos fundamentales para la producción en lutita se muestran en la Fig. 9 y se discuten en la tabla 3, donde se plantea los criterios mínimos para que una lutita sea productiva.

Fig. 9. Parámetros físicos que definen la viabilidad económica de un play de shale gas.



Tabla 3. Características mínimas necesarias para la producción económica de un play de arcilla	
Litología y fábrica de la roca	una combinación que mejore la producibilidad del gas
Grosor de la zona	>100 ft (30.5 m)
Contenido de arcilla	moderado (<40%) con baja mezcla de capas de distintos componentes
Fragilidad	Composición frágil (baja ductilidad), es decir baja relación de Poisson y alto módulo de Young. Esto es un indicador del potencial de fractura
Limitado por encima y por debajo	las formaciones adyacentes contienen la energía de la fractura hidráulica dentro de la lutita
Contenido orgánico total TOC	alto >3%
Madurez termal	en la ventana de gas Ro esta entre 1.1 y 1.4
Contenido de hidrogeno	Bajo
Contenido de gas	> 100 scf/ton

I.7. Viabilidad económica

La primera producción comercial de gas en este tipo de yacimientos se dio en Estados Unidos en 1821, en las arcillas del devoniano en la cuenca de los Apalaches; se comenzó en 1926 una producción significativa de gas en la cuenca de los Apalaches (más específicamente en las arcilla de Ohio). Desde entonces se han producido más de 3 Tcf de gas de lutitas (Milici, 1993). Antes de 1998, el 90 % de la producción de shale gas, venía de las arcillas de Ohio. La producción se estableció en la lutita de Nueva Albania (cuenca de Illinois) en 1858, y en la lutita de Antrim (cuenca de Michigan) en 1926. A mediados de 1980, los incentivos en los impuestos realizados por el gobierno de EU incentivo la exploración y la explotación elemental de yacimientos de gas no convencionales, resultando que a partir del 2000 se ha dado un amplio desarrollo y producción de yacimientos de Antrim, Bakken, Barnett y Lewis. Los estudios conducidos por los servicios geológicos estatales y federales en los pasados 15 años han un gran potencial en las lutitas negras de la cuenca de los Apalaches y otras cuencas de EU (Fig. 10).

Los factores que permitieron hidrocarburos en lutitas tomar un papel significativo en EU, fue la combinación de ventas en costos y la necesidad del uso de combustibles más limpios. En el desarrollo de las lutitas, un pozo seco es algo muy indeseable y el mayor riesgo financiero presente es la posibilidad de no obtener producciones económicamente viables. Hasta hace poco diversos factores inhibían la producción de shale gas a gran escala: la dificultad de perforación, la rápida declinación que requiere de tratamientos de remediación cada 4 o 5 años y lo más importante, es el bajo precio del gas. Las predicciones del precio del gas a largo plazo, han renovado el interés por la exploración de formaciones de lutitas. El éxito en el play de Barnett en la cuenca de Fort Worth en Texas ha sido posible a través

Introducción

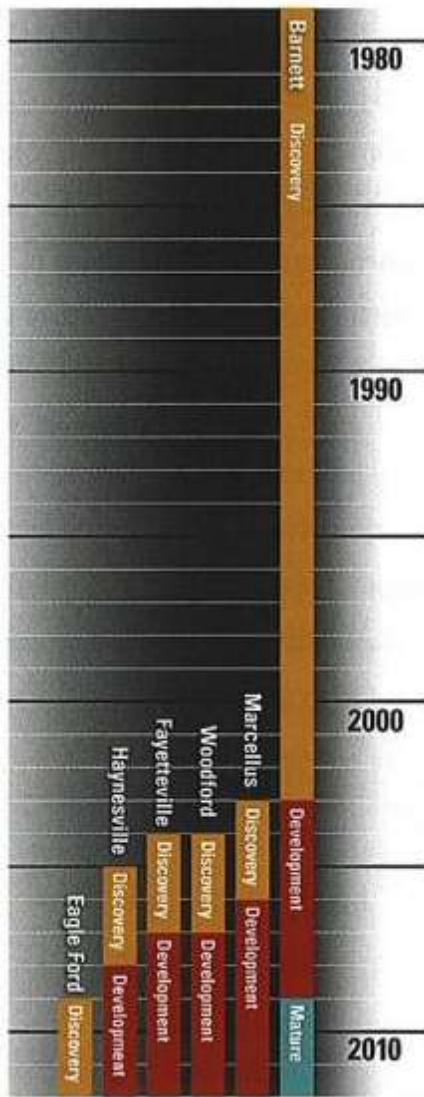


Fig. 10. Reducción de la curva de aprendizaje en plays de lutitas

de avances tecnológicos como: perforación horizontal efectiva en costos, posicionamiento de pozo (geonavegación) y tecnologías de fracturamiento hidráulico multietapa y optimización del fracturamiento a través de mapeo microsísmico. El conjunto anterior ha demostrado el gran potencial que se puede obtener del shale gas. Estas tecnologías también se han enfocado en cumplir con requerimientos para minimizar el impacto ambiental, como es el caso de los equipos de perforación multipozo, el tratamiento de fluidos y el uso de aditivos para fluidos de perforación y terminación menos tóxicos (GWPC, 2009).

La lutita de Barnett es primer gran play de shale gas moderno en EU, lo cual se debe en gran medida a la persistencia de George Mitchell, de Mitchell Energy (ahora Devon Energy). Dicho play tuvo una curva de aprendizaje de alrededor de 20 años desde el descubrimiento, hasta el desarrollo a gran escala. Durante este periodo, nuevas tecnologías, técnicas (la más importante fue la combinación de pozos horizontales múltiples junto con fracturamiento hidráulico masivo) y mejores prácticas se desarrollaron para superar los retos de explotación. Basándose en las experiencias, la curva de aprendizaje se redujo drásticamente, de décadas a unos pocos años, y ahora en Eagle Ford en unos cuantos meses (Fig. 10).

Este éxito ha incentivado a muchas compañías operadoras y de servicios alrededor del mundo han invertir capital y generar tecnología para la explotación de estos recursos; el resultado ha sido una importante inversión en la identificación de recursos prospectivos de shale gas y la generación continua de tecnologías asumiendo que los precios del gas se mantendrán favorables. De modo que a futuro ya se proyecta una substitución de una importante parte de la producción de gas convencional por la producción de shale gas.

I.8. Retos en el desarrollo de plays de shale gas

Los retos técnicos y de impacto ambiental se pueden resumir básicamente en:

- Entendimiento de la geología y el yacimiento desde las perspectivas macro y micro
- Maximización de la producción a través del pozo y el ciclo de vida del yacimiento
- Empleo de eficiencias operacionales a través del proceso
- Uso de la tecnología para hacer económico el proyecto
- Soluciones ambientales
- Capacidad
- Logística
- Experiencia

I.8.1. Geología de los yacimientos de shale gas

La evaluación inicial de yacimientos y la evaluación cuantitativa y cualitativa del mismo, se vuelve necesaria para proveer un punto de partida en el cual los datos de pozos subsecuentes puede ser un punto de referencia. Los datos geológicos representan el fundamento de la evaluación de la Lutita, son usados para tomar decisiones informadas en los pozos piloto exploratorios en etapas de desarrollo, y también para facilitar la planeación de la perforación a futuro. En las fases iniciales de un nuevo play en lutitas gasíferas se requiere un tiempo considerable para describir (caracterizar) cualitativa y cuantitativamente al mismo. Un completo y profundo entendimiento de la geología sirve como base en el desarrollo de este tipo de campos.

Los datos geológicos son usados para definir la fuente, identificar el potencial productivo de los objetivos, diseñar todas las fases del programa de construcción de pozos, programa de perforación, el diseño de la terminación, los métodos de estimulación y el fracturamiento hidráulico. La geología también influye en la producción. Los atributos y propiedades geológicos son generalmente usados en múltiples flujos de trabajo necesarios para reconocer los múltiples retos en el desarrollo de campos de Shale Gas.

En análisis geológico igualmente sirve para conocer las propiedades hidráulicas de la roca, como la permeabilidad y porosidad, las cuales reflejan la habilidad para mantener y transmitir fluidos como agua y gas natural. La arcilla tiene un tamaño

Introducción

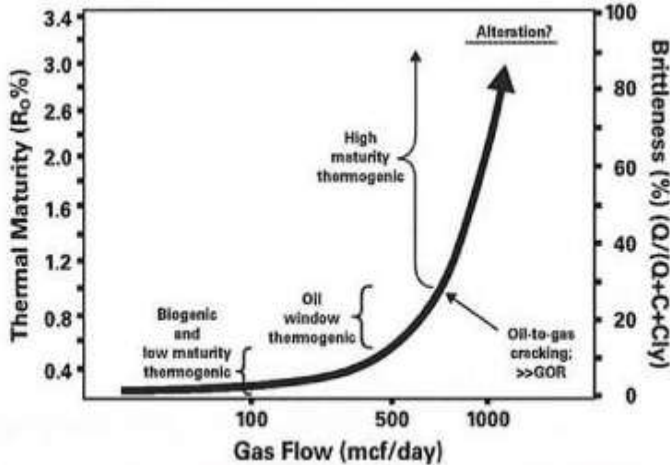


Fig. 11. Relación entre madurez, fragilidad y flujo de gas. Los gastos de flujo de gas incrementan cuando incrementa la madurez, la RGA y la fractura (Jarvie et al. 2007)

pequeño de partícula, por lo tanto, los espacios intersticiales son muy pequeños. De hecho, estos son tan pequeños que el gas natural y el agua presentan severas dificultades para moverse a través de la roca. Las arcillas, por lo tanto, sirven como una capa de roca que atrapa de manera natural al gas que define los límites de flujo de fluidos.

Es por medio del entendimiento de la geología, que es posible ubicar las zonas objetivo por medio de la concurrencia de parámetros favorables como porosidad, espesor,

permeabilidad, mineralogía, fragilidad, fracturamiento natural, madurez termal y contenido de gas.

Los parámetros más críticos para determinar si la lutita es capaz de producir son el espesor mínimo, el contenido de gas (que es a su vez función de la madurez termal y la riqueza orgánica) y la fragilidad (potencial de fracturamiento (Fig. 11) (Wang y Gale, 2009). La producción comercial de las lutitas depende del gran contenido de gas, la capacidad natural de almacenamiento y la capacidad de la roca para permitir el flujo. La cantidad de gas producido por desorción está directamente relacionada con la superficie expuesta del yacimiento. Consecuentemente, existen dos factores críticos en el desarrollo de las arcillas: 1) alcanzar la máxima exposición del yacimiento a través de pozos horizontales y 2) fracturamiento hidráulico para crear una red de fractura lo suficientemente larga para producir canales de permeabilidad que mejoren el flujo.

Mientras que diferentes formaciones de lutitas comparten distintas características generales, existe una amplia variabilidad en su profundidad (Fig. 12), geología, geomecánica, petrofísica y características de ingeniería. Esto queda ilustrado en la Tabla 4, la cual muestra los atributos clave y propiedades de distintos activos de lutita en EU, en el cual se nota un amplio rango de variación de las propiedades mencionadas.

Incluso dentro de la misma lutita puede haber gran variabilidad (heterogeneidad) de forma vertical y horizontal, lo que resulta patente en pozos de alto desempeño a lado de otros de bajo desempeño. Para los fines del desarrollo de los yacimientos de lutitas es más importante definir las diferencias entre arcillas que sus similitudes.

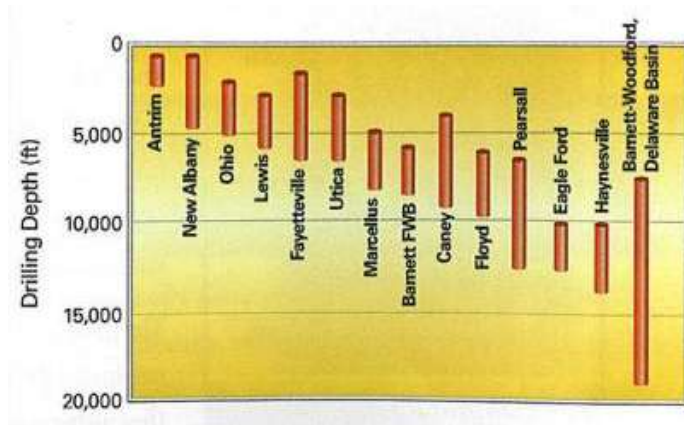


Fig. 12. Rango de profundidad de los mayores plays de shale

El gran éxito de la lutita de Barnett ha generado un modelo de desarrollo que está basado en lecciones aprendidas y el desarrollo de mejores prácticas para el desarrollo económico de las reservas de hidrocarburos en formaciones de lutitas. Algunos operadores simplemente han aplicado el modelo de Barnett a otros plays, sin embargo un concepto crítico y esencial en el desarrollo de las lutitas es que no existen dos arcillas exactamente iguales y el éxito en un play de arcilla no garantiza el que el mismo enfoque resultara en éxito para otro play. Cada yacimiento de lutita requiere un set único de métodos y estrategias para la caracterización, perforación, terminación y la producción. La elección incorrecta puede revertir la rentabilidad del proyecto. Lo anterior es la razón por la que se debe contar con un conocimiento específico de cada yacimiento de lutitas. Es crítico también el mantener los costos de desarrollo bajo control a través de la optimización de la producción y la recuperación final estimada (EUR) a lo largo de la vida del pozo y del yacimiento.

I.8.2. Maximización de la producción

El primer enfoque en el desarrollo de lutitas es determinar cómo optimizar la terminación y continuamente mantener la producción óptima a través de la vida del pozo y del yacimiento. Los datos adquiridos durante la perforación, el posicionamiento de pozos y las fases de la caracterización, son interpretados y los resultados son usados para maximizar la exposición del yacimiento en la zona objetivo. Los datos son usados para optimizar la terminación y el diseño de los tratamientos de fractura; a su vez el tratamiento es monitoreado a través de mapeo microsísmico en tiempo real para permitir cambios rápidos que beneficiaran a las

Introducción

siguientes etapas de fractura para ayudar a maximizar la producción. Las tasas de producción son comparadas con los valores predichos y el monitoreo de la producción se usan para verificar que la terminación está funcionando correctamente. El uso de bucles de retroalimentación permite una optimización continua a través de la vida del pozo.

I.8.3. Empleo de eficiencias operacionales a través de los procesos

Los plays de gas no convencional con muy baja permeabilidad, como el Shale y Tight gas tienen mucho menos márgenes y sustentabilidad y requieren que el operador balancee los costos y la tecnología. La economía de los yacimientos de lutitas requiere continuos esfuerzos para mejorar las eficiencias en la perforación la terminación y las operaciones de fractura, mientras se reduce el tiempo de no producción (NPT). Los equipos de perforación multipozo junto con nuevas tecnologías en las barrenas, fluidos de perforación, herramientas de cable y LWD así como de telemetría, han permitido reducir drásticamente los tiempos de perforación de pozos. Por ejemplo en el play de Marcellus, el tiempo de perforación fue reducido de periodos de 18—30 días a periodos de 4—8 días. En Haynesville, el uso de equipos de bombeo y registros para condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT), reduce las fallas de equipo y por lo tanto el NPT asociado, así se consigue mejorar la eficiencia de construcción de pozos. El uso de cementos especializados, mangas mecánicas deslizables, tapones perforables, métodos de ubicación de puntos de estimulación, bombas que pueden trabajar de manera continua por largos periodos con altos gastos y una operación *tipo fábrica* han hecho más eficientes las operaciones (Fig. 13).

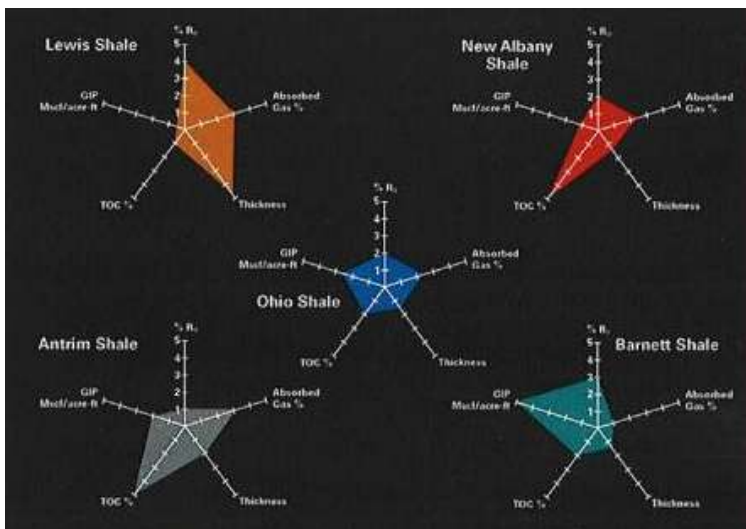


Fig. 13. Atributos principales de los plays de shale gas: madurez (%Ro), grosor, % gas adsorbido, gas in situ y TOC, con rangos de 1 a 5 en una escala normalizada.

I.8.4. Capacidad

En el desarrollo de los plays de lutitas exige una gran demanda de equipos de registros, perforación, terminación, fracturamiento, abastecimiento y personal en las áreas requeridas. Sin embargo uno de los grandes retos que enfrenta el desarrollo de lutitas la infraestructura de recolección, proceso, almacenamiento y entregas de gas al mercado. Esto constituye un área que puede causar retrasos significativos en el desarrollo de las lutitas.

I.8.5. Logística

Uno de los aspectos mas importantes en las operaciones de desarrollo es la entrega oportuna de materiales necesarios es decir grandes cantidades de apuntalante para el fracturamiento; abastecimiento de agua para las operaciones de perforación y fracturamiento. Por esta razón es necesario que los métodos de logística (o planeación) estén funcionando antes de que se lleve a cabo el desarrollo a gran escala.

I.8.6. Experiencia

Los desarrollos de shale gas son altamente dependientes de la tecnología, pero la tecnología es tan buena como los ingenieros, científicos y especialistas que realizan los estudios, las metodologías, las operaciones y las herramientas para el desarrollo de estos recursos, así como la acumulación de experiencia en la explotación de este recurso. Dos buenos indicadores, aunque no definitivos son: el número de patentes que tiene cada empresa dedicada a la explotación del recurso, así como una puntuación del esfuerzo de investigación, basado en los montos de inversión para el desarrollo de tecnología en el área. A este respecto el periódico Wall Street público un Rankin de las empresas líderes en desarrollos tecnológicos para Shale gas basado en los aspectos mencionados (Fig. 14).

Company/concern	Symbol	Science strength		
		Patents granted	Industry impact	Research intensity, 1 = avg.
1. Royal Dutch Shell A	RDSA	166	●	3
2. Halliburton Co.	HAL	247	●	2.8
3. Schlumberger Ltd.	SLB	432	●	1.9
4. Baker Hughes Inc.	BHI	341	●	1.1
5. Exxon Mobil Corp.	XOM	279	●	1.7
6. General Electric	GE	99	●	0.8
7. Chevron Corp.	CVX	97	●	1.7
8. Weatherford Int'l	WFT	80	●	1.2
9. Smith Int'l Inc.	SII	104	●	0.5

Fig. 14. Tabla de puntuación de cada empresa por número de patentes e inversión en investigación en el campo de shale gas, por The Wall Street Journal en Junio de 2010

CAPÍTULO 1: SOLUCIONES HOLÍSTICAS

1.1. Aspectos críticos de los desarrollos de lutitas gasíferas

- Un desarrollo exitoso tiene que ver con la cuidadosa selección de las tecnologías apropiadas necesarias para dirigir las necesidades críticas la roca para producir:
- Las condiciones geológicas apropiadas son centrales en el desarrollo. La perforación la terminación y la producción dependen de estas.
- Cada play de shale gas es único. La perforación y diseño de la terminación evolucionaran a lo largo de la vida del activo.
- Las arcillas son heterogéneas. La calidad del yacimiento y la producción variaran aun entre yacimientos muy cercanos.
- El almacenamiento de hidrocarburos y los mecanismos de producción aun no están bien entendidos. Esto complica la estrategia de terminación y la parte económica. La fragilidad y contenido de arcilla son los componentes que más afectan a la productividad.
- Es necesaria una evaluación inicial cuantitativa de la calidad del yacimiento. Esta evaluación permite hacer una comparación de los subsecuentes datos de pozo para permitir la toma de decisiones con base en información durante el descubrimiento y las etapas de desarrollo a lo largo de la vida del proyecto.
- La viabilidad económica debe ser evaluada con base en la productividad a la par que las reservas. Las decisiones con la productividad en mira y la viabilidad económica deben estar basadas en flujos de trabajo que evaluación de formaciones, simulación, datos y resultados de producción.
- La perforación debe maximizar el contacto del fondo del pozo con el objetivo con un mínimo tiempo de no producción.
- En la totalidad del diseño debe estar presente una estrategia de terminación que contemple condiciones futuras del yacimiento y la producción, ya que esto será critico durante la etapa de declinación.
- Los factores de desarrollo críticos deben de ser analizados como un sistema. El éxito alcanzado en cualquier aspecto individual del desarrollo no significa el éxito de en el activo.

- La integración de datos que son componentes de las eficiencias del sistema. Un enfoque holístico del desarrollo de los campos de lutitas, reduce los costos y mejora el aprovechamiento.

Los puntos mencionados deben aparecer y dirigir flujos de trabajo necesarios en la evaluación y desarrollo de los plays. Estos flujos de trabajo incluyen datos de la caracterización, la perforación, terminación y diseño de la terminación, de la reevaluación por medio del monitoreo de la producción post-fractura y optimización a través de flujos de trabajo individuales y a lo largo de todo el sistema (Fig. 1). Cada flujo de trabajo consiste en tareas individuales y soluciones conjuntas.

Los detalles sobre las tareas individuales se enuncian en la tabla siguiente (Tabla 1). Los flujos de trabajo deben ser optimizados individualmente y posteriormente como una unidad integrada en una solución holística, es decir integral, en lugar de una serie de operaciones discretas. Esto permite que cada miembro de los equipos tomen decisiones con un conocimiento completo y pueden saber cómo repercuten sus decisiones a los objetivos.

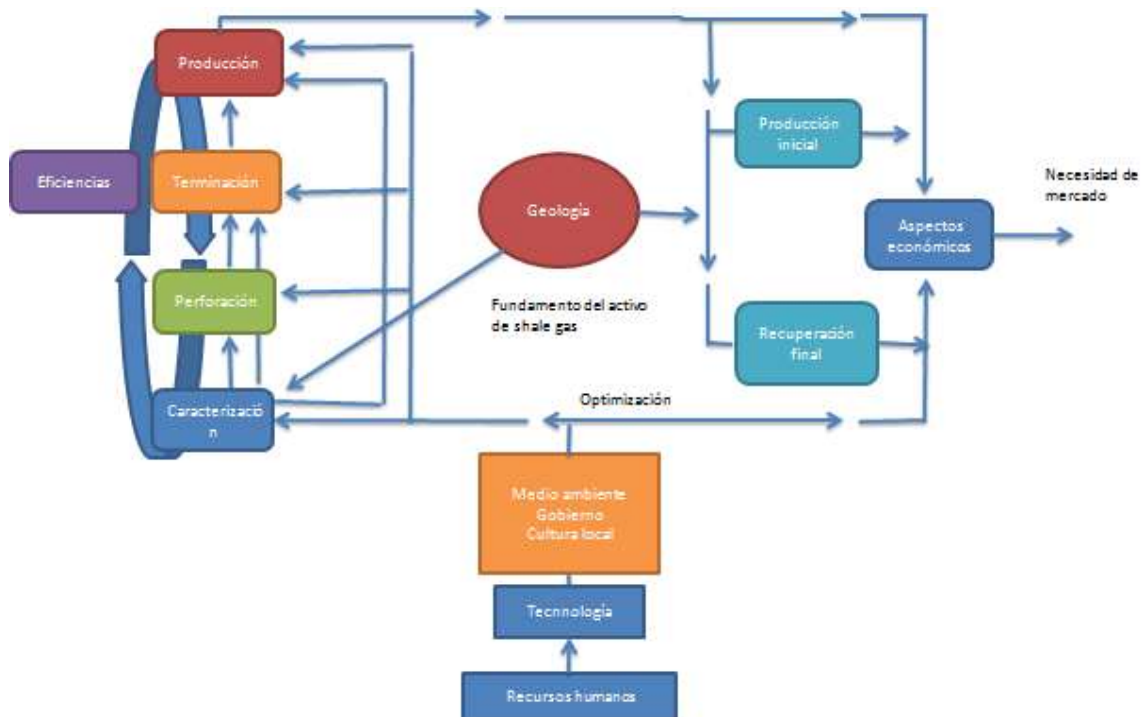


Fig. 1. Ejemplo de enfoque Holístico para activos de shale gas

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Tabla 1. Retos presentes en yacimientos de shale gas	
Retos dentro del flujo de trabajo	Finalidad
Evaluación	
Reconocimiento de la cuenca	Interpretación sísmica
	Mapeo geológico
Integración de flujos de trabajo	Modelado
	planeación del campo
Geología	
	Propiedades petrofísicas
	Mineralogía
	Propiedades geoquímicas
	Propiedades geomecánicas
	Registros
Perforación	
Construcción de pozos	Como y donde Perforar
	Geometría de pozo
	administración del pozo
	administración de los recortes
Localización de la zona objetivo	Geonavegación
Datos de telemetría en tiempo real	
Terminación	
Estrategia de terminación	Tipo de terminación
Integridad de pozo	Cementación
	Asentamiento de casing
	Integridad del casing y la cementación
Producción	
Optimización y planeación de la estimulación	Planeación de la estimulación
	Método de fracturamiento
	Selección de fluidos fracturantes
	Mejoramiento de la conductividad
Optimización de la producción	Monitoreo de las fracturas
	Análisis de producción e histórico de producción
	Monitoreo de la producción
	Remediación de pozos y refracturamiento

Un aspecto clave de las soluciones holísticas es que los datos actuales se están retroalimentando lo cual permite un proceso continuo de optimización. Una solución holística acelera la curva de aprendizaje por medio de la reducción de riesgos de perforación y terminación, reduciendo el número de pozos de baja productividad e incrementando la eficiencia operativa. Lo anterior favorece a la sinergia dentro del proyecto.

El enfoque holístico provee un plan flexible y unificado que permite solucionar dos asuntos fundamentales en cualquier play petrolero pero especialmente útil en shale gas. Primero, determinar si hay mercado para el tipo de recurso que se producirá; segundo, la geología y la caracterización adecuada de los yacimientos, lo impacta considerablemente en el éxito de las operaciones para el desarrollo de campos (Tabla 2).

Tabla 2. Factores que influyen en la estrategia de desarrollo	
Geológico	identificación de riesgo geológico, fallas, karsticidad
Geoquímico	variación de litología, mineralogía, madurez termal (tipo de hidrocarburo)
Geomecánico	interacción de esfuerzos (tectónica, fallas o producción)
Petrofísico	cambios en la porosidad, permeabilidad, saturación, presión de fondo
Logístico	disponibilidad de fluidos, equipo para apuntalante, recursos humanos
Económico	costos de pozo, precios de fluidos producidos, VPN, TIR
Medioambiental	regulaciones del estado y locales, sustentabilidad de los recursos, seguridad

1.2. Geología

La evaluación inicial del yacimiento y valoración de la calidad del mismo es lo que proporciona una línea base para referencia de los pozos subsecuentes. Los datos geológicos representan el fundamento de un activo de shale gas; estos datos son utilizados para tomar decisiones para la perforación de los pozos piloto/exploratorios y para las etapas de desarrollo, con lo que se facilita la planeación de la perforación futura. Las fases iniciales del desarrollo de un play de shale gas consumen de manera considerable tiempo y dinero para caracterizar al yacimiento. Los datos geológicos se usan para definir el almacén, identificar los

Capítulo 1: Soluciones holísticas

objetivos potencialmente productivos, diseñar todas las fases del programa de construcción de pozos, el programa de perforación, el diseño de la terminación y el método de estimulación y tratamiento de fractura. La geología también influye en la producción. Los atributos y propiedades geológicas son generalmente usados en múltiples flujos de trabajo necesarios para dar solución a los retos que presenta el desarrollo de las lutitas gasíferas (Tabla 3).

Tabla 3. Geología, datos usados dentro de los flujos de trabajo		
Categoría	Atributos o propiedades	Aplicación (Retos)
Geofísica	Velocidad sísmica (3D, VSP, verificación de los disparos)	
Geología	Litología y mineralogía	Perforación: selección de la barrena, método de perforación, tasa de penetración
	Espesor, presencia de barreras de fractura adyacentes	Producción - estimulación, sitios de inicio de fracturamiento
		Fluido, selección de apuntalante, parámetros de tratamiento
Petrofísica	Porosidad, Permeabilidad, Saturación de fluidos	Optimización de la producción: reservas, recuperación final
	Densidad bulk	GIP
	Contenido de arcillas	Perforación: estabilidad del agujero
		Terminación para la producción
		Perforaciones
		Perforación y fluidos de terminación
	Velocidad acústica (análisis de anisotropía)	Perforación: posicionamiento de pozos (orientación del agujero)
		Terminación : identificación de los intervalos fracturados
		Producción (estimulación): selección del método apropiado
	Rayos gamma, Densidad, respuestas de Resistividad	Perforación : posicionamiento de pozo (geonavegación)
	Registros de imagen	Terminación: identificación de los intervalos de fractura
Geoquímica	Carbón orgánico total (TOC), tipo de kerógeno, reflectancia de la vitrinita (Madurez Termal)	Perforación: posicionamiento de pozos (orientación del agujero), fluido de perforación

		Producción (estimulación): selección de sitios de inicio de fracturamiento
	Isotermas de gas, constante de desorción, contenido de hidrocarburos (scf/ton, bbl/ton, GIP)	Producción: Recuperación final
		Optimización de la producción: modelado, estimación de las reservas
	Compatibilidad de fluidos i.e., sensibilidad del agua y solubilidad del ácido	Perforación: selección de fluidos
		Producción (estimulación): selección de fluidos
Geomecánica	Relación de Poisson, módulo de Young (fragilidad)	Producción (estimulación): sitios de inicio del fracturamiento, barrenas a usar
	Dureza de Brinnell	Producción (estimulación): selección del apuntalante
	Resistencia de la roca	Perforación: selección de la barrena, tasa de penetración de la barrena, estabilidad del pozo
		producción (estimulación): selección del tipo de apuntalante
	Presión de cierre	Estimulación: selección del apuntalante
	Anisotropía de los esfuerzos (esfuerzos-orientación de campo)	Perforación: estabilidad del pozo, orientación de pozo
		Producción (estimulación): diseño de fracturamiento
Datos de pozos	Historial de perforación, registros de lodo	Perforación: selección de barrena, fluido y tasa de penetración
	Reportes de presión	Perforación y terminación: estabilidad del pozo
	Historia de producción	Producción (estimulación): diseño de fracturamiento, selección de apuntalante, calidad actual de hidrocarburos y calidad de la producción

1.3. Caracterización de la formación

La exploración y caracterización de yacimientos de Shale gas no ha sido ampliamente llevada a cabo fuera de Norteamérica, en teoría, cualquier buena roca generadora puede servir como play. Sin embargo, ningún play de shale gas es exactamente igual por lo que se requiere de combinaciones de tecnologías a la medida para cada play, lo cual hace imprescindible una buena caracterización.

Los yacimientos de shale gas deben ser caracterizados tomando en cuenta el alto nivel de heterogeneidad, los mecanismos de almacenamiento y los atributos que gobiernan la productividad. Los avances en la comprensión de las complejidades en los últimos veinte años han traído sustanciales mejoras en el área de perforación, terminación y tecnologías de producción; el resultado ha sido la obtención de mayores tasas de producción, así como mejores estimaciones de reservas y recursos, y por ende la optimización económica de estos plays.

Estos yacimientos, a menudo muestran una continuidad estratigráfica y una configuración estructural relativamente simple, pero localmente, son extremadamente heterogéneos. La actividad de exploración en este tipo de proyectos difiere fuertemente de aquellos que son convencionales. Estos requieren en general:

- Un uso completo de la geología.
- Integración de los datos para comprender la heterogeneidad.
- Una integración y flujo de trabajo paralelo con los ingenieros desde el inicio de la evaluación.
- Una cultura de intercambio de información.

Para las compañías petroleras, la posibilidad de explorar y desarrollar plays de shale gas en áreas donde la actividad convencional es una buena oportunidad, permitiendo sinergia y optimización de operaciones e infraestructuras. Desafortunadamente, incluso en áreas maduras y bien conocidas, en las cuales se tienen lutitas, solo se les ha visto como roca generadora, y por lo tanto los estudios

que en el pasado se hicieron, tuvieron por objetivo únicamente investigar sus propiedades de generación lo cual hoy resulta en una falta de información imprescindible para la explotación de yacimientos en arcillas. Por dicha razón se recomienda que en la medida de lo posible, se adquiera información de este tipo de almacenamientos no convencionales cuando se está desarrollando plays convencionales asociados a los anteriores.

Los datos adquiridos a través de registros de cable y durante la perforación MWD/LWD y núcleos, son los datos de entrada dentro de diferentes flujos de trabajo que usan el software para crear los diseños de perforación inicial, geomecánicos, de terminación y de estrategias de estimulación. (TABLA 4). Como parte del proceso de modelado de las lutitas bajo estudio son comparados con los de estudios análogos. Por ejemplo: Los plays en arcilla de Estados Unidos. Esto reduce la curva de aprendizaje (lo cual tiene que ver con el tiempo de análisis) y provee un punto de partida para identificar el programa de desarrollo óptimo y reducir el tiempo y la incertidumbre en el proceso de evaluación. El resultado del modelado de estos datos permite determinar de manera inicial las reservas, el tipo de producción y estimar la heterogeneidad lateral. Conforme progresa el desarrollo de campos y se obtienen nuevos datos adicionales, se realiza un proceso de retroalimentación para revisar esas estrategias basadas en correlaciones que se establecen entre la geología, la calidad del yacimiento, la producción, el método de terminación, la fractura y/o estimulaciones.

Tabla 4. Flujos de trabajo clave utilizados en la etapa de desarrollo

Recolección y revisión de datos de afloramientos, campos, estudios de cuencas: registros de pozo, núcleos, recortes e historiales de pozo
Corrida e interpretación de sísmica 3D
Adquisición de datos de núcleos y registros
Pruebas de núcleos en laboratorio para la caracterización
Desarrollo de un modelo petrofísico basado en registros
Calibración del modelo de registros utilizando análisis de datos de núcleos y de formación
Diseño de la cementación para el uso de fluidos compatibles con la formación
Diseño inicial del programa de terminación; selección de perforaciones e intervalos de terminación
Selección de fluidos fracturantes y mejoradores de conductividad
Selección del apuntalante: tipo, grosor, concentración y programa de bombeo
Diagnóstico de desempeño fractura-inyección para determinar las propiedades de la formación
Optimización del diseño del tratamiento-fractura
Etapas del tratamiento del desempeño de las fracturas
Diagnóstico del desempeño post-fractura incluyendo mapeo microsísmico y trazadores de barrido
Uso de los resultados para optimizar el diseño de fracturamiento de pozos futuros
Corrida de registros de producción en intervalos fijados y análisis de resultados

Capítulo 1: Soluciones holísticas

1.4. Maximización de la producción a través de la vida del activo

En la etapa de desarrollo inicial, los datos generados en la etapa de caracterización son puntos de referencia para el pozo, el diseño de la perforación, terminación y flujos de trabajo para la optimización de la producción en nuevos pozos (Fig. 3). En una solución holística como ya se vio, esta información esta interconectada y es continuamente mejorada a través de datos de retroalimentación de las eficiencias operacionales.

1.4.1. En la exploración

Al principio del proyecto es necesario contar con la metodología que determine la ruta a seguir, la figura 2 establece un mapa de actividades para este proposito.

Geology	Geochemical	Geomechanical	Petrophysical	Design and implement	Optimize
Review existing data	Perform shale core testing and evaluation	Define mechanical properties, Young's Modulus, Poisson ratio, Brittle hardness	Correlate data	Determine analog programs	Analyze system data
Map the structure	Define hydrocarbon potential TOC, R _o , free and total gas contents, kerogen typing	Identify pay	Perform advanced Shale Log evaluation	Choose stimulation	Finalize performance
Seismic interpretation	Identify pay	Identify frac fluid	Determine mechanical properties using acoustic log and correlate with core data	Choose well completion	Match performance
If no pilot well exists, drill pilot/monitoring wells and acquire data	Identify reservoir fluid	Determine "fractability" or brittleness index	Compute "fractability" and QA/QC using core data	Drill target and acquire further data and refine analysis	Measure
Obtain OI logs	Define lithology and fluids	Determine the proppant, diagonese and embedment potential	Identify pay	Perform DFIT analysis	Improve feedback loop
Retrieve core	Characterize rock properties	Determine perm and porosity	Define log lithology with compensated spectral gamma ray log, elemental analysis log QA/QC using core test, XRD	Perform stimulation treatment	
		Determine frac fluid compatibility, resin perm testing and identify frac fluid	Compute TOC, gas content, QA/QC using core test results	Perform microseismic fracture monitoring	
				Perform real-time and post treatment analysis	

Fig. 2. Procesos del flujo de trabajo

Este tipo de metodología debe tener componentes analíticos que ayuden a determinar a) si existe la capacidad de fracturar la roca, b) la capacidad de sostener la producción, c) si el desarrollo del campo puede ser rentable y ajustarse a las restricciones ambientales.

Esta metodología toma en cuenta la evaluación económica del campo, el comienzo de la exploración, producción y recuperación de las reservas con respecto al flujo de efectivo.

1.4.2. En la perforación

Las propiedades geológicas (litología, mineralogía, resistencia de la roca, presión de poro) y las condiciones en el fondo del pozo impactan directamente a la perforación y son críticas para la determinación de barrenas apropiadas, fluidos y equipo para la perforación vertical (del pozo piloto) la perforación curva y la horizontal lateral. El uso de equipo y métodos apropiados para la geología en el pozo repercutirán de

manera positiva en el desempeño de la perforación. Así mismo para optimizar la terminación, de que la perforación debe de poner en contacto con el pozo a la zona objetivo. Esta zona es aquella en la que se maximizan atributos de litología, mineralogía, porosidad permeabilidad, TOC, espesor, madurez termal y orientación de los esfuerzos de campo.

1.4.3. Terminación

La geología del yacimiento también influye en la selección del método de terminación. Por ejemplo en las arcillas de Bakken, las terminaciones laterales se hacen por lo general sin cementar, las terminaciones compartamentalizadas constan ya sea de 1) la combinación de un liner colgador, mangas de aislamiento, y un empacador hinchable o 2) métodos de perf and plug.

La selección del cemento apropiado y el diseño del proceso de cementación también está influenciado por aspectos geológicos (como la mineralogía y el contenido de arcilla); las propiedades reológicas del cemento en suspensión deben ser compatibles con la mineralogía de la arcilla al igual que con las condiciones de yacimiento (como presión, temperatura y contenido de CO₂). La integridad del pozo es la mayor preocupación en las terminaciones. La cubierta de cemento deberá ser capaz de evitar fracturarse y no fallar en a lo largo del proceso cíclico de represurización a lo largo del proceso de fracturamiento, y debe asegurar la integridad del pozo a lo largo de toda la vida del pozo.

1.4.4. Planeación y optimización de la estimulación

La geología del yacimiento determina la estrategia del fracturamiento: la selección del fluido base y el tipo de apuntalante. La mineralogía, la fragilidad, la dureza, la resistencia de la roca y la sensibilidad del fluido (determinada con el estudio con registros y laboratorio) entran en juego, junto con propiedades de la roca derivadas de registros. Modelos de simulación de fracturamiento integran estos datos y optimizan el diseño del fracturamiento así como predicen la producción. No solamente los apuntalantes y el fluido base deben ser apropiados para las condiciones del yacimiento y la geología del mismo, sino que también el equipo superficial debe contar con la potencia necesaria para el proceso. Por ejemplo el equipo de bombeo debe ser capaz de operar a altas tasas y a altas presiones por periodos de tiempo largos para completar las fracturas multietapa en altas presiones de yacimiento (como en el caso de Haynesville) donde el esfuerzo compresivo de la roca es alto.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Diagnóstico de la fractura, monitoreo de la producción y optimización de la perforación/producción

Las técnicas de diagnóstico cerca del pozo como el DFIT, registros de temperatura, registros de producción, trazadores radioactivos y datos de producción, proveen información acerca de la profundidad de la fractura así como la efectividad de la distribución del apuntalante. A su vez el diagnóstico externo al pozo como el mapeo microsísmico provee datos de escala del campo para determinar las dimensiones, espaciamiento y orientación de las fracturas. Los datos de diagnóstico y monitoreo son evaluados junto con datos de producción, para determinar para identificar los candidatos para re-fracturamiento. Los datos de perforación, terminación, estimulación y producción son analizados y los resultados son utilizados para validar y refinar los flujos de trabajo y los modelos de perforación, terminación y estimulación. Esta continua retroalimentación permite la optimización de la producción en los pozos futuros y a través de la vida del activo.

También el empleo de tuberías flexibles especiales que combinan características de un equipo de reparación hidráulico y de un equipo de tubería flexible permite hacer terminaciones y estimulaciones con un mayor volumen de yacimiento estimulado (SRV) a través de una larga red de pozos laterales. Esto se consigue realizar terminaciones y estimulaciones en reducidos periodos de tiempo, disminuyendo así los periodos de no producción.

1.4.5. Aspectos ambientales

Los gobiernos locales han incrementado su enfoque en los aspectos ambientales de los desarrollos petroleros y han promulgado nuevas regulaciones limitando la obtención, descarga y disposición de agua, con el objetivo de proteger los mantos acuíferos, los suministros superficiales de agua y disturbios superficiales. Esto hace necesario una reingeniería en los equipos superficiales de perforación, unidades de fractura así como la forma en la que se perforan los pozos.

1.6. Discusión detallada

1.6.1. Valoración temprana de pozo/campo

El primer paso en de la caracterización de arcillas consiste en el reconocimiento de los recursos para identificar a las formaciones potencialmente productivas. Revisión de datos de la cuenca, estudios regionales de campos y pozos pueden proveer un panorama inmediato y un conocimiento aproximado de propiedades (profundidad,

grosor, composición, roca almacén) de los potenciales yacimientos. Estos datos deben ser almacenados y administrados a través de una base de datos accesible a todos los miembros del equipo de caracterización. En algunos casos se ha obtenido información de manera exitosa a través de información obtenida en la búsqueda y desarrollo de yacimientos convencionales (por historias de pozo y registros). Por otro lado cuando se tiene falta de información debido a escasa actividad exploratoria, el riesgo geológico aumenta, por lo cual se vuelve indispensable obtener una mayor cantidad de información para asegurar el potencial económico del play.

Después de que las formaciones arcillosas productivas han sido identificadas por medio de estudios, trabajo de campo (estudios de afloramientos), y/o correlación de pozos existentes (topes y fondos de formaciones) y datos sísmicos son usados en conjunto con la información geológica para mapear el área de extensión y el grosor de la formación; así como desarrollar un historial tectónico de la cuenca, lo cual es importante para identificar las áreas con mayor frecuencia de fracturamiento natural así como otras características estructurales. Sin embargo y a pesar del avance en la disminución del riesgo en la exploración de yacimientos convencionales, los yacimientos de shale gas no comparten los mismos atributos sísmicos que permiten reconocer a los ya mencionados, por lo que a la fecha el riesgo extra es inherente en yacimientos de shale gas.

Las grandes fracturas pueden ser a veces identificadas usando sísmica 3D wide-azimuth. Los análisis de la anisotropía de las ondas de cizalla proveen información del azimuth de los esfuerzos in-situ del campo, lo cual permite la ubicación de secciones laterales y horizontales de un pozo para tomar partido de la anisotropía de los esfuerzos y la permeabilidad. Los análisis de anisotropía sísmica también se investigan para identificar y evaluar áreas donde las redes de fractura pueden estar presentes. La heterogeneidad lateral cambia la mineralogía la fragilidad, el contenido orgánico total, la madurez termal y la densidad natural de las fracturas tienen un impacto mayor en la productividad de las arcillas y de las reservas. En consecuencia se ha vuelto común el uso de sísmica 3D en la etapa de desarrollo, así como en la primera etapa de la caracterización para entender los cambios laterales de litología.

Si los datos existentes permiten hacer evaluaciones de reconocimiento, la información que se tenga será la conduzca a mayores estudios y a delinear el

Capítulo 1: Soluciones holísticas

potencial, identificando en primer lugar las áreas que cumplen con los criterios básicos para un play exitoso de shale gas.

1.6.2. Caracterización

En contraste con la típica evaluación que consiste primeramente en estudios de geología, geofísica y petrofísica, la caracterización de arcillas involucra también estudios de mineralogía, geoquímica y propiedades geomecánicas.

Los objetivos específicos en la caracterización de shale gas son:

- Evaluar el comportamiento específico de los factores clave que impactan el sistema
- Identificar las localizaciones con potencial en la formación
- Evaluar parámetros geoquímicos y geomecánicos

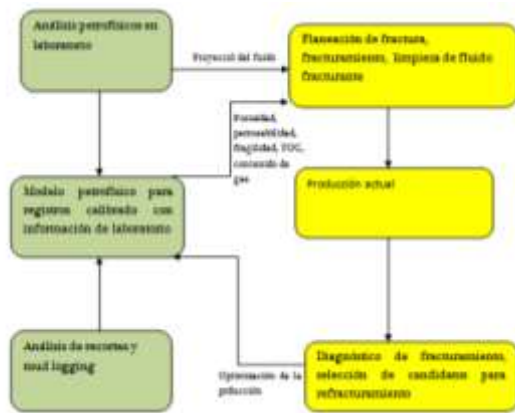


Fig. 3. Procesos utilizados para optimizar la producción de shale gas

- Determinar la geometría de pozos
- Evaluar la terminación y las estrategias de estimulación
- Predecir y evaluar el desempeño de pozo
- Optimizar los programas de perforación de pozos
- Para cualquier yacimiento de arcillas, las herramientas de laboratorio y tecnologías de campo necesarias

Para la adecuada caracterización del yacimiento dependen del grado de heterogeneidad, las propiedades mecánicas y los tipos de fluidos presentes. La heterogeneidad del yacimiento afecta a las prácticas de perforación y terminación, donde estas últimas variarían según el tipo de hidrocarburos presentes y tomando en cuenta si la producción es en una o dos fases. Como ya se ha dicho, una caracterización multidisciplinaria combinada e integrada proveerá los datos para optimizar las operaciones y la producción (Fig. 3).

Análisis de núcleos y recortes

El análisis directo de muestras nos solo mejora la caracterización, esto esencial para calibrar las interpretaciones y estimar parámetros de forma indirecta. Los servicios

de evaluación de la formación deben incluir el análisis de afloramientos, núcleos y recortes para determinar mineralogía, litología, petrofísica (k , ϕ , S_w), geoquímica (TOC, madurez termal y contenido de gas), y propiedades geomecánicas (módulo de Young, relación de Poisson y resistencia de la roca) (Fig. 4). Son preferibles

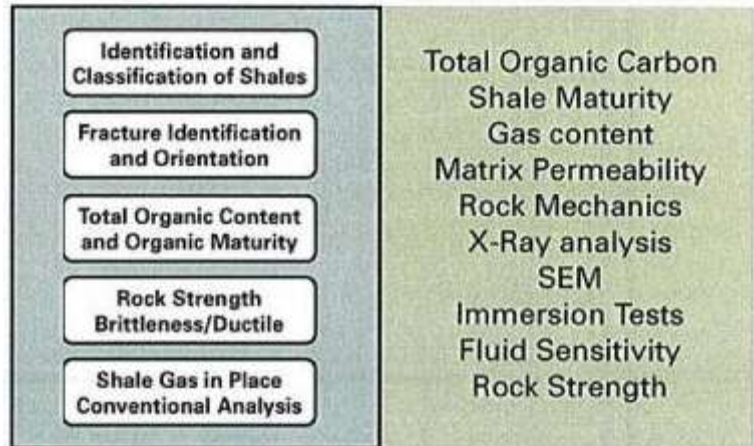


Fig. 4. Correlación de datos de laboratorio (derecha) para formar un modelo petrofísico para registros (izquierda)

los núcleos tomados en el agujero, ya que permiten realizar múltiples análisis.

Los núcleos extraídos sirven para proyectar la compatibilidad geoquímica de acuerdo a distintos fluidos base usados en la perforación y en la terminación (y la necesidad de aditivos de estabilización) con la finalidad de minimizar el daño potencial a la formación causado principalmente por el hinchamiento de las arcillas. También la proyección incluye el análisis con una variedad de apuntalantes para minimizar la pérdida de conductividad de las fracturas.

También es necesario el uso de un sistema de análisis de registros que incluya un modelo petrofísico calibrado con la información de la evaluación del análisis de núcleos y recortes. Este modelo petrofísico resultante agiliza la determinación de las propiedades necesarias para optimizar el proceso de estimulación, así como la estimación del gas almacenado y el potencial de producción. La siguiente tabla muestra los beneficios de la combinación e integración de análisis de núcleos y recortes junto con información de registros (ver tabla 5). En cuanto a la determinación de aceite y/o gas in situ es calculado usando el área de extensión de la formación y el espesor (determinados por mapeo sísmico), la densidad de la arcilla (determinada a partir de núcleos o registros) y el contenido de aceite y/o gas (determinado por núcleos).

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Tabla 5. Beneficios del uso del uso conjunto de análisis de laboratorio y un modelo para registros calibrado por dicho análisis

Beneficios	Propiedades involucradas
Determinar si la lutita se fracturará y cuál será el espesor de esta	Mineralogía, fragilidad (relación de Poisson y módulo de Young)
Identificar los intervalos a terminar y fracturar (puntos de inicio de fractura)	Porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla, fragilidad, índice de complejidad de fractura
Cuantificar las propiedades geoquímicas	TOC, madurez termal, contenido de gas y gas in situ
Determinar la orientación del esfuerzo regional para la orientación de pozo y modelado de la fractura	Velocidad ultrasónica
Reduce el riesgo de daño a la formación	Proyección de la sensibilidad de fluidos
Reduce el riesgo de tratamientos innecesarios	

Los resultados del análisis de núcleos se presentan en la siguiente figura (Fig. 5) que incluye mineralogía, litología, tipo de arcilla, permeabilidad, propiedades

mecánicas de la roca, fragilidad, TOC, tipo de kerógeno y volumen, madurez termal contenido de gas, propiedades de las fractura e identificación de las potenciales barreras pro fracturas, solubilidad en ácido y sensibilidad de la arcilla. Con la información de salida de litología y mineralogía es usada para seleccionar el fluido fracturante, el lodo de perforación, el tipo de barrena. Las propiedades geomecánicas son usadas para seleccionar el lodo de perforación, la barrena y diseño de la fractura e indican la viabilidad comercial y anticipar el potencial de producción.

Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas y geomecánicas controlan la porosidad de matriz y de fractura, permeabilidad y la producción resultante. Los núcleos de lutita requieren una preservación y métodos de manejo diferente al de los yacimientos convencionales. Debido a la permeabilidad extremadamente baja son necesaria técnicas de medición especiales para la obtención de parámetros como porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

Porosidad

El gas libre puede estar almacenado en la porosidad de matriz, en la

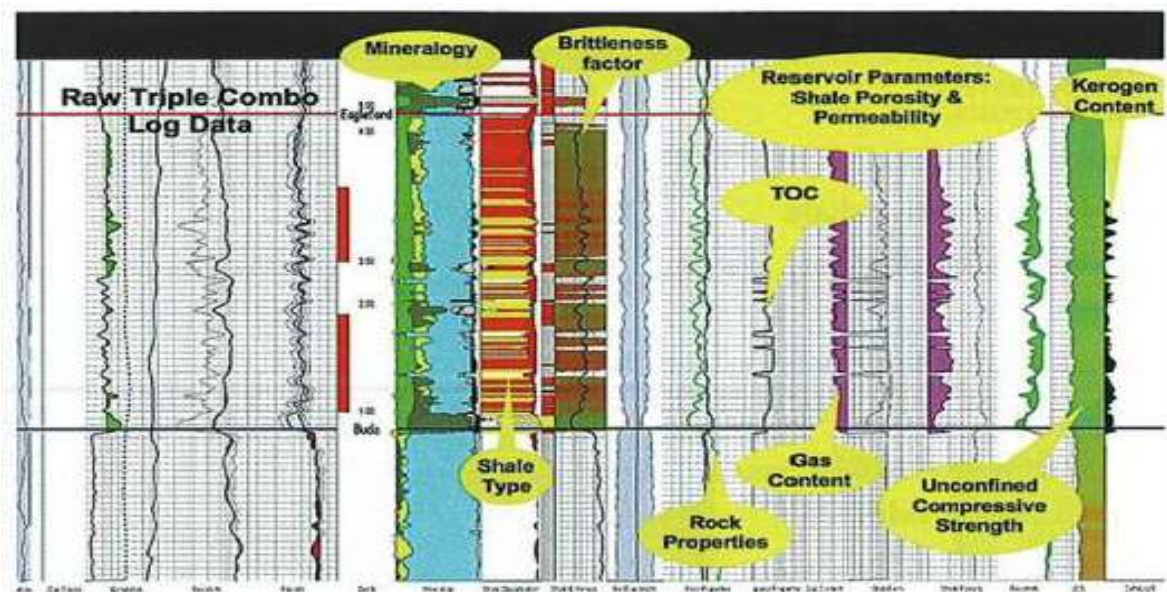


Fig. 5 Resultados de salida del modelo petrofísico para registros

Capítulo 1: Soluciones holísticas

microporosidad en granos minerales y material orgánico, o en fracturas (Fig. 6).

La porosidad y permeabilidad pueden variar con la mineralogía y la fábrica. Los valores de porosidad en yacimientos arcillosos están típicamente en valores de 2 a 15 %. La capacidad de adsorción es el principal mecanismo de almacenamiento en los yacimientos arcillosos someros y la porosidad (de matriz y fractura) se vuelve más importante en yacimientos arcillosos profundos (Fig. 7). En Barnett el 50% o más del gas almacenado in situ está en la porosidad de matriz. La porosidad y la permeabilidad son más altas en lutitas ricas en cuarzo detrítico que en cuarzo biogénico.

Las lutitas productivas requieren una porosidad mínima de 2% o 3%. La presencia de diatomeas preservadas en la lutita puede ayudar al almacenamiento como en el caso de Haynesville y Monterrey. Una alta madurez termal reduce el volumen de material orgánico y ayuda a la creación de espacio poroso adicional. La determinación de la porosidad, particularmente la medición del tamaño de poro, la cual requiere una identificación precisa de la densidad de grano proveniente del análisis mineralógico, es especialmente difícil en rocas de grano fino.

La permeabilidad de matriz

La permeabilidad en las lutitas es función del tipo de arcilla, tipos de muestras (núcleos, recortes y muestras trituradas), porosidad, presión de poro y presión de confinamiento (fig. 8). La permeabilidad es la propiedad física que afecta más al

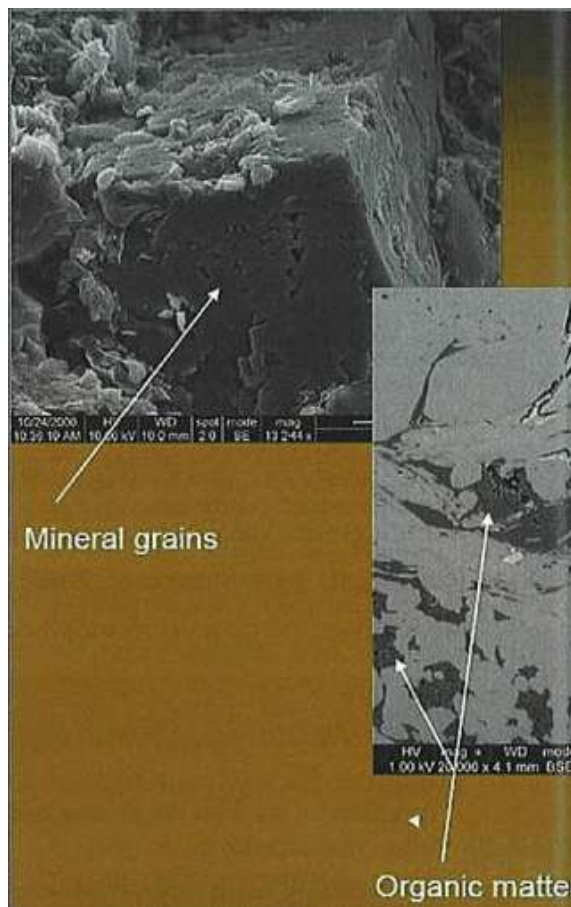


Fig. 6. Imágenes con microscopio electrónico de barrido mostrando la porosidad de los componentes (Rai et al. 2009).

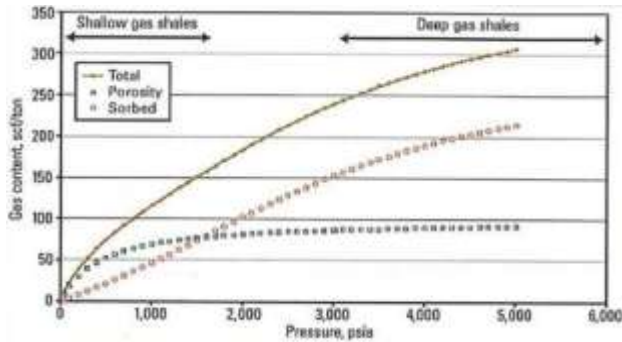


Fig. 7. Relación que muestra la relación entre contenido de gas y presión de confinamiento (Kuuskra and Steven, 2009).

perfil de producción. El drenaje del gas es dependiente del grado de permeabilidad e la lutita, la presencia y extensión de la permeabilidad entre laminaciones y la eficiencia del fracturamiento inducido. Por lo

general una alta permeabilidad de matriz resulta en una alta tasas de difusión, permite fracturar más a la lutita e incrementa la producción y el radio de drene. La evidencia empírica de estudios en arcillas sugiere que la baja permeabilidad restringen fuertemente a la producción económica en las mismas, eso sin tener en cuenta la calidad de la terminación ni el contenido de gas. Con lo que se establece un mínimo de 100 nanodarcies.

Saturación de agua

Este parámetro es muy difícil de medir en las lutitas. La saturación de gas inicial en yacimientos de lutitas productivos es típicamente alta, mientras que en la saturación inicial de agua es generalmente baja., por debajo del 30%. Las lutitas ricas en materia orgánica y muy bajo contenido de agua como Bakken, Marcellus, Lewis y Barnett producen muy poca o nada de agua.

Presión de poro

Los sistemas de lutitas productoras de gas pueden ser sobrepresurizados, subpresurizados o normales (tabla 7). Los beneficios de tener altas presiones en el yacimiento son un mayor volumen de gas almacenado en un volumen dado de arcilla,

general una alta permeabilidad de matriz resulta en una alta tasas de difusión, permite fracturar más a la lutita e incrementa la producción y el

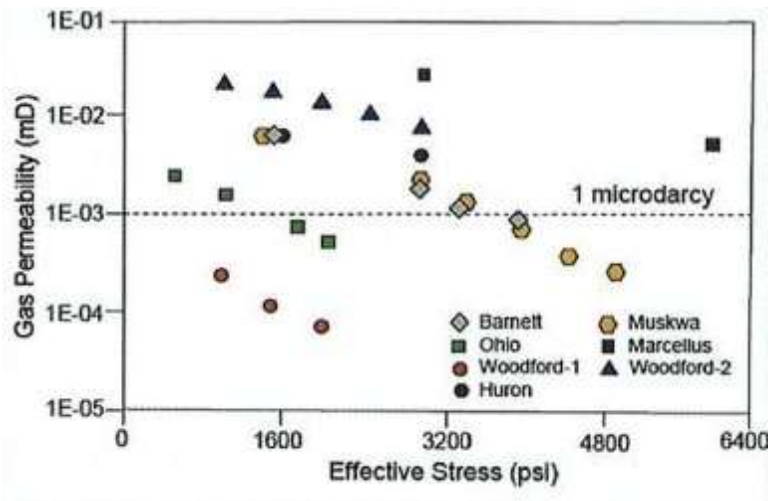


Fig. 8. Gráfica que muestra el efecto de la presión de confinamiento (esfuerzo efectivo) en la permeabilidad de la roca (WANG AND Reed, 2009).

Capítulo 1: Soluciones holísticas

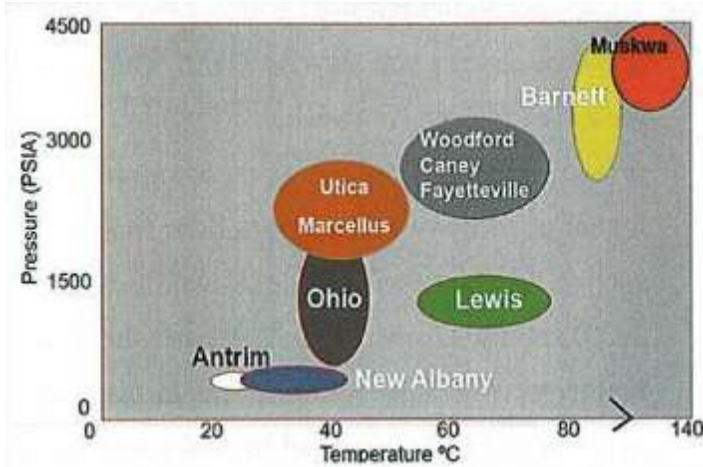


Fig. 9. Rangos de presión y temperatura de algunas formaciones productivas (Bustin et al. 2009).

también permite el fracturamiento a bajas presiones debido al reducido esfuerzo efectivo y mantiene abiertas las fracturas naturales e inducidas durante la producción inicial. Cuando la producción disminuye debido a la producción, el gas adsorbido es desorbido de la superficie interna de los microporos y junto con el gas

libre almacenado en los microporos, se difunde y fluye a través de la matriz dentro de la red de fracturas, en donde se dirigirá hacia los pozos. En la figura se muestra la relación presión temperatura de algunas formaciones productoras (fig. 9).

Mineralogía

La mineralogía de las lutitas productivas varía (fig. 10). Es necesaria una determinación precisa de la mineralogía para poder calibrar el modelo petrofísico y determinar el grado de sensibilidad del agua y la arcilla (lo cual es trascendental en el diseño de la perforación y terminación). Muchos yacimientos arcillosos no son estrictamente yacimientos en lutitas (con contenido de arcilla superior al 40%), el rango puede ser menor al 5% en algunos yacimientos arcillosos como Barnett y Woodford. El bajo contenido de arcilla causa una mayor fragilidad de la roca y por ende mejora el fracturamiento. En yacimientos profundos el contenido arcilloso tiende a ser menor del 50% y dominado por minerales frágiles como el cuarzo, carbonatos y feldespatos.

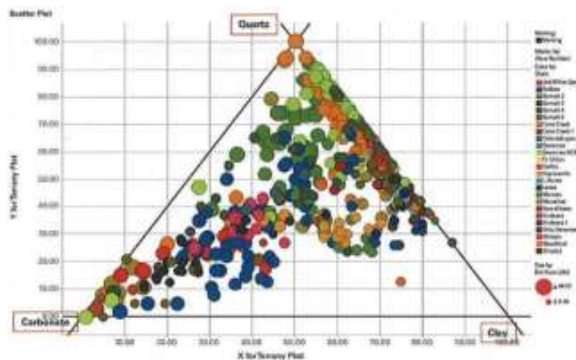


Fig. 10. Gráfica que ilustra la variación en la mineralogía de la lutita para un número de yacimientos productores (Rickman et al. 2008 SPE 115258).

La evaluación de la lutita se hace a través de la difracción de rayos x (XRD). También se puede usar herramientas de rayos gamma de captura, análisis de

núcleos y recortes o análisis de espectrometría para obtener información sobre la mineralogía. El conocimiento de la mineralogía es importante para conocer el contenido de gas, la capacidad de flujo y las propiedades mecánicas de la roca. Los datos obtenidos con los recursos ya mencionados se integraran en el modelo petrofísico para calibrar los datos petrofísicos derivados de registros.

Litología

Las litofacies presentan diferencias en el contenido de materia orgánica, ambiente de depositación y propiedades petrofísicas y mecánicas. La integración de las litofacies basadas en la mineralogía y los datos sísmicos, contribuye al desarrollo de un modelo geológico o de cuenca por medio de la construcción de un mapa de litofacies.

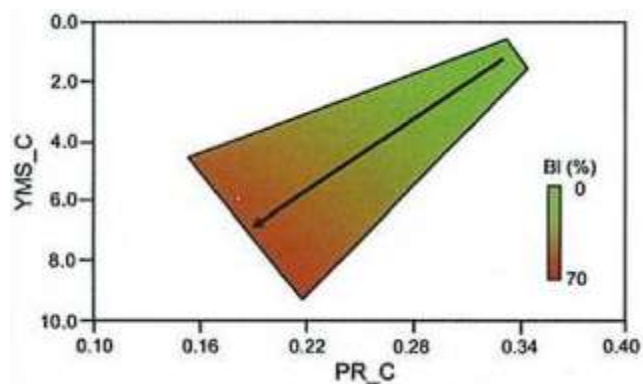


Fig. 11. Gráfica que muestra la relación entre relación de Poisson, módulo de Young e índice de fragilidad (Wang and Gale, 2009).

Fragilidad

La fragilidad es la habilidad de la roca para fracturarse. Esta propiedad está relacionada con la composición mineralógica, la resistencia de la roca, la textura, la fábrica de la roca, el esfuerzo efectivo, la temperatura, el tipo de

fluido, la diagénesis, el TOC y la historia del sepultamiento. La fragilidad incrementa con el porcentaje de cuarzo y/o carbonatos

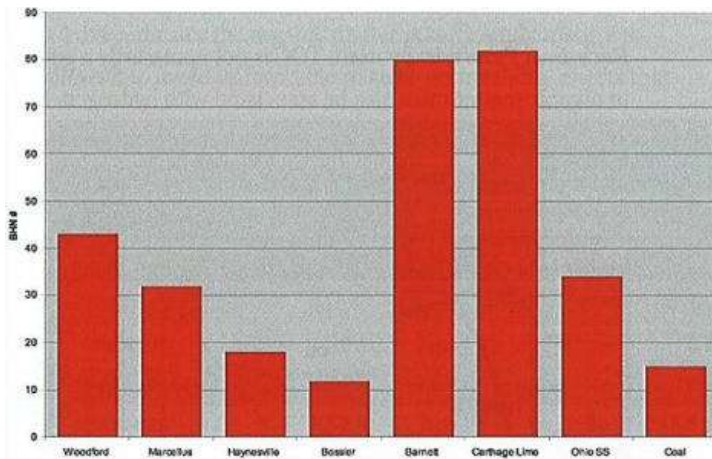
y cuando disminuye el contenido de arcilla. El índice de fragilidad (BI), el cual es un elemento esencial en el modelo de caracterización para derivar información petrofísica a partir de registros; es un indicador cuantitativo de que tan fácilmente falla la formación sujeta a esfuerzo. Este índice es función del módulo de Young y de la relación de Poisson; la fragilidad incrementa cuando incrementa el valor de módulo de Young y disminuye el valor de la relación de Poisson (fig. 11) y sirve como una guía para la ubicación de las perforaciones, puntos de aislamiento y etapas de fractura. El modelo petrofísico usa los datos derivados de fragilidad en núcleos para calibrar la fragilidad derivada de registros.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Según incrementa la fragilidad, la complejidad de la geometría de fractura será mayor. En general las arcillas ricas en cuarzo, promueven la creación de sistemas ramificados, mientras que en las lutitas ricas en contenido de arcillas como muchas lutitas del cretácico. Son más plásticas (dúctiles), absorben mayor energía, requieren altas presiones de fractura y favorecen las fracturas en un solo plano (Fig. 11). Este último tipo de lutitas constituyen buenas barreras de fractura y roca sello. El índice de fragilidad determinado en el modelo petrofísico es usado en la selección del fluido fracturante y en la entera creación del diseño de terminación.

Dureza

El número de la dureza de Brinell (BNH) es una medición de laboratorio de la resistencia a la tensión, específicamente la resistencia a la indentación que es aplicada a los núcleos de arcilla, primeramente como un indicador de del potencial



de empotramiento del apuntalante. El BHN provee un parámetro de comparación de lutitas. El índice es determinado antes y después del tratamiento en un núcleo, para determinar el efecto del fluido en la integridad de la roca. La química del fluido de perforación así como el

tiempo de la formación al mismo, también impactan en la resistencia de la roca.

El reblandecimiento de la lutita puede causar un significativo daño a la formación causado por el empotramiento del apuntalante o el cierre de las fracturas. El grado de reblandecimiento de la lutita varía con diferentes fluidos, por ende el objetivo es elegir un fluido fracturante que no cause la reducción del BHN o modificar la salinidad para reducir el efecto de reblandecimiento de la cara de fractura. Las formaciones arcillosas pueden variar ampliamente en dureza (fig. 12), las diferencias guardan relación con la mineralogía y el TOC. Las arcillas suaves requieren mayor concentración de apuntalante para mantener la conductividad de fractura. El número de Brinell también es usado para optimizar la perforación, el posicionamiento de pozos, la cementación y el diseño de fractura, incluyendo la geometría de fractura y la anchura, el fluido y las propiedades del apuntalante.

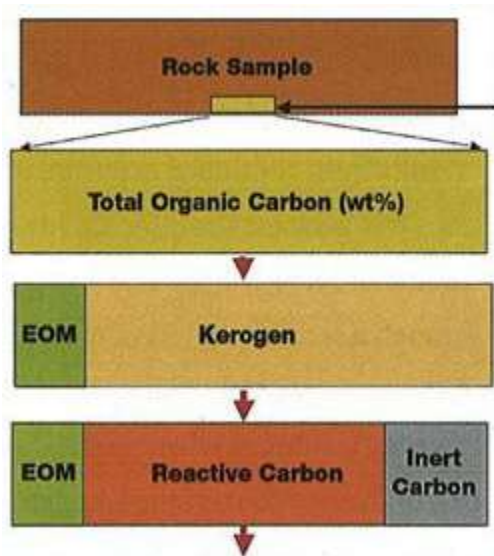


Fig. 13. Componentes de carbón orgánico total (TOC).

Propiedades geomecánicas

Los análisis geomecánicos de núcleos, recortes y muestras de afloramientos es un aspecto integral y esencial de la caracterización. Los objetivos primarios de este análisis son determinar el volumen, el tipo y la madurez del material orgánico contenido y si este es capaz de generar hidrocarburos, el tipo de hidrocarburos y la naturaleza y el origen del gas producido.

Diferentes métodos de laboratorio con la medición del TOC, la pirolisis, la reflectancia de la vitrinita son usadas para

evaluar el potencial generador de hidrocarburos, el tipo de materia orgánica presente, la madurez termal de los sedimentos y los hidrocarburos que pueden ser generados.

Contenido total de carbón orgánico (TOC)

Este parámetro es expresado en porcentaje en peso (%w) es un indicador del total de materia orgánica presente. El TOC es usado para proyectar el potencial de almacenamiento de hidrocarburos en las lutitas. El valor del TOC comprende 3 componentes: el carbón extraíble de la materia orgánica EOM, el carbón convertible y la fracción de carbón residual. El EOM es el carbón contenido en el aceite y gas ya formado, el carbón convertible (reactivo) representa el potencial remanente en una muestra para generar aceite o gas, y el carbón residual (inerte) es el carbón que no tiene potencial de generar aceite o gas debido a su estructura química y composición. La materia orgánica depositada originalmente, es transformada en kerógeno a través de la diagénesis. El kerógeno incluye componentes convertibles e inertes (Fig. 13). El TOC decrece con la madurez termal.

Un valor mínimo de TOC de 2% es considerado necesario para generar grandes volúmenes de gas. Aunque el TOC puede alcanzar valores de 25% (como en Antrim y las lutitas del devónico de la cuenca de los Apalaches), cualquier lutita

Capítulo 1: Soluciones holísticas

con valores de entre 2% y 5% se considera con muy buen potencial de generación de hidrocarburos, y si es mayor o igual a 5% se considera como un excelente prospecto de exploración.

Por otro lado se tienen métodos de análisis para confirmar el potencial (tipo de kerógeno) y la probabilidad de generación de gas, aceite o una mezcla de ambos, y estos son la pirolisis y la madurez termal. Por sí mismo, el TOC no es necesariamente un buen indicador de cuantos hidrocarburos pueden generarse en la lutita porque el carbono de la materia orgánica debe estar asociado con hidrogeno. Por medio de la pirolisis se estima la cantidad de hidrogeno en la materia orgánica. Al combinar los resultados de TOC con los de volumen de hidrogeno asociado a la materia orgánica, se confirma el potencial.

El tipo de kerógeno es clasificado con base en su composición elemental (relaciones de H/C y O/C). La generación de hidrocarburos depende del tipo y volumen de kerógeno (tabla 8), junto con el tiempo y la temperatura. El índice de hidrogeno derivado de los datos de pirolisis es comúnmente usado para derivar el tipo de kerógeno (fig. 14). El tipo de kerógeno presente en la lutita puede proveer una indicación del tipo de hidrocarburos que pueden ser generados. La mayoría de las rocas generadoras (en este caso yacimientos en lutitas) contiene más de un tipo de kerógeno.

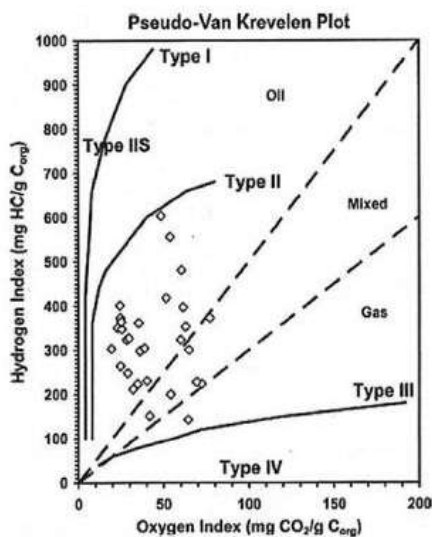


Fig. 14. Diagrama Pseudo-Van Krevelen que muestra la relación entre el índice de hidrógeno y tipo de kerógeno (Dembicki, 2009).

La mayoría de los plays en lutitas son termogénicos, esto significa que el aceite y el gas son generados por cracking de la materia orgánica disponible (plantas y animales) y por un cracking secundario del aceite que resulta de la continua exposición a altas temperaturas y presiones durante el sepultamiento. A través del tiempo geológico, el proceso termogénico transforma a la materia orgánica original en kerógeno. El kerógeno puede ser transformado directa o indirectamente en gas o a través de un proceso secundario en el que el kerógeno se transforma en bitumen, luego en aceite y finalmente en gas por medio del cracking del

aceite. La última etapa ocurre en áreas con fuerte tectonismo donde existen altas presiones y/o altas temperaturas que convierten al kerógeno directamente en pirobitumen, es decir carbón muerto que ya no es capaz de generar hidrocarburos (Fig. 15).

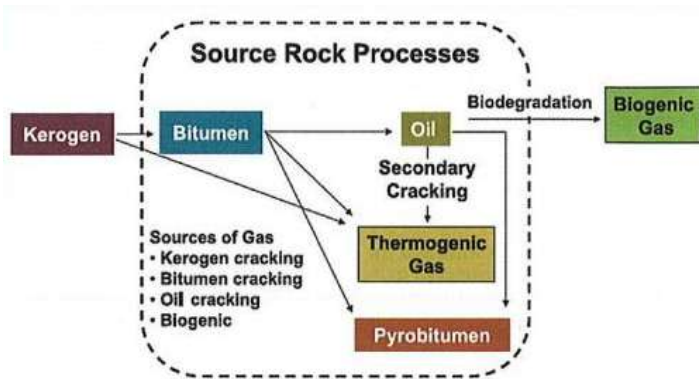


Fig. 15. Procesos en la roca generadora que resultan en aceite, gas o pirobitumen (Jarvie, 2007).

Madurez termal

El nivel de madurez termal es frecuentemente expresado en términos de la reflectancia de la vitrinita (% Ro) que determina 1) si la lutita tiene el potencial para generar hidrocarburos y 2) el tipo de producción. La vitrinita es un componente del kerógeno; la cantidad de luz incidente reflejada por los macerales de vitrinita incrementa cuando incrementa el tiempo y la temperatura. El nivel de reflectancia (Ro) ha sido relacionado con las paleotemperaturas y la generación de hidrocarburos (tabla 9). La reflectancia de la vitrinita indica si la generación de hidrocarburos es posible y el tipo(s) de hidrocarburos que pueden ser generados, pero no puede indicar directamente cuando pudo haber comenzado la generación o decir cuántos hidrocarburos han sido generados. Un valor de Ro por debajo de 1.0% indica la presencia de materia orgánica térmicamente inmadura (como en el caso de el oil shale que requiere de calentamiento adicional para producir hidrocarburos. Un valor aproximado de Ro de entre 1.0% y 1.1% indica que la materia orgánica es suficiente madura para generar gas. Un Ro mayor o igual a 1.5% coloca a la lutita en la ventana de gas seco, lo cual permite evitar los efectos no

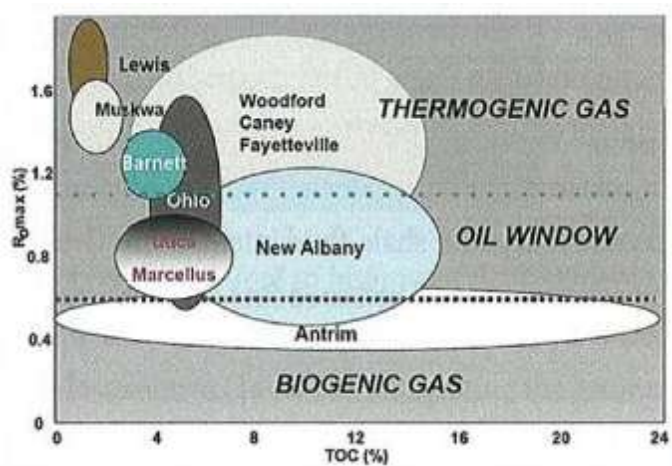


Fig. 16. Gráfica de la madurez termal (%Ro) vs el TOC (Bustin et al. 2009).

Capítulo 1: Soluciones holísticas

favorables a la permeabilidad que pueden ser causados por el bloqueo del aceite a las pequeñas gargantas de poro y rutas de permeabilidad comunes en los plays de lutitas. Por regla general es que la materia orgánica madura es más propensa a generar mayor cantidad de gas in situ que la materia orgánica menos madura. La Fig. 16 muestra el rango de TOC y madurez termal de distintos plays en lutitas.

Análisis de gas

Los experimentos de desorción y análisis isotópicos son usados para diferenciar entre gas biogénico y termogénico y para determinar el contenido de gas adsorbido y de gas libre, la composición y la difusión del contenido. El gas biogénico (como el de las lutitas de Antrim) es generado por medio de microbios en áreas de recarga de agua dulce y pueden estar asociados a materia orgánica madura e inmadura. El agua es comúnmente producida con gas biogénico y una identificación temprana de la naturaleza del gas es importante para una planeación de instalaciones para el manejo del agua. La adsorción y las propiedades petrofísicas de la lutita deben ser comprendidas antes de que se determine la contribución relativa del gas adsorbido y el gas libre. Estos datos serán necesarios para estimar las reservas (scf/ton o bbl/ton) y el pronóstico de producción.

Contenido de gas (capacidad de almacenamiento) y gas in situ

El contenido de gas (o capacidad de almacenamiento), comúnmente referido como la suma del gas libre y adsorbido, es típicamente provisto de unidades de scf/ton de roca del yacimiento (donde el valor típico es 50 scf/ton y 200 scf/ton es excelente), es una función compleja del TOC, la reflectancia de la vitrinita (R_o), la porosidad, la presión y la temperatura (Wang and Gale, 2009). El gas in situ es calculado a partir de la estimación del contenido de gas y el volumen del yacimiento. Este parámetro es crítico para la evaluación económica del play; este se presenta generalmente en Bscf/mi². Si los valores exceden los 50 Bscf/mi² se considera como un buen play.

Las mediciones de núcleos, especialmente la porosidad y las mediciones presión capilar para conocer el drenaje, son importantes para estimar las características del almacenamiento de la matriz. Sin embargo, la naturaleza heterogénea de los yacimientos de lutitas y la dificultad de obtener parámetros físicos y petrofísicos en formaciones con grano fino, baja porosidad y muy baja permeabilidad complica la determinación de ϕ y presión capilar. La porosidad de fractura puede ser un

importante componente del almacenamiento. La porosidad de fractura aunque es generalmente baja (menor al 2% del volumen bulk del yacimiento), puede llegar a constituir el 10% o más del volumen de almacenamiento. La determinación del gas in situ usando registros de pozo, es complicada debido a las bajas porosidades de la matriz, un gran porcentaje de agua asociada y potenciales zonas de transición grandes.

Pruebas de fluidos

Las pruebas de fluidos de perforación, cementación y terminación con la mineralogía de la lutita, se realizan para reducir significativamente o evitar el daño a la formación en la interfaz del yacimiento.

Solubilidad en ácido

Muchas formaciones arcillosas son altamente laminadas y contienen minerales solubles en ácido en la matriz y en las fracturas naturales. La prueba de solubilidad en ácido (AST) mide el volumen de la roca disuelta en un volumen de ácido. Esto es un indicador del volumen de carbonatos (calcita y dolomita) presentes. Con esto se pretende controlar los volúmenes de ácido inyectados a fin de incrementar las superficies alrededor de las fracturas pero sin liberar finos no solubles.

Hasta hace poco, muchos fluidos fracturantes estaban basados en agua dulce con pH neutro. Estos fluidos representaban bajo riesgo y eran fáciles de bombear. Por otra parte se introducían fluidos fracturantes, reactivos en superficie (como el HCL o el ácido fosfórico), en algunas áreas 1) para incrementar la difusión del gas por medio de la creación de microporosidad adicional a través de la remoción de

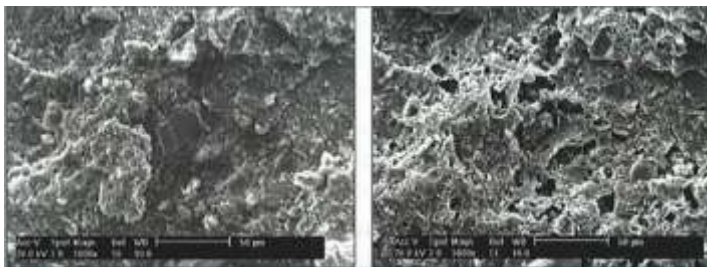


Fig. 17. Muestra la imagen con MEB con ampliación x1000 que muestra la superficie de la lutita antes del tratamiento (izquierda) y después del contacto con el fluido fracturante (derecha), apreciándose el incremento en la superficie efectiva y en los canales de flujo.

minerales solubles en ácido (como calcita y dolomita), y 2) incrementar la superficie efectiva por medio de micrograbado, incrementando así la desorción de gas y las tasas de difusividad (Fig. 17).

Pruebas reciente mostraron una excelente mejora den la producción, con tasas de

Capítulo 1: Soluciones holísticas

producción inicial duplicadas en algunos casos, comparado con los tratamientos que no incluyen fluidos reactivos. El play de lutitas gasíferas de Woodford fue probado con este tipo de fluidos. Considerando grandes volúmenes de fluido de estimulación (aproximadamente 190,000 bbl por pozo horizontal), fue importante entender la mineralogía individual de las arcillas para determinar el tipo de estimulación apropiada para evitar las interacciones negativas entre arcilla y fluidos que pudieran afectar a largo plazo la estabilidad de la lutita y por ende la producción. Todos los fluidos reactivos aditivos deben de ser probados primero en el laboratorio antes de usarse en el campo.

Sensibilidad al fluido

El tiempo de succión capilar (CST) es una prueba rápida, cualitativa, que se puede hacer en laboratorio o en campo, basado en una prueba de proyección del fluido hecha en recortes o en muestras de núcleos. Los fluidos de perforación potenciales, de filtrado del cemento, de fractura y terminación son probados para evitar el daño potencial a la formación usando fluidos fracturantes con base de agua dulce en lutitas ricas en contenido arcilloso y para determinar si es necesario un fluido salino para estabilizar a la arcilla (como el KCL). La prueba de CST está basada en la filtración estática para medir el tiempo que requiere un volumen de filtrado para moverse una distancia específica entre dos electrodos como el resultado de una presión capilar de succión en papel filtro seco (Fig. 18). Si hay presencia de capas mezcladas (ilita/esmectita) la arcilla es identificada por medio de un análisis XRD, el CST es corrido para confirmar la presencia o ausencia de hinchamiento durante la perforación o antes del fracturamiento. La sensibilidad del fluido también puede ser medida con pruebas de propiedades de flujo en las fracturas de las lutitas. Estas pruebas en núcleos evalúan de forma comparativa conductividad en las fracturas entre hexano y el fluido que se planea utilizar.

Propiedades geomecánicas

Los servicios de evaluación petrofísica proveen parámetros determinados en laboratorio, de las propiedades geomecánicas dinámicas y estáticas, a partir de la medición directa sobre núcleos. Con la finalidad de determinar las propiedades estáticas se usan pruebas de compresión triaxiales (relación de Poisson y módulo de Young) y pruebas de velocidad ultrasónica para la determinación de la anisotropía de las ondas de cizalla. Las propiedades mecánicas estáticas de la roca se

determinan a través de los datos de registros de pozo, por ejemplo el registro de dipolo eléctrico cruzado, y calibrado con los resultados de los análisis de núcleos.

La orientación de los esfuerzos de campo in situ a lo largo de la trayectoria proyectada del pozo, desde la superficie hasta los disparos, determina el potencial de derrumbe y pérdida de circulación. Aunque el servicio de caracterización puede determinar la magnitud y la orientación de esos esfuerzos en núcleos, es mejor el uso del análisis de anisotropía acústica usando registros acústicos de dipolos cruzados o por medio del análisis de fracturas por medio de imágenes de pozo. Sin embargo, muchos pozos debido a que muchos pozos que se han hecho carecen de estos registros, se desarrolló un método compuesto para determinar las propiedades mecánicas de las rocas por medio de registros convencionales y validando los resultados usando núcleos, datos de registros sínicos de dipolo, datos de estimulación y de historial de presiones. Aplicando este modelo en el diseño de barrenas, fluidos de perforación, trayectoria de pozo y estimulación, se ayuda a evitar problemas de estabilidad de pozo, reduciendo así los tiempos de no producción y mejorando la producción de hidrocarburos.

Un modelo geomecánico para registros usa datos derivados de núcleos para calibrar la caracterización con registros e integra estos con los de sísmica y geología (registros de lodo, litología/mineralogía) e información análoga de otras formaciones similares. La salida del análisis geomecánico incluye la fragilidad de la lutita y el índice de complejidad de fractura (FCI) y la indicación de plasticidad. Los intervalos con alto FCI y alta plasticidad son los mejores puntos para iniciar el fracturamiento hidráulico.

Los resultados del modelo son usados para mejorar la ubicación del pozo (maximizar el posicionamiento de las fracturas y minimizar los problemas de inestabilidad de pozos), predecir las presiones de poro antes de la perforación, mejorar la eficiencia de la perforación (selección de la barrena, ROP, calidad del agujero, reducción de los viajes de la barrena y del tiempo de no producción) y la selección de fluidos (mejora el control de pérdida del fluido) (tabla 10). Integrando el modelo geomecánico con el diseño de los modelos de cementación y estimulación se mejora la integridad de la cementación y se optimiza la estimulación (la geometría de pozo, el índice de fragilidad, el índice de complejidad de la fractura, la selección del intervalo de perforación, la presión de fractura, el fluido de fractura, la selección del apuntalante y la geometría de la

Capítulo 1: Soluciones holísticas

fractura). cuando se hacen pruebas piloto o se perforan pozos de desarrollo, las pruebas de diagnóstico de fractura en la formación (DFIT) son necesarias para verificar y calibrar el modelo geomecánico.

Tabla 10. Beneficios del modelado y evaluación geomecánicos
Correlación de datos, incluyendo reportes de perforación, registros, mediciones en pozo, datos de geología y de lodos
Evaluación de los historiales de pozo para relacionar los accidentes de inestabilidad con la profundidad, la inclinación de pozo y azimut, densidad del lodo y actividad de perforación
Construcción de modelos de presión de poro 3D, esfuerzos in situ y propiedades de la roca
Desarrollo de un modelo de resistencia de la roca usando correlaciones basadas en registros y datos de resistencia de la roca en regiones análogas
Caracterización de las fallas del pozo por esfuerzos inducidos, si se presentan
Determinación del régimen de esfuerzos in situ y la orientación de los esfuerzos horizontales
Instancias de análisis de falla de pozo para limitar la magnitud del máximo esfuerzo horizontal, lo cual es consistente con parámetros de pozo, presión de poro, resistencia de la roca, perforación y fracturamiento hidráulico
Verificación y calibración de los modelos de esfuerzo y resistencia después de las experiencias de perforación y datos de falla de pozo en zonas aledañas.
modelado de la estabilidad de pozo para evaluar la presión de pozo a la cual ocurrirá la falla por corte excesivo en la pared de pozo; los resultados proporcionan detalladas magnitudes de esfuerzo con la profundidad, consistentes con las condiciones in situ y locales
Definición del peso adecuado del lodo y recomendaciones de localizaciones de asentamiento de casing
Información de las tasas de inyección de fluido y apuntalante que se deben tener para asegurar la conductividad de fractura a largo plazo y un buen sistema de transporte de producción después del proceso de fractura

Un modelo de fractura hidráulica usa la salida del modelo petrofísico para registros para evaluar los efectos de diferentes tratamientos de fractura en pozos verticales y horizontales y modelar el efecto de la variación de la longitud lateral en la producción de los pozos horizontales. Los resultados de salida del modelo petrofísico y modelo de fractura son integrados por un simulador de pozo y un modelo integrado de análisis, para determinar los aspectos económicos del

proyecto a través de la evaluación de diferentes escenarios de desarrollo, costos y el rango de producción predicho.

Programa de pozos piloto

El siguiente paso es el programa de pozos piloto, el cual consta de entre 3 y 7 pozos. Esta es una fase de experimentación que está diseñada para para adquirir datos específicos adicionales, comprobar los modelos iniciales (por ejemplo conceptos y asunciones) y establecer para probar el potencial de los yacimientos. Al principio, se perforan pozos verticales para facilitar la adquisición de datos de alta calidad así como una gran cantidad de datos de núcleos y de registros. En seguida se perforan uno o más pozos horizontales para probar completamente los modelos y los diagramas de flujo que fueron desarrollados usando datos de los primeros pozos.

Mientras que los pozos son un factor importante en los pozos en lutitas, el siguiente paso más importante para acortar la curva de aprendizaje es recopilar los datos correctos de la etapa temprana de desarrollo. El término correcto hace referencia a la adquisición de información crítica necesaria para alcanzar el éxito, desde un punto de vista de costo—beneficio. El reconocimiento por adelantado de los costos que implicara el desarrollo puede resultar en importantes ahorros a largo plazo.

Los objetivos del programa piloto incluyen

- La adquisición de datos de núcleos de fondo o pared del prospecto.
- La adquisición de registros que incluyen registros convencionales y no convencionales. Estos registros deben estar calibrados con la información de análisis de núcleos para identificar con precisión la litología/mineralogía, TOC y el sistema de fracturas naturales. Estos resultados serán la base para la toma de registros en pozos futuros.
- La adquisición de datos de pruebas de pozo. El diagnóstico de fractura con prueba de inyección (DFIT) es una herramienta útil y barata que es frecuentemente corrida en pozos piloto. Esta prueba provee información esencial (de esfuerzos in situ, presión de poro, permeabilidad y goteo) que es usada en conjunto con los resultados de petrofísica de laboratorio y el modelo petrofísico de registros para determinar el diseño de fracturamiento.
- La optimización de la perforación y del diseño de la estimulación resulta en un programa de desarrollo más eficiente.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

- Las técnicas de monitoreo de fractura (mapeo microsísmico y con inclinómetro) muestran cómo responde el yacimiento de lutitas al fracturamiento hidráulico. El mapeo microsísmico de tiempo real (MSM) puede ser usado para mejorar el diseño de la terminación y la producción del pozo mientras se hace el fracturamiento.
- La influencia de la heterogeneidad de la lutita se determina por medio de los resultados de producción. El espaciamiento entre pozos en el programa piloto es relativamente cerrado con el fin de entender las características particulares con las variaciones laterales de litología y los cambios necesarios para la estrategia de terminación para alcanzar la máxima producción. Para obtener los máximos beneficios del mapeo microsísmico, el pozo tratado y el de observación deben estar entre 200 ft y 400 ft uno de otro. Los simuladores de yacimiento especializados usan los resultados del MSM para optimizar el posicionamiento de pozos futuros, calibrar los modelos de crecimiento de fracturas y optimizar los Fracturamientos multietapa.
- Durante el programa piloto, la producción inicial y datos de declinación de los pozos pilotos son analizados para determinar si la producción de hidrocarburos aporta los volúmenes necesarios para hacer económico el proyecto en el corto y largo plazo.

Toma de registros

En cuanto a los registros convencionales de cable se debe tomar el de rayos gama espectral (CSNG), resistividad (DLL), densidad espectral (SDL) y de porosidad-neutrón doble espaciado (DSN), para cubrir los mínimos requerimientos del modelo petrofísico para registros (tabla 11). Esta suite de registros permite la determinación de propiedades críticas ya sea petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, presión de poro), geoquímicas (TOC, tipo de hidrocarburo) y geomecánicas (módulo de Young y relación de Poisson) requeridas para la optimización de la terminación y del diseño de la estimulación. También se recomiendan servicio de reconocimiento estratigráfico, análisis mineralógico en el pozo y registros de lodo (mud logging) para pozos en los que se sospecha que tendrán varios cambios en litología y mineralogía.

La toma de registros avanzados mejorara la calidad de la caracterización de la lutita. Con la finalidad de alcanzar este objetivo se recomienda la toma de registros de dipolo acústico para las propiedades geomecánicas y análisis de anisotropía (orientación de los esfuerzos); herramientas para el análisis mineralógico (GEM) para precisar la complejidad mineralógica; servicios de resonancia magnética nuclear (NMR) para la determinación de la distribución de poros, la identificación de la porosidad efectiva y la estimación de la permeabilidad; y registros de imagen para la identificación de fracturas (naturales o inducidas, orientación de los esfuerzos, análisis de buzamiento y análisis de facies para optimizar el posicionamiento de las fracturas). Corriendo un registro de neutrón pulsado de agujero entubado (RMT) se mejora la habilidad para determinar cómo incrementa la recuperación de hidrocarburos por medio de precisas mediciones de saturación de HC's en un amplio rango de propiedades y condiciones de pozo, así como también ayuda a identificar el tipo de arcilla. La salida de la caracterización con registros es utilizada para seleccionar los intervalos de terminación y el diseño del tratamiento de fractura hidráulica.

Los pozos verticales exploratorios pueden usar registros de cable o LWD (tabla 11), dependiendo de las condiciones del agujero. En ambientes de alta presión y alta temperatura, como la lutita de Haynesville, se requieren de herramientas especiales resistentes a estas condiciones. En pozos problemáticos conocidos por una deficiente estabilidad y por atrapar herramientas el uso de herramientas de cable con sistemas electrónicos de liberación (en vez de activados por tensión) pueden mejorar la recuperación de herramientas y evitar el uso de costosas operaciones de pesca. En los pozos piloto verticales los servicios de línea de acero constituyen una mejor opción en cuanto a costos para la toma de registros. En pozos horizontales una opción es usar tractores de cable para empujar o jalar las herramientas pero es a menudo muy lento. Sin embargo desde que la mayoría de los desarrollos en lutitas consisten en una alta densidad de pozos horizontales poco espaciados entre sí perforados desde caminos principales, los registros LWD pueden proveer la mejor opción (aunque no necesariamente la menos cara) para la toma de registros en secciones curvas y laterales.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Tabla 11. Registros (LWD/MWD y/o de cable) y análisis recomendados en la evaluación de pozos en lutitas	
Pozos verticales y horizontales con T < 350°F	Uso
triple combo: resistividad, densidad espectral y porosidad (neutrón doble espaciado)	saturación de fluido, TOC, porosidad, GIP, porosidad, identificación de gas
espectral de rayos gamma naturales	litología y correlación
rayos gamma naturales	litología, tipo de arcilla, geonavegación (LWD)
rayos gama azimutales	litología y geonavegación
Caliper	geometría de pozo y corrección de registros
registros avanzados	
arreglo sónico compensado	porosidad y propiedades geomecánicas
dipolo acústico cruzado	porosidad, propiedades geomecánicas, orientación de los esfuerzos de campo (análisis de anisotropía)
registros de mineralogía y/o estratigrafía en el pozo	mineralogía y correlación
resonancia magnética nuclear	porosidad, agua libre y connata, permeabilidad y tipo de fluido
imagen de pozo	litofacies, buzamiento, índice de densidad de fractura y evaluación de ésta
neutrón pulsado	mineralogía, tipo de arcilla, saturación de hidrocarburos y modelado chi
registros adicionales	
mud logging	litología e índice de gas
núcleos de pared	mineralogía, porosidad, permeabilidad, TOC, tipo de kerógeno, tipo de fluido, geomecánica y CST
núcleo completo	mineralogía, porosidad, permeabilidad, ROC, tipo de kerógeno, geomecánica y CST

Pozos verticales y horizontales con T> 350°F	
triple combo: rayos gamma, resistividad, densidad espectral y porosidad (neutrón doble espaciado)	
Caliper	geometría de pozo y corrección de registros
servicios adicionales	
imagen de pozo	litofacies, buzamiento, índice de densidad de fractura y evaluación de ésta
fullwave acousitc	porosidad y propiedades geomecánicas
análisis estratigráfico	mineralogía y correlación
servicios adicionales	
mud logging	litología e índice de gas
núcleos de pared	mineralogía, porosidad, permeabilidad, TOC, tipo de kerógeno, tipo de fluido, geomecánica y CST
núcleos completos	mineralogía, porosidad, permeabilidad, ROC, tipo de kerógeno, geomecánica y CST
agujero entubado	
neutrón pulsado	mineralogía, tipo de arcilla y saturación de fluido
procesado con redes neuronales	resultado sintético de parámetros del triple combo
servicios avanzados en agujero entubado	
dipolo acústico cruzado	porosidad, propiedades geomecánicas, orientación de los esfuerzos de campo (análisis de anisotropía)
registros de producción PLT	monitoreo de agua y producción

Las aplicaciones de los servicios de caracterización para agujero descubierto y entubado incluyen lo siguiente:

- Una sarta con triple o cuádruple combo (Fig. 19) que incluye: rayos gama con sensor acimutalmente sensible (GABI), resistividad, densidad, neutrón porosidad caliper y un servicio adicional de mud logging. También incluye

Capítulo 1: Soluciones holísticas

servicio de registros de imagen y sensores de lectura profunda que alertan al perforador de tomar acciones correctivas para asegurarse de que el agujero no se aleje de la zona objetivo. A su vez se recomiendan servicios de LWD avanzados como el dipolo acústico y de resonancia magnética nuclear.

- Una vez que se ha cementado es necesario correr una herramienta de observación azimutal 360° para verificar la calidad de la cementación ya sea para pozo vertical o lateral.
- Después de la terminación, se deben correr registros de agujero entubado para obtener concentraciones elementales y de dipolo acústico cruzado para proveer parámetros geomecánicos y orientación de esfuerzos.



Fig. 19. Sarta de registros LWD/MWD cuádruple combo e imagen de resonancia

Si las secciones laterales han sido usando los mínimos servicio de geonavegación, una opción de agujero entubado puede proveer una alternativa de bajo costo para la toma de registros en una sección horizontal. En este escenario, se corre un registro de cable de neutrón pulsado y se utiliza un sistema de procesamiento y corrección con redes neuronales para predecir de forma razonable los datos que tomarían los registros de un triple o cuádruple combo. Estos servicios combinados permiten la generación sintética de datos para usar en el modelo petrofísico de registros (Fig. 20). Estos resultados generan un ahorro si perder la calidad de los registros. Esto también permite una recopilación de datos petrofísicos que se traduce en minimizar el riesgo operacional o donde las condiciones del agujero evitan la adquisición de registros en agujero descubierto. Esta opción requiere que la herramienta de neutrón pulsado sea corrida en un pozo vertical cercano junto con un triple combo para la calibración.

Respuestas de los registros y aplicaciones rayos gamma en las arcillas

Los registros de rayos gamma espectrales proveen relaciones de contenido de potasio, uranio y torio que facilitan la estimación de tipos de arcilla, identificación de capas de arcilla mezcladas y determinar el volumen de arcilla. El uranio a

su vez esta relacionado con ambientes de sedimentación reductores que preservan la materia orgánica, y consecuentemente alta radioactividad (actividad de rayos gamma), que es comúnmente asociada con lutitas oscuras con alto contenido de kerógeno (alto TOC), por ejemplo Bakken, Marcellus y Woodford y sirve como un indicador de riqueza orgánica. La combinación de registros de rayos gamma con resistividad y servicios geoquímicos permiten la cuantificación de kerógeno y porosidad.

Resistividad

Los registros de resistividad son tradicionalmente usados para determinar las saturaciones de fluidos. En muchos yacimientos de lutita productivos, el alto contenido de kerógeno, el TOC y la saturación de gas, generan valores de resistividad del registro por encima de la línea base de resistividad de la arcilla. En algunos casos, como en Bakken y Woodford, altos valores de resistividad pueden ser usados como un indicador de TOC y madurez termal. La piritita, es un mineral comúnmente asociado con materia orgánica, tiene un comportamiento altamente dieléctrico que afecta a los registros de inducción. Altas lecturas dieléctricas pueden indicar riqueza orgánica y madurez termal.

