

1 *Fundamentação Teórica*

Os métodos térmicos, particularmente “steam drive” e “steam soak”, são os processos de recuperação avançada de óleo (EOR) mais bem-sucedidos. No Capítulo 2 de histórico, vimos que os métodos de vapor atualmente respondem por aproximadamente metade da EOR nos Estados Unidos. A injeção térmica é um sucesso comercial há quase 50 anos. Neste capítulo, será explorado as razões desse sucesso (LAKE, 2014).

Apesar do sucesso - bilhões de barris foram recuperados pelos métodos térmicos - ainda existe uma grande quantidade de petróleo de difícil recuperação. Meyer e Attanasi (2003) relataram que os recursos recuperáveis de óleo pesado e betume são de quase 1.000 bilhões de barris, ou aproximadamente o dobro da quantidade de óleo leve recuperável. Com isso, os processos térmicos estão em constante evolução para atender aos desafios da recuperação de óleos pesados.

Os métodos térmicos contam com vários mecanismos de deslocamento para recuperar o óleo, mas o mais importante é a redução da viscosidade do petróleo bruto com o aumento da temperatura. A Figura 1 mostra um gráfico de viscosidade cinemática ($v_2\mu_2/\rho_2$) vs. temperatura.

A viscosidade cinemática diminui drasticamente com o aumento da temperatura. Este efeito reflete principalmente a mudança na viscosidade dinâmica μ_2 porque a densidade bruta muda relativamente pouco com a temperatura. Por exemplo, um petróleo bruto pesado (10–20 ° API) que sofre um aumento de temperatura de 300 para 400 K, que é facilmente obtido por métodos térmicos, produzirá uma viscosidade bem dentro da faixa de fluxo (menos de 10 mPa.s). A partir de agora, assim como na frase anterior usaremos uma prática de usar as palavras leve e pesado para fluidos não viscosos e viscosos, mesmo que leves e pesados, estritamente falando, referem-se à densidade (LAKE, 2014).

