

GEOLOGIA DO PETRÓLEO DA BACIA DO SOLIMÕES. O “ESTADO DA ARTE”.

Cleber Furtado Barata¹ (UFPA), Mário Vicente Caputo² (UFPA)

¹Universidade Federal do Pará, Caixa postal 1611, Belém, PA, Brasil, 66075-110, cfbarata@ufpa.br

²Universidade Federal do Pará, Caixa postal 1611, Belém, PA, Brasil, 66075-110, caputo@ufpa.br

A Bacia do Solimões, produtora de óleo, condensado e gás, localiza-se na região norte do Brasil, Estado do Amazonas. Trata-se de uma bacia paleozóica intracratônica com cerca de 950.000 km² de área sedimentar total, dos quais 480.000 km² correspondem à área prospectável para petróleo (óleo + gás + condensado). Limita-se ao norte pelo Escudo das Guianas, ao sul pelo Escudo Brasileiro, a leste pelo Arco de Purus e a oeste pelo Arco de Iquitos. O Alto de Carauari divide a bacia em Sub-bacia do Juruá, a leste e Sub-bacia do Jandiatuba, a oeste. As rochas paleozóicas não afloram e encontram-se intrudidas por diques e soleiras de diabásio, os quais influenciaram fortemente a evolução térmica da matéria orgânica contida na rocha geradora e do petróleo acumulado na rocha reservatório, compensando a baixa efetividade da sobrecarga sedimentar e reduzido gradiente geotérmico. Dois sistemas petrolíferos, Jandiatuba-Juruá (!) e Jandiatuba-Uerê (.), são identificados na bacia, o primeiro, e o mais importante, contêm atualmente 99,8% das acumulações comerciais, sendo constituído por rochas geradoras principais, representadas pelos folhelhos radioativos devonianos (Frasniano Superior) da Formação Jandiatuba, com espessura máxima de 40 a 50 m e carbono orgânico total (COT) máximo de 8,25%. As rochas geradoras secundárias são os folhelhos devoniano-carboníferos (Fameniano Superior-Tournasiano), também, pertencentes à Formação Jandiatuba, Membro Jaraqui, que apresentam COT de 0,65-1,45%, e os folhelhos silicosos da Formação Uerê, com COT de 1,48-3,07%. O contato gerador-reservatório é posicionado estratigraficamente acima do gerador, estas condições favorecem os processos de migração. As rochas reservatório são os arenitos carboníferos da Formação Juruá, com até 50 m espessura, onde os arenitos eólicos da seção superior apresentam até 22,5% de porosidade e permeabilidade de 100 a 320 mD e os arenitos flúvio-deltaicos da seção basal, que apresentam porosidade de 9-11%, e permeabilidade de 1 a 350 mD. As rochas selantes são evaporitos (anidrita e halita) e folhelhos, também carboníferos, presentes dentro da própria Formação Juruá e na base da Formação Carauari. As trapas são do tipo estrutural e consistem em anticlinais formadas nos blocos altos de falhas reversas com direção geral NE-SW, desenvolvidas durante o Megacisalhamento do Solimões. Estes elementos essenciais não se formaram adequadamente no tempo, pois a geração e migração principal teriam ocorrido antes da estruturação do Megacisalhamento do Solimões, uma possível sequência dos eventos formadores dos mesmos pode ser resumida da seguinte maneira: a primeira fase de geração e expulsão do petróleo ocorreu no Neopermiano-Eotriássico devido ao soterramento e fluxo térmico litosférico, a segunda, e mais importante, a partir do Neotriássico, causada pelas intrusões de diabásio. A migração secundária ocorreu através de camadas carreadoras devonianas e carboníferas, onde muito petróleo se dissipou, e parte se acumulou em trapas estratigráficas e/ou combinadas. A remigração e nova acumulação do petróleo ocorreu em trapas estruturais formadas durante o Megacisalhamento do Solimões no Neojurássico-Eocretácio. O sistema petrolífero Jandiatuba-Uerê é deficiente em vários aspectos, dentre estes, se pode mencionar que os seus reservatórios, arenitos da Formação Uerê (Devoniano Superior), possuem grande variação e heterogeneidade de distribuição de porosidade.

Bacia do Solimões-1, Geologia do Petróleo-2, Sistemas Petrolíferos-3.

1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Solimões (Figura 1) localiza-se na região norte do Brasil, Estado do Amazonas. Trata-se de uma bacia paleozóica intracratônica com cerca de 950.000 km² de área sedimentar total, dos quais 480.000 km² correspondem à área prospectável para petróleo (óleo + gás + condensado). Limita-se ao norte pelo Escudo das Guianas, ao sul pelo Escudo Brasileiro, a leste pelo Arco de Purus e a oeste pelo Arco de Iquitos. O Alto de Carauari divide a bacia em Sub-bacia do Juruá, a leste e Sub-bacia do Jandiatuba, a oeste, com aproximadamente 3.800 e 3.100 m de espessura de rochas sedimentares e soleiras de diabásio, respectivamente. A bacia é produtora de óleo, condensado e gás. Até o momento apresenta 15 campos de gás e 3 campos de óleo e gás (Figura 2).

Ao longo da evolução dos conhecimentos sobre a geologia do petróleo da Bacia do Solimões, vários autores se preocuparam com a associação dos requisitos estratigráficos essenciais e os processos necessários a existência de acumulações comerciais de petróleo, bem como em tempos recentes, a aplicação dos conceitos de sistemas petrolíferos definidos por Magoon e Dow (1994).

Dessa forma, este artigo tem por objetivo fazer uma revisão da evolução dos conhecimentos, bem como apresentar o estado da arte acerca da geologia do petróleo da Bacia do Solimões, tema importante para se

conhecer os modelos testados e mudar o conceito mental na busca de novos modelos geológicos que possibilitem a previsão de novas situações exploratórias alternativas. O trabalho se justifica, pois são poucos os estudos de domínio público que analisam de forma detalhada e integrada os sistemas petrolíferos nas grandes bacias paleozóicas do Brasil. Especificamente na Bacia do Solimões, apenas os trabalhos de Mello *et al.* (1994) e Eiras (1998, 1999) mostram análises detalhadas dos sistemas petrolíferos identificados na bacia.



Figura 1- Mapa de localização das bacias paleozóicas do Solimões, Amazonas e Parnaíba, modificado de Eiras (1999).

