

RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS DE HIDROCARBONETOS FÓSSEIS

Rui Namorado Rosa

A quantidade e a qualidade de recursos naturais variam em sentido inverso uma da outra. Por isso, os mananciais de recursos pobres ou inacessíveis não substituem os escassos recursos concentrados e acessíveis. Por isso também, os constrangimentos do subsolo e os argumentos da economia industrial estão indissolivelmente interligados.

Petróleo e Gás convencionais e não convencionais

O petróleo é uma mistura complexa que contém várias centenas de compostos, incluindo sobretudo hidrocarbonetos (compostos de carbono e hidrogénio cujas moléculas são cadeias lineares, ramificadas e/ou cíclicas de carbono). A composição concreta reflete a origem, o grau de evolução e os eventuais processos de alteração a que foi sujeito. Quando extraído de reservatórios crustais no estado líquido, é denominado petróleo bruto ou cru. Condensado é a fracção de hidrocarbonetos que, encontrando-se no estado gasoso no reservatório crustal, se liquefaz espontaneamente ao atingir as condições normais à superfície. Gás natural é a fracção que ocorre no estado gasoso ou em solução no reservatório, e que assume o estado gasoso ao atingir a superfície. Gás associado é o que ocorre junto com o petróleo; gás não-associado é aquele que ocorre sozinho no reservatório. O gás natural, além de hidrocarbonetos ligeiros, contém outros compostos gasosos, sobretudo dióxido de carbono, azoto, gás sulfídrico, e em menor proporção hidrogénio, hélio e outros gases-raros. É designado seco ou húmido, o primeiro composto essencialmente por metano, enquanto o gás húmido compreende também proporções significativas de propano e butano, que são hidrocarbonetos facilmente liquefeitos e separáveis à temperatura ambiente.

Embora o metano possa ter origem primordial e emanar a partir do manto terrestre, os hidrocarbonetos extraídos em bacias sedimentares têm a sua origem em material orgânico depositado a partir da superfície da crosta e transformado, em profundidade, ao longo de dezenas ou centenas de milhões de anos. Ocorrências de petróleo em rochas de embasamento quase sempre advêm de rochas sedimentares adjacentes.

Os recursos de petróleo e gás convencionais são os de melhor qualidade quanto às propriedades físico-químicas do fluido, acessibilidade técnica e viabilidade económica da sua exploração. Os recursos não convencionais caracterizam-se, cumulativamente – consoante a contabilização e o balanço são feitos em termos financeiros ou físicos - por baixo retorno do investimento (ROI) e por baixo retorno em energia despendida na produção de energia útil (EROEI). Por sua vez, quanto mais baixas são essas taxas de retorno, mais baixos serão quer a taxa de recuperação do recurso quer o ritmo de produção técnica e economicamente exequíveis.

Reservas provadas mundiais de petróleo convencional montam a 1300 Gb (1 Gb = mil milhões de barris). Outro tanto foi já extraído e consumido desde o fim do século XIX. No entanto, novos alvos de pesquisa, exploração e desenvolvimento de petróleo e gás convencionais são cada vez mais raros. Assim, com a produção convencional a declinar a uma taxa média de cerca de 5% ao ano, para além de novos desenvolvimentos de recursos convencionais, a reposição das reservas e da produção é cada vez mais assegurada por crescente contribuição de recursos não convencionais, assim prolongando a era do petróleo por largas décadas ainda.

Recentemente a procura mundial de petróleo atingiu 91,4 Mb/d (1 Mb/d = milhão de barris por dia); a OPEC forneceu 36,9 Mb/d, e 54,7 Mb/d foram fornecidos pelos restantes países; os maiores produtores foram, destacadamente, a Arábia Saudita, EUA e Rússia, com contribuições entre 10 e 12 Mb/d cada. Os maiores consumidores destacados foram os EUA com 18,5 Mb/d e China com 10,0 Mb/d.

A produção convencional de petróleo cobriu 64 Mb/d, complementada por 27 Mb/d de não convencional (condensado e GPL, petróleos pesados, “deep-water” e polar, e “shale” e “tight”) num total de 91 Mb/d. A produção de gás seco convencional cobriu 2850 Gm³/a (1 Gm³/a = mil milhões de metros cúbicos por ano) – ou 49 Mboe/d (1 Mboe/d = equivalente a um milhão de barris de petróleo por dia), complementada por 340 Gm³/a (6 Mboe/d) de não convencional, atingindo no total 3150 Gm³/a (55 Mboe/d). Com as proporções não convencionais em crescimento, suprimindo a exaustão e declínio progressivo da produção convencional.

Os recursos de combustíveis fósseis são variados em tipologia, qualidade e quantidade. Podemos agrupá-los por sequência da qualidade, construindo uma pirâmide em cujo vértice temos os recursos escassos de melhor qualidade e cujo diâmetro alarga para uma base de recursos abundantes e muito diferenciados mas progressivamente inacessíveis. Naquele vértice estão o petróleo e o gás convencionais.

A indústria do petróleo e gás foi um suporte essencialmente ao crescimento económico e demográfico acelerado geralmente observado ao longo do século XX. Esta indústria ganhou enorme expansão com a descoberta e exploração de reservatórios gigantes - contendo mais do que 500 Mb recuperáveis de petróleo ou quantidade equivalente de gás e situados em terra firme ou em águas costeiras pouco profundas. Até à data foram identificados 1087 campos gigantes que predominam com 72% no cômputo das reservas totais de recursos convencionais. A sua descoberta culminou nas décadas 1960-1979. Desde 2000, foram ainda descobertos mais 120 campos gigantes; as tendências observadas apontam para o deslocamento de descobertas para águas profundas (*deep* e *ultradeep offshore*) e para o predomínio de descoberta de reservas de gás sobre a de petróleo (tendência esta registada desde há 4 décadas); também no entretanto foram identificadas mais quatro novas bacias alojando número significativo (mas dígito) de reservatórios gigantes – Santos (Brasil), Tanzânia-Moçambique, Krishna (Índia) e Levantine (Mediterrâneo).