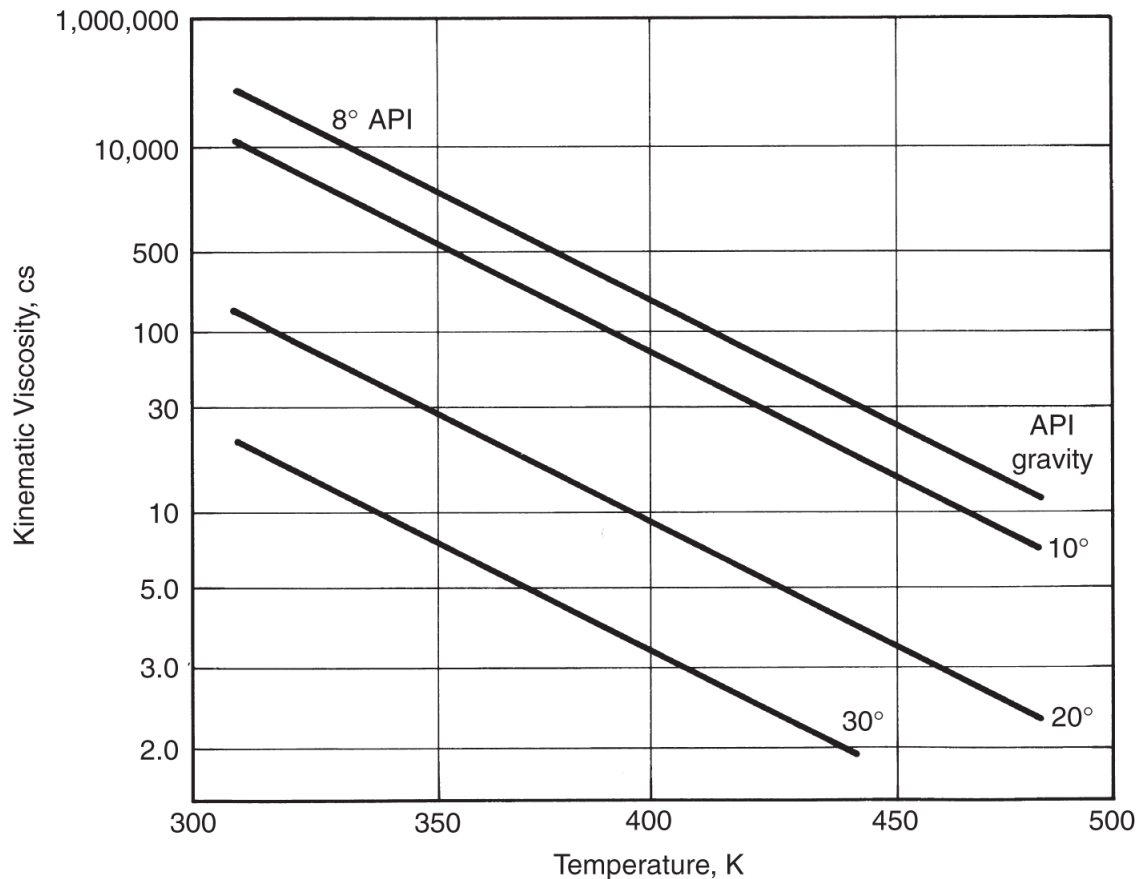


Figura 1: Efeito da temperatura na viscosidade do petróleo bruto (Lake L., 2014).

1.1 Processos de Recuperação Térmica

Todos os processos de recuperação térmica movem ou transportam energia (geralmente calor) para dentro ou através de um reservatório para recuperar o petróleo bruto. Os mecanismos básicos de transferência de calor são:

- **Convecção:** A convecção é a transferência de calor por um fluido em movimento. Quando o fluxo é causado por diferenças de potencial (pressão), a convecção é considerada como forçada. Se for causado por diferenças de densidade induzidas por mudanças de temperatura, é uma convecção livre. A convecção é normalmente o mecanismo de transferência de calor mais importante (INCROPERA, 2019).
- **Condução:** A condução ocorre na ausência de movimento do fluido (por exemplo, através de uma parede de tubo) na parte sólida de um reservatório, ou para estratos adjacentes. É a transferência de calor em um nível molecular (INCROPERA, 2019).
- **Radiação:** A radiação térmica é a energia emitida pela matéria que se encontra a uma temperatura não-nula. Ainda que voltemos nossa atenção para a radiação a partir de superfícies sólidas, a emissão também ocorre a partir de gases e líquidos.

Independentemente da forma da matéria, a emissão pode ser atribuída a mudanças nas configurações eletrônicas dos átomos ou moléculas que constituem a matéria. A energia do campo de radiação é transportada por ondas eletromagnéticas (ou, alternativamente, fótons). Enquanto a transferência de energia por condução ou convecção requer a presença de um meio material, a radiação não necessita dele (INCROPERA, 2019).

Existem muitas maneiras de introduzir calor em um reservatório. A maioria delas envolve a introdução de vapor :

- **Steam Soak:** o “steam soak” , também conhecido como estimulação cíclica (CSS) ou “huff-n-puff”, é a forma mais simples de operação de injeção de vapor e tem sido amplamente utilizada para a recuperação de óleo pesado em reservatórios areníticos em todo mundo. Nele o vapor é introduzido dentro de um poço e, em seguida o poço retorna à produção após um breve período de fechamento (Figura 2) (Lake, 2014). Esta operação geralmente inclui três fases principais: injeção de vapor (várias semanas), imersão (3–5 dias) e produção de óleo (dezenas / centenas de dias). Todas essas fases são realizadas em um mesmo poço (Dongo et al, 2019). Após a fase de produção do óleo, o vapor é reinjetado para iniciar um novo ciclo. O vapor aquece uma zona próxima ao poço e também fornece algum suporte de pressão para a produção subsequente. O período de fechamento ou absorção permite que os gradientes térmicos se equalizem, mas não deve ser longo o suficiente para que a pressão escape. Durante o fechamento, todo o vapor injetado se condensa e o poço produz uma mistura de água quente e óleo. Uma grande vantagem da imersão a vapor é que todos os poços podem estar produzindo quase o tempo todo, sendo os períodos de injeção e imersão geralmente curtos (LAKE, 2014).

Os mecanismos de recuperação do CSS consistem essencialmente na redução da viscosidade do óleo, aumento de volume por calor e da movimentação do gás em solução. É realizado predominantemente em poços verticais. Fatores de recuperação de óleo típicos são 20–35% com SORs (relações vapor-óleo) de 3,0–5,22 (Dongo et al, 2019).

