

Listas de conteúdos disponíveis em [ScienceDirect](#)

Journal of Petroleum Science and Engineering

Página inicial do jornal: www.elsevier.com/locate/petrol

Injeção de gás não hidrocarboneto seguido por vapor - co-injeção de gás para o aprimoramento da recuperação de óleo pesado de reservatórios de carbonato fraturados

A. Mohsenzadeh ^{uma}, M. Escrochi ^{uma}, MV Afraz ^{uma}, Gh. Karimi ^{uma}, Y. Al-Wahaibi ^{b, n}, Sh. Aiatolá ^{uma}^{uma} EOR Research Center, Shiraz University, Shiraz, Irã^b Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Sultan Qaboos, Omã

informações do artigo

Historia do artigo:

Recebido em 23 de abril de 2015

Recebido na forma revisada em 11 de março de 2016

Aceito em 12 de março de 2016 Disponível online em 14 de março de 2016

Palavras-chave:

Gases não hidrocarbonetos

Injeção de gás

Co-injeção de vapor-gás

Óleo pesado

Reservatórios carbonáticos fraturados

resumo

Considerável óleo pesado é acumulado em reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados, com muito baixo efeito de recuperação de óleo fi eficiência através de técnicas de produção dispendiosas. Neste estudo experimental, os efeitos de diferentes gases não hidrocarbonetos no desempenho do processo de injeção de gás seguido de vapor - A co-injeção de gás na recuperação de óleo pesado de núcleos de carbonato de tamanho completo e baixa permeável foi investigada em re-condições do servor em um modelo de laboratório fraturado longo. Três gases diferentes: CO puro, N₂ puro e suas misturas como sintéticas fl O gás ue foi usado para estudar o desempenho do processo de injeção de gás. Também o os testes foram continuados a vapor - processo de co-injeção de gás em que o gás foi injetado com especi fi c relação vapor / gás na condição de temperatura de saturação de vapor. No decorrer dos experimentos, as produções de óleo e água, a pressão e a temperatura foram monitoradas cuidadosamente.

Verificou-se que durante o esgotamento da fratura, o deslocamento semelhante ao pistão por N₂ injeção e óleo espumando por CO₂ injeção são os mecanismos mais importantes que afetam o desempenho de recuperação de óleo antes da descoberta do gás. Os resultados mostraram que após a ruptura do gás (GBT), a recuperação final de óleo com base no óleo residual no GBT para CO₂ injeção foi de 58,4% (14,8% por injeção de gás e 43,6% por vapor - co-injeção de gás), para fl injeção de gás ue foi de 73,8% (9,8% por injeção de gás e 64% por vapor - co-injeção de gás) e para N₂ injeção foi de 47% (13,5% por injeção de gás e 33,5% por vapor - co-injeção de gás). Os resultados de recuperação de óleo e taxa de produção indicaram que o fl ue injeção de gás durante a injeção de gás e vapor - gás os processos de co-injeção estavam apresentando desempenho superior no aprimoramento da recuperação de óleo pesado de reservatórios fraturados.

E 2016 Elsevier BV Todos os direitos reservados.

1. Introdução

Nos últimos anos, conforme a demanda global de energia aumentou e a produção de reservatórios convencionais de petróleo diminuiu, fi Encontrar novos recursos de petróleo tornou-se um desafio importante. O óleo pesado é considerado um dos principais recursos do combustível fóssil. Parte das grandes reservas de petróleo pesado são acumuladas nos reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados, onde as fraturas, em geral, retêm uma pequena porção do petróleo total: geralmente menos do que alguns por cento; e a

restantes são acumulados dentro das matrizes ([Haugen et al., 2010](#)) Na prática, foi demonstrado que muito óleo permanece em bloco de matriz após a produção primária nos reservatórios fraturados ([Al-Shizawi et al., 1997](#) ; [Saidi, 1996](#) ; [Al-Hadhdarmi e Blunt, 2001](#))

A injeção de gás é altamente recomendada como uma técnica de produção secundária em reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados. Afirma-se que a injeção de gás nas fraturas ativa a drenagem por gravidade, o que leva a uma maior recuperação de óleo dos blocos de matriz, evitando a migração para cima do nível da água ([Macaulay et al., 1995](#) ; [Al-Hadhdarmi e Blunt, 2001](#) ; [Nabipour et al., 2007](#)) No entanto, se este processo for utilizado no caso de reservatórios de carbonato de óleo pesado; alta viscosidade do óleo e matrizes pequenas, pouco permeáveis e predominantemente úmidas de óleo reduzem a produção de óleo ef fi ciência ([Grattoni et al., 2001](#))

A produção de petróleo da matriz para as fraturas está em fl uenciado por forças de gravidade, forças viscosas, forças capilares e mistura (difusão ou dispersão). Durante o processo de injeção de gás imiscível não térmico, devido a fraturas altamente condutivas e interconectadas, forças de viscosidade devido a fl uid fl as matrizes de fluxo são geralmente

Abreviações: GOGD, Drenagem por Gravidade de Óleo de Gás; SAGD, Drenagem por gravidade assistida por vapor; IFT, Tensão Interfacial; NCG, Gás Não Condensável; GEE, Green House Gas; TC, termopar; PT, Transdutor de Pressão; PLC, Controle Lógico Programável; Soi, Saturação Inicial de Óleo; Scw, saturação de água conectada; BPR, regulador de contrapressão; GOC, gás - Contato com óleo; GBT, Gas Breakthrough; IOIP, óleo inicial no local; IOIF, óleo inicial na fratura; RO, óleo residual; RF, Fator de Recuperação

ⁿ Autor correspondente.

Endereço de e-mail: adel.mohsenzadeh@gmail.com (A. Mohsenzadeh), escrochi@gmail.com (M. Escrochi), vahidafraz@gmail.com (MV Afraz), ghkarimi@shirazu.ac.ir (Gh. Karimi), ymn@squ.edu.om (Y. Al-Wahaibi), shahab@shirazu.ac.ir (Sh. Aiatolá).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.03.003>

0920-4105 / & 2016 Elsevier BV Todos os direitos reservados.

insignificante em comparação com as forças capilares (Verlaan e Boerrigter, 2006) As forças capilares afetam adversamente a recuperação de óleo por injeção de gás porque o gás, como uma fase não aquosa, só pode deslocar a fase de óleo na matriz de rocha da fratura quando ela supera a barreira capilar. Portanto, no processo de injeção de gás imiscível, a drenagem por gravidade e a difusão do gás podem ser consideradas como os principais mecanismos governantes. O domínio de cada mecanismo depende de diferentes parâmetros, como tamanho e permeabilidade do bloco da matriz, tipo de óleo e gás de injeção, pressão e temperatura, tamanho da fratura e taxa de gás na fratura. Por exemplo, em baixa permeável e pequena matriz, uma vez que o aumento capilar é alto, a drenagem por gravidade é insuficiente e a difusão de gás é dominante (Chordia e Trivedi, 2010)

Considerando a diferença de densidade entre o óleo na matriz e o gás na fratura como a única força motriz para o processo de injeção de gás; A taxa máxima de produção de petróleo devido à força gravitacional em um meio poroso vertical de uma dimensão pode ser calculada a partir da lei de Darcy. Supondo que nenhuma mistura ocorra entre as fases, o fluxo é incompressível e a viscosidade e a densidade do óleo permanecem constantes (Chatzis e Ayallollahi, 1995 ; Kahrobaei et al., 2012 ; Al-Rabaani et al., 2008):

$$q_{\text{gravidade}} = \frac{k_{\text{rog}} \Delta \rho g A}{\mu_o} \quad (1)$$

Onde k_{rog} é a permeabilidade relativa de óleo / gás da matriz, A é cruzada área seccional, μ_o é a viscosidade do óleo e $\Delta \rho$ é a diferença de densidade entre petróleo e gás. Portanto, a taxa de injeção de gás deve ser maior do que a taxa de drenagem por gravidade máxima para garantir que o óleo drenado será substituído pelo gás injetado.

1.1. Injeção de gases não hidrocarbonetos em reservatórios fraturados

CO₂ injeção tem diversas vantagens técnicas e ambientais atraentes que atraem muitos pesquisadores, mantendo-a entre os métodos potenciais disponíveis para aplicação na maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos. Afirma-se que a condição de miscibilidade para CO₂ e a maioria dos óleos crus, na prática começa com pressões mais baixas do que os outros gases. Por outro lado, para injeção de gás imiscível, CO₂ tem densidade mais alta do que outros gases, o que leva aos menores problemas de substituição de gás. É mencionado que o dióxido de carbono pode ser quase tão pesado quanto o petróleo bruto; no entanto, esta propriedade reduz sua força motriz de drenagem por gravidade (Shawket, 2009 ; Mohsenzadeh et al., 2014)

Vários estudos têm sido apresentados na literatura sobre o conceito de injeção de gás em reservatórios fraturados. Darvish et al. (2006) usaram um modelo fraturado para estudar a recuperação de óleo secundária e terciária por injeção de gás para óleo vivo em um núcleo úmido de água a 300 bar e 130 bar ° C, por meio de modelagem e experimentos. Os resultados revelaram que a difusão é o principal mecanismo de produção do óleo da matriz e afirmam que a drenagem por gravidade tem menos efeitos. Karimaie et al. (2008) realizaram vários testes para secundários e injeção terciária de CO₂ e N₂ em um modelo de carbonato fraturado. Eles usaram óleo vivo sintético em condições de reservatório. O realizado experimentos secundários provaram que a maior parte do óleo foi recuperado a taxas consideravelmente altas durante o CO₂ injeção, enquanto N₂ flooding leva a apenas um quinto de CO₂ recuperação a taxas mais baixas. Eles mostraram que a recuperação secundária de petróleo foi mais eficaz do que a terciária em CO₂ injeção. Zhao et al. (2010) estudou N terciário e companhia injeção experimentalmente em um modelo cúbico feito de rocha carbonática fraturada. Eles mostraram que durante a produção de petróleo, o CO₂ eficientemente muda a localização da interface óleo-água, enquanto N₂ mantém a pressão na zona de produção devido à sua menor solubilidade nas fases de óleo e água. Portanto, eles esperavam um aprimoramento desempenho para a injeção de N₂ / CO₂ mistura de gás no fl aplicações de campo (Mohsenzadeh et al., 2014)

Uma breve revisão da literatura mostrou que os estudos experimentais relatados em modelos fraturados foram realizados principalmente com óleo leve ou sintético em rocha altamente permeável na faixa de 1 - 2 modelos Darcy ou sand pack. Com relação à importância da recuperação de óleo pesado de reservatórios fraturados e do benefício comercial aspectos do CO₂ injeção em reservatórios de hidrocarbonetos, mais investigações de injeção de gás em um modelo mais consistente são necessárias. É fundamental saber que, durante a injeção de gás, o CO₂ a concentração é o parâmetro chave que afeta o fator de recuperação. Portanto, nitrogênio, CO₂ e fl gases ue foram selecionados aqui como o injetor fluids para estabelecer injeção de gás para recuperar mais óleo pesado do modelo de núcleo inteiro de carbonato fraturado em laboratório (Mohsenzadeh et al., 2014)

1.2. Co-injeção de vapor-gás

Resultados experimentais anteriores e fl aplicações de campo para drenagem por gravidade de óleo de gás (GOGD) mostraram recuperação de óleo pesado relativamente baixa de cerca de 10 - 20% em condição imiscível. A quantidade considerável de óleo permanece nas matrizes no final do processo quando as fraturas esgotadas são fl cheio com o gás injetável e o reservatório está na condição de abandono. Este óleo restante ainda é um potencial para aplicações EOR contínuas adequadas que utilizam mecanismo de drenagem por gravidade para aumentar a recuperação de óleo pesado. A aplicação de métodos térmicos pode ser promissora para as etapas seguintes do GOGD. Gás termicamente assistido - a drenagem por gravidade de óleo (TA-GOGD) e a drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD) são empregadas para a recuperação de óleo pesado (Ayatollahi et al., 2005 ; Penney et al., 2007 ; Shahin et al., 2006 ; Mohsenzadeh et al., 2011) Durante a maioria dos processos de injeção de vapor, o declínio na pressão da câmara devido ao resfriamento requer mais compensação de injeção de vapor. Então, aumenta o vapor - proporção de óleo, limita a recuperação de óleo pesado e não há benefício econômico fl t para continuar a injeção de vapor puro para fazer um processo térmico eficaz. Várias opções foram consideradas para superar este fenômeno, sendo que a mais promissora poderia ser a injeção de um gás não condensável (NCG), como CO₂, N₂ e CH₄ para substituir o vapor condensado, reduzir a perda de calor para a sobrecarga e, portanto, melhorar o vapor - proporção de óleo. O NCG mantém a pressão da câmara e cria uma fase de gás permanente no topo da câmara, portanto, o calor chegou ao poço produtor mais cedo (Bagci e Gumrah, 2004 ; Bagci et al., 2008) Por outro lado, os processos térmicos à base de vapor são consome muita energia e causa alto dióxido de carbono (CO₂) emissões como um gás de efeito estufa (GEE). Em relação às forças globais para reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE), há potenciais para a produção de CO₂ emissões por captura e descarte de CO₂ para manutenção da pressão dessas operações térmicas. Estudo anterior matrizes apontaram várias vantagens para o CO₂ além de vapor para recuperação de óleo pesado. Durante a manutenção da pressão, depressão de temperatura de saturação do vapor, redução do vapor - proporção de óleo, viscosidade do óleo e redução de IFT e melhoria da destilação a vapor cesso são reconhecidos como os efeitos do CO₂ presença na injeção de vapor (Mohsenzadeh et al., 2012 ; Tian et al., 2008 ; Bagci e Gumrah, 2004 ; Canbolat et al., 2004) Nasr et al. (1987) examinou a recuperação de betume de areias betuminosas por injeção contínua e cíclica de vários vapor - fl ue gás combinações. Durante os experimentos, vapor, vapor - CO₂, vapor - N₂ e vapor - CO₂ - N₂ misturas foram injetadas a 3,55 MPa e 100% de qualidade de vapor em um leito de areia oleosa de alta permeabilidade. Os resultados experimentais indicaram que a adição de fl ue gás para vapor em comparação com vapor sozinho melhora tanto a taxa quanto o final recuperação de betume. Também mostraram que o vapor - CO₂ misturar-tura era superior a qualquer vapor - N₂ ou o vapor - fl combinações de gases. Bagci e Gumrah (2004) examinou os efeitos especiais de injeção simultânea de CO₂ e CH₄ com vapor na recuperação de 12,4 ° Óleo pesado API de calcário não consolidado. Elas

descobriram que a relação gás / vapor é um fator importante entre as variáveis estudadas na recuperação de óleo pesado. Enquanto a depressão da temperatura do vapor foi observada, saturações de óleo residual mais baixas foram obtidas nos testes de injeção gás-vapor, em comparação com a injeção apenas de vapor devido à presença de gás não condensável. [Tian et al. \(2008\)](#), utilizou modelo físico de laboratório compactado com areia e um nu-

modelo de simulação merical para investigar os efeitos do CO₂ e adição de surfactante ao vapor para recuperação de óleo pesado. Os efeitos de CO₂ dissolução em óleo e água, variação de viscosidade, volume de óleo e tensão interfacial (IFT) durante o processo de recuperação foram examinados. Eles verificaram que a redução da viscosidade, a formação de espuma do óleo e a redução de IFT desempenham papéis importantes, melhorando a recuperação do óleo pesado coberto. Seus resultados mostraram que o CO₂ simultâneo 2 injeção com vapor melhora óleo pesado fl desempenho baixo devido ao CO₂ dissolução no óleo em comparação com a injeção de vapor apenas. Ao mesmo tempo, CO₂ diminui a temperatura da frente do vapor e os efeitos no expansão da câmara de vapor.

[Al-Rabaani et al. \(2008\)](#), mostrou o impacto do bloco de matriz taxa de aquecimento na taxa de recuperação de óleo por drenagem por gravidade durante a Drenagem por Gravidade Assistida por Vapor (SAGD). Eles realizaram cálculos analíticos e simulação numérica detalhada para rede de fratura de matriz e ambas as abordagens com fimado que, o tempo necessário para aquecer o bloco da matriz pode ser semelhante ou maior do que o tempo necessário para a drenagem do óleo aquecido do bloco da matriz. Nessas circunstâncias, a produção de petróleo é controlada pela taxa de aquecimento do bloco da matriz. Eles assumiram que a transferência de calor dentro da matriz é dominada pela condução na direção vertical para a fratura. Além disso, a condução na matriz é desprezível paralela à fratura. Seus resultados indicam que a taxa de recuperação de óleo aumenta com o aumento da taxa de injeção de vapor até uma taxa crítica de injeção de vapor. Para taxas de vapor mais altas, a taxa de produção de óleo permanece constante. Além disso, eles desenvolveram uma expressão analítica para estimar a velocidade ótima do vapor que depende apenas do tamanho do bloco da matriz, capacidade de calor volumétrico da água e bloco da matriz

condutividade térmica da seguinte forma:

$$v_{oc} \approx \frac{\lambda_m}{h z C_c} \quad (2)$$

Onde C_c é a velocidade crítica do vapor (m / s), x é a largura ou espessura do bloco (m), z é a altura do bloco da matriz (m), λ_m é térmico

condutividade da matriz (J / msc), c é a capacidade de calor volumétrico do vapor (J / m³ c) e a é a abertura de fratura (m).

Neste trabalho experimental, a recuperação de óleo pesado da matriz de baixa permeável no modelo fraturado de núcleo inteiro longo foi estudada na condição de reservatório. O processo de injeção de gás imiscível usando gases não hidrocarbonetos foi aplicado no fi primeira etapa. No segundo curso do experimento, o vapor - a co-injeção de gás foi implementada para recuperar mais óleo pesado do mesmo gás-de-modelo pletado. Os efeitos do tipo de gás, com base em diferentes CO₂ composições incluindo CO puro 2, N puro 2 e sua mistura como sintética fl gás ue, na produção de petróleo e na qualidade dos processos foram examinados cuidadosamente ([Mohsenzadeh et al., 2012](#))

2. Experimental

2.1. Aparato experimental

A configuração experimental e sua demonstração esquemática são mostradas em [Figura 1](#). Um suporte de núcleo longo de alta pressão com 100 cm de comprimento e 10 cm de diâmetro interno especialmente projetado para os testes de simulação de reservatório fraturado foi a parte principal da configuração. Para cada teste, seis amostras de testemunho com 15 cm de comprimento e 8,7 cm de diâmetro foram empilhadas verticalmente no porta-testemunhos. O espaço anular em torno dos núcleos simulou uma fratura vertical, e o espaço fino entre os seis núcleos foi considerado como fraturas horizontais onde a continuidade capilar não é completamente mantida. O suporte do núcleo foi envolvido com uma jaqueta térmica de temperatura constante para manter o suporte do núcleo a uma temperatura constante até 350 ° C. Transdutores de temperatura e pressão precisos (TC e PT) foram instalados na especificação fi ed coloca dentro do suporte do núcleo para monitorar a temperatura pro fi le dentro da fratura vertical em torno das amostras de testemunho. A temperatura e a pressão também foram monitoradas na linha de injeção e nas linhas de produção. O regulador de contrapressão foi empregado na linha de produção para manter o experimento na pressão constante durante a produção. Um gerador de vapor de alta temperatura / alta pressão foi utilizado para fornecer a injeção fl uidos como líquidos e gases quentes, vapor saturado e superaquecido. Todo o sistema era controlado por uma unidade de Controle Lógico Programável (PLC), que monitorava e

