



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO

CAMPUS MOSSORÓ

DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS AMBIENTAIS E TECNOLÓGICA

CURSO ENGENHARIA DE PETRÓLEO

GLEIDSON LOPES FERNANDES DE SOUZA

INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DOS ADITIVOS NA PERFORMANCE DOS GÉIS
DE FRATURAMENTO

MOSSORÓ-RN

2014

GLEIDSON LOPES FERNANDES DE SOUZA

INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DOS ADITIVOS NA PERFORMANCE DOS GÉIS
DE FRATURAMENTO

Monografia apresentada à Universidade
Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA,
Campus Mossoró para obtenção do título de
Engenheiro de Petróleo.

Orientador (a): Prof. Dr. Rodrigo César
Santiago – UFERSA

Co-Orientadora: Prof^a. Dra. Keila Regina
Santana – UFERSA

MOSSORÓ-RN

2014

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Central Orlando Teixeira (BCOT)
Setor de Informação e Referência

S719i Souza, Gleidson Lopes Fernandes de.

Influência da concentração dos aditivos na performance dos géis de fraturamento / Gleidson Lopes Fernandes de Souza -- Mossoró, 2014.

45f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo César Santiago.
Co-orientadora: Prof^a. Dra. Keila Regina Santana

Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Pró-Reitoria de Graduação.

1. Petróleo. 2. Fraturamento hidráulico. 3. Géis de fraturamento. 4. Polímero. I. Título.

RN/UFERSA/BCOT/743-14

CDD: 665.5

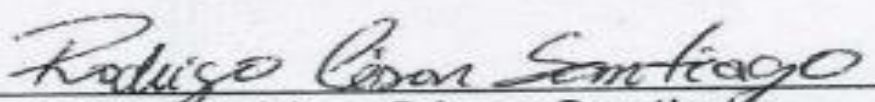
Bibliotecária: Vanessa de Oliveira Pessoa
CRB-15/453

GLEIDSON LOPES FERNANDES DE SOUZA

Monografia apresentada à Universidade
Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA,
Campus Mossoró para obtenção do título de
Engenheiro de Petróleo.

APROVADA EM: 06/08/2014

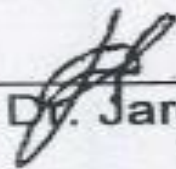
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Rodrigo César Santiago
Presidente



Prof^a. Dr^a. Keila Regina Santana
Membro



Prof. Dr. Jardel Dantas da Cunha
Membro

A Geralda Francisca Mendonça de Souza

(*in memorian*), que foi minha avó, que nunca esquecerei por ter sido uma avó maravilhosa e um exemplo de ser humano.

A Genilson Fernandes de Souza, meu pai, que nunca negou esforços para me ajudar nessa caminhada.

A Genilda Lopes Fernandes de Souza, minha mãe, amiga, conselheira e minha fonte de inspiração, que sempre acredita na minha capacidade de vencer.

A Manoel Lopes da Silva Filho, meu avô, amigo e um exemplo de ser humano a ser seguido.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Genilson Fernandes de Souza e Genilda Lopes Fernandes de Souza, os melhores pais do mundo por todo carinho, amor, incentivo, educação, sendo capazes de dedicarem suas vidas para darem o melhor possível a mim e a meus irmãos.

Ao meu orientador, Professor Dr. Rodrigo César Santiago, pelo respeito que me tratou desde a primeira vez que fui até ele pedir sua orientação nesse trabalho. Também quero ressaltar toda sua colaboração, dedicação, disponibilidade.

A minha co-orientadora, Professora Dra. Keila Regina Santana, pela orientação e na busca pelo material para o desenvolvimento desse trabalho.

A técnica do laboratório de fluidos Daianni Ariane da Costa Ferreira, pelo auxílio na elaboração das formulações e observações.

Ao estudante do curso de engenharia de petróleo Guilherme Maciel Barbosa, pelo auxílio na elaboração das formulações.

Ao meu tio, Geromilson Fernandes de Souza e sua esposa Francisca Eliane de Oliveira Souza, por ter me acolhido e tratado como um filho quando precisei.

A todos os professores que fizeram parte da minha jornada estudantil.

A todos familiares e amigos que torceram por mim nessa caminhada.

RESUMO

Com o passar do tempo, à indústria petrolífera vem com um investimento significativo para obter aumento na produtividade dos poços e estimulação dos seus reservatórios. Diante desta situação surgiram diversas técnicas, entre podemos citar o fraturamento hidráulico que consiste no processo de injeção de um fluido capaz de causar a ruptura da rocha reservatório, proporcionando aumento da condutividade da formação permitindo o fluxo para poço, ou seja, o aumento da condutividade da formação. É importante que esse fluido de fraturamento tenha algumas propriedades como boa condução do agente de sustentação, mínima perda de fluido, pouco dano à permeabilidade da formação etc. Logo se tornou necessário o incremento de alguns aditivos ao fluido de fraturamento justamente para potencializar suas propriedades, substâncias como os polímeros dando origem aos géis de fraturamento. Assim o presente trabalho consiste na avaliação da influência da concentração dos aditivos na performance dos géis de fraturamento, como o cloreto de potássio, cloreto de sódio, ácido bórico, hidróxido de sódio e os polímeros hidroxipropilguar (HPG) e goma guar.