Dipolo acústico

La lentitud de las ondas compresionales y de cizalla, en combinación con el registro de densidad, son usados para derivar las propiedades estáticas de la roca como el módulo de Young, la relación de Poisson y el esfuerzo compresivo en función de la

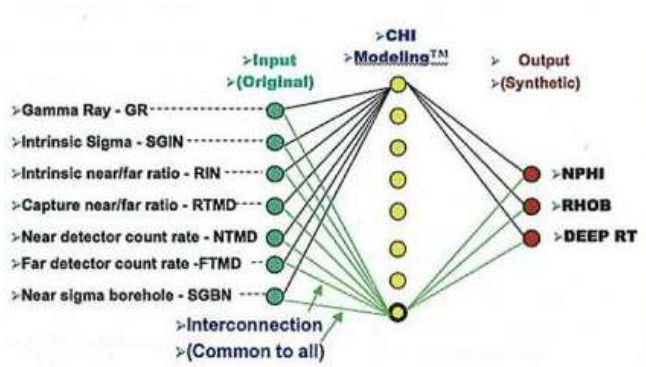


Fig. 20. Generación sintética de resultados del triple combo por medio de la herramienta de neutrón pulsado y modelado Chi

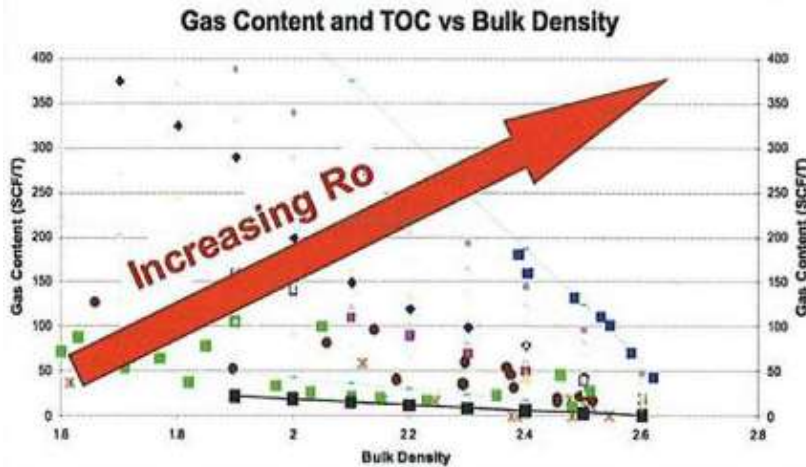


Fig. 21. Gráfica que muestra la relación entre TOC y densidad Bulk

presión de confinamiento. La relación de Poisson y el módulo de Young son usados para determinar el índice de fragilidad. Si los datos del dipolo acústico cruzado están disponibles son usados para calibrar el modelo petrofísico para registros, el cual permite el modelado geomecánico que se puede extender para pozos que carecen de datos sísmicos. Los valores altos y bajos de lentitud de las ondas de cizalla son utilizados también para identificación de fracturas, estimación de la anisotropía de la formación y determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos in situ del campo.

Esta información es clave para entender la permeabilidad de la formación, existiendo fracturas naturales y respuesta del yacimiento a la estimulación hidráulica, es decir el potencial de fracturas artificiales. Esta información es usada directamente en los análisis de estabilidad de pozo, diseño de fracturamiento y producción del yacimiento.

La baja densidad del kerógeno y la presencia de gas metano pueden resultar en altos tiempos de tránsito (baja velocidad), conocido como “estiramiento” de Δt_c . Estos valores no reflejan con verdadera precisión los valores de las propiedades geomecánicas y se requiere una corrección por el efecto del gas para calcular una relación de Poisson adecuada.

Densidad

El kerógeno tiene una muy baja gravedad específica (0.95 a 1.05 g/cm³) que es similar al del carbón; las bajas densidades bulk en los registros, indican alto contenido de kerógeno y presencia de gas. Los registros de densidad pueden ser usados en combinación con los de resistividad y neutrón para determinar la madurez termal y el contenido de gas (Fig. 21). Cuando sea posible los valores de

los registros deben ser calibrados con mediciones de núcleos en laboratorio. Los registros de densidad en combinación con registros de neutrón de espaciado dual, se usan para indicar la porosidad y por ende la capacidad de almacenamiento; y también la presencia de agua e hidrocarburos. Las gráficas de neutrón contra densidad porosidad se usan típicamente para determinar el volumen poroso total, sin embargo, las formaciones arcillosas debido a el agua asociada muestran una porosidad total mucho mayor que la porosidad efectiva. La litología puede ser determinada usando graficas de identificación de matriz basado en el efecto fotoeléctrico o métodos gráficos para determinar la litología.

La baja densidad del kerógeno afecta adversamente a las lecturas de los registros de resistividad, la densidad y porosidad—neutrón. Estas mediciones de registros son usadas rutinariamente como entrada en modelos petrofísicos multiminerales para determinar la formación de minerales y volumetrías de fluidos. Es necesaria una corrección de la densidad del kerógeno y los valores de porosidad—neutrón para asegurarse de que se tienen resultados precisos y seguros. Aunque la densidad del kerógeno es comúnmente de 1.1 g/cm³, varía como una función de la madurez termal. En el caso de la lutita de Marcellus en pozos del oeste de Virginia las densidades de kerógeno varían entre 1.5 y 1.89 g/cm³ en rocas donde la reflectancia de la vitrinita varía entre 1.5 y 2.68 %Ro.

Neutrón—porosidad

Un alto valor de la porosidad del registro de neutrón refleja un alto contenido de hidrogeno y puede servir como un indicador de gas. La porosidad del registro de neutrón es usada en combinación con la porosidad del registro de densidad para estimar la porosidad total, y en combinación con la densidad y la resistividad, para estimar la madurez termal.

Espectroscopia de rayos gamma inducidos con neutrón inducido

Una nueva herramienta de registro de cable para geomecánica (GEM) junto con dispositivos de neutrón pulsado para agujero entubado, proveen elementos que mejoran la identificación de tipos de arcilla, mineralogías complejas y litofacies. La herramienta de GEM provee mediciones directas de aluminio y magnesio, las cuales son muy importantes para determinar el volumen de arcilla y la tipificación precisa de las formaciones de lutita. En suma los datos de mineralogía derivados de registros pueden ser usados para estimar el TOC para identificar las zonas de

Capítulo 1: Soluciones holísticas

barrera para las fracturas y donde perforar para llegar a la zona con mayor índice de fragilidad. Esta información es utilizada para determinar el fluido apropiado para el fracturamiento y en el cálculo de producibilidad. En el caso de las formaciones de Haynesville, Eagleford y Marcellus se calibra un análisis elemental basado en datos de mineralogía de núcleos. El modelo petrofísico para registros utiliza información elemental para estimar la porosidad efectiva de la lutita, el volumen de kerógeno y el análisis de agua connata. El servicio de GEM se puede calibrar con la información de registros LWD de identificación estratigráfica para obtener mayor precisión.

Dipolo acústico

Los datos del registro de dipolo acústico cruzado al ser procesados brindan información de las propiedades mecánicas y de la orientación de los esfuerzos in situ del campo, lo cual es necesario para el diseño de estimulación tanto en agujero descubierto como entubado.

Resonancia magnética nuclear (MNR)

Este tipo de registro provee información con un procesamiento independiente de la litología sobre porosidad efectiva (fluido libre), la cual es usada para cuantificar la cantidad de gas libre en la matriz, agua connata y asociada a la arcilla, la detección del volumen de gas (T1), tipos de fluidos, porosidad a partir de índice de H, y permeabilidad de la arcilla. Esto resulta en la identificación de los intervalos más deseables para producir.

Registros de imagen

Las imágenes de pozo por medio de sensores LWD acimutalmente sensibles y dispositivos de cable para imágenes de alta resolución (ya sea de imagen por medio de resistividad, acústica o por inducción) son usados para determinar el buzamiento estructural, el análisis de esfuerzos y para la identificación y evaluación de fracturas. Son también muy valorados en la perforación y el posicionamiento de pozos porque pueden a) identificar riesgos potenciales de la perforación (como fallas y karsticidad), b) determinar la orientación óptima para el posicionamiento lateral para maximizar la producción, c) identificar los intervalos de fractura para la terminación, d) confirmar prueba de goteo (leakoff) y e) identificar laminaciones delgadas para conocer la tortuosidad de la fractura. La presencia y orientación de la

elongación del pozo y rupturas puede ser combinada con registros acústicos geomecánicos para mejorar el análisis de los esfuerzos de campo in situ para el desarrollo de una estrategia de terminación y la toma de decisiones.

Registros de lodo (Mud Logging)

Los registros de lodo de pozos existentes proveen información de la presencia de gas y las profundidades a las que se presentó, así como información de lecturas de ionización de flama y análisis cromatográfico del gas. Algunos métodos más sofisticados de registros en lodo proveen información termodinámica de alta calidad como constante de volumen, constante de temperatura que junto con servicios de espectrometría permiten conocer con precisión el tipo de fluido.

Recortes de la perforación

Los recortes proveen una información aproximada de la litología. Los recortes los recortes pueden ser usados en laboratorio para el análisis de contenido orgánico y madurez termal. Los servicios de identificación estratigráfica proveen la determinación de la mineralogía en el pozo, basados en las concentraciones minerales presentes en recortes y núcleos; la información obtenida se integra al modelo petrofísico de registros para determinar la fragilidad. La zonificación geomecánica incrementa la confiabilidad en la elección de puntos para meter entubar, tomar núcleos y reconocer las secciones sedimentarias pérdidas o expandidas. Estos datos son integrados con información de otros registros e información de núcleos para utilizarse en el modelo petrofísico de registros para determinar las zonas con mayor potencial de producción. Esta técnica permite hacer perforaciones selectivas, en vez de espaciar uniformemente, para optimizar la terminación, aunque muchos operadores prefieren espaciar uniformemente sus pozos en los intervalos potenciales. Los datos mineralógicos pueden ser usados para calibrar el modelo petrofísico.

Prueba de diagnóstico de fractura (DFIT)

El DFIT es una herramienta relativamente económica en la determinación de parámetros críticos de diseño necesarios para optimizar la terminación, es decir, estima los esfuerzos in situ, la presión inicial del yacimiento, la presión de cierre el tipo de goteo (indicador de fracturas naturales), y la permeabilidad a los fluidos móviles del yacimiento (kh). El DFIT es útil para calibrar los resultados de

Capítulo 1: Soluciones holísticas

esfuerzos y de presiones de yacimiento del modelo petrofísico. El DFIT es una prueba de impulso que en general ha remplazado al minifrac para valorar la viabilidad comercial de tratamientos de fractura a gran escala en intervalos específicos. Consiste en la inyección de un pequeño volumen de agua, aproximadamente 1 bbl/ft de espesor del yacimiento., a una tasa de inyección que se asemeja a la del fracturamiento, para fracturar el intervalo y luego cerrar el pozo de 24 a 48 hrs. Para observar la presión de post—inyección (falloff). Esta prueba es corrida antes o después de la perforación, pero siempre antes del tratamiento de fractura. En yacimientos de lutita con muy baja permeabilidad la tasa de leakoff del fluido en la matriz es excesivamente baja, lo cual limita el uso efectivo de esta prueba.

1.6.3. Perforar para para maximizar la producción

Debido a la baja permeabilidad de la matriz de las lutitas y a la limitada extensión de las redes de fractura inducidas, el desarrollo de las lutitas típicamente usa la perforación de un gran número de pozos cerradamente espaciados. En contraste con los yacimientos convencionales, donde el tipo de pozo no tiene gran impacto en la recuperación de hidrocarburos, el tipo de terminación usado en los yacimientos de lutitas de baja permeabilidad si tiene un impacto significativo. La figura 22 muestra un ejercicio de modelado en el cual se grafican 10 años de producción acumulada como función del tipo de pozo y de la permeabilidad. Está claro que cuando la permeabilidad del yacimiento disminuye, la terminación más efectiva es la horizontal multietapa ortogonal a las fracturas. El éxito obtenido en la lutita de Barnett es ampliamente atribuido a la introducción en 2002 de una adopción a nivel campo, de la perforación horizontal, que incrementa la exposición de la formación junto con el desarrollo e introducción de las económicamente eficientes terminaciones multietapa que incrementan la complejidad de las fracturas y

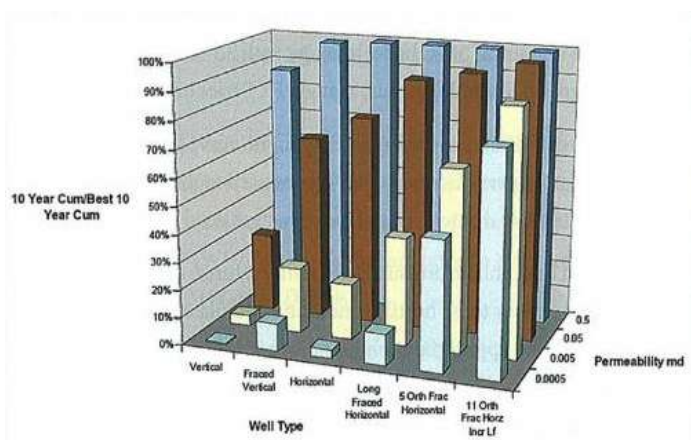


Fig. 22. Comparación de la producción de gas: permeabilidad contra tipos de pozo y de terminación.

estimula un gran volumen del yacimiento. La decisión de si perforar pozos horizontales o verticales en yacimientos de lutitas particulares es función del espesor y la fragilidad de las mismas. Si la lutita consta de múltiples intervalos productores discontinuos y apilados a lo largo de un gran intervalo, lo más deseable sería un pozo vertical con tratamiento de fractura multietapa. Sin embargo, la mayoría de los desarrollos en lutitas (>95%) tienen largos pozos horizontales (3000 ft a 10000 ft) porque ofrecen producciones que incrementan de 200 a 800% por encima de los pozos verticales y con mayores recuperaciones finales que estos. Los pozos horizontales en lutitas son típicamente perforados en las direcciones del mínimo esfuerzo horizontal, para maximizar el acceso a las redes de fracturas naturales existentes.

Durante la etapa de caracterización temprana en lutitas, los primeros pozos son usualmente perforados y terminados verticalmente. En la solución holística expuesta, la etapa de caracterización y perforación trabajan juntas para optimizar la terminación, con la finalidad de maximizar la recuperación. Los pozos verticales permiten al operador caracterizar y evaluar al yacimiento y las formaciones que están por encima y debajo del mismo, por medio de núcleos y registros de cable. Los datos también son usados para diseñar los programas iniciales de perforación y terminación para optimizar los programas de construcción de los pozos y de evaluación. Durante esta etapa también se perforan varios pozos verticales para probar las estrategias de perforación y terminación.

Como se dijo en un principio, cada play de lutitas es único y tiene su propio set de retos para perforación como: profundidad, una sobrecarga fuerte y abrasiva, problemas de maniobrabilidad, problemas de estabilidad, limpieza del agujero, altas presiones y temperaturas de fondo y cambios en los esfuerzos de la formación.

La dirección en la que se perforan los pozos afectará en la complejidad de la red de fracturas y la resistencia a la inyección durante el proceso de fractura. En el play de Bakken, dependen de la calidad del yacimiento, se usan diferentes estrategias de orientación en distintas áreas del play para tomar ventaja de las diferentes geometrías de fractura. Los registros de imagen pueden determinar si las fracturas naturales se encuentran abiertas o cerradas.

A su vez se deben tomar en cuenta las condiciones geográficas ya que en muchos casos restringen en buena medida el tamaño y peso de los transportes y equipos que

Capítulo 1: Soluciones holísticas

se deben trasladar para instalar los equipos de perforación y terminación, sobre todo en zonas muy incomunicadas o con vías de comunicación deficientes y restrictivas. Un ejemplo de este tipo de problemas se ha tenido en el play de lutitas de Marcellus. Con este propósito las compañías de perforación han diseñado equipos que se ajusten a las necesidades mencionadas. A menudo las nuevas plataformas de perforación son de tipo Top Drive, con gran potencia, grandes bombas y un compacto sistema de circulación, así como el uso de sensores y controles remotos para mejorar la seguridad y el desempeño. También las plataformas de perforación, tienen un área de apoyo pequeña para poder operar en áreas con limitación de espacio para poder perforar pozos simples o múltiples a través de una misma plataforma, también muchos cuentan con métodos de auto-arrastre es decir sistemas “caminantes” que mejoran la capacidad de movimiento. También se han desarrollado equipos de corriente alterna más compactos y mejores.

El uso de las barrenas apropiadas para las condiciones del pozo resulta en una alta tasa de penetración y reduce el tiempo de no producción y los costos. Algunas empresas ofrecen en el caso de formaciones arcillosas barrenas especiales que evitan el atascamiento.

Dependiendo de la curvatura en algunas secciones, es pueden usar sistemas rotadores navegables o motores de desplazamiento positivo para perforar secciones curvas o laterales.

En los plays de lutitas con altas temperatura y altas presiones es necesario el uso de sensores y sistemas diseñados para trabajar en dichas condiciones. La perforación multilateral, es decir la dual y multi-rama constituye una opción que puede presentar una ventaja económica. Sin embargo hoy en día estos pozos son poco usados, apenas unos pocos en el play de Bakken. Esto es debido a los altos costos de los acoplamientos especiales TAML requeridos para contener las presiones y aislar las altas presiones en los ciclos de fracturamiento. Actualmente se está trabajando en el diseño de pozos multilaterales que cubran de mejor forma las demandas técnicas y económicas.

1.6.4. Posicionamiento de pozos: encontrando al objetivo en el yacimiento (Geonavegación)

Una ubicación precisa de los pozos laterales que tenga la mejor orientación y maximice la exposición del objetivo con el pozo, es un aspecto clave en la terminación en lutitas. La determinación de la orientación óptima del pozo está basada en la orientación regional de los esfuerzos, la cual es determinada a través de datos acústicos: sísmica 3D superficial (análisis de anisotropía), mapeo microsísmico post—fractura y registros de pozo acústicos.

Con la finalidad de maximizar la exposición del agujero con la zona objetivo, el pozo debe mantenerse durante la operación de perforación, siempre dentro de la formación y no salir hacia las formaciones adyacentes. Para alcanzar este objetivo se necesita software de geonavegación y el uso de sensores azimutales en la el fondo de la sarta de perforación. La perforación actual tiende al uso de motores de desplazamiento positivo, sin embargo en el caso de las lutitas la necesidad de perforar largas secciones laterales presenta una restricción económica para este tipo de motor, por lo que muchos optan por sistemas adecuados a la perforación horizontal que incorporan avanzados sistemas de geonavegación y modelado 3D de la ruta en tiempo real; este sistema cuenta con una suite de sensores para el posicionamiento adecuados del pozo que impactara de forma positiva en la terminación. En cuanto a los sensores usados destaca el de telemetría electromagnética que manda pulsos a superficie a través del lodo y en superficie se procesa la propagación de las ondas para definir la trayectoria. También es útil el uso de rayos gama azimutales. En formaciones delgadas e inclinadas es útil el uso de registro de imagen LWD. En zonas litologías complejas (fallamiento) y con cambios fuerte de litología y de contactos de agua es útil el uso de herramientas de lectura de resistividad azimutal los cuales pueden tomar lecturas de la litología en un radio de 18 ft desde el centro del pozo en tiempo real.

Las altas temperaturas de pozo que se encuentran en plays de lutitas como el de Haynesville, puede limitar el uso de arreglos de fondo (BHA) convencionales, es decir accesorios MWD/LWD y motores de fondo. Debido a esto se han diseñado equipos para operar a temperaturas de hasta 446°F y presiones de 30000 psi.

En algunos plays, la correlación bioestratigráfica y mediciones de registros convencional puede resultar en información insuficiente o ambigua, por ejemplo el bajo contraste de las curvas de resistividad en Haynesville para un posicionamiento

Capítulo 1: Soluciones holísticas

correcto de pozo. En estas situaciones es adecuado recurrir de resonancia magnética nuclear, herramientas acústicas o de identificación stratigráfica.

1.6.5. Reducción de tiempos de no producción y de costos

Optimizar la perforación en lutitas significa incrementar la viabilidad y eficiencia, mientras se reducen simultáneamente los costos y el tiempo de no producción. El camino más directo para incrementar la viabilidad y eficiencia es adaptar el proceso de perforación y la tecnología a la geología y mineralogía de cada yacimiento. Algunas acciones preventivas en la perforación incluyen a) monitoreo de las condiciones de fondo (presión y temperatura) para mantener la densidad adecuada del lodo y evitar el atascamiento, prevenir los derrumbes y evitar el daño a la formación, b) el monitoreo de fuerzas mecánicas potencialmente destructivas (el cabeceo de la barrena, el torque y el arrastre, la vibración, el impacto y rebote de la barrena) para evitar fallas del BHA y de la barrena y c) diseño del equipo de fondo para montar el set adecuado a las condiciones (litología, resistencia de la roca, propiedades de la arcilla, temperatura, presión y esfuerzo compresivo). El uso de barrenas y equipos de perforación adecuados resultara en una perforación eficiente que implica menos viajes de la barrena, altas tasas de penetración, bajos costos por ft y alta calidad del agujero; y menor tiempo de no producción.

1.6.6. Administración de pozo

Los pozos en lutitas deben ser perforados en bajo balance o sobre balance dependiendo de las presiones y resistencia de la formación. Las formaciones de lutita son responsables del 70% de los problemas en la perforación y el tiempo de no producción y la selección de los fluidos de perforación adecuados se vuelve crítica. Se requiere de fluidos de perforación de alto desempeño para proveer el control del agujero y estabilidad a través de la estabilización (prevención de finos) e inhibición de lutita (es decir evitar que se hinche). Una parte inicial del proceso de evaluación es la prueba de las interacciones arcilla/fluido por ejemplo: salinidad, sensibilidad del agua (hinchamiento), estabilidad química (reactividad y generación de finos) y generación de finos. La resistencia de la arcilla está fuertemente relacionada con la química de los fluidos de perforación y fluidos de filtrado (particularmente con la salinidad) y el tiempo que la formación queda expuesta a estos. Las formaciones de lutitas pueden debilitarse y fallar después de prolongados tiempos de exposición a fluidos de perforación y los fluidos filtrados pueden causar fallas incontrolables en el pozo.

Los fluidos en el pozo también dependen de los factores geológicos. En Marcellus se usa la perforación con aire y espuma para minimizar los problemas de estabilidad del pozo (daño a arcillas por sensibilidad al agua) en la sobrecarga rica en arcillas y porque es más rápida que la perforación con lodo. El monitoreo del troque y el arrastre en tiempo real se recomienda en Marcellus debido a problemas de fragmentación y taponamiento del agujero. Los sistemas de perforación base diesel se usan en pozos verticales en Haynesville y Bakken y en secciones curvas en Marcellus, donde la presencia de alto contenido de arcilla y sal y derrumbe de la lutita respectivamente causa problemas de estabilidad cuando se usan fluidos base agua.

En el presente la tendencia general es evitar la perforación con fluido base aceite por la perforación con base agua siempre que sea posible, debido a que es significativamente más económica y tiene menores problemas ambientales (de reciclaje, reutilización y de disponibilidad). Por la razón anterior se han desarrollado una serie de sistemas de perforación base agua con aditivos que mejoran el desempeño, mantienen la estabilidad del pozo y son 100% reciclables.

1.6.7. La integridad de pozo para una producción a largo plazo

La integridad de pozo es un elemento crítico en el proceso de optimización del diseño de fractura y producción. Una operación de cementación exitosa asegura la integridad del pozo, es decir soporte al casing y aislamiento de las etapas de fractura. El aislamiento efectivo y la eliminación de flujo cruzado a través de la vida del pozo mejoran la efectividad de la estimulación y contribuye a maximizar la producción. Los modernos sistemas de cementación están diseñados para ser acordes a las condiciones geológicas y de yacimientos., por ejemplo la presión, temperatura y contenido de CO₂.

La ductilidad y el esfuerzo de tensión son las propiedades más importantes para el aislamiento a largo plazo. Los cementos convencionales son relativamente frágiles y pueden fallar (romperse o despegarse del casing) a través del tiempo debido a la expansión del casing por las cargas cíclicas de presión durante el fracturamiento hidráulico, las pruebas de pozo y la producción. También se pueden presentar problemas de aislamiento de las zonas sobre todo en pozos laterales donde se pueden formar canales en la parte superior del agujero si el diseño no es el apropiado. La comunicación de fluidos a través del casing horizontal impide la entrega del fluido de estimulación y el apuntalante así como la ubicación

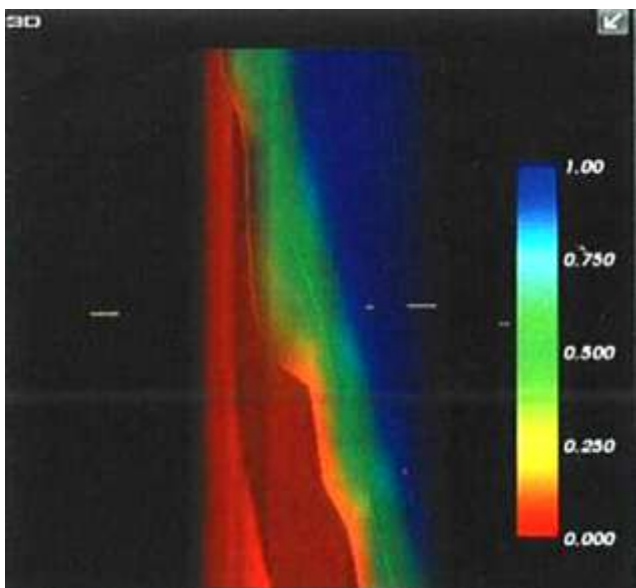


Fig. 23. Visualización 3D del simulador de desplazamiento.

inadecuada de los mismos, reduciendo la producción y comprometiendo la integridad del pozo a largo plazo.

Para la cementación se usan simuladores de cementación 3D para evaluar la compatibilidad de lodos, baches espaciadores y cemento, así como las interacciones con la formación y eventos en la vida del pozo. También se modelan múltiples aspectos del desplazamiento del lodo durante la cementación y se asiste al operador para un óptimo trabajo de

cementación incluyendo la centralización y posicionamiento del cemento (Fig. 23).

Los simuladores permiten a los sistemas de cementación ser modelados, es decir, que queden hechos a la medida de las condiciones geológicas únicas presentes en cada yacimiento. Por ejemplo, la presencia de altas presiones y temperaturas, alto contenido de CO₂, para los cuales se requieren tipos de cemento especiales resistentes a la temperatura, a la corrosión, más resistentes que los cementos convencionales, con características de pegado que se adapten a poros estrechos y a los gradientes de las presiones de fractura. En estos casos el simulador ayudara al operador a tomar la mejor decisión para el diseño del cemento. Las lechadas recomendadas deben ser probadas en laboratorio para evaluar su desempeño. La operación de cementación debe ser monitoreada en tiempo real para actuar en caso de que se requieran hacer cambios.

La superficie del fondo del pozo debe estar libre de agua después del desplazamiento del lodo de modo que la formación acepte la lechada de cemento. Posteriormente el bache de desplazamiento dependerá de si el sistema de perforación es base lodo o base aceite. En los lugares en que se tienen posibles problemas estabilidad de pozo se hace uso de sales en los cementos, baches de lavado, desplazamiento y en el mismo cemento (silicatos de sodio).

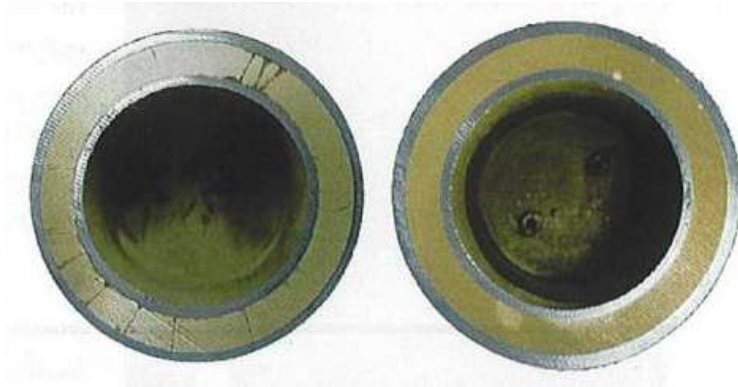


Fig. 24. El cemento normal de alta resistencia (izquierda) falla a los 4500 psi o en condiciones de presurización cíclica, mientras que el cemento espumoso resiste presiones de 9000 psi

La determinación del espaciado centralizador y de la correcta centralización del casing se brinda una buena integridad de pozo a través de una distribución equitativa del cemento y una buena fijación del mismo al casing y a la formación (sin canalizaciones). El simulador será el que

determine la centralización óptima. Los centralizadores son acoplados al casing/liner antes de correrse en el agujero. Los centralizadores deben estar acordes con las condiciones del agujero (diámetro, H₂S, CO₂) y debe evitar la corrosión galvánica (hoy día se usan centralizadores de fibra de carbono moldeables).

Las lechadas de cemento avanzadas están diseñadas para que al fraguado adquieran una textura espumosa, mejorando el aislamiento anular por medio de la reducción de la canalización en la parte superior del agujero en pozos laterales, características mecánicas deseables como ductilidad y elasticidad para evitar la ruptura o deformación. Estos cementos presentan diversas ventajas sobre los convencionales:

- Permiten altas presiones internas del casing sin fallar a través de la vida del pozo.
- Son más eficientes en el desplazamiento del lodo y en la limpieza del agujero que las lechadas convencionales.
- Se expanden para rellenar el espacio anular casing—formación, eliminan el agua libre y el desarrollo de canales, proveen una excelente fijación al casing y a la formación.
- La baja densidad y alta resistencia a la tensión proveen una densidad equivalente de circulación a través de las formaciones débiles.
- También, proveen aislamiento de zonas en los tratamientos de fracturamiento multietapa.

La densidad de las lechadas de cemento espumoso puede ser variada usando la misma lechada base, pero esto evita el daño a las formaciones sensibles mientras

Capítulo 1: Soluciones holísticas

que al mismo tiempo evita el influjo de zonas de alta presión. También, la resistencia a la tensión y las propiedades mecánicas del cemento espumoso resisten las altas presiones internas del casing y las presiones hidrostáticas del fracturamiento. La ductilidad (dada por el módulo de Young y la relación de Poisson) de este cemento le permite resistir presiones de inyección sin romperse (Fig. 24). Esto ayuda a prevenir la propagación de fracturas en el recubrimiento de cemento, de este modo mantiene el aislamiento a largo plazo.

En yacimientos con bajas presiones como el caso de Lower Huron en la cuenca de los Apalaches, se usa típicamente densidades bajas para asegurarse que el cemento no se introduzca en la frágil formación y que el mismo pueda subir hasta la altura designada. Las lechadas poseen microesferas que dotan al cemento de una relación resistencia—peso alta y baja permeabilidad, lo cual permite un rápido posicionamiento del cemento. La minimización de los tempos de cementación minimiza la migración de gas dentro del espacio anular.

Las altas temperaturas a las que se llega a hacer frente en algunas formaciones de lutitas, requieren el ajuste de las propiedades físicas de las mezclas de cemento y el uso de aditivos especiales y el uso de cementos que añadan resistencia especial a la lechada con el fin de asegurar la estabilidad termal. Los yacimientos de lutitas que contienen CO₂ pueden requerir mezclas especiales de cementos para evitar los efectos corrosivos del ácido carbónico en la resistencia y la integridad de la cubierta de cemento.

La integridad de pozo es un aspecto particular en el desarrollo de Marcellus, en donde la protección de los suministros de agua de la población es una prioridad de los gobiernos locales. El uso de sistemas de cementación que provean de múltiples y redundantes capacidades para ayudar a asegurar la integridad de los pozos a largo plazo en esta área. Los avances en las tecnologías de cementación han producido formulas y métodos que mejoran las propiedades mecánicas del cemento, resultando en cubiertas de cemento más fuertes y elásticas que proveen sello y sujeción a largo plazo. La adición de ciertos aditivos puede incrementar la elasticidad por medio de la reducción del módulo de Young y el incremento de la relación de Poisson. Los aditivos necesarios son mezclados con el cemento seco, para posteriormente mezclarse con agua y ser bombeados.

Una estimulación exitosa requiere una buena comunicación con la formación y controles de fricción para mejorar la distribución. Los cementos pueden inhibir la distribución del fluido fracturante y disminuir la eficiencia del fracturamiento. En el caso de cementos convencionales de alta resistencia a la compresión tienen baja solubilidad en ácido (<5%) y no pueden ser fácilmente removidos de cada perforación para asegurar una completa comunicación con la formación. Los cementos solubles en ácido (ASC) son usados en yacimientos de lutitas, donde es necesario poner altas concentraciones de apuntalante de gran tamaño como en el caso de las lutitas de Eagleford. Estos cementos tienen propiedades físicas similares a las de los cementos convencionales pero con tasas de solubilidad que exceden el 90%.

La alta solubilidad en ácido permite que el cemento sea fácilmente removido de los clúster de perforación y también permiten el desarrollo de grandes áreas de comunicación, adyacentes a las perforaciones. La presencia de estas áreas elimina

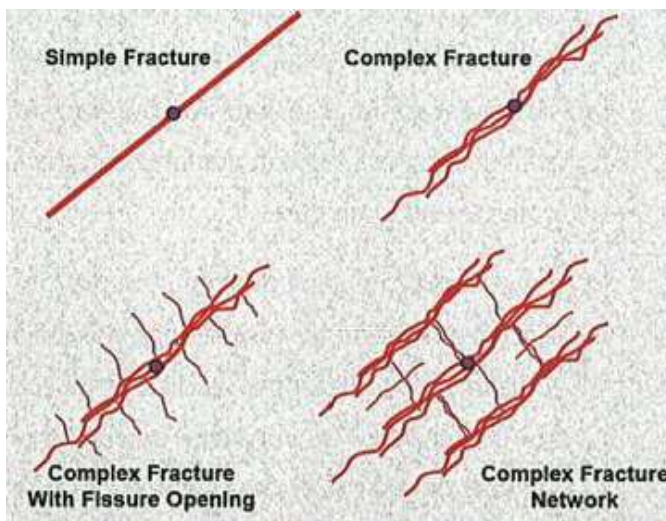


Fig. 25. Diagrama que muestra el nivel de complejidad de las fracturas (Warpinski et al, 2008).

1) la tortuosidad y los efectos que afectan la distribución del fluido y 2) el daño (s), el cual reduce la conductividad en el agujero; y los problemas de obstrucción asociados con los cementos convencionales durante la producción. Las ASC pueden ser modificadas para cubrir necesidades particulares del pozo y puede hacerse espumoso si se requieren lechadas de baja densidad. Este tipo de cemento ha demostrado que se necesitan menos potencia para el bombeo en el fracturamiento.

Después de que se termina el proceso de cementación, la calidad del cemento puede ser evaluada usando registros de cementación. Estas evaluaciones si la integridad del pozo es segura.

1.6.8. Estimulación y planeación de la optimización

Las diferencias clave entre una pozo en una lutita y uno convencional están en el diseño de la terminación y los métodos de estimulación. El objetivo en el fracturamiento de las lutitas es que se trata de crear una densa red de fracturas ramificadas, mientras que en el convencional es crear simples fracturas bidimensionales (Fig. 25).

La heterogeneidad de los yacimientos de arcillas es decir la variabilidad vertical y horizontal en las propiedades, es expresada como una alta variabilidad en el desempeño del pozo, aun entre pozos adyacentes. Estas diferencias de producción son atribuidas a los cambios de localización del TOC, fragilidad y permeabilidad, o sea los esfuerzos in situ que están expresados a través de la distribución 3D y la intensidad de las fracturas naturales en pequeña escala, y los cambios de grosor de la apertura de la fractura. En consecuencia, el método de terminación usado en un área de desarrollo o aun en un pozo, puede no ser el que necesita otro pozo. Los análisis de la lutita de Barnett indican que la industria ha tendido a subestimar la heterogeneidad lateral y su impacto en la producción y sobre todas las reservas. Los efectos de la heterogeneidad de las formaciones de lutitas (no exitosos o con subdesempeño de las terminaciones) son minimizados a través de la aplicación de la aplicación de multietapas de fractura con alto grado de terminación. La detallada caracterización es utilizada para identificar los intervalos con el potencial más alto y en consecuencia las técnicas de fracturamiento son enfocadas para el tratamiento exclusivo de esos intervalos. Cada etapa puede estar diseñada de forma acorde con las variaciones de los parámetros de la formación, por ejemplo con el grosor o la presencia o ausencia de fracturas naturales.

Algunos yacimientos de lutitas contienen fracturas naturales abiertas que contribuyen al flujo como en el caso de Marcellus, contienen fracturas cerradas que no contribuyen a la producción como en el caso de Barnett. La existencia de presiones anormales y altos contenidos de gas en algunos yacimientos de lutitas como en Barnett y Haynesville, sugieren que no existen redes de fracturas abiertas. Otro punto de vista es que las fracturas a pequeña escala, esencialmente la microescala, de planos grano a grano en la matriz de la lutita, proveen una permeabilidad mejorada que ayuda a crear multi-ramas de fracturas hidráulicas ortogonales, mientras que las fracturas naturales a gran escala y las fallas son generalmente perjudiciales debido a que limitan a las otras fracturas ya que

absorben la energía del fracturamiento hidráulico y en algunos casos ayudan a la canalización de agua.

El objetivo del fracturamiento hidráulico en yacimientos de lutitas, es mejorar el drenaje existente por medio de la reactivación de las fracturas naturales y crear nuevos canales de permeabilidad a través de una extensa zona con compleja propagación de fracturas. Las fracturas hidráulicas en lutitas frágiles se traducen en redes de fractura con muchas fracturas de varias longitudes, alturas y espesores, mientras que en lutitas dúctiles generalmente son fracturas simples bidimensionales (Fig. 25). Idealmente, la mejor estrategia de terminación sería generar redes de fracturas lo más grandes posibles con una alta densidad de fractura para tener el contacto con la mayor área posible del yacimiento y con una máxima recuperación. Sin embargo, la actual estrategia de terminación está basada en la efectividad de los costos y el balance de la creación de una densa red mientras se trata de alcanzar un tamaño máximo de la red de fractura (SRV). En la práctica, el drenaje del yacimiento es mejorado por medio de la creación de una alta intensidad de fracturas en los yacimientos por medio de multietapas de fractura muy cercanas entre sí en pozos horizontales. Los modelos de fractura usando el modelado 3D apropiado es un componente crítico del entendimiento de la penetración de las fracturas y la optimización de la producción.

La mayoría de los pozos de desarrollo en lutitas son terminaciones multietapa, que comprende un método de aislamiento, el cual es usado para separar cada intervalo de fractura y el tratamiento, un método de iniciación de perforación/fractura, y el tratamiento de fractura (fluido y apuntalante). Los métodos de aislamiento primario usados en estos pozos son: agujero descubierto (sin aislamiento, simple etapa), entubado y cementado, entubado y no cementado con aislamiento mecánico (con empacadores hinchables o mecánicos), o mangas deslizables que usan empacadores hinchables. Los beneficios de los métodos de tratamiento multietapa incluyendo la evasión de daño a la formación que comúnmente resulta en el uso de geles y fluidos reactivos, reduciendo así la pérdida de fluido y el apuntalante que no llega a los intervalos deseados, eliminando o minimizando la aglomeración de apuntalante, limpieza rápida, volumen de contacto con la fractura incrementado y bajos costos.

Las terminaciones entubadas y cementadas ofrecen un alto grado de control del posicionamiento del tratamiento de fractura, mientras que mientras que las

Capítulo 1: Soluciones holísticas

terminaciones de agujero descubierto y no cementadas ofrecen gran acceso y tienen mejores oportunidades de estimular una gran área dentro del intervalo. Las terminaciones no cementadas usan empacadores externos de casing mecánicos e hinchables para lograr el aislamiento de la zona. Los empacadores hinchables ejercen mucho menos presión sobre la formación (<200 psi) que los empacadores mecánicos (5000 a 8000 psi), haciendo los primeros la mejor opción para formaciones suaves, como es el caso de las lutitas. El flujo restringido en la vecindad del pozo, que ocurre a lo largo del cemento/perímetro anular antes de que un plano de fractura sea intersectado, es completamente evitado en terminaciones de agujero descubierto y no cementado y puede ser mitigado en terminaciones cementadas a través del uso de cementos solubles en ácido.

Métodos de fracturamiento por etapas

Algunos yacimientos de lutita consisten en zonas laminadas individuales con 1 ft o menos de grosor, que requieren la identificación del punto de fractura, mientras que los otros consisten de capas más gruesas que requieren de un método de ubicación del fracturamiento diferente. La selección de las localizaciones de iniciación del fracturamiento está ampliamente basada en el contenido de TOC y la fragilidad.

Dependiendo del tipo de la técnica de aislamiento de las zonas que se emplea, los métodos de fracturamiento por etapas de uno de los siguientes grupos, es comúnmente usado: procesos de jointed—pipe, procesos con tubería flexible, procesos con manga mecánica deslizable, procesos de perf and plug o procesos con bola selladora. Los métodos con cable de perf and plug ofrecen la flexibilidad de colocar con precisión los puntos del fracturamiento, pero son tardados (por ejemplo de 3—4 días para 8—9 etapas) y puede haber fallas en los equipos, las cuales añaden tiempo y costos. Las terminaciones mecánicas (de manga deslizable) permiten terminaciones con fracturamiento hidráulico más rápidas (1 día para más de 16 etapas) con intervenciones mínimas o sin ellas. La identificación de los métodos de estimulación hecha con tubería flexible permite optimizar el tratamiento de cada intervalo a lo largo de una sección horizontal completa del agujero y ofrece terminaciones con etapas de fractura más rápidas (9 a 11 por día).

Proceso Perf—and—Plug

Es un método de terminación usado en pozos entubados y cementados. Comenzando en el fondo del pozo y trabajando siempre desde el fondo hacia arriba, cada etapa es perforada usando pistolas bajadas con un tubing especial o con tubería flexible, la etapa es estimulada y aislada desde la siguiente etapa usando un empacador o tapones de desviación (Fig. 26). Los empacadores actúan como un fondo de pozo, proveyendo una superficie para los fluidos fracturantes y apuntalantes para que estos sean desviados hacia las localizaciones determinadas. Después de que todas las etapas han sido tratadas, los empacadores son perforados. El uso de empaques especiales puede reducir el tiempo de perforación de los mismos. En formaciones de alta presión y alta temperatura como Haynesville, donde la terminación más común ha sido Perf and Plug, el equipo usado debe ser a prueba de estas condiciones.

Operaciones con tubería flexible

La ubicación exacta de los puntos de fractura mejora eficiencia de la estimulación por medio de la reducción del volumen de apuntalante, mientras se incrementa la productividad. Dependiendo de la longitud del intervalo productivo, se utilizan tecnologías que incrementan el posicionamiento de los puntos de fracturamiento como empacadores hinchables y mangas deslizables con sello de bola.

La perforación jet (a chorro) es hecha con tubería flexible para un control preciso del proceso de fractura. Se usan altas presiones en una corriente de agua y arena

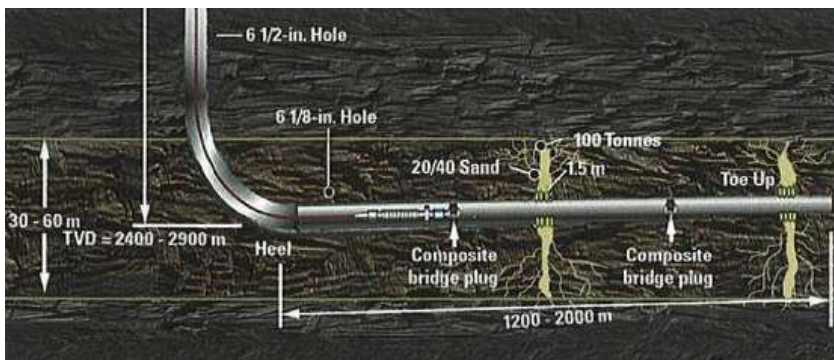


Fig. 26. Terminación Perf and Plug.

(apuntalante) para perforar el casing e introducirse dentro del yacimiento. La fractura es iniciada en el sitio de la salida del chorro y se extiende dentro de la formación. Los fluidos jet pueden ser removido usando minerales solubles en ácido en el volumen de lutita y de las fracturas, de esta manera se mejora la difusividad dentro de la red de fracturas.

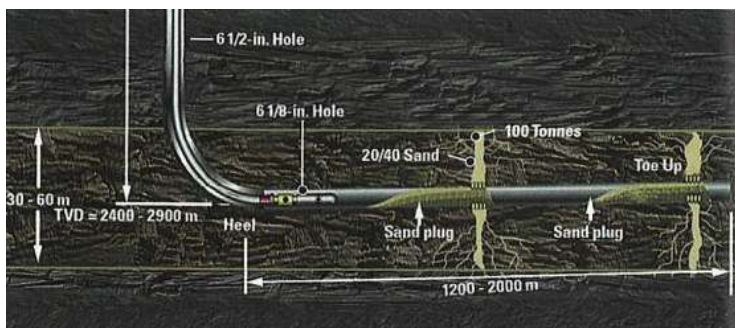


Fig. 27. Fracturamiento hidráulico tipo jet con desviación con tapones de apuntalante (arena)

Estas técnicas eliminan la necesidad de disparos con cable y del uso de tapones convencionales, lo cual reduce los ciclos de tiempo de la terminación de forma considerable por medio de reducir o eliminar el tiempo de no producción asociado con la introducción y

desalajo de pistolas, tapones y paro de bombas. La precisión de este método puede mejorar la respuesta de la producción.

Desviación dinámica

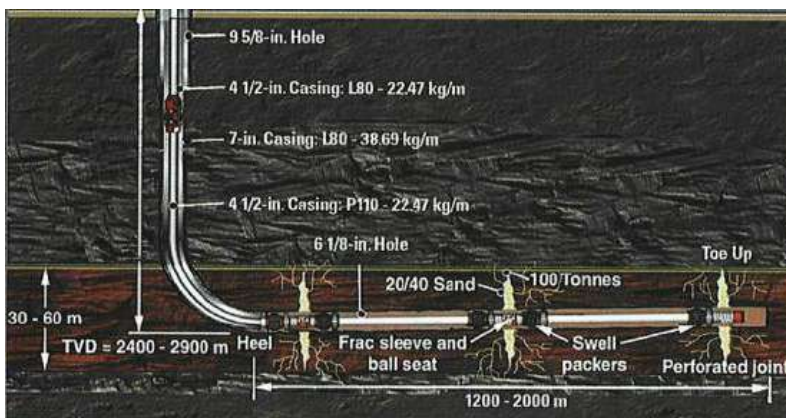
Este servicio no requiere de empacadores o tapones de desviación porque la velocidad del chorro causa una caída de presión a la salida del fluido que empuja el fluido desde el espacio anular hacia la fractura (desviación dinámica). Este método es usado con agujero descubierto, liner ranurado, casing pre—perforado o casing no cementado. En la formación de Bakken la empresa Brigham Oil And Gas uso este método comercialmente llamado SurgiFrac para completar 34 etapas.

Desviación del apuntalante con tapón

Este método (Fig. 27) un fluido no abrasivo a través de tubería flexible para crear perforaciones en la formación e iniciar fracturas y después comenzar a bombear a través del espacio anular entre casing y TF. En este método el apuntalante es directamente bombeado a través de la tubería flexible con bajo gasto, mientras el fluido no abrasivo baja por el espacio anular a alto gasto. Se usan baches con altas concentraciones de apuntalante (arena) para crear tapones (desviación con apuntalante) que aisle las distintas etapas de terminación. Un gran beneficio de este método es que por medio de cambiar la concentración del fluido/apuntalante y/o la tasa de bombeo, es posible crear una gran ramificación y complejidad de la red de fracturas puede ser enormemente mejorada, con lo que se incrementa el SRV y la recuperación final. Después de que la última etapa es terminada, la sarta de tubería flexible es usada para retirar los baches de arena para poder iniciar la producción.

Para tratamientos que son muy largos, o requieren tasas de inyección más altas de las que pueden manejar las tuberías flexibles, se utiliza un tapón especial que puede ser puesto y retirado sin sacar todo el equipo del agujero. Este método se usa en casing cementados y no cementados.

Los últimos retos de los desarrollos en lutitas son determinar cómo terminar largos pozos laterales para incrementar la exposición del yacimiento y reducir los impactos en superficie. Las tuberías flexibles tienen limitaciones de longitud causadas por el torque, arrastre y bucleo. Hoy en día se ha implementado un sistema que combina las capacidades de un equipo hidráulico de reparación de pozos, tubería articulada y una válvula especial que articula a la tubería articulada con la tubería flexible. Esto ayuda a cubrir el rango total de las localizaciones para estimulación en largos pozos horizontales.



Procesos con manga deslizable

Este tipo de terminación ofrece una alternativa a la cementación y perforación convencional. Los sistemas de mangas deslizables son

desarrollados como parte de la sarta de producción. Un sistema colgar de liner asegura un sello adecuado. Estas mangas pueden ser selectivamente abiertas (y en algunos casos cerradas) usando activación con bola, o dispositivos de cambio mecánico en juntas en la tubería flexible, para dar acceso al sitio de iniciación de la fractura. Los empacadores convencionales proveen aislamiento mecánico entre los intervalos disparados, permitiendo que el tratamiento de fractura sea el apropiado para cada zona de acuerdo con sus propios requerimientos (Fig. 28). Los sistemas mecánicos de mangas deslizables activadas con bola son usados en terminaciones cementadas con cemento soluble en ácido. Este método de estimulación permite que el proceso sea mucho más rápido y con mayores intervalos por día que el Perf and Plug, así como posibles reestimulaciones de las zonas posteriormente. Los sistemas más avanzados permiten hasta 26 etapas de estimulación.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Tratamiento de fractura

La elección del fluido de fractura es crítica en el éxito del tratamiento de estimulación. Debe de ser un proceso efectivo en costos que 1) sea compatible con la mineralogía de la arcilla, 2) incremente la eficiencia del fracturamiento por medio de llevar el apuntalante suficiente para dar conductividad a las fracturas y 3) ayudar a evitar el daño al yacimiento. La selección de los fluidos de fractura esta basada, en parte en los objetivos del tratamiento, los parámetros geológicos críticos determinados por la evaluación petrofísica de laboratorio y del modelo petrofísico de registros durante la etapa de caracterización (Tabla 12), el potencial de daño a la formación, luego el agua de fractura, es la opción adecuada, si el objetivo es incrementar la conductividad de fractura, es decir, maximizar el transporte de apuntalante, luego la opción de gel ya sea línea o reticulado. Por ejemplo en lutitas dúctiles laminadas (donde el empotramiento del apuntalante puede ser significativo) el conseguir que las fracturas se llenen de apuntalante es sumamente importante para establecer permeabilidad vertical. Hoy en día los operadores se están inclinando por el uso de tratamientos de fractura híbridos en vez de los que usan agua pura, con la finalidad de obtener los beneficios del fracturamiento con agua y los del fracturamiento con geles.

Tabla 12 parámetros geológicos críticos que influyen en el tratamiento de fractura	
Atributo de la lutita	Qué se hace con la información
Mineralogía	Selección del apuntalante, selección del fluido, iniciación de la fractura
Fragilidad, TOC, permeabilidad y contenido de gas	Iniciación de la fractura
Dureza	Selección del apuntalante
Permeabilidad y resistencia de la roca	Presión de fractura
presión de cierre	Selección del apuntalante
Tipo y volumen de arcilla	Selección del fluido
Esfuerzos locales y regionales	Orientación de la perforación

Las figuras 29 y 30 muestran como la selección de los fluidos de fracturamiento cambia cuando se pasa de una roca muy dúctil con alta permeabilidad a una frágil con baja permeabilidad. En algunos plays de lutita como en el caso de Marcellus,

las variaciones en la geología de la roca en diferentes áreas dictan si se usara un sistema de fractura basado en gel o en agua.

