

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Influência da concentração de sal e polímero na estabilidade térmica e mecânica de géis de fraturamento lineares a base de hidroxipropilguar

AUTORES:

Thibério de Araújo Sousa¹, Webster da Silveira Bastos², Emerson Asterlânio Francisco Silva², Fabio Pereira Fagundes², Keila Regina Santana Fagundes¹

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido, ²Universidade Potiguar

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DE SAL E POLÍMERO NA ESTABILIDADE TÉRMICA E MECÂNICA DE GÉIS DE FRATURAMENTO LINEARES A BASE DE HIDROXIPROPILGUAR

Abstract

The stimulation technique through hydraulic fracturing aims to increase the productivity of oil or gas wells. In this technique, a viscous fluid (usually non-Newtonian) is pumped to the bottom of the well at a sufficiently high pressure, aiming at creating a high conductivity fracture in the formation desired. The fracture begins near the well wall and propagates toward the formation interior as the fluid is injected. The fracturing fluid carries solids responsible by fracture (sand, bauxite or ceramic), which ensures the existence of an effective channel permanently opened to the flow of hydrocarbons after the end of pumping. Polymer solutions are extensively used in the preparation of hydraulic fracturing gels. These hydrogels exhibit high viscosity at low polymer concentrations, besides to present the possibility of promote crosslinked bounds. Fracturing fluids must have a high viscosity, in order to ensure a good suspending ability and transport of proppant agent throughout the fracture during the injection process, in parallel, it might have the characteristic of being easily broken at the end of the operation and residues doesn't cover the created pores, thus maintaining the high fracture conductivity during the production operation. Among the many factors responsible for controlling the properties of the gels, such as the size and degree of substitution of polymeric chain, associated with temperature and salinity, are the main parameters to be evaluated for the thermal and mechanical stability of gels. The objective of this work was to evaluate the effect of ionic strength on the rheological properties of the based HPG linear fracturing gel at different temperatures and to associate them with the cracks shape using calcium sulfate test specimens. The results showed that the presence of salt influenced the equilibrium behavior of the fluids significantly, where the *salting out* and *salting in* phenomena were responsible for controlling the solvation process of the salt by the water molecules and thus promote hysteresis and that due to the fluid composition, different compressibility modules were obtained, since this parameter represents the ratio between the pressure exerted by the fluid on the specimen and the percentage of the decrease in its volume.

Keywords: Hydraulic fracturing. Linear gel. HPG, ionic strength. Mechanical and thermal stability.

Introdução

As companhias petrolíferas cada vez mais investem em tecnologias que possam estimular os poços de petróleo a aumentar a sua produção, tecnologias como o fraturamento hidráulico.

Técnicas de estimulação em reservatórios de petróleo são de extrema importância na produção de poços de petróleo. Pois sabemos que uma parcela do petróleo não será produzida somente com a aplicação de métodos de elevação.

A técnica de estimulação através do fraturamento hidráulico tem como objetivo aumentar a produtividade de poços de petróleo ou gás. Nesta técnica, um fluido viscoso (normalmente não-Newtoniano) é bombeado para o fundo do poço a uma pressão suficientemente elevada, visando à criação de uma fratura de alta condutividade na formação de interesse. A fratura inicia-se junto à parede do poço e propaga-se em direção ao interior da formação à medida que o fluido é injetado. O fluido de fraturamento transporta sólidos responsáveis pela sustentação da fratura (areia, bauxita ou cerâmica), os quais asseguram a existência de um canal efetivo e permanentemente aberto ao fluxo de hidrocarbonetos após o fim do bombeio (GROTHER, 2000).

As soluções poliméricas são extensivamente utilizadas na preparação de géis de fraturamento hidráulico. Esses hidrogéis apresentam elevada viscosidade em baixas concentrações

de polímero, devido à presença de ligações cruzadas entre as cadeias poliméricas. Além de possuir essa elevada viscosidade, para garantir uma boa capacidade de suspensão e transporte do agente propante ao longo da fratura durante o processo de injeção, o fluido de fraturamento deve possuir a característica de ser facilmente quebrado no fim da operação, para que os seus resíduos não venham a tamponar os poros recém criados, mantendo, portanto, a elevada condutividade da fratura durante a fase de produção.