Palavras-chave: Petróleo. Fraturamento hidráulico. Polímero. Géis de fraturamento.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema do processo de fraturamento hidráulico	15
Figura 2 - Unidade estrutural do HPG.....	18
Figura 3 - Unidade estrutural do Goma Guar	18
Figura 4 - Influência da presença de sal	19
Figura 5 - Formulação F1	22
Figura 6 - Formulação F2	23
Figura 7 - Formulação F3	24
Figura 8 - Formulação F4	25
Figura 9 - Formulação F5	25
Figura 10 - Formulação F6	26
Figura 11 - Formulação F7:F1.....	28
Figura 12 - Formulação F7:F2.....	28
Figura 13 - Formulação F7:F3.....	29
Figura 14 - Formulação F9:F4.....	30
Figura 15 - Formulação F9:F5.....	30
Figura 16 - Formulação F9:F6.....	31
Figura 17 - Formulação F11:F2.....	33
Figura 18 - Formulação F13:F2.....	34
Figura 19 - Formulação F14:F2.....	34

Figura 20 - Formulação F15:F2.....	35
Figura 21 - Formulação F16:F5.....	36
Figura 22 - Formulação F18:F5.....	36
Figura 23 - Formulação F19:F5.....	37
Figura 24 - Formulação F20:F5.....	38
Figura 25 - Formulação F22:F2:F12	40
Figura 26 - Formulação F23:F2:F12	41
Figura 27 - Formulação F25:F5:F17	42
Figura 28 - Formulação F26:F5:F17	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Influência da concentração do polímero HPG	22
Tabela 2 - Influência da concentração do polímero Goma Guar.....	24
Tabela 3 - Influência do tipo de sal (NaCl e KCl).....	27
Tabela 4 - Influência da concentração de sal.....	32
Tabela 5 – Influência da concentração de ácido bórico.....	39

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
2	OBJETIVOS	13
2.1	OBJETIVO GERAL	13
2.2	OBJETIVO ESPECÍFICO.....	13
3	REVISÃO DA LITERATURA.....	14
3.1	FRATURAMENTO HIDRÁULICO.....	14
3.2	GÉIS DE FRATURAMENTO	15
3.2.1	Fatores que influenciam o comportamento viscoelástico dos géis.....	17
3.2.2	Temperatura	Error! Bookmark not defined.
3.2.3	Pressão	17
3.2.4	Estrutura do polímero	17
3.2.5	Força iônica	19
4	METODOLOGIA EXPERIMENTAL	20
4.1	PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL	20
4.2	ADITIVOS	20
4.3	EQUIPAMENTOS	20
4.4	CARACTERÍSTICAS A OBSERVAR.....	21
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	22
5.1	INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DO POLÍMERO HPG	22
5.2	INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DO POLÍMERO GOMA GUAR....	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
5.3	INFLUÊNCIA DO TIPO DE SAL (NaCl e KCl).....	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
5.4	INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DE SAL.....	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
5.5	INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DE ÁCIDO BÓRICO.....	39
6	CONCLUSÕES.....	44
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45

1 INTRODUÇÃO

No decorrer dos anos, cada vez mais a indústria petrolífera vem se preocupando em desenvolver técnicas capazes potencializar as formações portadoras de hidrocarbonetos. Vale ressaltar que nem todos os poços são candidatos para implementação dos métodos de recuperação, sendo necessário um forte conhecimento do mecanismo de produção, das características do reservatório e das propriedades dos fluidos acumulados.

De forma simplificada podemos fazer uma divisão entre os processos de recuperação:

- **Recuperação Primária:** Recuperação de óleo por mecanismos naturais (gás em solução, influxo de água, capa de gás, segregação gravitacional).
- **Recuperação Secundária:** Injeção de um fluido, água ou gás, cujas funções primárias são manter a pressão do reservatório e deslocar o óleo em direção aos poços produtores.
- **Recuperação Terciária:** Diversos processos ou injeção de fluidos outros que não água e gás com o objetivo de recuperar óleo adicional.

Quando nos atemos ao fator de recuperação podemos fazer uma aproximação para primária (FR: 5% - 15%), secundária (FR: 15% - 45%) e a terciária (FR: 45% - 65%).

Além do forte conhecimento do mecanismo de produção, das características do reservatório e das propriedades dos fluidos acumulados, existem inúmeros fatores incentivadores para utilização dos métodos de recuperação secundária ou terciária entre eles temos o preço do petróleo, o custo de exploração, o custo de desenvolvimento de uma jazida, o custo de produção e os avanços tecnológicos.

