

Geologia do Petróleo

PGT - Petroleum Geoscience Technology

Sumário

página	
5	1. Introdução
5	2. Petróleo
5	2.1 Composição do Petróleo
7	2.2 Origem do Petróleo
8	2.3 Fatores condicionantes da ocorrência de petróleo em bacias sedimentares
9	3. Rocha Geradora
9	3.1 Composição da Matéria Orgânica
10	3.2 Produção e preservação da matéria orgânica
12	3.3 Formação do querogênio
14	4. Geração e Migração do Petróleo
14	4.1 Conversão do querogênio em petróleo
17	4.2 Migração primária e secundária
18	5. Rocha Reservatório
18	5.1 Porosidade e permeabilidade
20	5.2 Qualidade do reservatório
21	6. Trapas
21	6.1 Trapas e rochas selantes
22	6.2 Alteração do petróleo na trapa
23	6.3 Cálculo de reservas e métodos de produção

1. Introdução

Este trabalho se propõe a sumarizar os principais conceitos relativos à formação de jazidas petrolíferas, do processo de acumulação da matéria orgânica nos sedimentos, passando pela geração e migração do petróleo, até sua acumulação nos trapas. Baseou-se na experiência profissional dos autores e no conteúdo dos livros *Petroleum Formation and Occurrence* (Tissot & Welte, 1984) e *Elements of Petroleum Geology* (Selley, 1998) e de algumas das referências neles contidas.

2. Petróleo

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e quantidades variáveis de não-hidrocarbonetos. Quando ocorre no estado líquido em reservatórios de subsuperfície ou em superfície, é denominado de óleo (ou óleo cru, para diferenciar do óleo refinado). É conhecida como condensado a mistura de hidrocarbonetos que encontra-se no estado gasoso em subsuperfície e torna-se líquida na superfície. Já o termo gás natural se refere à fração do petróleo que ocorre no estado gasoso ou em solução no óleo em reservatórios de subsuperfície.

Outra forma de ocorrência dos hidrocarbonetos são os hidratos de gás, que consistem em cristais de gelo com moléculas de gás (etano, propano e, principalmente, metano). Os hidratos de gás ocorrem em condições bastante específicas de pressão e temperatura, sendo mais comuns em depósitos rasos nas regiões polares ou em águas profundas em vários pontos do planeta.

2.1. Composição do petróleo

O petróleo contém centenas de compostos diferentes. Estudos realizados em amostras de óleo do campo de Ponca City (Oklahoma, EUA) foram identificados cerca de 350 hidrocarbonetos, 200 compostos de enxofre, além de diversos não-hidrocarbonetos. Em termos elementares, o petróleo é composto essencialmente por carbono (80 a 90% em peso), hidrogênio (10 a 15%), enxofre (até 5%), oxigênio (até 4%), nitrogênio (até 2%) e traços de outros elementos (ex: níquel, vanádio, etc). A composição do

petróleo é geralmente descrita em termos da proporção de hidrocarbonetos saturados, hidrocarbonetos aromáticos e não-hidrocarbonetos.

Os hidrocarbonetos saturados, compostos de C e H unidos por ligações simples, incluem os alcanos normais (parafinas normais ou n-alcanos), os isoalcanos (isoparafinas ou alcanos ramificados) e os cicloalcanos (alcanos cíclicos ou naftenos). Os n-alcanos com menos de 5 átomos de carbono (metano, etano, propano e butano) ocorrem sob a forma de gás em condições normais de pressão e temperatura, enquanto aqueles de 5 a 15 átomos de carbono são líquidos e os com mais de 15 átomos de carbono variam de líquidos viscosos a sólidos. A maior parte dos alcanos normais presentes no petróleo possuem até 40 átomos de carbono. Os isoalcanos estão presentes principalmente com compostos de até 10 átomos de carbono, embora ocorram com até 25 átomos. Os cicloalcanos podem apresentar até 6 anéis de carbono, cada qual com 5 ou 6 átomos de carbono. Iso- e cicloalcanos ocorrem principalmente no estado líquido.

Os Hidrocarbonetos aromáticos são compostos que apresentam o anel aromático (benzeno) e ocorrem sempre no estado líquido. Podem apresentar mais de um anel aromático, como os naftalenos (2 anéis) e os fenantrenos (3 anéis). O tolueno, com apenas um núcleo benzênico, é o composto aromático mais comum no petróleo, seguido pelo xileno e o benzeno.

Finalmente, os não-hidrocarbonetos são compostos que contêm outros elementos, além do carbono e hidrogênio, denominados de heteroátomos. Como os elementos nitrogênio, enxofre e oxigênio são os heteroátomos mais comuns, esses compostos são geralmente conhecidos como NSO. Também é comum a ocorrência de metais (especialmente níquel e vanádio) associados à matéria orgânica em compostos denominados de organometálicos. As resinas e asfaltenos são compostos NSO de alto peso molecular, pouco solúveis em solventes orgânicos. Sua estrutura básica consiste de “camadas” de compostos poliaromáticos condensados, empilhadas sob a forma de agregados. A proporção de resinas e, principalmente, de asfaltenos no petróleo é diretamente proporcional a sua viscosidade.

Existem basicamente dois tipos de classificações de óleos. Aquelas propostas por engenheiros baseiam-se na composição e propriedades físico-químicas do óleo (densidade, viscosidade, etc) e são voltadas para as áreas de produção e refino. Já as classificações propostas por geólogos dão ênfase à composição, sendo voltadas para a origem e evolução do petróleo. Dentre as classificações de caráter geológico, uma das mais usadas é a proposta por Tissot & Welte (1978) que divide os óleos em seis tipos: parafínicos, parafínico-naftênicos, naftênicos, aromáticos intermediários, aromático-

asfálticos e aromático-naftênicos. A composição de cada tipo reflete a origem, o grau de evolução térmica e os processos de alteração a que o petróleo foi submetido. Os óleos também são comumente chamados de leves ou pesados quando suas densidades são, respectivamente, menores ou maiores do que a de água.