Dentre os inúmeros fatores responsáveis por controlar as propriedades dos géis, tais como o tamanho e grau de substituição da cadeia polimérica, associada à temperatura e salinidade constituem os principais parâmetros a serem avaliados quanto à estabilidade térmica e mecânica dos géis. Diante desse cenário, esse trabalho tem por objetivo avaliar o efeito da força iônica nas propriedades reológicas do gel de fraturamento linear em diferentes temperaturas e associá-las ao formato das fendas, utilizando corpos de prova à base de sulfato de cálcio (Gesso).

Metodologia

Preparação dos Géis Lineares

Os géis de fraturamento lineares (Tabela 1) foram preparados em um agitador Hamilton Beach, adicionando sequencialmente todos os aditivos em intervalos de 10 minutos e, posteriormente, submetidos à análise da viscosidade aparente quando submetidos a temperaturas de 50°C, 70°C e 90°C a fim de avaliar o efeito da força iônica, concentração de hidroxipropilgumar (HPG) e temperatura na estabilidade dos géis analisados.

Tabela 1 – Formulações dos géis de fraturamento lineares

Aditivo	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9
Água (bbl-eq)	1	1	1	1	1	1	1	1	1
HPG (lb/bbl)	1	2	3	1	2	3	1	2	3
KCl (lb/bbl)	10	10	10	20	20	20	30	30	30

Avaliação da Estabilidade dos Géis

Após a produção dos géis lineares, estes foram submetidos a diferentes temperaturas (50°C, 70°C e 90°C) durante 2 horas, onde com base na redução da viscosidade aparente foi possível avaliar a estabilidade térmica dos mesmos.

Determinação da viscosidade aparente

As viscosidades aparentes dos géis submetidos a diferentes concentrações de HPG, KCl e temperatura foram determinadas em um viscosímetro rotativo da FANN, modelo 35 A, combinação de R1-B1 e mola de torção F1. A análise reológica de cada gel foi realizada na rotação de 600 rpm e, posteriormente, a viscosidade aparente (VA) foram determinadas, conforme a norma API.

Produção dos Corpos de Prova

Os corpos de prova apresentaram formato cilíndrico com diâmetro de 150 mm e altura de 100 mm.

A escolha do gesso como matéria-prima na confecção dos blocos foi baseada em publicações anteriores (Kim, 1991; Abass, 1992; Fernandes, 1998). O gesso mostrou-se de fácil manuseio e portador de propriedades mecânicas e petrofísicas adequadas para a simulação física do fraturamento hidráulico (apud GROTHE, 2000).

Segundo Grothe (2000), o gesso foi submetido a análise em laboratório chegando aos valores da Tabela 2.

Tabela 2 – Propriedades mecânicas e petrofísicas médias dos corpos de prova

Propriedades	Valores
Coefficiente de Poisson (ν)	0,2
Módulo de Young (E)	1,5 GPa
Permeabilidade (k)	6 ± 3 mD
Porosidade (ϕ)	40 ± 8 %

Fonte: Grothe, 2000.

A concentração dos materiais utilizados para fabricação de cada um dos corpos está exposta na Tabela 3.

Tabela 3 – Composição dos corpos de prova

Material	Quantidade
Gesso	2.120,58 g
Água deionizada	883,6 ml
Álcool etílico	282,7 ml
Cloreto de sódio	106,03 g

Mantida proporções de Grothe, 2000.

Grothe (2000) explica que a função do álcool etílico foi de aumentar o período de pega da mistura, permitindo a um maior tempo para homogeneização da pasta de gesso, e o NaCl foi usado com a função de reduzir a resistência a tração do gesso. Para aumentar o grau de homogeneidade no interior do corpo, a pasta de gesso é envazada lentamente na forma vazia quando a mesma se encontra em uma peneira vibratória por um período médio de 3,5 minutos.