Neste contexto, o presente trabalho apresenta uma avaliação da influência da concentração dos aditivos na performance dos géis de fraturamento, aditivos como cloreto de potássio, cloreto de sódio, ácido bórico, hidróxido de sódio e os polímeros hidroxipropilguar (HPG) e goma guar, como forma de aperfeiçoamento das formulações dos géis de fraturamento.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

- Avaliar a influência de alguns aditivos na performance dos géis de fraturamento.

2.2 OBJETIVO ESPECÍFICO

- Verificar a estabilidade dos géis de todas as formulações;
- Medir viscosidade plástica dos pré-géis de todas as formulações.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 FRATURAMENTO HIDRÁULICO

O fraturamento hidráulico é atualmente uma das técnicas mais utilizadas para o aumento de produção de poços de petróleo, a qual consiste em injetar um fluido a alta pressão e vazão para que a pressão do fluido na formação seja superior a pressão de ruptura da rocha, causando assim a criação de uma fratura que irá se propagar durante o bombeamento, ressaltando que o fluido de fraturamento tem que estar incrementado com um agente de sustentação (propante: areia, bauxita, cerâmica...) um material granular com o objetivo de manter a fratura aberta. Essa técnica pode ser aplicada em formações de baixa ou alta permeabilidade, sendo mais recomendada para formações areníticas. Para as quais existem diversos fluidos e aditivos para diversas condições de reservatório e operacional.

De acordo com Grothe (2000) o fraturamento hidráulico tem sido aplicado tradicionalmente a reservatórios de permeabilidade relativamente baixa (inferior a 10 mD).

Segundo Xavier *et al* (2013), o processo de fraturamento hidráulico é constituído da seguinte sequência operacional:

- Efetuar limpeza da coluna de trabalho;
- Assentar o packer e efetuar o teste de injetividade;
- Desassentar o packer;
- Descolocar o pré-colchão;
- Descolocar o colchão;
- Descolocar o carreador;
- Posicionar o pré-colchão na extremidade da coluna;
- Assentar o packer;
- Injetar os fluidos em alta vazão e pressão;
- Acompanhar a carta de pressão;
- Despressurizar e induzir surgência para limpeza do poço.

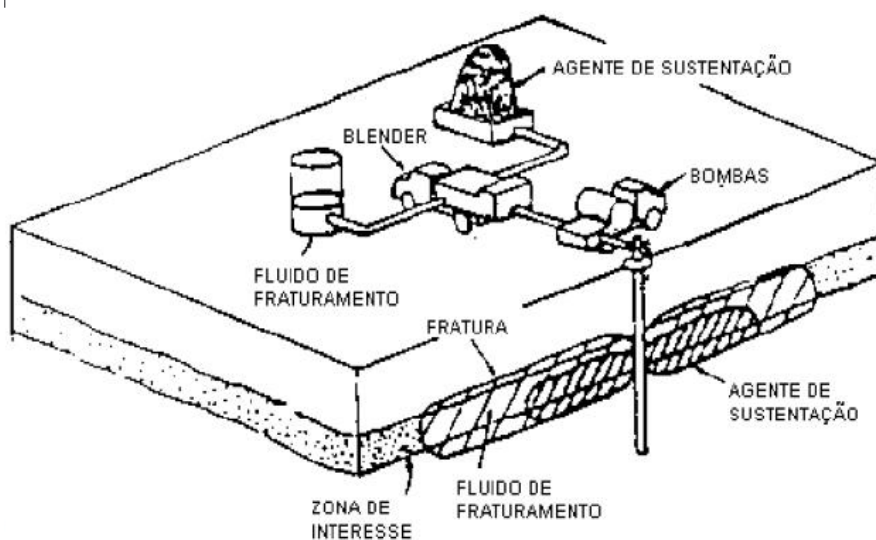
Ainda Xavier *et al* (2013), os fluidos de fraturamento têm duas funções principais: abrir e propagar a fratura, bem como transportar o agente de sustentação. Para a seleção do fluido ideal, também devem ser levadas em consideração as seguintes características/funcionalidades:

- Minimizar o dano no agente de sustentação e nas faces da fratura;

- Formar reboco para reduzir as perdas de fluido através das faces da fratura;
- Alta viscosidade na formação, durante a propagação da fratura, a fim de evitar a decantação do agente de sustentação;
- Baixa viscosidade na coluna, para reduzir perdas de carga por fricção e posteriormente ao tratamento, facilitar o clean-up (limpeza do poço);
- Ser econômico.

A figura 1 apresenta os elementos que estão no processo de fraturamento hidráulico.

Figura 1-Esquema do processo de fraturamento hidráulico



Fonte: Xavier *et al* (2013)

3.2 GÉIS DE FRATURAMENTO

Atualmente os fluidos mais utilizados, são à base água, portanto é importante lembrar que estes podem vir a provocar danos tanto na formação como no pacote de agente de sustentação.

Assim foram desenvolvidos muitos fluidos base água com o incremento de polímeros tornando-os viscosos e capazes de manter em suspensão o agente de sustentação, dando origem aos géis de fraturamento. De acordo com Santana (2003) além do fluido de fraturamento apresentar viscosidade suficiente para manter em suspensão e transportar o agente de sustentação até a fratura, ele deve quebrar-se a baixa viscosidade após o término do

fraturamento. Esta quebra facilita a limpeza da fratura permitindo o retorno rápido do fluido para a superfície.