A importância económica e estratégica dos campos gigantes é evidenciado por simples números: apenas pouco mais de uma centena de campos supergigantes satisfaz metade do consumo mundial, ao passo que a outra metade é satisfeita por uma multidão de mais de quatro mil campos menores e pequenos.

O gás contido em reservatórios de gás natural e o gás associado sobrejacente em reservatórios de petróleo são misturas complexas. A sua extracção é seguida de processamento, em que constituintes não combustíveis são removidos (sobretudo CO₂ e N₂) e coprodutos valiosos são recuperados (He e demais gases raros), restando a fracção combustível constituída por hidrocarbonetos. Destes, uma fracção (predominantemente pentano e hexano) condensa espontaneamente ao atingir a superfície, às condições normais de pressão e temperatura aí prevaletentes; este produto líquido é designado “condensado” (ou líquidos condensados do gás natural). Hidrocarbonetos mais ligeiros (sobretudo propano e butano) permanecem gasosos até à superfície mas podem ser liquefeitos à temperatura normal sob pressão moderada e são transportados neste estado; este produto é designado “gás de petróleo liquefeito” (GPL). Condensado e GPL costumam ser escoados e contabilizados conjuntamente com o petróleo bruto. A produção destes líquidos vem crescendo com o incremento da produção de gás natural, em proporção aproximada de 1 barril de líquido por 1150 m³ (≈ 8 boe) de gás seco, e soma já 7 Mb/d, a maior fracção de petróleo não convencional actualmente produzida.

As variantes não convencionais de petróleo compreendem, para além dos referidos condensado e GPL - recuperados de jazidas de gás - também óleos pesados (petróleo extrapesado e betumes), óleo impregnado em rochas sedimentares compactas (baixa porosidade e muito baixa permeabilidade) e óleo destilável de rochas imaturas. As variantes não convencionais de gás natural compreendem gás ocluso em rochas sedimentares compactas ou em carvão. Recursos de petróleo e gás armazenados em reservatórios em águas profundas (*deep* e *ultradeep offshore*) ou em regiões polares são igualmente classificados como não convencionais (mesmo que a qualidade do produto *in situ* seja convencional).

“Shale oil” e “shale gas” são designações equívocas dadas ao óleo e gás combustíveis oclusos em argilitos e folhelhos (e calcários de grão fino) compactos, em que o conteúdo orgânico original foi convertido em hidrocarbonetos por acção de calor geotérmico, que permaneceram imobilizados na rocha geradora. O óleo pode ser extraído *in situ* por meios mecânicos (perfuração horizontal e fracturação hidráulica múltipla), métodos anteriormente desenvolvidos para a extracção estimulada de recursos convencionais de acesso difícil, agora utilizados na extracção de petróleo e gás de rochas compactas.

“Tight oil” e “tight gas” são designações dadas a óleo e gás combustíveis que, tendo migrado a partir de uma rocha geradora, ficaram armadilhados em rochas reservatório (calcários, margas ou arenitos) de baixa porosidade e muito baixa permeabilidade. Num e noutro caso a extracção passa pela fracturação da rocha visando o incremento da permeabilidade que viabilize o escoamento do fluido.

As designações “tight” e “shale” têm sido aplicadas (por vezes indiscriminadamente) aos recursos fósseis não convencionais de hidrocarbonetos em rochas compactas. Na realidade existe um contínuo de ocorrências concretas entre “shale”, “tight” e convencional, sem fronteiras distintas, e por vezes coexistindo na mesma bacia ou formação.

“Oil Shale” é uma designação equívoca dada a rochas geradoras imaturas que não receberam calor bastante para a conversão do sedimento orgânico em hidrocarbonetos. Não são xistos, como o nome

sugere; podem conter até 50% de fração orgânica. Podem ser combustionadas directamente ou destilar óleo combustível por pirólise (decomposição térmica). Inicialmente explorado na Escócia, tem sido por largas décadas uma importante fonte de energia na Estónia, e ocorre em vastos depósitos nos EUA (bacia Green River), Rússia, China, Austrália, etc.

Ultimamente, jazidas de carvão (mesmo de baixa qualidade) tornaram-se alvo de extracção de metano (constituente primordial do gás natural convencional), sob a designação “coal bed methane” (CBM) ou “coal seam gas” (CSG). A formação de depósitos de carvão betuminosos como a hulha é acompanhada da formação paralela de metano, que reside em parte livre (em fracturas e fissuras) mas na maior parte (mais de 90%) adsorvido (com pequenos teores de CO₂, N₂, etc.) na rede de fissuras da matriz do carvão. O gás de carvão sempre foi removido por ventilação forçada de minas subterrâneas, por razão de segurança. A partir de 1970 iniciou-se também a sua extracção como produto ou coproduto comercializável.

Óleos pesados (“heavy”) têm densidade e viscosidade superiores aos leves (“light”). Petróleos extrapesados e betumes resultam geralmente da degradação de petróleo - por via ou biológica ou físico-química, na presença de oxigénio difundido na crosta ou transportado por águas meteóricas - na sequência de sua migração até estratos superficiais ou da erosão da rocha selante. Ocorrem em virtualmente todas as bacias petrolíferas, sobretudo a pouca profundidade e áreas marginais. Não podem ser extraídos, transportados, e refinados segundo a via convencional, devido às propriedades físicas (densidade e viscosidade elevadas) e químicas (baixa relação H/C e elevados teores de enxofre e outros contaminantes); em regra carecem de “up-grade”, ou seja “melhoramento” para elevar a relação H/C e a fluidez que permitirão prosseguir depois para a refinação.

A pesquisa e recuperação de recursos subaquáticos, na plataforma continental, progrediram imenso desde o início da década de 1960. Acelerou a partir 1980, atingindo profundidades para além dos 1000 m em 1990, e para além de 2000 m em 2000, no Golfo do México e ao largo do Brasil. Entretanto foram identificados novos recursos importantes na plataforma ocidental e oriental de África (Nigéria, Angola, Moçambique e Tanzânia). A complexidade técnica da produção no *offshore* profundo requer investimentos pesados, o que determina focalização em reservatórios de maior porte, únicos economicamente viáveis, e perfis de extracção prolongados no tempo. A produção de gás no *offshore* é ainda mais dispendiosa do que a de petróleo, dadas as maiores volumetrias.