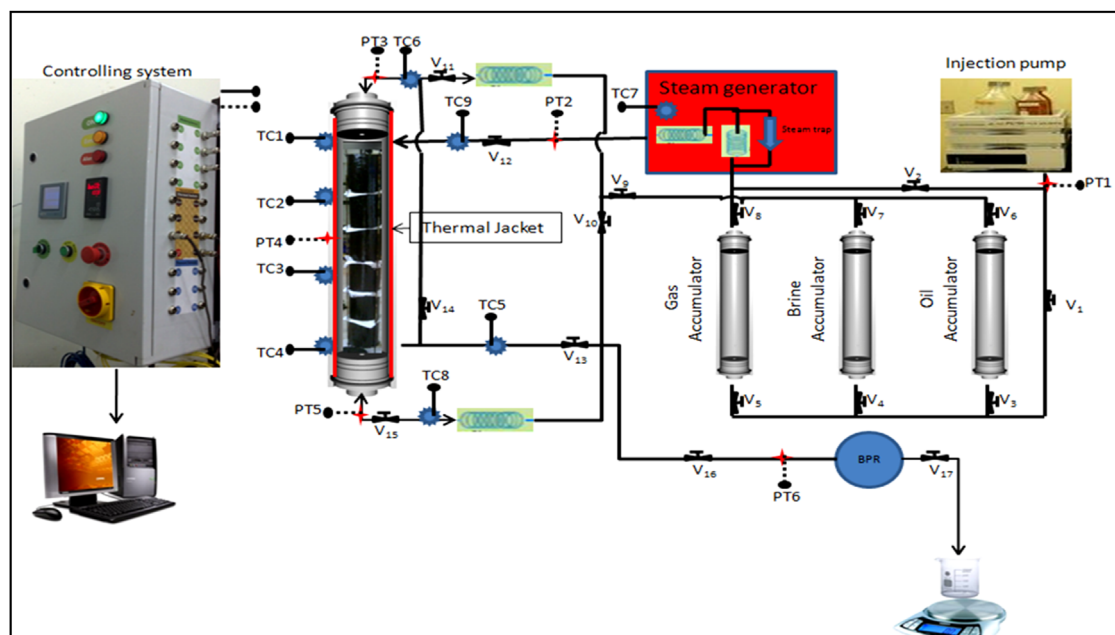


Figura 1. Ilustração esquemática da configuração experimental.

tabela 1

Propriedades do petróleo bruto morto e da salmoura.

Propriedades a granel do petróleo bruto	Propriedade	Valor	Propriedade	Valor	Viscosidade do petróleo bruto			
					Temperatura (°C)		Viscosidade (cP)	
	Gravidade	15,8 ° API	Conteúdo de cera	2,5 - 3,5%	20		3860	
					38		780	
	Densidade @ 25 ° C	959 kg / m ³	Asfalteno	10% em peso	50		320	
					82		74	
					100		40	
Óleo cru	Comp.	Verruga (%)	Comp.	Verruga (%)	Comp.	Verruga (%)	Peso molar (gr / gmol)	Sp. gr
Propriedades de composição	N ₂	0,001936	iC ₄	0,547153	C ₇ F	2,163434	120,77	0,9119
	CO ₂	0,022656	nC ₄	1,56041	C ₇ G	8,414434	171,09	0,9328
	C ₁	0,336199	iC ₅	1,505817	C ₇ H	16,45902	249,20	0,9480
	C ₂	0,196848	nC ₅	2,266857	C ₇ eu	22,38638	363,69	0,9608
	C ₃	0,823227	nC ₆	5,5287	C ₇ ^o	37,78694	681,10	0,9800
Propriedades de salmoura de formação	Propriedade	Valor			Íon		Composição (mg / L)	
	Salinidade como NaCl	123000 PPM			Cálcio		6600	
	TDS	125,512			Magnésio		1882	
	Cor	Ligeiramente amarelo			Sódio		41638	
	pH	5,5			Cloroeto		80940	
	Sp. gr	1,088			Sulfato		280	
	Viscosidade	1,05 cP			Bicarbonato		171	

C₇^o F, G, H, I e J são grupos diferentes de C₇^o.

registrou os parâmetros importantes de o sistema, como temperatura e pressão, bem como manter os testes no prespecifi condições experimentais ed (Mohsenzadeh et al., 2012 , 2014)

Para saturar os plugues do núcleo com salmoura e óleo, um suporte de núcleo do tipo Hassler especial para o tamanho total do núcleo foi utilizado, o qual pode lidar com os plugues do núcleo de 8,7 cm de diâmetro e até 30 cm de comprimento. O suporte do núcleo foi equipado com jaqueta térmica e com fi sistema de pressão natural para operar em alta temperatura e pressão de até 350 ° C e 6000 psi. Além disso, para a injeção de salmoura, óleo e gás, foram usados três acumuladores de pistão-cilindro de alta pressão. A taxa de injeção foi controlada com bomba de HPLC por injeção de água destilada no outro lado do acumulador em constante fl taxa de fluxo na pressão do desejo.

2.2. materiais e métodos

Petróleo bruto pesado de um dos reservatórios carbonáticos do Sul do Irã com 15,8 ° API e viscosidade de 3860 cp a 25 ° C foi usado durante os experimentos. As propriedades do petróleo bruto pesado utilizado e da salmoura de formação real são apresentadas em tabela 1 .

As amostras de núcleo foram selecionadas a partir de um afloramento carbonático relativamente homogêneo da formação do reservatório. As amostras de testemunho com 15 cm de comprimento e 8,7 cm de diâmetro tinham a faixa de porosidade de 14 - 20%, e a faixa de baixa permeabilidade entre 3,5 e 9,5 mD. Cada amostra de núcleo fresco e seco foi aspirada e saturada com

salmoura de formação real da fi campo tabela 1) A porosidade de cada núcleo foi calculada com base na densidade da salmoura e na diferença de peso entre o núcleo seco e o núcleo saturado com salmoura de formação. O plugue de núcleo saturado foi transferido para o suporte de núcleo do tipo Hassler. Salmoura foi injetada para medição de permeabilidade líquida (absoluta) usando a lei de Darcy. Em seguida, o óleo pesado foi injetado no núcleo saturado de salmoura até que o núcleo atingisse as condições de saturação de óleo inicial (Soi) e saturação de água conata (Scw). Finalmente, as amostras de núcleo saturado foram envelhecidas por 30 dias em óleo cru a 80 ° C para restaurar a condição de molhabilidade do reservatório. Os estudos anteriores sobre a alteração da molhabilidade da mesma rocha mostraram que a condição de umedecimento máximo do óleo é adquirida com propriedades de umedecimento estabilizadas após aproximadamente 30 dias de envelhecimento. Envelhecer além deste período não tem um grande impacto (Roosta et al., 2009 ; Seiedi et al., 2010) A alteração da molhabilidade foi contra fi med através de medições de ângulo de contato que são mostradas em Figura 2 . A comparação entre o ângulo de contato da gota de água na superfície da amostra de núcleo fresco e da amostra de núcleo envelhecida mostra que a molhabilidade mudou de fortemente úmido para a condição úmida neutra.

Três misturas de gases com CO diferente 2 razão de volume foram escolhidos para serem injetados em suporte de núcleo longo verticalmente montado em re- condição do servatório para monitorar a produção de óleo pesado em imiscível Estado. Os gases utilizados consistiam em CO puro 2, mistura de 15% CO 2 e 85% N 2 como um sintético fl gás ue e N puro 2 O sintético fl a composição do gás ue foi selecionada com base nas composições relatadas na literatura para gás de exaustão de usinas de gás natural

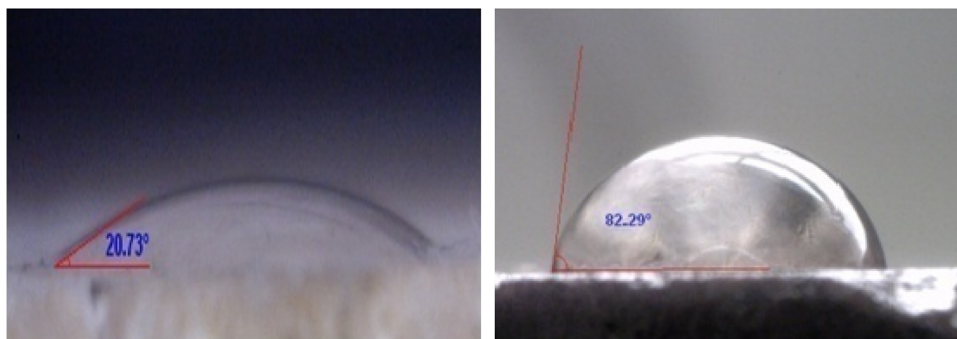


Figura 2. Medição do ângulo de contato por gota de água, núcleo fresco ¼ 20,73 ° (lado esquerdo, fortemente molhado com água), núcleo envelhecido ¼ 82,29 ° (lado direito, neutro molhado).

mesa 2
Condições experimentais.

Teste nº		1	2	3
Gás injetado		CO ₂	Gás de combustão (15% CO ₂ 85% N ₂)	N ₂
MMP calculado em 80 ° C Usando CMG WINPROB 2007.11 Condições iniciais		4300 psi	13250 Psi	13200 psi
Matriz	Porosidade de cada propriedades	20 19,7 19,3 19 18,2 18	17,7 17,5 17,1 16,8 16,5 16,1	17,5 17,2 16,7 15,8 14,9 14
	Ave. Porosidade	19%	17%	16%
	Permeabilidade de cada plugue de cima para baixo	9,5 8,8 8,1 7,5 7,2 7,1	7,5 7,2 6,7 6,3 5,8 5,6	7,3 6,8 6,0 5,2 4,3 3,5
	Permeabilidade Média	8 md	6,5 md	5,5 md
	Comprimento total	6 15 cm	6 15 cm	6 15 cm
	Diâmetro do núcleo	8,7 cm	8,7 cm	8,7 cm
Matriz	S _{com}	20,5 21,2		23,3
Saturações	S _{oi}	79,5 78,8		76,7
Líquido de matriz	Água	208 cm ³	193 cm ³	199 cm ³
Volumes	Óleo	807 cm ³	717 cm ³	658 cm ³
Volume de óleo de fratura		2218 cm ³	2196 cm ³	2260 cm ³

(Nasr et al., 1987 ; Zhang et al., 2004 ; Sim e Stroich, 2004)

2.3. Procedimento experimental

The experimental procedure included four main steps:

As illustrated in Fig. 1 , the set of six 15 cm oil-saturated and aged core samples with almost the same porosity and permeability values were stacked with tissue in between for capillary continuity. The 90 cm matrix block transferred to the long core holder and the same crude oil was injected to fill and pressurize the system up to 750 psi. Temperature of core holder was increased to 80 ° C e a quantidade de óleo produzida devido à expansão térmica através do regulador de contrapressão (BPR) foi medido. Essas condições experimentais foram selecionadas para duplicar as mesmas condições do reservatório fraturado de óleo pesado alvo e foram mantidas constantes durante os experimentos usando jaqueta térmica. Detalhes das propriedades principais e condições experimentais em cada teste são relatados em mesa 2 .