Os principais de géis de fraturamento são obtidos a partir seguintes polímeros:

a) **Goma Guar**

A goma guar é um polímero natural que apresenta alta afinidade pela água. Entretanto apresenta de 6% a 10% de resíduos insolúveis em água que podem causar dano à formação rochosa ou ao pacote de agente de sustentação (SANTANA, 2003).

b) **Hidroxipropilguar (HPG)**

O hidroxipropilguar é obtido da reação da goma guar com óxido de propileno. Este fluido possui de 2% a 4% de resíduo insolúvel. O HPG apresenta a vantagem de ser mais estável a altas temperaturas do que o fluido de guar.

c) **Goma Xantana**

A goma xantana é um biopolímero obtido pelo metabolismo do microorganismo *Xanthomonas Campestris* (Lipton e Burnett, 1976 apud SANTANA, 2003). Os fluidos de xantana mantêm a areia (agente de sustentação) em suspensão melhor do que o HPG, a taxas de cisalhamento menor que 10 s^{-1} (Clark *et al.*, 1985 apud SANTANA, 2003). A xantana tem a desvantagem de ser mais cara do que a goma guar ou derivados da celulose.

d) **Poliacrilamida**

Polímeros de acrilamida podem ser utilizados em concentrações menores que 1,2g/L reduzindo com isso a potência requerida para o bombeamento a altas taxas em operações de fraturamento hidráulico. Portanto, esses polímeros são usados como redutores de fricção. Esta característica deve-se à linearidade de suas moléculas comparada com a de outros polímeros (Garcia *et al.*, 1997 apud SANTANA, 2003).

e) **Carboximetilhidroxipropilguar (CMHPG)**

O CMHPG é utilizado em temperaturas baixa sendo este fluido geralmente é reticulado com alumínio, portanto torna-se mais barato que o HPG reticulado com compostos de titânio e zircônio (SANTANA, 2003).

f) **Derivados da celulose**

As moléculas de celulose possuem grupos polares, entretanto, não são solúveis em água em sua forma natural por apresentarem fortes ligações intermoleculares e intramoleculares de pontes de hidrogênio (Garcia *et al.*, 1997 apud SANTANA, 2003). Entre os derivados da celulose temos os fluidos com: Hidroxietilcelulose (HEC), Hidroxipropilcelulose (HPC) e Carboximetilcelulose (CMC). Estes polímeros são utilizados quando se deseja fluidos com baixo teor de resíduos. Por serem de difícil reticulação

(Underdown *et al.*, 1984 apud SANTANA, 2003), estes polímeros são reticulados em faixas específicas de pH.

3.2.1 Fatores que influenciam no comportamento viscoelástico dos géis

Entre principais fatores que afetam a viscoelasticidade dos géis temos a temperatura, pressão, concentração e estrutura dos polímeros e a força iônica.

Vale também ressaltar a importância de manter o controle do pH, ou seja, adição de ajustadores de pH para se ter o seu nível desejado. Para a goma guar e o HPG o pH deve encontrar-se baixo para se dispersarem e neutro ou alto para se hidratarem (Garcia *et al.*, 1997 apud XAVIER *et al.*, 2003). Logo os mais usados são bicarbonato de sódio, carbonato de sódio e óxido de magnésio, ácido acético.

3.2.2 Temperatura

A temperatura sendo a principal influenciadora da viscosidade, devido a grande sensibilidade que ela tem à variação de temperatura. A equação que transmite essa relação é a equação de Arrhenius.

$$\eta = Ae^{E_a/kT} \text{ (Equação 1)}$$

Onde: A é uma constante característica de cada material, k é a constante de Boltzmann e T a temperatura absoluta, E_a é a energia de ativação

3.2.3 Pressão

Geralmente a viscosidade aumenta com o aumento da pressão, sendo importante frisar que a viscosidade aumenta com a pressão a uma mesma temperatura. Porém, se a temperatura variar, a viscosidade com maior pressão não será necessariamente maior que a viscosidade com menor pressão.

3.2.4 Estrutura do polímero

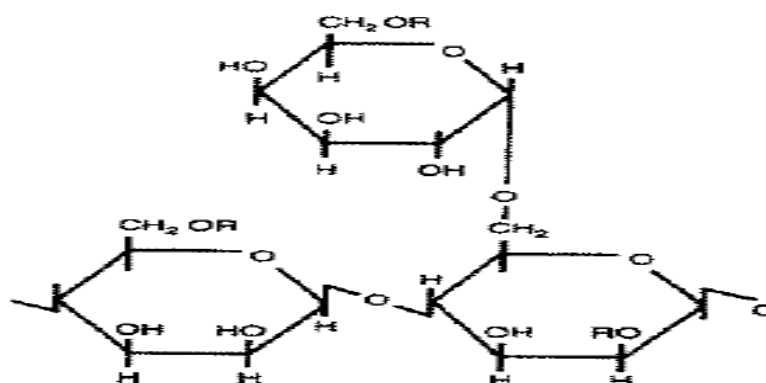
Um polímero é uma molécula muito grande, formada por milhares de blocos que se repetem, chamados monômeros. À proporção que os monômeros se juntam para formar os polímeros, uma longa cadeia de moléculas é formada com massas moleculares da ordem de milhões (ROSA *et al.*, 2006).