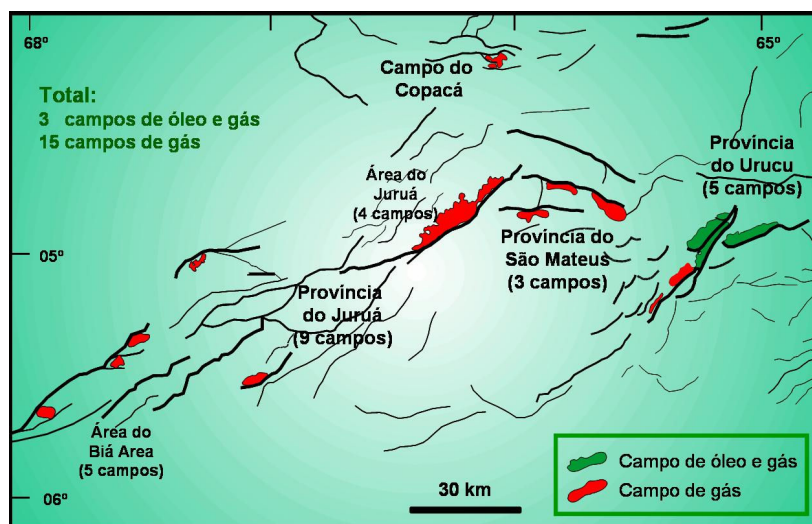


Figura 2- Mapa de localização dos campos de óleo e gás da Bacia do Solimões e a sua relação com as estruturas de subsuperfície, segundo Eiras (1999). Fonte: Petrobras.

2. REVISÃO DA LITERATURA

O arcabouço estratigráfico fanerozóico da Bacia do Solimões atinge 3.800 e 3.100 metros de espessura nas sub-bacias do Juruá e Jandiutuba, respectivamente. A seção paleozóica compreende rochas cujas idades variam do Ordoviciano até o Permiano. As grandes seqüências estratigráficas da bacia foram definidas com a revisão litoestratigráfica realizada por Eiras *et al.* (1994), fundamentando-se principalmente em Silva (1988). Existem duas seqüências de 1ª Ordem, Paleozóica e Mesozóica/Cenozóica. A Seqüência Paleozóica é composta por quatro seqüências de 2ª Ordem (Ordoviciano Inferior, Siluriano Superior-Devoniano Inferior, Devoniano Médio-Carbonífero Inferior e Carbonífero Superior-Permiano Inferior) e a Seqüência Mesozóica/Cenozóica por duas seqüências de 2ª Ordem (Cretácea e Terciário-Quartenário) (Becker, 1997). As rochas sedimentares paleozóicas foram formalizadas nas formações Benjamin Constant, Jutai e nos Grupos Marimari (formações Uerê, com o Membro Arauá; Jandiutuba, com o Membro Jaraqui) e Tefé (formações Juruá, Carauari e Fonte Boa). A seção pós-paleozóica resume-se ao Grupo Javari composto pelas formações Alter do Chão (Cretáceo) e Solimões (Terciário) (Figura 3).

O pacote paleozóico mostra-se intrudido por três corpos principais de soleiras de diabásio, as quais apresentam-se permeando uniformemente a seqüência evaporítica (Carbonífero Superior-Permiano Inferior)

(Figura 4). O evento magmático responsável por essas intrusões ocorreu por volta de 220 Ma, no Neotriássico, coincidindo com o evento magmático Penatecaua, correlacionado com o fenômeno de abertura do Oceano Atlântico Norte. A partir do Neojurássico, com o início da abertura do Oceano Atlântico Sul, a região NO da América do Sul ficou submetida a esforços compressivos horizontais de grande magnitude, originando o Megacisalhamento do Solimões (Caputo e Silva, 1990), este tectonismo foi responsável pela formação das trapas estruturais da bacia, que consistem em anticlinais formadas nos blocos altos de falhas reversas com direção geral NE-SW.

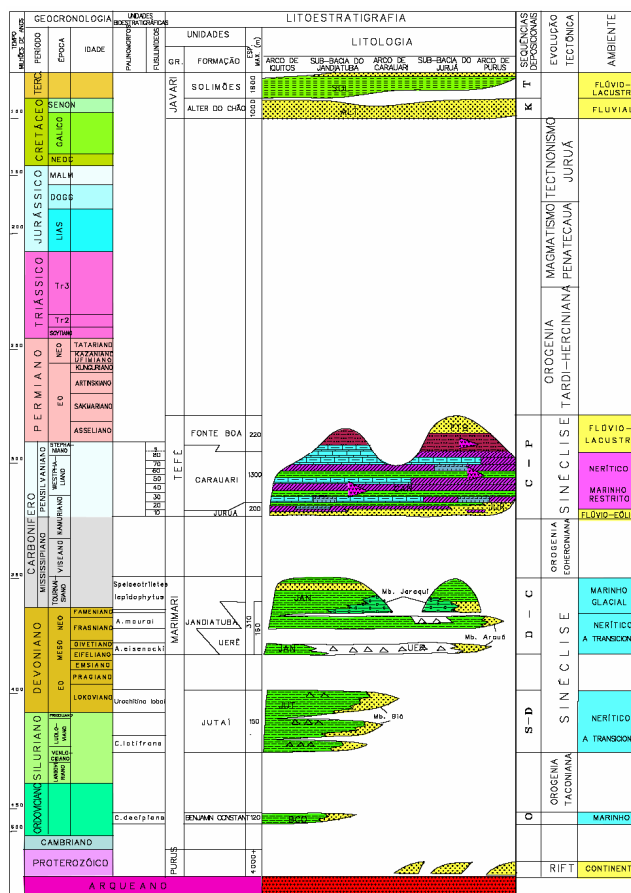


Figura 3- Carta estratigráfica da Bacia do Solimões, segundo Eiras et al. (1994). Fonte: Petrobras

