

MARY ELLEN DEL CARMEN GUTIÉRREZ RENGIFO

**PROCESSOS DE EOR EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DE ALGUMAS
REGIÕES PRODUTORAS DO MUNDO E SUA APLICABILIDADE NO PRÉ-SAL
BRASILEIRO: UMA ABORDAGEM DA LITERATURA**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo

Orientação: Prof. Dr. Jean Vicente Ferrari

Santos

2016

RESUMO

GUTIÉRREZ RENGIFO, M. E. D. C. **Processos de EOR em reservatórios carbonáticos de algumas regiões produtoras do mundo e sua aplicabilidade no pré-sal brasileiro: uma abordagem da literatura.** 2016. Trabalho de Formatura – Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Santos, 2016.

A necessidade das companhias de petróleo em aumentar o fator de recuperação dos reservatórios para além dos 30% tem demandado soluções através de processos de recuperação avançada de petróleo (EOR), que podem ser de natureza física ou química. A recente queda no preço do barril tem imposto desafios a estas operações. Inicialmente, este trabalho descreverá de maneira geral os principais processos de EOR, os fatores que afetam a recuperação do óleo. Depois será focado nos processos gerais de EOR aplicados em reservatórios carbonáticos de diferentes regiões produtoras no mundo e, a frequência de aplicação destes nos reservatórios do pré-sal brasileiro. O objetivo é discutir, por meio de trabalhos da literatura, a aplicabilidade dos processos EOR nestes reservatórios, destacando os fatores que possam limitar seu uso, fazendo um paralelo com os processos mais bem estabelecidos e estudados até o momento, como a injeção alternada de água e de vapor com CO₂ (WAG-CO₂). Foi verificado que os processos de recuperação química e térmica são raramente utilizados em projetos de recuperação avançada tanto nas formações carbonáticas do pré-sal brasileiro quanto de outras regiões devido à grande reatividade destas rochas, seu alto grau de heterogeneidade em diferentes propriedades, e os altos custos envolvidos nestes projetos.

Palavras-chave: Carbonatos, Pré-sal, EOR, WAG, EOR-Químico

ABSTRACT

The need for oil companies to increase the recovery factor of reservoirs beyond the 30% had called for solutions from enhanced oil recovery (EOR) processes, which can be of physical or chemical nature. Recent decrease in barrel prices has imposed challenges for these operations. Initially, this work will generally describe the main EOR processes and the factors that affect the oil recovery. Then the work will be focused on the general EOR processes applied in carbonate reservoirs of different producing regions of the world and the frequency of application of these in the reservoirs of the Brazilian pre-salt. The aim is to discuss, from a literature point of view, the applicability of the EOR processes in these reservoirs, highlighting the factors that may limit its use, paralleling with the well-established ones, such as WAG-CO₂. It was verified that the chemical and thermal EOR processes are rarely applied in the carbonate formations of the Brazilian pre-salt and also from other regions due to the high reactivity of the rock, the high degree of heterogeneity in different properties and the high costs involved in these projects.

Keywords: Carbonates, Pre-salt, EOR, WAG, Chemical-EOR

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Etapas na exploração de um reservatório de hidrocarbonetos.....	4
Figura 2 – Contribuição dos métodos EOR à produção mundial de óleo.....	4
Figura 3 - Localização geográfica do pré-sal.....	5
Figura 4 – Processo de EOR com polímero.....	12
Figura 5 – Processo de EOR com surfactante e polímero.....	13
Figura 6 – Injeção cíclica de vapor.....	15
Figura 7 – Injeção contínua de vapor.....	16
Figura 8 – Pacote cubico de esferas uniformes.....	19
Figura 9 – Efeito da variação do tamanho de grão no volume poroso.....	20
Figura 10 – Tipos de porosidades encontradas em reservatórios de areias.....	21
Figura 11 – Espaços não porosos e rocha não permeável; espaços não conectados e rocha não permeável; poros interconectados e rocha permeável.....	22
Figura 12 – Curvas típicas de permeabilidade relativa.....	25
Figura 13 – Reservatório molhado por óleo.....	26
Figura 14 – Reservatório molhado por Água.....	26
Figura 15 – Relação entre as forças capilares, gravitacionais e viscosas.....	29
Figura 16 – Efeito de uma heterogeneidade baixa e alta num processo de injeção de CO ₂	33
Figura 17 – Projetos EOR desenvolvidos segundo o tipo de litologia [Diagrama baseado em 1507 projetos internacionais].....	34
Figura 18 – Tendência na aplicação dos processos químicos nos estados unidos até o 2008.....	34
Figura 19 – Processos de recuperação melhorada aplicados no mar do Norte.....	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de porosidade.....	21
Tabela 2 – Valores típicos de porosidade para cada rocha sedimentaria.....	22
Tabela 3 – Classificação da porosidade de acordo a seu valor.....	22
Tabela 4 – Classificação da permeabilidade segundo sua magnitude.....	24
Tabela 5 – Valores típicos da permeabilidade segundo a litologia.....	24
Tabela 6 – Características das curvas de permeabilidade relativa dependendo a malhabilidade no reservatório.....	26
Tabela 7 – Eficiências volumétrica e de deslocamento e processos EOR que contribuem a sua otimização.....	36

LISTA DE SIGLAS

AS	Injeção de álcali – surfactante
ASP	Injeção polímero – álcali – surfactante
EOR	Enhanced Oil Recovery (Recuperação avançada de petróleo)
FAWAG	Foam Assisted Water Alternating Gas (Injeção alternada de água e gás com espuma)
IFT	Interfacial Tension (Tensão interfacial)
MEOR	Microbial Enhanced Oil Recovery (Recuperação melhorada a partir de micróbios)
MMP	Minimum Miscibility Pressure (Pressão mínima de miscibilidade)
OOIP	Original Oil In Place (Estimativa de óleo no local original)
PPM	Partes por milhão
SAG	Surfactant – Alternate – Gas (Injeção alternada de surfactante e gás)
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage (Injeção de vapor através de poços horizontais)
SP	Injeção de surfactante – polímero
SWAG	Simultaneous Water Alternating Gas (Injeção simultânea de água e gás)
TDS	Total Dissolved Solids (Totais de sólidos dissolvidos)
WAG	Water Alternating Gas (Injeção alternada de água e gás)

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Introdução e Justificativa.....	1
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Metodologia.....	2
2.	REVISÃO DA LITERATURA.....	3
2.1	QUEDA DA PRODUÇÃO.....	3
2.2	O PRÉ SAL: GENERALIDADES.....	5
2.3	TIPOS DE EOR.....	6
2.3.1	Injeção de gás.....	7
2.3.1.1	Injeção de gás miscível.....	7
2.3.1.2	Injeção de gás imiscível.....	8
2.3.1.3	Otimizações do processo de injeção de gás.....	10
2.3.2	Injeção de água melhorada.....	10
2.3.2.1	Processos químicos de recuperação.....	11
2.3.2.1.1	Otimizações nos processos químicos de recuperação.....	13
2.3.2.2	Injeção de água com baixa salinidade.....	14
2.3.3	Térmicos.....	14
2.3.3.1	Otimizações nos processos térmicos de recuperação.....	16
2.3.4	Outros.....	16
2.3.4.1	Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR)	16
2.4	FATORES QUE AFETAM OS PROCESSOS DE RECUPERAÇÃO.....	17
2.4.1	Porosidade.....	18
2.4.2	Permeabilidade.....	22
2.4.2.1	Curvas de permeabilidade relativa.....	24
2.4.3	Forças presentes no reservatório.....	26
2.4.3.1	Forças capilares.....	27
2.4.3.1.1	Tensão superficial e interfacial.....	27
2.4.3.1.2	Molhabilidade.....	27
2.4.3.1.3	Pressão capilar.....	28
2.4.3.2	Forças viscosas.....	28
2.4.3.3	Força gravitacionais.....	29
2.4.3.4	Comparação das forças presentes no reservatório.....	29

2.4.4	Número capilar.....	30
2.4.5	Relação de mobilidades.....	30
2.4.6	Saturação dos fluidos.....	31
2.4.7	Heterogeneidade.....	31
2.4.8	Efeito da litologia.....	33
2.4.9	Eficiência de recuperação.....	35
2.5	EOR: ONSHORE VS OFFSHORE.....	36
2.6	PROCESSOS EOR EM ROCHAS CARBONÁTICAS DE ALGUMAS REGIÕES PRODUTORAS DO MUNDO.....	38
3.	DISCUSSÃO.....	42
4.	CONCLUSÕES.....	43
5.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	44

1. INTRODUÇÃO

1.1. Introdução e Justificativa

Um dos maiores desafios da indústria do petróleo está relacionado com o aumento do fator de recuperação de óleo que, mesmo após processos secundários de recuperação, tendem a ficar abaixo dos 30% (SCHULTE, 2005). Entretanto, especialmente em períodos de baixa do preço de petróleo, as companhias sempre levam em consideração o fator econômico para aplicabilidade deste tipo de operação em seus campos maduros (WU, 2016).

Os processos de recuperação avançada de petróleo (EOR), também conhecidos como processos de recuperação terciária, podem ser de natureza física e/ou química, sendo classificados em três grandes categorias: térmico, injeção de gases e injeção química. (MANRIQUE et al., 2010). Estes processos objetivam aumentar a produtividade de dos hidrocarbonetos dos reservatórios, que tende a diminuir depois das primeiras etapas de produção. Por exemplo, dos 649 bilhões de barris que ainda estão presentes nos reservatórios de Estados Unidos, somente 22 bilhões de barris são recuperáveis por meios convencionais. Porém, os métodos de EOR oferecem a possibilidade de recuperar 200 bilhões de barris do óleo existente nos reservatórios norte-americanos: uma quantidade de óleo equivalente à produção acumulada até p presente (ALADASANI; BAI, 2010). A escolha de cada método está relacionada à natureza do óleo presente no reservatório maduro, além da formação e condições técnicas de operação, entre outros. (MANRIQUE et al. 2010) citam que atualmente as operações de EOR tem ganho grande interesse, apesar do declínio do preço do petróleo desde 2008.

Neste trabalho de revisão sobre diversos projetos de EOR aplicados pelo mundo, se destaca que os métodos térmicos e químicos tendem a dominar as formações areníticas, enquanto que os de injeção de gases e de água dominam as formações carbonáticas e os campos offshore.

De fato, como o pré-sal brasileiro possui reservatórios com rochas de natureza carbonática, os trabalhos técnicos ou científicos que estudam os processos de recuperação são principalmente baseados em WAG (water-alternating-gas), incluindo o uso do CO₂ no processo (WAG-CO₂) (HAUVILLE et al., 2014). A aplicação do CO₂ nestes processos está relacionada principalmente a disponibilidade deste gás proveniente da produção, além da disponibilidade de água em campos offshore, adicionalmente à potencialidade do sequestro deste gás. Entretanto, este método também está associado a problemas operacionais como corrosão, precipitação de incrustação, formação de asfaltenos e formação de hidratos. (CHRISTENSEN; STEMBY; SKAUGE, 2001, PIZARRO; BRANCO, 2012)

Neste trabalho serão abordados, por meios de trabalhos da literatura, a aplicabilidade de EOR em reservatórios carbonáticos, destacando os fatores que possam limitar seu uso e fazendo um paralelo com os processos mais bem estabelecidos e estudados como o WAG-CO₂.

1.2. Objetivos

O objetivo do trabalho é discutir, por meio de trabalhos da literatura a aplicabilidade de EOR em reservatórios carbonáticos, destacando os fatores que possam limitar seu uso, fazendo um paralelo com os processos mais bem estabelecidos estudados até o momento, como o WAG-CO₂.

1.3. Metodologia

O trabalho baseou-se em pesquisas bibliográfica nas bases "Web of Science" e OnePetro (*Society of Petroleum Engineers*) para condensar as informações tecnológicas mais importantes sobre o tema escolhido, durante um tempo de 4 meses. Foram feitas análises dos tópicos mais importante para a aplicabilidade de processos de EOR, com ênfase para os casos dos reservatórios carbonáticos, visando discussões sobre a abordagem da tecnológica nos reservatórios do pré-sal brasileiro.

Palavras-chaves: Carbonatos, Pré-sal, EOR, WAG, EOR-Químico

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 QUEDA DA PRODUÇÃO

Os hidrocarbonetos são encontrados em reservatórios de areias porosas ou em formações carbonáticas. A exploração de um reservatório de hidrocarbonetos ocorre basicamente em três etapas.

Na primeira etapa, o fluido se drena naturalmente para os poços sob o efeito de gradiente de pressão existente entre o fundo de os poços e o reservatório (a pressão do reservatório deve ser maior que a pressão de fundo de poço). Nesta etapa, o óleo chega a superfície por meio da energia natural associada ao reservatório. A quantidade de petróleo que pode ser deslocada por esta energia depende do tipo de reservatório, podemos encontrar diferentes mecanismos de produção natural os mais comuns são: empuxe de água, empuxe por gás em solução, empuxe por capa de gás, expansão da rocha e dos fluidos, empuxe por depleção, dreno por gravidade e empuxe por compactação e subsidência. Com o tempo, devido à produção, os reservatórios diminuem sua pressão e quando a pressão do reservatório chega a ser igual ou menor que a pressão do fundo de poço se gera uma queda da produção. (ALADASANI; BAI, 2010, STOSUR, 2003).

Se a pressão do meio se faz inadequada, ou se se estão produzindo quantidades importantes de outros fluidos (água e gás, por exemplo), se inicia então a segunda fase, a qual consiste em injetar dentro do reservatório um fluido menos custoso do que o óleo através de poços injetores, para manter um gradiente de pressão adequado e deslocar os hidrocarbonetos ao poço produtor. A recuperação secundária mais comum é a injeção de água. (ALADASANI; BAI, 2010).

Uma vez que o processo de recuperação secundária deixa de ser efetivo, cerca de dois terços da estimativa de óleo no local original (OOIP) ainda se encontra no reservatório. Os métodos de recuperação melhorada (EOR)¹ têm como objetivo otimizar os processos de recuperação secundária aumentando, a eficiência de varrimento e diminuindo a saturação remanescente ou residual de petróleo, o que ocasiona um incremento da recuperação de óleo por meio de injeção de fluidos ou adição de energia ao reservatório. Os métodos de EOR têm o potencial de reclassificar as reservas irrecuperáveis² e contingentes³. (ALADASANI; BAI, 2010, STOSUR, 2003).

¹ Em língua inglesa Enhanced Oil Recovery

² As reservas irrecuperáveis são aquelas quantidades de acumulações conhecidas de petróleo ou gás que não podem ser recuperadas em forma econômica e com as técnicas disponíveis.

³ As reservas contingentes são as quantidades recuperáveis estimadas, de acumulações de hidrocarbonetos conhecidas, que não satisfaçam os requerimentos de comercialização.

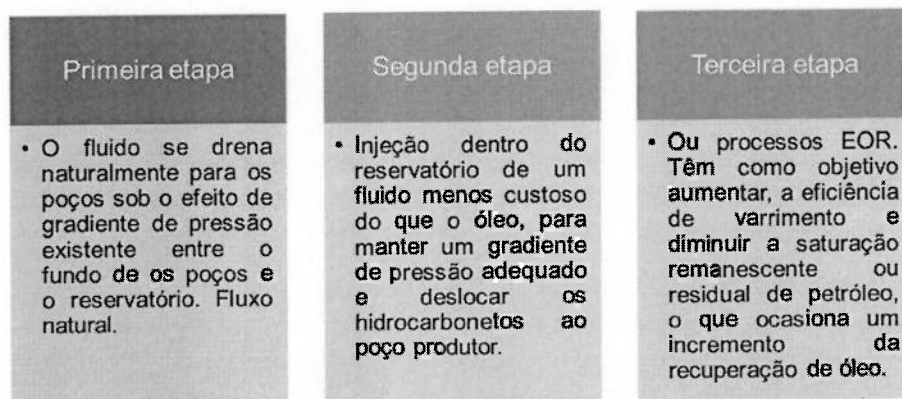


Figura 1 – Etapas na exploração de um reservatório de hidrocarbonetos. (ALADASANI; BAI, 2010)

No início da década dos 80, muitos pesquisadores se concentraram na pesquisa dos métodos de EOR, devido aos incrementos no preço do petróleo e a extrema necessidade de tirar o óleo dos campos maduros. Durante este tempo a maioria das empresas petroleiras, criaram centros de pesquisas e financiaram diferentes projetos para o desenvolvimento de novas tecnologias. A aplicação destes projetos incrementou a produção a 20000 barris/dia como resultado de EOR químico somente nos Estados Unidos. Porém, o preço do óleo colapsou em 1986 e esteve ao redor de 20 dólares por barril até o ano 2003. Muitas operadoras deixaram os projetos de lado e não investiram em novas tecnologias de EOR ou novas ideias para remover o óleo residual dos reservatórios já existentes. No ano de 2010, os preços começaram a aumentar de 60 dólares por barril a 140 dólares por barril. Nesse novo ambiente de preços baixos, condições de demanda energética mundial, poucos campos descobertos e a rápida maturação dos campos no mundo inteiro, as tecnologias de EOR se tornaram de novo interessantes para a indústria. (ALADASANI; BAI, 2010). Na atualidade, apesar dos baixos preços, o interesse de desenvolver este tipo de tecnologia permanece latente na indústria do petróleo e gás.