Sistemas de gel reticulado

Estos son fluidos de alta viscosidad que pueden transportar grandes cantidades de apuntalante pesado, necesario para establecer una fractura dominante y permitir el uso de menores volúmenes y tasas de bombeo (presión de iniciación de fractura), lo cual es importante para controlar la filtración en algunas formaciones de lutitas, como en Bakken. Esto provee un excelente transporte de apuntalante que puede colocar apuntalantes de alta resistencia y alta conductividad, sin embargo, son caros y pueden dejar residuos de gel que dañan a la formación, reduciendo la

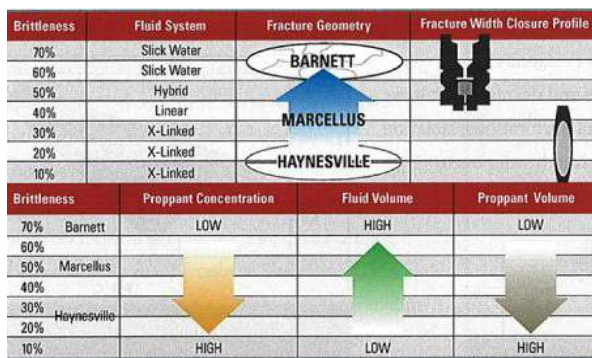


Fig. 29. Impacto de la fragilidad en el tratamiento de fractura

conductividad. La adición de aditivos rompedores, puede mejorar la limpieza del fluido de fractura y mantener la conductividad de fractura. La capacidad de transporte de apuntalante es función de la viscosidad del gel. Los sistemas de gel lineal (cadenas de polímero lineales) ofrecen un transporte de baja fricción similar al del agua de fracturamiento con reductores de fricción.

La tendencia general en muchos plays de arcillas está pasando de los Fracturamientos basados en polímeros (gel) a Fracturamientos con agua potable y sistemas híbridos que incluye características de los sistemas basados en agua y gel con la finalidad los problemas ambientales, los costos y mejoran la conductividad.

Los yacimientos de arcilla de baja presión y sensibles al agua pueden requerir estimulación adicional para alcanzar producciones comerciales. Un sistema de gel surfactante reticulado de alta viscosidad y miscible en CO₂ provee alta conductividad de fractura, excelente transporte de apuntalante y control de filtrado efectivo con rápida recuperación de la carga del fluido mientras evita el daño a la formación causado por residuos de polímero. El uso de fluidos basados en hidrocarburos permite la recuperación de los fluidos para ser reutilizados o ser

Capítulo 1: Soluciones holísticas

vendidos como aceite después del proceso. Mientras que evitan los problemas de disposición con respecto a los del agua de tratamiento.

Fracturamientos con agua

Los Fracturamientos con agua, también son conocidos water fracs, Fracturamientos bajos en arena, Fracturamientos bajos en apuntalante o Fracturamientos de agua tratada, son fluidos fracturantes no viscosificados, sin gel o con mínima cantidad de gel (generalmente) basados en agua bombeados en altos volúmenes, a altas tasas de bombeo, con bajas concentraciones de apuntalante de bajo peso y pequeño. Este tipo de fracturamiento ha sido muy efectivo en muchos plays de arcilla. Los Fracturamientos con agua producen redes complejas de fracturas de apertura estrecha que pueden ser inducidas desde fallas extensivas o a partir de la dilatación de fracturas incipientes o planos débiles en las lutitas; además se crea un gran volumen de yacimiento estimulado (SRV). Las gargantas de poro en muchos yacimientos no convencionales son muy pequeñas como para recibir grandes cantidades fluido y las arcillas son usualmente químicamente inertes al agua. La mayoría de los filtrados y flujos en las fracturas ocurren donde se ensanchan las zonas de estimulación por la inducción de fracturas de corte. Sin embargo, debido a la baja viscosidad del agua, estos tratamientos de fractura tienen capacidad de transporte pobre. Esto limita el tipo, la medida y el volumen del apuntalante que puede ser llevado dentro de la formación y la distancia que puede ser arrastrado.

Los diseños de los modelos de simulación usan propiedades mecánicas derivadas de registros y los datos de producción han demostrado que en la mayoría de los yacimientos de lutitas, la producción es función del volumen que es puesto durante el proceso de fracturamiento, es decir, los grandes volúmenes de fluido fracturante incrementan la producción. La técnica de fracturamiento con agua evolucionó durante el desarrollo de Barnett y fue rápidamente adoptada para el uso en otros plays de lutitas porque era mucho menos costosa que los tratamientos convencionales con gel, menos dañinos para la formación y los fluidos fracturantes

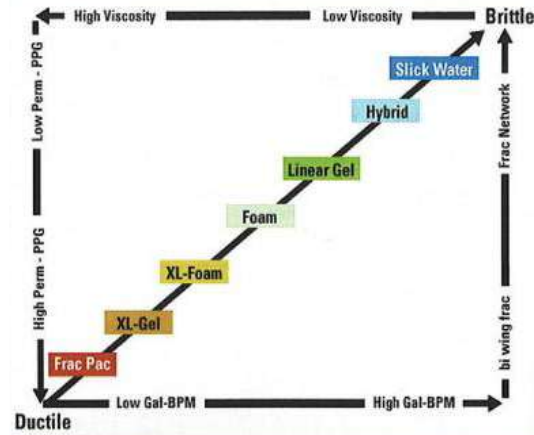


Fig. 30. Recomendaciones para las terminaciones en lutitas de acuerdo con el criterio de fragilidad

pueden ser reutilizados en general, mientras sean químicamente simples. En muchos plays de lutitas la terminación consiste en entrada limitada, alto gasto, reductores de fricción, surfactantes e inhibidores de arcilla. Una terminación con entrada limitada minimiza el número de disparos en un tratamiento, lo cual promueve la desviación del fluido y del apuntalante de manera simultánea dentro de los disparos. El éxito de este tipo de tratamiento de fractura es atribuido a la creación de 1) extensas fracturas laterales, 2) conductividad de fracturas y 3) la reducción de daño a la formación que resulta de la eliminación de los polímeros de los tratamientos con gel. Las fracturas con agua han remplazado ampliamente a los geles reticulados debido al bajo costo, reducido daño a la formación y más largas longitudes de fractura, así como una mayor complejidad de la red de fracturas debido a la baja viscosidad, altas tasas y concentraciones de apuntalante. Sin

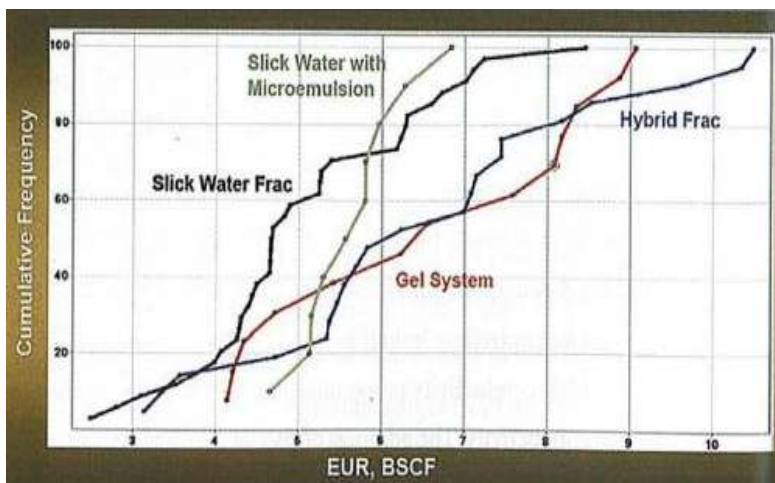


Fig. 31. Comparación de la producción y la recuperación final con distintos tratamientos de fractura.

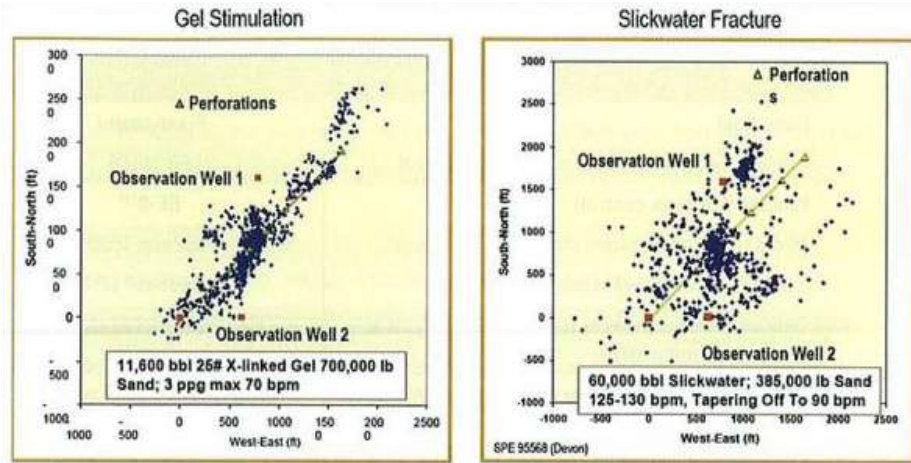
mayores producciones (fig. 31—33). Sin embargo, en otras formaciones como Haynesville y/Bossier, estos sistemas de baja viscosidad del fluido no crean suficiente grosor de fractura o no proveen transporte ni suspensión adecuados en el caso de apuntalantes de alta conductividad para alcanzar productividades buenas a largo plazo. En estos casos se usa un sistema de fracturamiento híbrido.

embargo los grandes volúmenes de agua dulce requeridos por los Fracturamientos con agua y el flujo de retorno asociado con estos tienen implicaciones ambientales.

En algunas lutitas, como en Barnett, los Fracturamientos con agua generan mayor complejidad y mayor SRV que los geles, así como

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Fig. 32. Comparación de los mapas microsísmicos de fractura en Barnett, con estimulación con gel a la izquierda y el refracturamiento con agua a la derecha, donde se aprecia notablemente el incremento del SRV así como de la producción.



Las fracturas con agua incluyen típicamente una variedad de aditivos (Tabla 13) pero conservando una química simple, lo cual es importante para el reciclado del agua y la reducción del impacto ambiental. Es preferible el agua dulce pero las sales de cloruro de potasio (KCl) o el cloruro de sodio (NaCl) pueden añadirse para prevenir el hinchamiento (estabilización) de la arcilla. Existe una gran variedad de aditivos de baja concentración incluyen viscosificantes, reductores de fricción, estabilizadores, microemulsiones surfactantes, agentes modificadores de superficie (SMA), defloculantes y fluidos reactivos, con el fin de mejorar la iniciación del fracturamiento, crecimiento de fracturas y transporte de apuntalante.

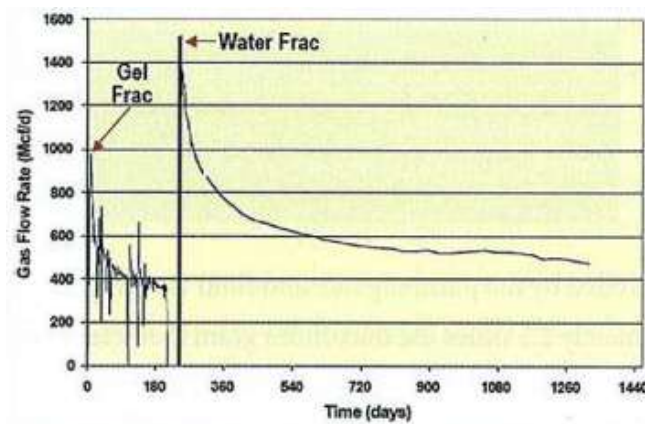


Fig. 33. Diferencias en las declinaciones de la producción entre fracturamiento con gel y el posterior refracturamiento con agua (notándose una declinación rápida en el fracturamiento con gel, así como una producción inestable).

Los reductores de viscosidad mejoran el filtrado dentro de las fracturas sensibles a la presión durante el tratamiento, incrementando el potencial para una amplia área de estimulación. Los agentes modificadores de superficie ayudan a minimizar el asentamiento del apuntalante, controlan la producción de finos y mejoran la conductividad de la fractura apuntalada. Los reductores de fricción ayudan a reducir la presión de bombeo. Los aditivos de Microemulsión. Mejoran la

movilización de gas e hidrocarburos líquidos y reducen el atrapamiento de fases, así, mejoran la recuperación de los fluidos de fractura, lo cual resulta en el incremento significativo de los factores de recuperación y la recuperación final estimada (EUR). Los defloculantes de reductores de fricción son añadidos para prevenir el potencial impacto negativo de los polímeros reductores de fricción que puede ocurrir cuando interactúan con finos de la formación e hidrocarburos líquidos. Los rompedores de gel son añadidos si el agua de inyección esta gelificada. Se pueden añadir aditivos adicionales para el control de diagénesis del apuntalante, la migración y generación de finos y el crecimiento de bacterias.

Tabla 13. Aditivos usados en tratamientos de fractura base agua
Aditivo
Fluido base (agua dulce)
Reductor de fricción (reduce presión de bombeo)
Biocida (control de bacterias)
Microemulsión (mejora la permeabilidad relativa)
Inhibidor de incrustación (previene el crecimiento mineral)
Gel rompedor defloculante (mejora la conductividad, evita la diagénesis del apuntalante)
Aditivo modificador de superficie (mejora la conductividad, evita la diagénesis del apuntalante)
Fluido reactivo (reductor de presión de inyección)

El fracturamiento basado en agua incluye agentes mejoradores de conductividad, reductores de fricción y microemulsiones surfactantes que reducen el atrapamiento de fase por medio de la reducción de la presión capilar, lo cual mejora la movilización de hidrocarburos y recuperación de la carga. En campos donde hay abastecimiento de agua limitado, fluidos de fractura especializados pueden ofrecer acondicionamiento de agua en el sitio de la operación. También se usan sistemas de control de bacterias con rayos UV, lo cual ayuda a minimizar el uso de bactericidas químicos. Dependiendo de la mineralogía del yacimiento, la permeabilidad y los fluidos de la formación, el fluido de terminación puede requerir aditivos adicionales, como inhibidores de incrustación, inhibidores de hierro, ácidos especializados, apuntalantes especializados y/o agentes de control del agua. La reducción de químicos tóxicos usados en los tratamientos brinda una mayor oportunidad de reciclaje del agua de tratamiento y reduce la necesidad de abastecimiento.

Fracturamiento híbrido

Los tratamientos híbridos combinan los beneficios de los Fracturamientos con agua y gel: un fracturamiento inicial con agua usa altos volúmenes de fluido y altas tasas de inyección para generar una red de fracturas, mientras se controla el crecimiento de la fractura, y en seguida se inyecta gel reticulado con

altas concentraciones de apuntalante altamente resistente a la compresión para alcanzar máximas longitudes y optimizar la conductividad y de la fractura a largo plazo. Los Fracturamientos híbridos son necesarios en formaciones como Haynesville/Bossier (Fig. 34) en donde las condiciones extremas de yacimiento extremas requieren fluidos fracturantes especiales que puedan mantener las propiedades se los componentes del fluido, sobre todo a altas temperaturas.

Apuntalante

El apuntalante extiende el radio efectivo por medio de mantener abierta las principales fracturas y maximizando la exposición de la formación. El apuntalante se asienta rápido, formando una almohadilla multicapa conductiva en el fondo de la fractura y dejando tras de canales abiertos altamente conductivos. Las porciones no apuntaladas pueden constituir una parte importante del sistema de fracturas. El apuntalante cerca del pozo no es deseable, porque evita la propagación y la extensión del crecimiento de la fractura en las regiones más lejanas al pozo, y puede evitar el desarrollo de una conductividad sostenida de los canales abiertos.

La elección del apuntalante puede afectar también a la productividad y conductividad inicial, y la viabilidad de la producción, por lo que todos estos factores deberían ser considerados en la optimización de la selección del apuntalante. La máxima concentración de apuntalante en la fracturas en lutitas es

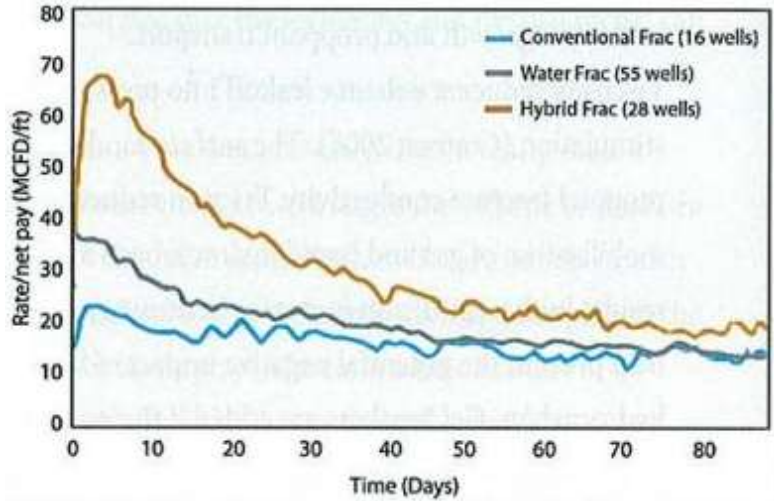


Fig. 34. Comparación de la respuesta promedio de la producción inicial en distintos tratamientos de fractura aplicados en la lutita de Bossier.

usualmente dependiente del espesor de la fractura generada, lo cual es controlado por medio de la tasa de bombeo y la viscosidad del fluido. Para proveer apuntalamiento adicional en las fracturas inducidas, el grosor de la fractura debe ser de aproximadamente 1.5 veces el máximo diámetro de grano del apuntalante. Debido a que la permeabilidad de la matriz de la roca es extremadamente baja (0.0001 a 0.001 md), la conductividad de la red de fracturas debe estar entre 20 md—ft a 50 md—ft. Muchas de las fracturas creadas permanecen abiertas y conductivas aun sin apuntalante y algunos pozos han alcanzado producciones comerciales sin apuntalante, o con 5000 a 10000 lbm de apuntalante (muy poco). Sin embargo la creación de largas redes de fracturas o la creación de un gran número de pequeños intervalos fracturados en un solo pozo puede requerir hasta 200 000 lbm de apuntalante y producir mucho mayor volumen de hidrocarburos.

La tendencia en el tipo y medida de apuntalante usado en las terminaciones en arcillas ha sido el de tamaño pequeño (malla 100 de arena) debido a la mala capacidad de transporte causada por la baja viscosidad del tratamiento con agua. Los apuntalantes pequeños permiten bombear mayores cantidades de apuntalante por galón, resultando en fracturas más apuntaladas, los apuntalantes de malla fina son menos deseables para puentear y empaclar las fracturas.

Las arcillas más suaves, en las cuales el empotramiento del apuntalante puede ser significativo, llegan a requerir mayores cantidades de apuntalante para alcanzar la misma conductividad de fractura que en lutitas más duras. En yacimientos con altas presiones de cierre, se pueden usar apuntalantes cerámicos de alta resistencia a la compresión, como en porciones del play de Eagleford. En yacimientos profundos con altas presiones y altas temperaturas (>350°C), por ejemplo el play de Haynesville, las altas temperaturas aumentan las tasas de reacciones químicas entre los apuntalantes de alta resistencia al esfuerzo y la formación. También los fluidos del yacimiento pueden reaccionar con el apuntalante. Los apuntalantes recubiertos con resina pueden ser una buena alternativa debido a la lenta degradación térmica y diagénesis del apuntalante.

El volumen de tratamiento y tasa de bombeo están basados en la longitud y espesor de la fractura deseadas así como en la complejidad en la región cercana al pozo. El número y espaciamiento de las fracturas hidráulicas dentro de cada etapa es parcialmente función de la longitud del pozo horizontal y del área de drenaje. Basado en la anisotropía de los esfuerzos, el espaciamiento de los puntos de fractura

(diseño), tasa de bombeo, los fluidos y apuntalantes pueden ser variados a lo largo del pozo horizontal para controlar (incrementar o disminuir) la complejidad de la fractura.

1.6.9. Optimización de la producción

Generalmente hay una mala correlación entre los parámetros derivados de registros y la producción, debido a la baja exposición del yacimiento antes de la estimulación y encontrar correlaciones métricas con información de la producción es muy difícil. Todos los yacimientos de lutitas tienen muy baja permeabilidad, bajo espesor y composición que varía de forma vertical y lateral. En la mayoría de los yacimientos de lutitas de EU el contenido de gas por volumen de arcilla (scf/ton) es el parámetro más comúnmente usado para normalizar los valores de la producción y terminación. Este parámetro puede ser determinado por análisis de densidad bulk, de contenido de gas y cálculos de espesor del yacimiento, sin embargo, la variación en la composición de las arcillas complica este análisis. Los estudios de la terminación en EU han encontrado que en la mayoría de las formaciones en lutitas, el volumen total de fluido bombeado y el volumen estimulado del yacimiento (SRV) son los parámetros más consistentes y viables para predecir la producción.

El volumen estimulado del yacimiento es definido como el volumen se define como el volumen de microsísmica 3D, es decir el producto del área estimulada medida por medio de mapeo microsísmico por el espesor de la lutita. El SRV es usado como un parámetro de correlación para el desempeño del pozo en yacimientos en lutitas, donde los conceptos convencionales de fracturas media simple y de conductividad de la fractura, son insuficientes para describir el desempeño de la estimulación. El tamaño de SRV es fuertemente impactado por el espaciamiento de las fracturas, el volumen inyectado, la tasa de inyección, la viscosidad, el volumen de apuntalante y puede ser relacionado con el volumen total de fluido inyectado, la productividad y el drenaje (Fig. 35). Grandes volúmenes de fluido fracturante incrementan la exposición del yacimiento y el potencial para afectar a las partes del yacimiento que tienen alta porosidad y alta permeabilidad. Este descubrimiento es apoyado por el mapeo microsísmico, el cual muestra grandes volúmenes de tratamiento de fractura incrementa el SRV, y que grandes SRV corresponden a producciones incrementadas. Esta hipótesis es también apoyada por medio de correlaciones entre el número de eventos de presión que fueron experimentados durante el tratamiento, los cuales representan la de

desviación de los fluidos fracturantes dentro de las zonas altamente presurizadas y la producción. El espaciamiento de los pozos para crear superposición de los SRV puede producir altas densidades de fractura y altos factores de recuperación.

Estos resultados son apoyados por un principio central en el desarrollo de las lutitas, es decir: maximizar la exposición del yacimiento optimiza la producción. La exposición del yacimiento puede ser incrementada a través de una variedad de técnicas individuales o combinadas de perforación y terminación, incluyendo pequeños espaciamientos de pozo, perforación horizontal y multilateral y estimulación. El análisis de costos y beneficios usando modelos de yacimiento deben ser corridos para determinar la viabilidad económica del incremento de los volúmenes de estimulación contra el punto en el cual hay una disminución del retorno.

La producción temprana de gas en muchos plays de lutitas es dominada por flujo darciano del gas libre almacenado en la red de fracturas de alta permeabilidad. Algunos cuantos pozos horizontales en Marcellus y Haynesville han experimentado tasas de producción inicial que superan los 20 MMscf/D. En esta etapa de producción, el espaciamiento entre fracturas y la permeabilidad de las mismas es un criterio clave. El gas libre almacenado en la materia orgánica y en la microporosidad en la matriz no orgánica pueden seguir flujos de difusión no darcianos, debido al efecto de resbalamiento (Wang y Reed, 2009). Como las presiones del yacimiento en la matriz caen de la presión de Langmuir, ocurre la desorción. En esta etapa de producción las fracturas se extienden y la permeabilidad de fractura es clave. Debido a que las fracturas tienen capacidad de almacenamiento limitada, las tasas iniciales de declinación aumentan abruptamente y eventualmente se estabiliza al tiempo que el gas libre en la matriz y la desorción comienzan a dominar la producción. Los pozos en lutitas típicamente experimentan declinaciones de entre 65% a 75% en el primer año durante la producción de gas libre, seguidas por lentas declinaciones cuando el flujo de gas es dominado por la tasa de difusión desde la matriz hasta las fracturas inducidas. En algunos yacimientos de lutitas después de 3 a 5 años de producción y sin reestimulación, la tasa de flujo promedio para pozos horizontales está en el rango de 200—400 Mscf/D con una declinación de aproximadamente 10% al año. La producción menos en algunos yacimientos como en Marcellus.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

La cantidad de gas libre producido desde la matriz comparada con la producida por la desorción es función de las propiedades de la lutita y puede variar significativamente, aunque una buena exposición del yacimiento a las fracturas puede favorecer a la producción de gas adsorbido. La cantidad de gas liberada es proporcional al área creada en el tratamiento. La succión de imbibición se presenta en algunos yacimientos, por ejemplo en Haynesville y Barnett, <50% del agua de fractura regresa durante la producción. El comportamiento de los yacimientos de gas seco en lutitas es menor que el de los yacimientos convencionales es distinto debido a que se tiene un fuerte pico inicial acompañado de una declinación (lenta o rápida) mientras el gas desorbido repone al de las fracturas naturales. La expectativa de vida para los pozos de shale gas puede exceder los 50 años. Pozos productores de gas biogénico como los de Antrim y Nueva Albania, comúnmente tienen altas saturaciones de agua y producciones iniciales dominadas por agua con pequeñas cantidades de gas (similares a los yacimientos de tipo coalbed).

Mientras la presión del yacimiento declina con continua producción de agua desde el sistema de fracturas naturales, el gas desorbido de la matriz y la producción de gas incrementa, mientras que la producción de agua decrece. La producción de gas, eventualmente alcanza picos o platos por algunos periodos de tiempo antes de declinar a una tasa controlada por parámetros clave del yacimiento. El comienzo de la producción en un play de lutitas requiere de procedimientos especializados para el inicio que tengan un impacto directo en la producción. Estos procedimientos deben ser diferentes debido a la mineralogía, las condiciones del yacimiento y el diseño de la terminación de pozos. Si las operaciones no son las apropiadas, el pozo puede sufrir daño en la producción a largo plazo. Más aun, es imperativo tener procedimientos de inicio de la producción rigurosos.

Reducción de los costos de fracturamiento

El mejoramiento de las eficiencias operacionales en todos los aspectos de los procesos de perforación y terminación contribuye a la reducción de los costos de operación y mantenimiento dentro de los límites económicos que gobiernan el desarrollo de los plays de lutitas y es clave para su desarrollo exitoso. Los aspectos económicos de los play y de los campos requieren que los operadores busquen métodos de operación más eficientes. Las ventajas de plataformas que permiten perforar pozos múltiples son que 1) permiten operaciones simultáneas y algunas

empresas ofrecen el servicio de 24 horas, 2) esto requiere una sola tubería de conexión, y 3) esto reduce la huella operacional y el impacto al medio ambiente.

Equipos de fracturamiento

Hoy en día existen equipos de fracturamiento que permiten perforar, disparar, fracturar, terminar y producir simultáneamente por medio de plataformas multipozo. Las estimulaciones se hacen desde una localización remota a los pozos, en la cual están centralizadas las conexiones superficiales y conectadas entre si. El hecho de que estén en una localización todos los equipos de fractura, minimiza la necesidad de movimiento de equipo, el personal y los materiales entre pozos, especialmente en localizaciones estrechas. El equipo de fractura consta de componentes individuales que se pueden ajustar a las necesidades, y trabajan las 24 horas. Los equipos son controlados de manera remota. Las eficiencias del equipo son 1) una administración de los volúmenes de materiales en tiempo real (apuntalante y químicos líquidos), 2) un diseño eficiente en el sistema de manifold que elimina las múltiples conexiones de mangueras, reduciendo el potencial de fugas y los riesgos que estas implican, 3) reducida complejidad de los sistemas individuales, incrementando la viabilidad y facilidad de las operaciones, y 4) minimiza el impacto ambiental por medio de la reducción de su huella, niveles de ruido y emisiones de carbón por medio de su uso de combustibles alternativos, como electricidad o GNL. El uso de un sistema de recuperación de agua provee los medios para recuperar, acondicionar y reutilizar los fluidos utilizados en los Fracturamientos, incluyendo el tratamiento de agua de reflujo y agua de la formación.

Las eficiencias de la perforación y la terminación pueden aumentar por medio de la implementación de un centro de operación remota. Estas instalaciones permiten el acceso a especialistas de perforación y registros en tiempo real, con la finalidad de detectar problemas y alertar a los operadores de los equipos de perforación o fractura. Esta capacidad es primordialmente importante durante la geonavegación en operaciones de perforación de pozos laterales en pozos de desarrollo en los cuales las mediciones de LWD se utilizan para mantener la trayectoria del pozo dentro de la zona productiva para evitar zonas con agua cercanas. Durante la fase de terminación el centro de operación remota puede ajustar los volúmenes de fluido fracturante necesarios para incrementar la exposición del yacimiento y monitorear los datos microsísmicos para evaluar la efectividad del tratamiento (es



Fig. 36. Tratamiento de fracturamiento simultaneo.

decir el número y tamaño de las fracturas y su área de extensión) cerca y lejos del pozo. La eficiencia también es llevada en tiempo real por medio de compartir datos de las distintas operaciones (perforación, registros y terminación). En estos casos resulta útil contar con un mismo proveedor de servicios de perforación y terminación con la finalidad de tener acceso rápido

y compartido de los datos de operación y facilitar el entendimiento de lo que está ocurriendo con el yacimiento.

En general los plays de shale gas requieren de un programa de trabajo ampliamente integrado al igual que los plays convencionales, sin embargo en los primeros es una condición crítica ya que el riesgo de operación asociado a la operación es mayor y una mala decisión puede echar abajo el aspecto económico.

El uso de pozos adyacentes para incrementar la exposición del yacimiento

Las técnicas de fracturamiento simultáneo y en cremallera son la evolución natural en el uso de equipos de perforación multipozo con la finalidad de incrementar las eficiencias de la perforación y terminación y reducir la huella en el medio

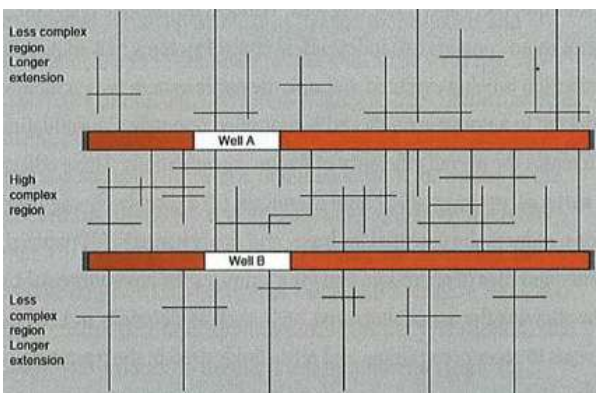


Fig. 37. Los fracturamientos simultáneos y en cremallera sirven para incrementar la complejidad de fractura entre pozos adyacentes.

ambiente de los desarrollos de shale y tight gas (Fig. 36). El objetivo de estos métodos es incrementar la complejidad de fractura, es decir, producir fracturas múltiples y poco espaciadas entre sí para maximizar las tasas de recuperación y los factores finales de recuperación. En lugar de

fracturar pozos individuales en forma secuencial, dos o más pozos adyacentes pueden ser estimulados

con los mismos equipos de forma simultánea o alternada (en cremallera). La presión de fractura puede ser sostenida en un pozo mientras el otro se está fracturando. El patrón de esfuerzos establecido en la presión de inyección crea fracturas adicionales entre pozos adyacentes (Fig. 37) maximizando la exposición del yacimiento. Estas técnicas resultan en un alto SRV (Fig. 38). Distintas compañías operadoras activas en el desarrollo de lutitas han tenido buenos resultados con los métodos de fracturamiento simultaneo y la perforación de pozos adyacentes, optimizando la cantidad de personal, equipos y producción mientras reducen costos, tiempos de no producción asociados con el desmantelamiento de equipos y traslado a otras localizaciones.

Monitoreo de fracturas y diagnostico posterior

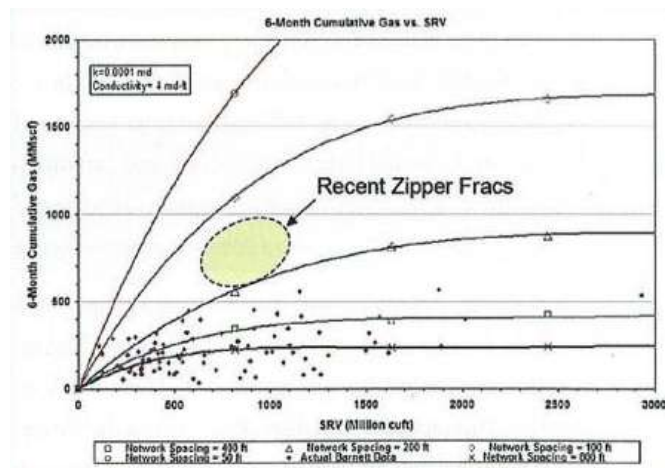


Fig. 38. SRV vs producción acumulada de seis meses, para distintos espaciamientos de fractura en la lutita de Barnett. El incremento de la complejidad de fractura resulta en mayor producción para un SRV equivalente (Warpinski, 2009).

Existen diversas herramientas para el diagnóstico del fracturamiento para los pozos en lutitas, la Fig. 39 los resume y pone de manifiesto las limitaciones e incertidumbre asociadas. Los métodos principales son el mapeo microsísmico, los registros de temperatura, el escaneo de trazadores y los registros de producción.

El mapeo microsísmico monitorea las regiones distantes del pozo mientras que los sensores de fibra óptica sensibles a temperatura, los trazadores y los registros de producción monitorean la región adyacente al pozo.

Mapeo microsísmico de fracturas (MSM)

El MSM es usado para evaluar la efectividad total de la estimulación durante y después del tratamiento. Esta técnica puede mostrar si las fracturas están centradas en la zona adyacente al pozo, si hay crecimientos asimétricos o los lugares donde no ha ocurrido un crecimiento efectivo de fracturas. Provee un mapa de la geometría

Capítulo 1: Soluciones holísticas

GROUP	MAGNETIC	MAIN LIMITATIONS	ABILITY TO ESTIMATE						
			Length	Height	Width	Azimuth	Dip	Volume	Conductivity
Indirect	Well Pressure Analysis	Modeling assumptions from reservoir description							
	Well Testing	Need accurate permeability and pressure							
	Production Analysis	Need accurate permeability and pressure							
Direct, near-wellbore	Radioactive Tracers	Depth of investigation 1'-2'							
	Temperature Logging	Thermal conductivity of rock layers skews results							
	HT	Sensitive to i.e. changes in tubulars							
	Production Logging	Only determines which zones contribute to production							
	Borehole Image Logging	Run only open hole - information at wellbore only							
	Downhole Video	Mostly cased hole - info about which perf contribute							
Direct, far field	Caliper Logging	Open hole, results depend on borehole quality							
	Surface Tilt Mapping	Resolution decreases with depth							
	OH Offset Tilt Mapping	Resolution decreases with offset well distance							
	Microseismic Mapping	May not work in all formations							
	Treatment Well Tiltmeters	Frac length must be calculated from height and width							

Fig. 39. Metodos para evaluar al tratamiento de fractura, ventajas y desventajas.

de las fracturas inducidas (azimut, asimetría y buzamiento), la extensión de las fracturas (espesor y longitud), la densidad y la complejidad (geometría) del fracturamiento, y la vista de sección de cruce para evaluar la geometría (Fig. 39). El resultado es usado para optimizar el crecimiento de la fractura, es decir, determinar la óptima orientación, espaciamiento, tasa de bombeo,

viscosidad del fluido y volumen de este.

El MSM está basado en la detección de la microsísmica (microtemblores) que es inducida por los cambios en los esfuerzos e incrementados por la presión de poro producida por los altos volúmenes y tasas de inyección de fluidos. El esfuerzo incrementado causa deslizamiento (falla) de planos débiles preexistentes en la formación, por ejemplo fracturas naturales que generan eventos microsísmicos compresionales y de corte (ondas P y S), que son detectados por geófonos o acelerómetros triaxiales ubicados en uno o más pozos de observación. El empleo del monitoreo en dos pozos de observación para pozos horizontales largos reduce la incertidumbre direccional inherente a el monitoreo de un solo pozo. En el caso de que la fractura se haga sin apuntalante, la herramienta puede ser directamente posicionada en el pozo tratado.

El mapeo microsísmico conducido en tiempo real durante el fracturamiento puede identificar problemas en el tratamiento, por ejemplo longitud de crecimiento de fractura indeseado dentro de una formación adyacente no productiva, lo cual puede ser corregido en el momento por medio del ajuste de parámetros (tasas y volumen de bombeo) o el cierre de una de las etapas para contener la longitud de la fractura dentro de la zona objetivo. Los datos de longitud de fractura son usados para optimizar la profundidad de los intervalos de fractura, determinar si se necesitan más etapas o si se deben combinar y ajustar las tasas de bombeo de fluido y

apuntalante. Los datos de cada etapa son analizados, correlacionando los resultados microsísmicos con geología y producción para optimizar las variables para cada etapa subsecuente y así crear largas redes de fractura que aumenten el SRV. El mapeo microsísmico en tiempo real mejora la economía de la producción, reduce los costos de la terminación y ayuda a incrementar la productividad del yacimiento.

El monitoreo del crecimiento de la fractura durante el programa de pozos piloto o en el desarrollo temprano puede determinar la distribución de las fracturas entre las zonas perforadas, la orientación, longitud y complejidad para un tratamiento dado. Esto ayuda a los operadores a determinar si el tratamiento es el adecuado y la determinación de los espaciamientos necesarios para los futuros pozos para aumentar el drene. Esto ayuda a dirigir rápidamente la optimización de la terminación de pozos futuros, y reduce la curva de aprendizaje, lo cual resulta en menores costos a largo plazo. El mapeo también puede indicar la presencia de fracturas y fallas naturales, asimetría de fracturas, crecimiento preferencial en distintas zonas de la terminación y puede confirmar la presencia o ausencia de barreras verticales a las fracturas para ayudar a asegurar que el fracturamiento quede confinado dentro del yacimiento y así evitar la entrada de agua de formaciones adyacentes (Fig. 40). Las dimensiones de la fractura inducida pueden ser correlacionadas con las variables del tratamiento, como el volumen, gasto y selección del fluido. Esta información es usada para calibrar el diseño de la estimulación, en particular para la localización y espaciamiento de futuros pozos para minimizar las áreas no estimuladas y evitar el traslape que resulta en pérdida de reservas y de drene. La calidad y el valor del mapeo está influenciado por 1) la litología/mineralogía de la lutita, 2) la presencia de fracturas y/o fallas naturales y 3) el número y localización de los pozos de observación relativos al pozo tratado.

Registros de temperatura

Los sensores de temperatura de fibra óptica distribuidos (DTS) proveen continuos perfiles de temperatura en la entera longitud del pozo durante el tratamiento de estimulación. El DTS mide los cambios en la temperatura del pozo causada por la inyección de fluidos más fríos de la estimulación. Esta información provee indicaciones cualitativas y cuantitativas de la distribución de fluidos a lo largo de las zonas tratadas. La información en tiempo real permite la optimización inmediata del tratamiento y post tratamiento así como una ayuda en tratamientos posteriores. Los análisis de los datos de los lapsos de tiempo de las variaciones de T

Capítulo 1: Soluciones holísticas

proveen información de la velocidad y profundidad del fluido, lo cual se usa para evaluar la distribución de la inyección y la identificación de los puntos de entrada. Los trazadores termales son usados para observar el bombeo del fluido y la ubicación de los tratamientos multizona. Los datos en tiempo real de la ubicación del fluido permiten un uso optimizado del mismo.

Evaluación con trazadores

Es una evaluación con un trazador radioactivo que se ponen en el apuntalante, el cual es detectado por medio de herramientas de rayos gamma espectrales. El software de interpretación provee la identificación espacial del trazador y permiten computar las concentraciones del apuntalante y los espesores de fractura asociados. La evaluación con trazadores permite tener datos de alta resolución mostrando que disparos están abiertos al momento del tratamiento y cuáles no. Sin embargo, debido a que las herramientas de investigación tienen profundidades someras de investigación no siempre pueden proporcionar lecturas precisas de la profundidad y crecimientos lejanos de las fracturas. Para mejorar este aspecto de los trazadores, en la actualidad se están investigando mejoras.

Registros de producción post—tratamiento

Después del tratamiento de fractura, los registros de temperatura, junto con los de producción, son usados para determinar la efectividad del tratamiento por medio de identificar los puntos de entrada y midiendo el flujo. El arreglo de registros de producción como el Spinner—capacitancia—resistividad, miden el colgamiento de los hidrocarburos y el agua para determinar cuáles y cuantos fluidos están siendo producidos. Cuando la producción declina, estos registros pueden identificar los intervalos a volver a tratar, por ejemplo los que aportan baja producción o que están completamente tapados. La evaluación post terminación relacionada con los datos de producción y de microsísmica en el modelo petrofísico de registros puede explicar las variaciones en la zona productiva, por ejemplo la riqueza orgánica relativa, la fragilidad de la roca, en combinación con diversos factores, los cuales permiten al operador hacer ajustes para mejorar la productividad.

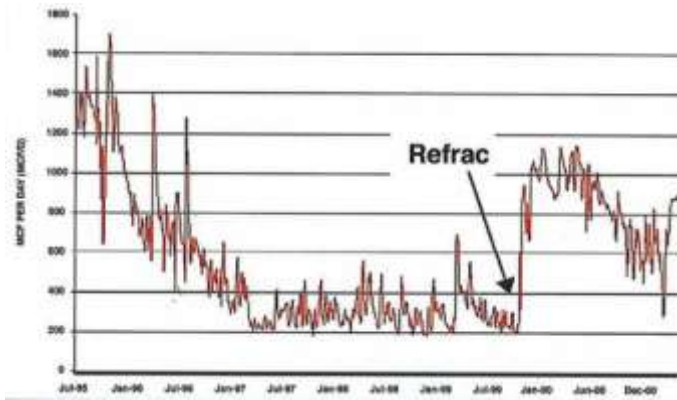


Fig. 41. Gráfica de declinación que muestra el impacto del refracturamiento en la producción.

producción pueden ser usados para acotar el análisis de producción. Si el mapeo es correctamente ejecutado, puede servir para validar el modelo de yacimiento y los datos de producción pueden ayudar al análisis de cada etapa.

Refracturamiento

El proceso de selección de candidatos para refracturamiento es crítico en el desenvolvimiento económico. Los programas de refracturamiento están diseñados para identificar y volver a terminar los pozos con bajo

desempeño y así incrementar la productividad. Los trazadores radioactivos y mapeos microsísmicos sugieren que entre el 5% y 30% de las zonas originalmente señaladas para estimulación que usan estimulación de entrada limitada, sufren bypass o estimulación inefectiva. La restimulación puede añadir SRV e incrementar el FCI en casos donde los esfuerzos de campo han cambiado desde el tratamiento. La re-estimulación puede aumentar la producción de un 30% a un 80% la producción en pozos verticales (Fig. 41), y puede añadir un 50 a 100% de reservas recuperables (Fig. 42). En las lutitas de Barnett, aproximadamente 8—10% del gas original in situ (OGIP) es producido por

El monitoreo en tiempo real y post fractura y el diagnóstico representan un elemento crítico en el bucle de retroalimentación (optimización) usado continuamente para mejorar las producción del pozo y del campo. Los datos de las herramientas de diagnóstico de fractura como el mapeo microsísmico y los registros de

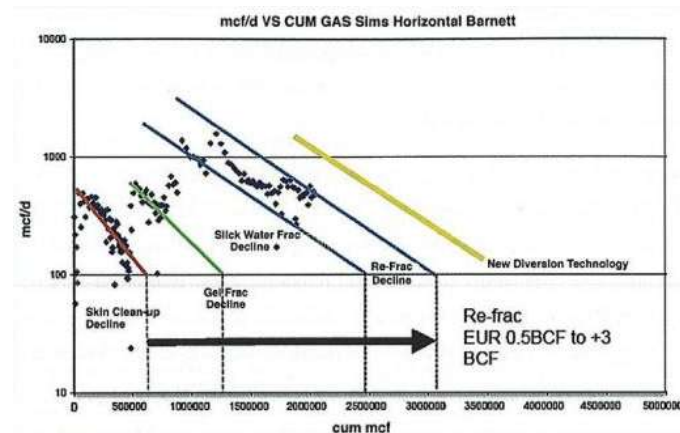


Fig. 42. Gráfica que muestra la historia de producción y el impacto del refracturamiento en la estimación de la recuperación final.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

la estimulación original. Con el refracturamiento hidráulico las reservas pueden aumentar de 16%-20% de OIGP.

La restimulación puede consistir en refracturar las zonas terminadas originalmente (remediación) que pudieron sufrir pérdida de conductividad de fractura o zonas previamente no identificadas o no estimuladas, o que sufrieron bypass debido a la proximidad con formaciones adyacentes. La colocación de disparos adicionales en las secciones no estimuladas del pozo lateral contribuye a mejorar la producción. Por ejemplo los tratamientos de refractura han demostrado efectividad para estimular fracturas longitudinales perdidas en el fracturamiento original en los pozos horizontales de Bakken en los pozos del campo Elm Coulee.

Una variedad de factores contribuye a que la producción decline después de su terminación inicial, incluyendo el decaimiento natural, la pérdida de conductividad y la falla de equipos. La reestimulación incrementa la longitud de las fracturas, y restaura la conductividad de las zonas adyacentes al pozo que pudieron ser dañadas por migración de finos, residuos de gel e incrustaciones; o el taponamiento por paquetes de apuntalante (molido de apuntalante o diagénesis), detener el flujo de vuelta del apuntalante o sellar los intervalos productores de agua. En cuanto a la conductividad existen numerosos productos para mejorar la conductividad los cuales evitan la migración de finos, bloqueo de apuntalante y los efectos de incrustación y diagénesis del apuntalante que han probado restaurar de manera satisfactoria la conductividad y mejorar el sostenimiento de la producción a largo plazo. Los datos de producción que siguen a las reestimulaciones sirven para mejorar los modelos petrofísicos y de estimulación para optimizaciones adicionales y recalcular la recuperación final.

Los procesos de refracturamiento incluyen una revisión de la historia del pozo y su producción para identificar problemas obvios o ineficiencias del tratamiento original. Los métodos de diagnóstico incluyen las pruebas de pozo, registros de producción y mapeo microsísmico, lo cual ayuda a determinar áreas con bajo rendimiento. A menudo se usa el registro de neutrón pulsado para determinar las nuevas zonas para la terminación.

A los candidatos a refracturamiento se les aplica una prueba inyección de fractura que es económica y predice los beneficios del refracturamiento en la producción. Esta prueba ha sido desarrollada como una alternativa a las pruebas de presión; es

usada antes del tratamiento para determinar 1) determinar si la fractura preexistente aun está abierta o está dañada, 2) estima la longitud efectiva y la conductividad de las fracturas preexistentes, 3) define la permeabilidad del yacimiento y 4) determina la presión promedio del yacimiento. Las zonas a probar son aisladas con tapones y se procede a inyectar nitrógeno o algún líquido.

La caída de la presión es analizada para identificar una fractura preexistente y para determinar si esa fractura está dañada. Si hay suficientes datos disponibles, el análisis también puede proveer estimaciones de la longitud media de la fractura, conductividad, presiones de fondo y permeabilidad del yacimiento. Generalmente se aplica un análisis de redes neuronales ampliamente basado en el campo, practicas pasadas y parámetros de pozo para determinar que pozos tienen mayor probabilidad de respuesta al refracturamiento. Sin embargo la selección de candidatos para reestimulación ha sido generalmente pobre, y en el pasado a menudo ha sido poco exitosa. Esto se debe a que múltiples zonas o yacimientos apilados han sido tratados como un mismo yacimiento mezclado en términos de propiedades y potencial de refracturamiento, en vez de ser evaluados y tratados individualmente. La experiencia ha demostrado que analizar cada intervalo individualmente alcanza un mayor éxito económico. También, se han introducido nuevos fluidos y apuntalantes desde que los restimuladores convencionales han demostrado no ser satisfactorios.

Donde la producción de agua es un aspecto a tener en cuenta, diferentes soluciones que están disponibles dependiendo del nivel del problema. Se puede añadir un modificador de permeabilidad relativa al agua en el fracturamiento inicial o en la reestimulación, así como polímeros reticulados y agentes químicos que son inyectados a la formación.

Optimización

Es la clave de las soluciones holísticas para asegurar la viabilidad económica de los yacimientos de lutitas, y reducir la curva de aprendizaje. Representa la integración total de todos los flujos de trabajo presentes en este trabajo y provee la confirmación estadística de que los flujos de trabajo y diseños de la perforación, terminación y estimulación son los más ventajosos para explotar las lutitas gasíferas.

Capítulo 1: Soluciones holísticas

Los datos de los pozos piloto iniciales se usan para evaluar con escenarios “y si” y cuando un nuevo pozo es perforado, completado y estimulado, los datos derivados retroalimentan la evaluación para determinar el capital de inversión ideal y ajustar el plan de desarrollo. El proceso de optimización sopesa cuidadosamente la salida de capital para los programas de perforación, terminación y estimulación contra el índice de productividad, la producción acumulada y las reservas recuperables.

El proceso de optimización incluye los siguientes aspectos:

- Flujo de trabajo de perforación. Identifica la aplicabilidad de programas de perforación horizontales contra verticales, incluyendo perforación (selección de barrena y fluido) y posicionamiento de pozo (planeación direccional y herramientas de fondo).
- Diseño de los programas de terminación y estimulación. Estos diseños son revisados y comparados con los creados para campos análogos.
- Pronóstico de producción. Los diseños de terminación y estimulación son usados para desarrollar un modelo simulador de pozo para pronosticar el desempeño de la producción. La comparación histórica y correlación del modelo con la producción inicial, declinación y reestimulación así como con la recuperación final estimada sirven para su calibración. Se deben considerar ciertas condiciones en la evaluación, como capacidades de producción, equipo de fracturamiento, disponibilidad del apuntalante, gastos de capital, manejo de agua, localizaciones de pozo y presiones de superficie.
- Evaluación de escenarios de pozo. El modelado de la producción es usado directamente para predecir el desempeño de la misma usando una variedad de criterios, incluyendo índice de productividad y declinación, configuraciones de casing, tubing y de la cabeza de pozo, concentración del apuntalante, disparos, desempeño de fracturas verticales contra longitudinales, etapas, tasas de bombeo, equipo de fondo, espaciamiento, pozos verticales contra horizontales y tipo de fluido.
- Identificación del óptimo desarrollo del flujo de trabajo. Debe determinarse la óptima construcción, terminación y estimulación de pozo para el programa de desarrollo. El programa es continuamente actualizado con la información de estas operaciones.

La optimización provee los siguientes beneficios a los operadores:

- La predicción de un rango de posibles resultados antes de la implementación de proyecciones económicas en el campo.
- Un mejor entendimiento de cómo reacciona el sistema a diferentes opciones de terminación y estimulación.
- Mejoramiento de la producción.
- Menores costos unitarios (BOE o MCF).
- El análisis costo—beneficio identificara las soluciones con los costos más bajos para la mayor recuperación de hidrocarburos.

1.6.10. Soluciones ambientales

Los principales aspectos ambientales en el desarrollo de shale gas son:

- La administración del agua: a) suministro, obteniendo los volúmenes necesarios de agua y transportarlos hasta los pozos mientras se evita afectar los suministros locales. b) la recuperación y el tratamiento de agua permiten su reutilización conforme a las regulaciones del gobierno.
- Minimizar los impactos en la calidad del agua y del aire.
- Minimizar los impactos en el suelo, como disturbios y trastornos que involucra el equipo pesado, el transporte de fluidos y suministros y en el pozo la disposición de los residuos sólidos.