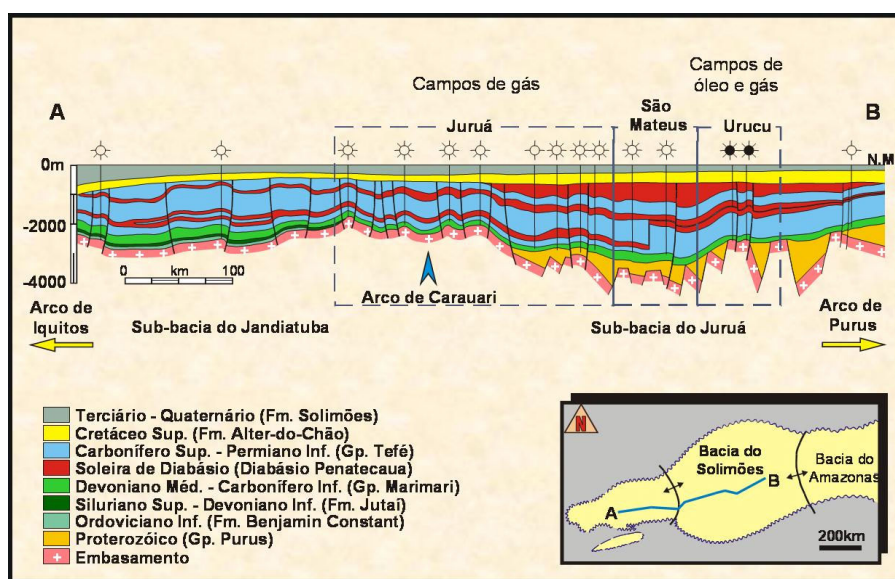


Figura 4- Seção geológica longitudinal da Bacia do Solimões com a distribuição dos campos de óleo e gás, segundo Eiras (1999). Fonte: Petrobras.

Mello *et al.* (1994), baseando-se em uma antiga nomenclatura estratigráfica, apresentam o sistema petrolífero Barreirinha-Itaituba (!) como o sistema petrolífero da Bacia do Solimões, composto por rochas geradoras principais, representadas pelos folhelhos marinhos restritos radioativos do Neodevoniano, Membro Barreirinha da Formação Curuá. Segundo os autores, os principais reservatórios seriam os arenitos eólicos pensilvanianos da base da Formação Itaituba e os secundários, arenitos deltaicos da Formação Monte Alegre. As rochas selantes, seriam camadas evaporíticas da Formação Itaituba. As trapas, anticlinais formadas nos blocos altos de falhas reversas com direção geral NE-SW, desenvolvidas durante o Megacisalhamento do Solimões. Os autores basearam-se em análises geoquímicas em testemunhos e amostras de óleo a partir de poços perfurados na Bacia do Solimões para concluir que o óleo das rochas reservatório Itaituba foi originado da rocha fonte Barreirinha, certificando que o sistema petrolífero Barreirinhas-Itaituba (!) seria conhecido. Neste sentido apresentaram uma carta de eventos (Figura 5) para o referido sistema petrolífero.

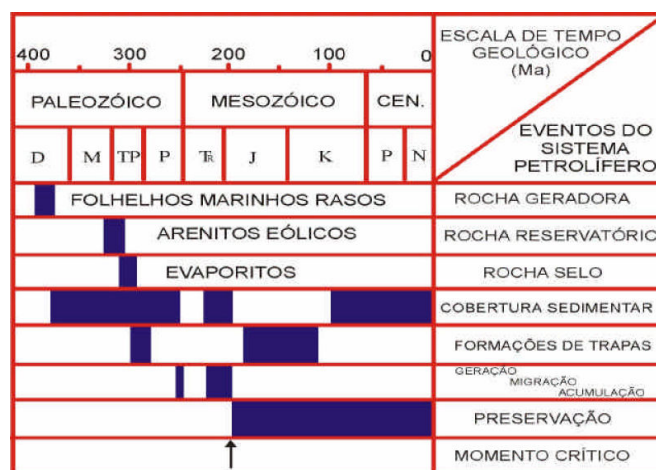


Figura 5- Carta de eventos do sistema petrolífero Barreirinha-Itaituba (!), segundo Mello *et al.* (1994).

As grandes seqüências estratigráficas da bacia foram definidas com a revisão litoestratigráfica realizada por Eiras *et al.* (1994). Baseando-se neste trabalho, Eiras (1998 e 1999) discute a geologia do petróleo da Bacia do Solimões segundo os conceitos de sistemas petrolíferos definidos por Magoon e Dow (1994). O autor apresenta dois sistemas petrolíferos: Jandiatuba-Juruá (!) e Jandiatuba-Uerê (.). O símbolo (!) se refere à boa correlação entre o óleo acumulado e o extrato orgânico obtido da rocha geradora e o símbolo (.) se refere à correlação hipotética; não há correlação entre o óleo acumulado e a rocha geradora, mas há alguma evidência geoquímica do óleo e/ou gás, segundo a classificação de Magoon e Dow (1994). Segundo o autor, o sistema Jandiatuba-Juruá (!) é atípico, contém até o momento 99,8% das acumulações comerciais de petróleo da bacia, sendo formado por rochas geradoras devonianas com mais de 40 m de espessura, mais de 4% de teor médio de carbono orgânico e reflectância de vitrinite acima de 1%; rocha-reservatório carbonífera com mais de 40 m de espessura e cerca de 18% de porosidade; excelentes rochas selantes evaporíticas, também carboníferas, situada acima da rocha-reservatório. O autor ainda afirma que houve formação de trapas pretéritas no Paleozóico; o início da geração do petróleo teria ocorrido no Carbonífero por efeito do soterramento, com taxa de transformação do querogênio de até 50%, e expulsão do petróleo no Triássico por efeito do calor das intrusões básicas, com taxa de transformação de quase 100%; migração primária para os arenitos devonianos situados acima e abaixo da rocha geradora; migração secundária através dessas camadas carreadoras ou através de falhas antigas; acumulação do petróleo em trapas estruturais, estratigráficas e/ou combinadas; a remobilização teria ocorrido pela tectônica Juruá (Neojurássico-Eocretáceo) e concentração do petróleo nas novas trapas estruturais formadas pelo mesmo evento. Segundo o autor todos os elementos essenciais estiveram posicionados no tempo e no espaço, permitindo a atuação dos processos requeridos para formar as acumulações.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Um sistema petrolífero ativo compreende a existência e o funcionamento síncronos de quatro elementos (rochas geradoras maduras, rochas reservatório, rochas selantes e trapas) e dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) (Magoon e Dow, 1994). Neste sentido a Bacia do Solimões apresenta dois sistemas petrolíferos: Jandiatuba-Juruá (!) e Jandiatuba-Uerê (.).

As rochas geradoras principais do sistema petrolífero Jandiatuba-Juruá (!) são os folhelhos radioativos devonianos (Frasniano Superior) da Formação Jandiatuba (Figura 6). A unidade está associada a uma fase transgressiva, interpretada como uma superfície de inundação máxima (SIM) e marca um evento mundial de

anoxia. Tais folhelhos apresentam espessura máxima de 40 a 50 m, teor em carbono orgânico (COT) máximo de 8,25% e reflectância da vitrinite maior que 1,35%. O elevado estágio de maturação não permite a caracterização do tipo de matéria orgânica, tanto pela pirólise como pela organopalinologia. Entretanto, Mello *et al.* (1994), apresentam resultados de análises da composição química e cromatográfica da fração C12+ do óleo e do extrato orgânico, mostrando que são semelhantes, evidenciando que o petróleo da Bacia do Solimões foi gerado pelos folhelhos da Formação Jandiutuba.

As rochas geradoras secundárias são os folhelhos e diamictitos radioativos, também, pertencentes a Formação Jandiutuba, Membro Jaraqui (Fameniano Superior-Tournaisiano) e os folhelhos silicosos da Formação Uerê. O Membro Jaraqui está associado a uma fase regressiva com a implantação de uma discordância tipo II, na passagem do Frasniano para o Fameniano, na qual houve um resfriamento climático refletido por condições glaciais (Becker, 1997). Tais folhelhos apresentam COT de 0,65-1,45%. Segundo Cunha *et al.* (1988) os dados organopalinológicos mostram que 40 a 70% da matéria orgânica são do tipo amorfa e herbácea, adequadas à geração de óleo. Análises do índice de alteração térmica (IAT), índice de coloração dos esporos (ICE) e de Ro (>1,35%), indicam estágio maduro na área do Urucu e senil na área do Juruá, para esta unidade. Os folhelhos silicosos da Formação Uerê apresentam COT entre 1,48 e 3,07% com uma percentagem de 75 a 95% de matéria orgânica amorfa e/ou herbácea. Semelhante a unidade anterior, encontra-se a zona madura na área do Urucu e senil nas porções centrais da bacia. A falta de fonte potencial de hidrocarbonetos (<3.5 mg HC/g rocha) combinado com o baixo teor de hidrogênio (HI < 50mg HC/g TOC) indica que os folhelhos Jandiutuba liberaram muito petróleo.

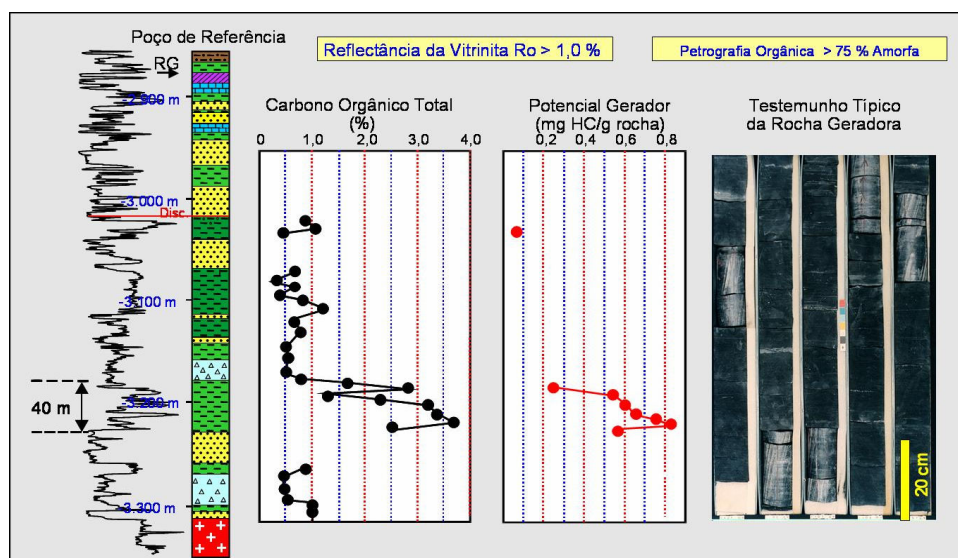


Figura 6- Características da rocha geradora em testemunho e perfis geoquímicos de um poço, segundo Eiras (1998). Fonte: Petrobras.

As principais rochas reservatório são os arenitos carboníferos da Formação Juruá, com até 50 metros de espessura. Os arenitos flúvio-deltaicos da seção basal, apresentam porosidade de 9-11%, e permeabilidade de 1 a 350 mD. Enquanto que os arenitos eólicos da seção superior apresentam até 22,5% de porosidade e permeabilidade de 100 a 320 mD. A Formação Juruá é constituída por arenitos, lutitos, evaporitos e dolomitos depositados em um mar transgressivo. A base da unidade, depositada em um ambiente flúvio-deltaico, foi sobreposta por um ambiente de *sabkha* costeiro, caracterizado por intenso retrabalhamento eólico e gradativo aumento de influência marinha. A associação de depósitos eólicos e evaporíticos permite inferir que o clima era quente e seco. Os arenitos eólicos constituem os melhores reservatórios da Formação Juruá (Figura 7). Segundo Elias *et al.* (2004) a área do Urucu contém até o momento os principais reservatórios da Formação Juruá e corresponde a cinco subunidades denominadas, da base para o topo, JR-90A, JR-85, JR-80, JR-70B e JR-70A.

Os arenitos da Formação Uerê (Devoniano Superior) são atualmente importantes prospectos exploratórios na Bacia do Solimões. A despeito de sua grande continuidade deposicional, tais reservatórios possuem grande variação de valores (até 28 %) e heterogeneidade de distribuição de porosidade. O posicionamento estratigráfico e a associação de fácies dos arenitos Uerê sugerem deposição em ambiente marinho raso dominado por ondas de tempestade, em regime de trato transgressivo. O retrabalhamento de biostromas proximais de espongiários silicosos promoveu a deposição de arenitos espiculíticos abaixo da base das ondas normais. Os principais processos diagenéticos que afetaram os arenitos Uerê foram compactação mecânica e química, autigênese de várias formas de sílica, carbonatos (dolomita ferrosa, anquerita e siderita) e argilo-minerais (caulinita, illita e, subordinadamente, clorita), albita, piritita e TiO₂. A autigênese eogenética de sílica, particularmente de franjas de

quartzo microcristalino em arenitos originalmente ricos em espículas de espongiários silicosos, é o processo diagenético de maior importância nos reservatórios Uerê (Lima e De Ros, 2003).