Ensaio de Compressão

O teste de resistência dos corpos de prova foi realizado através do método de ensaio de compressão axial, onde um êmbolo cilíndrico de 19 x 140 mm com o auxílio de uma prensa EMIC, modelo 1030, exerce uma força gradual de compressão sobre o gel contido no orifício do corpo de prova até que o mesmo venha a romper.

Um corpo de prova à base de CaSO_4 foi construído a fim simular a abertura de fendas quando submetidos à esforços de tensão aplicado pelo gel de fraturamento. Sendo assim, tal corpo foi utilizado com intuito de avaliar a propagação das fendas. A estabilidade mecânica dos géis em estudo foi avaliada através de aplicação de pressão para a abertura de fendas nos corpos de prova.

Resultados e Discussão

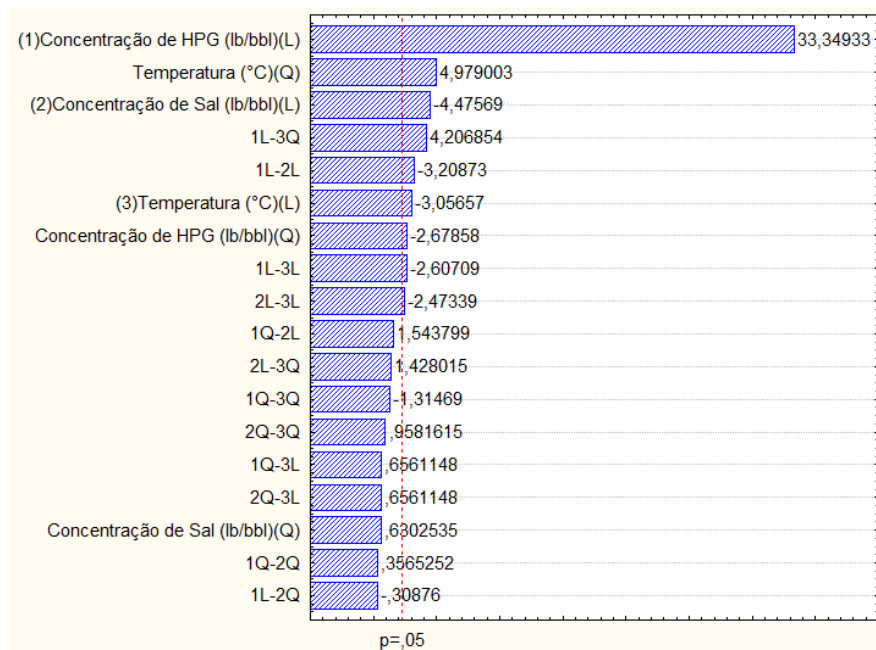
Comportamento reológico dos géis lineares

A presença de sal influencia o comportamento de equilíbrio de uma mistura significativamente, onde os fenômenos de *salting out* e *salting in* são responsáveis por controlar o processo de solvatação do sal pelas moléculas de água (COPOLOVICI & NIINEMETS, 2007; TURNER, 2003).

Foi realizado um estudo através do diagrama de Pareto (Figura 1) para se observar a sensibilidade da viscosidade aparente em relação aos intervalos de parâmetros avaliados.

Um valor positivo ao lado da barra indica que, quanto maior o parâmetro, maior o percentual de perda de massa. Por outro lado, um valor negativo indica que com um aumento do parâmetro, ocorre uma diminuição no percentual de perda de massa. Os efeitos cujos retângulos estiverem à direita da linha divisória ($p=0,05$) são estatisticamente significativos ao nível de 95% de confiança sobre a resposta.