Um lençol freático, simulando um aquífero de fundo, foi formado pela injeção de água do fundo do suporte do núcleo a pressão constante. Este nível de água foi mantido constante no nível da linha de produção durante os experimentos.

Taxa máxima de drenagem por gravidade de 0,037 cm³ / min foi aproximadamente calculado por Eq. (1) à pressão atmosférica e 80 ° C usando valores de permeabilidade absoluta em vez de permeabilidade relativa. Portanto, a injeção de gás da parte superior do suporte do núcleo foi precedida em dois estágios diferentes a taxas maiores do que a taxa máxima de drenagem de óleo: no primeiro estágio, o gás foi injetado a uma taxa de 5 cm³ / min para produzir óleo a partir das fraturas e gás forçando - Contato do óleo (GOC) para baixo até a liberação do gás. No segundo estágio, uma vez que a produção de petróleo após o rompimento do gás é principalmente a partir das matrizes em taxas extremamente baixas, a taxa de injeção de gás foi subsequentemente reduzida para 1 cm³ / min para empurrar o óleo produzido para a linha de produção (Mohsenzadeh et al., 2014 ; Darvish et al., 2006)

Quando a proporção de óleo de gás (GOR) atingiu 100%, vapor saturado em

a taxa de 0,5 cm³ / min com base em água fria com gás à taxa de 1 cm³ / min foram co-injetados através do gerador de vapor. A quantidade de água condensada e óleo produzido foram medidos e monitorados ao longo do tempo até que não houvesse mais produção de óleo e atingir 100% de corte de água (Mohsenzadeh et al., 2012) Deve-se notar que a taxa de injeção de vapor foi escolhida com base no cálculo da taxa crítica de injeção de vapor por Eq. (2) como se segue-

$$q_{cr} = \frac{v_{cr} \cdot A}{UMA} \quad (3)$$

$$UMA = \frac{D_{2eu} D_{2lc}}{4} \quad (4)$$

Onde q_{cr} é a injeção de vapor crítica flowrate, v_{cr} é um vapor crítico velocidade de Eq. (2), UMA é a área da seção transversal aberta ao vapor flow, D_{2eu} e D_{2lc} são o diâmetro interno do suporte do núcleo e o diâmetro do núcleo, respectivamente. Para este sistema experimental, vapor crítico injeção flow a taxa média era de cerca de 20 cm³ / min a 750 psi e temperatura de saturação de vapor. Além disso, simulando o gerador de vapor no simulador AspenHysys V7.2 e utilizando a equação de estado SRK, 20 cm³ / min de vapor saturado a 750 psi era igual a 0,5 cm³ / min baseado em água fria em condição ambiente.

3 Resultados e discussão

A produção de petróleo a partir de reservatórios fraturados com um acionamento de tampa de gás natural ou secundário poderia ser continuada até que a zona invadida por gás alcance os poços de produção, conhecido como escape de gás, o que resulta em um aumento considerável na GOR. Este processo corresponde ao esgotamento da zona de petróleo e declínio crítico da produção nos reservatórios fraturados conhecido como efeito de recuperação econômica fi ciência. Nos testes a seguir, o gás foi injetado inicialmente em uma taxa alta para recuperar o óleo da fratura e chegar ao rompimento do gás, então a taxa de injeção de gás foi reduzida para a produção de óleo a partir das matrizes, o que também foi realizado por estudos anteriores para imitar o recuperação de gás de reservatórios fraturados com mecanismo de acionamento da tampa de gás (Darvish et al., 2006). The oil production results and the performances of these two steps are compared in this section. Experimental conditions and the results are summarized in

Tables 2 and 3 .

3.1. Produção de petróleo antes da descoberta do gás

Durante o primeiro estágio da injeção de gás, a quantidade, a taxa e o fator de formação de espuma do óleo produzido foram monitorados cuidadosamente antes da descoberta do gás. Os resultados são apresentados em Tabela 3 , junto com Figs. 4 e 5 . O óleo produzido antes da descoberta do gás foi considerado espumoso, conforme mostrado na Fig. 3 . As bolhas de gás foram então liberadas e o óleo produzido sedimentado foi coletado e medido volumetricamente. Fig. 4 mostra o fator de formação de espuma, que é a razão entre o volume de óleo espumoso produzido e o volume de óleo restante no cilindro graduado após sedimentação. Este parâmetro também corresponde aos efeitos de formação de espuma do gás injetado na zona de óleo. Pode-se observar que o fator de formação de espuma aumentou com o tempo, quando o valor máximo foi alcançado pouco antes da liberação do gás. Entre os diferentes tipos de gases, o maior fator de formação de espuma ou espuma qualidade foi observada durante o CO₂ teste de injeção, que foi consideravelmente menor para o flow e N₂ testes respectivamente.

As observações mostraram que quando o CO₂ fazia parte do gás injetado, o óleo produzido era espumoso. Foi a indicação de um formação de zona de espuma estável no fundo da zona invadida por gás

Tabela 3
Resultados experimentais.

Teste n°	1	2	3
Produção antes da descoberta do gás			
Produção de óleo (cm ³)	2066,1	2155,6	2281,8
Taxa de produção média antes do GBT	7,28 (Scm ³ / min)	8,47 (Scm ³ / min)	5,61 (Scm ³ / min)
RF em GBT (% IOIP) RF em GBT (% IOIF)	68,3	74,0	78,2
	92,9	98,1	100,1 (Fraturado óleo ° 3,4% de óleo de matriz)
Fator médio de formação de espuma de óleo antes do GBT	3,65 (cm ³ / Scm ³)	1,46 (cm ³ / Scm ³)	1,33 (cm ³ / Scm ³)
RO no GBT	959 cm ³	757 cm ³	636 cm ³
Produção após descoberta do gás			
Produção (cm ³) Óleo	141,8	74,5	85,4
Água	16,8	10	26
Taxa média de produção de petróleo	0,0067 (cm ³ / min)	0,0035 (cm ³ / min)	0,0040 (cm ³ / min)
RF (% RO em GBT)	14,8	9,8	13,5
Ultimate RF (% IOIP)	72,9	76,5	81,1
Vapor - Vapor médio de co-injeção de gás - Gas Temperatura (° C)	155	170	175
Tempo de atraso para a produção de petróleo	2	70	65
Vapor total injetado (cm ³ do água)	13255,5	12197,5	25326
Óleo produzido (cm ³)	309	486,7	286,3
Água total produzida (cm ³)	10691	8988,8	21432,8
Razão vapor / óleo	43	25	88
Taxa média de produção de petróleo	0,020 (cm ³ / min)	0,060	0,01
RF (% RO após o gás Injeção)	37,8	71,1	52
Ultimate RF (% RO em GBT)	47	73,8	58,4

o que leva a uma descoberta inicial do gás, enquanto uma porção de o óleo ainda estava inatingível na parte da fratura. Mas em caso de óleo sem espuma (N₂ injeção), esgotamento total da fratura, bem como recuperação parcial de óleo das matrizes na ruptura do gás ocorreu, enquanto a recuperação de óleo no rompimento do gás com base no óleo inicial na fratura foi de apenas 98,1% e 92,9% para fl ue gás e CO₂ respectivamente. Além disso, a maior taxa de produção de petróleo antes da descoberta do gás foi observada durante fl ue injeção de gás, enquanto o mais baixo foi alcançado em N₂ injeção.

Estudo anterior sobre medição de viscosidade de óleo espumoso por Al-Shmakhy e Maini (2012) mostraram que abaixo do ponto de bolha, uma vez que o gás de solução começa a ser liberado, a viscosidade de um óleo espumoso estável com baixas frações de volume de gás (qualidade de espuma) era muito próxima da viscosidade do óleo vivo. Embora em qualidade de espuma superior, óleo espumoso

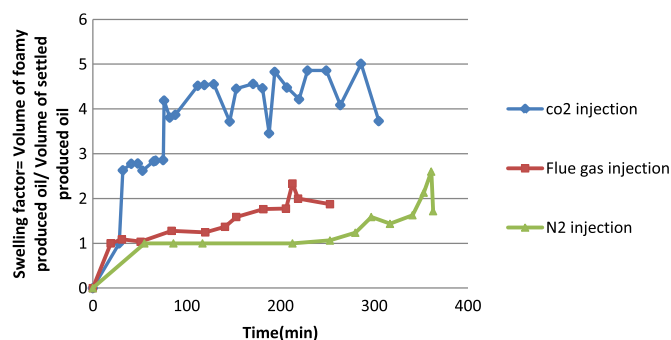


Fig. 4. Fator de formação de espuma de óleo durante a injeção de gás antes do GBT.