Os denominados petróleo e gás “polar” apenas diferem pela localização presente dos reservatórios, a qual implica origem remota (deposição de sedimentos orgânicos a latitudes tropicais/subtropicais) e ulterior transporte por movimentação tectónica. Por razões geológicas e por força da lei internacional (que preserva a Antárctica) os recursos polares confinam-se ao Ártico apenas. A prospecção e o desenvolvimento de recursos foram aí iniciados na Sibéria e no Alaska na década de 60, com sucesso; posteriormente por estados membros do Conselho do Ártico, nos mares de Beaufort, Barents e Kara, bacia Timan-Pechora, arquipélago Spitsbergen, etc. As perspectivas parecem não muito ambiciosas, posta a origem distante e a longa deslocação tectónica (com afundamento da rocha mãe) e as oscilações verticais (isostáticas) associadas às glaciações, de que terão decorrido dissipação de recursos e conversão adicional de petróleo em gás. Mesmo assim, foram já identificados 61 campos. Dadas as dificuldades técnicas, logísticas e operacionais - com tradução em termos económicos - só campos gigantes e produtivos terão viabilidade de ser desenvolvidos. O Ártico poderá conter 412 Gboe, a larga maioria na forma de gás natural no offshore; desse cômputo, metade sob jurisdição da Rússia.

Formação e ocorrência do petróleo e gás natural

Para a formação, acumulação e ocorrência de petróleo (ou gás natural) numa bacia sedimentar require-se a convergência de várias condições, designadamente: deposição em contexto terrestre, lacustre, ou marinho de materiais biológicos juntamente com detritos minerais, conducente à formação de rocha sedimentar rica em matéria orgânica (rocha mãe ou geradora ou fonte); sujeição da rocha geradora a temperatura moderadamente elevada e por tempo suficientemente longo para conversão do sedimento orgânico em petróleo; a existência de uma rocha porosa e permeável capaz de acumular o petróleo (rocha reservatório); condições de vizinhança e pressão favoráveis à migração do petróleo da rocha geradora para a rocha reservatório; a existência de uma rocha impermeável que retenha o petróleo obviando a sua ascensão e contacto com a atmosfera (rocha selante ou capeadora); e configuração geométrica das rochas reservatório e selante que favoreça a acumulação de um volume significativo de petróleo. A ausência de apenas uma qualquer destas condições inviabiliza a formação e permanência duradoura de uma jazida petrolífera.

A maior parte das reservas conhecidas encontram-se armazenadas em arenitos e rochas carbonatadas com porosidade relativamente alta, mas também em folhelhos, margas e conglomerados, mesmo com porosidade modesta. Entre as rochas selantes responsáveis pela retenção do petróleo e gás nas rochas reservatório os evaporitos são os selantes mais eficientes, embora argilitos e folhelhos sejam mais comuns.

São reconhecidas três fases na evolução da matéria orgânica incorporada em sedimentos sob enterramento na crosta, em função da temperatura e do tempo: diagénese, catagénese e metagénese.

Após incorporação nos sedimentos, ainda a pequena profundidade e a temperatura relativamente baixa (até 1000 m e 50 °C), a matéria orgânica passa por uma série de transformações. A diagénese é uma degradação bioquímica da matéria orgânica em resultado de actividade de micro-organismos (bactérias, fungos, etc.) aeróbicos e anaeróbicos que vivem no topo da coluna sedimentar. As proteínas e carboidratos são desdobrados em seus aminoácidos e açúcares, os lípidos transformados em glicerol e ácidos gordos e a lignina em fenóis e ácidos aromáticos. As proteínas e carboidratos são os compostos mais instáveis, enquanto os lípidos e a lignina são os mais resistentes à degradação. O resíduo da degradação microbiana, tendo sofrido perda de grupos funcionais, subseqüentemente sofre condensação molecular conducente à formação de geopolímeros. Estas transformações são acompanhadas de emissão de dióxido de carbono, metano e água.

O produto final do processo de diagénese é o querogénio, um produto ceroso contando centenas de compostos de elevada massa molecular (centenas a milhares de Dalton). Consoante a origem, as condições de deposição e a idade, assim resulta a composição do querogénio, com proporção H/C mais ou menos próxima de 1,25 (acima do carvão mas abaixo do petróleo). Por pirólise, o querogénio é decomposto em hidrocarbonetos mais ou menos pesados ou voláteis. Além do querogénio forma-se e resta uma outra fracção orgânica, composta por hidrocarbonetos e não-hidrocarbonetos derivados de biopolímeros pouco alterados, um alcatrão ou betume.

Prosseguindo o enterramento a maior profundidade, com elevação de pressão e temperatura dá-se eventualmente o processo de catagénese, em que se processa a desagregação da estrutura do querogénio, catalisada pelos minerais presentes. A fragmentação molecular ("cracking") do querogénio conduz à formação de hidrocarbonetos progressivamente mais leves e simples. A génese de petróleo ocorre numa janela de condições específicas (entre 50 a 150°C); porém excesso de calor favorecerá a produção de gás. Ultrapassada a "janela do petróleo", estágio em que predomina a geração dos hidrocarbonetos líquidos (alcanos de médio peso molecular), em fase mais avançada da catagénese a rocha geradora atinge a "janela do gás", com a formação de metano, etano e traços de outros alcanos ligeiros, e um resíduo carbonoso.

Na metagénese, a temperatura ainda mais elevada (acima de 150-200°C), a matéria orgânica é convertida completamente em gás seco (metano) e num resíduo carbonoso aromático (pirobetume), estágio que corresponde ao início do metamorfismo (facies xisto-verde).