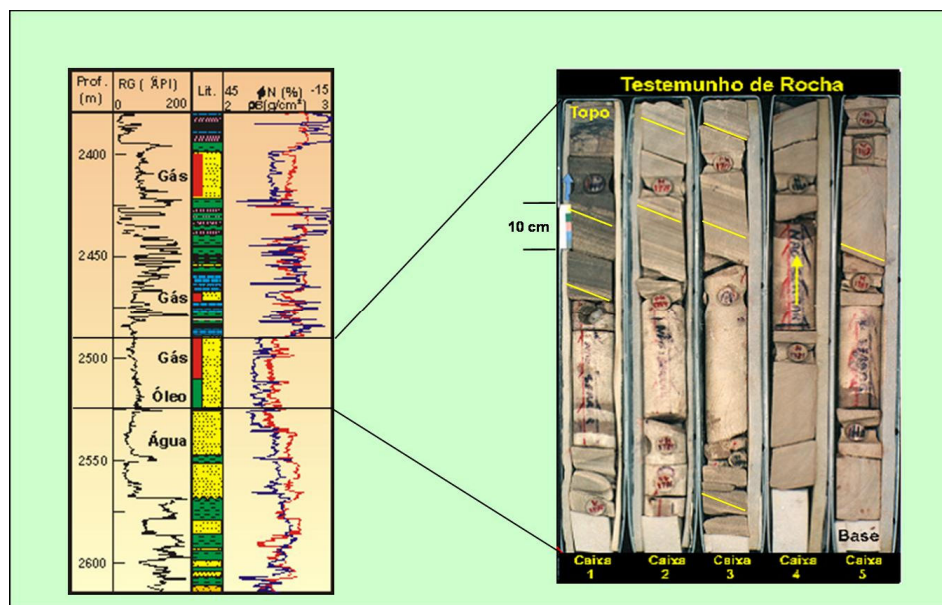


Figura 7- Características litológicas da fácies de dunas eólicas litorâneas, modificado de Eiras (1998). Fonte: Petrobras.

As rochas selantes são os evaporitos (anidrita e halita) e folhelhos, também carboníferos, presentes dentro da própria Formação Juruá e na base da Formação Carauari. Segundo Becker (1997) o trato de sistema transgressivo da Formação Juruá, inicia com a deposição de clásticos flúvio-eólicos continentais que transicionam a marinhos rasos, com frequentes intercalações de anidritas nodulares (*sabkhas*), calcarenitos e calcilitos rasos. Na região de Urucu esses evaporitos e carbonatos são localmente interpretados como marcos que separam as diversas zonas de produção e reservatórios, sendo responsáveis por trapeamentos estratigráficos de petróleo e como selantes. O completo soterramento da seção pelas rochas evaporíticas da Formação Carauari marca a implantação de condições plataformais rasas com restrição intensa. Essa restrição permitiu a deposição cíclica de uma espessa seção carbonática-evaporítica, que formou o selo para o petróleo gerado na bacia.

As trapas atualmente exploradas são do tipo estrutural, desenvolvidas durante o Megacisalhamento do Solimões (Figura 8). No Neojurássico, com o início da abertura do Oceano Atlântico Sul, a região NO da América do Sul ficou submetida a esforços compressivos horizontais de grande magnitude, originando o Megacisalhamento do Solimões (Caputo e Silva, 1990). Este tectonismo foi responsável pela formação de dobramentos e falhas reversas de direção geral NE-SW com anticlinais associadas, que remodelou e/ou destruiu as trapas mais antigas. Houve remobilização do petróleo já existente, principalmente através dos falhamentos reversos estruturados pelo megacisalhamento. Datações pelo método K-Ar em ilitas diagenéticas dos arenitos da Formação Juruá, indicam que o preenchimento dos reservatórios por petróleo ocorreu no Neotriássico, entre 200 e 150 milhões de anos (Mizusaki *et al.*, 1990), esta idade corrobora com a hipótese de remobilização pelo evento do Megacisalhamento do Solimões.

Ao longo do megacisalhamento ocorrem falhas em *trends* com padrões escalonados diagonais à zona principal, onde foram descobertos campos de petróleo. São conhecidos cinco *trends* escalonados, um dos quais constitui o *trend* do Juruá. Esses *trends* secundários de oeste para leste são: Jandiatuba, Jutai, Ipixuna, Juruá e Urucu (Figura 9). Todas as estruturas que compõem a zona de falhas do Megacisalhamento do Solimões se enquadram em uma tectônica transpressiva com movimentação dextral e direção geral N70°E a N80°E.

Segundo Costa (2002) os movimentos cenozóicos na Bacia do Solimões não foram de grande intensidade, mas capazes de gerar feixes de falhas transcorrentes, pois algumas seções sísmicas situadas nas áreas de ocorrência dos principais *trends*, a exemplo o *trend* do Urucu, a discordância pré-albiana e a sequência pós-paleozóica mostram evidências de reativação tectônica cenozóica nesse contato. Neste sentido acredita-se que houve destruição, remobilização de petróleo e formação de novas trapas pela tectônica cenozóica na Bacia do Solimões.

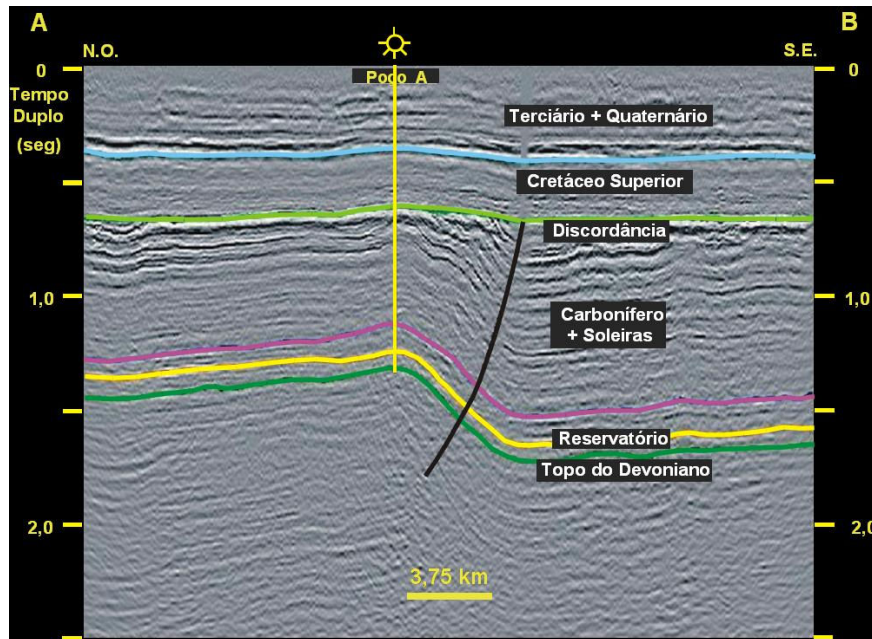


Figura 8- Seção sísmica 2D transversal ao Alinhamento do Juruá, área nordeste da Província Gaseífera do Juruá. Fonte: Petrobras.