Alvarez e Han (2013) fizeram uma revisão sobre o status atual da tecnologia CSS e discutiram os projetos comerciais no mundo. É geralmente aplicado em reservatórios de óleo pesado cuja espessura é maior que 30 ft, profundidade do reservatório é menor que 3000 ft, porosidade é maior que 0,3 e saturação de óleo é maior que 40%. Ainda é o principal método de recuperação para a maioria dos campos de petróleo pesado do mundo.

Para o processo CSS convencional, especificamente em um estágio posterior a uma operação CSS, a eficiência térmica do vapor é drasticamente reduzida. Portanto, é necessário um acompanhamento no processo de recuperação. Considerando esta situação, muitas tentativas foram feitas para a melhoria do processo CSS, por exemplo, um processo CSS combinado com vários poços. Nesse processo, um único grupo de poços ou vários grupos de poços são considerados como uma unidade de operação, como mostrado na Figura 3. Esses grupos de poços geralmente possuem um maior grau de penetração de vapor ou um maior fator de recuperação dentro de certas camadas. Eles utilizam um caminho de canalização de vapor para realizar o processo com um modo de operação de grupo de poços em vez da operação convencional de poço único. Ele pode efetivamente recuperar o óleo remanescente entre os poços. Além disso, **retardar a camada de vapor** é outro mecanismo importante desse processo (DONGO et al, 2019).

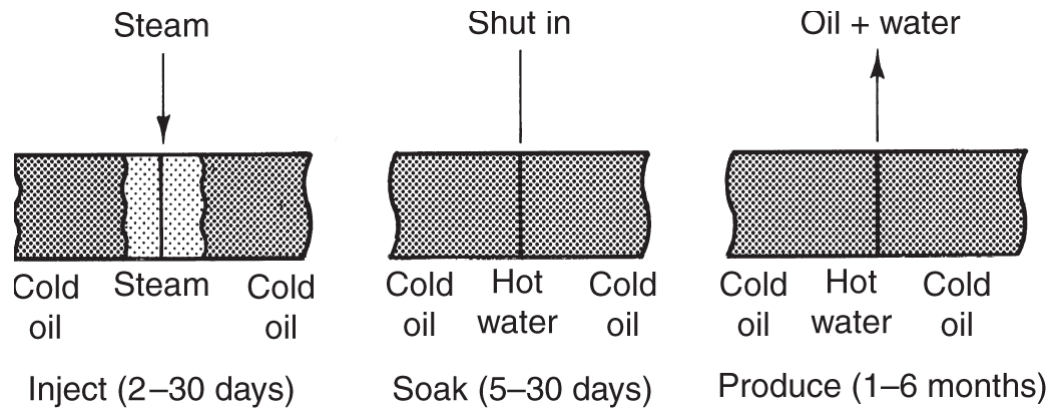


Figura 2: Processo de "Steam Soak" (LAKE, 2014).

- **Steam flooding (steam drive):** o "steam drive" usa pelo menos dois conjuntos de poços, aqueles nos quais o vapor é injetado e aqueles a partir dos quais o petróleo é produzido (Fig. 11.2b). A injeção a vapor é semelhante ao conceito de injeção de água. O vapor é continuamente injetado e viaja através do reservatório. Ele efetivamente aquece o petróleo bruto pesado dentro de uma formação e suas rochas circundantes. Em seguida, a água condensada segue para um produtor, que desloca o óleo cru de maneira eficiente. Os mecanismos de recuperação por injeção de vapor incluem basicamente a melhoria da relação de mobilidade óleo / água, mudanças nas curvas de permeabilidade relativa, destilação a vapor e comportamento de emulsificação (DONGO et al, 2019).