A ausência de rocha selante ou a quebra da integridade do reservatório conduzirá ao contacto com a atmosfera do petróleo formado nas etapas anteriores, e à conseqüente degradação por dissipação preferencial dos compostos mais leves e voláteis. A perda preferencial destes compostos resulta no aumento da densidade e viscosidade do óleo acumulado, gerando petróleo extrapesado, com densidade superior à da água. Também a intromissão de água meteórica no reservatório, portadora de oxigénio e nutrientes, conduzirá à biodegradação do petróleo por acção de bactérias aeróbicas que consomem o petróleo, um consumo seletivo e progressivo dos hidrocarbonetos, seguindo uma sequência desde os alcanos normais até aos hidrocarbonetos aromáticos, gerando betumes ou alcatrões viscosos ou plásticos.

Portanto, para além de petróleo líquido e gás natural com composições complexas e diversas, a matéria orgânica fóssil ocorre e em grandes quantidades noutras formas também com interesse económico, designadamente querogénio e betumes. O querogénio é a forma de ocorrência mais abundante de carbono orgânico, mil vezes mais abundante do que os recursos de combustíveis fósseis convencionais.

Notar porém que a matéria orgânica de origem biológica que se deposita e vem a integrar as rochas das bacias sedimentares, mais cedo ou mais tarde na escala do tempo geológico, acabará por ser devolvida, em parte, à atmosfera (como CO₂ e CH₄) e, em parte, fixada na crosta (como grafite).

Combustíveis fósseis não convencionais

Devemos distinguir designações equívocas, por vezes utilizadas indiscriminadamente, de rochas e produtos fósseis combustíveis. Em particular, distinguir “shales”, rochas imaturas contendo querogénio ainda inalterado que não haja sofrido catagénese, de “shales” que contêm petróleo ou gás natural gerados em resultado de catagénese - *cracking* geotérmico - do seu conteúdo de querogénio.

Também veremos que os recursos de hidrocarbonetos fósseis não convencionais, contrariamente aos convencionais, não só são de acessibilidade difícil como também em regra ocorrem em muito baixa densidade – da ordem de grandeza do barril por metro quadrado (ou Mb/km²) o que é comparável à densidade de irradiação solar à superfície da Terra acumulada no lapso de um ano.

“OIL SHALE” – petróleo imaturo

“Oil shale” ou “kerogen shale” – “xisto betuminoso” em português - é uma designação genérica dada a rochas sedimentares de grão fino contendo elevado teor (de 5 até 50%) de matéria orgânica fossilizada; são rochas imaturas, ricas em querogénio que não chegou a sofrer catagénese e que, mediante destilação destrutiva (pirólise), gera óleo combustível rico em hidrocarbonetos que pode ser depois refinado como um petróleo bruto. Em comparação com o carvão, o xisto betuminoso contém baixo teor de matéria orgânica; a fracção orgânica exibe razão atómica H/C próxima de 3:2 - nitidamente superior à do carvão mas inferior à do petróleo.

A qualidade do xisto betuminoso é aferida consoante a quantidade de óleo que pode ser gerado por pirólise. Os de alta qualidade podem render em excesso de 150 l/t (litros/ tonelada), são economicamente interessantes com as tecnologias correntes (caso dos depósitos de Kukersite no Báltico). Xistos rendendo 90 a 150 l/t são considerados de qualidade mediana, cuja exploração ainda não é economicamente oportuna (caso da formação de Green River, Colorado, EUA). Xistos capazes de render 45 a 90 l/t são considerados de baixa qualidade, cuja exploração não é tecnicamente viável e/ou economicamente oportuna; excepcionalmente, o aproveitamento da formação Fushun, China, é viabilizado por contiguidade com a exploração de carvão da formação Gushengzi subjacente.

O “óleo de xisto” é extraído por destilação do xisto betuminoso *in-situ* ou por mineração e destilação *ex-situ*. Em qualquer caso a rocha tem de ser fracturada e o conteúdo de matéria orgânica incorporada (querogénio) termicamente decomposto em óleo e gás combustíveis, deixando um resíduo sólido carbonoso. Como regra são recuperados subprodutos valiosos (resinas, corantes, carbono, urânio, etc.); pelo contrário, teores significativos de enxofre, arsénio, e outros contaminantes devem ser retidos e eliminados. Grandes volumes de rocha residual e água contaminada têm de ser depositados em segurança, agravando custos e colocando impactos adicionais e riscos sobre aquíferos e a atmosfera. O xisto betuminoso situa-se no topo da lista dos combustíveis fósseis mais poluentes.

Os depósitos de xistos betuminosos estão bem representados em todos os continentes e na generalidade das províncias petrolíferas. EUA, Rússia, China, Brasil, Austrália e Jordânia somam a maioria dos recursos mundiais reconhecidos. Estima-se que os recursos recuperáveis somem cerca de 3000 Gboe (1 Gboe = mil milhões de barris de petróleo equivalente), ainda que só cerca de 1% sejam considerados reservas.

O aproveitamento económico de xistos betuminosos remonta aos primórdios da Revolução Industrial e ganhou expansão apreciável na segunda metade do século XX, quando atingiu a taxa de extracção de 46 Mt/ano de xisto em 1980, mas para decrescer posteriormente. No passado recente estavam activos aproveitamentos industriais apenas na Estónia, China, Brasil, Rússia e Austrália.

Segundo a experiência acumulada até à data, sobre dezenas de métodos já testados, o custo de extracção do óleo de xisto situa-se em US\$ 70-110 / boe. Do ponto de vista de balanço energético, o EROEI – o retorno da energia investida - é bastante baixo, entre 2 a 5, para além dos impactos ambientais colaterais serem muito significativos.

Reservas significativas e quase um século de experiência faz da indústria do xisto betuminoso na Estónia a mais desenvolvida do mundo. A Estónia detém perto de 1% das reservas mundiais e regista o maior volume acumulado de xisto betuminoso extraído até à data; em 2009 mantinha uma produção termoeléctrica de 3000 MW alimentada por xisto betuminosos, para além da extracção de óleo e de outros componentes do xisto. A partir de 1 tonelada de xisto estoniano é possível obter 850 kWh de energia eléctrica ou 125 kg de óleo de xisto (poder calorífico 40 MJ/ kg) e 35 m³ de gás de retorta (47 MJ/ m³).