Figura 1: Diagrama de Pareto – Viscosidade Aparente

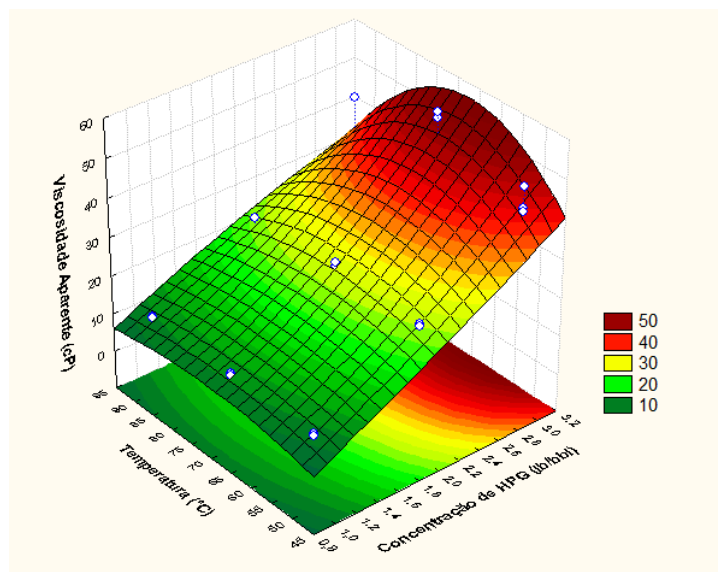


De acordo com a Figura 1, percebe-se que os efeitos principais estatisticamente relevantes são:

- Concentração de HPG: o efeito foi significativo positivo, logo se espera um incremento na viscosidade aparente quando a maior concentração de polímero for utilizada (3 lb/bbl). Esse efeito pode ser explicado devido ao fato o uso dessa concentração foi responsável por intensificar o grau de entrelaçamento das cadeias poliméricas, promovendo assim, uma maior estabilidade do gel linear.
- Temperatura: o efeito foi significativo com sinal positivo, logo para o nível máximo de temperatura utilizado (90°C) tem-se um aumento na viscosidade aparente dos géis lineares.
- Concentração de Sal: o efeito foi significativo, porém negativo, logo se espera uma redução na viscosidade aparente com o aumento da concentração de sal.

Em virtude da influência da interação entre a concentração de HPG e a temperatura, a Figura 2 mostra a Superfície de resposta obtida referente a viscosidade aparente dos géis. A região vermelha das Superfícies de Resposta mostra a região de maior perda de massa obtida no intervalo dos parâmetros estudados.

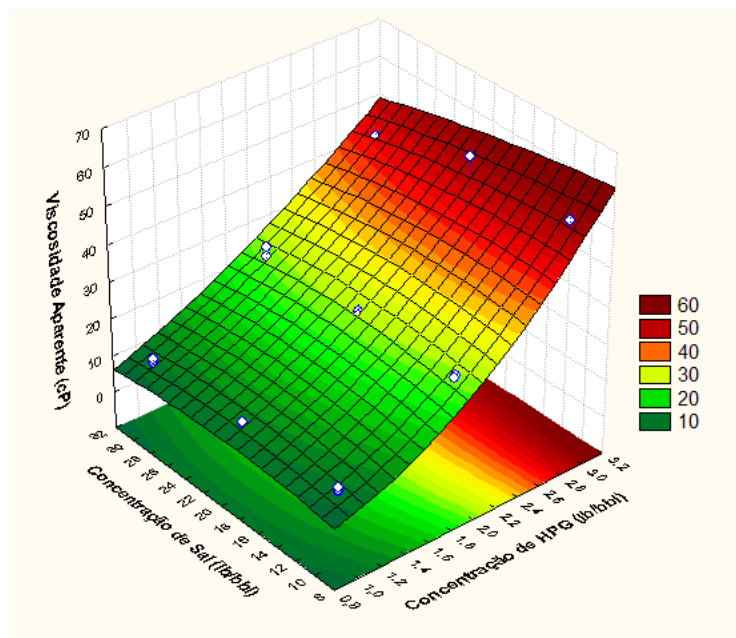
Figura 2: Superfície de Resposta – Viscosidade Aparente (Concentração de HPG X Temperatura)



De acordo com a Figura 2, percebe-se que os maiores valores de viscosidade aparente foram obtidas para a maior concentração de HPG (3lb/bbl) e para o valor intermediário de Temperatura estudado (70°C). Esse efeito pode ser justificado em virtude que maiores temperaturas (90°C) provocam o afastamento das cadeias poliméricas devido ao aumento da energia interna do sistema, reduzindo o atrito entre elas e favorecendo a redução da viscosidade.