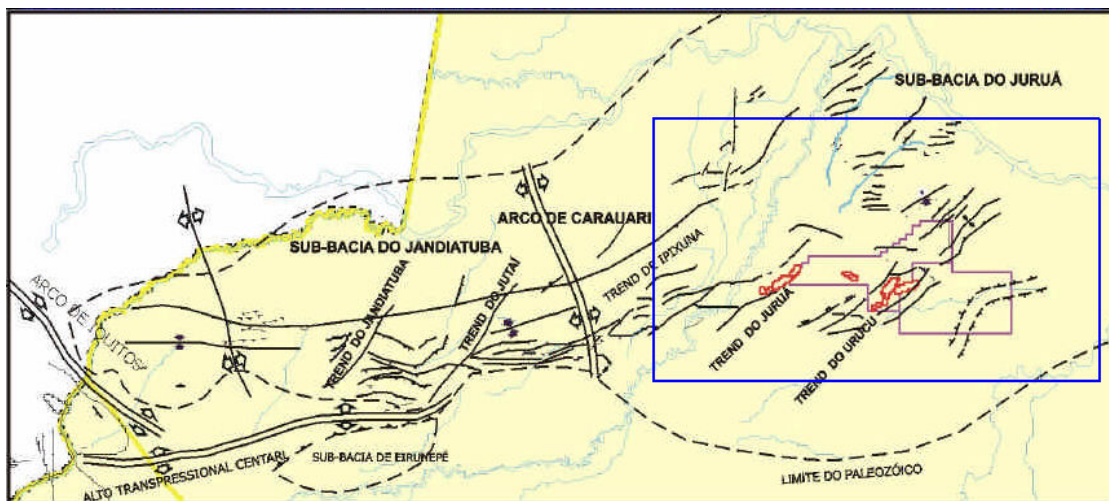


Figura 9- Modelo proposto por Caputo e Silva (1990) para o desenvolvimento das estruturas observadas na Bacia do Solimões, relacionadas ao desenvolvimento do Megacisalhamento do Solimões, em destaque a área dos campos de óleo e gás da Sub-bacia do Juruá. Fonte: Petrobras.

A relação entre o tempo de geração do petróleo e a formação das estruturas é importante para o trapeamento do petróleo. Baseando-se somente na história de soterramento da rocha fonte, a geração de petróleo teria ocorrido no Neopermiano. Segundo Bender *et al.* (2001) na Bacia do Solimões, a temperatura, o volume e a geometria das várias intrusões ígneas, e a conseqüente sobrecarga causada por elas, foram fatores decisivos na evolução termal e geração de petróleo. Os autores também concluíram que antes do evento ígneo mesozóico, deveria existir cerca de 1.000 m de sedimentos paleozóicos-mesotriássicos, os quais foram soerguidos e erodidos após as intrusões das soleiras de diabásio no Neotriássico. Wanderley Filho *et al.* (2005) afirmam que o diabásio foi importante na geração de óleo e gás, assim como no craqueamento de óleo nas bacias paleozóicas do Solimões e do Amazonas, pois sem ele não haveria calor para a transformação de grande parte do querogênio em petróleo.

A figura 10 apresenta perfis de reflectância da vitrinita (R_o), mostrando a influência da 3ª soleira no grau de maturação da matéria orgânica. Portanto os elementos essenciais não se formaram adequadamente no tempo, pois a principal fase de geração e migração teria ocorrido antes da principal estruturação formada pelo Megacisalhamento do Solimões, no Neojurássico-Eocretáceo.

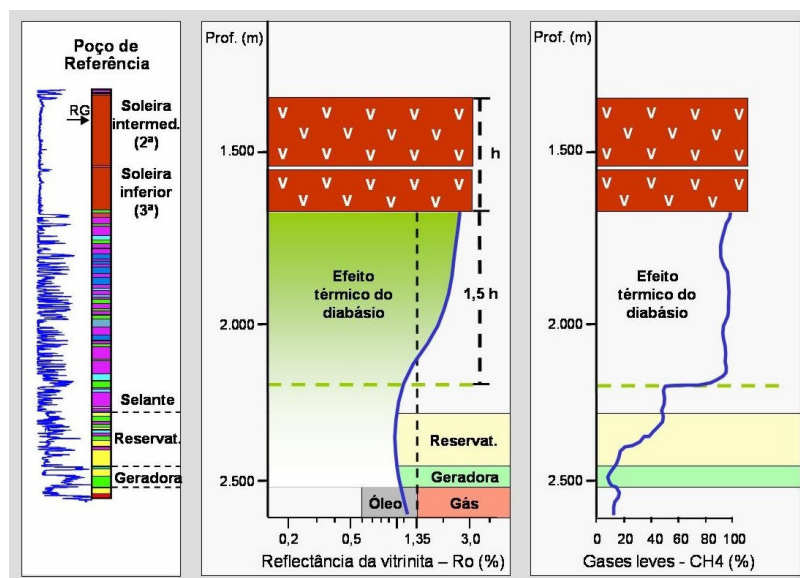


Figura 10- Efeito térmico do diabásio nas rochas geradoras e reservatórios, modificado de Eiras (1998). Fonte: Petrobras.

Uma carta de eventos modificada (Figura 11) é proposta no atual trabalho em substituição a carta apresentada por Mello *et al.* (1994). A carta modificada sumaria a relação temporal dos elementos e processos do sistema petrolífero Jandiatuba-Juruá (!). A carta mostra duas fases de geração, migração e acumulação de petróleo. A primeira fase de geração teria ocorrido no Neopermiano-Eotriássico, antes do evento ígneo mesozóico, a rocha geradora teria atingido o estágio de geração de óleo em partes dos depocentros devido ao soterramento e fluxo térmico nos folhelhos radioativos (Frasniano) e diamictitos (Fameniano-Tournaisiano) da Formação Jandiatuba; a migração secundária teria ocorrido através de camadas carreadoras devonianas e carboníferas, grande parte desse óleo teria se dissipado, e parte teria sido trapeado por trapas estratigráficas e/ou combinadas. A segunda fase de geração teria ocorrido no Neotriássico, relacionada à anomalia térmica provocada pelas intrusões dos diques e soleiras de diabásio, esse evento proporcionou geração tanto nas áreas mais baixas como nas áreas mais soerguidas da bacia; a migração secundária e o trapeamento do petróleo originado nessa fase teriam ocorrido em semelhança à primeira fase, sendo que a anomalia térmica teria craqueado o óleo já acumulado, transformando-o em condensado e gás, assim como gerado uma quantidade elevada de gás a partir das rochas geradoras. A presença de óleo, condensado e gás está relacionada a um determinado posicionamento das intrusões de diabásio em relação às rochas geradoras e reservatórios. O Megacisalhamento do Solimões (Neojurássico-Eocretáceo) remodelou e/ou destruiu parcialmente as trapas pré-existentes, formando dobramentos e falhas reversas de direção geral NE-SW com anticlinais associadas, proporcionando a remigração através dos planos de falha e rochas carreadoras, com trapeamento pelas anticlinais formadas por esse mesmo evento tectônico. No cenozóico teriam ocorrido reativações em resposta a tectônica cenozóica, proporcionando uma possível remobilização e acumulação, tanto para as trapas pré-existentes como para as formadas durante o evento. A preservação do petróleo pode ser considerada a partir da segunda fase de geração. O momento crítico teria acontecido por volta de 200 Ma quando muito petróleo já tinha sido migrado.