“ÓLEOS PESADOS” – petróleo em fim de vida

Óleos pesados são produto da degradação de petróleo expulso de rochas geradoras e migrado através estratos permeáveis até à presente rocha reservatório onde sofreu degradação - biodegradação e/ou perda de componentes voláteis, na sequência de contacto com águas meteóricas ou a própria atmosfera.

Vastos depósitos de petróleos extrapesados e areias betuminosas representam 80% de todos os petróleos pesados, os mais notáveis ocorrendo no Orinoco Belt, Venezuela, em Alberta, Canadá, em Olenik, Sibéria, cobrindo muitos milhares de km² cada. Embora muito vastos, são recursos de baixa qualidade; areias betuminosas com interesse económico contêm de 10 a 20% de betume em volume numa matriz mineral de sílica e argilas; mas a baixa densidade média em barris/km², e a taxa de recuperação e ritmo de extracção consequentemente modestos a que o recurso pode ser obtido, denotam a sua baixa qualidade.

Em 2012, a *BP Statistical Review of World Energy* incluiu pela primeira vez 389 Gb (1 Gb = mil milhões de barris) como reservas de petróleo não convencional nas areias betuminosas de Alberta, Canadá, e 1652 Gb de petróleo extrapesado no Orinoco, Venezuela. Essas formações cobrem cada uma muitos milhares de km² e contêm milhões de milhões de toneladas de betume e óleo extrapesado *in-place*. Diferem não tanto pelo tipo de recurso, mas pela profundidade e a viscosidade, com consequências quanto à acessibilidade, tecnologia de extração e taxa de recuperação; no Athabasca, Alberta, o recurso é relativamente superficial mas não flui; no Orinoco encontra-se em profundidade mas flui.

Em ambos os casos o petróleo migrou uma longa distância até estratos superficiais, em que foi degradado por bactérias aeróbicas e perdeu as componentes mais voláteis, até à sua presente forma de óleo viscoso impregnado no arenito. Em Alberta a rocha reservatório é desmontada a céu aberto como um minério e processada *ex-situ* por algum processo químico ou térmico; ou é processada termicamente *in-situ* (injectando vapor sobreaquecido ou ar para combustão subterrânea) assim mobilizando o óleo para a superfície. O petróleo extrapesado da bacia do Orinoco não atingiu a superfície, encontra-se a 500-1200 m de profundidade; tem densidade e viscosidade elevadas mas pode ser fluidificado *in-situ* mediante aquecimento subterrâneo ou algum outro método de fluidificação (diluição com nafta ou emulsão em água) para ser trazido à superfície. Num e noutro caso tem-se em vista o *up-grade* do petróleo pesado, isto é, o seu enriquecimento em hidrogénio para dar lugar a um sucedâneo do petróleo cru, adequado para refinação.

A exploração industrial de óleo das areias betuminosas em Alberta, Canadá, arrancou em 1967 e atinge hoje cerca de 2 Mb/d. O óleo extraído desses enormes depósitos, processado e exportado para os EUA sob designações tal como “syncrude”, constitui presentemente o maior fluxo importador de petróleo nos EUA. A sua produção exige altos insumos de capital, de água e de energia (EROEI situa-se entre 3 e 5), e gera impactos ambientais colaterais muito significativos. Além disso, a intensidade em capital e o demorado investimento físico não permitem incrementar a produção senão paulatinamente e a custo progressivamente crescente, em resultado do declínio de qualidade do recurso (maior profundidade ou mais baixo teor).

Presentemente, Venezuela e Canadá respondem por perto de 90% da produção mundial de óleos pesados - 2,6 milhões de barris por dia em 2013. Produção que presentemente assegura cerca de 3% da produção global de todos os líquidos e que se projecta possa quase triplicar até 7 Mb/d em 2030.

GÁS DE CARVÃO – “CBM”/ “CSG”

O gás que emana dos veios de carvão betuminoso, composto essencialmente por metano, tem sua génese na génese do próprio carvão. Tradicionalmente, o gás de carvão era removido por ventilação forçada em minas subterrâneas por razão de segurança, mas a partir de 1970 iniciou-se a sua extracção também como produto comercial (“coal bed methane” - CBM ou “coal seam gas” - CSG).

A partir, 1990, a produção de metano de jazidas de carvão cresceu rapidamente nos EUA, impulsionada por incentivos para o desenvolvimento de fontes de energia não convencional. Para o efeito utilizam-se técnicas de perfuração e fracturação hidráulica, analogamente à extração de “shale gas”, com análogos custos em meios técnicos e em impactos e riscos ambientais. Entre 2000 e 2012, a produção de gás de carvão manteve-se a nível de perto de 8% do total de gás seco produzido nos EUA, atingindo o máximo de 57 Gm³/a em 2008. As reservas provadas inventariadas (570 Gm³ numa base de recursos estimada em 4500 Gcm³) representam 9% das reservas totais de gás seco nesse país. Porém a densidade do recurso é baixa; o teor é inferior a 20 m³/ton carvão, e a densidade poderá alcançar 600 Mm³/ km² (≈ 4 Mboe/km²).

Rússia, China, EUA, Austrália e Canadá possuem o grosso de carvão *in-place*, totalizando 12 000 Gton, contendo 114 000 Gm³ (≈ 800 Gboe) de metano; na Europa, Alemanha, Reino Unido, Polónia, França e Espanha terão recursos potencialmente interessantes. Porém, além dos EUA, só a Austrália e o Reino Unido mantêm alguma produção.