Com base em um critério de triagem, a técnica de inundação de vapor é geralmente adequada para um reservatório cuja espessura é superior a 10m, a porosidade é superior a 20%, a permeabilidade é superior a $200 \times 10^{-3} \mu m^2$, a viscosidade do óleo

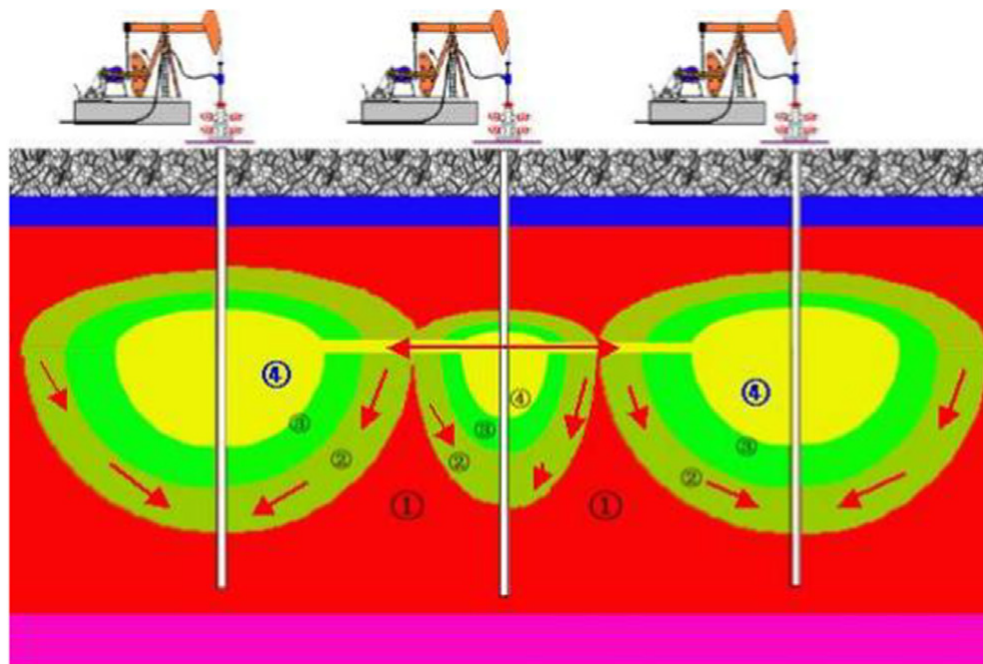


Figura 3: O processo CSS combinado com vários poços: 1- petróleo bruto original; 2- área aquecida; 3- área condensada; 4- zona de vapor (Dongo et al, 2019).

é inferior a 20.000 *cp* e a saturação de óleo é superior a 0,5 (Dongo et al, 2019).

O “steam flooding” geralmente resulta em recuperações finais mais altas do que um “steam soaks”, porque penetra mais profundamente no reservatório. Pelo mesmo motivo, o espaçamento dos poços não precisa ser tão próximo para recuperação de óleo equivalente. O espaçamento próximo compensa parcialmente a desvantagem de sacrificar alguns dos poços para injeção (LAKE, 2014).

- **Combustão in-situ:** A combustão in-situ é outra técnica de recuperação importante para recursos de petróleo pesado. Neste processo, um aquecedor ou dispositivo de ignição é primeiro colocado em um poço de injeção (Figura 5). O processo injeta alguma forma de oxidante (ar ou oxigênio puro) na formação. A mistura então se inflama espontaneamente (ou a ignição é induzida) e a injeção subsequente propaga um incêndio ou zona de queima através do reservatório. A zona de fogo tem apenas um metro ou mais de largura, mas gera temperaturas muito altas. A temperatura de uma zona de combustão pode atingir 345–650 ° C (650–1200 ° F). Essas temperaturas vaporizam a água conata e uma parte do petróleo, ambos responsáveis por algum deslocamento do petróleo. A água conata vaporizada forma uma zona de vapor à frente da frente de queima, que opera de forma muito semelhante ao processo “steam drive”. O óleo vaporizado consiste principalmente de componentes leves que formam um deslocamento miscível. Os produtos da reação de combustão

em alta temperatura também podem formar uma inundação de dióxido de carbono in-situ (CO_2). Os processos de combustão in situ são às vezes chamados de injeção de ar de alta pressão (HPAI) (DONGO et al, 2019).

- **Steam-Assisted Gravity Dranaige (SAGD):** Esse processo é como o “steam soak” e o “steam drive”, em que o calor, transportado pelo vapor, atua na recuperação do fluido (LAKE, 2014). No entanto, SAGD é diferente dos dois anteriores em vários aspectos importantes:
 - SAGD usa poços horizontais em vez de verticais;
 - Os poços horizontais estão em pares injetor / produtor que são espaçados próximos.