Figura 2 mostra a contribuição dos métodos EOR à produção mundial de óleo.

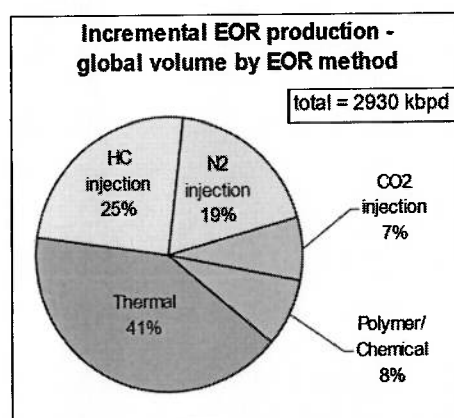


Figura 2 – contribuição dos métodos EOR à produção mundial de óleo. (SCHULTE, SHELL, 2005)

Para implementar as técnicas de recuperação melhorada em qualquer reservatório é necessário fazer uma avaliação técnica das características (rocha-fluido) mediante um *screening* técnico, um estudo de factibilidade técnico-econômica, e obter uma massificação da aplicação neste (MOCZYDLOWER, 2012).

2.2 O PRÉ SAL: GENERALIDADES

De maneira geral, o “pré-sal” é uma área de reservas petrolíferas encontrada sob uma profunda camada de rocha salina, que forma uma das várias camadas rochosas do subsolo marinho. O termo “pré” segue a nomenclatura da Geologia, que se refere à escala temporal em que os diferentes estratos rochosos foram formados. Em outras palavras, equivale à temporalidade geológica e não à profundidade. No pré-sal a rocha-reservatório, está em uma camada estratigráfica que é mais antiga do que a camada de rochas salinas. (PAPATERRA, 2010).

As reservas de tipo pré-sal encontradas no litoral do Brasil até agora são as mais profundas, representam o maior campo petrolífero já encontrado em uma profunda região abaixo das camadas de rochas salinas ou evaporíticas, e são também a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos cinquenta anos. Camadas semelhantes de rocha “pré-sal” foram encontradas em alguns outros locais do mundo (litoral Atlântico da África, Golfo do México, Mar do Norte e Mar Cáspio). (MORAIS, 2013).

Segundo Moraes (2013, p. 219)

[...] as rochas do pré-sal brasileiro estendem-se por cerca de 800 quilômetros da plataforma marítima brasileira, do norte da Bacia de Campos ao sul da Bacia de Santos, compreendendo uma faixa que se estende do litoral sul do estado do Espírito Santo ao estado de Santa Catarina, com largura de até 200 km [...]

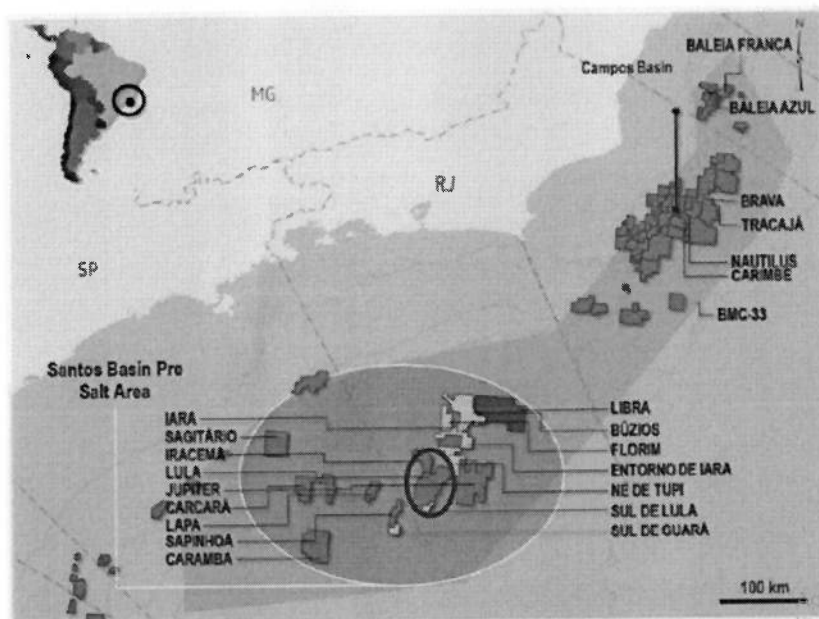


Figura 3 – Localização geográfica do pré-sal (MORAES et al., 2016)

Nessa faixa, a lâmina de água varia de 1.500 a 3.000 m de profundidade, e os reservatórios estão localizados sob uma pilha de rochas com 3.000 a 4.000 m de espessura, situada abaixo do fundo marinho. (PAPATERRA, 2010).

As propriedades do óleo do pré-sal em geral são muito boas: Gravidade API de 28 a 32 [o petróleo dos reservatórios pré-sal tem um maior grau API do que o petróleo dos reservatórios pós-sal já que as evaporitas por ter alta condutividade térmica permitiram a transferência de calor do topo dos reservatórios para porções mais rasas, impedindo uma elevada maturação térmica dos hidrocarbonetos armazenados no intervalo pré-sal], tem-se uma relação gás – óleo entre 200 e 350 m^3/m^3 embora com conteúdo variável de CO_2 (entre 8 e 15% no campo de Lula, por exemplo). O gradiente de pressão tende a ser um pouco mais alto do que 0,1 (kgf/cm^2) /m e a temperatura tende a ser relativamente baixa, devido à alta condutividade térmica da camada de sal. (MOCZYDLOWER et al., 2012).

2.3 TIPOS DE EOR

Os processos de EOR atualmente são classificados da seguinte maneira: Injeção de gás, processos de injeção de água melhorada, térmicos, combinados e outros.

Dentro dos processos de injeção de gás encontramos:

- Injeção de gás miscível: Pode ser feita com gases ácidos como o dióxido de carbono (CO_2), gases hidrocarbonetos e nitrogênio. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Injeção de gás imiscível: Também pode ser feita com gases ácidos como o CO_2 , gases hidrocarbonatos e nitrogênio. A diferença da injeção de gás miscível esta pode utilizar gases de combustão. (ALADASANI; BAI, 2010).

Dentro dos processos de injeção de água melhorada encontramos:

- Processos químicos: Consistem em injetar uma solução alcalina, surfactantes ou polímeros (geles poliméricos – solução polimérica) ao reservatório. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Injeção de água com baixa salinidade (ALADASANI; BAI, 2010).
- Micellar. (ALADASANI; BAI, 2010).

Dentro dos processos térmicos encontramos:

- Injeção de vapor: neste método de recuperação se têm diferentes esquemas de injeção; cíclica, continua. O SAGD se encontra em esta categoria e consiste em um processo de injeção de vapor melhorado que utiliza poços horizontais. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Combustão in Situ: pode ser frontal [seca, húmida] e em reversa, para este processo também é utilizada a injeção de ar. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Injeção de água quente. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Aquecimento elétrico. (ALADASANI; BAI, 2010).

Dentro dos processos combinados encontramos:

- WAG: injeção alternada de água e gás. (ALADASANI; BAI, 2010).

- SWAG: Modificação da injeção alternada de água e gás. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Injeção de CO₂ + WAG. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Injeção de álcalis-surfactante-polímero. (ASP) (ALADASANI; BAI, 2010).
- Injeção de álcali-surfactante (AS). (ALADASANI; BAI, 2010).
- Injeção de gás miscível [CO₂] + SAGD. (ALADASANI; BAI, 2010).
- ASP + Injeção de gás miscível (CO₂). (ALADASANI; BAI, 2010).
- Espumas. (ALADASANI; BAI, 2010).
- Espumas + Injeção de gás miscível (CO₂). (ALADASANI; BAI, 2010).

Dentre outros métodos, podemos encontrar a recuperação avançada de petróleo a partir de organismos microbianos e enzimas modificadas (BANAT, 1994, LACERDA; PRIIMENKO; PIRES, 2012) (MEOR), um novo método promissor que usa microrganismos para produzir produtos químicos (metabólitos) no reservatório, aumentando a recuperação. Também a área de nanotecnologia tem desenvolvido estudos para a aplicação de esta em processos EOR. (LAU; YU; NGUYEN, 2016).

Os próximos itens descrevem-se os métodos de recuperação mais utilizados na atualidade.

2.3.1 Injeção de gás

Estes métodos são usados em reservatórios com óleo leves, condensados e voláteis. (MANRIQUE et al., 2010). O fator de recobro para a injeção de gás é usualmente alto, quando o processo, é feito em condições miscíveis com o óleo. (TALETZKE; PATEL; CHEN, 2005). Porém o processo também pode ser desenvolvido em condições imiscíveis.

O êxito da injeção de gás depende das propriedades da rocha, o tipo de gás injetado e sua compatibilidade com os fluidos do reservatório. Se devem considerar parâmetros como a pressão de injeção, a estratificação e a relação de mobilidades. É importante determinar a pressão mínima de miscibilidade (MMP), para definir se a injeção será em condições miscíveis ou imiscíveis. (FARZAD; AMANI, 2007).

2.3.1.1 Injeção de gás miscível

A injeção de gás miscível é desenvolvida em sua maioria em campos *onshore*, os primeiros projetos de este tipo, usaram solventes custosos como o propano que não resultava em ser tão rentável. Atualmente este tipo de projetos alcançam a condição miscível, levando a pressão do reservatório a um valor maior que a MMP dos fluidos. Se não se mantém uma pressão suficiente se pede a miscibilidade. (CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001). O objetivo principal deste tipo de injeção é melhorar a eficiência de deslocamento e reduzir o óleo residual a níveis maiores aos obtidos por a injeção de água (TALETZKE; PATEL; CHEN, 2005).

A pressão mínima de miscibilidade, é a pressão mínima de injeção requerida para desenvolver miscibilidade à temperatura do reservatório. (GODOY, 2011).

Este tipo de injeção utiliza, até agora, os seguintes gases:

- **CO₂:** São conhecidos 139 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 28-45 (média 37), viscosidade de 35-0 cp (média 2.1 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 3-37% (média 14,8%), uma saturação de óleo de 15-89% (média 46%), pode ser aplicado tanto para arenitos como para carbonatos, se sugere uma permeabilidade entre 1.5-4500 mD (média 201,1 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 1500-13365ft (média 6171,2 ft) e sua temperatura oscilar entre 82-250°F (média 136,3°F). (ALADASANI; BAI, 2010, TABER et al., 1996, MORTIS, 2004).
- **Hidrocarbonetos:** São conhecidos 70 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 23-57 (média 38,3), viscosidade de 1800-0,04 cp (média 286,1 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 4,5-45% (média 14,5%), uma saturação de óleo de 30-98% (média 71%), pode ser aplicado tanto para arenitos como para carbonatos, se sugere uma permeabilidade entre 0,1-5000 mD (média 726,2 mD), uma espessura líquida fina a menor profundidade, a profundidade do reservatório deve estar entre 4040-15900ft (média 8343,6 ft) e sua temperatura oscilar entre 85-329°F (média 202,2°F) (ALADASANI; BAI, 2010, TABER et al., 1996, MORTIS, 2004).
- **WAG:** Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 33-39 (média 35,6), viscosidade de 0,3-0 cp (média 0,6 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 11-24% (média 18.3%), e ser aplicado preferivelmente em arenitos. Se sugere uma permeabilidade entre 130-1000 mD (média 1043,3 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 7545-8887ft (média 8216,8 ft) e sua temperatura oscilar entre 194-253°F (média 229,4°F). (ALADASANI; BAI, 2010, TABER et al., 1996, MORTIS, 2004, TEIGLAND; KLEPPE, 2006).
- **Nitrogênio:** Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 38-54 (média 47,6), viscosidade de 0,2-0 cp (média 0,07 cp). Enquanto que para as características do reservatório, se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 7,5-14% (média 11,2%), uma saturação de óleo de 0,76-0,8% (média 0,78%), pode ser aplicado tanto para arenitos como para carbonatos, se sugere uma permeabilidade entre 0,2-35 mD (média 726,2 mD), uma espessura líquida fina a menor profundidade, a profundidade do reservatório deve estar entre 10000-18500ft (média 14633.3ft) e sua temperatura oscilar entre 190-325°F (média 266,6°F). (ALADASANI; BAI, 2010, TABER et al., 1996, MORTIS, 2004, CADELLE et al., 1980, DEMIN et al., 1999).

2.3.1.2 Injeção de gás imiscível

Os processos imiscíveis são aplicados com o objetivo de melhorar a estabilidade da frente e contatar as zonas não varridas. São desenvolvidos em campos onde não tem o gás disponível para sua injeção, e em reservatórios com baixas profundidades e fortes heterogeneidades. Adicionalmente, o deslocamento em nível microscópico pode ser melhorado. (CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001).

Este tipo de injeção utiliza, até agora, os seguintes gases:

- **Nitrogênio:** São conhecidos 8 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 16-54 (média 34,6), viscosidade de 18000-0 cp (média 2256,8 cp). Enquanto que para as características do reservatório, se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 11-28% (média 19,46%), uma saturação de óleo de 47-98,5% (média 71%), e ser aplicado preferivelmente em arenitos. Se sugere uma permeabilidade entre 3-2800 mD (média 1041,7 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 1700-18500ft (média 7914.2ft) e sua temperatura oscilar entre 82-325°F (média 173.1°F). (ALADASANI; BAI, 2010, TABER et al., 1996, MORTIS, 2004, CADELLE et al., 1980, DEMIN et al., 1999).
- **CO₂:** São conhecidos 16 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido; gravidade °API entre 11-35 (média 22,6), viscosidade de 592-0,6 cp (média 65,5 cp). Enquanto que para as características do reservatório, se recomendam as seguintes; uma porosidade entre 17-32% (média 26,3%), uma saturação de óleo de 42-78% (média 56%), pode ser aplicado tanto para arenitos como para carbonatos, se sugere uma permeabilidade entre 30-1000 mD (média 217 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 1150-8500ft (média 3385 ft) e sua temperatura oscilar entre 82-198°F (média 124°F). (ALADASANI; BAI, 2010, TABER et al., 1996, MORTIS, 2004).
- **Hidrocarbonetos:** São conhecidos 2 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 22-48 (média 35), viscosidade de 4-0,25 cp (média 2,1 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 5-22% (média 13,5%), uma saturação de óleo de 75-83% (média 79%), e ser aplicado preferivelmente em arenitos. Se sugere uma permeabilidade entre 40-1000 mD (média 520 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 6000-7000ft (média 6500 ft) e sua temperatura oscilar entre 131-267°F (média 198,7°F). (ALADASANI; BAI, 2010, CADELLE et al., 1980, DEMIN et al., 1999).
- **Hidrocarbonetos + WAG:** São conhecidos 14 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 9,3-41 (média 31), viscosidade de 16000-0,17 cp (média 3948,2 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade

entre 18-31,9% (média 25,09%), uma saturação de óleo (média 88%), pode ser aplicado tanto para arenitos como para carbonatos, se sugere uma permeabilidade entre 100-6600mD (média 2392 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 2650-9199ft (média 7218,71 ft) e sua temperatura oscilar entre 131-267°F (média 198,7°F). (ALADASANI; BAI, 2010, TABER et al., 1996, MORTIS, 2004, CADELLE et al., 1980, DEMIN et al., 1999).

2.3.1.3 Otimizações do processo de injeção de gás

A combinação dos processos de injeção de água melhorada com os processos de injeção de gás na recuperação avançada supera as limitações da eficiência de varredura volumétrica. O WAG, é utilizado para superar a relação desfavorável de mobilidade relacionada inerentemente com a injeção de gás, a qual resulta em eficiências de varredura não tão boas. Este processo pode ser feito em reservatórios carbonáticos e arenitos e com óleo leve e pesado. (NING; MGGUIRE, 2004).