La tabla 14 presenta algunos servicios para reducir los impactos ambientales.

Tabla 14. Soluciones medioambientales
Aditivos químicos libres de hidrocarburos
Tecnología química del fluido de fractura que permite el reúso del agua de retorno
Recuperación del agua del fluido de perforación
Estabilización de sólidos
Control de bacterias
Reciclaje del agua
Tratamiento de recortes y reciclado del agua

Salud y Seguridad industrial

En la actualidad se busca producir un menor impacto ambiental en las operaciones de perforación, terminación y tratamiento, por lo que se están desarrollando

Capítulo 1: Soluciones holísticas

alternativas menos riesgosas de aditivos, sobre todo los que tienen que ver con el fracturamiento, como químicos de grado alimenticio, polímeros secos y biocidas de luz ultravioleta. También el uso de tecnologías nuevas permite reciclar el agua no potable de reflujo en el fracturamiento y agua producida por la formación.

Manejo del agua

Para el desarrollo exitoso de un play de lutitas es crítico el contar con suministros de agua dulce para la perforación y el fracturamiento; en la siguiente tabla (Tabla 15) se ejemplifica volúmenes requeridos por pozos de distintos play. La disponibilidad de suministros adecuados de agua varía con las condiciones climáticas regionales. En algunos plays, como Marcellus, el costo adquisitivo y de transporte del agua al pozo (por medio de tuberías y pipas) y la remoción y eliminación de los sólidos y agua usados, puede contribuir significativamente a los costos.

Play de shale gas	Agua de perforación gal x1000	Agua para fracturamiento gal x1000	Total gal x1000
Barnett	400	2300	2700
Fayetteville	60	2900	3060
Haynesville	1000	2700	3700
Marcellus	80	3800	3880

Agua de reflujo

Aproximadamente entre el 10% y 40% del volumen de fluido usado en el fracturamiento regresa durante las subsecuentes etapas de limpieza. Ese volumen que va acompañado de producción de hidrocarburos, puede ser significativo. La administración y disposición de grandes volúmenes de fluidos es un reto importante. El volumen de corte o fluido de reflujo y el agua producida por pozo hace necesario desarrollar métodos para tratar y reciclar estos fluidos para permitir la reutilización en otros pozos, en vez de desecharlos, particularmente con la premisa de que los suministros de agua dulce se reducen. El obtener acceso al agua dulce para las operaciones se ha vuelto un reto que día a día crece.

Agua producida

En la mayoría de los yacimientos en lutitas, el agua producida es generalmente proveniente de acuíferos adyacentes a la formación de lutita y resulta de la extensión de las fracturas dentro de esas formaciones almacenadoras de agua, en lugar de la lutita misma. Este es el caso de la lutita de Barnett, donde las fracturas a menudo se extienden a la formación inferior de limolita de Ellemberg, lo cual resulta en una producción de agua excesiva que añade costos adicionales para el bombeo y desecho de agua. También hay plays donde el gas biogénico (en vez del termogénico), como en las lutitas de Antrim y Nueva Albania, en estos la producción inicial está dominada por agua. En este tipo de pozos la añadidura de aditivos modificadores de permeabilidad relativa al tratamiento de fractura, lo cual ayuda a reducir la producción de agua por medio de alterar la permeabilidad relativa al agua de la matriz, sin afectar al flujo de hidrocarburos. La aplicación en un pozo en la lutita de Barnett, con una producción de 1 MMscf/D y 48 BWP, comparado con un pozo no tratado con 1.4 MMscf/D y 1200 BWP.

Agua de tratamiento

La falta de instalaciones para el agua de desecho, por ejemplo pozos letrina, en algunos plays como Fayetteville y Marcellus, puede resultar en altos para la remoción del agua de fractura. El desalojo con pipa puede variar de \$ 3.71/bbl en Woodford a más de \$ 10/bbl en Marcellus, en Nueva York y Pennsylvania. Esto es altamente dependiente del costo del diesel.

Existen nuevos tratamientos de electrocoagulación en unidades móviles diseñados para remover sólidos suspendidos, aceite y bacterias del agua. Esta tecnología emplea electricidad en vez de químicos, para proveer una opción amigable con el medio ambiente y reacondicionar el agua a una tasa de 20 bbl/min. El proceso genera agua limpia adecuada para las operaciones de perforación y producción. La operación es escalable y está en función de la cantidad de sólidos disueltos en el agua (TDS). Este método reduce los costos por barril, para el costo de manejo, tratamiento y adquisición.

La reducción de químicos en los aditivos para el tratamiento de fractura también reduce el impacto ambiental y el costo de tratamiento del agua. Esto se refleja en nuevos sistemas de fracturamiento libres de hidrocarburos y eliminación de bacterias con luz UV en vez de biocidas químicos. Minimizando la necesidad de

Capítulo 1: Soluciones holísticas

desecho de agua también se reduce la emisión de carbono asociada con el transporte superficial usado para llevar el agua a las instalaciones de desecho.

Tratamiento de sólidos

En suma a los líquidos residuales que deben ser tratados y/o desechados, están los residuos sólidos, los recortes y apuntalante producido con el refluo. Existen sistemas de secado de sólidos que disminuyen el volumen de desechos, ya sea con procesos base agua o base aceite. En algunos casos el lodo recuperado puede ser reutilizado en otros pozos y los recortes para construir caminos de terracería.

Impactos del desarrollo en la superficie, en las cuencas y en la calidad del aire

El objetivo ambiental primordial en el desarrollo de las lutitas es minimizar el impacto del número de sitios de perforación, la construcción de caminos, el movimiento en superficie, las cuencas locales y la calidad del aire. Un simple pozo horizontal reemplaza 3 o 4 verticales y los equipos de perforación usados en los desarrollos de lutitas típicamente permiten perforar de 6 a 8 pozos. Las ventajas de la perforación horizontal de múltiples pozos desde un solo equipo incluye, 1) disminución de los disturbios en la superficie y la calidad del aire por medio de la reducción del número de rutas de acceso, instalaciones de producción, tuberías, personal, camiones y generación de ruido; 2) permite operaciones “como de fábrica” que mejoran la eficiencia de fracturamiento y de producción, de modo que se optimiza la economía de la producción; 3) permitir el acceso a las zonas objetivas en el yacimiento subrayando la sensibilidad ambiental o las zonas densamente pobladas donde la perforación convencional no es aceptable, o donde hay limitaciones de acceso en la superficie o hay restricciones por la propiedad de tierras.

CAPÍTULO 2: SOLUCIONES ACTUALES Y FUTURAS

En este capítulo se discuten tecnologías que son aplicables a la explotación de yacimientos de Shale gas así como se mencionan los nombres con los que dichos productos aparecen en el mercado. La gama de tecnologías que se aplican en estos yacimientos es grande, lo cual se debe a que como ya se ha recalado, ningún play de shale gas es igual y aun dentro de los mismos plays hay diferencias importantes entre campos, por lo que una combinación de tecnologías que garantizan el éxito en un play, no necesariamente lo garantizan en otros.

El objetivo de este capítulo es direccionar las necesidades tecnológicas para la explotación de Shale gas hacia soluciones específicas presentes en el mercado junto con una descripción breve de las capacidades de estas.

En este capítulo se presentan soluciones específicas para cubrir los requerimientos tecnológicos (presentados en el capítulo anterior) en la explotación de campos de lutitas gasíferas. Es importante enfatizar que ningún play de lutitas gasíferas es igual, ni siquiera dentro de la misma cuenca, por lo cual sería un error aplicar de manera automática una tecnología específica en un campo sin haber estudiado el play ni haber desarrollado un entendimiento de las propiedades desde el nivel micro hasta el macro. Un error en la aplicación de tecnologías, puede tomar años para rectificarse. Las tecnologías presentadas son una gama de soluciones que ofrecen las compañías de servicios petroleros Schlumberger y Halliburton; se tomaron en cuenta a estas empresas por dos razones primordiales: 1) son las principales proveedoras de servicios petroleros a nivel mundial y en México y 2) son las que han coadyuvado de manera central en el desarrollo de plays de Shale gas, ofreciendo las más robustas gamas de tecnologías para el desarrollo de los mismos.

La información se presenta con un aspecto del desarrollo de los plays de shale gas y en seguida se presenta una tabla con un problema a solucionar en la primera columna, después se menciona las características de la solución en la columna dos y finalmente la columna tres y cuatro presentan los nombres específicos de los productos y servicios que ofrecen las compañías Halliburton y Schlumberger para el aspecto tratado. En varios casos existe más de una solución, en otros existen soluciones únicas que presenta alguna de las empresas mencionadas.

2.1. Valoración temprana de pozos/campo más ágil

Administración de volúmenes masivos de datos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Las extensas áreas en donde están los plays de lutitas requieren un gran volumen de datos sísmicos y de yacimiento. Esto, junto con el alto número de pozos requeridos para el desarrollo de los yacimientos de lutitas, demanda un almacenamiento de datos viable y administrable.	Un sistema de administración de bases de datos que almacena todos los aspectos de los datos relacionados de pozo y campo, incluyendo sísmica, mapas computados de pozo y datos de pozo.	Openworks	Petrel E&P Software Platform

Determinar la estructura completa del play

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
imágenes sísmicas detalladas de los intervalos de lutita, sistema de tectónica y deposicional, riesgos de perforación potenciales y barreras de fractura	Procesado 3D e imagen de profundidad de alta frecuencia de largas secciones, datos de sísmica wide azimuth	Seispace/ProMax	Data Processing and Imaging

Determinar las densidades de fractura dentro del play de lutitas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
1) Interpretación adecuada de parámetros clave de la producción en intervalos delgados en lutitas delgadas, incluyendo espesor, porosidad, permeabilidad, densidad y orientación de las fracturas naturales y presión, 2) entendimiento detallado de la heterogeneidad de las facies así como de controles de escala de la cuenca, como un marco tectónico, estratigráfico y del sistema petrolero.	Software integrado para una interpretación de sísmica y de registros precisa de los intervalos de arcilla, la heterogeneidad de las facies, fallas y mapeo escalado de la cuenca que incluye un marco tectónico y sistema deposicional.	GeoProbe, Decisión Space, Geophysics, Modeling, LithoTec	Optimization, Prediction, and Decision Making

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Determinar el espesor de los estratos del yacimiento y fallas sutiles

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Estimación precisa de las propiedades del yacimiento y características de la producción incluyendo porosidad, permeabilidad, densidad y orientación de fracturas naturales, presión, fallamiento y propiedades geomecánicas	Inversión sísmica, análisis de atributos sísmicos pre-stack y post-stack, calibración de sísmica de pozo, presión de poro y análisis geomecánico	Well Seismic Fusion, SpecDecomp, PostStack/PAL, GeoProbe	Reservoir Synthetic Modeling, Reservoir Property Mapping

Optimización de la planeación del campo particularmente tomando en cuenta equipos de perforación y pozos horizontales múltiples

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Optimizar el retorno de los escenarios de planes de desarrollo, incluyendo localizaciones de equipos de perforación en distintas topografías, orientación de pozos, pozos horizontales y espaciamiento lateral. Seguridad de la navegación de pozos en una variedad de riesgos geológicos, incluyendo fallas, cambios en el buzamiento, discordancias, karsticidad y consideraciones anticolidión	la planeación colaborativa de soluciones con el uso de software que permite a los equipos multidisciplinarios evaluar los objetivos, el posicionamiento y optimización de los equipos y la generación de trayectorias de pozo complejas dentro de un contexto de un modelo de interpretación del subsuelo y terrestre	Well Planing Consulting, AssetPlanner, PrecisionTarget, TecPlanner,Field Scenario Planner	Merak Enterprise Planning, Integrated Project Management

Desarrollo estratégico de lutitas y análisis de inversión estratégica

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Amplios escrutinios y análisis a través de las múltiples fuentes de datos y de las fuentes de datos y aplicaciones para informar procesos de revisión iterativa por pozo para optimizar el mejor escenario requerido para el play	un flujo de trabajo automatizado que apoye el ciclo perforar-producir-reparar-producir y un rápido análisis de la historia del campo para la toma de mejores decisiones	Well Review, Management, DecisionSpace for Production, SmartFlow	Well Construction, Field Development and Production Services, Rig Management, Production Accounting Services

2.2. Caracterización

Adquisición (rápida y en tiempo real) de datos críticos para caracterizar lutitas gasíferas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Colectar todos los datos de caracterización del yacimiento, aun durante las conexiones de tuberías, sin pérdida de tiempo del equipo de perforación; mejora de la resolución de datos de evaluación del yacimiento en tiempo real; mejora de la viabilidad de comunicación; reduce la sensibilidad de los sistemas de telemetría a los cambios en las propiedades de los fluidos del pozo	Solución dual, vinculo de alta velocidad entre las herramientas de superficie y las del fondo del pozo; la señal es llevada por medio de la propagación de ondas electromagnéticas a través de la tubería de perforación y la roca de las formaciones, y es detectada en la superficie como un potencial de bajo voltaje entre la cabeza del pozo y electrodos remotos; a grandes profundidades, se usan repetidores para incrementar la señal; provee información rápida y comprensiva del yacimiento, sin importar el tipo de fluido utilizado	ZoomXM Telemetry Suite	E-Pulse XR Electromagnetic MWD, TeleScope MWD, PowerPulse MWD

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Lectura profunda y azimutal LWD para optimizar el posicionamiento del pozo, maximizar la producción e incrementar la recuperación final

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Posicionar el pozo para asegurar la máxima producción de hidrocarburos en múltiples capas del yacimiento; evitar dudas en la ubicación de la zona objetivo debido a la incapacidad de detectar los límites de la formación	Lectura profunda, medición multifrecuencia que determina la distancia y dirección de los límites de los estratos; detección temprana de acercamiento a la frontera para facilitar la acción correctivas antes de salir del yacimiento; sensibilidad direccional, sensor de geonavegación de lectura profunda combinado con sensor de resistividad compensado multifrecuencia en una sola herramienta	InSite ADR Azimutal Deep Resistivity Sensor	PathFinder Resistivity Services

Imágenes de pozo LWD de alta calidad

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Definir el espesor neto e identificar la posición y orientación de las fracturas; identificar la litología y los tipos de facies; determinar la dirección de rompimiento para el análisis de esfuerzos para estabilidad del pozo; registros preciso en medios Rt/Rm; determinación de puntos de núcleo y entubamiento del agujero	Provisión de imágenes de resistividad de alta resolución para la determinación del espesor neto, análisis de identificación de fracturas y de facies; determinacion de la dirección de fractura a partir de los datos de imágenes; mediciones de resistividad precisas en lodos altamente conductivos y formaciones altamente resistivas; sensores de resistividad en la barrena ayudan que ayudan a la geonavegación por medio de proveer alertas de los cambios de litología y tipo de fluido; reduce el tiempo necesario debido a la toma de registros de imagen de cable	InSite AFR Azimutal Focused Resistivity Sensor	ARI Azimuthal Resistivity Imager, FMI Fullbore Formation MicroImager, OBMI Oil-Base MicroImager, UBI Ultrasonic Borehole Imager, geoVISION Imaging LWD, MicroScope LWD

Estabilidad de pozo y determinación de esfuerzos in situ usando registros sínicos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Inestabilidad resultante de los riesgos geológicos; incertidumbre en la selección de la ventana de densidad optima del lodo; influjo de gas durante la perforación; definición de las propiedades mecánicas de la roca para la perforación y el fracturamiento hidráulico	Registros acústicos con calidad propia de un registro de cable en tiempo real en pozos con altos ángulos y horizontales, adquiridos antes de la degradación del pozo; determinación del peso optimo del lodo basándose en la presión de poro, para la perforación segura y eficiente; identificación de zonas con gas durante la perforación; identificación de fracturas; uso de propiedades mecánicas y análisis de esfuerzos in situ para la decisión de fracturas hidráulicas; predicciones de la perforación basándose en correlaciones con sísmica pre-perforación	QBAT Multipole LWD Sonic Tool	sonicVISION Sonic LWD

Determinación de la densidad, Pe y forma del pozo en casos de pozos con buzamiento estructural y grandes ángulos de inclinación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Determinar el buzamiento estructural en pozos de alto ángulo en sistemas de lodo base agua o aceite; identificación de la dirección y severidad de fallas en el pozo; Medición de la densidad y el factor fotoeléctrico (Pe) de forma azimutal al rededor del pozo para la identificación litológica	Imagen de densidad azimutal en tiempo real que permite la determinación de buzamiento estructural en pozos con alto ángulo mientras se perfora, sin importar el tipo de lodo; imagen de densidad asociada con mediciones de buzamiento estructural que ayuda a un posicionamiento adecuado del pozo para tener la máxima exposición del yacimiento; sensor que incorpora mediciones de acústica en punto muerto para la determinación de la forma y tendencia de fracturamiento; sensores para grabación de Pe azimutal para una detallada interpretación litológica	ALD Azimutal Lithodensity Sensor	Azimuthal Density Measurements (ADN)

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Medición de la porosidad y detección de gas en litologías complejas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Mediciones de porosidad en formaciones con mineralogía compleja; detección de gas mientras se perfora; identificación del tipo de fluido mientras se perfora	Determinación en tiempo real de la porosidad de la formación; caliper incorporado para proveer mediciones del y tamaño del agujero para corrección precisa de la porosidad a prueba de efectos ambientales; respuesta muy similar a la de las herramientas de porosidad-neutrón de cable para una fácil comparación con los datos de compensación	CTN Compensated Thermal Neutron Porosity Sensor	CNL Compensated Neutron Log

Posicionamiento del pozo en la zona objetivo

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Ubicación de la zona objetivo: geonavegación en pozos horizontales; determinación del acercamiento a los límites de la formación con rayos gamma de alto contraste; control de mantenimiento de trayectoria cuando se perfora formaciones con dificultad para navegación; perforación en pozos de gas horizontales donde grandes planos de fractura pueden mejorar la producción; determinación de la dirección del buzamiento y detección de fracturas por medio de imágenes de pozo para un mejor entendimiento del yacimiento; parada en los puntos precisos y deseados de núcleo y entubado	Provee mediciones en la barrena de rayos gamma azimutales e inclinación para la geonavegación y optima ubicación de pozos; puede ser posicionado dentro de motores de desplazamiento, bajo la sección de potencia; provee inmediata retroalimentación de las tendencias direccionales y cambios en la formación; poderosas herramientas para la perforación en largos pozos horizontales y mantenimiento dentro de la formación; usado en pozos de entre 5 7/8 y 7 7/8 de pulgada	GABI Sensor	PZIG At-Bit Inclination and Gamma Ray Service, iPZIG At-Bit Inclination and Gamma Ray Image Service

Mediciones en el agujero

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Medidas en el pozo mientras se perfora para mejorar la eficiencia de la perforación y calidad de registros	Utilización de tecnología de ecoplulso; operación en sistemas de pulso negativo en tiempo real; evaluación en tiempo real de la estabilidad del pozo; localización precisa de los puntos objetivo o salientes; permite la medición de los efectos de lapsos de tiempo	AcousticCaliper MWD Tool	PathFinder Density Imaging, Slim Density Neutron Standoff Caliper Tool

Registros de dipolo cruzado para optimizar la evaluación de los trabajos de pre y post—fractura

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Determinación precisa de la anisotropía de las ondas de corte para conseguir un perfil y orientación precisos de los esfuerzos cercanos al pozo; requerimientos datos acústicos precisos para determinar la longitud de fractura y eficiencia así como evitar problemas de inestabilidad de pozo	Análisis de anisotropía de las ondas de corte que determina la magnitud y orientación de esfuerzos in situ del campo; provee un perfil de esfuerzos cercanos al pozo, presión de poro, información del gradiente de sobrecarga, análisis geomecánicos, esfuerzos de campo y optimización de las fases de la perforación; puede ser realizado con otros análisis de FE incluyendo MRIL y RDT	BAT Sonic Service (LWD) WaveSonic Service (Wireline)	PathFinder Sonic Services, sonicVISION Sonic LWD, seismicVISION Seismic LWD, SonicScope Sonic-While-Drilling Service

Identificación y cuantificación de formaciones minerales

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Falta de resultados de datos mineralógicos adecuados en un inadecuado análisis petrofísico	Provee fracciones minerales por medio de análisis de formaciones complejas y valores de densidad de matriz para agujero entubado y descubierto con análisis de saturaciones sigma; incrementa la relación señal-ruido; distinción entre limestone y dolomita; mejora las estimaciones de permeabilidad basadas en la mineralogía	GEM ElementalAnalysis Tool	ECS Elemental Capture Spectroscopy Sonde, NGS natural gamma ray spectrometry tool

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Estudios químico—estratigráficos para estratigrafías complejas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Ausencia de caracterización sedimentaria de la formación; Identificación de la mineralogía del volumen bulk incluyendo identificación de tipo de arcilla y relaciones calcita/dolomía; fallas para identificar los marcadores geológicos importantes, resultando en error de posicionamiento de pozos; falta de propiedades geomecánicas; mejoramiento del control de la perforación horizontal	Espectroscopia por ruptura inducida con laser para obtener 45 concentraciones elementales de muestras de roca en el mismo pozo; valores elementales que son extraídos a partir del espectro visible de UV entre 180 y 900 nm; resolución de problemas de geonavegación y perforación en 20 minutos que tarda la prueba; marcadores químico—estratigráficos que son usados para prever indicadores en pozos horizontales, que permiten la llegada de estos a las zonas objetivo	LaserStrat Wellsite Chemostratigraphy Service	ECS Elemental Capture Spectroscopy Sonde

Ambientes hostiles para la perforación y equipos LWD/MWD HPHT

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Lograr pozos HPHT y pozos horizontales; restricciones de BHA y baja ROP causando alto NPT y pérdida de datos para la caracterización de la formación; alta incidencia de pegadura/deslizamiento; altas vibraciones, baja viabilidad operacional; tasas de flujo restringidas y limpieza de pozo pobre	Acondicionado de BHA en el cual todos los componentes tienen la misma resistencia HPHT de 347 °F y 30000 psi (175° y 102.8 Mpa); herramientas de perforación que pueden trabajar en condiciones hostiles, no solo HPHT sino formaciones duras y largos intervalos horizontales; flexibilidad para la selección y ubicación de los sensores en el BHA para cumplir con las necesidades del yacimiento; equipo para operaciones de alto flujo, que permite gastos máxicos de hasta 20000 lbm/min; perforación viable y adquisición de datos en condiciones hostiles	SOLAR Suite of MWD/LWD Services ExtremeHT-200 MWD/LWD tools	SURVIVOR HPHT MWD, SURVIVOR SDNSC HPHT Slim Density Neutron Standoff Caliper Tool, SURVIVOR DPM HPHT Dynamic Pressure Module, SURVIVOR AWR HPHT Dual-Frequency Array Wave Resistivity Tool

Tipificación de fluidos usando NMR

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Distinguir agua y gas en formaciones de baja porosidad y baja permeabilidad	El T1 NMR mide el tiempo requerido para alcanzar la polarización de los protones de hidrogeno en una muestra. La robustez y permeabilidad de las mediciones del T1 es hoy en día igual al del registro de NMR T1. El T1 permite una interpretación petrofísica mejorada que puede incluir la determinación de la difusividad y viscosidad de los hidrocarburos presentes. El MRIL T1 identifica los tipos de fluido y sus contactos; mediciones superiores de porosidad total en saturaciones parciales se gas; no afectado por la difusividad del fluido; complementa y mejora la interpretación T2;	MRIL T1 LOGGING, MRIL-WD LOGGING, MRIAN	proVISION NMR LWD

Adquisición de imágenes de pozo aun en formaciones altamente resistivas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Adquisición de imágenes de alta calidad con cable; datos descriptivos de la litología de la formación, estudios geomecánicos, el casing y los diseños de terminación son afectados por datos imprecisos	Tecnología microresistiva incrementada a señal digital de 32-bit con incrementada relación señal-ruido de mediciones en bruto que permiten tener imágenes en formaciones de alta resistividad en fluidos salados del pozo; la herramienta tiene más sensores por equipo y tasa de núcleo más alta con mayor cobertura de pozo que otras	XMRI Extended Range Micro-Imager	ARI Azimuthal Resistivity Imager, FMI Fullbore Formation MicroImager, OBMI Oil-Base MicroImager, UBI Ultrasonic Borehole Imager

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Definición de los sitios con potencial de hidrocarburos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Definir la zona con potencial de hidrocarburos y la zona de invasión	Corrientes enfocadas dentro de la formación para lograr medidas profundas (LLd) y medidas someras (LLs); corrido en combinación con el registro microesférico enfocado (MSFL) para proveer una tercera medición de resistividad somera; estas mediciones proveen un perfil de resistividad alrededor del agujero y permite el computo de Rt en presencia de invasión	Dual Laterolog Service (DDL)	ARI Azimuthal Resistivity Imager

Definición de la calidad de la formación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Definir densidad, porosidad y litología	Alcanzar altas tasas de conteo de rayos gamma con mínima sensibilidad al agujero; medidas consistentes de alta calidad para validar la respuesta de los registros aun si son ponderados los fluidos del pozo; diseño fuerte para un gran desempeño aun en condiciones hostiles	LOGIQ Spectral Density Log (SDL) Tool	IPL Integrated Porosity Lithology

Determinación del volumen de arcilla

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Determinar el espesor de la zona productora; evaluación de capas delgadas	Medidas de porosidad de formación a partir de interacciones núcleo-neutrón; medidas más consistentes sobre el entero rango de porosidad, aun en agujero entubado; métodos de calibración avanzados y mayores tasas de conteo para una precisión excepcional	LOGIQ Dual Space Neutron II Tool (DSN II)	CNL Compensated Neutron Log, adnVISION LWD

Definición de intervalos de lutitas potenciales

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Medición del espectro de rayos gamma	Medición y grabación de la energía individual de los rayos gamma; formación del espectro de rayos gamma indicando el número de rayos gamma grabados y su nivel de energía; división del completo espectro con bajo traslape	LOGIQ Compensated Spectral Natural Gamma Ray (CSNG)	NGS natural gamma ray spectrometry tool, Hostile Environment Natural Gamma Ray Sonde

Definición de la porosidad a través de variadas mineralogías

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Medición del espectro de rayos gamma	Medición de la lentitud de las ondas compresionales, de corte y de Stoneley; medidas de velocidad compresional que proveen estimaciones de porosidad de la formación a través de un amplio rango de formaciones y condiciones de agujero; construcción de sismogramas sintéticos usando datos de velocidad acústica combinados con datos de la densidad de la formación; evaluación convencional de la adherencia del cemento en agujero entubado	LOGIQ Borehole Compensated Sonic Array Tool (B-SAT)	NGS natural gamma ray spectrometry tool, Hostile Environment Natural Gamma Ray Sonde

Uso de redes neuronales para definir la formación cuando hay deficiencia de datos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
No hay datos disponibles de agujero descubierto; mala calidad de datos; limitaciones de costo en la adquisición de datos; remplazar datos de mala calidad resultantes de condiciones de pozo adversas	Uso de redes neuronales para compensar sets de datos para crear un nuevo set para la caracterización de la formación	Chi Modeling Services	El uso de redes neuronales no es un producto, pero esta implícito en procesos de caracterización

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Caracterización segura en formaciones HPHT por encima de 500°F Y 30000psi

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Baja viabilidad y datos imprecisos en agujeros abiertos y entubados en condiciones adversas	Las herramientas de registros de cable proveen una suite de mediciones en temperaturas y presiones arriba de 260°C y 206.8 Mpa: inducción dual, laterolog dual, sónico completo, densidad espectral, neutrón doble espaciado, rayos gamma naturales, y prueba de formación; las herramientas pueden ser combinadas para conseguir la geometría de pozo y los requerimientos de FE en cada trabajo; cada herramienta tiene un sensor de temperatura interno que provee control de calidad relacionado con las características operacionales y dispositivos electrónicos para el monitoreo del funcionamiento de las herramientas; los pequeños diámetros permiten a la tubería de perforación llevar las herramienta en pozos horizontales	Heat Suite II Tools	High Temperature Drilling Operations, SURVIVOR SDNSC HPHT Slim Density Neutron Standoff Caliper Tool, SURVIVOR HPHT MWD, SURVIVOR AWR HPHT Dual-Frequency Array Wave Resistivity Tool

Arreglos de inducción para ambientes hostiles

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Cual es el nivel de calidad y de saturación de la formación	La medición adecuada de resistividad a distintas profundidades de investigación; la evaluación cuantitativa de Sw, Sxo y los volúmenes de agua móvil; evaluación cuantitativa de permeabilidad y calidad de la roca; análisis de formaciones finamente estratificadas	H-ACRt Array Compensated Resistivity Tool System	Dielectric Scanner Multifrequency Dielectric Dispersion Service

Mediciones de temperatura en formaciones de lutitas con alta temperatura

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Diferenciar entre almacenamiento de agua y de hidrocarburos	Información básica de resistividad necesarias para la evaluación de formaciones en ambientes hostiles de pozo; la verdadera resistividad de formación obtenida a través de HDIL es utilizada para obtener estimaciones de saturación de hidrocarburos en el yacimiento, las cuales, ayudan al cómputo de reservas de gas	HDIL Hostile Dual Induction Log	AIT Array Induction Imager Tool, ARI

Determinación de correcciones para la información petrofísica, geológica y geofísica

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Corrección de datos sísmicos y precisión necesarias para una mejor definición de la información	Provee propiedades de las ondas compresionales, ondas de corte refractadas y de Stoneley de las formaciones para tener un amplio rango de aplicaciones petrofísicas, geológicas y geofísicas; una amplitud más precisa y la determinación de velocidades, y la posibilidad de obtener datos en todo tipo de formaciones, con una mayor calidad de datos; detección de todos los receptores para transmitir un pulso que promueva características de la formación de manera constante; digitalización del agujero para eliminar el ruido y permitir la respuesta de las frecuencias de banda ancha	HFWS Hostile Full Wave Sonic	sonicVISION Sonic LWD, SonicScope Sonic-While-Drilling Service

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Corrección de datos de densidad

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Datos de densidad precisos	la delineación más precisa de formaciones delgadas usando la curva ρ_e no filtrada; la presentación de curvas que indican la calidad de los datos en una pantalla en tiempo real y grabadas en el registro; se aplican avanzados algoritmos de corrección de la densidad en tiempo real; una construcción fuerte y avanzada logra la estabilización, y ayuda a mantener la integridad de la medición bajo condiciones de temperatura variante	HDSL Hostile Spectral Density	SURVIVOR SDNSC HPHT Slim Density Neutron Standoff Caliper Tool, PathFinder Density Imaging

Evaluación de formaciones para pozos angostos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Litología de la formación en pozos angostos	herramientas de pequeño diámetro, combinadas, de alta calidad, capaces de evaluar eficazmente en ambientes difíciles	HDSN Hostile Dual Spaced Neutron	SlimPulse Retrieveable MWD

Evaluación de la integridad del casing

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Inspección del casing; detección de fracturas; imágenes de agujero descubierto; evaluación ultrasónica del cemento	Información digital precisa de alta resolución y mediciones simultáneas para proveer una visualización acústica precisa	Circunferencial Acoustic (CAST-V and CAST-M) Scanning Tool	Sonic Scanner, DSI Dipole Shear Sonic Imager, SonicScope, seismicVISION, sonicVISION, PathFinder Sonic

Determinación de la producción de hidrocarburos y agua en agujeros entubados

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Incrementar la velocidad y precisión de los registros	Sistema de neutrón pulsado en agujero estrecho para el monitoreo y la administración de la producción de reservas de hidrocarburos	RMT Elite Reservoir Monitor Tool	Slim Density Neutron Standoff Caliper Tool

Características de la formación y requerimiento de muestras para definir los minerales de la lutita

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Datos de permeabilidad, porosidad y estructurales imprecisos	barriles nucleadores de cable libres de deformaciones, daños y microfracturas	HRSTC Hostile Rotary Sidewall Coring Tool	CST Chronological Sample Taker, MSCT Mechanical Sidewall Coring Tool

Análisis para obtener propiedades de la roca

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Prevención de problemas de estabilidad de pozos; determinación de la geometría de fractura, peso del lodo, apuntalante y bombeo	Uso de datos de registros para calcular las propiedades mecánicas y esfuerzos en el pozo; propiedades mecánicas de las rocas que incluyen la relación de Poisson, módulo de Young, módulo de corte y módulo Bulk; Los esfuerzos incluyen el axial, tangencial, radial, máximo horizontal y mínimo horizontal	RockXpert2 Analysis	TerraTek Services for Unconventional Resources, RQ CoreFidelity Service

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Corrección de registros por efectos del agujero

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Datos de registros imprecisos	Un equipo versión miniatura del SFL desarrollado para eliminar los efectos del agujero y lograr una investigación somera superior y correcciones de registros; herramienta autónoma de cable que puede ponerse en cualquier parte de la sarta de herramientas	Micro-Spherically Focused Log (MSFL), Microlog (ML)	ARI

Mecanismos de liberación de accesorios en caso de atascamiento

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Sistema de liberación de herramientas de cable	Sistema activado eléctricamente de liberación; utiliza toda la resistencia del cable, para permitir el uso de pesadas sartas de herramientas	Releasable Wireline Cable Head (RWCH)	Heavy-Duty Releasable Overshot Standard and Long Catch, Heavy-Duty Release Spear

2.3. Perforar para maximizar la producción

Sistemas de perforación navegables

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Baja productividad de las lutitas; baja eficiencia de perforación; agujero deficiente y pérdida o deficiencia de datos de registros; agujero en espiral; frecuentes viajes de la barrena debido a equipo inadecuado; alcanzar la TD en pozos horizontales, alto torque y arrastre; dificultad para entubar el fondo	Maximización de la producción por medio de incrementar la exposición con la ubicación de pozos horizontales; proveer la operación de altas eficiencias operativas (alta ROP); reducir el efecto de espiral en el pozo; suave curvatura del pozo; posicionamiento del pozo (más que la tecnología de la barrena) más rápido y de mejor calidad	Geo-Pilot XL System, Geo-Pilot System, SOLAR Geo-Pilot XL, EZ-Pilot	PowerDrive Archer, PowerDrive X6, PowerDrive X5, PowerDrive Xceed, PowerV, PowerDrive vorteX

Perforación convencional, horizontal y seguridad en pozos complejos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Perforar a través de formaciones duras con altas tasas y lo más rápido posible; alto ángulo de agujero con perforación lateral	Proveer de torque y potencia directamente a la barrena para pozos direccionales mientras se mejora la tasa de penetración y se hacen las correcciones cuando se perforan pozos verticales	SperryDrill Positive Displacement Motors	PowerPak Steerable Motors, PathFinder Mud Motors

Navegación del pozo hacia la zona objetivo

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Producción pobre, posicionamiento preciso del pozo en tiempo real; la perforación del yacimiento requiere de sidetracks o de nuevos pozos; grandes tiempos de no producción, pérdida de lodo y riesgos de fallo; perforar muchos intervalos no productores para ganar acceso a la producción	Posicionamiento preciso de pozo; reducción de sidetracks; reducción del riesgo de tiempos de no producción; maximizar la exposición del yacimiento; entrega de alta producción	StrataSteer 3D, Geosteering Service, Azimuthal Lithodensity, (ALD) Sensor	PZIG At-Bit Inclination and Gamma Ray Service, geoVISION Imaging LWD, PowerDrive Rotary Steerable Systems, PeriScope Electromagnetic LWD

Incremento de la exposición del yacimiento

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Incrementar la exposición del yacimiento para permitir que se produzca más gas con menos costos de perforación	Perforación de laterales desde agujeros comunes; hay equipos están siendo desarrollados para fracturamiento hidráulico y estimulaciones acidas	SperryRite Multilateral Systems	Multilateral Completion Systems

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Posicionamiento del pozo en espacios restringidos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Posicionamiento de pozos (localizaciones de superficie) cerca de otros pozos; problemas de HSE cerca de la superficie; información de localización atrasada por medio de cable y tener que salir del pozo para sacar el equipo de MWD/LWD; perforación direccional imprecisa	Sistema de guía integrado encerrado en la sarta de herramientas de MWD, proveer sistemas giroscópicos precisos registrando mientras se perfora, MWD en tiempo real preciso que asegura una guía correcta del pozo para evitar colisiones y ubicación precisa de la trayectoria que no sea afectada por interferencia magnética	Evader MWD Gyro Service	RADAR Ranging Service, PathFinder MWD, GyroPulse MWD

Administración efectiva del pozo y las presiones de la formación para incrementar la eficiencia de perforación y reducir el NPT

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Alto NPT; alta pérdida de fluido; frecuentes patadas de pozo que fácilmente lo pueden sacar de control; pegaduras diferenciales; alto daño a la formación; baja ROP; ventana de perforación estrecha y estabilidad de la lutita	Reduce el NPT; reduce la pérdida de fluido y costos asociados; mejora el control del pozo, ideal para el control de patada; minimiza pegaduras diferenciales; reduce el daño a formaciones sensibles; mejora la eficiencia en rocas duras y yacimientos maduros; puede ser usado en yacimientos HPHT problemas de mantenimiento de presión representan un alto porcentaje	GeoBalance Optimized Pressure Drilling Service	PRESSPRO RT

2.4. Reducción de tiempos no productivos y costos

Barrenas especiales

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Perforación en rocas profundas	Barrenas PDC diseñadas para maximizar el ROP mientras se mantiene la estabilidad del pozo; el uso de barrenas PDC en rocas duras está basado en un mejor entendimiento y modelado de las interacciones entre los cortadores la roca dura; diseños especializados mejorar la confiabilidad	FX Series Bits	Lyng PDC, Smith Bits PDC Drill Bits, Kinetic, Quad-D Dual-Diameter Bit

Diseños de barrena para una perforación segura

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
diseño de la barrena para los retos de perforación direccional anticipados	Software de modelado especializado para personalizar el diseño de la barrena permitiendo optimizar el comportamiento direccional para aplicaciones específicas las cuales incrementaran la exposición del yacimiento y la productividad individual de cada pozo, el diseño de la barrena resulta en gran confiabilidad y ahorros por un alto ROP	Direction by Desings, DatCI Desing at the Customer Interface	Spear Shale-Optimized PDC Drill Bit

Barrenas cónicas de rodillo de alta velocidad con alto torque y limpieza de recortes

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Largas secciones de rocas duras para perforar; desgaste de la barrena; bajas ROP; alto torque y limpieza de grandes acumulaciones de recortes	Direccionamiento rápido; sello confiable; gran estabilidad y sistema de compensación de presión; confiabilidad en altas ROP en rocas duras mientras se elevan los recortes	QuadPack Plus, Engineered Hydraulic, Roller Cone Drill Bits	Kaldera High-Temperature Roller Cone Drill Bits,

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Administración de las densidades equivalentes de circulación a través de predicciones

Optimización de la perforación para mejorar el desempeño y la seguridad, reduciendo el NPT

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Altos tiempos no productivos; alta vibración, torque y arrastre; incertidumbre de lo que está ocurriendo	Uso de modelado de la perforación para evitar o reducir el NPT asociado a la perforación; enfoque en las tres áreas: integridad de la perforación, administración hidráulica e integridad de pozo; el servicio de optimización provee información correctiva para evitar NPT y excesivos costos de perforación	Sperry Drilling's ADT Drilling Optimization Service	Spear Shale-Optimized PDC Drill Bit

2.5. Administración del pozo

Perforación en formaciones altamente arcillosas con fluidos base agua

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Estabilizar la formación; reducir el costo de fluidos de perforación; costos por manejo de fluidos por aspectos ambientales	Utilización de aditivos viscosificadores para alta temperatura y de control de filtración; proveer inhibición y evitar la dispersión; limitar el flujo de agua e intercambio, costos generales de la perforación menores	SHALEDRILL Water-Based Drilling Fluid Systems for Shale Assets	M-I SWACO Drilling Fluids Systems & Products

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Estabilización de arcilla reactiva; minimizar el daño a la formación	Sistemas de fluidos de perforación basados en agua con muy pocos solidos disueltos, con propiedades de inhibición para preservar la estabilidad del pozo y prevenir la invasión de solidos a la lutita; fluidos basados en agua para mantener la estabilidad del pozo en formaciones con arcillas sensibles; poderosos inhibidores poliméricos mantienen la estabilidad del pozo durante la exposición extendida a formaciones con lutita; el contenido bajo en solidos protege al yacimiento de la invasión y taponamiento de poros; las formulas con agua dulce minimizan el impacto ambiental y los problemas de desecho	BOREMAX High-Performance Water-Based Fluids	ENVIROTHERM NT, DURATHERM, K-MAG, KLA-SHIELD, POLY-PLUS

Minimización del asentamiento de la barita usando fluido de perforación base aceite

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Estabilizar las arcillas reactivas, minimizar la formación de daño y eliminar el hundimiento de la barita	Fluidos libres de arcilla y de lignita, fluido de perforación base aceite inhibidor con rápida transmisión de flujo de gel para minimizar las presiones de surgencia, evitar el hundimiento de la barita en pozos con alto ángulo y protege al yacimiento de la invasión de solidos; estructuras de gel que mejoran el control de ECD y la capacidad de arrastre para minimizar las perdidas y prevenir el hundimiento de la barita; gran resistencia a todos los contaminantes, para reducir costos y NPT	INTEGRADE High-Performance Clay-Free Oil-Based Fluid	TRUDRIL, PARATHERM, PARALAND, PARADRIL

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Reducción de torque y arrastre cuando se usa fluido de perforación base agua

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Alto torque y arrastre	Lubricante no toxico y biodegradable apropiad para el uso a 400°F, lubricante libre de hidrocarburos que reduce el arrastre y torque de la tubería cuando se usan fluidos de perforación base agua.	ENVIRO-TORQ	Drilling Fluid Products: Lubricants

Hundimiento potencial de la barita medido antes de la perforación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Perforación y separación de solidos de los fluidos de perforación en el pozo, causa un exceso de torque, arrastre y perdida de circulación	Obtención de medidas del fluido de perforación a condiciones de pozo para formular un fluido que no deposite solidos	DHAST Dynamic High Angle Settling Tester	Drilling Dynamic Sensors and Optimization, APDW Sensor

Fluidos empacadores libres de solidos: protección a largo plazo contra la transferencia de calor

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Reducir el riesgo de fugas de empaques y comunicación tubing-casing	Los fluidos empacadores base agua con salmuera, reducen las perdidas por conducción/convección de calor por su baja transferencia de calor; las propiedades reológicas del fluido son ajustables mientras la densidad permanece constante, con agentes de ponderación que evitan el asentamiento y no es afectado por cambios de pH	N-SOLATE Water-Based Packer Fluids	Corrosion and Scale Inhibitors, SAFETHERM, ISOTHERM

Soluciones de ingeniería para evitar y remediar la pérdida de circulación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Evitar o reparar las pérdidas de circulación para minimizar el NPT y reducir los costos del fluido de perforación	Soluciones para pérdida de circulación para puentear zonas propensas a generar pérdida, fortaleciendo al pozo y proporcionando un rápido sello para pérdidas severas; el conocimiento de las anchuras de fractura ayuda a determinar la pérdida de material	WellSet Treatment Service	Lost Circulation Materials, PRESSPRO RT

Administración de fluidos de perforación y recortes

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Administración de recortes de perforación	Secador rotatorio con separador de líquido/aire que saca los recortes del sistema	Rota Vac Rotary Vacuum Dryer (RVD) Fluid Recovery and Cuttings Drying System	M-I SWACO Solids Control Systems and Products, Mud Cleaners

2.6. Integridad de pozo para producir a largo plazo

Desplazamiento eficiente del fluido de perforación para la seguridad de la cementación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Mejorar la eficiencia de desplazamiento del fluido de perforación y la lechada de cemento	Programas de modelado para diseñar baches espaciadores, propiedades de la lechada de cemento y procedimientos de cementación para remover el fluido de perforación, colocación de la lechada de cemento completamente en el espacio anular y mantener la integridad para la terminación y la producción	Displace 3D OptiCem Software	Cementing Design and Evaluation Software, Cement Plug Placement Optimization Software

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Evitar el daño al cemento en las operaciones de pozo

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Evitar la falla del recubrimiento de cemento debido a cargas del sistema	Sistema de diseño y entrega del cemento que tenga las propiedades requeridas para resistir las operaciones del pozo, como la estimulación hidráulica, producción e inyección a lo largo del ciclo de vida del pozo	WellLife Cementing Service, ElastiCem and ElastiSeal, LifeCem and LifeSeal, Tuned Cementing Solutions, ExtendaCem, GasStop	Advanced Flexible Cement, GASBLOK HT, GasMigrationAdvisor, CemNET Fiber Cement Additive, FUTUR Self-Healing Cement System, CemSTREAK Land Cementing Units

Cementación de pozos horizontales en arcillas sensibles con mínimo daño a la formación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Estabilidad del agujero al momento de que los fluidos son bombeados (prelavados, espaciadores o lechadas de cemento); adición de daño potencial a la formación por la cementación	Diseño apropiado y posicionamiento de las lechadas de cemento formuladas por las condiciones anticipadas durante el ciclo de vida del pozo	ShaleCem, ShaleSeal, SoluCem, SoluSeal	Concrete-Based Oilwell Cementing Slurries, OpenFRAC Fluid Additive Systems, FUTUR Self-Healing Cement System

Reducción de las pérdidas de fluido en la cementación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Reducción o eliminación de la pérdida de circulación (LC) durante la cementación	Optimizar las propiedades de la lechada de cemento para evitar pérdidas dentro de la formación, lo cual puede ser logrado a través de ajustar las propiedades físicas y químicas de los componentes de la lechada de cemento y materiales puente	Tuned Light, ZoneSeal, Tuned Spacer III, Mud Flush III	DEEPCLEAN, Solvents displacing synthetic-based mud, Surfactants Additives for removing water-base drilling fluid residue, WELLCLEAN II Advisor Software, WELLCLEAN II Numerical Cement Placement Simulator

Sistemas de lechada de cemento termalmente estables

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Retroceso potencial de la resistencia compresiva del cemento	Utilización de cementos termalmente estables cuando se tienen temperaturas estáticas de fondo altas (BHST de 230°F o más) que están en los yacimientos de lutitas más profundos	TermalCem, ThermalSeal of Tuned Cementing Solutions (TCS)	D700 GASBLOK HT

Incremento de la velocidad de corrimiento del casing/liner que proporciona un punto muerto para el movimiento/posicionamiento del fluido

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Tener posicionamiento de casing/liner libre de problemas; proveer un razonable punto muerto para la integridad de la cementación	Posicionamiento de centralizadores rígidos en espiral que permitirán reducir presiones por fricción en largas secciones horizontales y proveen control de excentricidad; el posicionamiento adecuado es modelado por medio de software especializado; en las secciones horizontales, el hardware de asistencia del boyamiento puede proveer beneficios adicionales en el corrimiento de tuberías	Protech Centralizers, Spiral Blade Rigid Centralizers, Displace 3D, OptiCem, Buoyancy Assistance Casing Equipment (BACE)	PlugAdvisor Cement Plug Placement Optimization Software, Solids Fraction Monitor Software

Cementación de pozos con alta presión

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Cementación de pozos de alta presión	Incrementar las presiones de operación para permitir operaciones con presiones finales de circulación más altas comparadas con las convencionales	Quick-Latch, High-Pressure, Cementing Heads (HPCH)	LiteCRETE HP, EXPRES Cementing Head

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Evaluación precisa de la cementación en cualquier ambiente de pozo

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Integridad de pozo entre cemento, formación y tubería	Evaluación de la adherencia del cemento a la formación y a la tubería; indicar canales o intervalos con una cementación parcial; localizar la tubería libre de cemento y el tope del mismo	CAST-V o CAST-M	Cementing Design and Evaluation Software, Isolation Scanner Cement Evaluation Service, USI UltraSonic Imager, Cement Bond Logging Tools, Memory Slim Cement Bond Logging Tool

2.7. Planeación y optimización de la estimulación

Flujo de trabajo para diseñar la estimulación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Optimizar el diseño de las estimulación para alcanzar la máxima recuperación	Flujo de trabajo que interconecta los datos de la evaluación microsísmica con capacidad de visualización para mejorar y optimizar el tratamiento	Advanced Fracture Diagnostics and Visualization	Microseismic Hydraulic Fracture Monitoring , Microseismic Evaluation Software – Petrel Plug-in, Fracturing Computer-Aided Treatment System,

Mejoramiento del desarrollo del yacimiento por medio de integrar información de geología con caracterización, perforación, terminación y producción

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Determinar paso a paso: definir como el método de fractura se ajusta a las restricciones económicas	definir el perfil del proceso para desarrollar los plays de lutitas	ShaleStim Service	Mangrove Unconventional Hydraulic Fracture Simulator

Proceso de caracterización para determinar la producibilidad, compatibilidad de fluidos y tratamiento de fractura

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Como determinar la producibilidad del yacimiento, las compatibilidades de fluidos, el fracturamiento hidráulico y la evaluación de la fractura	Adquirir datos incluyendo el TOC, madurez termal, contenido de gas, libre y adsorbido, pruebas de flujo de fractura, rayos x, escaneo microscópico y solubilidad del ácido	ShaleEval Service	TerraTek Services for Unconventional Resources, Petrophysics Interpretation Services

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Dónde perforar y fracturar; cómo hacer un diseño exitoso de fractura	Identificar los objetivos de la terminación; reducir los riesgos innecesarios del tratamiento de fractura; adquisición de información que ayude a optimizar el tratamiento de fractura	ShaleLog Service	PetroMod Petroleum Systems Modeling

Optimización por medio del enlace del diseño de la estimulación y evaluación económica que está basada en imágenes de resonancia magnética

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Identificar las zonas productivas y los fluidos en las zonas; predecir las zonas de producción de agua; diseño de un tratamiento de estimulación y predicción de la productividad del pozo	Servicio que integra la descripción del yacimiento, el desempeño y el resultado potencial de varios tipos de estimulaciones; se hace uso de las herramientas de NMR y otros registros para identificar fluidos móviles (a producir)	StiMRIL Service	Coal/Shale Gas Plug-in for ECLIPSE 100 CSGAS and ECLIPSE 300 CSGAS

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Modelado del desempeño de la estimulación de lutitas y administración del agua

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Predecir el resultado de distintas operaciones en una amplia variedad de configuraciones de pozo incluyendo los multilaterales	Un simulador de terminación de pozo con la capacidad de simular la productividad de yacimientos complejos y pozos, no solo de diseñar un tratamiento de fractura optimo, sino también analizar resultados de producción; la predicción de la productividad requiere de un balance entre la precisa representación de los procesos físicos del flujo de fluidos del yacimiento y el tiempo requerido para estimular dichos procesos. también se toma en cuenta el efecto del agua	QuickLook Reservoir Simulator	Petroleum Systems Quick Look Plug- In, PetroMod Simulator: Advanced Technical Features

Identificación del área de drenaje de las fracturas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Determinar el efecto y extensión (área de drenaje) de la fractura hidráulica, especialmente en pozos horizontales, con la finalidad los cambios en las operaciones de fractura para poder mejorar la producción	Mapeo microsísmico de la fractura que provee una imagen de la fractura por la detección de microsismicidad (microtemblores) que son provocadas por deslizamientos de corte entre planos o fracturas naturales del área adyacentes al fracturamiento hidráulico. Las localizaciones de eventos microsísmicos son obtenidos usando un arreglo de receptores que están posicionados en un pozo cercano. sin embargo existe la posibilidad de posicionar en el mismo pozo de tratamiento; la imagen microsísmica con dos pozos monitores provee información más precisa; esta técnica ayuda a mejorar la productividad y/o reducir los costos de terminación	Pinnacle Microseismic and FracTrac Fracture Mapping	StimMAP LIVE Microseismic Fracture Monitoring Service, Wellsite Connectivity for Stimulation Operations