Os gases naturais, por sua vez, são classificados como gás seco ou úmido. O gás seco é composto essencialmente por metano, enquanto no gás úmido estão presentes também etano, propano e butano em proporções variáveis. Além dos hidrocarbonetos, outros compostos gasosos podem estar associados, como o dióxido de carbono (CO₂), gás sulfídrico (H₂S), e mais raramente, Hélio (He) e hidrogênio (H). O gás não-associado é aquele que ocorre sozinho no reservatório, e o gás associado ocorre junto com o óleo.

2.2. Origem do petróleo

As primeiras teorias que procuraram explicar a ocorrência do petróleo postulavam uma origem inorgânica, a partir de reações que ocorreriam no manto.

Ainda hoje existem autores que advogam uma origem inorgânica para o petróleo, seja a partir da polimerização do metano proveniente do manto e migrado através de falhas, ou a partir de reações equivalentes às empregadas na síntese de Fischer-Tropsch, e que encontrariam condições favoráveis à sua ocorrência nas zonas de subducção.

Diversos fatos, no entanto, favorecem uma origem orgânica para a maior parte dos hidrocarbonetos encontrados próximos a superfície da Terra, em especial para aqueles com dois ou mais átomos de carbono. Em primeiro lugar, quase todo o petróleo é encontrado em rochas reservatório de bacias sedimentares. As ocorrências de petróleo em rochas do embasamento, estão quase todas associadas à rochas sedimentares adjacentes. A presença e a quantidade de hidrocarbonetos em exalações provenientes de vulcões ou de falhas profundas durante terremotos é menos frequente e muito menor do que o esperado caso os mesmos tivessem uma origem mantélica. Outrossim, existem também evidências químicas da origem orgânica, como a presença no petróleo de compostos cuja estrutura molecular é mesma de substâncias encontradas nos seres vivos (ex: os esteranos encontrados no petróleo são o produto da degradação dos esteróides encontrados nas algas).

Em suma, os dados disponíveis atualmente indicam que o petróleo é gerado a partir da transformação da matéria orgânica acumulada nas rochas sedimentares, quando

submetida às condições térmicas adequadas. Cabe ressaltar que o metano pode ter origem inorgânica (proveniente do manto) ou orgânica (degradação da matéria orgânica), cada qual com características isotópicas distintas. Traços de hidrocarbonetos de origem inorgânica (?) também são encontrados em meteoritos.

2.3. Fatores condicionantes da ocorrência de petróleo em bacias sedimentares

A formação de uma acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar requer a associação de uma série de fatores:

- (a) a existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas de rochas geradoras;
- (b) as rochas geradoras devem ser submetidas às condições adequadas (tempo e temperatura) para a geração do petróleo;
- (c) a existência de uma rochas com porosidade e permeabilidade necessárias à acumulação e produção do petróleo, denominada de rochas reservatório;
- (d) a presença de condições favoráveis à migração do petróleo da rocha geradora até a rocha reservatório;
- (e) a existência de uma rocha impermeável que retenha o petróleo, denominada de rocha selante ou capeadora; e
- (f) um arranjo geométrico das rochas reservatório e selante que favoreça a acumulação de um volume significativo de petróleo.

Uma acumulação comercial de petróleo é o resultado de uma associação adequada destes fatores no tempo e no espaço. A ausência de apenas um desses fatores inviabiliza a formação de uma jazida petrolífera.

3. Rocha Geradora

Uma rocha geradora deve possuir matéria orgânica em quantidade e qualidade adequadas e submetida ao estágio de evolução térmica necessário para degradação do querogênio. É aceito de modo geral, que uma rocha geradora deve conter um mínimo de 0,5 a 1,0% de teor de carbono orgânico total (COT). Os aspectos volumétricos da rocha geradora (espessura e extensão lateral) também não devem ser ignorados, pois uma rocha com quantidade e qualidade da matéria orgânica adequadas pode ser, por exemplo, muito delgada para gerar quantidades comerciais de petróleo.

O termo matéria orgânica se refere ao material presente nas rochas sedimentares, que é derivado da parte orgânica dos seres vivos. A quantidade e qualidade da matéria orgânica presente nas rochas sedimentares refletem uma série de fatores, tais como a natureza da biomassa, o balanço entre produção e preservação de matéria orgânica, e as condições físicas e químicas do paleoambiente deposicional.

3.1. Composição da matéria orgânica

Os organismos são de modo geral constituídos pelos mesmos compostos: lipídios, proteínas, carboidratos e, nas plantas superiores, lignina. A proporção entre estes compostos, no entanto, difere entre os diversos tipos de organismos.

Os lipídios englobam as gorduras e cêras, cuja função são de armazenamento de energia e proteção das células, respectivamente. Praticamente insolúveis em água, as gorduras consistem na mistura de vários triglicerídeos, classificados quimicamente como ésteres. Quando hidrolizados, os glicerídeos dão origem a glicerol e ácidos graxos. Já nas cêras, o glicerol é substituído por álcoois complexos, bem como estão presentes n-alcenos com vários átomos de carbono. Além dos lipídios típicos, existem substâncias similares, como alguns pigmentos (ex: clorofila), e os terpenóides e esteróides, que cumprem funções protetoras das células.

As proteínas consistem basicamente em polímeros de aminoácidos, nos quais se encontra a maior parte do nitrogênio presente nos organismos. As proteínas podem atuar tanto como constituinte de diversos materiais (ex: músculos) como na forma de enzimas, catalizando as mais variadas reações bioquímicas. Na presença de água e sob a ação de enzimas, as proteínas podem ser quebradas em seus aminoácidos individuais.