O WAG é uma combinação da injeção de gás e a injeção de água. A interfase água-gás tende a ter problemas devido à segregação gravitacional ou às baixas pressões de injeção. Os parâmetros de desenho mais críticos para este processo são: o tempo de injeção tanto para a água como para o gás e a quantidade água/gás que vai ser injetada. Se é injetada uma quantidade excessiva de água ou seu tempo de injeção não é controlado, um armadilhagem capilar ocorre e os bancos do óleo são quebrados. Se se utiliza uma quantidade inadequada de água e se aplicam curtos tempos de injeção, tanto para o gás como para a água, se produzem canais de gás e se apresenta uma relação de mobilidade desfavorável, diminuindo a eficiência de varredura. O espaçamento entre os poços, a pressão de injeção e a permeabilidade são chaves para selecionar o WAG como um candidato para a recuperação melhorada. (ALADASANI; BAI, 2010).

Existem métodos resultantes de diferentes modificações do processo de WAG. Um exemplo é a injeção simultânea de água e gás (SWAG). Neste processo é injetada água na parte superior do reservatório e gás na parte inferior para melhorar a eficiência de varredura. (ALGHARAIB et al., 2007, FAISAL et al., 2009).

O SAG, é outro processo que melhora a injeção única de gás. Espumas são injetadas no reservatório. Se injeta uma solução de surfactante e depois gás para melhorar a relação de mobilidade e a eficiência de varredura, diminuindo a velocidade do gás e bloqueando as zonas de alta permeabilidade. Pode ser aplicado em carbonatos e arenitos, com óleos leves e pesados. (LIU et al., 2008).

Álcali-surfactante-polímeros são injetados com CO₂ para melhorar a inundação do processo de WAG. (BEHZADI; TOWLER, 2009).

2.3.2 Injeção de água melhorada

Nos últimos anos se introduziu o termo de injeção de água melhorada para substituir o termo de recuperação química, e incluir nesta categoria outro mecanismo de recuperação promissor: a injeção de água com baixa salinidade. Se juntaram então

tanto os métodos químicos como a injeção deste tipo de água numa só categoria, já que ambos têm como base a água. (ALADASANI; BAI, 2010)

2.3.2.1 Processos químicos de recuperação

Os processos químicos de recuperação, de maneira geral, apresentam as seguintes limitações: a eficiência da área de varredura da água injetada deve ser ao menos de 50%; não é recomendável fazer este tipo de recuperação em reservatórios heterogêneos; a concentração de cloretos na formação deve ser menor a 20000 ppm (2%) (TABER et al., 1996), porém em alguns lugares onde já foi aplicada este tipo de recuperação a concentração de cloretos pode ser de 6% até 11%, como no pré-sal brasileiro. (BELTRÃO et al., 2009). A concentração de íons divalentes (Ca^{++} e Mg^{++}) deve ser menor a 500 ppm. Os reservatórios carbonáticos apresentam CO_3^{2-} [ânion carbonato], combinado com cátions, tais como Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , Mn^{2+} , e Zn^{2+} em altas concentrações (BELTRÃO et al., 2009), o qual poderia ser um fator limitante para a aplicar recuperação química nestes reservatórios. A água de formação pode ter concentrações de Ca^{2+} de até 10000 ppm.

Utilizam-se os seguintes químicos principalmente:

- Polímeros: São conhecidos 53 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 13-42,5 (média 26,5), viscosidade de 4000-0,4 cp (média 123,2 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 10,4-33% (média 22,5%), uma saturação de óleo de 34-82% (média 64%), e ser aplicado preferivelmente em arenitos. Se sugere uma permeabilidade entre 1,8-5500 mD (média 834,1 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 700-9460ft (média 4221,9ft) e sua temperatura oscilar entre 74-237,2°F (média 167°F). (ALADASANI; BAI, 2010, CADELLE et al., 1980, DEMIN et al., 1999). A injeção de polímeros consiste em injetar uma solução polimérica ao reservatório com o objetivo de melhorar a varredura do óleo prévio ao processo. Quando a permeabilidade da rocha é menor a 50 mD, o peso molecular da concentração polimérica deve ser reduzido. (TABER et al., 1996). A eficiência volumétrica de varredura pode ser melhorada ao aumentar a viscosidade da injeção como soluções poliméricas com água de mar em formações de arenitos. (NOBOLI et al., 2015).

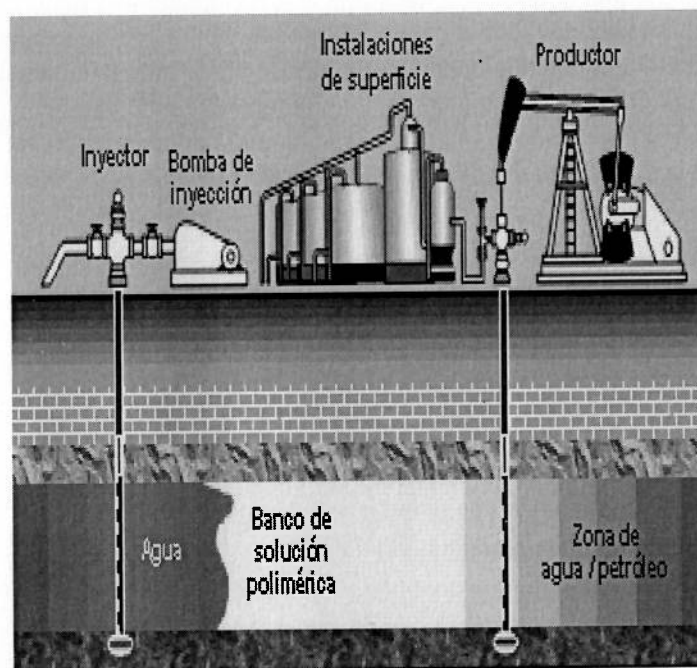


Figura 4 – Processo de EOR com polímeros. (PALMA, 2015).

- **Álcali-surfactante-polímero (ASP):** São conhecidos 13 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 23-34 (média 32,6), viscosidade de 6500-11 cp (média 875,8 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 26-32% (média 26,6%), uma saturação de óleo de 68-74,8% (média 73,7%), e ser aplicado preferivelmente em arenitos. Se sugere uma permeabilidade entre 596-1520 mD, a profundidade do reservatório deve estar entre 2723-3900ft (média 2984,5ft) e sua temperatura oscilar entre 118-158°F (média 121,6°F). (ALADASANI; BAI, 2010, CADELLE et al., 1980, DEMIN et al., 1999).
- **Surfactante + Polímero (SP):** São conhecidos 3 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 22-39 (média 31), viscosidade de 15,6-3 cp (média 9,3 cp). Enquanto que para as do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 16-16,8% (média 16,4%), uma saturação de óleo de 43,5-53% (média 48%), e ser aplicado preferivelmente em arenitos. Se sugere uma permeabilidade entre 50-60 mD (média 55 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 625-5300 ft (média 2941,6ft) e sua temperatura oscilar entre 122-155°F (média 138,5 °F). (ALADASANI; BAI, 2010, CADELLE et al., 1980). De maneira geral, A figura 5 mostra o processo. Este consiste em injetar uma batelada que contém água, surfactante e um eletrólito, usualmente um co-solvente (álcool), seguido de uma mistura de água e polímero. Com o surfactante se reduz a tensão interfacial e o polímero controla a mobilidade.

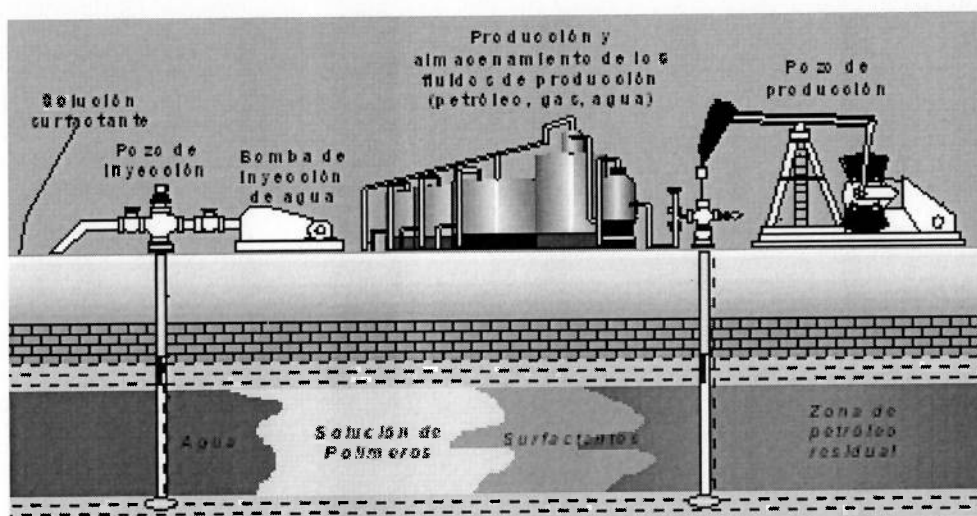


Figura 5 – Processo de EOR com surfactante e polímero. (PALMA, 2015).

Nestes processos também são utilizados os géis poliméricos, os quais controlam a produção excessiva da água e proporcionam um controle na frente de injeção. Os géis melhoraram a eficiência volumétrica de varredura, favorecem uma economia no manejo e tratamento da água produzida, otimizam os custos de levantamento e incrementam a recuperação e a vida produtiva do poço. (PALMA, 2015).

2.3.2.1.1 Otimização nos processos químicos de recuperação

Na atualidade se conhecem diferentes aplicações de injeção de polímeros em reservatórios heterogêneos e com baixa permeabilidade que foram bem sucedidas, junto com a perfuração de poços infill⁴. Estes reservatórios eram arenitos com um óleo de alta gravidade API. (SILVIA et al., 2007, CHENG et al., 2007).

Polímeros com alto peso molecular [18-20 daltons] apresentam uma alta viscosidade em ambientes com salinidades maiores a 170000 ppm. Para altas concentrações de cálcio, o copolímero pode ser considerado. (CHENG et al., 2007).

A parte hidrofóbica associada ao polímero é tolerantes aos sais. (HAN et al., 2006, WEI et al., 2007). A propriedade visco-elástica dos polímeros pode reduzir a saturação residual do óleo (LAKATOS et al. 2007).

Os surfactantes visco elásticos causam uma diminuição na IFT e uma boa mobilidade numa ampla faixa de temperatura e pressão, para reservatórios carbonáticos e areníticos. (LAKATOS et al. 2007). O custo dos surfactantes sempre é um inconveniente na aplicação de este método num determinado campo. O uso dos produtos agrícolas para gerar surfactantes biológicos pode ser uma alternativa para este problema. (JOHNSON et al.; 2007).

⁴ Perfuração adicional de poços depois do desenvolvimento primário e secundário de um campo.

Os efeitos adversos da injeção de álcalis foram mitigados usando álcalis orgânicos em reservatórios de arenitos. (GANG et al. 2007).

2.3.2.2 Injeção de água com baixa salinidade

Na maioria dos projetos *offshore*, é escolhida a injeção da salmoura para ser compatível com a salmoura do reservatório evitando danos à formação. No entanto, pelo menos par reservatórios areníticos, diversos autores têm reportado um aumento da recuperação pela injeção de água de baixa salinidade. (DANG et al., 2013).

Verificou-se que a diminuição da salinidade da água melhora o fator de recuperação de injeção, pela redução dos sólidos totais dissolvidos (TDS). Uma alteração favorável da molhabilidade em núcleos de arenitos ocorre quando o TDS da água de injeção é reduzido para menos de 6000 ppm. A tensão interfacial foi diminuída em plugues carbonáticos quando se reduziu o TDS da água de injeção de 214943 ppm a 52346 ppm. (ALADASANI; BAI, 2010).

A concentração correta de sal neste tipo de injeção pode alterar a molhabilidade de formações carbonáticas. (DANG, 2013).

A disponibilidade de água com baixa salinidade é um fator que limita a aplicação de este método. Um incremento da recuperação do óleo durante a aplicação da injeção requer uma salinidade ótima para alterar efetivamente a molhabilidade sem diminuir a permeabilidade do reservatório. (ALADASANI; BAI, 2010).

2.3.3 Térmicos

Nos métodos térmicos, a sustentabilidade ou controle da combustão é uma limitação. De maneira geral para estes processos é preferível que a porosidade do reservatório seja alta para minimizar as perdas de calor na matriz da rocha; a eficiência de varredura é pobre em formações grossas; a injeção de vapor é limitada a reservatórios pouco profundos; se deve ter uma espessura maior que 20 ft para evitar as perdas em formações adjacentes; a injeção de vapor tem um custo alto por barril incremental. Portanto, não é usada preferencialmente para reservatórios carbonáticos. (TABER et al., 1996).

Estes processos de podem classificar da seguinte maneira:

- **Combustão:** São conhecidos 27 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 10-38 (média 23,6), viscosidade de 2770-1,4 cp (média 504,8 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 14-35% (média 23,3%), uma saturação de óleo de 50-94% (média 67%) pode ser aplicado tanto para arenitos como para carbonatos (preferivelmente carbonatos), se sugere uma permeabilidade entre 10-15000 mD (média 1981,5 mD), uma espessura neta maior a 10 ft, a profundidade do reservatório deve estar entre 400-11300 ft (média 5569,6 ft) e sua temperatura oscilar entre 64,4-230°F (média 175,5°F). (ALADASANI; BAI, 2010). O processo de combustão in situ se baseia na liberação de calor no reservatório. Este método consiste

em injetar ar ao reservatório e assim queimar uma fração do cru presente, para liberar o calor, de maneira ideal esta porção é aproximadamente o 10% e corresponde à fração mais pesada e de menor valor comercial. (MOROLES et al., 2015).

Neste processo se apresentam os seguintes fenômenos: intercambio de massa, inchamento, transferência de energia, arrastre de gases e reações químicas. O óleo deve ser reativo, e a relação de ar combustível devem estar em tal proporção que permita a ocorrência da reação.

- Vapor: São conhecidos 271 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 8-30 (média 14,5), viscosidade (média 32971,3 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 12-65% (média 32,2%), uma saturação de óleo de 35-90% (média 66%), e ser aplicado em arenito preferivelmente. Se sugere uma permeabilidade entre 1-15000 mD (média 2605,7 mD), uma espessura neta maior a 20 ft, a profundidade do reservatório deve estar entre 200-9000 ft (média 1643,6 ft) e sua temperatura oscilar entre 10-350°F (média 105,8°F). (ALADASANI; BAI, 2010, KOTTUNGAL, 2008, CADELLE et al., 1980, DEMIN et al., 1999). Se injeta vapor saturado a altas temperaturas, este vapor pode ter diferentes esquemas de injeção. Entre as mais comuns, encontramos a injeção cíclica e injeção contínua. Nas seguintes figuras se mostram a configuração para cada tipo de injeção. (MOROLES et al., 2015).

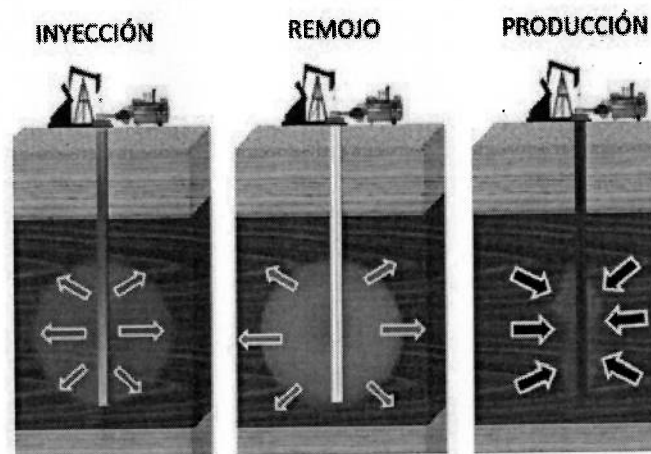


Figura 6 – Injeção cíclica de vapor. (MOROLES et al., 2015).

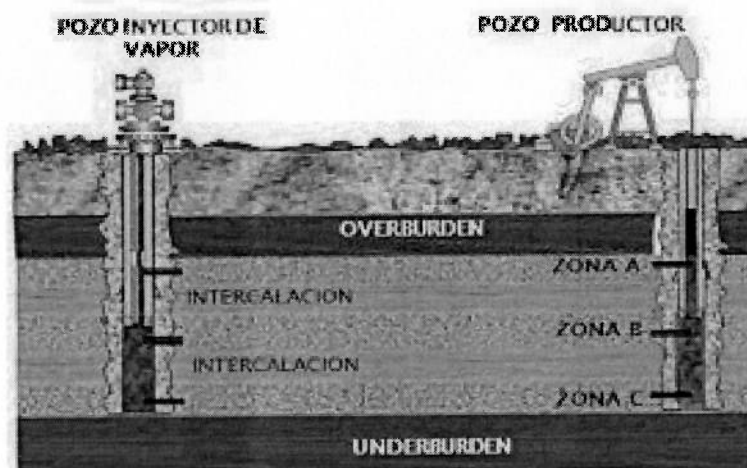


Figura 7 – Injeção contínua de vapor. (MOROLES et al., 2015).