O processo de recuperação SAGD foi inicialmente proposto pelo Dr. Butler e seus colegas na década de 1980 (Figura 6) . Neste processo, um par de poços horizontais é colocado paralelamente em uma seção inferior de um reservatório. O poço horizontal superior atua como injetor de vapor e o inferior é produtor. A distância vertical entre eles é de cerca de 5–7 m. Um projeto SAGD normal envolve basicamente duas fases, uma fase de pré-aquecimento (inicialização) e uma fase SAGD. A fase de pré-aquecimento visa criar uma conexão térmica entre um produtor e um injetor. CSS, circulação de vapor, fraturamento, aquecimento elétrico e co-injeção de solvente são as abordagens de inicialização comumente usadas para o processo SAGD. Depois disso, o vapor é continuamente injetado pelo poço injetor, que é o superior, e uma câmara de vapor é criada (DONGO et al, 2019).

De acordo com os diferentes estágios de expansão da câmara de vapor, a fase SAGD inclui os estágios de expansão vertical, expansão horizontal e exaustão. Quando a frente da câmara de vapor atinge o topo de um reservatório, ela se expande horizontalmente. Analogamente, uma vez que a câmara de vapor chega ao limite do reservatório, a câmara de vapor se esgota e a taxa de produção de óleo começa a reduzir. Durante a operação SAGD, o óleo aquecido e a água condensada fluem para baixo ao longo do limite de uma câmara de vapor e, finalmente, são produzidos a partir do produtor inferior. Diferente das técnicas de Combustao “in-situ” e injeção de vapor, no SAGD a força motriz dominante para a drenagem de óleo é a gravidade (DONGO et al, 2019).

A chave para o sucesso do SAGD é que o principal mecanismo de recuperação é a flutuabilidade (devido às diferenças de densidade), em vez de forças motrizes

viscosas. A competição entre a fluvariabilidade e forças viscosas é expressa através de um número de gravidade como,

$$N_g^0 = \frac{k k_{r2}^0 \Delta \rho g}{\mu_2 u} \quad (1.1)$$

A fluvariabilidade é promovida quando este número é grande, ou quando u é pequeno e / ou k_v é grande. Uma baixa velocidade é garantida pelo comprimento dos poços (muitas vezes excedendo 10.000 pés), que acumula as velocidades muito baixas, resultando em fluxo. O processo funciona melhor quando k_v é grande. Para a maioria dos casos, a redução da viscosidade é a causa mais importante de recuperação adicional de óleo por métodos térmicos, mas outros mecanismos também podem ser importantes [por exemplo, destilação, deslocamento miscível, expansão térmica, mudanças de molhabilidade, fraturas e redução da interface óleo / água tensão (IFT)]. A importância relativa de cada mecanismo depende do óleo sendo deslocado e do processo. As fraturas é relativamente sem importância em processos a vapor com suas temperaturas relativamente baixas, mas é muito importante durante a combustão “in situ”. A expansão térmica e a destilação tornam-se mais importantes à medida que o API ° do óleo cru diminui.

- **Conversão in-situ (ISC):** Outra classe de processos térmicos busca introduzir calor por meio de um reservatório usando energia eletromagnética (Karanikas 2012). Figura 7 ilustra um desses processos. Embora o calor seja introduzido no reservatório, o vapor desempenha um papel menor e, de fato, pode ser prejudicial porque a água fervente é uma fonte de perda de calor.

No ISC, a intenção não é tanto diminuir a viscosidade, mas converter o hidrocarboneto quimicamente de um material altamente viscoso (areias de alcatrão e betume são os alvos usuais), com uma alta proporção de carbono/ hidrogênio, em uma muito mais maleável com uma proporção baixa de carbono/hidrogênio. O processo se assemelha a uma refinaria subterrânea na qual um produto de alta qualidade (por exemplo, querosene) é produzido em vez de óleo cru. Óleos viscosos se formam como resultado de vários mecanismos de degradação que ocorrem há muito tempo. O ISC pretende reverter esse processo em um curto período de tempo por meio do aquecimento. Na Figura 7, a energia é injetada em um reservatório por meio de uma série de poços de aquecedor resistivo bem espaçados. O efeito combinado desses poços verticais bem espaçados é acumular energia sobre grandes volumes de um reservatório de modo que o craqueamento térmico possa ocorrer. Outras maneiras de introduzir energia em um reservatório incluem aquecimento resistivo entre ânodos e cátodos de subsuperfície, aquecimento indutivo, uso de um fluido de transferência

de calor e antenas (LAKE, 2014).