Os carboidratos englobam os açúcares e seu polímeros (mono-, oligo- e polissacarídeos) e estão entre os compostos mais importantes nos seres vivos. Podem servir como fonte de energia ou como constituinte de plantas (celulose) e animais (quitina). Embora praticamente restrita aos vegetais superiores, a celulose é o carboidrato mais abundante na natureza. Insolúveis em água, os carboidratos podem ser hidrolisados, transformando-se em açúcares como 5 ou 6 átomos de carbono, os quais são solúveis.

A lignina consiste basicamente em compostos poliaromáticos (polifenóis) de alto peso molecular, constituindo estruturas tridimensionais dispostas entre os agregados de celulose que constituem os tecidos das plantas. São sintetizados pelas plantas terrestres a partir da desidratação e condensação de álcoois aromáticos.

Nos diversos grupos de organismos as abundâncias relativas desses compostos podem variar consideravelmente. As plantas terrestres, por exemplo, são constituídas principalmente por carboidratos (celulose, 30 a 50%) e lignina (15 a 25%), e secundariamente por proteínas e lipídios, enquanto o fitoplâncton marinho é composto predominantemente por proteínas (até 50%), lipídios (5 a 25%) e carboidratos (até 40%). Mesmo entre compostos que ocorrem na proporção de ppm ou ppb (partes por milhão e por bilhão) são observados contrastes marcantes entre diferentes tipos de organismos.

A diferença na distribuição e proporção relativa entre os compostos também se reflete na composição elementar da matéria orgânica. Assim, a biomassa de origem continental é mais rica em oxigênio e mais pobre em hidrogênio do que a biomassa de origem marinha, uma vez que as plantas terrestres são constituídas principalmente por lignina e celulose, com alta proporção de compostos aromáticos e funções oxigenadas. Como consequência, a matéria orgânica terrestre possui uma razão elementar H/C entre 1,3 e 1,5, enquanto a matéria orgânica marinha apresenta valores na faixa de 1,7 a 1,9. A composição da matéria orgânica preservada nas rochas sedimentares, entretanto, não depende apenas da natureza da biomassa dominante no paleoambiente, já que a composição original pode ser modificada por uma série de processos sin- e pós-deposicionais.

3.2. Produção e preservação da matéria orgânica

O ciclo do carbono constitui um dos mais importantes ciclos biogeoquímicos, não só por sua complexidade e abrangência, como pela importância econômica, na compreensão da origem e ocorrência de combustíveis fósseis. A maior parte do carbono orgânico nos ambientes aquáticos ocorre sob a forma de carbono dissolvido, sendo o

restante constituído é de natureza particulada. O carbono orgânico dissolvido, composto principalmente por substâncias húmicas, proteínas, carboidratos e lipídios (Esteves, 1988), consiste no produto da decomposição de plantas e animais e da excreção destes organismos. Já o carbono orgânico particulado compreende a matéria orgânica em suspensão, incluindo a pequena fração representada pelos organismos vivos.

O principal mecanismo de produção de matéria orgânica é a fotossíntese, processo no qual água e dióxido de carbono são convertidos em glicose, água e oxigênio. A partir da glicose são formados os polissacarídeos e os outros compostos orgânicos necessários à vida. Os maiores produtores de matéria orgânica nos ambientes aquáticos são os organismos fitoplanctônicos. Estima-se que a produção mundial de matéria orgânica de origem fitoplanctônica é de cerca de 550 bilhões de toneladas/ano, enquanto a matéria orgânica originada dos organismos bentônicos, por exemplo, não ultrapassa 200 milhões de toneladas/ano. Embora atualmente a produção primária de origem terrestre seja equivalente à aquática, a maior exposição ao oxigênio limita sua preservação.

No continente, as condições climáticas (temperatura, incidência de luz solar, umidade) constituem o principal fator condicionante da produtividade primária. De fato, nos ambientes desérticos ou polares a produtividade é baixa, enquanto nas regiões tropicais, a produtividade é alta. Já no meio aquático, a produtividade primária é condicionada principalmente pela luminosidade, temperatura e disponibilidade de nutrientes (especialmente fósforo e nitrogênio), embora seja afetada também por uma série de fatores ambientais, como salinidade e pH. No que diz respeito à temperatura e salinidade, as melhores condições ocorrem nas zonas de clima temperado, onde a produtividade é mais alta do que nos mares polares ou equatoriais. No caso do suprimento de nutrientes, a origem pode ser externa (descarga de grandes rios) ou interna (reciclagem da própria biomassa). No caso dos oceanos, a disponibilidade de nutrientes pode ser incrementada pelo fenômeno da ressurgência. Devido à ação dos ventos e das correntes oceânicas, águas frias e ricas em nutrientes, vindas de áreas mais profundas, chegam às regiões costeiras acarretando um grande aumento da produtividade primária.

A exposição da matéria orgânica ao oxigênio (em superfície) resulta na sua degradação. Nos ambientes aquáticos, o grau de preservação da matéria orgânica depende da concentração de oxigênio e do tempo de trânsito da biomassa ao longo da coluna d'água e de exposição na interface água/sedimento. Assim em águas óxicas a matéria orgânica tende a ser degradada, enquanto em águas anóxicas, há melhores condições de preservação. Em bacias cuja toda a coluna d'água é óxica, altas taxas de sedimentação podem auxiliar na preservação da matéria orgânica, retirando-a da interface água/sedimento.