Optimización en tiempo real durante el fracturamiento

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Qué tanto fluido y apuntalante debe ser inyectado en el tratamiento de fracturamiento y estimulación acida	Sensores de temperatura de fibra óptica, pueden registrar el flujo hacia las fracturas con el objetivo de optimizar la estimulación	StimWatch Service	sin equivalente

El transporte de apuntalante mejora el desempeño de pozo en yacimientos de gas de baja permeabilidad

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Baja producción de pozos de gas en lutitas	Conductividad de fractura con una entrega de apuntalante en los intervalos apropiados	Compatible fluid systems; Proppant non-reactive; Fracture modeling for Shale Microseismic	Mangrove Unconventional Hydraulic Fracture Simulator, HiWAY Flow-Channel Hydraulic Fracturing, FiberFRAC Proppant Distribution

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Vencer los efectos de convergencia de flujo en pozos horizontales

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Estimular múltiples intervalos de pozos horizontales terminados con casing cementado, no disparado; convergencia de flujo en pozos horizontales puede causar baja productividad; estimulaciones de pozo con altas temperaturas	Optimizar los parámetros clave del tratamiento como la tasa de inyección, el volumen de apuntalante y la concentración del apuntalante. El uso de CTU permite capacidad para el control de pozo y elimina los múltiples viajes en el pozo; permite disparar y fracturar en el mismo viaje en el pozo; elimina la necesidad de poner tapones mecánicos que después deben ser removidos; permite el uso de unidades convencionales de tubería flexible, típicamente 1 3/4 o 2 in OD; sin límites de temperatura para el BHA; sin límites de profundidad, excepto por el uso de tubería flexible convencional, permite el fracturamiento en casings de hasta 3 1/2; sin necesidad de manipular tapones o empaques; reduce los requerimientos de potencia	CobraMax H and V Fracturing Services (Designed for both horizontal and vertical wells)	StageFRAC service, Drillable Bridge and Flow-Through Frac Plugs

Programas de apuntalante para facilitar la ramificación de las fracturas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Requerimientos de alta potencia para el fracturamiento; alto riesgo de desviación; baja conductividad cerca del pozo; requerimientos de precisión quirúrgica del fracturamiento hidráulico; posicionamiento	Pozos horizontales multi-intervalo disparado o no, y con casing cementado	CobraMax WF Service	Cemented Multistage Stimulation System

Estimulación de etapas múltiples horizontales y análisis post—fractura

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Fracturamientos efectivos en costos para múltiples etapas; muchos días requeridos para estimular múltiples etapas	Permite el disparo y fracturamiento en un mismo viaje en el agujero; ciclo de estimulación reducido a un día para minimizar costos e impacto ambiental; elimina la necesidad de taponos mecánicos que deben ser removidos después; permite la fractura de múltiples etapas	Cobra Frac H service	Drillable Bridge and Flow-Through Frac Plugs

Posicionamiento preciso de la fractura para incrementar la producción y optimizar el drenaje del yacimiento

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Incrementar la producción de los activos existentes; optimizar drenaje del yacimiento; añadir nueva producción más rápidamente que el fracturamiento convencional; reducción de los costos del tratamiento; reducción del NPT, sobre—bombeo de apuntalante y fluidos; erosión de los sitios de inicio de la fractura; cobertura de toda la longitud de la fractura; daño a la formación; reducción de riesgos de seguridad; problemas de alta temperatura	Fracturamiento horizontal sin el uso de taponos mecánicos o químicos; entrega de grandes volúmenes de fluidos y posicionamiento de las fracturas en los intervalos potenciales; reducir la tortuosidad de la fractura y mejoramiento de la cobertura de fractura; disparar y fracturar en un mismo viaje en el agujero; optimiza la tasa de inyección, volumen de apuntalante y concentración; minimizar el daño a la formación; eliminar la necesidad de equipos de reparación y el uso de tubería flexible convencional	SurgiFrac Service	Uncemented Multistage Stimulation System

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Flujo a través de tapones compuestos de fractura para reducir el NPT asociado a la terminación e incrementar la producción

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Aislamiento de las zonas individuales de fractura sin largos cierres, tiempos de limpieza y paro de la producción	Tapones puente que permiten fluir a las zonas a través de ellos. Se pueden dejar en el agujero o ser perforados. De manera alternativa pueden ser usados para los métodos de aislamiento tradicional o inducir la desviación del esfuerzo; pueden ser usados para aislar una zona para permitir a la zona más baja, fluir a través del tapón; reduce los tiempos y costos de terminación	Flow-Through Composite, Frac Plugs, Fas Drill TC Bridge and Frac Plugs	COPPERHEAD Drillable Bridge and Frac Plugs, DiamondBack Composite Drillable Frac Plug

Reducción de las presiones de inyección durante operaciones de fractura de alta presión en lutitas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Altas tasas de bombeo del fracturamiento hidráulico	Solución especializada débilmente ácida; bombeada antes del tratamiento de fracturamiento	ShaleFrac-RF fluid	OpenFRAC Fluid Additive Systems

Disminución del impacto ambiental

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Impacto ambiental de los químicos de tratamiento	Sistema de estandarización para clasificar y presentar ratings numéricos de salud seguridad e impacto ambiental para ayudar a la elección de los químicos utilizados	Halliburton Chemistry Scoring Index	Impact Assessment Services, Environmental Services, Geochemistry Services

Fracturamiento con agua para formaciones de muy baja permeabilidad

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Declinación rápida de la producción; altos costos relativos; atrapamiento de fases por agua; daño a la formación	Microemulsión surfactante; reducido daño a la cara de la fractura causado por atrapamiento de fase; reductores de viscosidad que disminuyen el daño y aumentan la recuperación de los fluidos; reductores de fricción de largas cadenas de polímeros; floculación reducida; producción alta y sostenida por el fracturamiento con agua en vez de otros sistemas de fracturamiento (metanol o largas cadenas de polímeros)	AquaStim Fracturing Service, GasPerm 1000, Microemulsion, OptiKleen-WF Viscosity Reducing Agent, FR-56 Friction Reducer	Shale Gas Dynamic Fluid Diversion, OpenFRAC Fluid Additive Systems

Mejor desempeño de la viscosidad a altas temperaturas y menores cargas de gel en sistemas de fractura tolerantes a la sal

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Las altas temperaturas reduce la capacidad de los fluidos fracturantes reticulados para transportar apuntalante, lo cual conduce a una pérdida de productividad	Excelente transporte de apuntalante a través del tratamiento permite una grande y efectiva longitud de fractura; puede ser usado con menos de 2% de KCl en agua o un sustituto de este; puede utilizarse en cualquier condición de pH; provee una viscosidad muy predecible y eficiencia del fluido; cargas de polímero que pueden ser variadas a través del tratamiento para maximizar la conductividad y mejorar la producción; el uso de software que permite crear una estimulación a la medida	Sirroco Stimulation Services	High Temperature CO2 Fracturing Fluid, OpenFRAC SW, OpenFRAC WF, OpenFRAC XL

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Fracturamiento hidráulico exitoso en altas temperaturas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Diseño de fractura que tome en cuenta: limitaciones de temperatura, daño a la formación, uso de agua de alto enfriamiento, alto filtrado de agua	Fluido de fractura con alto grado de hidratación, estabilidad termal, libre de residuos y con tiempos previsibles de ruptura del rompimiento o reticulado	Extreme Temperature Synthetic Fracturing Fluid	High Temperature CO2 Fracturing Fluid

Estimulación en yacimientos de gas con baja presión o con sensibilidad al agua

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Baja presión y/o yacimiento de gas sensible al agua que requiere estimulación para producir; baja recuperación de fluido fracturante; baja producción	Rápida recuperación del fluido de fractura; excelente permeabilidad y conductividad de fractura; baja presión por fricción; control de filtrado efectivo; excelente transporte de apuntalante; compatible con 50% de CO2 y apuntalante cubiertos de resina; elimina los problemas de desecho de fluidos asociados con los problemas asociados con el tratamiento con agua o metanol	MISCO2 Service Frac	Aqualibrium (para tratar agua de reflujo), (la recuperación de fluidos es una operación implícita en los servicios de fracturamiento que implica equipos para TSS and bacteria, O&G Y TDS)

Fluidos de alta viscosidad para el acarreo de apuntalante en el fracturamiento hidráulico

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Entrega del apuntalante dentro de la fractura hidráulica	Retraso del fluido reticulado de borato usando guar (polisacárido hidrofílico) o agente gelificante HPG	Hybor Fluid	FORM-A-SET cross-linking polymer

Mejoramiento de la limpieza del fluido de fractura para mantener la permeabilidad con sistemas de gel para temperaturas medias a altas

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Ruptura del fluido fracturante usado; limpieza del fluido base gel en 150 350°F en lutitas con mineralogía compleja	Sistema rompedor de fluido fracturante que no daña la reología o al apuntalante	ViCon NF Breaker	Mi Swaco Beaker Systems, Products and Additives

Sistema de fluido de fractura diseñado para yacimientos no convencionales de baja temperatura

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Fracturamiento en bajas temperaturas en yacimientos no convencionales, mala conductividad obtenida	Ganar alta conductividad y selección simplificada para evitar un fuerte impacto ambiental	SilverStim UR Fracturing Services	sin equivalente

Disminución de la efectividad de los paquetes de apuntalante

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Declinación de la producción, debido a los efectos de diagénesis o la intrusión de material dentro del apuntalante junto con el paquete de apuntalante	Apuntalante recubierto que mejora la conductividad en donde los recubrimientos químicos modifican la superficie de los granos de apuntalante con el objetivo de proveer los siguientes beneficios: ayuda a mantener altas tasas de producción por largos periodos de tiempo, estabilización de la superficie del paquete de apuntalante que reduce la intrusión de materiales dentro de este, mejora la limpieza del fluido fracturante, compatible con todos los sistemas de fractura basados en agua, incluyendo agua de mar, aplicaciones de alta temperatura (350°F)	SandWedge Conductivity Enhancement System	FiberFRAC Proppant Distribution, PropGUARD, PropNet

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Prevención de la pérdida de conductividad de fractura en yacimientos de baja permeabilidad

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Mejorar de la producción y disminuir del NPT asociado al tratamiento; altas declinaciones de producción; producciones atrasadas después de trabajos de estimulación; limpieza lenta de los fluidos fracturantes; cubierta de los apuntalantes dañada al ser bombeados, causando rápida diagénesis de estos; taponamiento en la superficie por materiales fibrosos	Recubrimiento de resina líquida para el apuntalante con alta resistencia para reducir o parar el reflujo y proporcionar conductividad a largo plazo. Permite limpieza rápida del fluido fracturante sin reflujo de apuntalante. Los paquetes de apuntalante mantienen alta conductividad; apuntalante puesto en el momento del tratamiento sin excesos de resina o apuntalante remanente después del tratamiento; mejora la producción de hidrocarburos después del fracturamiento de forma más rápida; promueve la limpieza del fluido fracturante; elimina los problemas de materiales fibrosos tapando las instalaciones superficiales	Expedite Service	FiberFRAC Proppant Distribution

Determinación de la capacidad del fluido de fractura para transportar apuntalante

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
¿Puede el fluido hidráulico transportar el apuntalante?	Medición directa del fluido y apuntalante del fracturamiento actual	Mimic Device	DataFRAC

Integración de TF sin costura con tubería articulada para el tratamiento de largos pozos horizontales

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Incrementarla longitud de las secciones laterales de los pozos que pueden tener mayor drenaje	Sistema de intervención híbrida que permite la estimulación e intervención en secciones horizontales muy largas	PowerReach Service	Coiled Tubing & Tools

Optimización del fracturamiento

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
El desarrollo de pozos requiere típicamente más pozos y más Fracturamientos que los demás desarrollos; prácticas de alta eficiencia necesarias para mantener los costos de desarrollo bajos y mejorar la economía de campos	Equipos de ingenieros y procesos que minimizan movimientos innecesarios, reducen el exceso de equipos, fluidos y reducen el NPT; reciclado de agua y fracturamiento especializado; mejoramiento de la eficiencia del sistema entero; minimización del impacto ambiental a través de reducir la huella y minimizar el manejo de agua; reducción significativa de los costos de compra de agua	FracFactoryFracturing Services, OmegaFrac Fracturing Fluids	SPARK Stimulation Technology Delivery Platform

Reducción de la necesidad de agua dulce para las operaciones

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Poca agua para fluidos de fractura y de perforación	Proceso de electrocoagulación el cual tiene la capacidad de desestabilizar y coagular los materiales suspendidos en el agua	Water Treatment Services (CleanWave)	M-I SWACO Water Treatment: Aqualibrium, Slop Treatment, MULTI-PHASE CLARIFIER (MPC)

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Eliminación de bacterias durante el tratamiento

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Bio—ensuciamiento del yacimiento instalaciones y equipos	Bactericidas de rápida acción y larga permanencia para fluidos fracturantes basados en agua; previene la contaminación y degradación del yacimiento y el fluido de fractura; puede ser usado para baches o durante tratamientos; es una solución acuosa fácilmente mezclable con agua; efectivo en un amplio rango de pH (2 a 12); compatible con tecnología anti-incrustación; provee rápido y sostenida acción bactericida; provee protección a largo plazo; no susceptible a degradación por luz ultravioleta; termalmente estable	BE-9 Bactericide	M-I CIDE

Terminación segura

Colgador de liner expandible para resolver los problemas de sellado

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Fugas en empacadores superiores del liner; aceite o gas en el espacio anular del pozo	Colgadores de liner expandibles que eliminan el aislamiento superior del liner y reducen la complejidad de la terminación; reduce el tiempo de permanencia del equipo y NPT con rápido RIH, sin partes móviles; previene el daño de deslizamiento para apoyar al casing; reduce las fugas potenciales; elementos múltiples de empaque; probado satisfactoriamente en varias instalaciones; permite el reciprocamiento y rotación del liner en las operaciones de cementación; reduce el ECD y permite alta tasa de circulación	VersaFlex Liner Hanger System	Liner Hanger Systems

Posicionamiento preciso de la fractura con intervención mínima o sin ella

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Posicionamiento preciso de la fractura hidráulica en pozos horizontales donde es específicamente necesario, sin requerir intervención; capacidad de cerrar zonas cuando hay intrusión excesiva de agua; reducción de tiempos de terminación y costos; mejoramiento de la producción; operaciones live-well; posicionamiento de fracturas con intervención mínima o sin ella en pozos horizontales multietapa; aislamiento de secciones horizontales para la optimización del fracturamiento	Posicionamiento positivo y aislamiento del tratamiento con hardware que permite la apertura o cierre de intervalos particulares; manga de terminación integrada que puede ser desplazada usando una bola o con control de desplazamiento mecánico; aislamiento individual de zonas con agua; mejoramiento de la recuperación final a través de nuevas terminaciones y eliminación de costos de perforación; uso de tubería flexible con tres BOP apilados para controlar el pozo; terminación con diámetro interno igual en todo el pozo para maximizar la producción; sellado de secciones horizontales enteras; apertura o cierre de puntos de entrada selectivos, mangas cerrables; identificación de puntos de iniciación de fractura	Delta Stim Completion Service, Delta Stim 20 System, Delta Stim Initiator Sleeve, Delta Stim Lite Sleeve Packer Isolation System, Swellpacker System Wizard III Hydraulic Packers, Ball Drop Delta Stim Sleeve, Mechanical-Shift Delta Stim Sleeve, sFrac Valve	RapidSTIM AND StageFRAC

2.8. Optimización de la producción

Control de bacterias en el fluido sin el uso de químicos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
El crecimiento de bacteria puede causar que el fluido se vuelva muy delgado para ser efectivo, lo cual conlleva a corrosión, causando que el pozo comience a producir ácido sulfhídrico	Control de bacterias con luz ultravioleta	CleanStream Service	M-I CIDE

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Sistema de control de producción de agua sin aislamiento de zona o perforación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Producción de agua por canales cercanos a los disparos o porque no se logro un aislamiento de zona	Control de agua no deseada; no se requiere de aislamiento zonal; Penetración somera que crea un sello radial mientras se permite el disparo de las zonas con hidrocarburos; no se requiere perforación y la intervención se realiza con TF	BackStop Water Control Procces	OrganoSEAL and SqueezeCRETE

Sistema orgánico reticulado que proporciona control de agua efectivo en costos

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Químicos para sistemas de agua, difíciles de mezclar y bombear; corta vida de sistema de polímero lo cual requiere tratamientos adicionales; fluidos que no funcionan a 350°F	Fácil mezclado y bombeado; tasas de reacción previsibles; penetración mayor en la formación que la de sistemas basados en cromo, larga permanencia del sistema de polímeros; nueva aplicación extendida de retardo de carbonatos para altas temperaturas de formación, hasta 350°F	H2Zero Conformance Control Service	FracCON water-conformance fracturing fluid

Fracturamientos simultáneos y servicios de control de agua para evitar costos de intervención

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Disminuir la producción de agua e incrementar la producción de gas; administrar el agua durante el fracturamiento	Permite el fracturamiento de zonas que previamente fueron puestas en bypass por la proximidad con agua; ayuda a extender la seguridad de la producción económica del pozo por medio de controlar el influjo de agua dentro de los intervalos productores; no requiere tiempo adicional de cierre debido a la espera para la ruptura del fluido fracturante; uso simple, no requiere de mezclado en el lugar de la operación	CW-Frac Fracturing Service	STIMPAC fracturing/gravel-packing service

Determinación de la entrada de agua o gas en el pozo

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Definición de los intervalos productores de agua y gas en la formación	Un registro de cale que determina el colgamiento de gas, patrones de flujo independientes y convierte el análisis complejo de tres fases a un análisis de dos fases; provee una evaluación en pozos desviados u horizontales (con o sin gas), simplifica la tarea de entender y registrar el movimiento multifásicos de fluidos dentro del casing, monitorea el movimiento de los contactos de fluidos en el yacimiento y ayuda a identificar los puntos de entrada de agua y gas	GHT Fullbore Gas Holdup Tool	GHOST Gas Holdup Optical Sensor Tool

Determinación precisa del colgamiento de fases en pozos horizontales y con alto ángulo de inclinación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Estimación incorrecta del volumen de fluido; entradas de agua no diagnosticadas	Mediciones precisas de colgamiento y velocidad a cualquier inclinación, tasas de flujo de fondo determinadas independientemente de la velocidad de deslizamiento; pantallas de TVD que permiten la visualización de ondulaciones del agujero y efectos en el colgamiento y velocidad; vínculos con software de interpretación de registros de producción que proporcionan una interpretación completa incluyendo tasas de flujo de las fases en fondo y superficie; interpretación personalizada basada en datos disponibles de registros de producción	CAT Capacitance Array Tool	Flow Scanner

Capítulo 2: Soluciones actuales y futuras

Determinación de la presencia de agua o hidrocarburos detrás de la tubería

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Determinar la localización de reservas ignoradas detrás de la tubería	Identificar hidrocarburos ignorados; ubicación del contacto de fluidos en la formación; identificación de litologías y mineralogías; determinación de si es favorable el refracturamiento	RMT Elite Logging Tool	ABC Analysis Behind Casing; CHFR Cased Hole Formation Resistivity, CHDT Cased Hole Dynamics Tester

Análisis de costo beneficio de la remediación de pozos productores

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
Evaluación de pozos individuales para hacer trabajos de remediación; determinar donde es mejor gastar dinero para remediación y así obtener mayor retorno	El flujo de trabajo se extiende a la entera cadena de valor: yacimientos, pozos, redes de recolección e instalaciones superficiales; modelo integrado del activo que facilita la producción racionalizada; integración de datos en un ambiente colaborativo y aplicaciones empleadas en operaciones que permiten la vigilancia del campo en tiempo real; sistema que prevé los resultados totales de la administración de campo; ambiente colaborativo que reduce los costos y mejora la producción; administración en tiempo real del pozo, que proporciona monitoreo, diagnóstico y pronóstico del mismo	DesicionSpace for Production Software	Production Surveillance, Analysis & Forecasting (OFM)

Diagnóstico de refracturamiento para determinar las causas de la baja producción y el potencial de remediación

PROBLEMÁTICA	SOLUCIÓN	HALLIBURTON	SCHLUMBERGER
La declinación de la producción de gas requiere decisiones de remediación o perforación adicional	Pruebas de diagnóstico de inyección de fractura con tubería flexible para intervalos ; bombeo de bajos volúmenes de nitrógeno; cierre de la válvula sobre el empacador y monitoreo de la caída de presión; la colección de datos incluye: presión de yacimiento, permeabilidad media de yacimiento, longitud media para fractura efectiva, conductividad de fractura y efecto de estrangulamiento cerca del pozo	Re-Frac Diagnostics	StimMORE shale diversion service

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

CAPÍTULO 3: DESARROLLOS MUNDIALES DE SHALE GAS

1. ESTADOS UNIDOS

3.1.1. Eagle Ford

La lutita del cretácico superior, Eagle Ford es un play de shale gas emergente en el sur del centro de Texas, con un estimado de reservas recuperables de aproximadamente 150 MMMMCF. Las altas cantidades de condensado y líquidos de gas natural en Eagle Ford, 60 a 210 B/MMCF, lo distingue de otros plays de lutitas y lo hace uno de los plays de mayor calidad en EU.

Geología

La lutita de Eagle Ford (Fig. 1) es una roca generadora con kerógeno tipo II marino, localizada directamente bajo de la creta de Austin. En este caso el término “lutita” está más referido al tamaño de partícula que al tipo de mineralogía, mientras que las típicas lutitas no constituyen yacimientos. La tendencia de la actividad actual en Eagle Ford se extiende Maverick, Dimmit y el noroeste de Webb hacia los condados de Bastrop, Lee y Washington. Es una mezcla de unidades de siliciclasticos/carbonatos depositados durante la transgresión del cretácico tardío (Cenomaniano a Turoniano). Las dos unidades de depositación mayores que comprenden Eagle Ford son: una unidad baja (transgresiva) dominada por lutitas oscura bien laminadas (baja bioturbación); y por una parte superior (regresiva) que consiste en delgadas lutitas, limestones y siltstones interestratificados (delgadamente laminados y con ciclos de alta frecuencia). Existen seis microfacies en Eagle Ford: 1) lutitas piríticas; 2) lutitas fosfáticas; 3) lutitas bentoníticas; 4) lutitas fosilíferas; 5) lutitas silíceas; 6) lutitas y claystones bituminosos (William C, Dawson, GCAGS 2000).

La discordante lutita de Eagle Ford se superpone al limestone de Buda y a la creta de Austin (Fig. 1) esta formación de lutitas ocurre como una amplia capa (40 a 4000

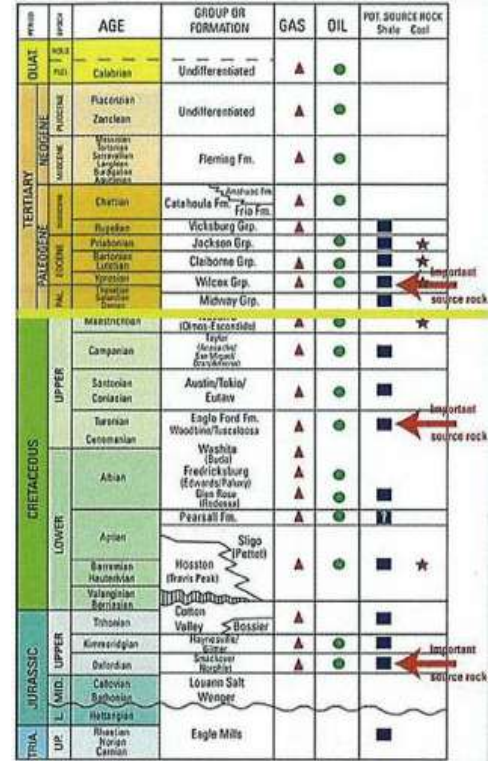


Fig. 1. Tabla estratigráfica generalizada de la cuenca de Maverick y la región del sur de Texas (Hackley et al. 2009b).



Fig. 2. Mapa que muestra los elementos estructurales regionales del sur de Texas. Nótese las localizaciones de los márgenes de las plataformas de Edwards y Sligo y el arco de San Marcos (Rosetta Resources April 12 presentation at the 2010 IPAA Oil and gas investment Symposium).

ft de grosor) a profundidades de entre 4000 y 14500 ft, que adelgaza de norte a noroeste (Fig. 2).

La porción productiva de Eagle Ford se da a profundidades de entre 4000 y 14500 ft TVD en una banda SO—NE desde Burleson (Fig. 2). La

el condado de Webb al de localización del área principal está relacionada con la formación Edwards del cretácico inferior y los márgenes de la plataforma de Sligo (Fig. 2), la cual controla las localizaciones de la parte profunda de los yacimientos y campos de gas de la formación Edwards (Waite, 2009). A lo largo la franja SO—NE, un número grande de parámetros como profundidad, espesor, TOC, Ro, y mineralogía pueden cambiar dramáticamente.

Gran parte de la actividad actual está centrada en 12 condados: Maverick, Zavala, Dimmit, Webb, LaSalle, Frio, Atascosa, McMullen, Live Oak, Wilstone, Karnes, Gonzales y DeWitt. A la fecha, la producción incluye gas seco, aceite y gas húmedo como en LaSalle.

Operaciones

De acuerdo con Texas Railroad Commission, el 21 de Julio de 2010 dio a conocer existe 263 terminaciones y 130 pozos permitidos.

Mineralogía

La composición y geoquímica de la lutita de Eagle Ford es altamente variable (heterogénea). Quizás los cambios más significativos de SO a NE son el incremento en la fragilidad de la lutita así como el contenido de arcilla (illita+capa mezclada+caolinita+clorita) disminuye de 60 a 65 % en el NE de 10 a 12% en el SO, mientras que el contenido de calcita incrementa de 4—12% a 60—70% respectivamente. En contraste con otros plays de lutitas, como Haynesville y Barnett, la mineralogía

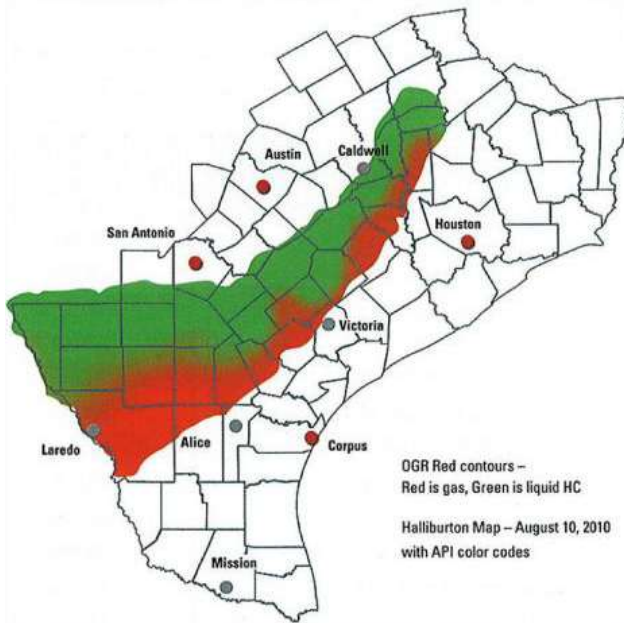


Fig. 3. Delineación aproximada de los tipos de hidrocarburos.

promedio de Eagle Ford tiene alto contenido de carbonatos y bajo contenido de cuarzo.

Análisis de la roca generadora

Los sedimentos ricos en materia orgánica de Eagle Ford fueron depositados como dos secuencias de amplios depósitos transgresivos en una rampa dentro de la cuenca con sedimentos anóxicas (Grabowski, 1995). Las unidades de lutitas transgresivas más bajas, las cuales contiene kerógeno tipo II marino, generador de aceite, enriquecido en hidrogeno) constituye la parte más

prospectiva de Eagle Ford, es capaz de generar grandes cantidades de hidrocarburos líquidos (Liro et al. 1994). El TOC promedio es de 5% pero puede llegar a 9%. En suma al kerógeno marino tipo II, las lutitas regresivas contienen más kerógeno terrestre tipo III generador de gas (Liro et al. 1994; Dawson, 2000). La lutita de Eagle Ford es reconocida como un importante recurso para la mayor parte del aceite encontrado por encima de la creta de Austin (Grabowski, 1995).

Distintos operadores ven a Eagle Ford como dos plays separados, uno superior de aceite y uno inferior de gas seco, con gas húmedo/condensado en la zona de transición entre los dos (Fig. 3). El play de aceite está localizado en el norte del límite de la plataforma de Edwards (Fig. 4) donde Eagle Ford está relativamente somero, con baja presión y dentro de la ventana de generación de aceite debido a la inmadurez termal. Anadarko Petroleum, New Field Exploration y SM Energy son algunos de los operadores actuales trabajando en el área.

El play de gas seco está localizado en el sur del límite de la plataforma de Edwards, donde Eagle Ford es más profundo, termalmente maduro y generador de aceite. Una zona de transición entre las dos zonas produce aceite de alta gravedad. Dos ejemplos de pozos exitosos tratados en la zona de transición son GeoSouthern Krause #1H (Stegent et al. 2010a) y Riley Maali #1 (Stegent et al. 2010b).

La parte inferior esta ejemplificada por el campo Hawkville de Petrohawk Energy, el cual tiene valores estimados de gas in situ de 200 MMMCF/mi² (Williams, 2009). El campo de Hawkville se encuentra entre Edwards y los márgenes de la plataforma de Sligo (Fig. 4). La madurez termal del play varia, y en el campo de Hawkville varia el Ro=1.4%, en el suroeste del campo, a Ro=1.1% en el centro del campo. Esta diferencia de madurez termal resulta en un rápido cambio de gas seco a gas húmedo y condensados. En la cuenca de Maverick, la reflectancia de la vitrinita tiene valores que van desde Ro=0.84—

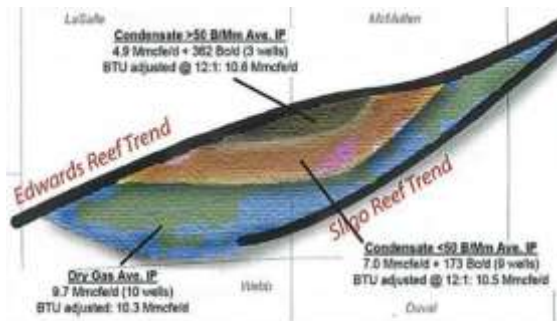


Fig. 4. Variaciones en el reflejo del gas seco y condensado en la madurez termal.

1.42% (Hackley et al. 2009^{a, b}), dentro de las ventanas de generación de aceite y gas húmedo.

Los gradientes de presión de Eagle Ford varían de presiones normales (0.50 psi/ft) en las partes más someras de la zona superior hacia una tendencia de sobrepresión (más de 0.80 psi/ft) en la zona inferior.

Retos de desarrollo

La variabilidad geológica (Fig. 5) presenta un gran reto y riesgo en el desarrollo de Eagle Ford. La amplia variación en la mineralogía, TOC, madurez termal, presión de poro y grados de fracturamiento natural que influye en los diseños de estimulación. Los pozos piloto verticales deben usarse para obtener un entendimiento global de la geología del play y los parámetros de yacimiento, así como los de la formación suprayacente de creta de Austin, antes de perforar pozos laterales.

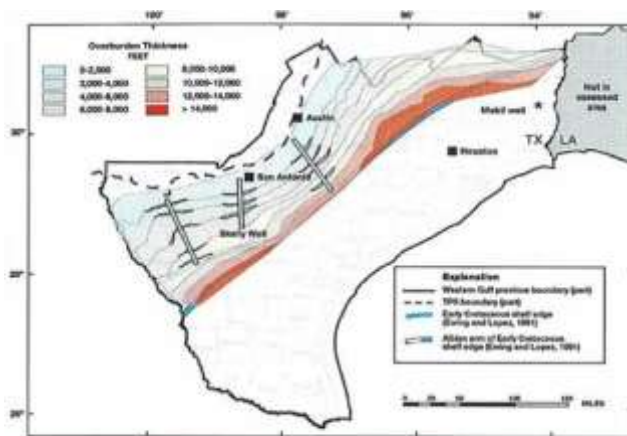


Fig. 5. Mapa que muestra el intervalo de sobrecarga en la parte superior del grupo Austin—Chalk—Eagle Ford y la orientación de la fractura (Condon and Dtmann, 2006)

Otros retos involucran la planeación del desarrollo temprano de campo.



Fig. 6. Foto del área geográfica que rodea a Haynesville.

En Eagle Ford, aunque la mayoría de los operadores tienen grandes extensiones de terreno, la falta de acceso a localizaciones potenciales en superficie y la existencia de zonas de no perforación complican el posicionamiento de equipos de perforación. Más aun, los pozos requieren fracturamientos con pozos horizontales multietapa para alcanzar viabilidad económica. Las localizaciones de superficie para los

equipos de perforación o para pozos individuales es típicamente determinada en visualización 3D donde la información geofísica (sísmica 3D), geológica y de ingeniería, puede ser evaluada simultáneamente.

3.1.2. Haynesville

La lutita de Haynesville es una lutita negra fisil con alto contenido orgánico del Jurásico superior situada en la elevación de Sabine, la cual separa las cuencas del este de Texas y el norte de Louisiana (Fig. 7). El play se encuentra a una profundidad de entre 10000 y 14000 ft, cubriendo un área de aproximadamente 9000 mi². Las tasas de producción más altas ocurren en los condados De Soto, Red River, Bienville Parish y el norte de San Agustín. La formación se encuentra por debajo de zonas que han producido gas y aceite por varios años. Las facies están constituidas por rocas ricas en calcita con un poco de arcilla hacia lutitas silíceas altamente laminadas y pequeñas cantidades de calcita, con un espesor de 80 a 350 ft (Parker et al. 2009). La formación posee altas porosidades, aunque hoy en día son inciertas las reservas exactas del play.

Geología

El play de Haynesville está ampliamente definido por el contorno del levantamiento de Sabine (Fig. 6). La



Fig. 7. Mapa que muestra las localizaciones de los pozos verticales y horizontales que definen al play de Haynesville—Lower Bossier.

SYSTEM	SERIES	STAGE	GROUP	STRATIGRAPHIC UNITS (INCLUDING INFORMAL USE)	
TERTIARY	Eocene	Ypresian	Wilcox	Wilcox Formation *	
		Selandian			
TERTIARY	Paleocene	Danlian	Midway	Midway Formation	
CRETACEOUS	UPPER CRETACEOUS	Maastrichtian	Navarro	Arkadelphia Formation Nacatoch Formation Saratoga Formation Maribook Formation Annona Formation *	
			Companian	Taylor	Ozan Formation Brownstown Formation
				Austin	Tokio Formation *
		Santonian			
		Coniacian			
		Turonian	Eagle Ford	Eagle Ford	
		LOWER CRETACEOUS	Cenomanian	Tuscaloosa	Tuscaloosa
	Washita			Washita	
	Albian		Fredericksburg	Goodland Formation Paluxy Formation Rusk Formation	
			Trinity		Ferry Lake Anhydrite Rodessa Formation *
				Aptian	Dexar Formation James Limestone Pine Island Shale
	Barremian			Sligo Formation (Pettei) *	
				Hosston Formation *	
				Haynesville Limestone Bossier Formation *	
	JURASSIC	UPPER JURASSIC	Tithonian	Cotton Valley	Haynesville Formation Buckner Anhydrite Smackover Formation *
Kimmeridgian					
Oxfordian				Norphlet Formation	

Fig. 8. Columna estratigráfica del Este de Texas y Norte DE Louisiana. Los asteriscos muestran las formaciones productoras de hidrocarburos (Puckette, 2009).

es mucho más profundo, grueso y con mayor porosidad temperatura y presión, contenido de gas y producciones iniciales. La profundidad, temperatura y presión incrementan desde el noroeste hacia el sureste a lo largo del este de Texas y el Norte de Louisiana. La profundidad del play incrementa 10000 a 14000 ft en la misma dirección (Fig. 12).

La profundidad media de los pozos verticales es de 11800 ft, las temperatura media de fondo es de 300 °F y la presión de los tratamientos de estimulación está por encima de los 10000 psi. La calidad del yacimiento, porosidad llena de gas y TOC también incrementa hacia el sureste, la Tabla 1 da el resumen

lutita de Haynesville del jurásico superior se sobrepone a la formación de limestones de Smackover y es discordante y superpuesta a las areniscas de Bossier (Fig. 8 y 9). Aunque las tres formaciones anteriores son posibles objetivos, es la de Haynesville la que posee mayor espesor, presiones y gas in situ (GIP) y por lo tanto el objetivo principal. La formación se caracteriza por el contenido de minerales radioactivos como el uranio y por lo tanto altas emisiones de rayos Gamma que son fácilmente visibles en los registros (Fig. 9). La materia orgánica se concentra en plataformas dentro de la formación salientes de carbonatos en los limos de Haynesville/Smackover (Fig. 10), estas estructuras proporcionan condiciones restrictivas y anóxicas propicias para el desarrollo de hidrocarburos.

Propiedades del yacimiento

Comparado con el play de Barnett, ubicado al oeste, el de Haynesville

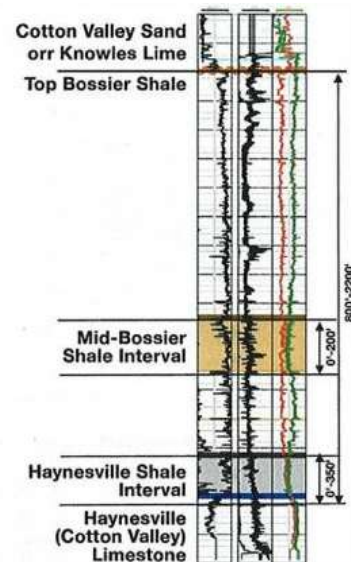


Fig. 9. Tipo de registro para la sección estratigráfica del este de Texas y norte de Louisiana.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

de las propiedades de Haynesville.

Mineralogía

Dentro del área productiva de Haynesville hay dos facies ricas en contenido orgánico: bancos de carbonatos ricos en calcita compuestos por 35—60% de calcita, 20—30% de ilita y 15—30% de cuarzo; y facies de claystone siliceo con alto contenido de cuarzo, 25—30%, con menos calcita 20—30%, y finalmente minerales arcillosos, 25—45%. La

distribución de facies se presenta en la Figura 11. Las dos terceras partes inferiores de Hynesville están compuestas por lutita (principalmente ilita y montmorillonita). La tercera parte superior consiste en altos porcentajes de arcilla que hacen a la roca más dúctil y reducen su permeabilidad y porosidad.

El hecho de que sea una formación más dúctil que su vecina Barnett, la hace más difícil de fracturar. Se deben tomar en cuenta los cambios en la fragilidad para la perforación de pozos ya que de esto depende la eficiencia de la terminación. Los puntos objetivo deben estar ubicados en las zonas con alto contenido de sílice o de carbonatos (es decir, las rocas más frágiles, o bien menos dúctiles). Los esfuerzos en el área son altos, lo cual resulta en altas presiones de fractura. Los trabajos de fractura son más costosos así como el manejo en condiciones HPHT, lo cual requiere asegurar altas recuperaciones finales para que los desarrollos sean económicos.

Fracturas naturales

La lutita de Haynesville contiene fracturas naturales marginales que no contribuyen de forma principal a la producción. Sin embargo estas fracturas presentan problemas que requieren de control de filtración para evitar la ineficiencia del fracturamiento.

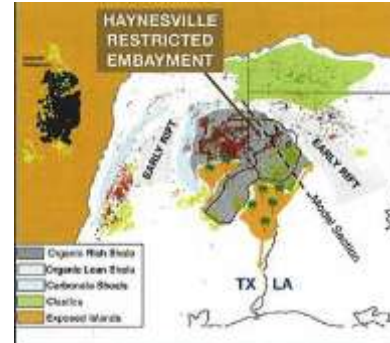


Fig. 10. Sistemas de deposición de Haynesville (Brittenham).

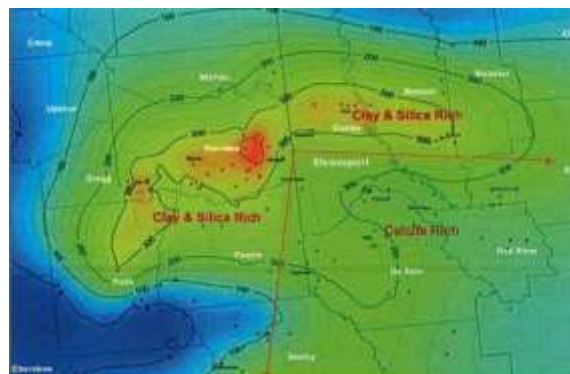


Fig. 11. Mapa de isopacas que muestran la distribución general de las facies ricas en calcita y facies de mudstone siliceo.

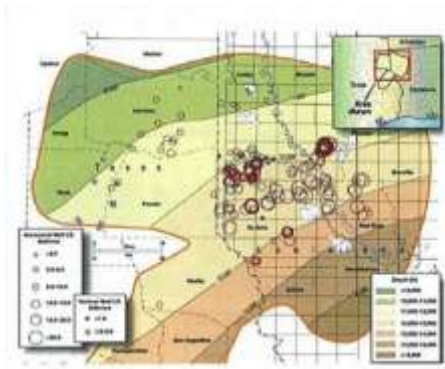


Fig. 12. Mapa que muestra las áreas cubiertas por Haynesville, es decir, el este de Texas y norte de Louisiana. La profundidad de la formación aumenta en dirección NO a SO (Stevens and Kuuskraa, 2009).

Porosidad y permeabilidad

La porosidad de matriz es relativamente alta, de entre 6 y 15%, pero la permeabilidad es baja, de entre 350 y 600 nanodarcies. La alta porosidad de matriz, el alto contenido de TOC (2—5%) y la ausencia general de significativas fracturas naturales se traducen en un sistema dominado por la porosidad de matriz y gas libre por encima del adsorbido, al contrario de Bakken.

Madurez termal

El contenido de TOC es de 2 a 5%, con Kerógeno tipo II marino, generador de aceite y gas. La maduración geomecánica y los análisis isotópicos muestran que hay una alta madurez de la roca, con reflectancias de vitrinita $R_o > 2.0\%$ (Kornacki, 2010). Las favorables condiciones de sepultamiento y termales causan que la mayor parte del kerógeno se convierta en hidrocarburos y carbón muerto.

Gradiente de presión

La característica que diferencia a Haynesville de cualquier otro play de lutitas es que tiene elevados gradientes de presión, 0.85—0.93 psi/ft (Fig. 12).

La presión anormal es debida a la conversión termogénica (cracking) del kerógeno, primero en aceite, luego en gas, lo cual incrementa el volumen de fluido confinado en el yacimiento y genera microfracturas; la muy baja permeabilidad evita que haya fuga a través del tiempo geológico. Las zonas prospectivas de Hynesville están normalmente presurizadas (presión hidrostática); las altas presiones están asociadas a bajas permeabilidades, en zonas dominadas por siliciclasticos (Fig. 13). Las altas

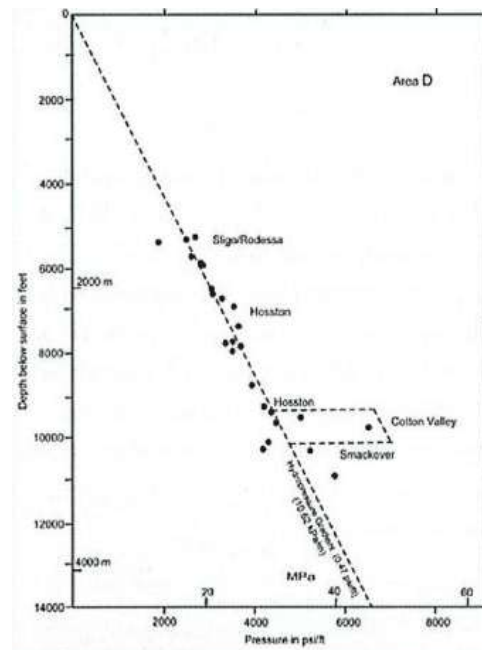


Fig. 13. Grafica de presión—profundidad de la parte norte de la cuenca salina de Louisiana.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

presiones de yacimiento contribuyen a tener altos IP, de 10 a 30 MMcf/D.

Área principal

Esta área está definida por los IP que exceden 10 MMcf/D (Fig. 14) o en áreas dentro de del contenido contabilizado de 300 Bcf/mi² (Fig. 15), esta región contiene cerca del 100 % del contenido de gas a lo largo de 4500 mi² (Williams, 2009a). En esta área se llegó a exceder de los 30 MMcf/D con un IP promedio por pozo en una muestra de 236 pozos de 13.7 MMcf/D (Wang and Hammes, 2010). Sin embargo la mayoría de estos pozos se ha reducido el tamaño de los estranguladores para evitar el corte de la formación, el triturado del apuntalante o fallas del tubing (Wang and Hammes, 2010).

Historial de play

La primera empresa que explotó Haynesville con una importante producción de gas fue Petrohawk Energy por medio de un pozo vertical en 2004. El potencial había sido previsto por Encana Corporation y Chesapeake Energy entre 2005 y 2006. En noviembre de 2007 Cubic Energy anuncia el descubrimiento de un nuevo campo (Johnson Branch). En 2006, diversas compañías dirigen sus esfuerzos de perforación a la zona baja de la lutita de Bossier (que es equivalente a Hynesville en el noreste de Texas). Más recientemente la perforación se ubica en los limos de Haynesville y Smackover así como la parte baja y alta de Bossier con pozos con longitudes desarrolladas de más de 11000 ft y con secciones laterales de más de 3500 ft con IP de hasta 8 MMcf/D pero que está restringido por las capacidades de las tuberías.

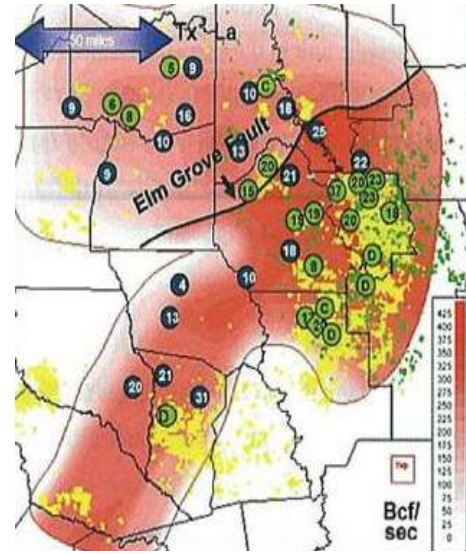


Fig. 14. Mapa del contenido de gas (MMM/mi²) del play de Haynesville/Bossier. Las áreas en rojo oscuro exceden los 300 MMMCF/mi². Los números en los círculos representan los IP en MMCF/D (Brittenham, 20109).

Retos de desarrollo

Los retos de Haynesville están relacionados con la combinación única de propiedades de yacimiento, incluyendo la matriz dúctil, la alta temperatura y presión. Los equipos y prácticas de perforación, evaluación, terminación y estimulación se tienen que adecuar a las condiciones de pozo y propiedades de yacimiento, en particular con: 1) identificar los objetivos ricos en sílice y carbonatos, 2) tomar en cuenta la alta ductilidad por el contenido de arcilla en el yacimiento, lo cual requiere mayores presiones de bombeo y técnicas de control de diagénesis y posicionamiento del apuntalante, migración de finos e hinchamiento de la arcilla, y 3) las altas presiones de cierre, las cuales requieren de alta resistencia

del apuntalante para maximizar la conductividad. Debe haber controles de fuga debido a la presencia de fracturas naturales marginales. La terminación horizontal es la más popular en Haynesville para optimizar la producción y el área de drenaje de una forma más rápida y económica.

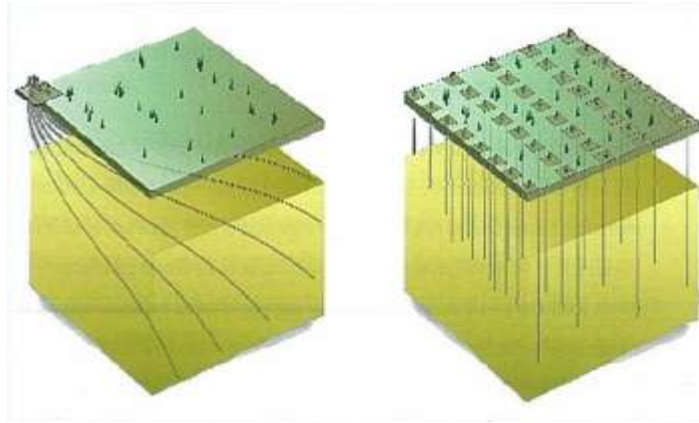


Fig. 15. El uso de equipos de perforación multipozo en Haynesville, permite seis pozos horizontales con ocho etapas para remplazar a los 48 pozos verticales por sección (1 mi²) y reduce el disturbio en superficie en un 95%.

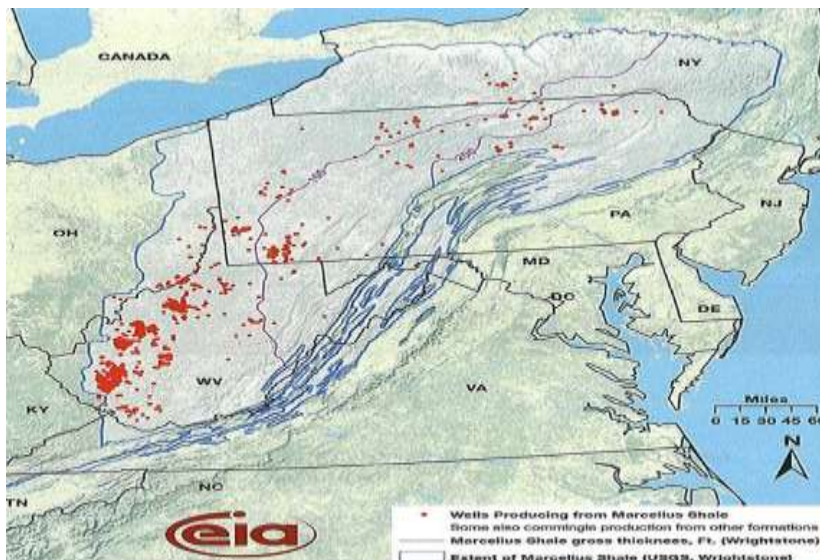


Fig. 16. Mapa que muestra el esquema del play de Marcellus y la localización de los pozos productores.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

Tabla 1. Propiedades de yacimiento de Haynesville

TVD (ft)	10300-13500
Espesor	60-350
Temperatura (°F)	270-370
Presión de fondo (psi)	8700-11200
Porosidad %	06-dic
Permeabilidad (nd)	300-650
Saturación de agua (%)	45
TOC (%)	02-may
Ro (%)	1.7-22.5
Gradiente de presión (psi/ft)	0.85-0.93
Gradiente de fractura (psi/ft)	0.95-1.0
Presión de tratamiento (psi)	8000-14500
Relación de Poisson	0.20-0.27
Módulo de Young	2-4 x10E6
Relación gas libre/adsorbido (%)	80/20
Contenido de gas MMMCF/mi2)	150-250
OIGP (MMMMCF)	717
EUR (MMMMCF/pozo)	4-7.5

3.1.3. Marcellus

La lutita de Marcellus es una gran play de lutitas que apenas lleva tres años siendo desarrollado. Estas lutitas se encuentran a profundidades relativamente bajas (entre 4000 ft a 8500 ft), cubre grandes porciones del estado de Kentucky, Ohio, el oeste de Virginia, Maryland, Pennsylvania y Nueva York (aproximadamente 95000 mi²). Este play se encuentra por debajo de la cuenca de Catskill/Deleware, la cual abastece de agua a 17 millones de personas, incluyendo al 90% de los residentes de Nueva York. La porción maduramente termal de Marcellus esta principalmente limitada en el oeste de Virginia, Pennsylvania y Nueva York, cubriendo 53000 mi² y abarcando una distancia de 600 mi (Fig. 16). Aunque la principal zona almacenadora de Marcellus es de alrededor de la mitad de grosor que el de las lutitas de Barnett y tiene menor contenido de gas, es cerca de 10 veces mayor en extensión areal que la principal zona de almacenamiento de Barnett. Junto con la geología, e igualmente de importante que el desarrollo de Marcellus, es la compleja relación con la gran población del centro y noreste de EU lo cual causa una mayor complejidad técnica para el desarrollo. La tabla 2 muestra las características generales de la lutita de Marcellus.