Em virtude da influência da interação entre a concentração de HPG e a concentração de sal, a Figura 3 mostra a Superfície de resposta obtida referente a viscosidade aparente dos géis.

Figura 3: Superfície de Resposta–Viscosidade Aparente (Concentração de Sal X Concentração de HPG)



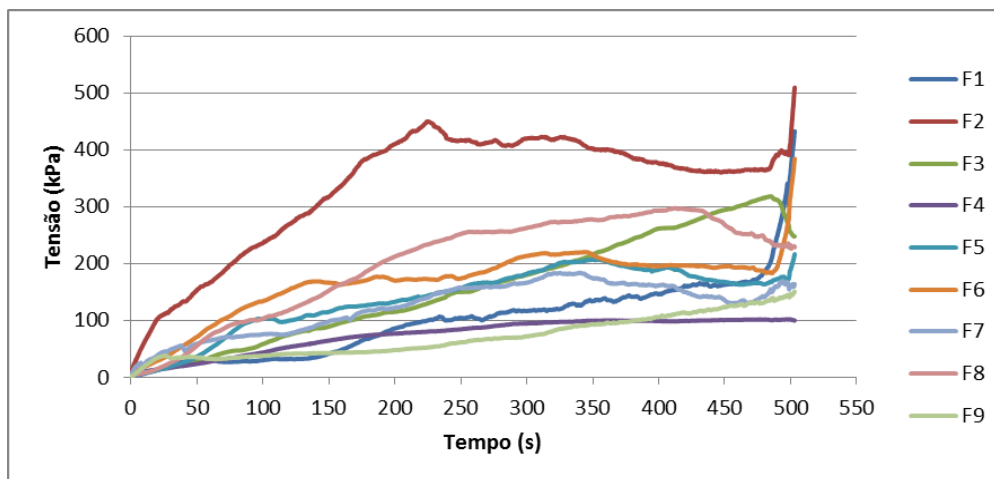
De acordo com a Figura 3, percebe-se que os maiores valores de viscosidade aparente foram obtidos para a maior concentração de HPG (3lb/bbl) e para a menor concentração de sal utilizada (10 lb/bbl). Diante disto, percebe-se que o efeito da força iônica sobre as propriedades reológicas de hidrogéis à base de hidroxipropilgumar representa um importante parâmetro para o desenvolvimento de

géis de fraturamento. A presença de sal influencia o comportamento de equilíbrio de uma mistura significativamente, onde os fenômenos de *salting out* e *salting in* são responsáveis por controlar o processo de solvatação do sal pelas moléculas de água e assim, promover a histerese.

Ensaio de compressão

A Figura 4 mostra o resultado dos ensaios de compressão utilizando as diferentes formulações dos géis.

Figura 4: Resultado dos ensaios de compressão.