As cadeias poliméricas são formadas principalmente por átomos de carbono, ou seja, a

massa molar, é o aspecto principal que confere a este grupo de materiais uma série de características a eles associadas. Assim, com o aumento da massa molar as cadeias se tornam mais rígidas, para que isto aconteça, normalmente são utilizados agentes reticuladores (o mais utilizado é hidróxido de sódio).

A figura 2 apresenta unidade estrutural do HPG.

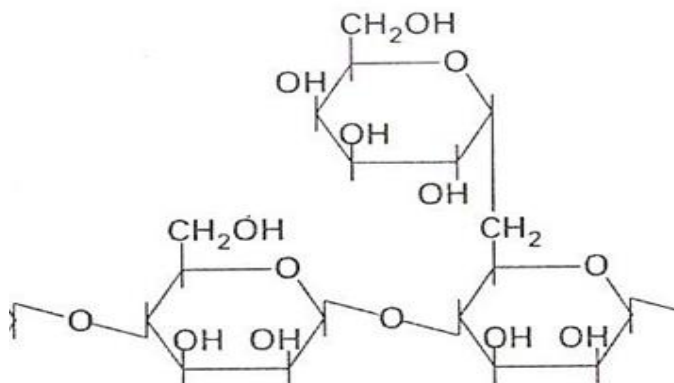
Figura 2 – Unidade estrutural do HPG



Fonte: Grothe (2000)

A figura 3 apresenta unidade estrutural do Goma Guar.

Figura 3 – Unidade estrutural do Goma Guar



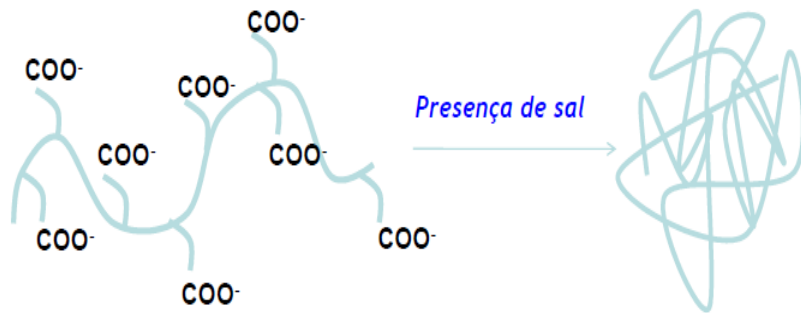
Fonte: Autoria própria

3.2.5 Força iônica

Adição de sal ou de outra espécie iônica à mistura, pode tornar as cadeias poliméricas mais flexíveis, alterando a conformação do polímero.

A figura 4 a influência da presença de sal.

Figura 4 – influência da presença de sal



Fonte: Autoria própria

4 METODOLOGIA EXPERIMENTAL

4.1 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Todas as formulações dos géis de fraturamento seguiram uma sequência de adição dos aditivos começando sempre pela adição dos polímeros HPG ou Goma Guar, em seguida os sais KCl ou NaCl e o ácido bórico, levando aproximadamente um intervalo de 10min de um aditivo para adição de um outro no misturador, após a mistura dos aditivos, era aguardado um período para que houvesse a redução da espuma no sistema, possibilitando realização das leituras no viscosímetro (L_{600} e L_3). Por fim era adicionado o hidróxido de sódio.

4.2 ADITIVOS

- Hidroxipropilguar (HPG) - viscosificante;
- Goma Guar - viscosificante;
- Cloreto de Potássio - sal;
- Cloreto de Sódio - sal;
- Ácido Bórico - agente reticulante;
- Hidróxido de Sódio - controlador do pH.

4.3 EQUIPAMENTOS

- Balança eletrônica de precisão;
- Hamilton Beach;
- Viscosímetro Fann;
- Pipeta;
- Espátula;
- Erlenmeyer
- Pera.

4.4 CARACTERÍSTICAS A OBSERVAR

- Influência da concentração do polímero HPG;
- Influência da concentração do polímero Goma Guar;
- Influência do tipo de sal (NaCl e KCl);
- Influência da concentração de sal;
- Influência da concentração de ácido bórico.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DO POLÍMERO HPG;

A tabela abaixo mostra a composição das formulações 1,2 e 3.

Tabela 1 – Influência da concentração do polímero HPG

	F1	F2	F3
Água destilada	200 ml	200 ml	200 ml
HPG	1 lb/bbl	2 lb/bbl	3 lb/bbl
Sal	8 g	8 g	8 g
Ácido bórico	0,5 g	0,5 g	0,5 g
NaOH (8 N)	2 ml	2 ml	2 ml

Formulação F1: Apresentou viscosidade relativamente baixa, apenas um líquido viscoso, uma coloração alaranjada justamente proveniente do cloreto de potássio.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 13 - 1 = 12$$

A figura 5 apresenta a formulação F1.