A atividade de organismos heterotróficos também exerce importante um papel no processo de degradação da matéria orgânica. Sob condições óxicas, as bactérias aeróbicas e de organismos metazoários desempenham um importante papel na degradação da biomassa primária. Sob condições disóxicas/anóxicas, a ação desses organismos é limitada ou mesmo eliminada, e a alteração da matéria orgânica passa a ser realizada por bactérias anaeróbicas, que empregam nitratos e sulfatos como agentes oxidantes. Já na ausência desses agentes oxidantes, a matéria orgânica é decomposta por bactérias metanogênicas. Nos sistemas lacustres de água doce (onde é baixa a disponibilidade de sulfato) a metanogênese pode ser responsável, junto com a oxidação por oxigênio livre, pela decomposição da maior parte da matéria orgânica produzida.

Estima-se que em média 0,1% da matéria orgânica produzida pelos organismos fotossintéticos é preservada nos sedimentos. Os ambientes mais favoráveis à preservação da matéria orgânica são os mares restritos e os lagos profundos.

3.3. Formação do querogênio

Após sua incorporação nos sedimentos e ainda submetida a pequenas profundidades e baixas temperaturas (até 1000m e 50°C), a matéria orgânica passa por uma série de transformações denominada de diagênese.

A diagênese tem início com a degradação bioquímica da matéria orgânica pela atividade de microorganismos (bactérias, fungos, etc) aeróbicos e anaeróbicos que vivem na porção superior da coluna sedimentar (principalmente no primeiro metro). As proteínas e carboidratos são transformadas em seus aminoácidos e açúcares individuais, os lípidios são transformados em glicerol e ácidos graxos e a lignina, em fenóis e ácidos aromáticos. As proteínas e carboidratos são os compostos mais instáveis, enquanto os lípidios e a lignina são mais resistentes à degradação. Essas transformações são acompanhadas pela geração de dióxido de carbono, água e metano.

O resíduo da degradação microbiana passa em seguida por mudanças químicas (perda de grupos funcionais e polimerização) que resultam numa progressiva condensação e insolubilização da matéria orgânica. Ao longo deste processo, os biopolímeros (compostos sintetizados pelos organismos) são transformados nos geopolímeros encontrados nas rochas sedimentares. Alguns lípidios e hidrocarbonetos sintetizados pelas plantas e animais resistem à degradação microbiana, sofrendo somente pequenas mudanças em

sua composição e estrutura molecular. Estas substâncias, encontradas em sedimentos recentes e rochas sedimentares são chamadas de fósseis geoquímicos ou moleculares, marcadores biológicos ou biomarcadores.

O produto final do processo de diagênese é o querogênio, definido como a fração insolúvel da matéria orgânica presente nas rochas sedimentares. Além do querogênio, também há uma fração solúvel, composta por hidrocarbonetos e não-hidrocarbonetos derivados de biopolímeros pouco alterados, e denominada de betume. O querogênio é a forma mais importante de ocorrência de carbono orgânico na Terra, sendo 1000 vezes mais abundante do que o carvão e o petróleo somados.

Quimicamente, o querogênio é uma macromolécula tridimensional constituída por “núcleos” aromáticos (camadas paralelas de anéis aromáticos condensados), ligados por “pontes” de cadeias alifáticas lineares ou ramificadas. Tanto os núcleos quanto as pontes apresentam grupos funcionais com heteroátomos (ex: ésteres, cetonas, etc). Ao microscópio, normalmente é possível identificar estruturas remanescentes da matéria orgânica original, tais como tecidos vegetais, pólenes e esporos, colônias de algas, etc. Em muitos casos, entretanto, o processo de diagênese pode obliterar a estrutura original, o que resulta a formação de um querogênio amorfo.

A proporção entre os três elementos mais abundantes no querogênio (C, H e O) varia consideravelmente em função da origem e evolução da matéria orgânica. Com base nas razões elementares H/C e O/C e em dados químicos e petrográficos é possível classificar os querogênio como dos tipos I, II e III:

(a) o querogênio do tipo I é constituído predominantemente por cadeias alifáticas, com poucos núcleos aromáticos. Rico em hidrogênio (alta razão H/C), é derivado principalmente de lipídios de origem algálica. Normalmente encontrado em rochas geradoras depositadas em ambiente lacustre.

(b) o querogênio do tipo II contém uma maior proporção de núcleos aromáticos, anéis naftênicos e grupos funcionais oxigenados. Conseqüentemente, é mais pobre em hidrogênio e mais rico em oxigênio do que o querogênio do tipo I. Geralmente derivado de matéria orgânica de origem marinha.

(c) o querogênio do tipo III é constituído predominantemente por núcleos aromáticos e funções oxigenadas, como poucas cadeias alifáticas. Apresenta baixos valores para a razão H/C e altos valores de O/C. Derivado de matéria orgânica de origem terrestre, este tipo é frequentemente encontrado em rochas geradoras depositadas em ambiente marinho deltaico.

A composição do petróleo gerado a partir de cada querogênio reflete sua composição. Assim, um óleo derivado de um querogênio do tipo I apresenta uma elevada abundância relativa de compostos alifáticos, enquanto um óleo proveniente de um querogênio do tipo II possui em geral um maior conteúdo de enxofre.

O querogênio do tipo I possui o maior potencial para geração de petróleo, seguido pelo tipo II, com um potencial moderado para a geração de óleo e gás, e pelo tipo III, que possui um baixo potencial para a geração de óleo. Nas rochas sedimentares, além dos mencionados acima, também pode ocorrer um tipo denominado de querogênio residual, derivado de matéria orgânica intensamente retrabalhada e oxidada. Com baixíssimo conteúdo de hidrogênio e abundância de oxigênio, o querogênio residual (ou inerte) não apresenta potencial para a geração de hidrocarbonetos.

Cabe lembrar que é comum a ocorrência de tipos de querogênio com características intermediárias entre os tipos citados acima. Tal fato pode resultar tanto da mistura de matéria orgânica terrestre e marinha em diferentes proporções, como de mudanças químicas decorrentes da degradação química e bioquímica sofrida no início da diagênese.