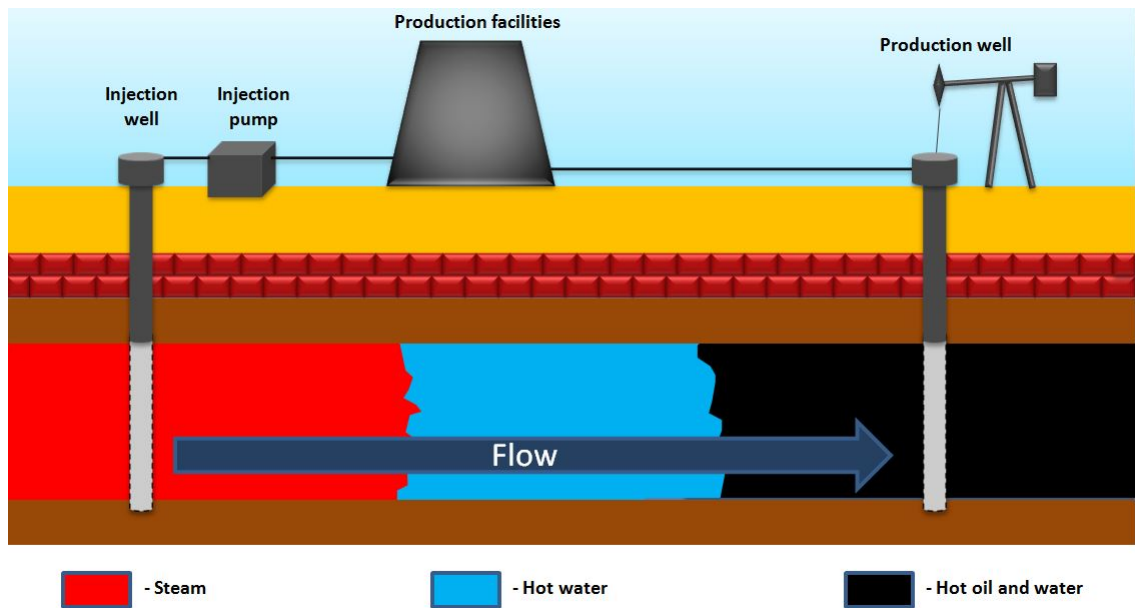


Figura 4: Processo de “Steam Drive” (ZERLOV, 2015) .