- Água quente: São conhecidos 10 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 12-25 (média 18,6), viscosidade entre 8000-170 cp (média 2002 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 25-37% (média 31,2%), uma saturação de óleo de 15-85% (média 58,5%), e ser aplicado em arenitos preferivelmente. Se sugere uma permeabilidade entre 900-6000 mD (média 3346 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 500-2950 ft (média 1942 ft) e sua temperatura oscilar entre 75-135°F (média 98,5°F). (ALADASANI; BAI, 2010, DEMIN et al., 1999).

2.3.3.1 Otimização nos processos térmicos de recuperação

Uma combinação de injeção de água melhorada com os processos térmicos pode superar as limitações da eficiência de varredura volumétrica, para reservatórios de arenitos como óleo pesado. (ALADASANI; BAI, 2010, ALTUNINA; KUVSHINOV; STASYEVA, 2006).

Aditivos químicos são incorporados no vapor para melhorar a eficiência do processo e incrementar o fator de recuperação em reservatórios com óleo pesado. (XIE et al., 2006).

Catalizadores são usados para a combustão in situ em rochas carbonáticas para gerar uma combustão frontal mais rápida, aumentando a eficiência da combustão e aumentando a temperatura inicial do reservatório. (GARNICA et al., 2007).

Uma combinação da injeção de gás com os processos de recuperação química pode ser uma solução para superar os problemas gerados por o vapor, melhorando assim a recuperação.

2.3.4 Outros

2.3.4.1 Microbial Enhanced oil Recovery (MEOR)

Os micróbios podem ser usados para melhorar a recuperação do petróleo. Foram considerados um método atrativo por seu baixo custo e por sua capacidade de melhorar o deslocamento microscópico e macroscópico. Porém, as incertezas, a sensibilidades e o tempo de impacto dos agentes biológicos são sempre uma limitação neste processo. Microrganismos e nutrientes são injetados no reservatório, estes microrganismos se multiplicam e produzem por meio seu metabolismo produtos como; polímeros, surfactantes, gases e ácidos, melhorando assim o fator de recuperação. (BANAT, 1994).

Se pode incrementar a pressão do reservatório, como resultado da geração de gás, se produz uma redução na viscosidade do óleo, uma modificação na permeabilidade devido aos ácidos produzidos, diminui a tensão interfacial devido à geração de biosurfactantes. A maioria dos projetos de MEOR com êxito foram feitos em reservatórios com temperaturas menores do que 55°C (ALADASANI; BAI, 2010, LACERDA; PRIIMENKO; PIRES, 2012).

São conhecidos 4 projetos de este tipo. Para uma maior probabilidade de êxito neste processo, se recomendam umas características específicas para o fluido: gravidade °API entre 12-33 (média 26,6), viscosidade entre 8900-1,7 cp (média 2977,5 cp). Enquanto que para as características do reservatório se recomendam as seguintes: uma porosidade entre 12-26% (média 19%), uma saturação de óleo de 55-65% (média 60%), e ser aplicado em arenitos preferivelmente. Se sugere uma permeabilidade entre 180-200 mD (média 190 mD), a profundidade do reservatório deve estar entre 1572-3464 ft (média 2445,3 ft) e sua temperatura oscilar entre 86-90°F (média 88°F) (ALADASANI; BAI, 2010).

2.4. FATORES QUE AFETAM OS PROCESSOS DE RECUPERAÇÃO

Depois da recuperação primária e secundária, nem todo o óleo presente no reservatório é produzido, devido a fatores microscópicos e macroscópicos.

Os fatores microscópicos incluem os diferentes efeitos da tensão interfacial água-óleo (IFT) existente, e da interação rocha-fluido (molhabilidade), os quais governarão o movimento do petróleo nos poros e nas cavidades. Estes efeitos ocasionam que uma quantidade deste petróleo não pode ser expulsa, mesmo que se apliquem grandes pressões ao tentar desloca-o. O tamanho de poro da rocha pode ser tão pequeno como 0,1 μm ou menos; portanto não é surpreendente que a IFT tenha certa influência na mobilização do óleo. A quantidade de óleo que permanece no reservatório depois da varredura é conhecida como saturação residual, expressa como S_{or} . (ALADASANI; BAI, 2010).

Os fatores macroscópicos estão relacionados com a variação das propriedades nas camadas da formação, como por exemplo a permeabilidade. Devido a esta variação na recuperação secundária, o fluido de deslocamento flui nas zonas de alta permeabilidade, mas não desloca ou varre o óleo das zonas de baixa permeabilidade. Inclusive em reservatórios uniformemente permeáveis, o deslocamento uniforme é prejudicado quando o fluido de deslocamento é menos viscoso do que o óleo, uma situação conhecida como: relação de mobilidade adversa. No lugar, o fluido menos viscoso penetra no óleo, uma característica chamada de dedos viscosos (*viscous*

fingering). Outra razão importante que explica porque uma parte do petróleo não é varrida é força capilar negativa em formações molháveis por óleo. Esta força que impede a imbibição de água nos espaços porosos da rocha reservatório, frequentemente ocorre em reservatórios carbonáticos, onde mais do 80% são molhados por óleo. (ALADASANI; BAI, 2010).

Outros fatores tais como, o tipo de porosidade, as forças presentes no reservatório, o número capilar, a relação de mobilidades, a saturação de água, a saturação de óleo, o efeito da litologia das rochas, a eficiência volumétrica, a eficiência de deslocamento, a heterogeneidade areal, permeabilidade anisotrópica, e os padrões de poços, também ocasionam que a água não possa varrer completamente o óleo do reservatório. O óleo que não é varrido pela água é chamado óleo remanente, e sua correspondente saturação é chamada saturação remanente S_R . A recuperação do petróleo é a multiplicação da eficiência de deslocamento (E_D) e a eficiência de varredura (E_s). Os métodos de EOR se centram em incrementar a eficiência de deslocamento, reduzindo a saturação de petróleo residual em regiões que já foram varridas ou em incrementar a eficiência de varredura, deslocando o petróleo remanente das regiões não varridas. A saturação residual é função do número capilar. O óleo nas regiões não varridas pode ser recuperado aumentando a viscosidade do fluido de deslocamento, reduzindo a viscosidade do óleo, modificando permeabilidade e/ou alterando a molhabilidade. (ALADASANI; BAI, 2010).

2.4.1 Porosidade

Os grãos de arenitos e as partículas de materiais carbonáticos, que constituem os reservatórios de arenitos e carbonatos, usualmente nunca se depositam perfeitamente juntos devido ao alto grau de irregularidade em sua forma. O espaço criado entre os grãos ou as partículas é chamado espaço poroso e é ocupado por diferentes fluidos. A porosidade se define como a relação entre o volume poroso e o volume total da rocha. Segundo Hook (2003, p. 205) “A porosidade é definida como a relação entre o volume dos vazios (espaços entre os grãos) da rocha e o volume total (o volume dos espaços mais os grãos) da rocha”.

Segundo (HOOK, 2003, p. 206) matematicamente se define como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_p + V_g} * 100\%$$

Donde:

ϕ = Porosidade

V_b = Volume total da rocha reservatório (ft^3)

V_p = Volume poroso (ft^3)

V_g = volume dos grãos (ft^3)

Para grãos esféricos uniformes se têm 5 arranjos que caracterizam a maneira em que estes podem estar na rocha. Cada um como um valor teórico de porosidade.

Estes arranjos são conhecidos como: cubico simples, ortorrômbico, tetragonal esfenoidal, romboédrico, cubico de face centrado (HOOK, 2003).

Por exemplo, a figura 8 mostra um empacotamento cubico de esferas uniformes de raio r e uma cela unitária. É o arranjo de mínima compactação e, portanto, de máxima porosidade. Os eixos entre as esferas formam entre si ângulos de 90 graus.

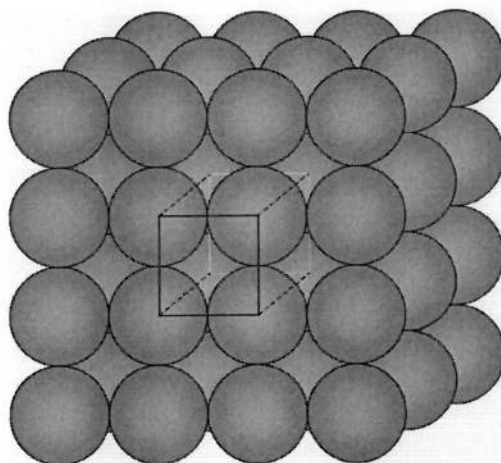


Figura 8 – Pacote cubico de esferas uniformes. (HOOK, 2003)

A cela unitária é um cubo com lados iguais a $2r$, e volume total $8r^3$.

$$V_b = (2r)^3 = 8r^3$$

Dentro da cela unitária se têm 8 esferas, em outras palavras para uma única esfera equivalente ao grão da rocha o volume é:

$$V_g = \frac{4}{3}\pi r^3$$

Então o volume poroso está dado por:

$$V_p = V_b - V_g = 8r^3 - \frac{4}{3}\pi r^3$$

Pelo anterior a porosidade está dada por:

$$\phi = \frac{8r^3 - \frac{4}{3}\pi r^3}{8r^3} = 1 - \frac{\pi}{6} = 0,476$$

Para este arranjo a porosidade é independente ao tamanho de grão.

Em rochas reais haverá o tamanho das partículas mudarem e as formas dos grãos e sua angularidade não serão constantes. Quando isto ocorre os grãos menores podem obstruir o espaço poroso entre os grãos mais grandes, reduzindo a porosidade como se mostra na figura 9. (HOOK, 2003).

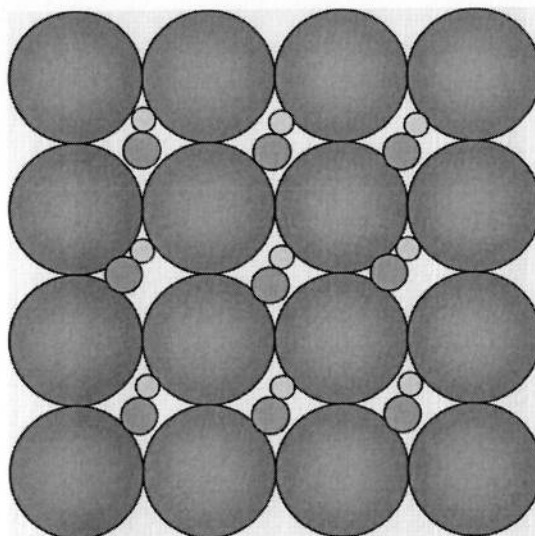


Figura 9 – Efeito da variação do tamanho de grão no volume poroso (HOOK, 2003)

Consequentemente, em rochas reais, o arranjo dos grãos diferirá consideravelmente dos casos ideais mencionados acima.

Segundo (HOOK, 2003) Entre os fatores que afetam a porosidade podemos encontrar:

- Uniformidade do tamanho do grão: está determinada pelo arranjo dos grãos durante a sedimentação. Quanto maior o diâmetro de grão maior diâmetro de poro.
- Forma dos grãos: a rocha pode ter grãos redondos e não redondos. Se tem uma melhor porosidade quando os grãos são redondos. As mudanças nos grãos de devem a processos de compactação e diagênese.
- Regime de deposição: esferas com diferentes arranjos apresentam diferentes porosidades. Conforme já mencionado, se têm empacotamentos cúbicos simples, ortorrômbico, tetragonal esfenoidal, romboédrico e cubico de face centrada.
- Compactação mecânica: redução do volume total dos sedimentos como resultado dos esforços causados pela causa de sedimentos suprajacentes.
- Compactação química: inclui a redução do volume devido a reações durante a diagênese.
- Cementação: o tamanho, a forma e continuidade dos canais também se afeitam devido à deposição de quartzo, calcita, e dolomita combinações destas.

A seguinte tabela apresenta os diferentes tipos de porosidade:

Tabela 1 – Tipos de porosidades.

Tipos de porosidade		
<i>Segundo a conexão dos poros da rocha a porosidade pode ser:</i>	<i>Segundo a classificação geológica a porosidade pode ser:</i>	<i>Segundo a classificação da engenharia a porosidade pode ser:</i>
Interconectada: Poros conectados por vários lados	Original: ou primaria. Aquela desenvolvida durante a deposição dos sedimentos. Por exemplo porosidade intergranular.	Efetiva: constituem os poros interconectados. Por definição esta porosidade deve ser menor que a porosidade absoluta. $\phi_e = \frac{\text{Espacos porosos interconectados}}{V_b}$
Isolada: poros isolados	Induzida: ou secundaria. Aquela que é desenvolvida por alguns processos geológicos depois da deposição dos sedimentos. Por exemplo, fratura e dissolução.	Absoluta: constituem a suma dos poros interconectados e isolados $\phi_e = \frac{\text{Espacos porosos totales da rocha}}{V_b}$

(HOOK, 2003)

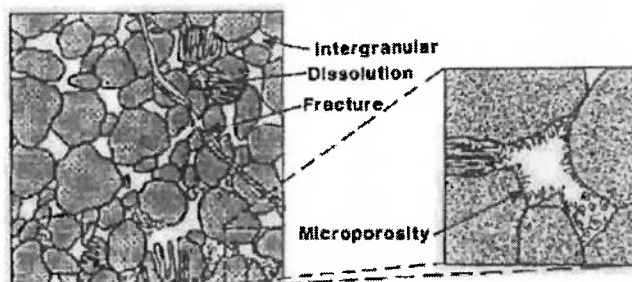


Figura 10 – Tipos de porosidades encontradas em reservatórios de areias. (TIAP; DONALDSON, 2004).

Na avaliação de reservatórios, é necessário se definir o volume poroso para definir as reservas e dimensionar a quantidade de óleo, gás e água. Este volume inclui os espaços conectados onde os hidrocarbonetos podem fluir e ser produzidos. Os processos de diagênese ou a morfologia dos grãos causam que alguns espaços porosos estejam desconectados. Estes poros não acumulam hidrocarbonetos no reservatório. Os espaços porosos equivalem à porosidade efetiva. (HOOK, 2003).

Para a maioria de reservatórios, particularmente para os arenitos, a diferença entre a porosidade efetiva e absoluta é pequena. Porém, em algumas formações, como as que têm quantidades significativas de dolomitas, minerais carbonáticos, como os carbonatos a diferença pode ser grande. (HOOK, 2003).

A seguinte tabela mostra os valores típicos de porosidade para cada rocha sedimentaria:

Tabela 2 - valores típicos de porosidade para cada rocha sedimentaria.

Tipo de rocha	Valor
Arenítica	10 a 40%
Carbonatos e dolomitas	5 a 25%
Argilas	20 a 25%

(HOOK, 2003)

De acordo com os valores de porosidade a podemos classificar como:

Tabela 3 – Classificação da porosidade de acordo a seu valor

Porosidade	Valor
Depreciável	<5%
Baixa	5<X<10%
Boa	10<X<20%
Muito boa	>20%

(HOOK, 2003)

2.4.2 Permeabilidade

Além de serem porosas, as rochas reservatórios devem permitir o fluxo de fluidos [Hidrocarbonetos], através dos poros interconectados. A permeabilidade é a capacidade que tem a rocha de permitir que isto ocorra. Rochas não porosas não tem permeabilidade. A permeabilidade da rocha depende da porosidade efetiva, o tipo de argila ou material de cimentação entre os grãos também a afeta, especialmente si se tem água fresca presente. Algumas argilas, especialmente as bentonitas e montmorillonita, se incham na presença de água e tendem a tapar completamente os espaços porosos da rocha. (TIAP; DONALDSON, 2004).

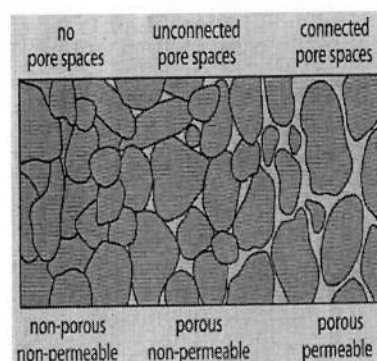


Figura 11 – Espaços não porosos e rocha não permeável; espaços não conectados e rocha não permeável; poros interconectados e rocha permeável. (TIAP; DONALDSON, 2004)

O engenheiro francês Henry Darcy desenvolveu uma equação de fluxo, a qual é uma ferramenta chave para os engenheiros de petróleo hoje em dia. Permite estimar a permeabilidade, e está dada por:

$$q = \frac{kA(P_i - P_o)}{\mu L}$$

Onde:

q = taxa de fluxo $\left(\frac{cc}{s}\right)$

k = permeabilidade da rocha porosa (Darcy ou $0,986923\mu m^2$)

A = Area trasversal (cm^2)

μ = Viscosidade dos fluidos (cP)

L = longitud (cm)

P_i = pressão entrada (psig)

P_o = pressão de salida (psig)

A equação de Darcy se cumpre se: existe um fluxo estável; laminar; a rocha se encontra saturada unicamente por um fluido; se este fluido não reage com a rocha e; a rocha é homogênea e isotrópica. (MUSTAPHA; LANGAVANT; GIDDINS, 2015).