4. Geração e Migração do Petróleo

Na medida em que prossegue a subsidência da bacia sedimentar, o querogênio é soterrado a maiores profundidades. O aumento de temperatura acarreta a degradação térmica do querogênio e na geração do petróleo, que sob as condições adequadas é expulso da rocha geradora (processo conhecido como migração primária) e se desloca através do meio poroso até as trapas (migração secundária).

4.1. Conversão do querogênio em petróleo

Com o soterramento da rocha geradora o querogênio é submetido a temperaturas progressivamente mais altas. Como forma de se adaptar as novas condições de pressão

e temperatura, o querogênio passa por uma série de transformações que incluem, inicialmente, a liberação de grupos funcionais e heteroátomos, seguida pela perda de hidrocarbonetos alifáticos e cíclicos, e acompanhadas por uma progressiva aromatização da matéria orgânica. Como consequência das transformações sofridas pelo querogênio, são produzidos dióxido de carbono, água, gás sulfídrico, hidrocarbonetos, etc.

ESTÁGIO	%Ro	NÍVEL DE MATURAÇÃO	
Diagênese	< 0,6	Imaturo	
Catagênese	0,60-1,00	zona de óleo	
Catagênese	1,00-1,35	Maturo	zona regressiva
Catagênese	1,35-2,00	zona de gás úmido	
Metagênese	> 2,0	Senil	zona de gás seco

São reconhecidas três fases na evolução da matéria orgânica em função do aumento de temperatura: diagênese, catagênese e metagênese. A diagênese (discutida no capítulo anterior) se dá após a deposição da matéria orgânica, sob pequenas profundidades e baixas temperaturas, resultando na transformação da matéria orgânica original em querogênio. Durante a diagênese, o metano é o único hidrocarbonetos gerado em quantidades significativas. Na catagênese, o querogênio é submetido a temperaturas ainda maiores (da ordem de 50 a 150°C), o que resulta na formação sucessiva de óleo, condensado e gás úmido. O final da catagênese é alcançado no estágio em que o querogênio completou a perda de suas cadeias alifáticas. Na metagênese, alcançada sob temperatura muito elevadas (acima de 150-200°C), a matéria orgânica é representada basicamente por gás seco (metano) e um resíduo carbonoso. Este estágio corresponde ao início do metamorfismo (facies xisto-verde).

O termo maturação se refere ao estágio de evolução térmica alcançado pelas rochas geradoras. Uma rocha é chamada de imatura quando o querogênio encontra-se ainda na fase de diagênese e ainda não ocorreu a geração de volumes significativos de petróleo. Ao passar pela catagênese, a rocha geradora é considerada matura. No início da catagênese, o querogênio passa inicialmente pela “janela de óleo” (zona de geração de óleo ou oil window), estágio em que predomina largamente a geração dos

hidrocarbonetos líquidos (iso-, ciclo- e n-alcanos de médio peso molecular) sobre os gasosos. Ainda durante a catagênese, sob temperaturas mais elevadas, o querogênio passa pela zona regressiva de geração de óleo, na qual aumenta a proporção de n-alcanos de baixo peso molecular. No final da catagênese, a rocha geradora atingiu a “janela de gás” (zona de geração de gás ou gas window), sendo considerada senil.

Diversos parâmetros químicos, óticos e moleculares são utilizados na definição do grau de maturação de uma rocha geradora. Um dos mais empregados é a medida da reflectância da vitrinita (%Ro), técnica desenvolvida originalmente para o estudo de carvões e que consiste na determinação, ao microscópio, do poder refletor das partículas de vitrinita (parte do tecido de plantas superiores) presentes no querogênio. Existe uma relação entre os valores de reflectância da vitrinita e os estágios evolutivos do querogênio (ver tabela abaixo).

Para caracterizar a evolução do processo de transformação do querogênio em petróleo são empregados dois parâmetros: o potencial genético (ou potencial gerador), definido como a quantidade de petróleo (óleo e gás) que um querogênio é capaz de gerar, e a taxa de transformação, definida como a relação entre a quantidade de petróleo gerado e o potencial genético original. O potencial gerador original se refere ao querogênio que ainda não foi submetido à catagênese, ou seja, cuja taxa de transformação é zero. A partir do início da catagênese, a conversão do querogênio em petróleo ocasiona um progressivo aumento da taxa de transformação associado à redução do potencial gerador, o qual passa a ser denominado de residual. Sob condições extremas de evolução térmica (metagênese) o potencial gerador residual do querogênio pode ser reduzido à zero enquanto a taxa de transformação chega a 100%.

Para a determinação do potencial gerador e da quantidade de petróleo é normalmente empregada a técnica da pirólise Rock-Eval, que simula o processo de degradação térmica do querogênio. Uma pequena quantidade de amostra de rocha (em torno de 250mg) é submetida a temperaturas de 300 a 600°C por um período de cerca de 25 minutos, sob atmosfera inerte, para que não haja combustão da matéria orgânica. Nos primeiros 8 minutos, sob temperaturas de 300°C, os hidrocarbonetos livres presentes na amostra de rocha são vaporizados, quantificados por um detector de ionização de chama, e representados no registro de pirólise pelo pico S1 (mgHC/gRocha). Em seguida, sob temperaturas de 300 a 600°C, ocorre a degradação do querogênio e a geração de hidrocarbonetos, os quais são quantificados pelo mesmo detector de ionização de chama e representados pelo pico S2 (mgHC/gRocha), que constitui o potencial gerador. A temperatura na qual ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos, denominada

de Tmax, é um parâmetro indicativo do estágio de evolução térmica da rocha analisada. Finalmente, Durante a degradação do querogênio também forma-se dióxido de carbono (S3, em mgCO₂/gRocha) proveniente da perda de grupos funcionais oxigenados.