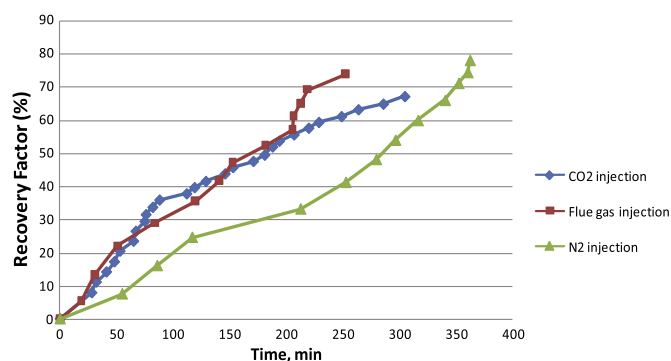


Fig. 5. Fator de recuperação de óleo por injeção de gás antes do GBT com base no IOIP.

a viscosidade aumentou e se tornou muito maior do que a viscosidade do óleo vivo original e fi finalmente se aproxima da viscosidade do óleo morto. Além disso, medições por estudos anteriores mostraram comportamento não newtoniano do óleo espumoso em frações de alto volume de gás (AlShmakhy e Maini, 2012) Portanto, a viscosidade do óleo espumoso deve ser considerada como um mecanismo efetivo da produção de óleo a partir da fratura. Os resultados do fator de recuperação e da taxa de produção podem ser evidências de que os efeitos mútuos da formação de espuma do óleo e do deslocamento do óleo em forma de pistão, dentro da fratura, estão controlando a recuperação do óleo. Os resultados demonstraram que a formação de espuma ideal de óleo causa taxa máxima de produção de óleo, enquanto ef fi o deslocamento do tipo pistão adequado leva à recuperação máxima de óleo no esgotamento da fratura; portanto, a contribuição ideal de ambos os mecanismos deve ser considerada antes da ruptura do gás (Zhao et al., 2010)

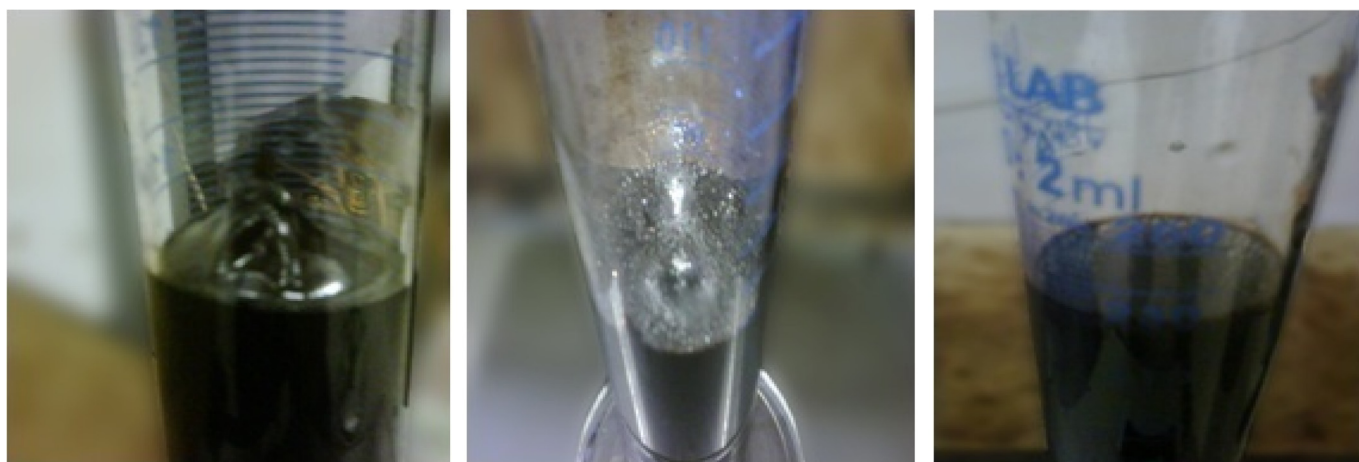


Fig. 3. Óleo espumoso produzido antes do GBT durante (a) CO₂ injeção, (b) injeção de gás de combustão e (c) N₂ injeção.

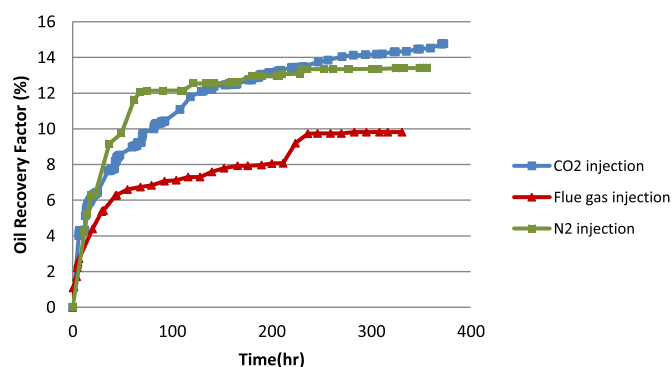


Fig. 6. Fator de recuperação de óleo por injeção de gás com base no óleo residual no GBT.

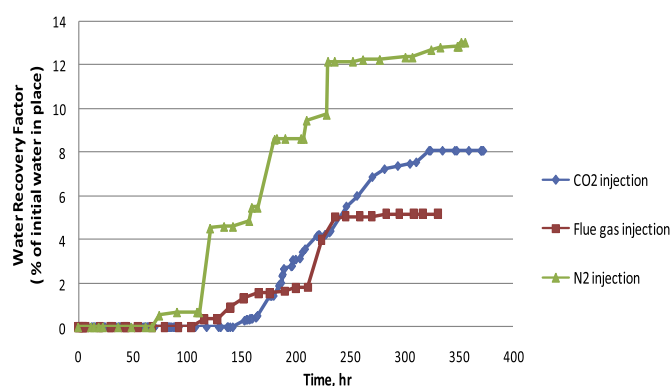


Fig. 7. Fator de recuperação da produção de água com base na água inicial na matriz.

3.2. Produção de óleo e água após descoberta do gás

A produção econômica de petróleo é geralmente limitada pelo indesejável fl produção de fluidos, que aumenta dramaticamente após o rompimento de gás / água nas condições de esgotamento do reservatório. No entanto, o fl As experiências de campo mostraram que o petróleo produzido antes da descoberta do gás é principalmente das fraturas, o que não é uma porção considerável do petróleo no lugar na maioria dos reservatórios fraturados (Haugen et al., 2010). Enquanto, a maior parte do óleo permanece nas matrizes é produzida principalmente após a descoberta do gás. Neste estudo, a produção de petróleo após o rompimento do gás também foi monitorada cuidadosamente e o desempenho final da injeção de gás (usando diferentes tipos de gases) foi determinado. Os resultados das produções de óleo e água são apresentados em Tabela 3.

Figs. 6 e 7. Os resultados indicaram que o CO₂ injeção estava tendo um desempenho superior ao dos outros gases. A recuperação do óleo foi de 14,8%, 9,8% e 13,5% com relação ao óleo remanescente na descoberta do gás para CO₂, fl gás ue e N₂ injeção, respectivamente.

Por outro lado, a taxa média de produção de petróleo após o gás descoberta como o parâmetro principal governa o profissional fi a capacidade do projeto foi medida para cada teste e os resultados são relatados em Tabela 3. Como é mostrado, a maior taxa de produção foi notado para CO₂ teste de injeção de 0,0067 cm³ / min. No entanto, para fl ue gás e N₂ testes, a taxa de produção de óleo foi quase a mesma em torno de 0,0035 e 0,0040 cm³ / min, respectivamente. Além disso, Compar- ison entre os valores da taxa real de produção de óleo nos experimentos e a taxa de drenagem máxima analítica por Eq. (1) qual é 0,037 cm³ / min, mostra que as taxas reais são menores que a taxa analítica. Deve-se notar que em Eq. (2), a permeabilidade absoluta é usada, mas nos experimentos, óleo, água, gás e vapor estavam todos presentes no espaço dos poros, e a permeabilidade relativa deve ser empregada em vez do valor absoluto. Além disso, a diferença entre as taxas reais e analíticas de produção de óleo pode ser atribuída à capilaridade; compressibilidade da fase gasosa e aumento da densidade em alta

pressão; dissolução de gás e mistura entre óleo e gás na fratura (que foi observada durante a produção antes do GBT), o que leva a uma diferença de densidade mais baixa e, portanto, a uma taxa de drenagem mais baixa (Ameri et al., 2013).

Quando puro CO₂ é injetado, ele se difunde nas matrizes saturadas de óleo, resultando na expansão do óleo e redução da viscosidade, que causa mais recuperação de óleo a uma taxa de produção mais alta das matrizes (Zhao et al., 2010; Shawket, 2009). Além disso, a diferença de densidade como força motriz para a drenagem por gravidade, no caso de N₂ injeção, é o maior fator que aumenta a recuperação de óleo. No entanto, para fl injeção de gás ue, CO₂ moléculas tendem a se difundir em a fase líquida, enquanto a maior parte do N₂ moléculas se acumulam no caminho, reduzindo o potencial de deslocamento do óleo fl im para fl fluxo nos poros e gargantas levando a mais retenção de óleo nas matrizes (Nabipour et al., 2007). Portanto, a partir de ambos os resultados dos fatores de recuperação e das taxas de produção de óleo, pode-se deduzir que a drenagem por gravidade, devido à diferença de densidade entre o óleo e o gás, e a difusão do gás são os dois principais mecanismos de recuperação de óleo das matrizes após a ruptura do gás (Darvish et al., 2006; Karimaie et al., 2007; Zhao et al., 2010).

Os resultados da produção de água durante a injeção de gás após a ruptura do gás são ilustrados em Fig. 7. O mecanismo pelo qual a água foi produzida a partir dos núcleos é principalmente a drenagem por gravidade de água / gás (Darvish et al., 2006). A produção de água, juntamente com a recuperação de óleo durante os três testes, demonstrou que fl O deslocamento do fluido ocorreu dentro das matrizes e o óleo deslocado foi produzido a partir das matrizes. Além disso, como é mostrado em Fig. 7, os tempos de atraso para a produção de água aumentaram com o aumento de CO₂ conteúdo nos gases injetados. Provou que na fase inicial da produção de petróleo após a descoberta do gás, a difusão do gás e o petróleo espumação foram os mecanismos dominantes durante o CO₂ e fl ue injeções de gás, que evitam a água fl fluxo até a saturação crítica de óleo é alcançado nas matrizes. Enquanto durante N₂ injeção, a diferença de densidade entre as fases gasosa e líquida causou e água fl uxo em meios porosos e produção por drenagem por gravidade.