Um Darcy indica uma permeabilidade relativamente alta. A maioria de reservatórios petroleiros têm uma permeabilidade menor, portanto é usada uma unidade menor, o mili-darcy (mD), o qual é mais comum na indústria do óleo e gás. (TIAP; DONALDSON, 2004).

A permeabilidade, k , da equação anterior é chamada permeabilidade absoluta. É a permeabilidade da rocha quando está saturada 100% com um só fluido, como água, gás e óleo. Quando na rocha está presente mais de um fluido a permeabilidade se chama permeabilidade efetiva (k_o , k_g , e k_w , permeabilidade efetiva do óleo, gás, e água respetivamente). Os fluidos do reservatório interferem uns com outros durante seu movimento através dos canais porosos da rocha; conseqüentemente a soma das permeabilidades efetivas de todas as fases será sempre menor que a permeabilidade absoluta. (TIAP; DONALDSON, 2004).

Quando se tem mais de um fluido na rocha, a relação da permeabilidade efetiva de umas das fases e a permeabilidade absoluta da rocha é conhecida como permeabilidade relativa (k_r) de essas fases. Por exemplo, as permeabilidades relativas do óleo, gás e água estão dadas respetivamente pelas seguintes equações; $k_{ro}=k_o/k$, $k_{rg}=k_g/k$, $k_{rw}=k_w/k$. (TIAP; DONALDSON, 2004, tradução nossa).

Segundo sua origem a permeabilidade pode ser primária ou secundária, a permeabilidade primária é gerada ao mesmo tempo em que rocha se formou. A permeabilidade secundária é o resultado da alteração de a permeabilidade pelos

diferentes processos posteriores a sua formação. (Dissolução, faturamento, etc.). (TIAP; DONALDSON, 2004).

Se a rocha é composta por grãos grandes e planos dispostos de maneira horizontal, sua permeabilidade horizontal (k_h) será alta, enquanto a permeabilidade vertical (k_v) não terá um valor representativo. Se a rocha esta composta de grãos grandes e redondos, a permeabilidade em geral será alta e igual em ambas direções. A permeabilidade das rochas reservatório é geralmente baixa, especialmente em direção vertical. Reservatórios como permeabilidades direcionais são chamados anisotrópicos. A anisotropia tem um grande efeito nas características de fluxo dos fluidos da rocha. (TIAP; DONALDSON, 2004).

As fraturas e soluções também afeitam a permeabilidade. Em arenitos, as fraturas não são uma causa importante da permeabilidade secundária, exceto onde os arenitos estão em contato com shales, carbonatos e dolomitas. Em carbonatos, a soluções de minerais passam através dos poros primários, fissuras e fraturas incrementando a permeabilidade de estas rochas. (TIAP; DONALDSON, 2004).

Segundo sua magnitude, a permeabilidade pode ser classificada da seguinte maneira:

Tabela 4 – Classificação da permeabilidade segundo sua magnitude

Permeabilidade (mD)	Classificação
<1	Muito baixa
1-10	Baixa
10-50	Má
50-200	Intermedia
200-500	Boa
>500	Excelente

(TIAP; DONALDSON, 2004)

Na seguinte tabela se mostram os valores tipos de permeabilidade segundo a litologia:

Tabela 5 – Valores típicos da permeabilidade segundo a litologia

Litologia	k (cm ²)	k (md)
Grava	$10^{-1} - 10^{-2}$	1000 – 10000
Areia grossa	10^{-3}	100
Areia média	$10^{-3} - 10^{-4}$	10 – 100
Areia fina – carbonatos	$10^{-4} - 10^{-5}$	1 – 10
Areia limosa	$10^{-5} - 10^{-7}$	0,01 – 1
Argila limosa	$10^{-7} - 10^{-9}$	0,0001 – 0,1
Argila	$<10^{-9}$	<0,0001

(TIAP; DONALDSON, 2004)

2.3.2.1 Curvas de permeabilidade relativa

As curvas de permeabilidade relativa representam a taxa de produção e recuperação de hidrocarbonetos e ajudam a compreender, prognosticar e controlar a

produção. Portanto, é de suma importância que os dados sejam os mais representativos possível. O espaço poroso do reservatório está geralmente ocupado por dois fluidos (óleo e água) ou com três fluidos (óleo, água e gás). O fluxo de líquido com respeito a outros fluidos é tratado pelo conceito de permeabilidade relativa. (Informação verbal)⁵.

Os dados de permeabilidade relativa são tipicamente mostrados em forma de curvas. Num sistema água - petróleo, a permeabilidade do óleo é máxima, e muito próxima a 1, quando a saturação do óleo é máxima (70-80%), e é mínima, quando a permeabilidade da água se faz máxima (baixa saturação do óleo). (DONATO, 2007).

Na figura 12 se mostram curvas típicas de permeabilidade relativa. $K_{ro}(S_{wir})$ representa a permeabilidade relativa do petróleo à saturação de água residual: nesse momento a permeabilidade do petróleo é máxima. $K_{rw}(S_{or})$ representa a permeabilidade relativa da água à saturação de óleo residual: nesse momento a permeabilidade da água é máxima. S_{wir} é a saturação de água irreduzível a um valor de saturação igual o menor a este a água no flui. S_{or} é a saturação residual de óleo. Num valor de saturação igual o menor a este, o petróleo não pode ser deslocado. (DONATO, 2007).

A tabela 6 mostra algumas características das curvas de permeabilidade relativa dependendo a molhabilidade presente no reservatório.

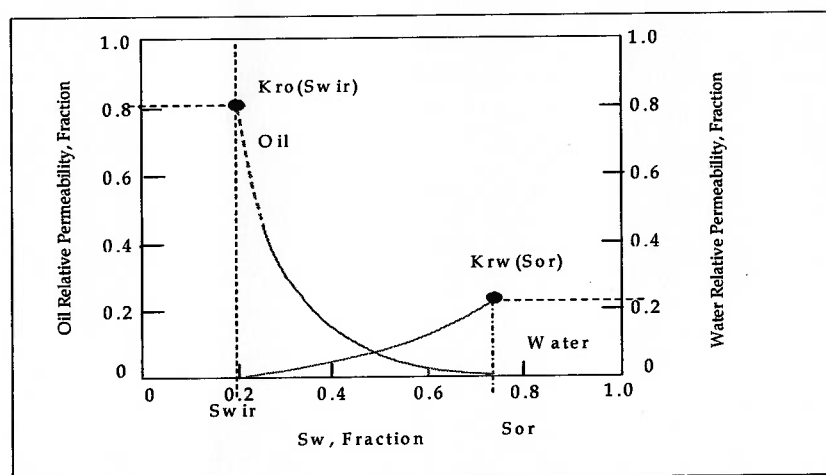


Figura 12 – Curvas típicas de permeabilidade relativa. (PALMA, 2015)

⁵ Informação fornecida por Feliz Arenas na conferência anual de petrofísicas, universidade industrial de Santander, 2014

Tabela 6 – Características das curvas de permeabilidade relativa dependendo a molhabilidade no reservatório.

	Molhado por água	Molhado por óleo
$k_{rw} = k_{ro} (S_w)$	>50	<50
$S_{wir} (\%V_p)$	>20-25	<15 usualmente 10
$S_{or} (\%V_p)$	<50	30-35
$k_{rw} (S_{or})$	<0,3	0,5-1

(TIAP; DONALDSON, 2004)

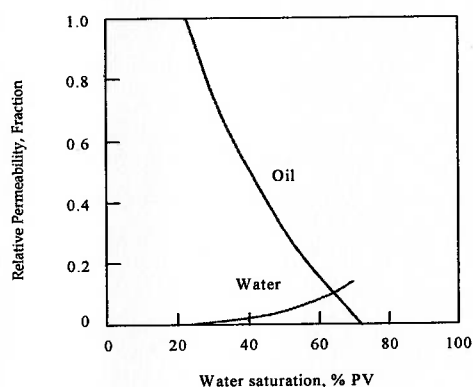


Figura 13 – Reservatório molhado por óleo (PALMA, 2015)

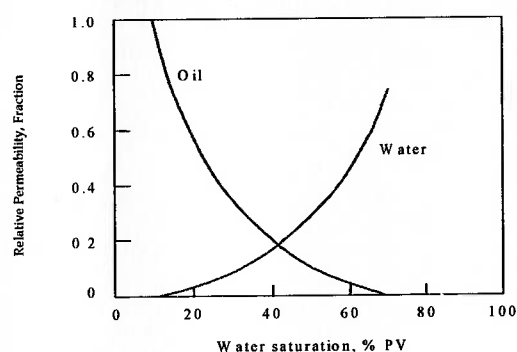


Figura 14 – Reservatório molhado por água (PALMA, 2015)

2.4.3 Forças presentes no reservatório

No reservatório existem principalmente três forças: as forças gravitacionais, viscosas e capilares. Estas forças são um balanço entre os fluidos e o reservatório e, cada uma depende de diferentes fatores.

A força gravitacional depende da gravidade. Deve-se levar em consideração, no momento de escolher a configuração do poço, por exemplo, se este será vertical ou horizontal (a força gravitacional estará a favor dos poços horizontais). As forças viscosas estão relacionadas com a diferença de densidades dos fluidos presentes no reservatório. São forças mais a favor da produção de óleos leves do que da produção de óleos pesados (maior viscosidade, menor mobilidade). (ESCOBAR, 2004).

Qualquer fluido que viaje através dos poros da rocha, não estará sozinho. Por exemplo, enquanto o óleo se desloca entre os poros, pode encontrar no caminho água

ou gás; entre eles sempre haverá uma competição de quem sai primeiro. Essa competição está regida pelas forças capilares. (ESCOBAR, 2004; HAAN, 1959).

2.4.3.1 Forças capilares

As forças capilares no reservatório resultam do efeito combinado das tensões superficiais, das tensões interfaciais, do tamanho e a forma dos poros e das propriedades umectativas da rocha. (SHAPIRO; STENBY; 1996).

Estas forças impedem que o petróleo se desloque através das partes molhadas por água, tais como as gargantas de poro. (HAAN, 1959).

A redução destas forças pode aumentar a recuperação. A maioria dos reservatórios eram molhados por água antes que se acumulara o petróleo. O petróleo que migra à formação deve superar as forças de molhabilidade da rocha para poder ingressar nos poros. Esta resistência corresponde à pressão capilar de entrada da rocha, que corresponde à diferença de pressões entre a fase de água e a fase do petróleo, necessária para superar as forças de molhabilidade nas aberturas pequenas. A pressão capilar de entrada é inversamente proporcional ao raio de abertura, ou garganta de poro, através da qual deve passar o petróleo. (SHAPIRO; STENBY; 1996).

2.4.3.1.1 Tensão superficial e interfacial

A interfase que separa a duas fases é uma região com solubilidade limitada, que escassamente tem uma espessura de umas poucas moléculas. Se pode visualizar como uma barreira que se forma devido as forças atrativas entre as moléculas da mesma fase que são muito maiores que aquelas que existem em duas fases diferentes. A tensão superficial é uma propriedade termodinâmica fundamental da interfase. Se define como a energia disponível para incrementar a área da interfase numa unidade. Quando os fluidos estão em contato, as moléculas ao redor à interfase se atraem desigualmente por suas vizinhas porque umas são maiores que outras. Isto origina uma energia de superfície chamada tensão interfacial. (ESCOBAR, 2004).

A tensão interfacial, σ , é a tensão que existe entre a interfase de dois fluidos imiscíveis. É uma medida indireta da solubilidade. A medida que a tensão interfacial é mais baixa, as duas fases se aproximam mais à miscibilidade. Se os fluidos são um líquido e seu vapor, então se aplica o termo de tensão superficial. (ESCOBAR, 2004).

A tensão interfacial tem um papel importante na recuperação EOR, já que se este parâmetro não fosse considerado, então existira um único fluido saturando o meio, o qual, flui mais facilmente. (ESCOBAR, 2004).

Em geral, a tensão superficial diminui com a temperatura, já que as forças de coesão diminuem com a agitação térmica. (ESCOBAR, 2004).

2.4.3.1.2 Molhabilidade

É a tendência de um fluido em presença de outro fluido imiscível com ele a estender-se o aderir-se a uma superfície sólida. Os compostos polares orgânicos no

óleo reagem com a superfície da rocha convertendo-a em molhável ao óleo. (ABDALLAH et al., 2007, ESCOBAR, 2004).

Em outras palavras, a molhabilidade é a tendência de um fluido a aderir-se à rocha, na presença de outros fluidos imiscíveis. Esta propriedade é o principal fator na localização, fluxo e distribuição dos fluidos no reservatório. O fluido molhante tende a rodear a superfície da rocha, enquanto ao não molhante se resiste ao contato com a rocha. (HIRASAKI, 1991).

Quando dois fluidos imiscíveis estão em contato, o ângulo formado por eles se chama ângulo de contato. Este ângulo é uma medida indireta de molhabilidade, se é maior a 90° o sistema é molhado por água, se é, maior a 90° se tem um sistema molhado por óleo. (ESCOBAR, 2004).

Devido à variação do conteúdo mineralógico do meio poroso e a deposição de compostos orgânicos provenientes do óleo, haverá zonas de diferente molhabilidade numa rocha. [Molhabilidade mista]. (ABDALLAH et al., 2007, HIRASAKI, 1991.).

A molhabilidade tem influência sobre a pressão capilar e a permeabilidade relativa. É importante ter uma ideia do tipo de molhabilidade pois afeta os mecanismos básicos de fluxo de fluido e a forma como se deslocam no reservatório. (ABDALLAH et al., 2007).

2.4.3.1.3 Pressão capilar

A pressão capilar é a diferença das pressões dos fluidos da fase molhante e a fase não molhante. Em um sistema poroso, se observa que as forças ocasionadas pela molhabilidade preferencial do meio com um dos fluidos se estende sobre toda a interfase, causando diferenças de pressão quantificáveis entre os dois fluidos através da interfase. (ESCOBAR, 2004).

O conceito de pressão capilar como característica de uma rocha porosa resulta da representação de fenômenos capilares em tubos de diâmetro pequeno (capilares). A interfase de um sistema petróleo-água num tubo de diâmetro grande é plana, porque as forças nas paredes do tubo se distribuem sobre um perímetro grande e não penetram no interior. Portanto, as pressões dos fluidos nas interfases são iguais. Os poros da rocha são análogos aos tubos capilares. Em diâmetros pequenos, as forças induzidas pela preferência umectável do sólido por um dos fluidos se estende sobre toda a interfase, causando diferenciais de pressão entre os dois fluidos através da interfase (BROWN, 1951).

A pressão capilar controla que governa a distribuição de fluidos no reservatório, vai depender do tamanho, geometria e características do sistema molhante. (BROWN, 1951).

2.4.3.2 Forças viscosas

No meio poroso existem forças que se opõem ao movimento dos fluidos, estas forças inerentes tanto aos fluidos como ao meio poroso se denominam viscosas ou de viscosidade.

O petróleo fica retido porque as forças viscosas ou de deslocamento gravitacional, presentes dentro do espaço poroso, são insuficientes para superar as forças capilares. (GOUDARZI; MOHAMMADMORADI; KANTZAS, 2016).

2.4.3.3 Forças gravitacionais

Devido à existência de fluidos imiscíveis num meio poroso, a força de empuxe que exerce uma das fases à partícula estudada se encontrará em função da densidade. Então, um fluido que se encontre em contato com uma fase de densidade diferente e maior, receberá um empuxe positivo para cima, de magnitude igual ao peso do volume que consiga deslocar. Enquanto isto ocorre, ao encontrar-se os fluidos sob efeitos de um campo gravitacional, a força de gravidade se oporá ao movimento com uma magnitude igual ao peso do fluido que se desloca e em direção ao centro do campo. A ação combinada destas forças leva ao meio poroso, com condições de permeabilidade propícias, uma acomodação das fases fluidas (GOUDARZI; MOHAMMADMORADI; KANTZAS, 2016).

2.4.3.4 Comparação das forças presentes no reservatório

As forças capilares podem manter o petróleo preso no espaço poroso. Tipicamente, estas forças são superadas pelas forças viscosas ou pela força de gravidade. Para comparar estas forças se utilizam dois números adimensionais. O número capilar e o número de Bond. (SHEFFIELD, 1969).