O processo de degradação térmica do querogênio pode ser descrito pelas formulações clássicas da cinética de primeira ordem. A conversão do querogênio é controlada pela taxa de reação, cujo incremento em função da temperatura é descrito pela Lei de Arrhenius, a qual é dependente da temperatura e dos parâmetros cinéticos (fator de frequência e energia de ativação). O fator de frequência (ou fator pré-exponencial, cuja unidade é s⁻¹) representa a frequência de choques entre as moléculas, e a energia de ativação (em kcal/mol), a quantidade de energia, necessários para que uma determinada reação ocorra. Os três tipos básicos de querogênio (tipos I, II e III) apresentam comportamentos cinéticos distintos, como reflexo de suas diferenças composicionais. A premissa, adotada em alguns modelos, de que as taxas de reação aproximadamente dobram a cada 10°C de aumento de temperatura não é válida, uma vez que é aplicável somente para reações com baixas energias de ativação (no final da diagênese/início da catagênese) e não leva em consideração as diferenças de comportamento cinético dos diferentes tipos de querogênio.

4.2. Migração primária e secundária

O processo de expulsão do petróleo das rochas geradoras, fator essencial para a formação das acumulações comerciais, é denominado de migração primária. Inúmeras teorias e hipóteses tem sido propostas a fim de explicar os mecanismos e os fatores que controlam a expulsão do petróleo de sua rocha geradora. Dentre os diversos mecanismos sugeridos, podem ser citados o da migração do petróleo em solução na água e por difusão molecular. Com o avanço no conhecimento mostrou-se que estes mecanismos, embora atuantes, não possuem a eficiência necessária para a expulsão de volumes significativos de petróleo.

Atualmente, acredita-se que a migração primária é controlada basicamente pelo aumento de pressão nas rochas geradoras em resposta à progressiva compactação e à expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo. Deste modo, forma-se um gradiente de pressão entre a rocha geradora e as camadas adjacentes, favorecendo a formação de microfaturas e o deslocamento de fases discretas de hidrocarbonetos. O encadeamento dos processos de aumento de pressão, microfraturamento, movimentação de fluidos e subsequente alívio de pressão constitui um ciclo que deve se repetir diversas

vezes para que ocorra a expulsão de quantidades significativas de petróleo. Balanços de massa baseados em dados geoquímicos de poços e nos resultados de experimentos de laboratório indicam que a eficiência do processo de expulsão pode ser elevada, alcançando valores de 50 a 90%.

O deslocamento do petróleo entre a rocha geradora e a trapa é denominada de migração secundária. Consiste em um fluxo em fase contínua, impulsionado pelo gradiente de potencial de fluido. Este potencial pode ser subdividido em três componentes: (a) o desequilíbrio de pressão causado pela compactação, (b) a flutuabilidade, que consiste na força vertical resultante da diferença de densidade entre petróleo e água de formação; e (c) a pressão capilar, resultante da tensão interfacial entre as fases petróleo e água e as rochas.

Em rochas pelíticas soterradas à mais de 3km, o componente relacionado ao excesso de pressão da água domina o potencial de fluido do petróleo, enquanto em rochas grosseiras o componente flutuabilidade predomina. Ao atingir níveis mais rasos da bacia (profundidades menores que 2km), o componente relacionado ao excesso de pressão da água já não domina o potencial de fluido do petróleo. Conseqüentemente, a migração do petróleo ocorre quando a flutuabilidade supera a pressão capilar, enquanto sua acumulação se dá onde a pressão capilar supera a flutuabilidade.

5. Rocha Reservatório

Denomina-se de reservatório à rocha com porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. A maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos e rochas carbonáticas, embora acumulações de petróleo também ocorrem em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas.

5.1. Porosidade e permeabilidade

A porosidade, representada pela letra grega ϕ , é definida como a porcentagem (em volume) de vazios de uma rocha. Na maioria dos reservatórios a porosidade varia de 10 a 20%. A porosidade absoluta corresponde ao volume total de vazios, enquanto a

porosidade efetiva se refere apenas aos poros conectados entre si. Os reservatórios normalmente apresentam variações horizontais e verticais de porosidade. A quantidade, tamanho, geometria e grau de conectividade dos poros controlam diretamente a produtividade do reservatório. Medida diretamente, em amostras de testemunho, ou indiretamente, através de perfis elétricos, a porosidade de uma rocha pode ser classificada como insignificante (0-5%), pobre (5-10%), regular (10-15%), boa (15-20%), ou muito boa (>20%).

A porosidade primária (ou deposicional) é formada durante a deposição dos sedimentos, podendo ser inter- ou intragranular. Este tipo de porosidade tende a diminuir como o soterramento, pelo efeito da compactação mecânica e da diagênese. Já a porosidade secundária forma-se após a deposição, geralmente como resultado da dissolução de minerais. A porosidade primária é mais comum em arenitos, enquanto a secundária ocorre com mais frequência nas rochas carbonáticas. As fraturas podem aumentar consideravelmente o volume de vazios das rochas. Em reservatórios areníticos e carbonáticos as fraturas podem contribuir para o aumento da conectividade dos poros, enquanto nos folhelhos, rochas ígneas e metamórficas as mesmas respondem por quase toda porosidade.

A permeabilidade, representada geralmente pela letra K, é a capacidade da rocha de transmitir fluido, sendo expressa em Darcys (D) ou milidarcys (md). Uma rocha tem 1D de permeabilidade quando transmite um fluido de 1cP (centipoise) de viscosidade com uma vazão de 1cm³/s, através de uma seção de 1cm² e sob um gradiente de pressão de 1atm/cm. Controlada principalmente pela quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros, a permeabilidade de uma rocha é medida diretamente, em amostras de testemunho, e pode ser classificada como baixa (<1md), regular (1-10md), boa (10-100md), muito boa (100-1000md) e excelente (>1000md). A maior parte dos reservatórios possui permeabilidades de 5 a 500md.

A permeabilidade raramente é a mesma em todas as direções numa rocha sedimentar, sendo geralmente maior na horizontal do que na vertical. Uma vez que é inversamente proporcional à viscosidade do fluido, a permeabilidade de um reservatório para o gás é muito maior do que para o óleo. Assim, enquanto um reservatório pode produzir gás com apenas alguns milidarcys, para a produção de óleo são necessários pelo menos dezenas de milidarcys. Quando mais de um fluido divide o espaço poroso (como é o caso dos reservatórios com água, óleo e/ou gás), cada fluido apresenta uma permeabilidade relativa, que varia em função da sua saturação. Ou seja, a permeabilidade é máxima (permeabilidade absoluta, K_a) quando um fluido ocupa 100% dos poros, e decresce

(permeabilidade relativa, K_r) à medida que este fluido divide o espaço poroso com outro fluido. É necessária uma saturação mínima para que um fluido consiga fluir. No caso do óleo, uma saturação mínima em torno de 20% é necessária para que o mesmo possa fluir ($K_r > 0$).

5.2. Qualidade do reservatório

As características de permoporosidade de um reservatório refletem basicamente a textura da rocha. De modo geral, porosidade e permeabilidade são diretamente proporcionais ao grau de seleção e tamanho dos grãos e inversamente proporcional à esfericidade. Outrossim, variações laterais e verticais da permoporosidade são fortemente controladas pelas características do ambiente deposicional. Assim, em arenitos eólicos com estratificação cruzada, a permeabilidade vertical e a horizontal podem apresentar diferenças de até duas ordens de grandeza. Já em um corpo de arenito canalizado as permeabilidades podem aumentar significativamente das margens para o centro do paleocanal.

A diagênese também pode alterar completamente as características permoporosas originais de uma rocha reservatório. Em arenitos, os processos diagenéticos mais importantes são a cimentação e a dissolução. A cimentação quando em pequenas proporções pode ser favorável, uma vez que previne a produção de grãos de areia junto com o óleo. Quando em elevada proporção, a cimentação pode obliterar completamente a porosidade original, reduzindo a permeabilidade a praticamente zero. A calcita, o quartzo e as argilas autigênicas (caolinita, illita e montmorilonita) constituem os cimentos mais comuns em arenitos. Em rochas carbonáticas os efeitos da diagênese são mais importantes, uma vez que a calcita é menos estável do que o quartzo. Conseqüentemente, a cimentação e a dissolução podem tanto piorar quanto melhorar a qualidade do reservatório. Cabe ressaltar que a entrada do óleo no reservatório pode contribuir para preservar as características permoporosas do reservatório, uma vez que o mesmo pode inibir a diagênese.

A continuidade do reservatório também constitui um fator crítico para a sua produtividade. De modo geral, se distingue a espessura total (gross pay) do reservatório, que corresponde a distância vertical entre o topo do reservatório e o contato óleo-água, e a espessura "líquida" (net pay), equivalente a espessura de reservatório de onde o petróleo pode efetivamente ser produzido.

Os principais causas de descontinuidade em reservatórios são as barreiras diagenéticas, deposicionais e tectônicas. As barreiras diagenéticas são constituídas geralmente por níveis cimentados relacionados a “fronts” diagenéticos e ao petróleo (ex: contato óleo-água). As barreiras deposicionais estão relacionadas com a forma dos corpos de rocha reservatório e com a distribuição espacial das fácies a eles relacionadas. Assim, uma camada de arenito constituída por corpos delgados de areia intercalados com níveis contínuos de folhelhos pode se msotrar um reservatório altamente compartimentado. Já as barreiras tectônicas são representadas principalmente pelas falhas, que podem por si só constituir uma barreira como pode justapor rochas reservatório e selante, dificultando o fluxo de fluidos.

A definição da estratégia de produção, bem como o cálculo das reservas de uma jazida, requerem um conhecimento detalhado da qualidade e continuidade do reservatório em três dimensões.

6. Trapas

Trapas são situações geológicas em que o arranjo espacial de rochas reservatório e selante possibilita a acumulação de petróleo.

6.1. Trapas e rochas selantes

Uma trapa pode ser caracterizada através de um conjunto de parâmetros: o ápice ou crista corresponde ao ponto mais alto da trapa, o “spill point” representa o ponto mais baixo onde pode ser encontrado petróleo, e o fechamento, a distância vertical entre o ápice e o “spill point”. Uma trapa contém água, óleo e/ou gás, podendo apresentar contatos bruscos ou transicionais, e de inclinação variável (horizontal sob condições hidrostáticas, ou inclinado sob condições hidrodinâmicas).

As trapas podem ser classificadas como estruturais, estratigráficas, hidrodinâmicas ou mistas. As trapas estruturais são aquelas cuja geometria é o resultado de atividade tectônica, estando relacionadas a falhas, dobras ou diápiros. Anticlinais associados a falhas reversas ou normais constituem o tipo de trapa estrutural mais comum. As trapas estratigráficas são aquelas resultantes de variações litológicas, podendo ser de origem

deposicional (ex: recifes, lentes de arenitos, etc) ou pós-deposicional (ex: truncamentos, barreiras diagenéticas, etc). As trapas hidrodinâmicas formam-se em áreas onde o fluxo descendente de água retém o petróleo sem nenhum tipo de fechamento estrutural ou barreira estratigráfica. As trapas mistas são o resultado da combinação de duas de quaisquer situações acima.