Como mostrado em Tabela 3, a melhor recuperação de óleo para N₂ injeção foi mais do que os outros dois testes. Evidentemente, mais app espumante titude do bruto - a mistura de gás causa o aprisionamento de óleo na parte da fratura, o que resulta em menos recuperação final do modelo de laboratório; no entanto, no fi campo escalar a proporção do óleo na ma- trizes para a fratura é mais, portanto, CO₂ injeção parece ser mais eficaz fi suficiente para o fi casos antigos. No entanto, deve ser destacado que a recuperação de óleo pesado de matrizes de carbonato foi tão baixa quanto 10 - 15% nesses testes. Este con fi rms que, em tais reservatórios, a injeção de gás imiscível deve ser assistida por outros mecanismos compatíveis, como injeção de gás miscível ou métodos de injeção de vapor (Mohsenzadeh et al., 2014).

3.3. Vapor secundário - co-injeção de gás

Nesta etapa o vapor foi enriquecido com o mesmo gás da etapa anterior e injetado no modelo. Gás à taxa de 1 cm³ / min e vapor a uma taxa de 0,5 cm³ / min (com base na água fria) foram injetados simultaneamente através do gerador de vapor no topo do suporte do núcleo. O óleo pesado e a água condensada foram coletados da parte inferior do modelo na condição de pressão constante de 750 psi através do regulador de contrapressão e as quantidades volumétricas foram medidas cuidadosamente durante os testes. O resumo das condições experimentais e os resultados são relatados em

Tabelas 2 e 3. Além disso, os resultados incrementais da recuperação de óleo durante os três testes são mostrados em Figs. 8 e 9.

3.3.1. Aprimoramento de recuperação de óleo pesado

Fig. 8 mostra os resultados do fator de recuperação de óleo durante o vapor - processo de co-injeção de gás. É baseado no óleo remanescente após

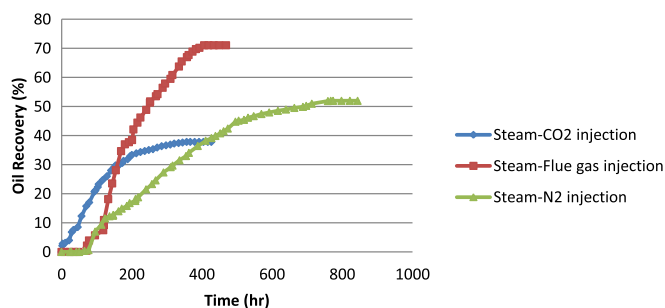


Fig. 8. Fator de recuperação de óleo por vapor - injeção de gás com base no óleo residual após a injeção de gás.

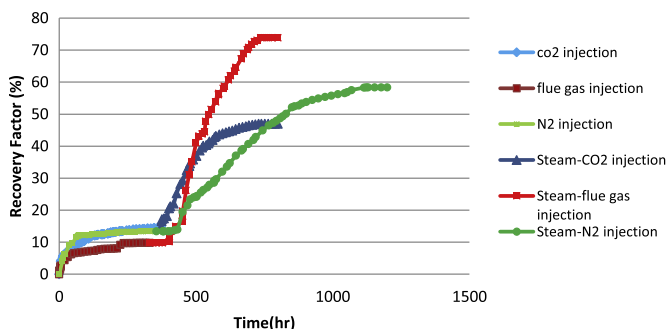


Fig. 9. Fator de recuperação de óleo por injeção de gás e vapor - co-injeção de gás com base em óleo residual no GBT.

processo de injeção de gás. o fi primeiro ponto considerável é o tempo de atraso entre o vapor - inicialização da injeção de gás e o fi primeira gota de óleo Produção. Este período de tempo para o vapor - CO₂ injeção foi sobre 2 h, enquanto para o vapor - fl ue injeção de gás e vapor - N₂ injeção, foi em torno de 70 h. Parece que o início da produção de petróleo durante vapor - CO₂ a injeção foi o resultado da produção de óleo espumoso remanescente na fratura, que era estável e não produtivo por injeção de gás anterior. Por outro lado, os resultados do atraso hora de vapor - fl ue gás e vapor - N₂ injeção mostram que a produção de óleo nos métodos térmicos requerem um sistema termicamente estável estado de estado em todas as matrizes para o deslocamento de óleo. Asadizadeh et al. (2014) conduziu quase os mesmos testes e estudou o gás termicamente induzido secundário e terciário - drenagem por gravidade do óleo. Eles também relataram esse tempo de atraso entre o início da injeção de vapor e o tempo de início da produção de óleo. Eles mostraram que nas primeiras horas da injeção de vapor, a redução da viscosidade era o mecanismo dominante e depois disso a seguinte produção de óleo era por causa do mecanismo de drenagem por gravidade.

Os resultados do fator de recuperação final de óleo, taxa de produção média e vapor total injetado durante o vapor - processo de co-injeção de gás são relatados em Tabela 3. O maior fator de recuperação de óleo com base no óleo existente após o estágio anterior de injeção de gás foi por vapor - fl injeção de gás de cerca de 71,1%. Embora este valor seja de vapor - N₂ injeção foi de 52% e o menor fator de recuperação foi alcançado no vapor - CO₂ processo de injeção. Contrariamente, a taxa média de produção de óleo durante o vapor - fl teste de injeção de gás ue foi o mais alto em torno de 0,06 cm³ / min em comparação com a taxa de óleo produção durante o vapor - CO₂ teste de injeção de cerca de 0,02 cm³ / min e o mais baixo para vapor - N₂ injeção a 0,01 cm³ / min. Os estudos anteriores também relataram resultados semelhantes que a co-injeção de CO₂ com vapor pode acelerar e melhorar a taxa de recuperação de óleo (Mohsenzadeh et al., 2012 ; Zhong et al., 2013 ; Monte-Mor et al., 2013)

3.3.2. Temperatura de saturação de vapor e vapor - proporção de óleo

Um gerador de vapor de duplo estágio foi projetado para produzir mistura saturada de vapor e gás para esta configuração experimental.

Água destilada e gás são passados a fi primeiro estágio e aquecido até a temperatura saturada. No fim de fi Na primeira etapa, um purgador separa e recicla a água quente. Em seguida, o vapor produzido passa pelo segundo estágio e é aquecido mais uma vez para garantir que a mistura de saída do gerador de vapor fique saturada. Durante os testes, a temperatura do vapor - mistura de gás imediatamente antes do ponto de injeção para o suporte do núcleo ser medido e monitorado. A temperatura média de injeção de vapor - mistura de gás para todos os três testes é mostrada em Tabela 3. Os resultados indicaram que, em comparação com a temperatura de saturação do vapor, a presença

de CO₂ na mistura resulta em mais redução do vapor - temperatura de saturação do gás. Por exemplo, a temperatura de saturação do vapor puro da mesa de vapor a 750 psi é cerca de 245 ° C, enquanto este valor para vapor - CO₂ a mistura era cerca de 155 ° C, para o caixa de vapor - fl mistura de gases ue era 170 ° C e para vapor - N₂ mistura estava em torno de 175 ° C. Os estudos anteriores mostraram que, a quantidade exata de redução na temperatura de saturação do vapor - mistura de gás depende da pressão de injeção, tipo de gás e vapor - proporção de gás (Mohsenzadeh et al., 2012 ; Monte-Mor et al., 2013 ; Feng et al., 2012)

Além disso, foi calculada a quantidade total de vapor injetado que é um parâmetro importante que indica o consumo de energia durante o método térmico. Resultados do vapor total injetado com base em água fria injetada mostrou que a presença de CO₂ na mistura de gás injetável reduz consideravelmente o vapor - proporção de óleo. Volume total de vapor injetado durante o vapor - CO₂ teste de injeção foi de 13.255,5 cm³ para 309 cm³ de recuperação de óleo (vapor - proporção de óleo de 43) enquanto para o vapor - fl ue processo de injeção de gás, foi 12.197,5 cm³ para 486,7 cm³ recuperação de óleo (vapor - proporção de óleo de 25). os resultados também mostraram que, este valor para o vapor - N₂ teste de injeção foi de 25326 cm³ vapor para 286,3 cm³ de recuperação de óleo (vapor - proporção de óleo de 88). Isso mostra o valor econômico da co-injeção de gás de combustão a vapor em comparação com os outros dois métodos usados neste estudo.

3.3.3. Acumulação de vapor na câmara

Fig. 10 mostra as quantidades incrementais de vapor restante no sistema durante o período de vapor - injeção de gás. Uma vez que óleo pesado, gás e água condensada foram produzidos através da linha de produção durante o vapor - co-injeção de gás, indicou que não havia água condensada acumulada remanescente na fratura. Portanto, a quantidade de vapor na câmara aquecida foi calculada com base nas diferenças entre o volume de água injetada e o volume de água produzida ao mesmo tempo. Como é mostrado, a quantidade de vapor na câmara foi aumentada linearmente durante

vapor - CO₂ e vapor - fl testes de injeção de gás. No entanto, para o vapor - N₂ teste de injeção mostra tendência crescente até atingir o valor máximo, então permaneceu aproximadamente estável até o final do teste. No início do vapor - injeção de gás nas fraturas invadidas por gás, a saturação de vapor nas fraturas é aumentada até os valores de equilíbrio termodinâmico para todos os testes. Por outro lado, a dissolução do CO₂ e fl ue gás no

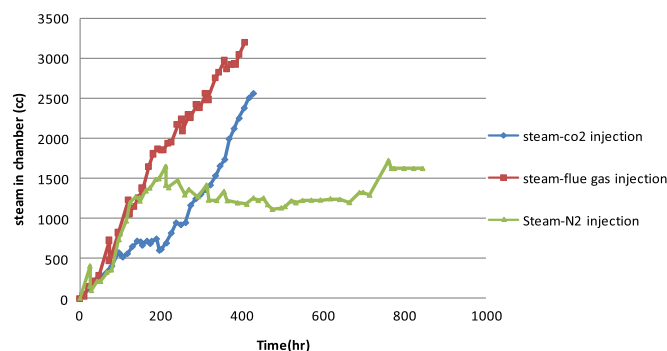


Fig. 10. Vapor na câmara durante o vapor - co-injeção de gás.