“SHALES” e “TIGHTS” – Petróleo e gás imobilizados

As rochas portadoras de “shale oil” ou “shale gas”, que ultimamente são objecto de extenso aproveitamento nos EUA, são rochas sedimentares compactas de muito baixa permeabilidade, que

contêm hidrocarbonetos líquidos ou gasosos, gerados por catagénese do sedimento orgânico sob acção do calor geotérmico e da pressão geostática e preservados na matriz sólida, que só mediante estímulo mecânico podem ser libertados para serem trazidos à superfície e processados à semelhança dos recursos convencionais. Sob a mesma designação são invocados tanto argilitos mais ou menos xistosos (“shale” sentido estrito) como outras rochas sedimentares com composição mineralógica e litológica diversa. Designação que também frequentemente não distingue se o recurso se encontra na rocha em que foi gerado (rocha geradora) ou em rocha para a qual migrou (rocha reservatório) - caso em que a designação “tight oil” e “tight gas” será mais adequada. A terminologia indiferenciada ou indiferente reflecte a prevalência de critério económico sobre o científico na identificação do recurso.

A densidade destes recursos é muito baixa, mas sendo muito extensivos, podem somar montantes muito elevados. No caso da formação Barnett, bacia Appalachian, EUA, que cobre 13 000 km² e se estima conter 860 Gm³ (≈ 5,5 Gboe) de “shale gas” *in place*, recuperável à taxa 8%, a densidade de recurso tecnicamente recuperável pode atingir 380 Mm³/ km² (≈ 2,4 Mboe/ km²). No caso da formação Eagle Ford, Texas, EUA, a densidade de recurso recuperável pode alcançar até 1 Mb/ km² de “shale oil”.

Os recursos nestas categorias serão examinados em mais detalhe na secção seguinte.

As Promessas dos Combustíveis do “Shale” e do “Tight”

A extracção de recursos de óleo e gás não convencionais, de difícil acessibilidade, contidos em rochas compactas (baixa porosidade e baixa permeabilidade) - “shale oil”, “shale gas” e “tight oil”, “tight gas” – foi viabilizada por tecnologias desenvolvidas e aplicadas há já décadas na extracção “estimulada” de recursos convencionais - perfuração horizontal e fracturação hidráulica em múltiplas etapas – e veio suportar o incremento da produção norte-americana de petróleo e gás verificada em anos recentes.

A sua extracção coloca exigências e gera impactos muito significativos: aquisição de direitos e licenciamento sobre áreas muito vastas; mobilização de elevado número de plataformas de perfuração e perfuração constante de novos poços (mesmo que para só manter o nível de produção); mobilização de grandes caudais de água e sua deposição em condições controladas; sismicidade induzida e fuga de hidrocarbonetos voláteis, etc.

Embora os recursos sejam muito amplos, as áreas com teor suficientemente elevado e estruturalmente produtivas são escassas; a densidade média do recurso é baixa e a taxa de recuperação tecnicamente realizável é modesta, do que decorre o ritmo de produção exequível ser inversamente determinado pelo enorme esforço de extracção exigido - situação descrita pelo aforismo “o importante não é o tamanho do reservatório mas o tamanho da válvula”.

Vastas jazidas de “shale” e de “tight” existem nos EUA (bacias Appalachian, Great Green River, Permian, etc.), na Rússia (formação Bazhenov na Sibéria Ocidental), China (bacia Sichuan), Argentina (bacia Neuquen), Colômbia/Venezuela (bacia Maracaíbo), México (bacia Burgos), Líbia (bacia Syrta), R. África do Sul (bacia Karoo), Austrália (bacia Canning) etc. Porém só nos EUA, suportados na história e nos meios técnicos da sua indústria petrolífera, este tipo de recursos foi já alvo de aproveitamento agressivo. Na Europa (Polónia, Ucrânia, França, Reino Unido, etc.) tem sido promovido o lançamento do aproveitamento destes recursos, todavia mais por razões políticas do que presente viabilidade económica, suscitando viva contestação popular sobretudo por causa da sua escala extensiva e dos impactos ambientais da fracturação hidráulica e da utilização intensiva de água, em territórios mais densamente habitados.

Os EUA são pioneiros no desenvolvimento dos “shales”; a produção da fracção líquida tem aumentado significativamente, mais que compensando a quebra da produção doméstica convencional, assim reduzindo a necessidade de importação de petróleo bruto. Com efeito, a produção de petróleo bruto nos EUA cresceu de 7,3 para 11,2 Mb/d, entre 2005 e 2013, enquanto a sua importação líquida decresceu de 10,1 para 8,5 Mb/d; ficou assim assegurado o consumo doméstico ao nível de 19 Mb/d (cerca de 20% do mundial) e ainda algum excedente de refinados para exportação. Todavia, embora a produção de “shale” tenha aumentado a bom ritmo, os operadores têm incorrido em rápido endividamento, posto que o custo e a continuidade do investimento requerido não é remunerado pela receita gerada pela produção. Por outro lado, a produção da fracção gasosa tem sido secundarizada porque, posto que sendo os EUA praticamente autossuficientes em gás natural, a respectiva remuneração é menos favorável para os operadores. Todavia, a extracção de gás de “shale” tem sido a mais propagandeada, os EUA sendo anunciados como exportadores de gás natural, que não são, embora teoricamente possam vir a ser, se entretanto vierem a dispor das infraestruturas de adução e transporte e de terminais metaneiros necessários para esse fim – o que não é ainda caso e só será concretizável a médio prazo. A “revolução do shale” confina-se aos denominados “sweet spots” de alta produtividade, a ritmos de extracção

comensuráveis com o volume de recursos acessível e recuperável, e aos tempos de vida técnica e de espectável retorno do capital. As suas consequências maiores têm sido a redução do volume de importação de ramos e a quebra da cotação doméstica do gás natural.

Nos EUA, a exploração de gás de “shale” aumentou acentuadamente desde 2005, compensando o decréscimo da produção convencional e até gerando excesso de oferta de gás natural no mercado interno, deprimindo o preço para mínimos históricos em dólares constantes. A *Energy Information Agency* (EIA), EUA, prevê que a produção de gás natural nos Estados Unidos irá continuar a aumentar nas próximas duas décadas, na base de crescente produção a partir do “shale”, enquanto prevendo um aumento modesto do preço no mesmo período. Porém, pelo contrário, a acentuada desaceleração da atividade de perfuração registada desde há 5 anos deverá repercutir-se adversamente na produção no próximo futuro, posto que leva alguns anos a conectar novos poços à rede de distribuição e a activar a produção instalada.