As rochas selantes ou capeadoras são as responsáveis pela retenção do petróleo nas trapas. Devem apresentar baixa permeabilidade associada com alta pressão capilar, de modo a impedir a migração vertical do petróleo. Os evaporitos (especialmente a halita) são os capeadores mais eficientes, embora os folhelhos sejam os mais comuns nas acumulações de petróleo. Os folhelhos podem nos casos em que a pressão capilar não é suficientemente alta, atuar como capeadores seletivos, impedindo a passagem do óleo e permitindo a perda de gás da trapa. Cabe ressaltar que a capacidade selante de uma rocha é dinâmica. Um folhelho capeador pode, com o aumento da compactação e alguma atividade tectônica, fraturar-se e perder sua capacidade selante.

Para que seja possível a formação de uma jazida petrolífera, é fundamental que a formação da trapa seja contemporânea ou anteceda a geração e migração do petróleo.

6.2. Alteração do petróleo na trapa

A composição do petróleo que chega a trapa depende essencialmente da natureza da matéria orgânica e da evolução do processo de geração e migração. Esta composição, entretanto, pode ser alterada na trapa por uma série de processo de alteração: craqueamento térmico, “deasphalting” e biodegradação.

O craqueamento térmico é consequência do aumento de temperatura do reservatório devido à subsidência, mudança do gradiente geotérmico ou influência de intrusões ígneas. O processo de degradação térmica do petróleo também pode ser descrito pelas formulações clássicas da cinética de primeira ordem, sendo controlado pela temperatura e pelo tempo. O craqueamento resulta no aumento da proporção dos hidrocarbonetos leves às expensas dos compostos mais pesados. Sob temperaturas muito, o petróleo é transformado basicamente em metano e um resíduo carbonoso aromatizado (pirobetume).

O processo de “deasphalting” consiste na precipitação dos asfaltenos causada pela dissolução de grandes quantidades de gás e/ou hidrocarbonetos leves no petróleo

acumulado. Esses hidrocarbonetos leves podem se formar na própria acumulação, pelo efeito do craqueamento térmico, bem como resultar de um segundo pulso de migração secundária que atingiu o reservatório.

A biodegradação é o processo de alteração do petróleo pela ação de bactérias. A biodegradação do petróleo está normalmente associada ao influxo de água meteórica no reservatório, uma vez que as bactérias que consomem o petróleo são principalmente aeróbicas, dependendo, portanto, do oxigênio e nutrientes trazidos pela água. O consumo dos hidrocarbonetos pelas bactérias é seletivo, seguindo de modo geral a seguinte sequência: alcanos normais, seguidos pelos ramificados, cíclicos e, finalmente, os hidrocarbonetos aromáticos. A perda preferencial dos compostos mais leves resulta no aumento da densidade e da viscosidade do óleo acumulado.

6.3. Cálculo de reservas e métodos de produção

No cubagem do volume de petróleo recuperável de uma jazida deve ser levado em consideração volume do reservatório que contém petróleo, a porosidade, a saturação de óleo, o fator de recuperação e o fator volume de formação.

O volume do reservatório é calculado com base em mapas estruturais e isópacos. A porosidade e a saturação de óleo (fração do espaço poroso ocupado pelo petróleo) são definidas com base em perfis elétricos. O fator de recuperação (percentagem do volume total do óleo que pode ser produzido) é estimado por analogia com reservatórios similares já em produção. O fator volume de formação é usado para a conversão do volume do petróleo no reservatório para as condições de P e T na superfície, correspondendo ao volume de óleo no reservatório para fornecer um barril de petróleo na superfície. Esse fator pode ser estimado com base na composição do petróleo (varia de 1,08 nos óleo pesados, até 2,0 nos muito leves) ou determinado com precisão através de análises de PVT (pressão-volume-temperatura) em laboratório.

A produção do petróleo depende da diferença de pressão entre poço e reservatório. Existem três mecanismos naturais para o fluxo espontâneo do petróleo até a superfície: gás dissolvido, capa de gás e empuxo de água.

A presença de gás dissolvido nas mais variadas proporções é comum em acumulações de petróleo. A energia do gás dissolvido é liberada com a expansão decorrente da queda de pressão entre o reservatório e a superfície. À medida que o gás se expande, ele “arrasta” o óleo ao longo do gradiente de pressão. Com o avanço da produção e

a redução da quantidade de gás, observa-se o declínio da pressão do reservatório até a mesma alcançar a pressão de saturação (“bubble point”). Neste ponto, o gás sai de solução sob a forma de bolhas, podendo formar uma capa de gás (denominada de secundária) sobre o óleo. Esta capa exerce pouca influência sobre a eficiência da produção, e tende a aumentar até ocupar o espaço poroso ocupado pelo óleo. A eficiência da recuperação através deste mecanismo está em torno de 20%.

A capa de gás livre, por sua vez, indica que a quantidade de gás excede a necessária para saturar o óleo. A energia provém tanto gás dissolvido quanto da capa de gás comprimido na porção superior do trapo. Com o avanço da produção também se observa o declínio da pressão do reservatório e uma expansão da capa de gás, ocupando o espaço ocupado pelo óleo. A eficiência da recuperação através deste mecanismo pode variar de 20 a 50%.

O mecanismo de produção por meio do empuxo de água ocorre nas acumulações onde a pressão é transmitida pelo aquífero através do contato óleo-água ou gás-água. Neste caso, a água substitui o petróleo produzido, mantendo a pressão do reservatório. No caso do empuxo de água não estar sendo suficiente para manter a pressão, os poços podem ser fechados e a pressão original será restaurada. A eficiência da recuperação através deste mecanismo pode chegar a 80%.

No caso de reservatórios em que a pressão declina até a atmosférica, a única energia disponível é a da gravidade, pouco eficiente e com resultados anti-econômicos. Em alguns casos, a energia do reservatório pode ser recuperada com a injeção de gás sob pressão.