óleo pesado produzido causou redução da composição do gás no vapor - mistura de gás dentro das fraturas, o que resultou em mais acumulação de vapor na câmara de vapor. Mas, para o vapor - N₂ teste de injeção, a ligeira dissolução do gás no óleo produzido causou a composição constante de vapor e gás dentro da câmara após atingir a condição de saturação de equilíbrio.

Em resumo, os resultados deste estudo mostraram que o vapor - fl ue injeção de gás para recuperação de óleo pesado do modelo fraturado foi superando em comparação com o vapor - CO₂ injeção e vapor - N₂ testes de injeção. No entanto, escolher o mais eficaz fi um cientista não é muito simples. Desde então, vapor - N₂ injeção causou alta recuperação final de óleo, enquanto a taxa média de produção de óleo, vapor - proporção de óleo, a quantidade de consumo de energia (vapor) e o CO₂ sequestro para o vapor - CO₂ teste de injeção foram mais favoráveis. Portanto, fatores econômicos, aspectos ambientais do CO₂ sequestro, preço do petróleo, consumo de energia, demandas de petróleo, produção taxa de ção e recuperação final devem ser considerados todos juntos com cuidado para escolher o máximo fi método eficiente. Além disso, o opti-composição materna de CO₂ / N₂ na mistura de gás para vapor - a co-injeção de gás deve ser obtida por estudo econômico de fl ue gás puri fi processo de cátion e mais testes de recuperação de óleo envolvendo diferentes CO₂ / N₂ proporções com fi objetivos de aplicação de campo (Mohsenzadeh et al., 2012)

4. Conclusões

Processo de injeção de gás não hidrocarboneto e vapor secundário - os testes de co-injeção de gás foram investigados para o aprimoramento da recuperação de óleo pesado a partir do modelo experimental de carbonato fraturado na especificação fi condições do reservatório ed. As amostras de núcleo de baixa permeável e úmida em tamanho real foram usadas no suporte de núcleo longo e os efeitos de três gases diferentes, como CO puro₂, N puro₂ e mistura de 15% de CO₂ e 85% N₂ como sintético fl gás ue foram utilizados.

Verificou-se que a recuperação de óleo antes da descoberta do gás era principalmente da parte da fratura. Os resultados mostraram que o pistão deslocamento inteligente por N₂ injeção leva à fratura máxima recuperação de óleo, enquanto a presença de CO₂ no gás injetado forma óleo espumoso estável dentro da fratura, levando a mais retenção de óleo na fratura e diminuição da recuperação de óleo pesado antes da descoberta do gás. Além disso, a maior taxa de produção de óleo com razoável recuperação de óleo de fratura ef fi eficiência foi alcançada devido à combinação de efeitos de formação de espuma e deslocamento do pistão para o caso de fl injeção de gás.

Os resultados da injeção de gás após a descoberta do gás mostraram que, os fatores de recuperação de óleo da matriz para CO₂ injeção (devido a efeitos de difusão de gás) e para N₂ injeção (como resultado da maior diferença de densidade de óleo-gás) foram as mesmas de cerca de 14% do OOIP.

No entanto, durante o fl Na injeção de gás, a combinação desses dois mecanismos resultou em um fator de recuperação inferior em cerca de 9%. Vapor secundário - experimentos de co-injeção de gás mostraram que o vapor - fl injeção de gás ue para recuperação de óleo pesado fraturado modelo estava tendo um desempenho superior em comparação com o vapor - CO₂ injeção e vapor - N₂ testes de injeção.

Escolhendo o máximo fi gás eficiente é complicado. Desde então, vapor - N₂ injeção mostrou alta recuperação final de óleo, enquanto a média taxa de produção de óleo, vapor - proporção de a quantidade de sequestro óleo, consumo (vapor) e CO₂ de energia para o vapor - CO₂ teste de injeção foram mais favoráveis. Portanto, eco-fatores econômicos, aspectos ambientais do CO₂ sequestro, preço do petróleo, consumo de energia, demandas de petróleo, taxa de produção e a recuperação final deve ser considerada cuidadosamente para escolher o máximo fi método eficiente. Além disso, o melhor com-posição de CO₂ / N₂ na mistura de gás para vapor - deve ser obtida a co-injeção de gás.

Fatores de conversão da métrica SI

psi 6,894 757 E ° 00 ¼ kPa
° F (° F 32) / 1,8 ¼ ° C
° API 141,5 / (131,5 ° ° API) ¼ g / cm³
ft 3.048 * E 01 ¼ m cp 1.0
* E 03 ¼ Pa s bar 1.0 * E °
05 ¼ Pa in. 2,54 * E ° 00 ¼
cm
* O fator de conversão é exato.

Referências

- Al-Hadhdarmi, H., Blunt, M., 2001. Alteração da molhabilidade induzida termicamente para melhorar a recuperação de óleo em reservatórios fraturados. SPE Reserv. Eval. Eng. 4 (3), 179 - 186. <http://dx.doi.org/10.1218/71866-PA> (SPE-71866-PA).
- Al-Shizawi, A., Denby, PG, Marsden, G., 1997. Heat-Front Monitoring in the Qarn Alam Thermal GOGD Pilot. Artigo SPE 37781-MS apresentado na Middle East Oil Show and Conference, Bahrein de 15 a 18 de março. <http://dx.doi.org/10.1218/37781-MS>.
- Al-Shmaky, B., Maini, BB, 2012. Foamy-Oil-Viscosity Measurement. J. Can. Bicho de estimação. Technol. 51 (1), 60 - 65 <http://dx.doi.org/10.1218/136665-PA>.
- Al-Rabaani, AS, Blunt, MJ, Muggeridge, AH, 2008. Cálculo de um vapor crítico taxa de injeção para drenagem por gravidade de gás-óleo termicamente assistida. In: Proceedings of Paper SPE 113351 apresentado no Simpósio de Recuperação de Óleo Melhorada SPE / DOE 2008, realizado em Tulsa, Oklahoma, EUA, 19 - 23 de abril. <http://dx.doi.org/10.1218/113351>.
- Ameri, A., Farajzadeh, R., Suicmez, VS, Verlaan, M., Bruining, J., 2013. Effect of non-injeção de gás de equilíbrio no desempenho da drenagem por gravidade do gasóleo (imiscível e miscível) em reservatórios naturalmente fraturados. J. Energy Fuels 27, 6055 - 6067. <http://dx.doi.org/10.1021/ef401372d>.
- Asadizadeh, S., Mohsenzadeh, A., Escrochi, M., Ayatollahi, Sh., Roayaei, E., 2014. Drenagem secundária e terciária por gravidade de gás-óleo induzida termicamente de rochas fraturadas úmidas de óleo: experimentos em condições de reservatório. J. Fontes de energia, parte A: Utilitário de recuperação. Environ. Eff. 36 (16), 1818 - 1826. <http://dx.doi.org/10.1080/15567036.2011.563263>.
- Ayatollahi, Sh., Boukadi, F., Wadhahi, M., Bemani, A., 2005. Investigation of Thermal gás - drenagem por gravidade de óleo (GOGD) em reservatórios carbonáticos fraturados. In: Proceedings of Paper SPE 93585-MS apresentado na 14ª Mostra e Conferência de Petróleo e Gás do Oriente Médio, Reino do Bahrein, 12 - 15 de março. <http://dx.doi.org/10.1218/93585-MS>.
- Bagci, AS, Olushola, S., Mackay, E., 2008. Performance analysis of SAGD wind-down processo com CO₂ injeção. In: Proceedings of Paper SPE 113234-MS apresentado no SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 20 - 23 de abril, Tulsa, Oklahoma. <http://dx.doi.org/10.1218/113234-MS>.
- Bagci, AS, Gumrah, F., 2004. Effects of CO₂ e CH₄ além de vapor na recuperação de óleo pesado de West Kozluca. In: Proceedings of Paper SPE 86953-MS Apresentado em o Simpósio Internacional de Operações Térmicas e Petróleo Pesado da SPE, 16 - 18 de março, Bakers fi eld, Califórnia. <http://dx.doi.org/10.1218/113234-MS>.
- Canbolat, S., Akin, S., Kovcesek, AR, 2004. Vapor de gás não condensável assistido status de drenagem por gravidade e escopo para o desenvolvimento de EOR em Omã. J. Pet. Sci. Technol. 45, 83 - 96.
- Chatzis, L., Ayatollahi, Sh., 1995. Investigação do processo gaigi em estratos fi ed meio poroso para a recuperação de água fi ood óleo residual. In: Proceedings of Paper SPE 95-139 Apresentado na Technical Meeting / Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section, 16 de outubro - 18, Regina. <http://dx.doi.org/10.2118/95-139>.
- Chordia, M., Trivedi, JJ, 2010. Difusão em reservatórios naturalmente fraturados - Uma revisão. In: Proceedings of Paper SPE 134589 Apresentado na SPE Asia Paci fi c Conferência e Exposição de Petróleo e Gás realizada em Brisbane, Queensland, Austrália, 18 - 20 de outubro de 2010. <http://dx.doi.org/10.2118/134589-MS>.
- Darvish, GR, Lindeberg, E., Holt, T., Utne, SA, Kleppe, J., 2006. Condições do reservatório experimentos de laboratório de CO₂ injeção em núcleos fraturados. In: Proceedings of Paper SPE 99650 Apresentado na Conferência Anual SPE Europec / EAGE e Exposição, Viena, Áustria, 12 - 15 de junho. <http://dx.doi.org/10.1218/99650-MS>.
- Feng, Q., Guo, L., Zhang, X., Gao, S., Shi, S., Wu, S., 2012. Estudo de recuperação térmica Método de vapor e gás de combustão combinado com injeção de gel. In: Proceedings of SPE 157928 Apresentado na conferência de óleo heaby da SPE Canadá realizada em Calgary, Alberta, Canadá, 12 - 14 de junho. <http://dx.doi.org/10.1218/157928-MS>.
- Grattoni, CA, Jing, XD, Dawe, RA, 2001. Grupos adimensionais para três fases drenagem de gravidade fl ow em meios porosos. J. Pet. Sci. Eng. 29 (1), 53 - 65.
- Haugen, A., Fernø, MA, Bull, Ø., Graue, A., 2010. Impactos de molhabilidade em dis-colocação em grandes blocos carbonáticos fraturados. J. Energy Fuels 24 (5), 3020 - 3027. <http://dx.doi.org/10.1021/ef1000453>.
- Kahrobaei, S., Farajzadeh, R., Suicmez, VS, Bruining, J., 2012. Aumentado por gravidade transferência entre a fratura e a matriz na recuperação aprimorada de óleo à base de solvente. In: Proceedings of Paper SPE 154171 Apresentado no Décima Oitava SPE Improved Oil Recovery Symposium realizado em Tulsa, Oklahoma, 14 - 18 de abril. <http://dx.doi.org/10.1218/154171-MS>.
- Karimaie, H., Darvish, GR, Lindeberg, E., Torsæter, O., 2007. Experimental

- investigação da injeção de gás secundária e terciária em rocha carbonática fraturada. In: Proceedings of Paper SPE 107187 Apresentado na Conferência Anual SPE Europe / EAGE, Londres, Reino Unido, 11 - 14 de junho. <http://dx.doi.org/10.1218/1071887-MS>.
- Macaulay, RC, Krafft, JM, Hartemink, M., Escovedo, B., 1995. Design of a steam piloto em um reservatório de carbonato fraturado - Campo Qarn Alam, Omã. In: Proceedings of Paper SPE 30300 Apresentado no International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, 19 - 21 de junho. <http://dx.doi.org/10.1218/30300MS>.
- Mohsenzadeh, A., Nabipour, M., Asadzadeh, S., Nekouie, M., Ameri, A., Ayatollahi, Sh., 2011. Investigação experimental de diferentes cenários de injeção de vapor durante o processo SAGD. Espec. Principal. Rev. Prous Media: Int. J. 2 (4), 281 - 293. <http://dx.doi.org/10.1615/STRPM.v2.i4.30>.
- Mohsenzadeh, A., Escrochi, M., Afraz, MV, Ayatollahi, Sh., Karimi, Gh., Al-wahaibi, Y., 2014. Os efeitos do CO₂ concentração em fl ue injeção de gás para recuperação de óleo pesado de reservatórios fraturados durante o processo GOGD. In: Processos de Artigo SPE 169707-MS apresentado na Conferência SPE EOR na Oil and Gas West Asia realizada em Muscat, Omã, 31 de março - 2 de abril. <http://dx.doi.org/10.1218/169707-MS>.
- Mohsenzadeh, A., Escrochi, M., Afraz, MV, Al-wahaibi, Y., Ayatollahi, Sh., 2012. Investigação experimental de recuperação de óleo pesado de reservatórios fraturados por vapor secundário - drenagem por gravidade assistida por gás. In: Proceedings of Paper SPE 157202-MS-P Apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canada realizada em Calgary, Alberta, Canadá, 12 - 14 de junho. <http://dx.doi.org/10.1218/157202-MS-P>.
- Monte-Mor, LS, Laboisière, P., Trevisan, OV, 2013. Estudo de laboratório sobre vapor e fl ue co-injeção de gás para recuperação de óleo pesado. In: Proceedings of Paper SPE 165523 Apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canada realizada em Calgary, Alberta, Canadá, 11 - 13 de junho. <http://dx.doi.org/10.1218/165523-MS>.
- Nabipour, M., Escrochi, M., Ayatollahi, Sh., Boukadi, F., Wadhahi, M., Maamari, R., Bemani, A., 2007. Investigação laboratorial de gás termicamente assistido - drenagem por gravidade de óleo para recuperação secundária e terciária de óleo em modelos fraturados. J. Pet. Sci. Eng. 55 (1 - 2), 74 - 82 <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2006.04.013>.
- Nasr, TN, Prowse, DR, Frauenfeld, T., 1987. The use of fl ue gás com vapor em bi recuperação de tumen de áreas betuminosas. J. Can. Bicho de estimação. Technol. 26 (3), 62 - 69 <http://dx.doi.org/10.2118/87-03-06>.
- Penney, R., Baqi Al Lawati, S., Hina, R., et al., 2007. Primeira versão completa fi campo de injeção de vapor em um carbonato fraturado em Qarn Alam, Omã. In: Proceedings of Paper SPE 105406MS Apresentado na SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Reino de Bahrain, 11 - 14 de março. <http://dx.doi.org/10.2118/105406-MS>.
- Roosta, A., Escrochi, M., Varzandeh, F., Khatibi, J., Ayatollahi, Sh., 2009. Investigando o mecanismo de alteração da molhabilidade induzida termicamente. In: Proceedings of Paper SPE 120354 Apresentado na SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrein, 15 - 18 de março. <http://dx.doi.org/10.1218/120354-MS>.
- Saidi, AM, 1996. Vinte anos de história de injeção de gás em Haft Kel bem fraturado Field (Irã). In: Proceedings of Paper SPE 35309 Apresentado na International Petroleum Conference and Exhibition do México, Villahermosa, México, 5 - 7 de março. <http://dx.doi.org/10.1218/35309-MS>.
- Seiedi, O., Rahbar, M., Nabipour, M., Emadi, MA, Ghatee, MH, Ayatollahi, Sh., 2010. Investigação por microscopia de força atômica (AFM) no mecanismo de alteração da molhabilidade do surfactante em superfícies de minerais de mica envelhecidas. J. Combustíveis de energia 25 (1), 183 - 188 <http://dx.doi.org/10.1021/ef100699t>.
- Shahin, Jr. GT, Moosa, R., Kharusi, B., Chilek, G., 2006. A física do vapor em injeção em reservatórios carbonáticos fraturados: opções de desenvolvimento de engenharia que minimizam o risco. In: Proceedings of Paper SPE 102681-MS Apresentado na Conferência e Exposição Técnica Anual da SPE. San Antonio, Texas, 24 de setembro - 27 <http://dx.doi.org/10.1218/102681-MS>.
- Shawket, G., 2009. Experiência laboratorial global de CO₂ EOR fl Ooding. Em pro- Ceedings of Paper SPE 125581 Apresentado no SPE / EAGE Reservoir Char- Conferência de aterização e simulação, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 19 - 21 de outubro. <http://dx.doi.org/10.1218/125581-MS>.
- Tian, S., He, S., Qu, L., 2008. Investigando o efeito do vapor, CO₂ e surfactante em a recuperação de reservatórios de óleo pesado. In: Proceedings of Paper SPE-PS2008-365 Apresentado no Simpósio Internacional de Operações Térmicas e Petróleo Pesado da SPE realizado em Calgary, Alberta, Canadá, 20 - 23 de outubro. <http://dx.doi.org/10.1218/PS2008-365>.
- Verlaan, M., Boerrigter, P., 2006. Miscible gas / oil gravidade drenagem. In: Processos de Artigo SPE 103990 Apresentado na Primeira Conferência e Exposição Internacional de Petróleo no México, realizada em Cancún, México, 31 de agosto - 2 de setembro. <http://dx.doi.org/10.1218/103990-MS>.
- Yee, CT, Stroich, A., 2004. Injeção de gás de combustão em uma câmara de vapor SAGD madura em o projeto dover (anteriormente UTF). J. Can. Bicho de estimação. Technol. 43 (1), 54 - 61 <http://dx.doi.org/10.2118/04-01-06>.
- Zhang, YP, Sayegh, SG, Huang, S., Dong, M., 2004. Investigação laboratorial de recuperação aprimorada de óleo leve por CO₂ / fl ue processo de sopro a gás. J. Can. Bicho de estimação. Technol. 45 (2), 24 - 32 <http://dx.doi.org/10.2118/06-02-01>.
- Zhao, RB, Ke, WQ, Wu, YH, Zhao, HY, Yue, XA, 2010. Enhanced heavy oil re covery de reservatório carbonatado de vuggy fraturado de óleo de tahe fi campo com N₂ / CO₂ mistura de gases. In: Proceedings of Paper SPE 132247 Apresentado no International Conferência de Petróleo e Gás. Pequim, China, 8 - 10 de junho. <http://dx.doi.org/10.2118/132247-MS>.
- Zhong, L., Dong, Z., Hou, J., Li, Y., Sun, Y., Zhao, L., Lu, W., Qin, F., 2013. Investigação nos princípios de recuperação aprimorada de óleo pesado offshore por co-injeção de vapor com fl gás ue. In: Proceedings of Paper SPE 165231 Apresentado na Conferência SPE Enhanced Oil Recovery realizada em Kuala Lumpur, Malásia, 2 - 4 de julho. <http://dx.doi.org/10.2118/165231-MS>.
- Adel Mohsenzadeh, possui B.Sc. e M.Sc. graduado em engenharia química e de petróleo pela Shiraz University, Shiraz, Iran. Atualmente ele é Ph.D. Estudante de engenharia de petróleo na Sultan Qaboos University (SQU), Oman.
- Mehdi Escrochi, Professor assistente, do departamento de engenharia química e de petróleo, Shiraz University, Shiraz, EOR Excellence Research Center.
- Mohamad Vahid Afraz, possui B.Sc. Graduado em Engenharia Química e de Petróleo e é assistente de pesquisa no EOR Excellence Research Center, Shiraz University, Shiraz, Iran.
- Golamreza Karimi, Professor Associado de Engenharia Química, escola de Engenharia Química e de Petróleo, Shiraz University, Shiraz, Iran.
- Yahya Al-Wahaibi, Professor Associado de Engenharia de Petróleo. Diretor do Centro de Pesquisa de Petróleo e Gás da Universidade Sultan Qaboos.
- Shahab Ayatollahi, Professor, Diretor do EOR Research Center School of Petroleum and Chemical Engineering da Shiraz University, agora com a Sharif University of Technology.