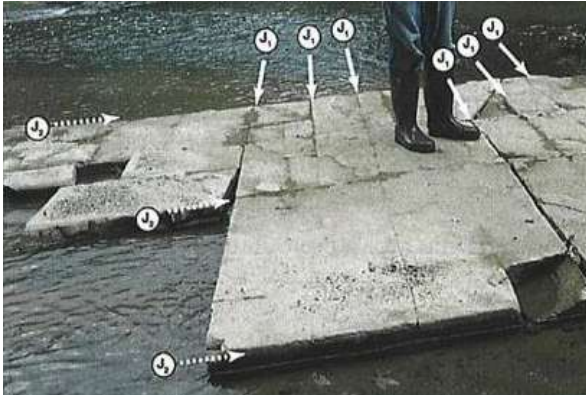


Fig. 17. Fotografía que muestra las dos sets de fracturas ortogonales principales presentes en Marcellus (Engelder et al. 2009).

Las propiedades del yacimiento combinadas con la producción (curvas de declinación de la producción) a partir de los pozos iniciales, y la extensión geográfica de este Play lo conforman como el mayor play de gas en EU en términos de Gas in situ y reservas. El aspecto económico de Marcellus se ve favorecido por distintos factores: los bajos costos de localización y desarrollo (en comparación con otros grandes play de gas en lutitas), la larga

vida de sus reservas, proximidad a los grandes mercados del gas natural en EU y bajos costos de proceso y transporte.

Geología

La lutita de Marcellus se extiende a través de 160 000 mi² de la cuenca de los Apalaches. Las secuencias arcillosas del devónico son secuencias de arcillas negras, café oscuro y gris oscuro, ricas en contenido orgánico, que fue depositado en zonas marinas someras a lo largo del margen distal del delta de Catskill del Acadiano. Los sedimentos que forman estas rocas se alternan con arcillas carbonatadas del cretácico y granos gruesos de clásticos que representan cinco episodios de subsidencia tectónica y transgresión regional durante la orogenia Acadiana que formó el promontorio de la cuenca de los Apalaches y las montañas Apalaches.

El alto contenido de material orgánico en las arcillas negras del devónico esta probablemente relacionado con una alta productividad orgánica con tasas de sedimentación moderadas a lo largo de los márgenes distales del delta de Catskill, en un ambiente anóxicas. En general la materia orgánica presente en las arcillas negras es predominantemente marina con kerógeno tipo I y tipo II en el lado oeste de la cuenca, apartadas de las mayores fuentes de aporte de siliciclasticos. El kerógeno tipo III domina en la parte proximal de los depósitos del Este. La madurez termal parece ir orientada a la zona con mayor sepultamiento. La cuenca de los Apalaches exhibe un amplio rango de hidrocarburos fluidos asociados con una escala de maduración termal que se mueve progresivamente en dirección al

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

este desde Ohio dentro de la zona Este de Pennsylvania. Esto incluye aceite y gas asociado que derivaba de la mezcla de gas biogénico y termogénico, desde gas húmedo hasta gas seco. El gas autogenerado es almacenado en las fracturas y espacios de poro entre granos, y es químicamente adsorbido dentro de la materia orgánica en la arcilla.

Lutita de Marcellus. La lutita de Marcellus es fisil, radioactiva, compuesta por lutitas negras ricas en materia orgánica que contiene intercalaciones de Limestone y con altos contenidos de minerales de hierro (siderita y pirita). El TOC alcanza 18%. La roca se divide fácilmente a través de los planeos de sedimentación. Fracturas naturales

Los afloramientos indican un sistema de fracturas extensivo, el cual ocurre con un patrón de fracturas verticales y ortogonales (joints 1 y 2, ver la figura) que dividen la lutita en losetas cuadradas de aproximadamente 1m de lado, asemejando un adoquín (Fig. 17). La tendencia este—noroeste de los joints 1 esta mejor desarrollada, es decir cerradamente espaciadas y con mayor densidad de fractura y están cortadas en cruz por la menos desarrollados joints 2 con tendencia hacia el noroeste (Fig. 18). Los registros de imagen han confirmado su presencia en el subsuelo, aunque la distribución y concentración de fracturas vistas en el yacimiento no siempre es paralela a las vistas en afloramientos. En particular la naturaleza planar de los joints 1 hace difícil la detección con registros de imagen. El máximo esfuerzo horizontal es cercanamente paralelo al de esas fracturas lo cual ocurrió debido a la orogenia Acadiana hace 300 millones de años. El origen de estas fracturas es la presión anormal de los hidrocarburos que se estaban generando los cuales causaron fracturamiento hidráulico natural. La presencia y el acceso a estos sistemas de fracturas es importante para alcanzar los altos IP de Marcellus, los cuales son comparables a las de los plays más productivos como Barnett y Haynesville. Por

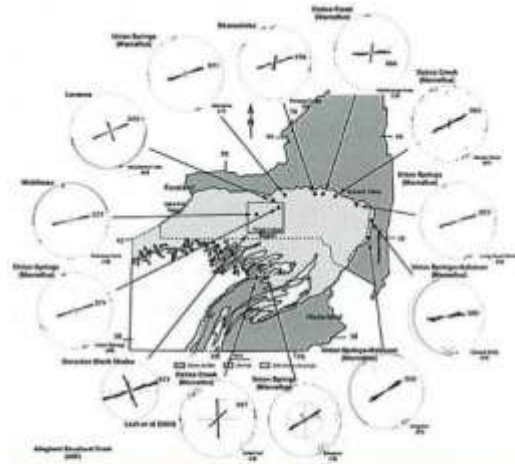


Fig. 18. Orientación de los J1 en Marcellus y otras lutitas negras del Devónico de la cuenca de los Apalaches. El número de los sets de joints medidos, está listado en los paréntesis. Note la orientación consistente del set de joints.

medio de la orientación de pozos horizontales de norte a noroeste o sur a sureste, los pozos cruzan y drenan un gran número de joints 1. Los tratamientos de fractura con etapas corridos en dirección este a noreste (paralelos a los joints 1) cortan y drenan a los Joints 2. La permeabilidad de los esfuerzos controlados es más favorable para los J1 que para los J2 porque los esfuerzos actuales tienen dirección casi perpendicular al set de J1. Esto explica en parte, la producción comercial de las fracturas naturales no estimuladas en el campo Big Sandy y en otras partes de Kentucky (Engelder et al. 2009b).

La presencia de este extenso set de fracturas ha permitido histórica y actualmente que muchos pozos de Big Sandy al este de Kentucky produzcan de las relativamente someras lutitas de Huron y Cleveland con gastos económicos sin estimulación artificial. Uno de los cinco pozos horizontales perforados desde 2000 ha fluido comercialmente sin estimulación hidráulica, demostrando el fuerte

control del sistema de fracturas sobre la producción (Engelder et al. 2009b) el campo Big Sandy en la cuenca de los Apalaches ha producido más de 2.5 MMMMCF de gas de los principales yacimientos de lutitas del devónico y de yacimientos convencionales secundarios. Cerca de 1 MMMMCF de has ha sido producido desde 1953, únicamente de las fracturas naturales abiertas en las arcillas negras. Algunos pozos de Big Sandy han producido por más de 50 años.

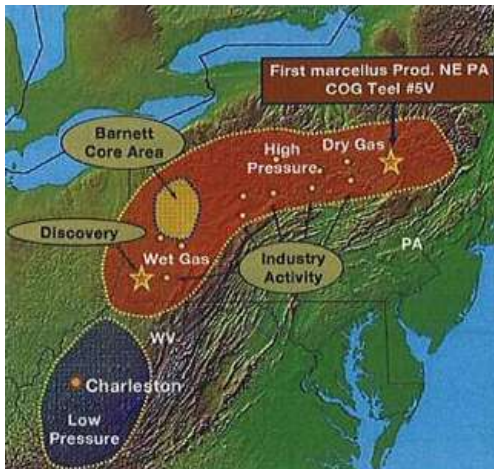


Fig. 19. Mapa que muestra el área de yacimientos de baja presión de Marcellus que incluye el campo de Big Sandy, y la presión normal a alta en la principal área productora que va de suroeste al noreste de Pennsylvania

sobre la producción a largo plazo: el gas almacenado en las fracturas se drena rápidamente, mientras que el gas almacenado en la matriz, incluyendo gas libre y adsorbido, se drena más lentamente. La conexión de la porosidad de matriz a través de los densamente espaciados Joints es la clave en el play de Marcellus (Engelder et al. 2009b).

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

Gradiente de presión.

El gradiente de presión en Marcellus varía de por debajo del gradiente normal en partes del centro y sur del Virginia Occidental, a normal y por encima del normal en las porciones restantes del play (Fig. 19). Existe la teoría de que Marcellus está depresionado en áreas donde la formación subyacente de sal Silurian Salina está ausente (Myers, 2008). En las áreas depresionadas, la terminación de pozos es típicamente convencional con fracturamientos con nitrógeno o espumas con nitrógeno para minimizar el daño a la formación y por aspectos de limpieza. Los fracturamientos con agua se usan normalmente en zonas con presión normal o por encima de la normal (Wrightstone, 2009).

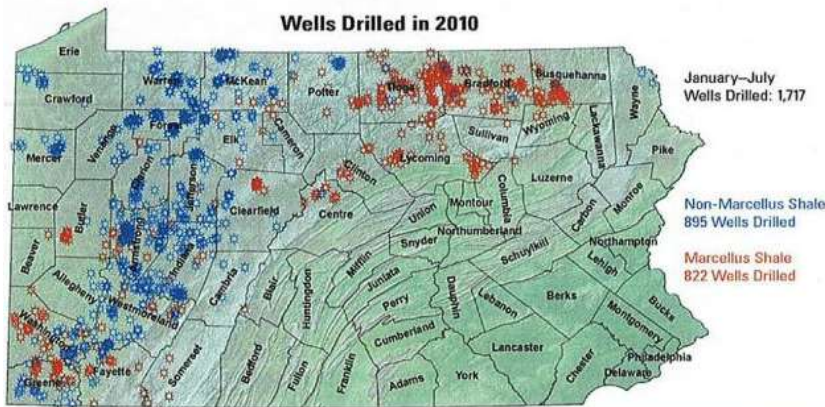


Fig. 20. Pozos perforados hasta julio de 2010 según el Bureau de Administración de Aceite y gas.

Historia del play

La primera producción comercial y doméstica de gas en EU fue en 1921 por medio de la lutita Devonian Dunkirk en el estado de Nueva York. Desde entonces se ha perforado pozos a través de la cuneca de los Apalaches

produciendo por medio de las fracturas naturales de las lutitas negras del devónico, generalmente con gastos bajos, aunque los más recientes pozos de Marcellus alcanzan IP de 1.6 a 3.3 MMCF/D (Martin, 2009). La excepción grande es el campo Big Sandy donde se ha tenido producción comercial por años. Algunos pozos de las arcillas del devónico han producido hasta 100 años en algunos lugares.

En 1992 el programa del Gas Research Institute (GRI) determinó que las lutitas ricas en contenido orgánico del devónico podían ser importantes yacimientos de gas y que las tecnologías podrían hacer una gran diferencia en el desarrollo de estos recursos no convencionales. Aunque al programa se le atribuye el 50% del incremento de la producción de los Apalaches en 2001, el potencial completo de las lutitas del devónico no se realizó hasta que los precios del gas se elevaron y el

desarrollo de pozos horizontales y fracturamiento hidráulico multietapa probaron dar producciones comerciales, al igual que lo hicieron en otros plays.

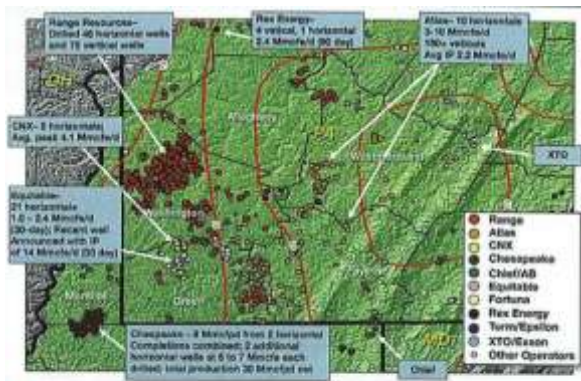


Fig. 21. Mapa que muestra el área productora principal de la lutita de Marcellus, al SO de Pennsylvania. Los contornos son isolíneas de madurez termal.

permite el flujo. Hoy en día los historiales y registros de pozo proveen una gran base de datos de extensión, geología, y madurez termal de Marcellus (Wrightstone, 2009).

La era moderna de la producción de la lutita de Marcellus en la cuenca de los Apalaches comenzó en 2004 cuando Range Resources usó fracturamiento con agua al estilo de Barnett con el pozo vertical Renz Unit #1 en Pennsylvania. Esta empresa reconoció varias características similares a las de Barnett, en particular por los arranques de pozo. El pozo Renz estableció producción comercial con un IP de 400 MCF/D y buena curva de producción (Durham et al. 2009). Continuando con la fase exploratoria, se da la confirmación con dos pozos verticales perforados en 2005 y el primer horizontal se perfora en 2006. Aunque el primer horizontal no fue del todo exitoso se perforó un segundo horizontal en el mismo año y 18 verticales

Eh Marcellus se han perforado más de 20000 pozos a través de la cuenca de los Apalaches, la mayoría en yacimientos profundos en las arenas Lower Devonian Oriskany y Silurian Medina. Los pozos que penetran Marcellus en objetivos profundos, a menudo experimentan fuertes patadas de gas. Los registros de temperatura y acústicos de ruido indican flujo natural, sugiriendo la presencia de microfracturamiento, cuando se sabe que la baja permeabilidad de matriz no

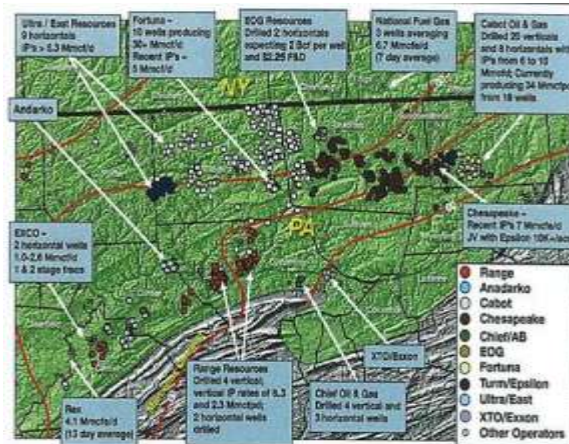


Fig. 22. Mapa que muestra el área principal de Marcellus el área principal de Marcellus al NE de Pennsylvania.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

adicionales. Como parte de la fase exploratoria, se tomaron núcleos completos de Marcellus. En 2007 la empresa perforo 44 verticales y 15 horizontales. En diciembre de 2007 Range Resources anuncio IPs de 1.4 y 4.7 MMCF/D en cinco pozos horizontales, lo cual sucedió por medio de mejorar la intersección de fracturas. A partir de 2008 la empresa corrió sus primeras sísmicas 3D, contrato equipos de perforación personalizados y suficientes recursos de agua para mantener la perforación de sus pozos actuales y futuros. La empresa anuncio que distintos pozos en Pennsylvania tenían IP que excedían los 10 MMCF/D. su producción más alta a la fecha tiene IP de 6.3 MMCF/D en pozos verticales y en horizontales un pozo de 26.0 MMCF/D y 30 días de producción promedio de 10.8 MMCF/D. Después de que en diciembre de 2007 tasas de producción comerciales, se ha acelerado el desarrollo de Marcellus, precipitando a los propietarios a adquirir y consolidar sus propiedades (Tabla 3). Las Fig. 20 y 21 muestran la distribución geográfica de la perforación de Marcellus en 2010. Área

principal de Marcellus Los operadores hablan de 18 millones de acres (28000 mi²) de área productora principal de Marcellus (Fig. 20, Tabla 4). Esta es el área dentro de los limites generales del play que han tenido gran producción potencial, es decir con alto TOC, madurez termal, espesor y gradiente de presión. La Fig. 19 muestra la extensión de esta área. La producción en esta área en

el sudoeste de Pennsylvania. De gas húmedo, a gas con alto BTU, a gas seco así como la madurez termal de Marcellus incrementa desde el noreste hacia el límite sureste del play. La lutita de Marcellus al noreste de Pennsylvania, es un área altamente madura que produce gas seco (Fig. 22).

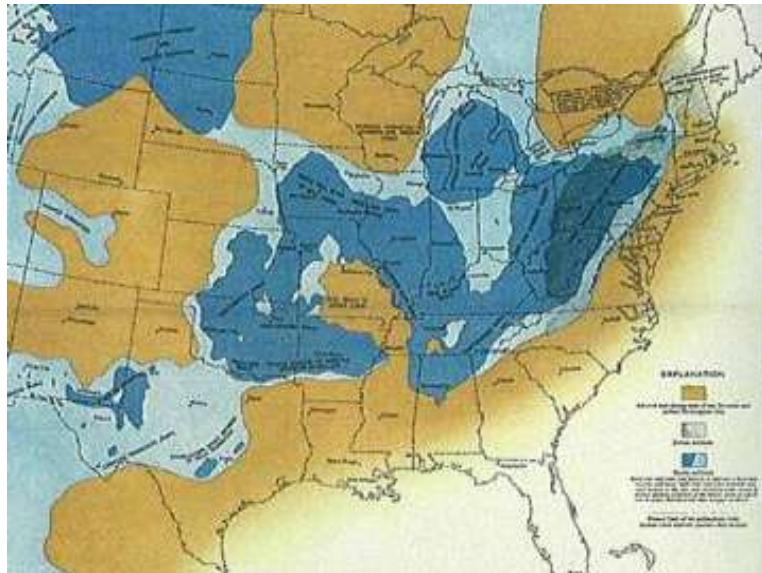


Fig. 23. Distribución regional aproximada de las lutitas negras el devónico superior y el mississipino inferior (azul oscuro).

Las máximas profundidades de perforación (>7000 ft) se encuentran en sinclinales en dirección de la cuenca (norte a oeste) del frente estructural de los Apalaches. La profundidad de perforación decrece gradualmente de oeste a noroeste. No se ha determinado una mínima profundidad de perforación para la producción económica, sin embargo, la vasta mayoría de los pozos permitidos y perforados exceden los 5000 ft (Wrightstone, 2009).

Para propósitos de exploración, algunos operadores han dividido el play de Marcellus dentro de distintas regiones geológicas con base en el espesor de la lutita, las propiedades de yacimiento, presión, madurez termal, análisis de gas, fallamiento y fracturamiento.

La cantidad estimada de reservas recuperables en Marcellus ha continuado creciendo con el desarrollo por lo que no se ha determinado un valor fijo (Tabla 4).

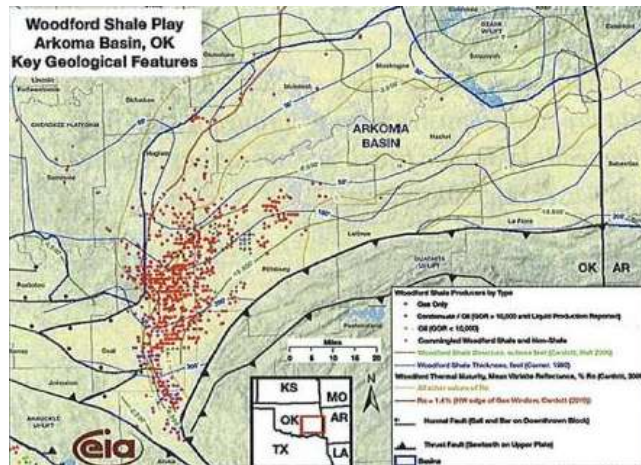


Fig. 24. Mapa de la cuenca de Arkoma del play de Woodford.

Retos de desarrollo

La viabilidad económica y el desarrollo del play de Marcellus dependen del alcance exitoso de los retos enlistados:

- Entendimiento de la variabilidad geológica local (mineralogía, TOC, madurez termal, etc.) en la lutita y en formaciones adyacentes para identificar los puntos objetivo del yacimiento.
- Entendimiento del sistema de fractura regional.
- Administración de los aspectos de sensibilidad del agua.
- Mejoramiento de las eficiencias y la efectividad de perforación, es decir minimización de los aspectos relacionados con la perforación y mejorar las técnicas de terminación.
- Dirigir los aspectos relacionados con el agua y el medio ambiente del estado y agencias reguladoras locales.
- Reducir las limitaciones a la producción, impuestas por infraestructura rudimentaria por medio de la mejora de la infraestructura de entrega de gas.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

- Adaptabilidad para trabajar de manera efectiva con la infraestructura existente (terreno accidentado y carreteras de los estados) y en clima invernal.

Tabla 2. Atributos de yacimiento de Marcellus	
Profundidad (ft)	4000-8500
Espesor neto (ft)	50-300
Porosidad (%)	04-oct
Permeabilidad (nd)	500-2000
Saturación de agua (%)	dic-35
Temperatura (°F)	100-150
Presión (psi)	1500-5000
Gradiente de presión (psi/ft)	0.43-0.7
Gradiente de fractura (psi/ft)	0.9-1.2
Cuarzo (%)	10 a 40
Carbonato (%)	5 a 20
Arcilla (%)	35 a 60
Relación de Poisson	0.2-0.24
Módulo de Young	3-5.5 x10E6
TOC (%)	2-12%
Kerógeno (%)	3-10%
Madurez Termal (%Ro)	0.8-3+
Contenido de gas (scf/ton)	30 a 350
GIP (MMMCF/ton)	60 a 150
IP (MMCF/D) (HORIZONTAL)	2 a 14
EUR (MMMCF) (HORIZONTAL)	2 a 5
IP (MMCF/D) (VERTICAL)	0.5 a 5.0
EUR (MMMCF) (VERTICAL)	0.5 a 2

Tabla 3. Parámetros que definen las zonas principales de Marcellus		
	Wrightstone (2009)	Cabot O&G (2009)
Profundidad (ft)	>5000	6000-8000
Espesor Neto (ft)	>30	50-365
Gradiente de presión (psi/ft)	>0.40	-
Madurez Termal (%Ro)	>1.25	-
TOC (%)	-	3 a 10
Porosidad (%)	-	6 a 10

Tabla 4. Estimación de las reservas recuperables de Marcellus		
Año	Reservas recuperables MMMMCF	Fuente
1985	67	Kuuskræa
2005	2.1	Milici (USGS)
2009	262	USGS
2009	489	Engelder

3.1.4. Woodford

La lutita de Woodford produce aceite y gas en Oklahoma y en la cuenca del Pérmico en Texas. Aunque la estratigrafía y el contenido orgánico de la lutita de Woodford es bien comprendido, la compleja geología estructural de las cuencas de Oklahoma y en si la compleja mineralogía de Woodford, afecta al diseño de la perforación y la terminación, así como las prácticas de producción y la productividad del pozo. La parte superior del play tiene varias ventajas que mejoran el aspecto económico: una gran producción de

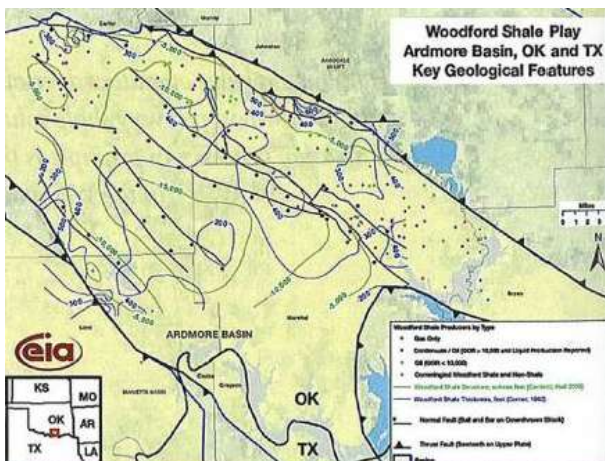


Fig. 25. Mapa de la cuenca de Ardmore del play de Woodford.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

hidrocarburos con poco o nada de agua, localizaciones de los pozos en áreas rurales y la existencia de varios pozos verticales viejos.

Geología

Estructura y estratigrafía. Woodford es una extensa lutita ubicada entre el devónico tardío y mississipino temprano, está compuesta por lutitas negras ricas en contenido orgánico depositadas a lo largo de la cuenca Mid—continent en Oklahoma y Kansas. Su edad es equivalente a la de otras lutitas como Bakken (cuenca de Willistone), Chattanooga (cuenca de Mid—continent y Black Sarrío), Antrim (cuenca de Michigan), Nueva Albania (cuenca de Illinois), y el devónico del oeste como Ohio y Marcellus (Cuenca de los Apalaches) (Fig. 23). Todas estas formaciones han sido consideradas como las rocas generadoras de aceite y gas de

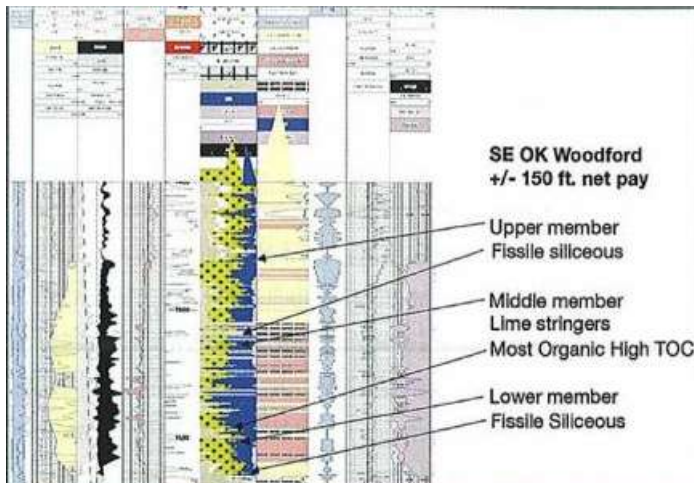


Fig. 26. Marcas características en los registros de la lutita de Woodford.

estas y otras cuencas (Comer and Hinch, 1987). Las cuencas de Arkoma y Ardmore en el sur de Oklahoma son dos cuencas promontorio que se forman a lo largo de Ouachita Fold Belt. La tendencia estructural de Ouachita es hacia el oeste de la extensión del sistema orogénico del paleozoico de los Apalaches del este de Norteamérica. Las cuencas están separadas unas de otras por levantamientos, depresiones y fallas de desgarre.

Arkoma y Ardmore son las áreas de almacenamiento de hidrocarburos más deformadas de la Ouachita, están caracterizadas por alto ángulo, fallas normales sindeposicionales y fallas de cabalgamiento de bajo ángulo (Figs. 24 y 25) (Coleman, 2008). Woodford es una formación informalmente dividida entre los miembros altos, bajos y medios (Fig. 26), los cuales representan la deposición transgresiva temprana y tardía. La unidad de en medio es la más extensa de las litofacies, la cual ostenta el mayor TOC y es la más radioactiva (Hester et al, 1990). La Lutita de Woodford fue depositada en la discordancia regional en la parte superior de los limestones de Hunton. Hay una pequeña discordancia en la parte

superior de Woodford. Tiene unidades de carbonatos subyacentes y suprayacentes que proveen barreras a las fracturas naturales. El espesor de Woodford está influenciado por el engrosamiento regional del noroeste al sureste hacia la parte del piso de la cuenca (Fig. 27) y por los canales erosivos locales en el grupo de limestones inferior. Las secciones más gruesas de Woodford se encuentran en los canales y las secciones más delgadas en las zonas que interdividen a los canales. La base de Woodford está compuesta de cuarzoarenitas. Aunque la lutita de Woodford es normalmente más delgada que otras lutitas productoras, esta posee una mayor relación NTG.

Litología y mineralogía. La formación de Woodford tiene una litología compleja que intercala pizarras y lutitas negras fisiles que representan facies anóxicas de la cuenca (Fig. 28). La litología más característica del sudeste de Woodford es la lutita negra (mudstone).

La compleja mineralogía es resultado de los procesos deposicionales y paleográficos del devónico tardío (Fig. 29, Tabla 5).

Las pizarras de Woodford contienen el 4.5% del TOC. El cuarzo ocurre por la recristalización diagenética de los esqueletos de radiolarios. La porosidad es altamente variable (0.59—4.90%), baja permeabilidad (0.0003 y 0.274 md, y pequeñas aperturas de poro promedio (5.8—18.6 nm). Las facies de lutitas negras de Woodford tienen mayor TOC con un promedio de 13.1%. Estas presentan porosidad variable (1.97—11.9), permeabilidad (0.011—0.089md), y apertura media de poro (6.2—17.8) (Fishman et al. 2010).

Fracturas naturales. Las microfracturas contribuyen a las porosidad de la roca y están controladas por la litología, es decir, están más desarrolladas en las pizarras frágiles y menos o ausentes en las dúctiles lutitas negras ricas en arcillas (Fishman et al. 2010). Basándose en las propiedades geomecánicas, es decir la relación de

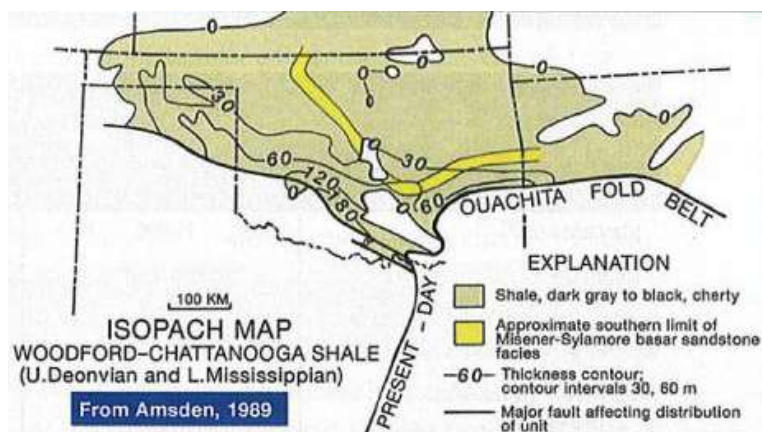


Fig. 27. Mapa de isopacas de la lutita de Woodford en metros

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas



Fig. 28. Litofacies de la lutita de Woodford con lutita negra y pizarra interestratificadas. Afloramiento en el levantamiento de Arbuckle.

(Comer, 2007).

Contenido orgánico y madurez termal. El contenido orgánico de la lutita de Woodford está dominado por una tendencia de incremento de noroeste a sureste (6 a >9% en el centro de la porción sureste de la lutita, a lo largo de ambos flancos de la cuenca de Anadarko (Comer, 1992).

El TOC puede llegar hasta 14% y es altamente variable de forma vertical y lateral, reflejando la paleografía del devónico tardío. En la porción de la cuenca de Arkoma, la lutita de Woodford contiene principalmente kerógeno tipo II marino y es una excelente roca generadora. A lo largo del flanco norte de la cuenca, donde las lutitas están diluidas con material terrígeno, contiene una mezcla de kerógeno tipo II y III, los cuales han generado hidrocarburos gaseosos y líquidos (Coleman, 2008).

La madurez termal de Woodford está relacionada con su estructura, con la mayor madurez en las cuencas más profundas y en las fajas orogénicas,

Poisson y el módulo de Young, la lutita de Woodford puede ser categorizada como una arcilla orgánica frágil (Fig. 30).

En el sur de Oklahoma Woodford esta extensamente fracturada (Fig. 31). Estas fracturas en su mayoría son causadas por ajustes asociados con la actividad orogénica del paleozoico tardío, la fragilidad de la litología es debida al alto contenido de pizarra que contribuye al fracturamiento natural. Las fracturas están llenas de bitumen

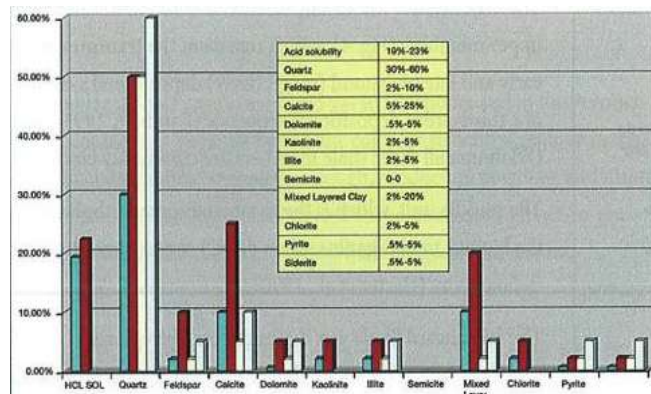


Fig. 29. Mineralogía de la lutita de Woodford en el SE de Oklahoma con estudios de difracción de rayos x (Grieser, 2007)

y las zonas menos maduras, en las partes más someras de la formación. En las cuencas más profundas (Anadarko, Ardmore y Arkoma), la lutita de Woodford tiene una ventana de generación de gas, mientras que en las salientes y plataformas se tiene una ventana de generación de aceite (Comer, 2005). En la zona productora principal de Woodford en la cuenca de Arkoma, el Kerógeno tipo II generador de aceite, alcanza madurez termal en la zona más somera con respecto a otras cuencas y la reflectancia de la vitrinita (%Ro) es de alrededor de 0.5 (el comienzo de la ventana de generación de aceite) hasta más de 3.0 (límite superior de la ventana de generación de gas seco).

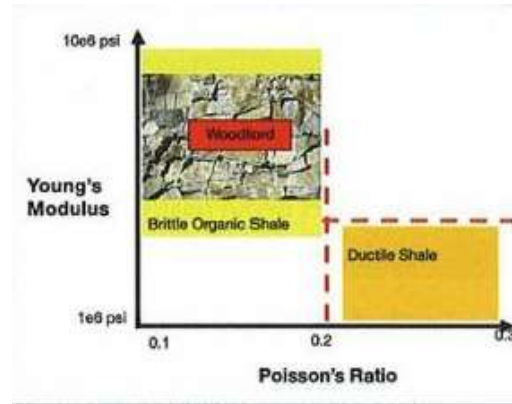


Fig. 30. Gráfica de las propiedades geomecánicas en Woodford.

El kerógeno también genera una red de bitumen en las fracturas, conectando a la materia orgánica y proveyendo caminos de migración (Brown, 2008). En el centro y sur de Oklahoma, la parte superior de las lutitas negras del devónico han generado

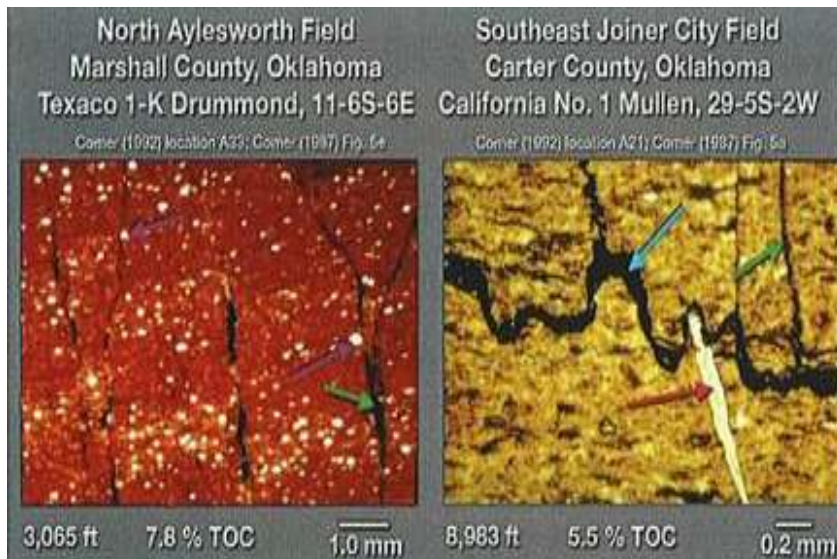


Fig. 31. Fotografías microscópicas de las lutitas fracturadas de la lutita de Woodford en la cuenca de Ardmore. Las fracturas verticales (flechas verdes) y estilolitas (flechas azules) están rellenas con bitumen (Comer, 2007).

del 70 al 85% de las reservas de aceite comercial en la región. La exploración de Woodford se ha concentrado en las áreas donde la madurez termal está en la ventana de generación de gas seco. Las partes más profundas de Woodford están sobremaduras y ya no tienen potencial significativo de generación. Las áreas

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

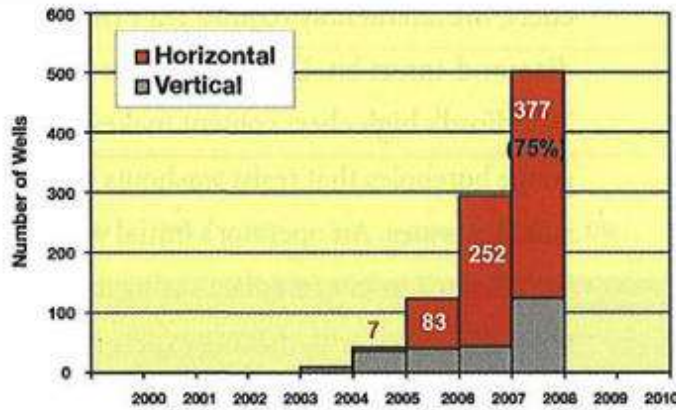


Fig. 32. Número de pozos perforados sólo en Woodford entre 2004 y 2008 (Cardott, 2009).

de Woodford con mayor potencial prospectivo, junto con litología favorable, madurez termal y fracturas naturales abundantes, son Anadarko, Ardmore y Arkoma.

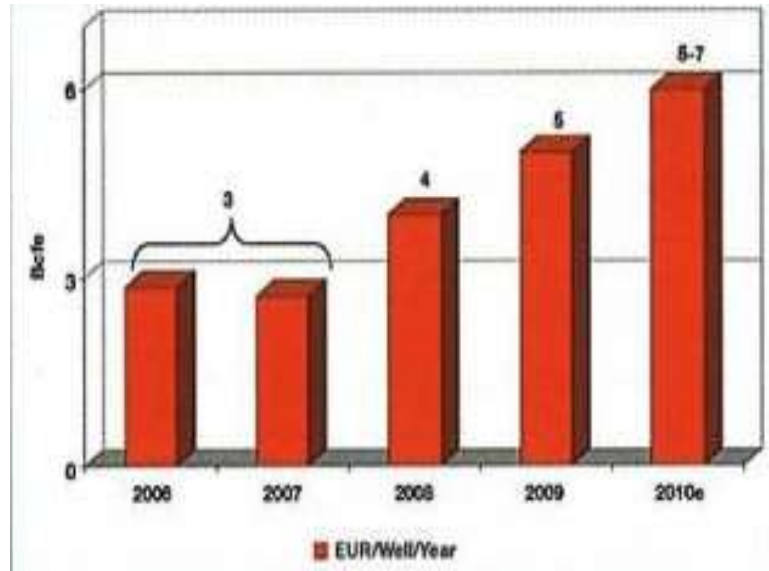
Descripción del play

La primera producción de Woodford en Oklahoma comienza en la década de los 30 con pozos verticales con objetivos en los horizontes

profundos. El desarrollo extensivo no se da sino hasta después del 2000, después de exitosos desarrollos horizontales en el play de Barnett en la cuenca de Fort Worth. Esto incluye el oeste de Arkoma y el este de Anadarko (Fig. 24, Tabla 5), dos pequeños plays en Ardmore (Fig. 25) y otro en la plataforma de Cherokee donde la producción es somera y con baja madurez termal (Cardott, 2010).

La principal formación productora es la cuenca de Arkoma, cubriendo entre 1500 a 2000 mi², donde Woodford es relativamente somera, gruesa, rica en sílice y madurez termal. Esta porción de la cuenca contiene objetivos potenciales que históricamente se terminaron con pozos verticales y producción mezclada (Berman, 2009). En 2003, después del éxito de Barnett, Newfield Energy decidió perforar al oeste de Arkoma. Las similitudes con Barnett en profundidad, porosidad, abundantes fracturas naturales, alto contenido de sílice y alta relación NTG, contribuyeron al éxito en el Play. Los gradientes de presión son normales o ligeramente geopresurizados. Barnett tiene más del doble de espesor que Woodford, y esto se refleja en las estimaciones de gas in situ de 60 MMMCF/mi² contra las de Barnett de 147 MMMCF/mi². Inicialmente se perforaron diversos pozos verticales con IP de aproximadamente 2 MMCF/D. el primer pozo horizontal se perforó entre 2004 y 2005 cuando los precios de gas aumentaron y las técnicas de terminación mejoraron. En 2005, los operadores comenzaron a desarrollar el play de forma horizontal, desde entonces Woodford cuenta con más de 1100 pozos horizontales (Boyd, 2010). Las prácticas de terminación y estimulaciones han sido generalmente copiadas de Barnett, es decir, terminaciones per fan plug y extensos

fracturamientos con agua, los cuales han probado ser altamente efectivos (Tabla 3). Las reservas recuperables para este play están actualmente estimadas en 8 MMMMCF, con una recuperación final por pozo de 3 A 4 MMMCF (Tabla 1).



Retos de desarrollo

Minimizar la incertidumbre geológica es un aspecto crítico de la viabilidad económica de los desarrollos en Woodford. Esto requiere el uso de sísmica 3D para identificar fallas y el uso de avanzados sensores acimutales LWD para la geonavegación precisa de pozos laterales para alcanzar el intervalo y maximizar la exposición del yacimiento en el objetivo.

Fig. 33. Incremento en la recuperación final estimada por pozo.

Como se mencionó anteriormente la lutita de Woodford es principalmente un play de pozos horizontales (Fig. 32) y los operadores tratan de incrementar las eficiencias de las perforaciones y terminaciones para mejorar la parte económica y obtener mayores recuperaciones finales (Fig. 33). Las eficiencias de la perforación incluyen la perforación rápida de pozos laterales y multilaterales, usados sistemas de fluidos de perforación especiales, equipos de perforación multipozo para el uso más eficiente de equipos de perforación, equipos y personal de terminación y un menor impacto ambiental. Las eficiencias de terminación incluyen tratamientos de fractura con agua, incrementando el número de etapas de fracturamiento, fracturamiento simultáneo, reciclaje del agua de fractura, reducción del ciclo de tiempo entre las etapas de fractura y monitoreo microsísmico en tiempo real.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

Tabla 5. Resumen de los plays de Woodford en Oklahoma

Atributos	Woodford	Arkoma	Anadarko	Ardmore
Área del play (mi ²)	11000	1500		
Profundidad (ft)	5000-12000	6000-14000	11000-14500	13000-14000
Espesor neto (ft)	120-220	150-90		
Porosidad llena de gas (%)	3-6.5	3-6.5	4 a 10	3 a 8
Porosidad (%)	3 a 9	3 a 9		
Contenido de sílice (%)	60-80	60-80		45 a 95
Contenido de cuarzo (%)	45	71		
Contenido de arcilla (%)	22	13		
Contenido de carbonato (%)	5			
Contenido de Kerógeno (%)	10			
TOC (%)	3 a 10	3 a 10	3 a 9	4 a 14
Madurez Termal (Ro%)	1.1-3.0	<1.15->3.0	1.1->1.5	<1.2
Gas adsorbido (%)	20-40	NA	NA	NA
Contenido de gas (scf/ton)	NA	200-300	240-380	80-280
GIP (MMMCF/mi ²)	10-100	50-70	100-225	NA
Gradiente de Presión (psi/ft)	0.40-0.52	0.38-0.40	0.52-0.70	0.38-0.52
Recursos totales (MMMMCF)	23			
Técnicamente recuperables (MMMMCF)	12.2	8	4.2	
IP de pozo (MMCF/D)	2.6-12			
EUR de pozo (MMMMCF)	2.7-3.4	3.0-4.0	5 a 8	

3.2. DESARROLLOS INTERNACIONALES

Muchos países y empresas nacionales de hidrocarburos han encontrado potencial en lutitas, cada día, se dan noticias sobre el potencial mercado del shales gas, intereses de los gobiernos, empresas operadoras interesadas, las regulaciones de gobierno con respecto a los plays de shale gas y el potencial de nuevas cuencas descubiertas.

Cuando se desea desarrollar una región con potencial se deben tener en cuenta los siguientes lineamientos básicos para tener éxito de desarrollo:

- Condiciones geológicas y geofísicas favorables.
- Mercado consumidor de los hidrocarburos conocidos.
- Experiencia correcta para la aplicación de tecnología en la cuenca.
- Tecnología adecuada (productos y servicios).
- Condiciones favorables de gobierno (leyes de impuestos, políticas energéticas, acuerdos entre socios de negocios y arrendamiento).
- La actitud de la comunidad en la zona hacia el desarrollo petrolero

Los campos de EU fueron desarrollados por medio de ensaye y error por un periodo de mas de 20 años, lo cual requirió el desarrollo de tecnologías, productos, personal experimentado y gran cantidad de estudios geológicos y geofísicos de los campos. Sin embargo lo que ayudó en gran manera al desarrollo de los plays de shale gas en EU, fue la participación del gobierno como socio. La ventaja de los demás países que quieren explotar su potencial de shale gas es, que el conocimiento adquirido en EU se puede aplicar de manera se puede aplicar de manera rápida.

Reuters reporto en Abril de 2010 que “Estados Unidos planea ofrecer a otros países ayuda para determinar si tienen grandes recursos de gas natural atrapados en arcillas y como llevar esos suministros al mercado”. Los países en desarrollo con potencial se verían beneficiados al poder abastecerse de una fuente de energía alterna y poder generar energía con gas, mientras se reducen las emisiones de gases invernadero. El coordinador del Departamento de Estado para los asuntos internacionales de energía dijo que el U.S. Geological Survey (USGS) ofreció sus servicios de siete a diez países con buenos recursos prospectivos de shale gas. Oficialmente se ha ofrecido asistencia a China, India, Polonia, Chile, Uruguay y Marruecos. Y se ha llegado al acuerdo de que los recursos de gas se hagan públicos

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

para dar a las compañías de EU certeza de que los recursos que van a explotar han sido evaluados correctamente. A la fecha ya se ha comenzado a formular planes para traer esos hidrocarburos al mercado.

3.2.1. Norteamérica

➤ Estados Unidos

(Ver la discusión de la parte: CAPÍTULO 3: DESARROLLOS MUNDIALES DE SHALE GAS: ESTADOS UNIDOS)

➤ Canadá

Necesidad de mercado. Canadá se está enfocando en suministros de energía para cubrir sus necesidades propias y para la venta a EU. De acuerdo a los últimos reportes Canadá cuenta con recursos de Shale gas de 4000 MMMMCF de gas natural, un salto muy fuerte con respecto a estimaciones anteriores, gracias a la inclusión de estimaciones de gas no convencional. Este país quema alrededor de 3 MMMMCF de gas natural por año. A esa tasa, la estimación baja de 700 MMMMCF, alcanzaría para cubrir la demanda interna y externa por más de 100 años.

Cuencas. Canadá tiene cuatro áreas principales de producción: la lutita de Úrica, Muskwa, Montney y Horton Bluff. La prospección, perforación y pruebas para shale gas, se están llevando a cabo en British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Ontario, Nova Scotia, Quebec y Maritimes con el objetivo de hallar nuevas cuencas.

➤ México

(Ir a: CAPÍTULO 4: POTENCIAL EN MÉXICO)

3.2.2. Sudamérica

➤ Argentina

Necesidad de mercado. Los argentinos, que una vez fueron exportadores, han tenido que importar gas de Bolivia y gas licuado de Trinidad y Tobago. Debido a la dificultad de recuperar sus principales reservas en Tight gas, la producción ha decrecido en los últimos años, y esa es la razón por la que se ha dado la necesidad de obtener recursos más accesibles. Recientemente se ha dado a conocer que las reservas actuales de gas duraran siete años y las de aceite, once. La extracción de shale gas es cara y las actuales leyes no favorecen a las compañías buenos aprovechamientos. El precio mínimo que se debe asegurar a las compañías para que estas inicien sus inversiones, es de \$5/MBTU mientras que el precio actual es de \$2/MBTU.

Cuencas. Se conocen depósitos con cantidades masivas de shale gas en Loma de la Lata en la provincia de Neuquen al sudoeste de argentina.

Actualmente la situación de YPF, tras la expropiación mantiene en expectativa cuáles serán las decisiones que tomara el Estado con respecto al desarrollo de recursos no convencionales, así como cuál será la intervención de las empresas privadas en los activos de YPF.

➤ Brasil

Necesidades de mercado. Brasil es el décimo consumidor de energía en el mundo. En años recientes, la producción de aceite ha crecido, permitiendo exportar aceite; pero con el objetivo de cubrir su demanda, el gas debe ser importado.

Cuencas. El gran potencial para lutitas está en la formación de Irati pero también puede encontrarse en Codo y Tremembe.

Al menos nueve depósitos de lutita se han encontrado en Brasil. Estos depósitos pueden llegar a ser las segundas mayores reservas. Sin embargo aún se está haciendo poco en Brasil porque la exploración es limitada, y Brasil se encuentra muy ocupado en sus actividades costa afuera.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

➤ Colombia

Necesidad de mercado. En 2008, Colombia produjo 9 MMMCM de gas natural, consumió 8.1 MMMCM y exportó 900 MMCM. En 2009 se estimaron las reservas de gas en 105.9 MMMCM.

Cuencas. Valle Medio Magdalena, Cordillera Oriental, Cesar Ranchería.

Colombia está ofreciendo derechos de exploración en 168 bloques cubriendo más de 100 millones de acres. En 2010 el gobierno expidió 31 permisos de exploración para bloques de 200000 hectáreas, sobre los que el regulador: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), cuenta con información básica. ANH está también ofreciendo 63 licencias de evaluaciones técnicas, que son contratos a corto plazo que permiten evaluar áreas fronterizas sin gastar en costosos programas de perforación. En suma, 74 bloque más pequeños cerca de las áreas productoras existentes se activarán con multi—licencias. Distintas licencias de las que se darán, cuentan con potencial en arcillas.

El volumen de gas estimado de shale gas en este país es de 326 MMMMCF (in situ) y 31.7 MMMMCF de potencial clasificado. En esta etapa, Ecopetrol está tratando de entender los diferentes tipos de yacimientos no convencionales y las tecnologías aplicables.