Figura 5 – Formulação F1



Fonte: Autoria própria

Formulação F2: Apresentou uma média viscosidade, já com característica semelhante de gel, uma coloração alaranjada justamente proveniente do cloreto de potássio.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 37 - 2 = 35$$

A figura 6 apresenta a formulação F2.

Figura 6 – Formulação F2



Fonte: Autoria própria

Formulação F3: apresentou uma alta viscosidade, neste caso já um gel, uma coloração alaranjada justamente proveniente do cloreto de potássio.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 81 - 9 = 72$$

A figura 7 apresenta a formulação F3.

Figura 7 – Formulação F3



Fonte: Autoria própria

5.2 INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DO POLÍMERO GOMA GUAR

A tabela abaixo mostra a composição das formulações 4,5 e 6.

Tabela 2 – Influência da concentração do polímero Goma Guar

	F4	F5	F6
Água destilada	200 mL	200 mL	200 mL
Goma Guar	1 lb/bbl	2 lb/bbl	3 lb/bbl
KCl	8 g	8g	8g
Ácido bórico	0,5 g	0,5 g	0,5 g
NaOH (8 N)	2 mL	2 mL	2 ml

Formulação F4: Apresentou uma viscosidade baixa, onde com o passar do tempo se observou a quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 11 - 1 = 10$$

A figura 8 apresenta a formulação F4.

Figura 8 – Formulação F4



Fonte: Autoria própria

Formulação F5: Apresentou uma maior viscosidade em relação a F4, mas também com o passar do tempo se observou a quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 40 - 1 = 39$$

A figura 9 apresenta a formulação F5.

Figura 9 – Formulação F5



Fonte: Autoria própria

Formulação F6: Apresentou uma maior viscosidade em relação a F4, F5, mas também com o passar do tempo se observou a quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 64 - 3 = 61$$

A figura 10 apresenta a formulação F6.

Figura 10 – Formulação F6



Fonte: Autoria própria

5.3 INFLUÊNCIA DO TIPO DE SAL (NaCl e KCl)

A tabela abaixo mostra as composições com os dois sais.

Tabela 3 – Influência do tipo de sal (NaCl e KCl)

	F7	F8
Água destilada	200 ml	200 ml
HPG	F7:F1, F7:F2 e F7:F3	F8:F1, F8:F2 e F8:F3
Sal	8 g NaCl	8g KCl
Ácido bórico	0,5 g	0,5 g
NaOH (8 N)	2 ml	2 ml
	F9	F10
Água destilada	200 ml	200 ml
Gomar Guar	F9:F4, F9:F5 e F9:F6	F10:F4, F10:F5 e F10:F6
Sal	8 g NaCl	8g KCl
Ácido bórico	0,5 g	0,5 g
NaOH (8 N)	2 ml	2 ml

Formulação F7:F1: Apresentou características semelhantes ao F1, um pouco mais de viscosidade e diferenciando a coloração devido a essa formulação ser com o NaCl.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 18 - 1 = 17$$

A figura 11 apresenta a formulação F7:F1.

Figura 11 - Formulação F7:F1



Fonte: Autoria própria

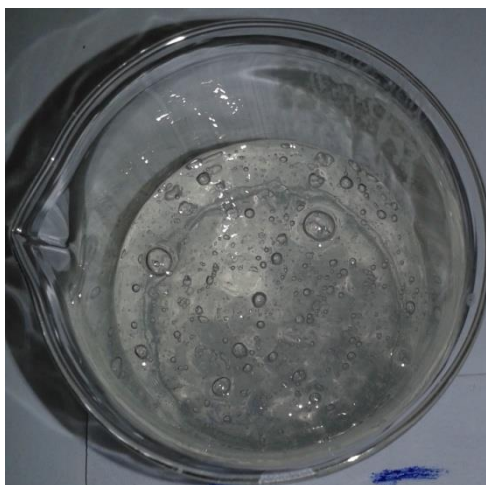
Formulação F7:F2: Apresentou características semelhantes ao F2, um pouco mais de viscosidade e diferenciando a coloração devido a essa formulação ser com o NaCl.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 54 - 3 = 51$$

A figura 12 apresenta a formulação F7:F2.

Figura 12 - Formulação F7:F2



Fonte: Autoria própria

Formulação F7:F3: Apresentou características semelhantes ao F3, um pouco mais de viscosidade e diferenciando a coloração devido a essa formulação ser com o NaCl.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 108 - 16 = 92$$

A figura 13 apresenta a formulação F7:F3.