De acordo com as curvas apresentadas na Figura 4, indica que o efeito do sal é primordial na estabilidade mecânica do fluido e consequentemente na fratura da fenda dos corpos de prova. Foi observado que a tensão máxima de injeção do fluido alcançou valores de tempo próximos de 500 s com pressões na faixa de 100 – 440 kPa, indicando que as propriedades reológicas do fluido exercem uma enorme importância na condutividade da fenda. Por exemplo, o Fluido 3 (Ver Tabela 1) apresenta uma menor concentração de sal (10 lb/bbl) com maior concentração de polímero HPG, onde esse sistema foi responsável por apresentar um aumento gradativo e linear da pressão de ruptura, conferindo uma infiltração e abertura da fenda no tempo de 490 s. Possivelmente, com a redução da quantidade de sal e maior concentração de polímero, o fluido apresentou uma maior viscosidade, o que certamente influenciou no tempo de antecipação para a abertura da fratura e assim a queda de pressão. Além disso, pode-se concluir que em virtude da composição do fluido, diferentes módulos de compressibilidade foram obtidos, tendo em vista que esse parâmetro representa a razão entre a pressão exercida pelo fluido sobre o corpo de prova e a percentagem da diminuição do seu volume. Altas pressões foram alcançadas com os fluidos F1 e F6, indicando maiores tempos requeridos para a fratura e possivelmente, uma indução à infiltração e não a fratura. Resultados similares foram obtidos por Bohloli & Pater (2006), onde esses autores utilizaram um teste de confinamento para avaliação da abertura de fendas em corpos de prova constituídos de areia de quartzo de granulometria 90 µm. Conforme os resultados obtidos pelos autores, ficou constatado que géis de maior grau de reticulação resultaram em uma fratura maior com uma menor pressão de injeção, ao passo que um fluido argiloso apresentou um corpo de prova com características de um comportamento de infiltração de fluido, onde altas pressões de injeção foram obtidas, corroborando, portanto, com os dados obtidos na Figura 4.

Conclusões

Os resultados obtidos nesse trabalho são alusivos a diversas técnicas de caracterização empregadas no estudo de géis de fraturamento hidráulico, neste caso analisado um gel linear a base de HPG. Deste modo, destacam-se as seguintes conclusões:

- Na análise da interação dos parâmetros concentração de polímero e temperatura sobre a viscosidade aparente dos géis lineares, as maiores respostas foram obtidas para a maior concentração de HPG e para o valor intermediário de Temperatura estudado.
- A presença de sal influenciou o comportamento de equilíbrio dos fluidos significativamente, onde os fenômenos de salting out e salting in foram responsáveis por controlar o processo de solvatação do sal pelas moléculas de água e assim, promover a histerese.
- A tensão máxima de injeção do fluido alcançou valores de tempo próximos de 500 s com pressões na faixa de 100 – 440 kPa, indicando que as propriedades reológicas do fluido exercem uma enorme importância na condutividade da fenda.
- Em virtude da composição do fluido, diferentes módulos de compressibilidade foram obtidos, tendo em vista que esse parâmetro representa a razão entre a pressão exercida pelo fluido sobre o corpo de prova e a percentagem da diminuição do seu volume.

Agradecimentos

Os autores agradecem a PETROBRÁS pela doação dos produtos e a UFERSA pelo suporte durante a realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

Barati, R.; Hutchins, R.D.; Friedel, T.; Ayoub, J. A.; Dessinges M.; Fracture impact of yield stress and fracture-face damage on production with a three-phase 2D model. (2009)

B. Bohloli, C.J. de Pater, Experimental study on hydraulic fracturing of soft rocks: Influence of fluid rheology and confining stress, Journal of Petroleum Science and Engineering 53 (2006) 1–12

COPOLOVICI, L.; NIINEMETS, U.; Salting-in and salting-out effects of ionic and neutral osmotic on limonene and linalool Henry's law constants and octanol/water partition coefficients, 2007.

ECONOMIDES, M.J.; NOLTE, K.G. Reservoir stimulation. Schlumberger Educational Services – Houston, Texas, 1989.

ECONOMIDES, M.J.; NOLTE, K.G. Fracturing Fluid and Proppant Characterization. Reservoir Stimulation; Schlumberger Education Services: Texas, 2-3, 1989.

GROTHER, Vinícius Perrud. Estudo da filtração de fluidos reticulados em simulações físicas de fraturamento hidráulico. Campinas: Unicamp, 2000, 143 p. Dissertação de Mestrado – Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2000.

Liu, D.; Fan, M.; Yao, L.; Zhao, X.; Wang, Y.; A new fracturing fluid with combination of single phase microemulsion and gelable polymer system. (2010)

SANTANNA, Vanessa Cristina. Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido. 2003. 214f. Tese de Pós-Graduação (Engenharia Química) - Universidade do Rio Grande do Norte, Natal, 2003

TURNER, A.; Salting out of chemicals in estuaries: implications for contaminant partitioning and modeling, 2003.