Quando o número capilar é alto, predominam as forças viscosas e o petróleo remanescente pode ser deslocar. Isto também é aplicável num deslocamento dominado pela atração gravitacional, onde o número de Bond, precisa ser alto para superar a armadilha capilar (SHEFFIELD, 1969).

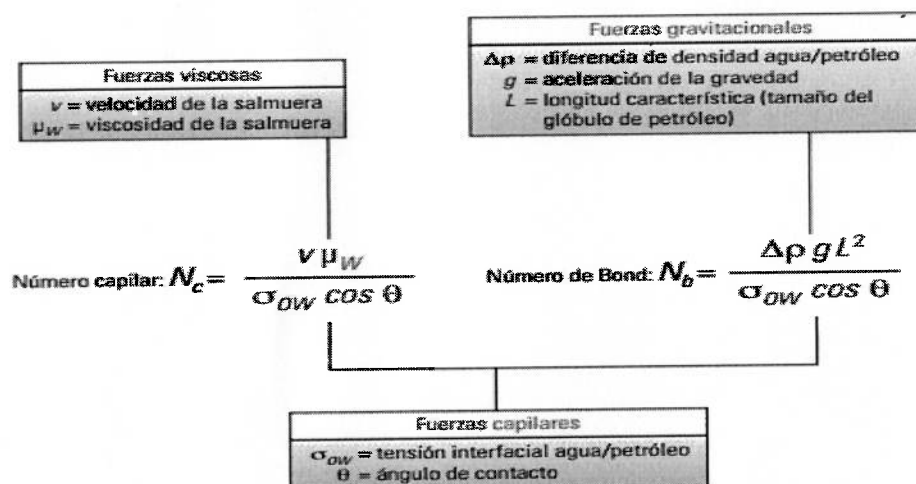


Figura 15 – Relação entre as forças capilares, gravitacionais e viscosas. (ABDALLAH et al., 2007).

2.4.4 Número capilar

Como já foi mencionado anteriormente, o número capilar é a relação entre as forças viscosas e as forças capilares.

Alguns dados reportados na literatura mostram que a porcentagem de recuperação do petróleo num meio poroso, é essencialmente nulo quando o número capilar é inferior a 10^{-6} e cerca a um 100% quando o número capilar é superior a 10^{-3} . (FULCHER; ERTEKIN; STAHL, 1985).

Tipicamente o número capilar para a injeção de água é menor que 10^{-6} , usualmente que 10^{-7} . (ALADASANI; BAI, 2010).

Se este número está entre 10^{-3} e 10^{-6} os processos EOR Suelen ser efetivos. (ALADASANI; BAI, 2010).

O número capilar pode ser reduzido significativamente diminuindo a IFT ou alterando a molhabilidade da rocha, (preferivelmente molhada por água). Embora o número capilar pode ser reduzido incrementando a forças viscosas, o gradiente de fratura do reservatório e as quedas de pressão nos poços são fatores limitantes. (ABEYSINGHE; FJELDE; LOHNE, 2012).

2.4.5 Relação de mobilidades

Segundo (ESCOBAR, 2004) a mobilidade é uma relação existente entre a permeabilidade efetiva e a viscosidade de um fluido.

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

Donde:

λ_f = mobilidade de um fluido

k_f = permeabilidade efetiva de um fluido

μ_f = viscosidade de um fluido

Num processo de fluxo multifásico, existe relação entre as mobilidades dos fluidos, conhecidos como relação de mobilidades, M, normalmente expressada como a relação entre o fluido de deslocamento sobre o fluido deslocado. (ESCOBAR, 2004).

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}$$

Donde:

M = relação de mobilidades

λ_w = mobilidade da água

λ_o = mobilidade do óleo

k_w = permeabilidade efetiva da água

μ_o = viscosidade do óleo

k_o = permeabilidade efetiva do óleo

μ_w = viscosidade da água

Se $M < 1$, significa que o óleo se move mais facilmente que a água, se $M = 1$, significa que ambos fluidos têm igual mobilidade e se $M > 1$, significa que a água é mais móvel com relação ao óleo. (ESCOBAR, 2004).

Segundo (ESCOBAR, 2004), para um reservatório molhável a água a relação de mobilidades está dada por:

$$M_{w,o} = \frac{1}{3} \mu_o$$

Segundo (ESCOBAR, 2004), para um reservatório molhável ao óleo a relação de mobilidades está dada por:

$$M_{w,o} = \frac{1}{2} \mu_o$$

2.4.6 Saturação dos fluidos

A saturação é uma estimativa da quantidade de fluido presente numa fração de volume poroso.

Segundo (TIAP; DONALDSON, 2004), é expressa como a fração ou a porcentagem, do volume poroso total ocupado por o petróleo, o gás ou a água. A saturação de óleo se pode calcular da seguinte maneira:

$$S_o = \frac{\text{Volume de óleo na rocha, } V_o}{\text{Volume poroso total da rocha, } V_p}$$

As saturações de água e gás podem ser calculadas da mesma forma. A soma das saturações é igual a um.

Num reservatório podemos encontrar diferentes saturações de água dependendo de sua etapa produtiva. A saturação de água inicial é aquela que se encontra ao início de qualquer processo, a saturação de água conata é a água depositada inicialmente no reservatório, a saturação de água crítica indica que por debaixo deste valor não se produz água e a saturação de água máxima é o maior valor de saturação que se poderá ter num processo. (TIAP; DONALDSON, 2004).

Num reservatório podemos encontrar diferentes saturações de óleo dependendo de sua etapa produtiva. A saturação de óleo inicial é a quantidade do óleo presente ao início do processo; a saturação de óleo remanente é a quantidade de óleo que ainda permanece no reservatório, durante um intervalo de tempo determinado e; saturação residual é o óleo que permanece uma vez que se extraiu todo o óleo móvel. (TIAP; DONALDSON, 2004).

2.4.7 Heterogeneidade

A heterogeneidade de um reservatório pode ser definida como a variação das propriedades do reservatório em função do espaço, percebida numa escala mais

amplia que a anisotropia. (MATULA, 1969, ARYA et al., 1988, TIAP; DONALDSON, 2004).

As propriedades podem incluir permeabilidade, porosidade, espessura, saturação, falas, fraturas, etc. Para uma descrição apropriada de um reservatório, é necessário prever a variação destas como função de localizações espaciais. (TIAP; DONALDSON, 2004).

As variações nas rochas vão desde o nível de poro ao nível do campo. As propriedades petrofísicas são entendidas de uma melhor maneira usando escalas de heterogeneidade. A análise de heterogeneidade pode ser feita ao nível microscópico, macroscópico, mesoscópico, megascópico e gigascópico. (MATULA, 1969, ARYA et al., 1988, TIAP; DONALDSON, 2004).

A heterogeneidade microscópica estuda a variação nos fatores que afetam a porosidade e a permeabilidade, como a forma e tamanho dos grãos, a forma e tamanho de poro, a obstrução causada por alguns grãos aos poros, a consolidação da rocha, e a presença de argila nas gargantas de poro. A heterogeneidade macroscópica está baseada em análises de núcleos e em medidas de laboratório da porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos, pressão capilar, e molhabilidade. (TIAP; DONALDSON, 2004, ARYA et al., 1988).

A heterogeneidade mesoscópica é definida por registros de poços. Estes registros são usados para: estabelecer correlações e compatibilidade entre as medições de diferentes parâmetros; integrar as medições de fundo de poço com os dados obtidos em análises de núcleos e pesquisas geofísicas; relacionar e integrar interpretações petrofísicas, de mecânica de rochas, informações da sedimentologia, estratigrafia e estruturais; além de contemplar diferentes parâmetros do reservatório, tais como a porosidade, a permeabilidade, a espessura, a profundidade da formação, saturação dos fluidos e o contato de eles. (TIAP; DONALDSON, 2004, ARYA et al., 1988).

A heterogeneidade megascópica representa os padrões de fluxo no reservatório, usualmente pesquisados através de programas de simulação. Aqui se determina a variação das propriedades de um poço com relação a outro poço, determinando descontinuidades laterais ou nos estratos, contato entre os fluidos do reservatório, permeabilidades horizontais e verticais e compartimentalização. Finalmente a heterogeneidade gigascópica define os limites do reservatório o qual é feito por interpretações sísmicas das estruturas e os estratos junto com mapeamentos da superfície. (TIAP; DONALDSON, 2004, ARYA et al., 1988).

A heterogeneidade é o atributo mais difícil de quantificar, na figura 16 se observa que esta tem um grande efeito sobre os processos de injeção. As propriedades do reservatório podem variar tão horizontal como verticalmente, sendo a mudança de permeabilidade a mais drástica. (ARYA et al., 1988).

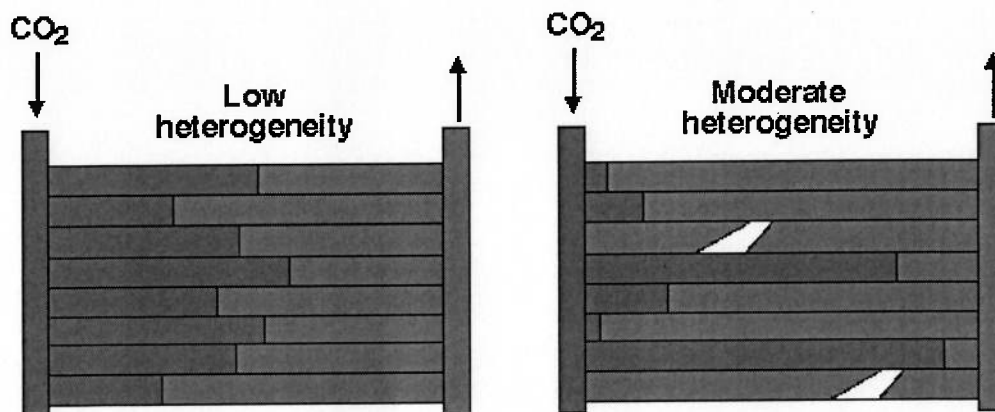


Figura 16 – Efeito de uma heterogeneidade baixa e alta num processo de injeção de CO₂. (PALMA, 2015)

A variação na continuidade e conectividade é o fator mais importante que controla os processos de deslocamento. (MATULA, 1969).

Quanto mais se conhece o reservatório, mais se entende sobre sua heterogeneidade. A heterogeneidade é proporcional à quantidade de tempo, esforço, e dinheiro gastado. Esta tem um maior impacto sobre os riscos e dúvidas relacionadas com: a estimativa de óleo no local, a eficiência de recuperação, a produtividade do poço e o desenvolvimento do reservatório. (MATULA, 1969).

2.4.8 Efeito da litologia das rochas

A litologia da rocha é um fator que limita a aplicabilidade de um determinado método de recuperação avançada num reservatório. Nem todos os métodos que se aplicam em reservatórios de arenitos podem ser aplicados em carbonatos. (TABER et al., 1996).

Segundo (MANRIQUE, 2010), a maioria dos projetos EOR são desenvolvidos em arenitos, baseado numa base de dados de 1507 projetos EOR de todo o mundo, recopilados por ele mesmo, na última década. A figura 17 mostra os processos EOR desenvolvidos para cada tipo de litologia.

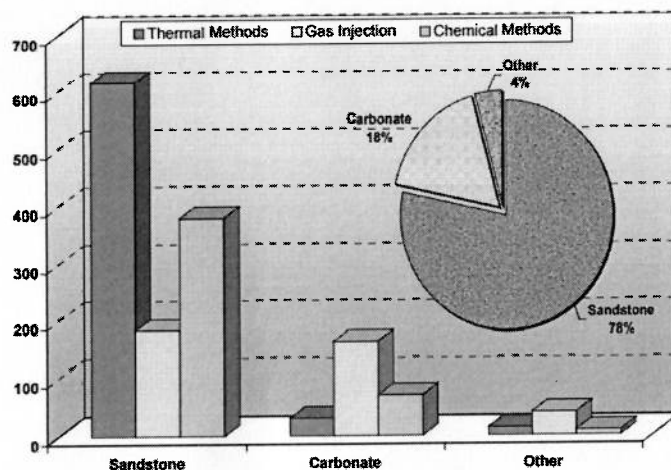


Figura 17 – Projetos EOR desenvolvidos segundo o tipo de litologia (Diagrama baseado em 1507 projetos internacionais). (MANRIQUE et al. 2010)

A figura 17, deixa claro que os métodos químicos e térmicos são aplicados com maior frequência em reservatórios de arenitos, comparado com outras litologias tais como carbonatos e formações turbidíticas.

A figura 18, mostra que a aplicação dos métodos de recuperação química em arenitos, nos Estados Unidos, teve uma diminuição constante desde os anos 80 até o 2005. (MANRIQUE et al., 2010). O desenvolvimento de estes métodos ainda não é prioridade para as empresas operadoras (MORITIS, 1990, 1998, 2000, 2008) por fatores econômicos. Porém, atualmente estes processos são aplicados em países como Estados unidos, China, Índia, Indonésia, Brasil, Argentina, Canada e Alemanha. (ONYEKONWU; AKARANTA, 2016).

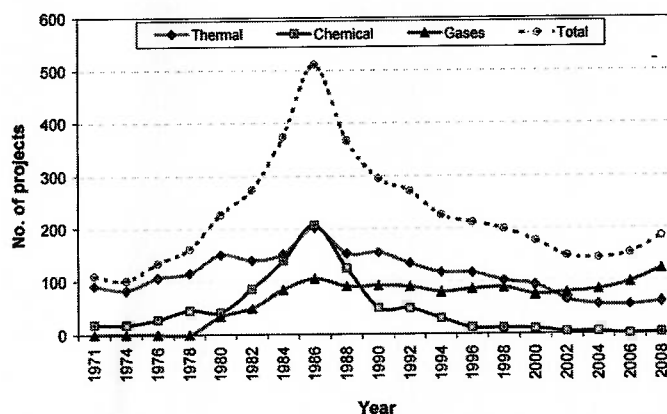


Figura 18 – Tendência na aplicação dos processos químicos nos Estados Unidos até o 2008. (MANRIQUE et al., 2010)

Os arenitos têm um potencial maior de implementação com relação aos projetos EOR. Isto se deve ao fato de que a maioria de tecnologias são provadas em escala piloto e comercial nesta litologia. Adicionalmente em alguns campos deste tipo, se avaliaram de maneira exitosa diferentes tecnologias de EOR em escala piloto,

demonstrando a aplicabilidade técnica de diferentes métodos no mesmo campo. (MANRIQUE, 2010).

Os reservatórios carbonáticos, usualmente, têm baixa porosidade e podem ser fraturados. Estas duas características junto com o tipo de molhabilidade que apresentam (mista, com maior frequência), diminuem as taxas de recuperação do óleo, se compara com as de reservatórios de arenitos. Quando são consideradas estratégias EOR neste tipo de litologia, um parâmetro importante a avaliar são as fraturas. Se deve ter em conta que o fluido injetado provavelmente fluirá através da rede de fraturas e não contatara o petróleo na matriz da rocha. Em geral, os carbonatos são rochas mais reativas quando comparadas com as arenitos, portanto antes de injetar qualquer fluido ao reservatório se deve avaliar a compatibilidade entre a rocha e o fluido. (MOCZYDLOWER et al., 2012).

2.4.9 Eficiência da recuperação

A eficiência de recuperação se pode definir como a fração de óleo inicial recuperado do reservatório. Esta variável se pode analisar em termos da eficiência de deslocamento, a eficiência da área de varredura e a eficiência de varredura vertical. (EVERDINGEN et al., 1978).

Segundo (PALMA, 2015), o fator de recobro se pode definir como:

$$F_R = E_D * E_V$$

$$E_V = E_A * E_I$$

Donde:

F_R = fator de recuperação, fração

E_D = eficiência de deslocamento, fração

E_V = eficiência volumétrica, fração

E_A = eficiência de varredura areal, fração

E_I = eficiência de varredura vertical, fração

A eficiência de varredura areal é a relação entre a área contatada pelo fluido de deslocamento e a área total da formação de interesse. A eficiência de varredura vertical é a relação entre a área contatada pelo fluido de deslocamento e a área total da seção. Também se pode definir como a relação do espaço poroso saturado de óleo contatado pela água injetada, entre o espaço poroso saturado de hidrocarbonetos atrás da frente de água. A eficiência volumétrica é a relação do volume de petróleo contatado pelo fluido de deslocamento e o volume de petróleo originalmente no reservatório. Por último a eficiência de deslocamento é a relação entre o volume de petróleo contatado mobilizado e o volume de petróleo contatado. (PALMA, 2015).