Figura 13 - Formulação F7:F3



Fonte: Autoria própria

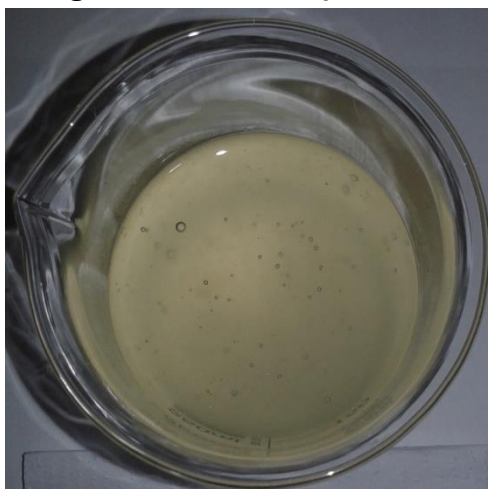
Formulação F9:F4: Apresentou características semelhantes ao F4, um pouco mais de viscosidade e diferenciando a coloração devido a essa formulação ser com o NaCl, mas também com a quebra do gel com o decorrer do tempo.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 17 - 1 = 16$$

A figura 14 apresenta a formulação F9:F4.

Figura 14 - Formulação F9:F4



Fonte: Autoria própria

Formulação F9:F5: Apresentou características semelhantes ao F5, um pouco mais de viscosidade e diferenciando a coloração devido a essa formulação ser com o NaCl, mas também com a quebra do gel com o decorrer do tempo.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 36 - 1 = 35$$

A figura 15 apresenta a formulação F9:F5.

Figura 15 - Formulação F9:F5



Fonte: Autoria própria

Formulação F9:F6: Apresentou características semelhantes ao F6, um pouco mais de viscosidade e diferenciando a coloração devido a essa formulação ser com o NaCl, mas também com a quebra do gel com o decorrer do tempo.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 77 - 5 = 72$$

A figura 16 apresenta a formulação F9:F6.

Figura 16 - Formulação F9:F6



Fonte: Autoria própria

5.4 INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DE SAL

A tabela abaixo apresenta a variação da concentração de sal KCl nas composições com HPG e Goma Guar.

Tabela 4 – Influência da concentração de sal

	F11	F12	F13	F14	F15
Água Destilada	200 mL	200 mL	200 mL	200 mL	200 mL
HPG	F1, F2 ou F3	F1, F2 ou F3	F1, F2 ou F3	F1, F2 ou F3	F1, F2 ou F3
KCl	4g	8g	12g	16g	20g
Ácido Bórico	0,5 g	0,5 g	0,5 g	0,5 g	0,5 g
NaOH (8 N)	2 mL	2 mL	2 mL	2 mL	2 mL
	F16	F17	F18	F19	F20
Água Destilada	200 mL	200 mL	200 mL	200 mL	200 mL
Goma Guar	F4, F5 ou F6	F4, F5 ou F6	F4, F5 ou F6	F4, F5 ou F6	F4, F5 ou F6
KCl	4g	8g	12g	16g	20g
Ácido Bórico	0,5 g	0,5 g	0,5 g	0,5 g	0,5 g
NaOH (8 N)	2 mL	2 mL	2 mL	2 mL	2 mL

Baseado nas características que o gel de fraturamento tem que ter para se ter uma boa eficiência do processo de fraturamento foram escolhidos as concentrações de HPG e Goma Guar das formulações de F2 e F5 para se observar a influência da concentração de sal.

Formulação F11:F2: Apresentou um pouco mais de viscosidade e coloração laranja mais fraco com relação a F2.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 61 - 5 = 56$$

A figura 17 apresenta a formulação F11:F2.

Figura 17 - Formulação F11:F2



Fonte: Autoria própria

Formulação F13:F2: Apresentou um pouco mais de viscosidade e coloração laranja mais forte com relação a F2.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 65 - 5 = 60$$

A figura 18 apresenta a formulação F13:F2.

Figura 18 – Formulação F13:F2



Fonte: Autoria própria

Formulação F14:F2: Apresentou um pouco mais de viscosidade e coloração laranja mais forte com relação a F2.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 45 - 3 = 32$$

A figura 19 apresenta a formulação F14:F2.

Figura 19 - Formulação F14:F2



Fonte: Autoria própria

Formulação F15:F2: Apresentou um pouco mais de viscosidade e coloração laranja mais forte com relação a F2, mas se observou a decantação.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 43 - 2 = 41$$

A figura 20 apresenta a formulação F15:F2.

Figura 20 - Formulação F15:F2



Fonte: Autoria própria

Formulação F16:F5: Apresentou maior viscosidade e coloração laranja fraco com relação a F5, e também com o passar do tempo se observou a quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 53 - 2 = 51$$

A figura 21 apresenta a formulação F16:F5.

Figura 21 - Formulação F16:F5



Fonte: Autoria própria

Formulação F18:F5: Apresentou baixa viscosidade e coloração laranja mais forte e também com o passar do tempo se observou a quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 27 - 1 = 26$$

A figura 22 apresenta a formulação F18:F5.

Figura 22 - Formulação F18:F5



Fonte: Autoria própria

Formulação F19:F5: Apresentou baixa viscosidade e coloração laranja mais forte e se observou a quebra do gel imediata.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 43 - 2 = 41$$

A figura 23 apresenta a formulação F19:F5.