➤ Perú

Necesidades de mercado. Con una economía creciente y nuevas reservas de shale gas encontradas, Perú se enfoca en convertirse en un importador de gas. Perú tiene un estimado de 7.8 MMMMCF de reservas de gas natural y espera convertirse en un exportador en los próximos años.

Cuencas. Las lutitas del devónico y Tarma Green Sands.

Maple Energy ha terminado la perforación y prueba del pozo Santa Rosa IX y ha encontrado gas no convencional en las lutitas del devónico. La compañía ha probado Tarma Green Sands desde 12594 a 12705 ft y de 12725 a 112780 ft y la lutita del devónico de 12825 a 13044 ft y de 13051 a 13077 ft para buscar potencial de producción de gas, mientras que Tarma Green Sands no ha mostrado flujo de

gas, la aun no desarrollada lutita del devónico ha mostrado gas durante las pruebas de pozo. La formación de lutitas del devónico en el bloque 31, es significativa en términos de espesor potencial así como gran extensión, pero se requiere de trabajo adicional para determinar si esta lutita tiene oportunidad de producir cantidades comerciales de gas. La información futura de estas evaluaciones se tomara antes de desembolsar más presupuesto para el desarrollo.

➤ Venezuela

Necesidad de Mercado. Venezuela posee estimaciones de reservas de gas natural que la proyectan para convertirse en el cuarto productor mundial, y su reserva petrolera del Orinoco es una de las más grandes.

Cuencas. Cuenca del Orinoco.

El ministro de energía y petróleo de Venezuela, el presidente de PDVSA, y la CEO de Eni, firmaron un acuerdo de tecnología, que provee a PDVSA acceso a la experiencia en Shale gas de Eni en Barnett ya sus estudios para evaluar el potencial de las cuencas de Venezuela para seleccionar las áreas de interés para exploración. En junio de 2010 se estimaron 35 MMMB certificados de aceite in situ.

➤ Uruguay

Necesidad de mercado. Importa la mayor parte de sus suministros de aceite y gas.

Cuencas. Lutita Cordobés del devónico

En octubre de 2009, Schuepbach Energy firmó un contrato con la compañía del estado de Uruguay, Ancap, para buscar gas en 2.4 Millones de acres al norte de Uruguay. Si resulta exitosa la exploración, la compañía tendrá derechos exclusivos sobre el área.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

3.2.3. Europa

Cuando la industria se enfocó en los recursos de gas no convencional, Europa y otras áreas fuera de EU fueron las que más llamaron la atención. Con un estimado de entre 500 y 700 MMMMCF of shale gas y potencial significativo para aceite, la principal motivación para el desarrollo de lutitas es la independencia energética.

Muchos países europeos cuentan con rocas generadoras potenciales, y hay alrededor de 50 cuencas en el continente con potencial de hidrocarburos. Aunque los países que parecen más prometedores son Polonia y los países bálticos, existe potencial de shale gas casi en cualquier parte del continente.

Sin embargo en el entorno de Europa existen diferencias fuertes con respecto a EU, las cuales afectan al desarrollo, estas son:

- La falta de conocimiento: gran parte de la información viene de estudios hechos en 1990. Actualmente las necesidades de información se presentan en donde están los recursos, es decir la profundidad y las formaciones.
- Altos costos de producción. Las áreas de producción son más extensas en Europa.
- Necesidad de infraestructura
- Estructuras de mercado. La necesidad de mercado debe ser estructurada para dar a las compañías precios razonables y acceso a los clientes. También, los contratos a largo plazo para importar gas no permiten acelerar los desarrollos de shale gas.
- Políticas de gas necesarias para la mezcla energética y políticas de desarrollo necesarias para la instalación de infraestructuras.

Más de 50 compañías están interesadas en la exploración para shale gas en Europa. De estas ExxonMobil es la que más acción ha tomado al respecto, actualmente tiene 750000 acres en Alemania donde planeó 12 pozos, así como también 400000 acres en Hungría y Polonia.

Sin embargo en 2012, algunas naciones han optado por suspender temporalmente sus programas de explotación de shale gas, como es el caso de Polonia y Rumania, debido a incertidumbres sobre los impactos medioambientales. El tema de impacto

medioambiental y regulación del desarrollo de shale gas es actualmente objeto de discusión en la UE.

➤ Austria

Necesidad de mercado. Austria importa casi todo su petróleo y gas para suplir sus necesidades de consumo.

Cuencas. Cuenca de Viena

Austria tiene una base legislativa general. En suma a la legislación europea, existen regulaciones de provincias para la protección del medio ambiente. Las leyes de recursos minerales e hidrocarburos, protección del agua y manejo de desechos también deben ser considerados. Mientras que los derechos de pertenencia de tierra abarcan suelo y agua del subsuelo, excluyen a los derechos sobre hidrocarburos, lo cual hace que se tengan que llegar a acuerdos bilaterales con propietarios de las tierras.

➤ Bulgaria

Necesidad de mercado. Bulgaria quiere aligerar su independencia de Rusia, de la cual importa todo su gas. El potencial está estimado en 25 MMMCM de gas, los cuales pueden reducir la dependencia del gas importado.

Cuencas. Noreste de Bulgaria.

Chevron e Integrity Towers Inc. Han expresado su interés en la exploración de shale gas en siete bloques al noreste de Bulgaria. Chevron ha archivado un requisito de exploración de dos bloques, e Integrity Towers está solicitando perforar cinco pozos. El Ministerio de Economía está preparando ofertas específicas de exploración. Se cree que la producción comercial de shale gas de Bulgaria puede comenzar entre tres y ocho años.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

➤ Francia

Necesidad de mercado. Francia quiere desarrollar el potencial de sus cuencas para el uso propio, y el potencial abarca tanto gas como aceite de lutitas. Lo anterior disminuiría la necesidad de importación.

Cuencas. Existen tres principales cuencas: la cuenca de París, la cuenca de Aquitaine y la cuenca del sudeste.

La quinta compañía operadora en el mundo, Total ha acordado con Chesapeake Energy Corporation (presente en Barnett y Eagle Ford) para transferencia de tecnología. Total está adquiriendo lugares para la explotación de shale gas en otras partes como Dinamarca, Argentina y el norte de África.

Toreador Resources, anuncio el 29 de Junio de 2010 que el Ministerio Francés de Ecología, Energía, Desarrollo Sustentable y Mar ha concedido la primera etapa para la exploración de la cuenca de París en aproximadamente un millón de acres.

➤ Alemania

Necesidad de mercado. Alemania está buscando ser independiente energéticamente y menos dependiente de importaciones. En años recientes, las importaciones han decaído y con la extracción de gas de lutitas, esperan eliminar de manera absoluta la necesidad de importación.

Cuencas. Sachsen—Anhalt, norte del Rin—Westfalia, Thüringen, bajo Sachsen.

ExxonMobil parece tener el mayor número de concesiones con 750000 acres en la cuenca de Sachsen, ha perforado tres pozos, y tomado datos sísmicos.

En 17 de Mayo de 2010, Realm Energy International Corporation en el bajo Sachsen con 15888 acres con dos formaciones de arcillas ricas en contenido orgánico en el jurásico inferior y cretácico inferior.

➤ Hungría

Necesidad de mercado. Hungría importa más de la mitad de sus principales requerimientos energéticos y busca ser independiente energéticamente.

Cuenca. Mako

Falcon Oil and Gas estimo 40 MMMMCF de gas en recursos contingentes recuperables. Los pozos de exploración perforados has probado volúmenes notables de gas con grandes flujos de agua.

➤ Holanda

Necesidad de mercado. Holanda exporta gas natural, pero se queda corta en producción de aceite, por lo cual requiere importar la mayor parte de sus suministros.

Cuencas. Cuenca anglo—holandesa, lutita namuriana, formación Posidonia.

Geoenergy ha dicho haber confirmado la presencia de Shale gas y que espera desarrollarlo en los próximos años. El problema es si las plantas de energía de Holanda deben ser suministradas de carbón o gas natural. También la aceptación pública es baja hacia el shale gas, por lo que se necesitara un largo periodo de tiempo antes de poder comenzar cualquier desarrollo.

➤ Polonia

Necesidad de mercado. Impulsada por un fuerte deseo de explotar hidrocarburos, Polonia quiere ser energéticamente independiente. Polonia usa aproximada 14 MMMCM de gas por año y más del 60% es importado. En diciembre de 2009, el primer ministro polaco predijo que el gas para exportación estaría disponible en cuatro años.

El 22 de Julio de 2010, Rzeczpospolita enfrentaría carencias de gas en años venideros durante el invierno. En 2010 el 70% del gas importado por la compañía petrolera del Estado (PGNiG) venia de Rusia.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

Cuencas. Cuenca del Báltico

Polonia expidió 62 concesiones para la exploración de recursos no convencionales de shale gas y tight gas. Las principales licencias están dadas a compañías de EU y a PGNiG. En 2012, Polonia suspende sus actividades de exploración y desarrollo de shale gas, con el objetivo de evaluar de forma más precisa el impacto medioambiental.

➤ España

Necesidad de mercado. España importa la mayor parte de su petróleo y gas natural. Los descubrimientos de lutita, en general disminuirían los gastos de importación.

Cuencas. Balmaceda, Norte de España

Las aplicaciones que se presume se darán para la exploración de shale gas, fueron presentadas por Cuadrilla Resources y por Schuepbach Resources/Vancast). Repsol está planeando explorar también el área.

➤ Suecia

Suecia consigue la mayor parte de su electricidad de plantas nucleares e hidroeléctricas y consumió 1 MMMCM de gas en 2008, de acuerdo con datos de la Agencia de Energía de Suecia. Este país cuenta con rigurosas normas medioambientales, con una larga oposición histórica al uso de combustibles fósiles.

Cuencas. Vastergotland, Narke, Ostergotland, Oland, Gotland, Skane, Caledonidas.

Shell exploró la región sur de Skane y terminó el trabajo de exploración con tres pozos exploratorios. Y menciona que el área es prometedora y que puede suplir las necesidades de gas por diez años pero que aún se necesitan análisis para confirmar el potencial. Skane es un área de depositación de lutitas relativamente maduras.

➤ Reino Unido

Necesidad de mercado. El perfil de energía del Reino Unido ha sido impactado por factores múltiples:

Costosas importaciones de gas de países lejanos como Australia y Sudáfrica.

En 2004 se convirtió en un importador neto de gas, aumentando su dependencia de las importaciones de Rusia, y se predice que en un futuro cercano será un importador neto de aceite.

Se prevé que en los próximos 15 años se reduzca la capacidad de generación de sus plantas nucleares y de carbón, cuando se vayan cerrando.

Cuencas. Cuenca anglo—holandesa, Cheshire.

Igas Energy anuncio planes para desarrollar shale gas a lo largo de 300000 acres al noroeste de Inglaterra. Ya se han hecho avances en el sistema regulatorio y evaluaciones de impacto ambiental, con el objeto de tener disponibilidad de gas. Dependiendo de los costos, se podría disminuir las importaciones de gas natural y reducir la exposición geopolítica que esto genera.

Cuadrilla Resources se está preparando para perforar lutitas a pocas millas de Blackpool, para llegar al gas atrapado a 10000 ft debajo de la superficie en la lutita de Bowland.

Eurenergy Resources Company anuncio planes para perforar lutitas al sur de Inglaterra en la cuenca de Weald.

3.2.4. África

Necesidades de mercado. Argelia se sostiene en gran medida de las exportaciones de hidrocarburos, las cuales constituyen el 97% de sus ingresos. Con el shale y tight gas planea aumentar sus exportaciones a Europa.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

Cuencas. Lutitas del Devónico, Silúrico y Ordovícico, las cuencas de Illizi y de Ghadames también aparecen con alto potencial.

La mayoría de las compañías de energía están en proceso de evaluación. El gobierno está revisando la geología y las regulaciones de desarrollo, ya que el desarrollo de shale gas requiere de incentivos de algún tipo para respaldar las inversiones.

➤ Marruecos

Necesidad de mercado. Marruecos actualmente importa la mayor parte de su aceite y gas natural, pero está buscando pasar de ser importador a exportador de aceite con el desarrollo de lutitas.

Cuencas. Cuencas del cretácico superior, en particular los depósitos de Timahdit y Tarfaya.

Los depósitos de Timahdit abarcan un área de 70 km de largo por 4 a 10 km, con espesores de lutitas ochenta a 170 metros. Tiene una estimación de 18 mil millones de toneladas de aceite en la lutita.

Tarfaya está localizada al suroeste de Marruecos. La lutita tiene un área de 2000 km² y con 22 metros de espesor con una estimación de 85 miles de millones de toneladas de aceite en la lutita.

Actualmente se espera poder recuperar aceite con calentamiento adicional de la lutita. Los reconocimientos de este recurso se dieron desde la década de los 80s, sin embargo no se había realizado ningún desarrollo.

➤ Nigeria

Necesidad de mercado. La exportación de aceite de este país genera el 65% de las entradas del gobierno. A su vez mantiene las mayores reservas de gas de África, aunque su infraestructura para la explotación de gas es insuficiente.

Cuencas. Beune.

El gobierno de Nigeria está reformando el sector de hidrocarburos, para hacer más favorable a las compañías, la búsqueda de gas y aceite.

➤ Sudáfrica

Necesidad de mercado. Los recursos de hidrocarburos domésticos son muy limitados. Por lo que este país está interesado en la búsqueda de gas natural, y así apoyarse, generar empleo y riqueza.

Cuenca. Karoo

Gran parte del sur del país está siendo explorado para encontrar shale gas. Falcon Oil and Gas fue elegido en 2009 para evaluar la cuenca de Karoo. La cuenca tiene potencial ya que en las décadas de los 60 y 70 se perforaron nueve pozos de gas y en uno la producción era 1.84 MCF/D. sin embargo Falcon espera mejores resultados a lo largo del desarrollo en un área de 30000 km². Unos pocos meses más tarde Shell asegura 100000 km² para estudios de exploración.

3.2.5. Medio Oriente

➤ Egipto

Necesidad de mercado. Los niveles de producción y consumo están relativamente cercanos, pero el país apunta a suplir sus propias necesidades energéticas sin necesidad de importar.

Cuenca. Jurásico

Varias compañías como EGIS, ExxonMobil, BP, BHP Billiton y otras, están estudiando el área en busca de potenciales lutitas con aceite.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

➤ Jordania

Necesidad de mercado. Jordania actualmente cuenta con recursos de hidrocarburos limitados y los importa de Irak, Arabia y Egipto. El 20% de su PIB se va en esta importación. Por lo cual hay un gran interés en explotar lutitas con aceite.

Cuenca. Área de Risha, Wadi Sirham y Al Jafar.

Se están llevando a cabo estudios geológicos en el área del Jordán. Actualmente se sabe que hay potencial de aceite en lutitas, pero que este debe ser extraído a través de minería, calentamiento y procesado, lo cual hace muy caro el aceite extraído. Para que exista viabilidad económica para la explotación, el precio del barril deberá mantenerse por encima de los 60 o 70 dólares. Los recursos se estiman en 28 MMBPC. Shell tiene planes para la exploración y se espera que los costos de esta sean de más de 50 mil millones de dólares y que tome 12 años.

➤ Arabia Saudita

Necesidad de mercado. Arabia Saudita tiene una actual y futura necesidad de gas que va más allá de su suministro convencional y no convencional de gas. Arabia exporta la mayor parte de su aceite, constituyendo el 90% de sus entradas de exportación. Arabia está buscando un mayor uso de gas como una fuente de energía limpia que a la vez le permitirá exportar más aceite.

Cuencas. La cuenca del silúrico de Qusaiba, Rub al Khali y Masalij.

Las lutitas ricas en contenido orgánico de la parte inferior de Qusaiba constituyen la mayor roca generadora del prolífico sistema petrolero del paleozoico Arabia Saudita. Los esfuerzos de exploración a la fecha se han enfocado en las trampas convencionales, en las cuales los principales yacimientos clásticos son unidades como las formaciones productoras conocidas. Sin embargo la lutita de Qusaiba está atrayendo la atención como potencial play de shale gas. Los valores de reflectancia de vitrinita que están en rangos de 1.4 a 1.6, es decir, se halla en la ventana de generación de gas. La formación tiene un espesor que varía entre 100 y 800 ft con TOC por encima de 2%.

3.2.6. Asia y Pacífico

Asia tiene alrededor de 45 MMBBPC en reservas de lutitas, y en china la estimación de shale gas se eleva hasta 267 MMMMCF. Los ministerios de energía de la APEC reconocieron la necesidad de explorar el gas no convencional para suplir las demandas y se acordó que Asia buscaría los caminos para la explotación de shale gas al tiempo que se buscaría reducir las emisiones de carbón que actualmente son consecuencia del uso de carbón mineral para generación de energía. Se reconoció que el uso de gas no convencional mejoraría las condiciones de seguridad energética.

➤ Ucrania

Necesidad de mercado. Ucrania, conocida por sus grandes gasoductos, ha trabajado con Rusia para exportar gas a Europa. Actualmente ucrania busca a pequeñas y grandes compañías norteamericanas para obtener conocimiento y capital para explotar sus prospectos de arcillas. El director de diputados del departamento de políticas energéticas señaló que hay al menos 2 MMMMCM de gas en arcillas y que la cifra pudiera dispararse hasta 32 MMMMCM.

Cuencas. Cuenca de Donets

El ministerio ucraniano de combustibles y energía ha pronosticado preliminarmente que dentro de 2 años Ucrania será capaz de producir más de 7 MMMCM de gas al año, proveniente de recursos alternativos. Algunos aspectos que deben ser tratados antes del desarrollo.

- Se necesitan sistemas regulatorios estables del gobierno ucraniano para la entrega, construcción de pozos y producción de las lutitas.
- Una estructura de derechos minerales necesaria para los operadores, tenedores de tierras y gobierno e industria.
- Estructura de impuestos, incluyendo incentivos, necesarios para formalizar y mantener estable el desarrollo.
- La definición geológica de varias regiones debe ser más clara y estudiarse antes de hacer inversiones mayores.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

- definir de manera pública y transparente el impacto ambiental y en la población.
- Transferencia de la experiencia y tecnología necesaria.

La compañía Total está analizando la posibilidad de desarrollar yacimientos de shale gas en ucrania.

➤ Turquía

Necesidad de mercado. Debido a la necesidad de más suministros de gas y el deseo de menor dependencia energética, Turquía está buscando producir hidrocarburos de sus propias cuencas. Turquía importa más del 90% de sus hidrocarburos.

Cuencas. Actualmente se produce aceite al SE de Anatolia, la parte asiática de Turquía, y se produce gas de la cuenca de Tracia, la porción europea. Sin embargo existen cinco cuencas más de las cuales tres de ellas no se tienen información de exploración de lutitas.

- SE de la cuenca de Anatolia: una cuenca con potencial constituida de cuatro formaciones que tienen espesores de entre 40 y 1500 metros, con kerógeno tipo III, TOC de 0.5 a 22% y temperaturas de 477°C.
- Cuenca de Tracia: existen dos formaciones de entre 1500 y 3000 metros con TOC de 1 a 4% y temperaturas de 443°C.
- Este de la cuenca de Anatolia: los valores de TOC pueden ser de hasta 28.95 y con temperaturas de 447°C.
- Parte terrestre de la cuenca del mar negro: espesores que llegan a los 2000 m, Kerógeno tipo III, TOC de 1 a 2% y temperaturas que van de 413 a 532°C.
- Centro de la cuenca de Anatolia: existen tres áreas de interés (Tuz Golu, Akkuyu y Ziyarettepe).

Hoy en día el gobierno está adquiriendo datos para el desarrollo potencial.

➤ India

Necesidad de mercado. El rápido desarrollo del país, requiere energía adicional para su gente y la industrialización. El gobierno de la India y las compañías de

energía del país están poniendo la vista en el desarrollo de shale gas con el objetivo de alcanzar la creciente necesidad de Energía doméstica. Actualmente el gas natural constituye una pequeña porción del consumo energético de la India, y también es la posibilidad de generar menos emisiones.

Cuencas. La India cuenta con varias áreas prometedoras para producción de shale gas. Estas son. Gujarat, Assam, Jharkand, Gondwana, Cambay, la planicie del Ganges, Punjab, Rajasthan, Tamil, Nadu, Andhra y Damodar. En algunas áreas las lutitas son similares a las de EU, aunque los costos de producción pueden ser mayores, debido a que se hallan a mayor profundidad.

➤ China

Necesidad de mercado. En suma a ser la nación más poblada del mundo y con una economía que crece a gran velocidad, China está en camino a ser el consumidor número uno de energía, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía. En 2009, China gastó más de 240 millones de dólares por día en importación de aceite. Al principio de 2010, China experimentó una amplia escasez de gas natural, lo cual llevó al racionamiento de los suministros. Con el objetivo de evitar que esto vuelva a ocurrir, con esto China busca apoyarse en la producción interna de gas al tiempo que disminuye sus emisiones y su dependencia del aceite. Se estima que la demanda de gas de China crecerá 400% entre 2009 y 2030. La Agencia de Información de Energía de EU espera que los efectos de mercado por la producción de shale gas sean fuertes en EU, Canadá, y China. El Ministerio de Tierra y Recursos de China ha puesto la meta de producir el 10% de gas de consumo por medio de pozos en lutitas para 2020.

Cuencas. Cuencas del norte de China: Junggar, Turpan-Hami, ordos, bahía de Bohai, Songliao y áreas sedimentarias remanentes al sur de China, incluyendo la cuenca de Sichuan.

Según Ninth Sino US Oil and Gas Industry los recursos de shale gas de China están estimados en 30.7 MMMMCM, lo cual es significativamente mayor a lo reportado por la EIA. En arcillas marinas se estima que la cantidad llega a 21 MMMMCM, conformando el 70% de los recursos de shale gas. También se cree que hay potencial en cuencas lacustres.

Capítulo 3: Desarrollos mundiales de shale gas

En Noviembre de 2009 los gobiernos de EU y China asentaron una iniciativa de recursos de shale gas en el cual las compañías de EU, 1) evaluaría los recursos de shale gas de China, 2) participarían en un acuerdo de cooperación técnica para hacer estudios conjuntos para el desarrollo de shale gas y 3) promover la inversión para China en EU.

El primer proyecto de gas en China fue un desarrollo conjunto de un bloque en la provincia de Sichuan, entre RDS y PetroChina en Noviembre de 2009. En Mayo de 2010 RDS se convirtió en el inversionista más activo en China, produciendo en el bloque de Changbei y firmando un contrato de producción compartida con CNPC para desarrollar 4000 km² en el bloque Jinquin en Sichuan.

En Junio de 2010 CNPC firmó un acuerdo con la compañía canadiense Encana Corporation, con el objetivo de dar capital a cambio de la experiencia de producir depósitos de Shale gas.

En el mismo mes ExxonMobil acordó formar un equipo junto con PetroChina para realizar una exploración y desarrollo conjunto de bloques de gas no convencional en la cuenca de Ordos al norte de China.

Total SA también se ha unido para la exploración conjunta para recursos de Shale gas en la cuenca de ordos.

➤ Australia

Necesidad de mercado. Australia usa gas natural para cubrir el 9% de su consumo eléctrico. El gas es una fuente probada de energía y puede estar inmediatamente disponible debido a la existencia de infraestructura. El gas australiano podría satisfacer las necesidades crecientes de energía del sureste asiático.

Cuencas. Una de las áreas principales de shale gas está en la cuenca de Cooper, en el canal de Napamerri cubriendo un área de 10000 km² en el sur de Australia y el área de Queensland. Las cuencas de Canning y Carnarvon en el oeste de Australia también muestran señales de potencial.

La infraestructura actual de tuberías de gas ayudaría al desarrollo de la cuenca de Cooper para suministrar gas a las principales áreas de consumo. Existen tres

compañías que están buscando actualmente producir gas de lutitas en la región, Beach Energy, Drillsearch Energy y Santos. La mayor parte del área cuenta con extensos y gruesos paquetes de lutita. El contenido potencial de gas in situ es de 20 a 100 MMMCF/km².

Actualmente Beach Energy opera veinte campos en Cooper—Eromanga con seis descubrimientos de gas, de los cuales dos siguen produciendo. Actualmente e históricamente Santos es el líder de producción de gas en la cuenca de Cooper.

➤ Nueva Zelanda

Necesidad de mercado. Nueva Zelanda apunta a tener el más alto nivel de seguridad energética, minimizar el impacto ambiental y tener precios competitivos de energía. En 2009, importó más de la mitad de sus suministros de aceite, pero en términos de gas es más autosuficiente.

Cuenca. Cuenca de la costa Este.

TAG Oil cuenta con un área de exploración de 1.7 millones de acres en la cuenca de la costa este, y ha identificado múltiples objetivos entre los 250 y 2000 metros.

CAPÍTULO 4: POTENCIAL EN MÉXICO

4.1. SITUACION ACTUAL Y PERSPECTIVAS

En 2011, México fue el séptimo productor de aceite en el mundo, sin embargo la producción ha empezado a declinar. Con respecto al gas natural, México importa cerca del 20%, sin embargo se espera que esta cifra se eleve en un mediano plazo, así como el precio del gas.

De acuerdo con el presidente de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), las importaciones de gas natural mexicano podrían subir cinco veces a 3.500 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d) para el 2013, superior a los 500-700Mpc/d de la actualidad.

PEMEX normalmente importa cerca del 20% de la demanda interna desde EU El costo total para Pemex fue de US\$1.080mn en los primeros nueve meses del 2005.

PEMEX, debe aumentar las inversiones en exploración y producción de gas natural el próximo año para reducir la dependencia de las costosas importaciones de gas estadounidense.

Aunque es poco probable que EU corte totalmente el suministro de gas natural a México en caso de emergencia, podría reducir los volúmenes de exportación de gas natural o elevar los precios, como sucedió tras los huracanes Katrina y Rita en el golfo de México.

De acuerdo con el boletín número 26 de PEMEX del 23 de Marzo de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo en febrero la primera producción de gas shale con el pozo Emergente 1, ubicado en el municipio de Hidalgo, Coahuila, al noreste del país. Dicho pozo se encuentra en terminación y alineado a producción a través del sitio de recolección Hidalgo 1, con una extracción de 2.9 millones de pies cúbicos al día (MMpcd). El objetivo es evaluar y explotar la formación Eagle Ford en México.

De este modo, Pemex Exploración y Producción (PEP) lleva a cabo la primera etapa de evaluación del potencial de lutitas gasíferas (gas shale), enfocando la estrategia inicial al área de Sabinas-Burro Picachos, por su grado de conocimiento e información disponible.

La prueba tecnológica desarrollada por PEP resultó exitosa, por lo que se aplicará en otros yacimientos del área, a fin de evaluar el potencial existente, similar a la explotación de gas shale en el Sur de Texas, el cual maneja una producción actual de 300 millones de pies cúbicos de gas al día, así como 40 mil barriles de crudo aproximadamente.

Asimismo, PEMEX tiene considerado perforar diez pozos evaluatorios, en áreas propensas a contener tanto crudo como gas y condensado. Al mismo tiempo, se llevará a cabo un programa de reparaciones mayores a pozos existentes en la formación Eagle Ford, y se analizarán otras unidades potenciales como las formaciones La Peña y Glenrose en el área de Piedras Negras, Coahuila.

La caracterización obtenida de las áreas prospectivas indica que podrían existir condiciones favorables en cinco provincias geológicas: Sabinas-Burro Picachos, donde se perforó el pozo Emergente 1; Chihuahua, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, en donde los estudios exploratorios han identificado lutitas gasíferas potenciales.

En función de los resultados, estas actividades permitirán contar con los elementos necesarios para efectuar la planeación de infraestructura para la explotación masiva.



Fig. 1. Cuencas con potencial de shale gas en México y que actualmente se explotan en EU.

PEMEX estima que los recursos de shale gas se hallan entre 150 a 459 MMMMCF de gas, lo cual representa entre el 2.5 y 7 veces las reservas 3P actuales de gas en el país. De acuerdo con la EIA los recursos de shale gas de México pueden alcanzar los 681 MMMMCF de gas, lo cual posicionaría la reserva de gas del país como la cuarta más grande del mundo. Actualmente está en proceso la construcción y terminación de tres pozos adicionales.

Un intensivo desarrollo de escenarios ha demostrado que la producción de gas se podría triplicar a 20 MMMCF/D.

Capítulo 4: Potencial en México

El 20 de Marzo de 2012, el consejo de administración de PEMEX Exploración y Producción aprobó un acuerdo de estrategia de explotación de shale gas.

Durante un discurso en Octubre de 2011, el secretario de energía Jordy Herrera sostuvo que el tiempo de retorno de la inversión en la explotación de estos yacimientos en el norte del país será de 2 a 3 años y no de 10 ó 12, como es en la actualidad, considerando que el recurso ya fue detectado y sólo es cuestión de extraerlo del subsuelo, algo similar a lo que ocurrió en la Cuenca de Burgos, cuando se otorgaron los contratos de Servicios Múltiples. Mencionó que es necesario, aumentar la infraestructura de transporte en la zona norte de México, a través de nuevos gasoductos y almacenadoras que permitirán transportar el energético.

Tanto Comisión Federal de Electricidad (CFE) como Pemex licitarán cada uno la construcción de tres gasoductos, lo que permitirá aumentar la red en 40%, al tiempo que “se están poniendo los incentivos necesarios para que el gas que se produzca en el norte del país pueda ser llevado a los tres principales centros de consumo nacionales: las ciudades de México, Guadalajara y Monterrey”.

En noviembre de 2011, el secretario de Energía, señaló que México tiene un potencial de shale gas de hasta 680 billones de pies cúbicos, que significarían reservas para 60 años.

Para esto se necesitan inversiones de entre 7 mil y 10 millones de dólares anuales en la cuenca de Eagle Pass que va de Matamoros, Tamaulipas, a Piedras Negras, Coahuila, para aumentar las reservas de 24 a 60 años.

El shale gas representa una alternativa barata para empresas y clientes residenciales. Se abordó el ejemplo de Estados Unidos, donde los precios del gas cayeron hasta un 70% desde el 2005 y hasta el 2009; y ha incrementado sus reservas de 67 a 94 años en 2009.

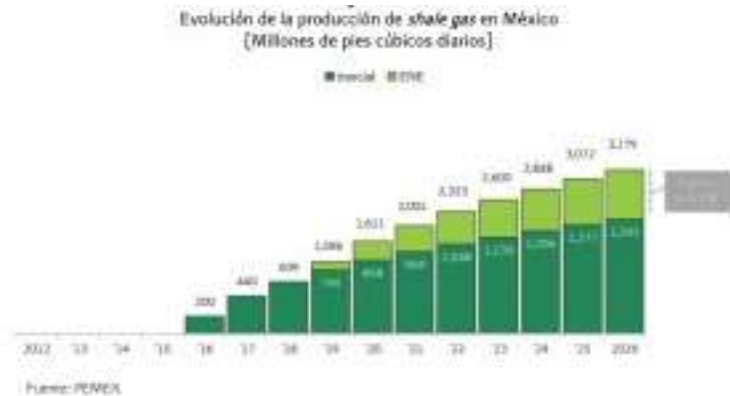
La Estrategia Nacional de Energía (ENE) 2012-2026, difundida en Febrero de 2012 por la Secretaría de Energía, destaca que la expectativa de desarrollo de yacimientos de shale gas en México es significativa.

Uno de los escenarios, el Inercial, planteados por la SENER, establece el desarrollo de un sólo play de shale gas en la Región Norte, conocido como Eagle Ford, cuya explotación se iniciaría en 2016 y se estima una producción de 200 millones de pies cúbicos diarios, hasta alcanzar una producción de mil 343 millones de pies cúbicos diarios.

Por otra parte, el escenario ENE considera una aportación a la producción base de 200 millones de pies cúbicos de shale gas a partir de 2016 en el play Eagle Ford, y el desarrollo de un play adicional, La Casita, con lo cual estiman se podría alcanzar una producción de shale gas de 3 mil 279 millones de pies cúbicos diarios en 2026.

De acuerdo con la ENE, uno de los factores considerados dentro del escenario de producción de shale gas fue el volumen de agua necesario para su explotación.

La experiencia de Estados Unidos en la perforación de pozos de shale gas arroja que



se requieren cerca de 4 millones de galones de agua por pozo o aproximadamente 15 mil metros cúbicos,

El gas natural es el único combustible fósil cuya participación en la canasta energética global aumentará, principalmente, como

Fig. 2. Evolución pronosticada de la producción shale gas en México

consecuencia de un mayor uso de este combustible en centrales de generación de electricidad.

Con un incremento dramático en la oferta de gas natural en Norteamérica, el precio de este energético se desligó del precio del petróleo en la región, cayendo en aproximadamente 70 por ciento entre 2005 y 2009.

Capítulo 4: Potencial en México



Fig. 3. Localización de las principales reservas de shale gas en México

De acuerdo con la SENER, para México esto representa una oportunidad única para satisfacer su demanda energética con un combustible más limpio, eficiente y barato comparado con otras fuentes fósiles.

De acuerdo con la Agencia de Información Energética del Departamento de Energía de Estados Unidos, México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en recursos técnicamente recuperables

de shale gas, y concentra el 6 por ciento del potencial de este energético en el mundo, con 681 billones de pies cúbicos.

Por lo anterior, el Gobierno federal busca aumentar la red de infraestructura, tanto de transporte y distribución de gas natural, como para el aprovechamiento de los recursos potenciales de shale gas.

En México, Pemex ha identificado cinco provincias geológicas potenciales de shale gas: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

A partir de estos estudios, Pemex ha estimado de manera preliminar, un potencial de entre 150 y 459 billones de pies cúbicos.

Sin embargo, de acuerdo con la SENER, es necesario intensificar los trabajos de exploración para dimensionar y caracterizar el potencial de shale gas con mayor precisión, así como resolver los retos asociados a su explotación.

Pemex utilizará los nuevos contratos para aplicarlos en proyectos de shale gas.

El escenario Inercial considera una inversión casi constante, con un crecimiento de tan solo 1.4 por ciento anual en el periodo 2012-2026, mientras que el escenario ENE requiere que la inversión crezca 4 por ciento anual en promedio en el mismo periodo.

En 2011, Pemex perforó con éxito el pozo Emergente 1, ubicado en el Municipio de Hidalgo, Coahuila, con lo que se pudo comprobar que dicho yacimiento es continuidad del play Eagle Ford, identificado en Estados Unidos. Adicionalmente,

Pemex tiene cuatro pozos en perforación y terminación que son: Montañés-1, Nómada-1 Percutor-1 y Hábano. Estos nuevos pozos están programados para el 2012 en las provincias de Picachos, Sabinas y Burgos, en el Estado de Coahuila. Además, Pemex Exploración y Producción (PEP) realiza estudios para perforar pozos en las provincias de Tampico-Misantla, Tamaulipas, y en Agua Nueva y Pimienta, Tamaulipas.

Conclusiones

El volumen masivo de recursos de shale gas representa un panorama distinto para diversos países. Brindando la posibilidad de: 1) contar con recursos domésticos de gas ya sea para suplir sus necesidades de consumo energético o para exportación, 2) desplazarse hacia una generación de energía más limpia y 3) consolidar su seguridad energética o disminuir el grado de dependencia de gas de importación.

La explotación moderna de shale gas ha tenido lugar en la última década, a pesar de que ya se conocía el potencial de los recursos. Esto fue posible gracias al crecimiento de los precios de gas junto con avances tecnológicos en caracterización, perforación de pozos, terminación y fracturamiento de pozos. Esto ha permitido una explotación comercial del shale gas, principalmente en EU, país que pasó de ser importador, a exportador y a ostentar el primer lugar de producción y la sexta reserva mundial.

Actualmente una gran cantidad de países con potencial que han puesto interés en el éxito de la explotación de shale gas en Norteamérica, y esperan en corto y mediano plazo obtener beneficios del desarrollo de lutitas. De los interesados existen países desarrollados, con potencial de shale gas, pero con escasas de gas convencional, se ven en la necesidad de importar grandes volúmenes de gas; cuando el gas importado viene de un país en especial, se presenta una situación de riesgo en la seguridad energética. Un ejemplo de lo anterior, es la situación de diversos países de Europa del centro y occidental, los cuales reciben la mayor parte de su gas de Rusia y países del Cáucaso. Estos países consumidores presentan alta demanda de gas y han enfrentado escasas y/o presión política. Son precisamente estos países los cuales han mostrado especial interés en aumentar su potencial de producción de gas. También varias economías crecientes han puesto la vista en la generación doméstica de gas, para apuntalar su desarrollo económico, como es el caso de China y la India, las cuales aumentan año con año su consumo energético y en el caso de China ya enfrento una situación de escasas y racionamientos de gas.

La explotación de plays de shale gas requiere de condiciones específicas de las rocas en cuanto a espesor, extensión, porosidad, permeabilidad, TOC, madurez termal. Cada play muestra características propias, y se puede decir que no existen plays idénticos de shale gas, por lo que el hecho de que una tecnología haya resultado

satisfactoria en un play, no garantiza el éxito en otros. Esta es la razón por la que las compañías ofrecen combinaciones tecnológicas a la medida de cada play. A su vez el proceso de caracterización y desarrollo distan en gran medida de los que se aplican a yacimientos convencionales, lo cual requiere de experiencia en el área (no solo tecnologías). Tanto tecnología como experiencia deben conjugarse en un proceso holístico (integral), en la cual todas las áreas participan activamente y se retroalimentan a lo largo de la exploración, el desarrollo y la vida del activo. Este proceso se estructura en un flujo de trabajo iterativo del proyecto, y subflujos dentro de las distintas áreas. La parte técnica debe limitada por los criterios económicos que son el VPN y la TIR.

En México, el desarrollo de shale gas está en una etapa inicial y queda mucho por realizar, sin embargo el potencial de los recursos de shale gas es significativo (actualmente la EIA establece al país como el cuarto en potencial de shale gas) y se cuenta con infraestructura superficial para el manejo y entrega de gas. Sin embargo queda mucho por hacer, no solo a nivel técnico, sino de regulación, esto se debe a que el desarrollo de este recurso requiere fuertes inversiones y condiciones fiscales especiales para que las empresas participantes y el estado manejen el elevado riesgo en este tipo de desarrollos. Mientras no existan estas condiciones el desarrollo del recurso será lento. En nuestro país existen otras líneas de negocio prioritarias que dejan al shale gas segundo término, en parte porque el gas que importamos actualmente es bastante económico.

Pese a lo anterior es necesario tomar en cuenta que la tendencia mundial del consumo de gas se está volviendo significativa. Diversos países, incluyendo el nuestro, están implantando estrategias de generación de energía eléctrica en plantas térmicas que operan en parte o en su totalidad con gas (anteriormente operaban con combustóleo), a lo que se suma la creciente necesidad de abasto de las economías emergentes y el alto consumo de países desarrollados, lo cual en un futuro cercano se traducirá en incrementos del precio del gas, aumentando así los costos de consumo de países importadores, como lo es México.

Referencias

- SHALE DEVELOPEMENTS, HALLIBURTON, 2010
- http://www.slb.com/services/industry_challenges/unconventional_resources/shale_gas_lifeguids.aspx
- <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=1413&pageid=3122>
- http://www.slb.com/services/drilling/drill_bits.aspx
- <http://www.slb.com/services/miswaco.aspx>
- Design and Examination of Requirements for a Rigorous Shale-Gas Reservoir Simulator Compared to Current Shale-Gas Simulator Juan Andrade, SPE, Faruk Civan, SPE, Deepak Devegowda, SPE, and R.F. Sigal, SPE, University of Oklahoma 2011 144401-MS SPE Conference Paper
- A Better Understanding of Finite Element Simulation for Shale Gas Reservoirs through a Series of Different Case Histories R. Jayakumar, V. Sahai, A. Boullis.: Object Reservoir Inc. 2011 142464-MS, SPE Conference Paper
- A Comparison of Hydraulic and Propellant Fracture Propagation in a Shale Gas Reservoir J. C. Page, Anadarko Petroleum Corporation; J. L. Miskimins, Colorado School of Mines 2008 2008-008 PETSOC Conference Paper
- A Methodology to Determine both the Technically Recoverable Resource and the Economically Recoverable Resource in an Unconventional Gas Play HusamAdDeen S. Madani, SPE, Saudi Aramco; Dr. Stephen Holditch, SPE, Texas A&M University 2011 141368-MS SPE Conference Paper
- A New Approach to Identify Breakout Zones in Tight Gas Shale Hamed Soroush, Abdelaziz Khlaifat, Hani Qutob, SPE, Weatherford; Vamegh Rasouli, Behzad Tokhmechi, SPE, Curtin University of Technology 2011 142019-MS SPE Conference Paper
- A New Method for History Matching and Forecasting Shale Gas Reservoir Production Performance with a Dual Porosity Model Orkhan Samandarli, Hasan Al-Ahmadi, and Robert A. Wattenbarger, SPE, Texas A&M University 2011 144335-MS SPE Conference Paper
- Production Data Analysis in Unconventional Reservoirs with Rate- Normalized Pressure (RNP): Theory, Methodology, and Applications Orkhan Samandarli, Ernesto Valbuena, and Christine Ehlig-Economides; Texas A&M University 2012 155614-MS SPE Conference Paper
- Integrated Unconventional Shale Gas Reservoir Modeling: A Worked Example From the Haynesville Shale, De Soto Parish, North Louisiana O.C. D'Áz de Souza, and A.J. Sharp, BG Group, R.C. Martinez, P.E., R.A. Foster and M. Reeves Simpson, EXCO Resources, E.J. Piekenbrock, BG Group and I. Abou-Sayed, i-Stimulation Solutions, Inc. 2012 154692-MS SPE Conference Paper

- A Case Study for the Application of Type Curves for Production Data Analysis of Shale Gas Wells with Linear Dual Porosity Behavior Haider J. Abdulal, SPE, Stig Lyngra, SPE, Saudi Aramco; and Robert A. Wattenbarger, SPE, Texas A&M Univ. 2012 160865-MS SPE Conference Paper
- Analysis of Production Data in Shale Gas Reservoirs: Rigorous Corrections for Fluid and Flow Properties M. Nobakht^{1,2}, SPE and C.R. Clarkson¹, SPE, ¹University of Calgary, ²Fekete Associates Inc. 2011 149404-MS SPE Conference Paper
- Shale Gas Predictive Model (SGPM)--An Alternate Approach To Model Shale Gas Production Deepankar Biswas, SPE, SiteLark 2011 148491-MS SPE Conference Paper
- New Type Curves for Shale Gas Wells With Dual Porosity Model Haider J. Abdulal, Orkhan Samandarli, and Robert A. Wattenbarger / SPE, Texas A&M University 2011 149367-MS SPE Conference Paper
- A Semi-Analytic Method for History Matching Fractured Shale Gas Reservoirs Orkhan Samandarli, Hasan A. Al-Ahmadi, and Robert A. Wattenbarger, SPE, Texas A&M University 2011 144583-MS SPE Conference Paper
- Production Optimization and Forecasting of Shale Gas Wells Using Simulation Models and Decline Curve Analysis Peter Ikewun, SPE and Mohabbat Ahmadi, SPE, University of Alaska Fairbanks 2012 153914-MS SPE Conference Paper
- A Systematic Approach for Economic Development of the Devonian Shale Gas Resources Ameri, S., Aminian, K., Miller, J.A., Dorcich, D., West Virginia U.; Yost II, A.B., U.S. DOE/METC 1985 14504-MS SPE Conference Paper
- Accurate Simulation of Shale-Gas Reservoirs Juan Andrade, SPE, Faruk Civan, SPE, Deepak Devegowda, SPE, and Richard Sigal, SPE, University of Oklahoma 2010 135564-MS SPE Conference Paper
- A Review of Recent Developments and Challenges in Shale Gas Recovery O. Arogundade, M. Sohrabi, SPE, Heriot Watt University 2012 160869-MS SPE Conference Paper
- A Comparative Study of the Probabilistic-Collocation and Experimental-Design Methods for Petroleum-Reservoir Uncertainty Quantification Heng Li, SPE, University of Southern California; Pallav Sarma, SPE, Chevron; and Dongxiao Zhang, SPE, University of Southern California 2011 140738-PA SPE Journal Paper
- GAS OCCURRENCE IN THE DEVONIAN SHALE Smith, E.C., Cremean, S.P., Kozair, G., Columbia Gas System Service Corp. 1979 7921-MS SPE Conference Paper
- Gas Shale Reservoir Characterization: A North Africa Case Valter Chelini, Alda Muttoni, Maurizio Mele, Elio Rossi, Roberto Galimberti, Andrea Ortenzi, Eni E&P 2010 134292-MS SPE Conference Paper
- Improved Characterization and Performance Assessment of Shale Gas Wells by Integrating Stimulated Reservoir Volume and Production Data Jichao Yin, SPE, Jiang Xie, SPE, Akhil Datta-Gupta, SPE, A. Daniel Hill, SPE, Texas A&M University 2011 148969-MS SPE Conference Paper
- Improved Shale Gas Production Forecasting Using a Simplified Analytical Method-A Marcellus Case Study J.M. Thompson, SPE, Fekete Associates Inc.; Viannet Okouma

Mâ€™Angha, SPE, Shell Canada Energy; and D.M. Anderson, SPE, Fekete Associates Inc. 2011 144436-MS SPE Conference Paper

- A Review of Recent Developments and Challenges in Shale Gas Recovery O. Arogundade, M. Sohrabi, SPE, Heriot Watt University 2012 160869-MS SPE Conference Paper
- Integrated Unconventional Shale Gas Reservoir Modeling: A Worked Example From the Haynesville Shale, De Soto Parish, North Louisiana O.C. DÃ–az de Souza, and A.J. Sharp, BG Group, R.C. Martinez, P.E., R.A. Foster and M. Reeves Simpson, EXCO Resources, E.J. Piekenbrock, BG Group and I. Abou-Sayed, i-Stimulation Solutions, Inc. 2012 154692-MS SPE Conference Paper
- Managing Environmental Risks from Shale Gas Exploration - Applying Lessons Learned in the US to New Ventures in Poland F.V. Jones, SPE, M.D. Zimmerman, SPE, W. Heinz, SPE, ERM Southwest Inc. 2011 140864-MS SPE Conference Paper
- Perspective on Devonian Shale Gas Exploration Dean, Claude S., U.S. Doe (METC) 1980 8952-MS SPE Conference Paper
- Possible Sources of Gas from the 31S C/D Shale Reservoirs, Monterey Formation, Elk Hills Field, California Hampton, Thomas J., Reid, Stephen A., McIntyre, Jana L., Bechtel Petroleum Operations, Inc.; Querin, E. Mark, U.S. Department of Energy 1996 35742-MS SPE Conference Paper
- Sensitivity Studies of Horizontal Wells with Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoirs X. Zhang, SPE, C. Du, SPE, F. Deimbacher, SPE, M. Crick, SPE, and A. Harikesavanallur, SPE, Schlumberger 2009 13338-MS IPTC Conference Paper
- Shale Gas Development in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry S.L. Sakmar, Esq., University of San Francisco Law School 2011 144279-MS SPE Conference Paper
- Shale Gas Predictive Model (SGPM)--An Alternate Approach To Model Shale Gas Production Deepankar Biswas, SPE, SiteLark 2011 148491-MS SPE Conference Paper
- Shale Gas Production Decline Trend Comparison Over Time and Basins Jason Baihly, Raphael Altman, Raj Malpani, and Fang Luo, Schlumberger 2010 135555-MS SPE Conference Paper
- Production Data Analysis in Eagle Ford Shale Gas Reservoir Bingxiang Xu, SPE, China University of Petroleum-Beijing, University of Adelaide; Manouchehr Haghighi, and Dennis Cooke, SPE, University of Adelaide; Xiangfang Li, SPE, China University of Petroleum-Beijing 2012 153072-MS SPE Conference Paper
- Resource Evaluation for Shale Gas Reservoirs Z. Dong, SPE, S. A. Holditch, SPE, D.A. McVay, SPE, Texas A&M University 2012 152066-MS SPE Conference Paper
- Understanding the Impact of Channel Fracturing in the Eagle Ford Shale Through Reservoir Simulation R. Altman, A. Viswanathan, J. Xu, D. Ussoltsev, S.Indriati, D.Grant, A. PeÃ±a, Schlumberger; M. Loayza, B. Kirkham, Petrohawk 2012 153728-MS SPE Conference Paper

- Shale Gas Production Potential and Technical Challenges in Western Canada J. C. Shaw, M. M. Reynolds, L. H. Burke, APA Petroleum Engineering Inc. 2006 2006-193 PETSOC Conference Paper
- The Potential Pitfalls of Using North American Tight and Shale Gas Development Techniques in the North African and Middle Eastern Environments A. N. Martin and R. Eid, Baker Hughes 2011 141104-MS SPE Conference Paper
- Shale Gas Well Completion Logistics Dean W. Tymko, Penn West Petroleum Ltd. 2010 135454-MS SPE Conference Paper
- Optimizing Completion Designs for Horizontal Shale Gas Wells Using Completion Diagnostics J.E. Bartuska, J-W Energy Company; J.J. Pechiney, R.S. Leonard, R.A. Woodroof, ProTechnics Division of Core Laboratories 2012 155759-MS SPE Conference Paper
- Stimulation of Gas Shales: They're All the Same Right? H. Lee Mathews, Cornerstone Natural Gas Engineering, and Gary Schein and Mark Malone, BJ Services Co. 2007 106070-MS SPE Conference Paper
- The Shale Gas Potential of China Xiuli Wang, XGas and TianJiao Wang, Xi'an Petroleum University 2011 142304-MS SPE Conference Paper
- Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? George E. King, Apache Corporation 2010 133456-MS SPE Conference Paper
- Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid, and Hydraulic Fractures A. Orangi, SPE, N. R. Nagarajan, SPE, M. M. Honarpour, SPE, and J. Rosenzweig, SPE, Hess Corporation 2011 140536-MS SPE Conference Paper
- http://www.nbr.org/downloads/pdfs/eta/PES_2011_Facts_Global_Energy.pdf
- <http://www.cprm.gov.br/33IGC/1343402.html>
- http://en.wikipedia.org/wiki/Shale_gas_in_China
- <http://www.reuters.com/article/2012/01/27/germany-shale-exxon-idUSL5E8CR0U520120127>
- <http://www.reuters.com/article/2012/01/27/germany-shale-exxon-idUSL5E8CR0U520120127>
- <http://globalwindow.ihs.com/northwest-europe/germany/germany-saxony-basin-shale-gas-onshore-unconventional.html>
- http://www.huffingtonpost.com/2012/03/15/poland-fracking-shale-gas-production_n_1347079.html
- <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-26/shale-boom-in-europe-fades-as-polish-wells-come-up-empty-energy.html>
- <http://www.reuters.com/article/2012/03/29/poland-nuclear-idUSL6E8ET85I20120329>
- http://www.bnkpetroleum.com/index.php?option=com_content&view=article&id=104&Itemid=160
- http://www.bnamericas.com/news/petroleoygas/CRE:_Importacion_de_gas_podria_quintuplicarse_para_el_2013

- <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=24075>
- http://www.ri.pemex.com/files/content/Pemex_Outlook_Emerging%20Markets_120228_ri.pdf
- <http://www.pep.pemex.com/Acuerdos/Acuerdos%20sesi%C3%B3n%20147.pdf>
- <http://www.eluniversal.com.mx/notas/803666.html>
- <http://www.aztecanoticias.com.mx/notas/finanzas/82426/shale-gas-impulsaria-inversiones-por-7-mil-mdd-anuales>
- http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/ENE_2012_2026.pdf