Outro obstáculo básico insuperável é o rápido declínio da taxa de produção de cada poço num campo de “shale”. Ainda que admitindo serem constantes a atividade de perfuração e adição de novos poços e a taxa de sucesso de descoberta e recuperação do recurso, sendo certo que a taxa de produção do campo cresce inicialmente, a taxa de declínio da produção instalada acabará por igualar a taxa de adição trazida pela abertura de novos poços, acabando por saturar o fluxo de produção; o qual para ter continuidade requiere o prosseguimento incessante do ritmo de perfuração. Mesmo admitindo uma taxa de declínio anual de 20% por poço (valor optimista), a produção do campo no seu conjunto tende a saturar em apenas 10 anos. Entretanto, esgota-se paulatinamente a área de maior produtividade (“sweet spot”) e os campos não convencionais vão expirando, tal como os convencionais também, mas mais rapidamente. Será então expectável que a oferta de gás natural tenderá a estrangular nas próximas décadas.

Nos EUA, entre 2006 e 2012, um breve período que mal cobre as fases de exploração e delineamento de um campo convencional, a produção de hidrocarbonetos não convencionais de tipo “shale” e “tight” aumentou de 0,3 Mb/d para 2 Mb/d de petróleo e de 56 para 750 Mm³/d de gás (1 Mm³/d = 1 milhão de metros cúbicos por dia) o equivalente a 4,8 Mboe/d. Esta extracção adicional de recursos não convencionais viabilizou os EUA assumirem um importante protagonismo no incremento, no mínimo na manutenção, da produção mundial nesse período. Enquanto algumas formações geológicas - Barnett (Texas), Haynesville (Louisiana e Texas), Marcellus (Nova Iorque) e Fayetteville (Arkansas) - foram as principais contribuintes para a expansão do “shale gas”, outras - Bakken (Dakota) e Eagle Ford (Texas) - foram-no para o “tight oil”. A importante bacia Pérmica, em fase mais atrasada no que respeita ao desenvolvimento de recursos não convencionais, está a ser agora avidamente desenvolvida por mais de dez operadores; prevê-se um investimento médio anual de US\$ 30 mil milhões, de 2014 a 2018, que depois decrescerá lentamente, por forma a atingir um máximo de 5500 poços em produção em 2017; com uma produtividade de 200 a 1000 b/dia de “tight oil” por poço, admite-se que alcançará cerca de 1,8 Mb/d em 2020, ultrapassando a taxa de produção de demais campos congéneres. Em sentido contrário, os vastos recursos identificados na formação “Monterey Shale”, Califórnia, supostos os mais vastos de “shale” nos EUA, foram recentemente reavaliados pela EIA, tendo o volume recuperável sido reduzido drasticamente, de 13700 para 600 Mb - o que ilustra a margem de incerteza e risco incorridos na avaliação de recursos não convencionais.

De acordo com a projecção de referência do último *Annual Energy Outlook (2014)* da EIA, o considerável potencial de petróleo e gás não convencionais de “shale” e “tight” habilitará os EUA a incrementar significativamente e a manter a sua produção de hidrocarbonetos ao longo dos próximos 15 anos. A produção de petróleo não convencional tipo “shale oil” e “tight oil” crescerá de 2,3 Mb/d em 2012 (cerca 35% da produção total de petróleo nessa data) até alcançar 4,8 Mb/d em 2021 (cerca de 50% do total de então), para declinar depois, reflectindo o ulterior desenvolvimento de áreas menos produtivas. A produção de gás não convencional poderá alcançar 410 Gm³/a (equivalente a 7,3 Mboe/d) em 2035 (i.e. 50% do total da actual produção de gás nos EUA). Ao contrário do que certos meios político-económicos pretendem fazer crer, mesmo que os EUA possam chegar a tornar-se exportadores de gás a partir de 2020, a respectiva autossuficiência em termos de petróleo é uma meta inverosímil.

Embora as quantidades de hidrocarbonetos em *in-place* dispersos em rochas-geradoras sejam muito consideráveis, as taxas de recuperação são apenas uma pequena percentagem; pelo que um desvio de 1% na taxa de recuperação pode induzir erros enormes na estimativa de reservas. Além disso, enquanto em campos petrolíferos convencionais a produção declina a uma taxa entre 3% e 6% ao ano, e em campos de gás entre 15% e 20% ao ano, em campos não convencionais de “shale” ou “tight” declina entre

30% e 40% ao ano, o que exige investimento persistente em perfuração de novos poços; e como mais e mais poços têm de ser postos a operar para manter o nível de produção, em face da tendência de declínio de produtividade, o custo de reposição da produção perdida cresce continuamente. Em Haynesville, por exemplo, aumentou de US\$ 81 por m³/dia de capacidade, do início de 2008 a meados de 2010, para US\$ 130 por m³/dia, de meados de 2010 a meados de 2011.

Tal esforço de exploração e desenvolvimento pode ser ainda mais adequadamente avaliado em termos de número de plataformas de perfuração e de extensão das perfurações acumuladas. Nenhum outro país detém tantas plataformas e tão completa estatística de perfuração como os EUA (Baker Hughes rig count). Número de plataformas, extensão perfurada e profundidade média atingida, todos estes indicadores têm crescido paulatinamente desde 2000; o mesmo acontece, mais acentuadamente, com o custo de cada poço.

Ainda nos EUA, o número de plataformas visando óleo vem crescendo desde 2006, atingindo já cerca de 1500 no início de 2014; plataformas visando gás tem decrescido, mais acentuadamente desde 2011, atingindo apenas cerca de 350 no início de 2014. Mesmo assim, a produção de gás tem aumentado à custa da produção de gás associado nos poços de petróleo. Em 2013, da produção bruta de gás seco nos EUA – 860 Gm³/a – 340 Gm³/a (40% do total) foi assegurada por “shale gas” e “CBM” (na proporção 3:1). Porém, dada a circunstância da produção ser recente, os constrangimentos de escoamento e transporte, e posta a conjuntura mundial, o preço doméstico do gás natural degradou-se nos EUA, descendo a US\$ 22/boe no Henry Hub (o que não é bastante para remunerar o custo de produção), quando o preço de LNG descarregado no Japão ascende a US\$ 98/boe.