Figura 23 - Formulação F19:F5



Fonte: Autoria própria

Formulação F20:F5: Apresentou baixa viscosidade e coloração laranja mais forte e se observou a quebra do gel imediata.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 32 - 1 = 31$$

A figura 24 apresenta a formulação F20:F5.

Figura 24 - Formulação F20:F5



Fonte: Autoria própria

5.5 INFLUÊNCIA DA CONCENTRAÇÃO DE ÁCIDO BÓRICO

A tabela A tabela abaixo apresenta a variação da concentração do ácido bórico nas composições com HPG e Goma Guar.

Tabela 5 – Influência da concentração de ácido bórico

	F21	F22	F23
Água destilada	200 mL	200 mL	200 mL
HPG	F1, F2 ou F3	F1, F2 ou F3	F1, F2 ou F3
KCl	F11, F12, F13, F14 ou F15	F11, F12, F13, F14 ou F15	F11, F12, F13, F14 ou F15
Ácido bórico	0,5 g	1,0 g	1,5 g
NaOH (8 N)	2 mL	2 mL	2 mL
	F24	F25	F26
Água destilada	200 mL	200 mL	200 mL
Goma Guar	F4, F5 ou F6	F4, F5 ou F6	F4, F5 ou F6
KCl	F16, F17, F18, F19 ou F20	F16, F17, F18, F19 ou F20	F16, F17, F18, F19 ou F20
Ácido bórico	0,5 g	1,0 g	1,5 g
NaOH (8 N)	2 mL	2 mL	2 mL

De acordo com as características que o gel de fraturamento tem que ter para se ter uma boa eficiência do processo de fraturamento foram escolhidos as concentrações de HPG e Goma Guar das formulações de F2, F5 e as concentração de sal das formulações F12 e F17 para se observar a influência da concentração do ácido bórico.

Formulação F22:F2:F12: Apresentou maior viscosidade que F2 e com aparência de gelatina, e já com indícios da quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 53 - 4 = 49$$

A figura 25 apresenta a formulação F22:F2:F12.

Figura 25 - Formulação F22:F2:F12



Fonte: Autoria própria

Formulação F23:F2:F12: Apresentou maior viscosidade que F2 e com aparência de gelatina, e já com indícios da quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 59 - 4 = 55$$

A figura 26 apresenta a formulação F23:F2:F12.

Figura 26 - Formulação F23:F2:F12



Fonte: Autoria própria

Formulação F25:F5:F17: Apresentou média viscosidade com aparência pastosa e se observou a quebra do gel.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 40 - 2 = 38$$

A figura 27 apresenta a formulação F25:F5:F17.

Figura 27 - Formulação F25:F5:F17



Fonte: Autoria própria

Formulação F26:F5:F17: Apresentou média viscosidade com aparência pastosa e se observou uma decantação imediata.

A viscosidade plástica do pré-gel foi realizada a partir das leituras L_{600} e L_3 do viscosímetro.

$$\mu_p = (L_{600} - L_3) = 38 - 1 = 37$$

A figura 28 apresenta a formulação F26:F5:F17.

Figura 28 - Formulação F26:F5:F17



Fonte: Autoria própria

6 CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos através das variações das concentrações dos aditivos Verificou-se:

- O aumento da concentração dos polímeros proporciona o aumento da viscosidade;
- Que o polímero HPG se aproximou mais dos requisitos necessário para um bom gel de fraturamento;
- Com relação à influência do tipo de sal a usar, não teve mudanças significativas nas características do gel de fraturamento, apenas a coloração e um pouco mais de viscosidade;
- Diante dos acréscimos da concentração de sal se notou que as formulações tendem a se desestabilizarem mais rápido, ou seja, ocorrendo o fenômeno da decantação;
- Com o incremento da concentração de ácido bórico o fenômeno da decantação tornou a acontecer.

- O gel de fraturamento que apresentou características para proporcionar uma boa eficiência do processo de fraturamento foi às concentrações da formulação F2.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SANTANA, Vanessa Cristina. **Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico biocompatível (RN)**. 2003. 214f. Dissertação (doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Eng. Química; Programa de Recursos Humanos da ANP em Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural – PRH14. Natal, 2005.

GROTHER, Vinícius Perrud. **Estudo da filtração de fluidos reticulados em simulações físicas de fraturamento hidráulico (SP)**. 2000. 163f. Dissertação (mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Eng. Mecânica; Departamento de Eng. de Petróleo. Campinas, 2000.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006. 808 p.

XAVIER, Rodrigo; SIMÕES, Felipe; BRAGA, Isabela, ANDRADE, Lorena, SOUZA, Michael. **Fluidos para estimulação de poços – acidificação e fraturamento hidráulico (ES)**. 2013. 18f. Trabalho apresentado pelos alunos do curso de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Universitário Norte do Espírito Santo; Departamento de Engenharias e Tecnologia. São Mateus, 2013.