A eficiência de varredura vertical é amplamente afetada pela estratificação devido ao movimento preferencial de líquidos nas zonas mais permeáveis. Isto se complica por vários fatores adicionais: relação de mobilidade (a varredura melhora quando M diminui), fluxo cruzado, efeitos gravitacionais, forças capilares,

permeabilidades direcionais, saturação inicial do gás e taxas de injeção. (EVERDINGEN et al., 1978).

Por outro lado, a eficiência de área de varredura depende de fatores como, a relação de mobilidades, configuração geométrica do padrão de injeção, distribuição da pressão do reservatório e heterogeneidades. (EVERDINGEN et al., 1978).

Quanto mais heterogêneo o reservatório, menor será a eficiência de área e verticais.

A variação das propriedades do reservatório e dos processos, podem afetar eficiência de deslocamento, variáveis tais como: fraturas, saturações iniciais, relação de viscosidade, diferencial de gravidade, relação de permeabilidade relativa, pressão capilar, molhabilidade e taxas de injeção de maneira geral. Esta eficiência em nível microscópico é afeta pelos seguintes fatores: tensão interfacial e superficial, molhabilidade, pressão capilar e permeabilidade relativa. (EVERDINGEN et al., 1978, PALMA, 2015).

A seguinte tabela apresenta as eficiências volumétricas e de deslocamento e os diferentes processos EOR que contribuem a sua otimização.

Tabela 7 – eficiências volumétrica e de deslocamento e processos EOR que contribuem a sua otimização.

Eficiência volumétrica e de deslocamento	Eficiência volumétrica
Alcali (A)	Polímero
Surfactante (S)	
Combinados (AP, AS, SP, ASP)	Espumas
CO ₂	Geles
Nitrogênio	Emulsões
Gases de combustão	Microrganismos
WAG	Térmicos
Térmicos	

(PALMA, 2005)

2.5 EOR: ONSHORE VS OFFSHORE

A aplicação dos processos de recuperação melhorada em campos Offshore não é só limitada pela litologia do reservatório. Os equipamentos de superfície, as regulações ambientais, entre outros fatores, também são limitações. (BONDOR et al., 2005, MANRIQUE et al., 2010). Comparados com os campos Onshore, os campos Offshore, apresentam, mas restrições quanto a aplicabilidade dos processos EOR. (MANRIQUE et al. 2010).

A principal estratégia de drenagem em reservatórios Offshore é manter a pressão por meio da injeção de gás e água. (MANRIQUE et al. 2010). A figura 19 mostra a distribuição dos processos de recuperação no mar do Norte. (TEIGLAND et al., 2008, JAYASEKERA; GOODYEAR, 2002, JETHWA et al., 2000, TALUKDAR;

INTEFJORD. 2008). A produção no golfo de México é mantida principalmente por injeção de água e/ou gás. (HARUN et al., 2008).

Por outro lado, os processos de injeção de dióxido de carbono e o seu sequestro são amplamente utilizados em campos Offshore (TEIGLAND et al., 2008). Por exemplo, nos campos do pré-sal brasileiro foram implementadas tecnologias para a captura e armazenagem do CO₂, criando oportunidades de incrementar o fator de recuperação através da injeção miscível de CO₂. Assim, as plantas e unidades de produção foram projetadas para separar os contaminantes na corrente de gás por filtração de membrana. (TEIGLAND et al., 2008).

Embora, as aplicações de recuperação química em campos Offshore ainda não são amplamente reportadas pela literatura alguns exemplos são:

- FAWAG (Foam Assisted WAG): o processo melhora o controle da mobilidade do gás com métodos químicos. É uma otimização do processo WAG a partir de espumas. (TEIGLAND et al., 2008, BLAKER et al., 2002).
- Polímero-Álcali-Surfactante em poço único: a combinando de poço único com traçadores de particionamento antes e após da injeção de álcali-surfactante-polímero foi bem sucedida no campo Lagomar, no lago de Maracaibo, na Venezuela. (HERNANDEZ et al., 2002).
- Álcali-Surfactante em poço único: a combinando de poço único com traçadores de particionamento antes e após da injeção de álcali-surfactante foi bem sucedida no campo Offshore Angsi, na Malásia. (OTHMAN et al., 2007).
- A injeção de polímeros ganhou um grande interesse nas aplicações de EOR em Offshore, incluindo, a injeção de geles poliméricos ou geles de dispersão coloidal. (SPILDO et al., 2009).

Em operações Offshore se deve estudar a compatibilidade dos polímeros com outros químicos e processos. Experimentos de laboratório demonstram que em sistemas de injeção de água, os polímeros não são compatíveis com biocidas. Também se demonstra que os polímeros são compatíveis com muitos inibidores de corrosão e com alguns inibidores de incrustação. Estes não afetam muito os processos de separação da água e o gás, mas influencia negativamente ao tratamento de água produzida devido a sua incompatibilidade com o agente de floculação. (REKSIDLER et al., 2015).

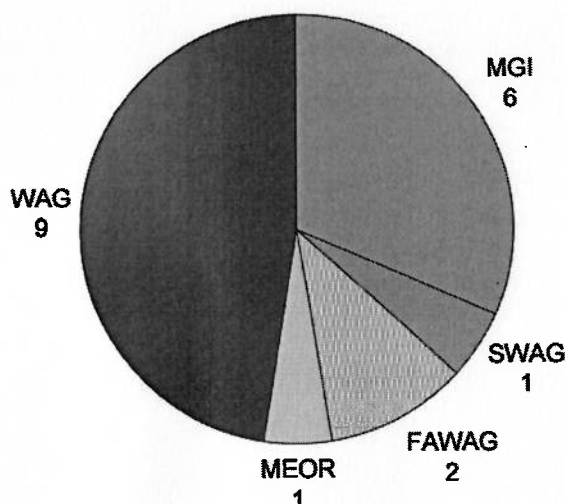


Figura 19 – Processos de recuperação melhorada aplicados no mar do Norte. (MANRIQUE et al. 2010).

2.6 PROCESSOS EOR EM ROCHAS CARBONÁTICAS DE ALGUMAS REGIÕES PRODUTORAS DO MUNDO.

Um grande número de projetos EOR em rochas carbonáticas foram referenciados na literatura nas últimas décadas. Estes projetos mostram a viabilidade técnica de diversos processos EOR neste tipo de litologia, porém a injeção de gás (continua ou WAG), é, todavia, o método mais usado em reservatórios carbonáticos (figura 17). Os métodos químicos não são tão utilizados, A injeção de polímeros é o processo mais usado nestas formações. Por outro lado, os métodos térmicos fazem uma pequena contribuição no aumento da produção nestes reservatórios. (MANRIQUE et al. 2010).

- Injeção de gás: este método é o mais utilizado em processos de recuperação para reservatórios carbonáticos de óleos leves, condensados e voláteis. A figura 17, mostra claramente que a injeção de gás, é o procedimento mais aplicado em formações carbonáticas, ao compara-lo com procedimentos químicos e térmicos. (MANRIQUE, 2010).

A injeção de nitrogênio é efetiva em reservatórios com altas profundidades, com altas pressões, e com óleo leve. Geralmente para este tipo de reservatório o nitrogênio pode ser injetado sob condições miscíveis. Porém a injeção de nitrogênio imiscível também se utiliza para manter a pressão. (MANRIQUE et al., 2010). O campo Offshore mexicano Cantarell, é o projeto mais representativo de injeção de nitrogênio em reservatórios carbonáticos, documentado na literatura (SÁNCHEZ et al., 2005). O número de projetos de injeção de nitrogênio na área do Golfo de México, se estima que serão incrementados num futuro próximo devido à disponibilidade de nitrogênio na região.

Os projetos de injeção de gás hidrocarboneto, em reservatórios carbonáticos Onshore, na Canada e nos Estados unidos aportam um incremento na

produção de óleo considerável nestes países. (MANRIQUE et al., 2010, MORITIS, 2008). Alguns exemplos de injeção miscível de gás hidrocarboneto também são reportados em médio oriente e em formações carbonáticas Offshore. (AL-BAHAR et al., 2004, CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001).

A injeção de dióxido de carbono (CO_2) é implementada de maneira exitosa em reservatórios carbonáticos maduros. (MANRIQUE et al. 2010, MORITIS, 2008). A injeção de CO_2 proveniente de fontes naturais é método de EOR mais importante nos Estados Unidos e particularmente em reservatórios carbonáticos. Na Canada e Turquia também reportam projetos de injeção de CO_2 . (ASGHARI et al., 2007, KARAOGUZ et al., 2007, MORITIS, 2008). Se deve ter em conta que formações carbonáticas existe o risco de deposição de calcita em poços produtores devido à dissolução da matriz da rocha durante a injeção de água, este risco aumenta quando adicionalmente se injeta CO_2 dentro do reservatório. (JORDAN; MACKAY, 2015).

No pré-sal brasileiro, muitos processos de recuperação foram avaliados através de programas de simulação, extensivos testes laboratórios em amostras de rocha, analisando propriedades PVT do fluido e as propriedades da rocha. Devido ao alto conteúdo de CO_2 na produção de hidrocarbonetos, se implementou a injeção alternada de água e gás como método EOR na maioria de seus reservatórios. Porém a adoção de este processo chegou a ser um fator que aumentava os riscos de hidratos. (TADEU, 2014). Este risco foi mitigado com o desenvolvimento de novos Manifolds, desenhos especiais na etapa de completação, linhas de separação para a injeção de água e gás, e sensores de pressão e temperatura em lugares estratégicos para monitorar a relação água/gás. (TADEU, 2014). A injeção miscível foi a mais efetiva devido às condições termodinâmicas (altas pressões e baixas temperaturas) do reservatório, a composição dos fluidos injetados e a viscosidade do fluido do reservatório. (PIZARRO; BRANCO, 2012). Quando se decidiu que o WAG seria o processo de recuperação, levou-se em consideração as propriedades do óleo do pré-sal: gravidade API de 28 a 32 graus e relação gás – óleo entre 200 e 350 m^3/m^3 . Além disso se considerou que os reservatórios eram muito heterogêneos, (MOCZYDLOWER et al., 2012).

Finalmente, a injeção de gases ácidos (mistura de sulfeto de hidrogênio e dióxido de carbono) em reservatórios carbonáticos, é reportada na literatura. Os campos Zama (na Canada), Tengiz (no Kazakhstan), e Harwell (no Oman) são alguns exemplos de formações carbonáticas onde se aplicam este tipo de injeção. (MORITIS, 2008).

- Químicos: Até o 2010, a injeção de polímeros era o único processo de recuperação química utilizado em reservatórios carbonáticos. (MANRIQUE et al., 2010). Os outros métodos deste tipo de recuperação desenvolvidos hoje em dia: álcali-polímeros, surfactante-polímero, álcali-surfactante-polímero, são aplicáveis em arenitos preferivelmente. Porém a injeção de álcali-surfactante-

polímero foi avaliada em nível de laboratório in Arab-D, através de núcleos carbonáticos. (AL-HASHIM et al., 1996). Também se avaliou a factibilidade técnica a injeção de álcali-surfactante, em alguns poços de litologia carbonática e com rochas molhados por óleo. (MANRIQUE et al., 2010).

Atualmente a injeção de surfactantes é estudada para a estimulação dos poços e modificar a molhabilidade em reservatórios carbonáticos. Em reservatórios fraturados de este tipo, uma embebição espontânea de água pode ocorrer desde a matriz da rocha até a fratura, subsequentemente, este mecanismo leva à drenagem de óleo da matriz da rocha para a rede de fraturas, fazendo que os surfactantes sejam atrativos para melhorar a eficiência de recuperação em reservatórios carbonáticos molhados por óleo, mudando a molhabilidade da rocha a molhabilidade mista ou molhada por água, promovendo o processo de imbibição. (MANRIQUE et al., 2010).

Devido à grande quantidade de reservas contendo carbonatos, os métodos de recuperação química que modificam a molhabilidade, promovem a embebição espontânea, e diminuem a tensão interfacial, baseados em injeção de surfactante, representam uma ativa área de pesquisa como uma estratégia para otimizar o fator de recuperação neste tipo de formações. (MANRIQUE et al., 2010). Porém se tem pouca documentação na literatura da aplicação de estes processos em campos carbonáticos.

O carbonato de sódio (Na_2CO_3), é um bom exemplo de álcali que muda a molhabilidade em rochas carbonáticas, mas não pode ser usado com água que apresente altas concentrações de sal. Não é uma opção adequada para campos offshore. No caso do pré-sal brasileiro também não seria um álcali indicado pelo aos elevadores de carbonatos já naturalmente presentes, o que poderia levar a processos de incrustação. (ONYEKONWU; AKARANTA, 2016).

Na atualidade se avaliam os processos químicos baseados em injeções de água e gás com géis e espumas. Isto poderia contribuir na otimização da injeção em reservatórios carbonáticos, num futuro próximo. (ONYEKONWU; AKARANTA, 2016).

Estes processos não são aplicados no pré-sal brasileiro. (REKSIDLER et al., 2015).

- Térmicos: os projetos de recuperação térmica, não são tão comuns em formações carbonáticas. Nenhum processo de injeção cíclica ou continua de vapor foi usado de maneira comercial nestes reservatórios. O campo The Garland em Wyoming e Yates em Texas, representam dois dos poucos projetos de este tipo em formações carbonáticas dos Estados Unidos. (MANRIQUE et al., 2010).

Por outro lado, a injeção de ar em carbonatos, mostrou um incremento estável desde o 2000; especialmente os projetos de injeção de ar a altas pressões em reservatórios de óleo leve. O campo The Buffalo em Dakota do Norte, Estados Unidos, implementou o método de injeção de ar aproximadamente 3 décadas atrás, e o processo na atualidade ainda se está implementado, o que demonstra o êxito de sua aplicação. (GUTIÉRREZ et al., 2008). É importante destacar que neste campo se apresentam formações dolomitas como baixa permeabilidade (MORTIS, 2008), porém México está avaliando esta técnica em reservatórios carbonatos fraturados naturalmente. (MANRIQUE et al., 2010).

A injeção de ar demonstrou que pode melhorar eficiência de recuperação e aumentar a produção em reservatórios carbonáticos maduros, onde a injeção de água já foi aplicada. (GUTIÉRREZ et al., 2008). Este método pode aplicável em campos localizados em locais remotos e que não tenham acesso ao dióxido de carbono. (GUTIÉRREZ et al., 2008).

3. DISCUSSÃO

Como já foi mencionado nos itens anteriores, a injeção de gás, é o método de recuperação mais aplicado em formações carbonáticas, ao compara-lo com procedimentos químicos e térmicos. Devido ao fato que os carbonatos são rochas muito reativas, nem todo o fluido injetado ao reservatório será compatível com a formação, diminuindo a probabilidade de êxito de diversos processos. Uma grande parte da literatura revisada afirma que a heterogeneidade destas rochas é outra limitação para a aplicação de alguns métodos. Este tipo de litologia representa um grande desafio na área de pesquisa dos métodos EOR.

No pré-sal se implementou a injeção alternada de água e gás como método EOR (WAG), devido ao alto conteúdo de CO₂ na produção de hidrocarbonetos e disponibilidade de teria de este gás. A implementação de WAG com CO₂, com frequência aumenta alguns problemas operacionais como, redução na injetividade, corrosão, deposição de incrustações, precipitação de asfaltemos e formação de hidratos. (PIZARRO; BRANCO, 2012). Porém, desde as primeiras etapas de desenvolvimento nos campos do pré-sal brasileiro, o uso de ligas especiais, revestimento do tipo liners nas tubulações e contínuas injeções de químicos, como, inibidores de corrosão e incrustação foram utilizadas para prevenir estes problemas tão no fundo de poço como nas instalações de superfície. (HAUVILLE et al., 2014).

Nos campos do pré-sal, se descartou desde as primeiras etapas, a aplicação de processos químicos para a recuperação, devido à condição Offshore, já que isto também implicaria em limitações no transporte de químicos, seu armazenamento e preparação. Rompimento de emulsões, tratamento adicional de água, e deposições são problemas reportados nas aplicações Onshore e em avaliações em laboratórios, quando se implementam estes processos. Em plataformas Offshore os equipamentos de superfícies são limitados e aplicação de processos químicos representaria um grande problema. (REKSIDLER et al., 2015). Por exemplo os surfactantes tendem a formar fortes emulsões em condições de alta salinidade e altas temperaturas (CUEVA; ARMELIN, 2014), E indiscutivelmente o ambiente do pré-sal é de alta salinidade.

As limitações de injeção de químicos ao reservatório se relacionam com a pouca compreensão que se tem dos mecanismos envolvidos no processo e a falta de critérios de avaliação que incluíam a economia e uma previsão exata do comportamento do surfactante no reservatório em condições reais (CUEVA; ARMELIN, 2014). Os reservatórios Offshore, como os do pré-sal, implicam grandes investimentos desde seu descobrimento, instalação da plataforma e produção. As empresas operadoras de estes campos apostam no mais seguro e neste caso, a alternativa que representava menor risco era o WAG. Escolher a melhor alternativa é sinônimo de recuperar o invertido no menor tempo possível.

