



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA

MARIA EDUARDA CAVALCANTE FONSECA

**ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS APÓS ESTIMULAÇÃO POR
FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM CAMPOS MADUROS**

MOSSORÓ
2022

MARIA EDUARDA CAVALCANTE FONSECA

**ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS APÓS ESTIMULAÇÃO POR
FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM CAMPOS MADUROS**

Relatório de Estágio apresentado a
Universidade Federal Rural do Semi-Árido
como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Química.

Orientador: Prof^ª. Dr^ª. Geraldine Angélica
Silva da Nóbrega

Coorientador/Supervisor: Daniel Moura
Miranda (Potiguar E&P S.A.)

MOSSORÓ

2022

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

C376a CAVALCANTE FONSECA, MARIA EDUARDA.
ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS APÓS
ESTIMULAÇÃO POR FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM CAMPOS
MADUROS / MARIA EDUARDA CAVALCANTE FONSECA. -
2022.
37 f. : il.

Orientadora: GERALDINE ANGÉLICA SILVA DA NÓBREGA.
Relatório (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia