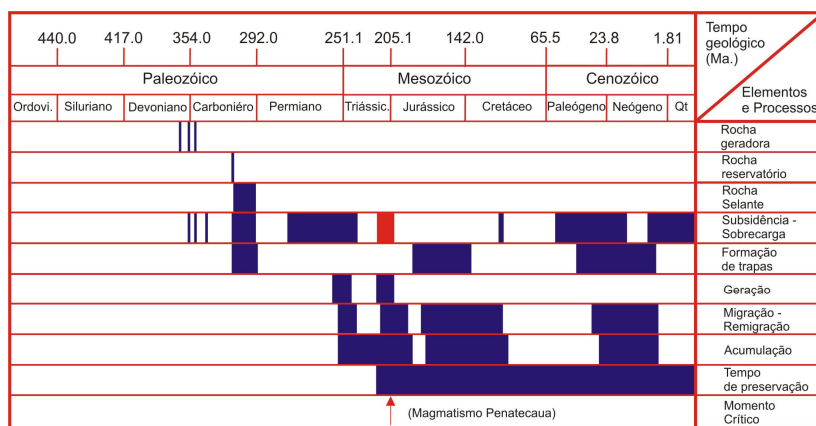


Figura 11- Carta de eventos proposta para o sistema petrolífero Jandiatuba-Juruá (!), modificada de Mello *et al.* (1994).

4. CONCLUSÃO

Os dados disponíveis levam a concluir que a Bacia do Solimões atravessou duas fases de geração, migração e acumulação de petróleo. A primeira teria ocorrido no Neopermiano-Eotriássico, relacionada ao soterramento e fluxo térmico, a segunda no Neotriássico, relacionada à anomalia térmica provocada pelas intrusões dos diques e soleiras de diabásio. A sobrecarga sedimentar e o fluxo térmico litosférico pretérito não foram os fatores mais importantes na maturação da Bacia do Solimões, e sim a temperatura, o volume, a geometria e a conseqüente sobrecarga causada pelas intrusões de diabásio. O Megacisalhamento do Solimões (Neojurássico-Eocretáceo) remodelou e/ou destruiu parcialmente as trapas pré-existentes, formando dobramentos e falhas reversas de direção geral NE-SW com anticlinais associadas, que proporcionou parcial remigração através dos planos de falha e rochas carreadoras, com trapeamento pelas anticlinais formadas por esse evento tectônico. A tectônica cenozóica teria causado destruição, remobilização de petróleo e formação de novas trapas na Bacia do Solimões.

Existe a necessidade de descobrir novas acumulações comerciais de petróleo na Bacia do Solimões, para isso, é necessário trabalhar no âmbito da Petrobras e fora dela, o imenso banco de dados e de conhecimentos adquiridos ao longo dos anos de exploração da bacia, com o objetivo de melhorar principalmente o entendimento a respeito da geração, migração e acumulação do petróleo sob a influência do calor das intrusões de diabásio; das trapas estratigráficas e/ou mistas existentes, da remobilização do petróleo pelo tectonismo cenozóico que afetou a região amazônica. Além de um conhecimento profundo da dinâmica do sistema petrolífero e da história de formação dos seus elementos essenciais. Atualmente existem técnicas de modelagem de bacia e sistemas petrolíferos, consideradas indispensáveis à avaliação do risco na exploração de petróleo, que permitem simular os fenômenos formadores do(s) sistema(s) petrolífero(s) de maneira fisicamente consistente, produzindo uma visão integrada e dinâmica da sua história geológica.

5. AGRADECIMENTOS

À ANP pelo desenvolvimento do convênio UFPA/ANP/PRH-06, na pessoa do Coordenador do PRH-06, professor André Andrade. À PETROBRAS/UN-BSOL/ATEX, na pessoa do Gerente do Ativo de Exploração, Celso Yoshihito Murakami, pela concessão de estágios ao bolsista. Ao geólogo Joaquim Ribeiro Wanderley Filho (PETROBRAS/UN-BSOL/ATEX/ABIG) pelas ilustrações cedidas. Ao geólogo Jaime Fernandes Eiras (PETROGEL) pela revisão e sugestões durante a elaboração do trabalho. À Universidade Federal do Pará (UFPA) pelas condições favoráveis ao desenvolvimento do trabalho.

6. REFERÊNCIAS

- BECKER, C. R. **Estratigrafia de seqüências aplicada ao permo-carbonífero da Bacia do Solimões, Norte do Brasil**. Abr. 18. 363p. Mestrado em Geociências. Orientador: Szatimari, P. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1997.
- BENDER, A. A., EIRAS, J. F., WANDERLEY FILHO, J. R.; BARBOSA FILHO, C. M. Quantificação 3D da evolução tectônica da Bacia do Solimões e suas implicações petrolíferas. In: VII SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DA AMAZÔNIA. 2001, Belém. **CD-ROM**. Belém: Sociedade Brasileira de Geologia, Núcleo Norte, 2001.
- CAPUTO, M. V.; SILVA, O. B. Sedimentação e tectônica da Bacia do Solimões. In: **Origem e evolução de bacias sedimentares**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: CENPES, 1990. p. 169-192.
- COSTA, A. R. **Tectônica cenozóica e movimentação salífera na Bacia do Amazonas e suas relações com a geodinâmica das Placas da América do Sul, Caribe, Cocos e Nasca**. Set. 13. 237p. Mestrado em Geociências. Orientador: Costa, J. B. Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2002.
- CUNHA, P. R. C.; SILVA, O. B.; EIRAS, J. F. Interpretação faciológica e ambiental do principal reservatório de hidrocarbonetos da Bacia do Solimões - área do rio Urucu. In: XXXV CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 1988. Belém. **Anais**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1988. v. 6, p. 2439-2456.
- EIRAS, J. F., BECKER, C. R., SOUZA, E. M., GONZAGA, F. G., SILVA J. G. F., DANIEL, L. M. F., MATSUDA, N. S., FEIJÓ, F. J. Bacia do Solimões. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro: CENPES, v. 8, n. 1, p. 17-45, jan./março 1994.
- EIRAS, J. F. Cenário geológico nas bacias sedimentares no Brasil: Tectônica, sedimentação e sistemas petrolíferos da Bacia do Solimões, Estado do Amazonas. In: **SEARCHING FOR OIL AND GAS IN THE LAND OF GIANTS** BUENOS AIRES, 1998. **Anais**. Buenos Aires: Schlumberger, 1998. p. 23-31.
- EIRAS, J. F. Geologia e sistemas petrolíferos da Bacia do Solimões. In: VI SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DA AMAZÔNIA. 1999, Manaus. **Boletim de resumos expandidos**. Manaus: Sociedade Brasileira de Geologia, Núcleo Norte, 1999. p. 30-32.
- ELIAS, A.; De Ros, L. F., Mizusaki, A. M. P. 2004. Padrões diagenéticos em arenitos de sistema de sabkha costeiros-eólicos: um estudo comparativo dos reservatórios Juruá da área do Urucu, Bacia do Solimões, Amazonas. **Revista pesquisas em Geociências (UFRGS)** 31, 51-70.

- LIMA, R. D.; De Ros, L. F. 2003. The role of depositional setting and diagenesis on the reservoir quality of Devonian sandstones from the Solimões Basin, Brazilian Amazonian. **Marine and Petroleum Geology** **19**, 1047-1071.
- MELLO, M. R.; Koutsoukos, E. A. M.; Mohriak, W. U.; Bacoccoli, G. Selected petroleum systems in Brazil. In: **The petroleum system - from source to trap**. AAPG Memoir 60. Tulsa: MAGOON, L. B.; DOW, W. G. (Ed.). 1994. p. 499-512.
- Mizusaki, A. M. P.; Anjos, S. M. C.; Wanderley Filho, J. W.; Silva, O. B.; Costa, M. G. F.; Lima, M. P., & Kawashita, K. Datação K/Ar de ílitás diagenéticas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro: CENPES, v. 4, n. 3, p. 237-252, jul./set. 1990.
- MAGOON, L. B., DOW, W. G. The petroleum system. In: **The petroleum system - from source to trap**. AAPG Memoir 60. Tulsa: Magoon L. B., Dow, W. G. (Ed). 1994. p. 3-24.
- SILVA, O.B. Revisão litoestratigráfica da Bacia do Solimões. In: XXXV CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, Belém. **Anais**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1988. v. 6, p. 2428-2433
- WANDERLEY FILHO, J. R.; TRAVASSOS, W. A. S.; ALVES, D. B. O diabásio nas bacias paleozóicas amazônicas – herói ou vilão. **Boletim de Geociências Petrobras**, Rio de Janeiro: CENPES, v. 14, n. 1. p. 117-184, nove.2005/maio 2006.

PETROLEUM GEOLOGY OF SOLIMÕES BASIN. THE STATE OF THE ART.

The Solimões Basin has been producing oil, condensate and gas, is located in the State of Amazonas of northern Brazil. This Paleozoic intracratonic basin has a total sedimentary area of about 950,000 km², which 450,000 km² are prospective for hydrocarbons (oil + gas + condensate). It is bounded to the north by the Guyana Shield, to the South by the Brazilian Shield, to the east by the Purus Arch, and to the west by the Iquitos Arch. The Carauari High divides the basin into the Juruá Sub-basin, to the east, and the Jandiatuba Sub-basin, to the west, with sedimentary thicknesses of about 3,800 m and 3,100 m, respectively. Paleozoic strata lie under a variably (up to 2,800 m) thick Late Cretaceous – Tertiary cover. They are intruded by diabase dikes and sills, which strongly affected the thermal evolution of the organic matter contained in source and reservoir rocks, thus compensating the low effectiveness of the overlying sedimentary burden and the low geothermal gradient. Two oil systems, Jandiatuba-Juruá (!) and Jandiatuba-Uerê (.), have been identified in the basin. The former is the most important, since it accounts for 99.8% of the known commercial accumulations. The main source rocks are Late Devonian radioactive shales of the lower Jandiatuba Formation, 40 to 50 m in maximum thickness, with total organic carbon (TOC) values up to 8.25%. Secondary source rocks include shales and diamictites of the Jaraqui Member of the Jandiatuba Formation, of end-Devonian and Early Carboniferous (latest Famennian to Tournaisian) age, with TOC values of 0.65-1.45%, as well as shales of another Devonian unit, the Uerê Formation, with TOC values of 1.48-3.07%.

The reservoir rocks are sandstones which overlie the source rocks, that condition favors the migration processes. They make up the Late Carboniferous Juruá Formation, and are generally up to 50 m thick. The unit's upper section contains aeolian sandstones with good porosity (22.5%) and permeability (100 to 320 MD). The lower section, consisting of deltaic and fluvial sandstones, presents porosity of 9-11%, and permeability of 1 to 350 MD. Seal rocks comprise Late Carboniferous evaporites (anhydrite, halite) and shales of the Juruá Formation and lower part of the overlying Carauari Formation. Traps are of structural type, and consist of anticlines associated to reverse faults with a general NE-SW trend, developed during the Solimões Megashift event. Unfortunately these key elements were not formed appropriately in time, because the oil generation and main migration event occurred before the Solimões Megashift event. The probable timing of main events can be summarized as follows: (1) first generation phase and oil expulsion due to sedimentary loading in late Permian-Early Triassic time and a second generation phase provoked by hot diabase intrusions during the Late Triassic time, when only few traps were present; (2) migration pathways through Devonian and Carboniferous carrier beds, with a large part of oil and gas being lost, and scattered accumulations taking place in structural and/or stratigraphical and combined traps; (3) remigration process and new oil accumulations in structural traps from Late Jurassic to Early Cretaceous (Solimões Megashift tectonism). The Cenozoic tectonism may to have destroyed some traps and may have originated new ones. In turn, the Jandiatuba-Uerê system is deficient in several ways, particularly as concerns the quality of the Uerê Formation reservoir rocks (Late Devonian), which present great variation and heterogeneity in porosity distribution.

Solimões Basin -1, Petroleum Geology -2, Petroleum Systems-3.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.