É importante lembrar que, os surfactantes ajudam na recuperação do óleo. Em escala microscópica, a única maneira prática de aumentar o número capilar é diminuindo a tensão interfacial, o que se consegue com o uso de surfactantes. Conforme o tempo passa, quando a recuperação em escala macroscópica não é mais suficiente, o estudo destes processos e suas aplicações serão intensificadas e isto promete um futuro promissor para os surfactantes nas técnicas EOR (CUEVA; ARMELIN, 2014).

4. CONCLUSÕES

- O fator de recuperação de petróleo em distintos reservatórios do mundo é aproximadamente 30%, depois da primeira e segunda etapa de produção. O EOR facilita a extração até de 40% do óleo que ainda está no reservatório depois de estas etapas.
- Os métodos EOR enfrentam muitos desafios à medida que os reservatórios são mais complexos e se encontram em ambientes cada vez mais hostis. Estes desafios devem ser abordados através das condições de preços na atualidade, pensamento a longo prazo e vida produtiva dos reservatórios.
- Os processos EOR representam uma excelente estratégia para incrementar a produção em reservatórios onde o óleo não pode ser extraído de maneira convencional.
- Fatores como o tipo de porosidade, as forças presentes no reservatório, o número capilar, a relação de mobilidades, a saturação de água, a saturação de óleo, o efeito da litologia das rochas, a eficiência volumétrica, a eficiência de deslocamento, a heterogeneidade areal, permeabilidade anisotrópica afetam positiva ou negativamente os processos de recuperação melhorada.
- Os métodos químicos e térmicos são aplicados com maior frequência em reservatórios de arenitos, comparado com outras litologias, tais como carbonatos e formações turbidíticas. A injeção de gás é o método mais utilizado em formações carbonáticas.
- O método químico mais desenvolvido em reservatórios carbonáticos é a injeção de polímeros. Na injeção de polímeros se utiliza menor quantidade de químicos, sendo assim um processo mais econômico. Além disso esse método é o mais estabelecido e possui menor complexidade em sua aplicação que os outros métodos químicos. (REKSIDLER et al., 2015).
- Os métodos químicos EOR são uma estratégia importante no incremento do fator de recuperação dos reservatórios, somente em lugares onde não se tem disponibilidade de gás para sua injeção. (REKSIDLER et al., 2015).
- A aplicação de WAG no pré-sal foi desenvolvida principalmente devido à disponibilidade do CO₂. Entre fatores mais importantes que dificultam a aplicação de recuperação química em carbonatos Offshore, neste caso no pré-sal, são: localizações remotas, onde é difícil o manejo de produtos químicos, as condições da água, o alto espaçamento entre os poços, impactando a resposta da estimulação, pouco espaço nas plataformas para instalações de superfície adequadas, e a tendência dos carbonatos de reagir com alguns químicos. (BAGINSKI et al., 2015).

REFERÊNCIAS

ABDALLAH, W. et al. **Fundamentals of Wettability**. In: Oilfield Review. Edmonton, Alberta, Canada, 2007. Disponível em: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2007/or2007sum04_wettability.aspx.

ABEYSINGHE, K. P.; FJELDE, I.; LOHNE, A. **Dependency of Remaining Oil Saturation on Wettability and Capillary Number**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 160883-MS. Al-Khobar, Saudi Arabia, 2012.

AL-ADASANI, A.; BAI, B. **Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques**. Society of Petroleum Engineers. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 130726. Beijing, China, 2010.

AL-BAHAR, M. A. et al. **Evaluation of IOR Potential within Kuwait**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 88716-MS. Abu Dhabi, UAE, 2014.

ALGHARAIB, M. K. et al. **Parametric Investigations of a Modified SWAG Injection Technique**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 105071-MS. 2007.

AL-HASHIM, H. S. et al. **Alkaline Surfactant Polymer Formulation for Saudi Arabian Carbonate Reservoirs**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 35353-MS. UAE, 1996.

ALTUNINA, L.; KUVSHINOV, V.; STASYEVA, L. **Improved Cyclic-Steam Well Treatment With Employing Thermoreversible Polymer Gels (Russian)**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 104330-RU. Russia, 2006.

Arya, A. et al. **Dispersion and Reservoir Heterogeneity**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 14364-PA. Texas, USA, 1988.

ASGHARI, K. et al. **Development of a Correlation Between Performance of CO₂ Flooding and the Past Performance of Waterflooding in Weyburn Oil Field**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 99789-PA. Tulsa, Oklahoma, USA, 2007.

BAGINSKI, V. et al. **Logistic Considerations for Safe Execution of Offshore Chemical EOR Projects**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 174698-MS. Lumpur, Malaysia, 2015.

BANAT, I. M. **Biosurfactants production and possible uses in microbial enhanced oil recovery and oil pollution remediation: a review**. In: Elsevier Science Limited. Abu-Dhabi, UAE, 1994.

BEHZADI, S.; TOWLER, B. F. **A New EOR Method**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 123866-MS. New Orleans, Louisiana, USA, 2009.

BELTRAO, R. L. et al. **SS: Pre-salt Santos basin - Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil.** In: Offshore Technology Conference. OTC: 19880-MS. Houston, Texas, USA, 2009.

BLAKER, T. et al. **Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 78824-PA. 2002.

BONDOR, P. L. **Planning EOR Projects in Offshore Oil Fields.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 94637-MS. Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

BROWN, H. W. **Capillary Pressure Investigations.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 951067-G. Houston, Texas, USA, 1951.

CADELLE, C. P. et al. **Heavy-Oil Recovery by In-Situ Combustion - Two Field Cases in Rumania.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 8905-PA. 1980.

CHENG, J. et al. **Cases Studies on Polymer Flooding for Poor Reservoirs in Daqing Oilfield.** SPE: Society of Petroleum Engineers. SPE: 108661-MS. Indonesia, 2007.

CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E. H.; SKAUGE, A. **Review of WAG Field Experience.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 71203-PA, 2001.

CUEVA, O., **Surfactants for ceor: a review of state-of-the- art technologies and challenges towards their use in commercial scale.** In: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014. IBP1674_14. Rio de Janeiro, Brasil, 2014.

DANG, C. T. **State-of-the Art Low Salinity Waterflooding for Enhanced Oil Recovery.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 165903-MS. Indonesia, 2013.

DE HAAN, J. **Effect of Capillary Forces in the Water-Drive Process.** In: World Petroleum Congress. WPC:8124. 1959.

DEMIN, W. **Summary of ASP Pilots in Daqing Oil Field.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 57288-MS. Malaysia, 1999.

DONATO, G. **Multirate-Transfer Dual-Porosity Modeling of Gravity Drainage and Imbibition.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 93144-PA. 2007.

ESCOBAR, F. **Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.** UK: Elsevier, 2004. Colombia: Universidade Sur Colombiana, 2004.

EVERDINGEN, A. F. **Recovery Efficiency.** In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 7427-MS. 1978.

FAISAL, A. et al. **Injectivity and Gravity Segregation in WAG and SWAG Enhanced Oil Recovery**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 124197-MS. New Orleans, Louisiana, USA, 2009.

FARZAD, I.; AMANI, M. **Evaluating Reservoir Production Strategies in Miscible and Immiscible Gas-Injection Projects**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 108014-MS. Buenos Aires, Argentina, 2007.

FULCHER, R. A.; ERTEKIN, T.; STAHL, C. D. **Effect of Capillary Number and Its Constituents on Two-Phase Relative Permeability Curves**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 12170-PA. 1985.

GANG, C. et al. **The Successful Application of PCPs's; Personalized Design in Hailar Oil Field**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 113115-MS. Houston, Texas, USA, 2007.

GARNICA, M. A. et al. **Increase Heavy-Oil Production in Combustion Tube Experiments Through the Use of Catalyst**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 107946-MS. Buenos Aires, Argentina, 2007.

GODOY, J. **Simulación de un proceso de inyección de gases en yacimientos naturalmente fracturados de gas y condensado**. 2011. 167f. Trabalho de Conclusão do Curso (Engenharia de Petróleos) – Faculdade de Engenharia, Universidade Autónoma de México, Cidade de México, 2011.

GOUDARZI, B.; MOHAMMADMORADI, P.; KANTZAS, A. **Pore-Level Simulation of Heavy Oil Reservoirs; Competition of Capillary, Viscous, and Gravity Forces**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 181188-MS. Lima, Peru, 2016.

GUTIÉRREZ, D. et al. **Buffalo Field High-Pressure Air Injection Projects 1977 to 2007: Technical Performance and Operational Challenges**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 113254-PA. Tulsa, Oklahoma, USA, 2008.

HARUN, A. F. et al. **Managing Hydrate Risks for a Black Oil Long Subsea Tie-Back When Water Cut Predictions Exceed Original Design Basis**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 111138-MS. Marrakech, Morocco, 2008.

HAUVILLE, B.; TERRAZAS, R.; HENRIQUE, S. **CO₂ from Southeast Asia to Brazil: Making Your Enemy Your Ally? Offshore Technology Conference**. In: Offshore Technology Conference. OTC-25048-MS. Malaysia, 2014.

HERNANDEZ, C. et al. **Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 75122-MS. Tulsa, Oklahoma, USA, 2002.

HIRASAKI, G. J. **Wettability: Fundamentals and Surface Forces**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 17367-PA. 1991.

HOOK, J. R. **An Introduction to Porosity**. In: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-2003-v44n3a4. 2003.

JAYASEKERA, A. J.; GOODYEAR, S. G. **Improved Hydrocarbon Recovery in the United Kingdom Continental Shelf: Past, Present and Future**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 75171-MS. Tulsa, Oklahoma, USA, 2002.

JOHNSON, S. J. et al. **Using Biosurfactants Produced From Agriculture Process Waste Streams To Improve Oil Recovery in Fractured Carbonate Reservoirs**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 106078-MS. Houston, Texas, USA, 2007.

JORDAN, M.; MACKAY, E. **Predicting and Managing Inorganic Scale Associated With Produced Water from EOR Projects**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 177144-MS. Quito, Ecuador, 2015.

KARAOGUZ, O. K. et al. **Improved Sweep in Bati Raman Heavy-Oil CO₂ Flood: Bullhead Flowing Gel Treatments Plug Natural Fractures**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 89400-PA. Tulsa, Oklahoma, USA, 2007.

LACERDA, E. C.; PRIIMENKO, V. I.; PIRES, A. P. **Microbial EOR: A Quantitative Prediction of Recovery Factor**. Society of Petroleum Engineers. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 153866-MS. Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.

LAKATOS, I. J. et al. **Application of Viscoelastic Surfactants as Mobility-Control Agents in Low-Tension Surfactant Floods**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 106005-MS. Houston, Texas, USA, 2007.

LAU, H. C.; YU, M.; NGUYEN, Q. P. **Nanotechnology for Oilfield Applications: Challenges and Impact**. Society of Petroleum Engineers. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 183301-MS. Abu-Dhabi, UAE, 2016.

LIU, R. **The Reservoir Suitability Studies of Nitrogen Foam Flooding in Shengli Oilfield**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 114800-MS. Perth, Australia, 2008.

MANRIQUE, E. J. et al. **EOR: Current Status and Opportunities**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 130113. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010.

MATULA, M. **Engineering Geologic Investigations Of Rock Heterogeneity**. In: American Rock Mechanics Association. ARMA-69-0025. 1969.

MOCZYDLOWER, B. et al. **Development of the Brazilian Pre-Salt Fields - When To Pay for Information and When To Pay for Flexibility**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 152860-MS. Mexico city, Mexico, 2012.

MORAES, O. et al. **Lula NE Pilot Project – An Ultra-Deep Success In The Brazilian Pre-Salt**. In: Offshore Technology Conference. OTC: 27297-MS. Houston, Texas, USA, 2016.

MORAIS, J. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

MORALES, K. et al. **Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil**. In: Revistas Fuentes: El Reventon energético. Bucaramanga, Colombia, 2015. Disponível em: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5024/5447>

MORITIS, G. **Annual Production Report**. In: Oil & Gas Journal, 1990.

MORITIS, G. **Annual Production Report**. In: Oil & Gas Journal, 1998.

MORITIS, G. **Annual Production Report**. In: Oil & Gas Journal, 2000.

MORITIS, G. **Annual Production Report**. In: Oil & Gas Journal, 2008.

MORTIS, G. **EOR Continues to Unlock Oil Resources**. In: The Oil and Gas Journal, 2004. 102,14, 54-65 p.

MUSTAPHA, H.; DE LANGAVANT, L.; GIDDINS, M. A. **Darcy and non-Darcy Flows in Fractured Gas Reservoirs**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 175596-MS. Abu Dhabi, UAE, 2015.

NABOLI, M. et al. **Chemical EOR Project for a Giant North African field**. In: the 12th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Ravenna, Italy, 2015.

Ning, S. X.; McGuire, P. L. **Improved Oil Recovery in Under-Saturated Reservoirs Using the US-WAG Process**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 89353-MS. Tulsa, Oklahoma, USA, 2004.

ONYEKONWU, M.; AKARANTA, O. **Alkaline-Surfactant Flooding in Niger-Delta: An Experimental Approach**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 184271-MS. Lagos, Nigeria, 2016.

OTHMAN, M. et al. **Meeting the Challenges in Alkaline Surfactant Pilot Project Implementation at Angsi Field, Offshore Malaysia**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 109033-MS. UK, 2007.

PALMA, J. **Introducción a los métodos de recobro**. In: XV semana técnica de ingeniería de petróleos, UIS. Bucaramanga, Colombia, 2015.

PAPATERRA, G. **Pré-sal: Conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil**. 2010. 61f. Dissertação de mestrado (Pós-graduação em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

PIZARRO, J. O.; BRANCO, C. C. **Challenges in Implementing an EOR Project in the Pre-Salt Province in Deep Offshore Brasil**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 155665, 2012.

REKSIDLER, R. et al. **Offshore Chemical Enhanced Oil Recovery**. In: Offshore Technology Conference. OTC: 26123-MS. Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

SANCHEZ, J. L. et al. **Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results After Four Years of Operation**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 97385-MS. Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

SCHULTE, W. M. **Challenges and Strategy for Increased Oil Recovery**. In: International Petroleum Technology Conference. IPTC-10146-MS. Doha, Qatar, 2005.

SHAPIRO, A. A.; STENBY, E. H. **Effects of Capillary Forces and Adsorption on Reserves Distribution**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 36922-MS. Milan, Italy, 1996.

SHEFFIELD, M. **Three-Phase Fluid Flow Including Gravitational, Viscous and Capillary Forces**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 2012-PA. Tulsa, Oklahoma, USA, 1969.

SILVA, I. G. et al. **Polymer Flooding: A Sustainable Enhanced Oil Recovery in the Current Scenario**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 107727-MS. Buenos Aires, Argentina, 2007.

SPIILDO, K. et al. **A New Polymer Application for North Sea Reservoirs**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 113460-MS. Tulsa, Oklahoma, USA, 2008.

STOSUR, G. J. **EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 84864-MS. Malaysia, 2003.

TABER, J. J. et al. **EOR screening criteria revisited**. In: Proceedings of the SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery. SPE: 35385. Tulsa, Oklahoma, USA, 1996.

TADEU C. T. **Challenges and Solutions To Develop Brazilian Pre-Salt Deepwater Fields**. In: World Petroleum Congress. 21-2084 WPC. Moscow, 2014.

TALUKDAR, S.; INSTEFJORD, R. **Reservoir Management of the Gullfaks Main Field**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 113260-MS. Rome, Italy, 2008.

TEIGLAND, R. et al. **EOR Survey in the North Sea**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 99546-MS. Tulsa, Oklahoma, USA, 2006.

TEIGLAND, R.; KLEPPE, J. **EOR Survey in the North Sea**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 99546-MS. Tulsa, Oklahoma, USA, 2006.

TELETZKE, G. F.; PATEL, P. D.; CHEN, A. **Methodology for Miscible Gas Injection EOR Screening**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 97650-MS. Malaysia, 2005.

TIAB, D.; DONALDSON E. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. UK: Elsevier, 2004.

WU, X. et al. **the Economic Analysis and Application Strategies of EOR Technology in Low-Oil-Price Period — 8 Cases Study of a New Polymerflooding Technology**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE-182145-MS. Dubai, UAE, 2016.

XIE, J. et al. **New Technology for Raising the Production in Injecting Steam Well by Using SEPA**. In: Society of Petroleum Engineers. SPE: 104404-MS. Beijing, China, 2006.