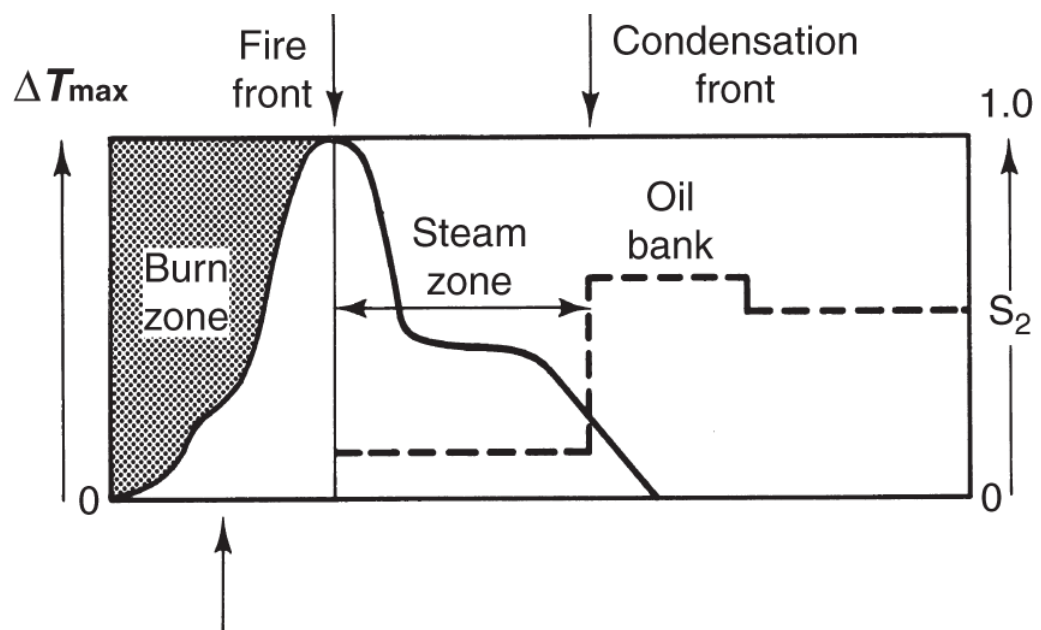


Figura 5: Processo de combustão “in-situ”.

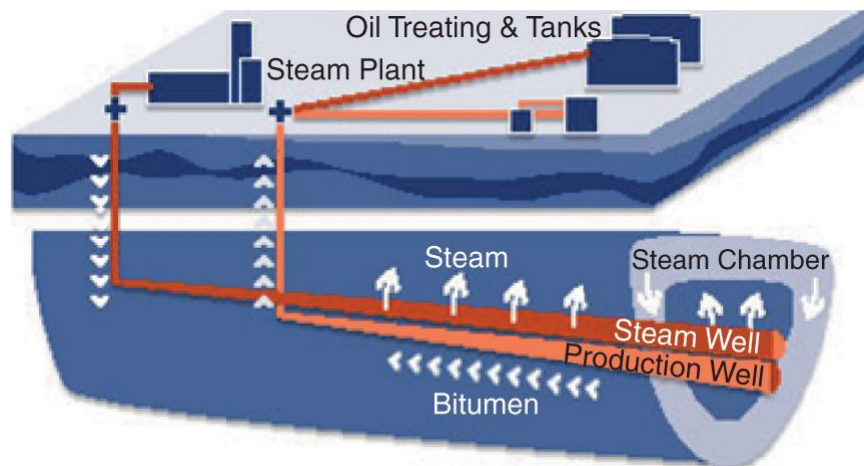


Figura 6: Processo de “Steam-assisted gravity drainage” (SAGD).

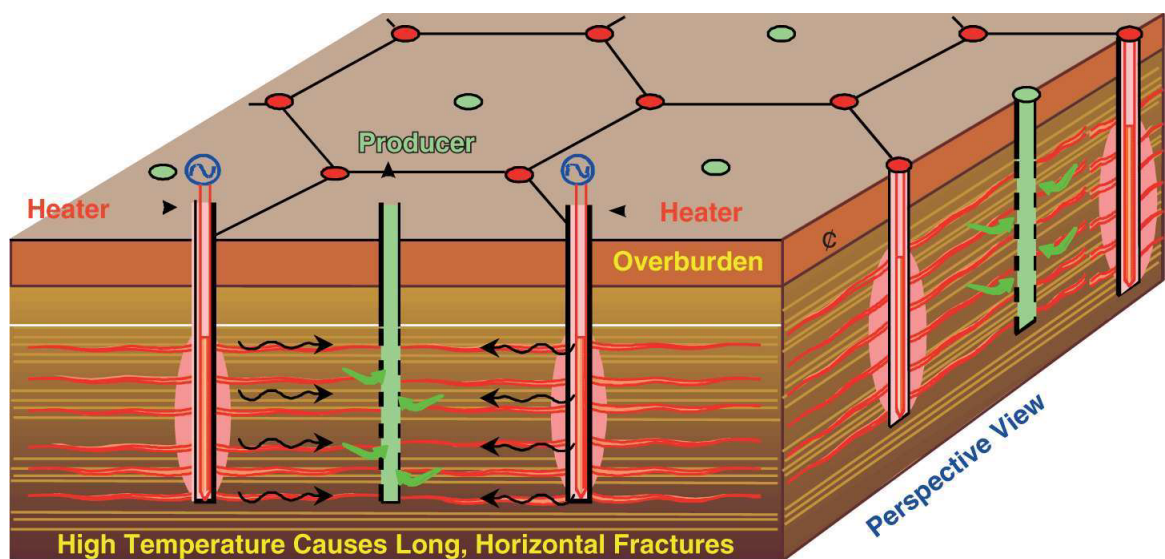


Figura 7: Esquema do processo de conversão in situ (ISC) (Karanikas 2012).