Dado o presente contexto de produção e escoamento nos EUA, de 97 companhias de exploração e produção (E&P) do sector petrolífero classificadas pela S&P, 75 encontram-se abaixo do grau de investimento. Crédito barato, juntamente com os progressos da perfuração horizontal e da fracturação hidráulica, impulsionaram a produção de petróleo nos EUA para o nível mais alto alcançado nos últimos 26 anos. No ano passado, o país produziu 87% do seu consumo doméstico, o mais perto da independência face a fontes externas que conseguiu desde 1985, relata a EIA. Mas é um “boom” caro. Cerca de US\$ 156 mil milhões serão gastos em E&P nos EUA neste ano de 2014, de acordo com um relatório de Dezembro de analistas do Barclays, 8,5% acima do que foi gasto no ano passado, e superando a previsão de crescimento 6,1% em despesas globais. [extracto/transcrição da Bloomberg, 30 de Abril 2014].

“Quem pode ou vai querer, financiar a perfuração de milhões de hectares e centenas de milhar de poços em prejuízo permanente?” escreveu Ivan Sandrea, investigador no Oxford Institute for Energy Studies, num relatório o mês passado. “A benevolência dos mercados de capitais dos EUA não pode durar para sempre.” A despesa não para nunca, disse Virendra Chauhan, analista de petróleo na Energy Aspects. Como o output de poços de “shale” declina drasticamente logo no primeiro ano, os produtores têm de continuar a perfurar mais e mais poços para manter a produção; o que implica vender ativos e angariar mais crédito. “Todo o “boom” do “shale” é na realidade uma tarefa infundável de dispêndio de capital e de endividamento”. O acesso ao mercado de obrigações de alto rendimento tem permitido às empresas de E&P gastar mais dinheiro no “shale” do que conseguem gerar. Empresas de E&P classificadas de lixo gastaram US\$ 2.11 por cada US\$ 1 ganho no ano passado, segundo uma análise de 37 empresas feita pelo Barclays. (extracto/transcrição da Bloomberg, 30 de Abril 2014).

A manifesta insustentabilidade financeira da corrida ao “shale” poderá indiciar o colapso de uma “bolha financeira” e a aproximação de mais um “choque petrolífero”. O desenvolvimento de recursos não convencionais em outras províncias petrolíferas surge no horizonte.

Conclusão

Os combustíveis fósseis continuam sendo fundamentais ao funcionamento da economia, mas seguindo uma trajetória geológica de recursos progressivamente menos concentrados e menos acessíveis, a custos económicos e ambientais progressivamente mais pesados. A racionalização e redução de consumos, e o criterioso recurso a outras fontes de energia e a inovadoras tecnologias de captura, conversão, armazenamento e utilização de energia continuam na ordem do dia.

Lisboa, 28 Setembro 2014

Bibliografia

http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_oil_exports
http://en.wikipedia.org/wiki/Saint_Petersburg_Stock_Exchange
<http://en.wikipedia.org/wiki/Kerogen>
<http://en.wikipedia.org/wiki/Syncrude>
http://en.wikipedia.org/wiki/Shale_gas
http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_reserves
http://pt.wikipedia.org/wiki/Xisto_betuminoso

<http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=imp>
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=24>
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=3>
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2014).pdf)
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2014).pdf)
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
<http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>
http://www.epa.gov/ogwdw/uic/pdfs/cbmstudy_attach_uic_ch03_cbm_practices.pdf

<http://www.iea.org/statistics/>
<http://www.iea.org/qtf/index.asp>
<http://omrpublic.iea.org/currentissues/fullpub.pdf>

http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/asb2013.pdf
<http://www.gecf.org/aboutus/about-gecf>
<http://www.gecf.org/Resource/GECF-History-File.pdf>

<http://www.ogfj.com/articles/print/volume-11/issue-5/features/perman-becoming-largest-us-tight-oil-play.html>
<http://www.ogfj.com/articles/print/volume-11/issue-5/features/natural-gas-export-applications-soaring.html>
<http://www.ogfj.com/articles/2014/05/shale-gas-drives-120b-in-lng-projects-in-north-america.html>

<http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf>
<http://assets-production-webvanta-com.s3-us-west-2.amazonaws.com/000000/03/97/original/reports/DBD-report-FINAL.pdf>
<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/sena.pdf>
http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/80374charlez/ndx_charlez.pdf.html
http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/H06263_Chap_01.pdf

<http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>
<http://www.wtrg.com/prices.htm>
<http://marketrealist.com/2014/04/us-rig-counts-continue-increase-indicating-drilling-activity/>

<http://www.bloomberg.com/news/2014-05-21/eia-cuts-monterey-shale-estimates-on-extraction-challenges-1-.html>
<http://www.bloomberg.com/news/2014-04-30/shale-drillers-feast-on-junk-debt-to-say-on-treadmill.html>
<http://blogs.scientificamerican.com/plugged-in/2014/03/05/drilling-rigs-are-moving-at-a-furious-pace-a-look-at-the-boom-in-maps/>
<http://www.nytimes.com/interactive/us/natural-gas-drilling-down-documents-4.html>
<http://www.latimes.com/business/la-fi-oil-20140521-story.html>
http://www.pennenergy.com/index/blogs/the-black-swan-blog/2014/01/where_are_naturalga.html
<http://www.zerohedge.com/news/2014-05-28/shale-boom-goes-bust-costs-soar>
<http://www.globallnginfo.com/World%20LNG%20Plants%20&%20Terminals.pdf>
<http://www.economist.com/node/21558456>
<http://press.ihs.com/press-release/energy-power/feeling-squeeze-escalating-costs-driving-diminishing-returns-oil-and-gas->
http://www.telegraph.co.uk/finance/comment/ambroseevans_pritchard/10957292/Fossil-industry-is-the-subprime-danger-of-this-cycle.html
<http://www.abo.net/oilportal/topic/view.do?contentId=2270761>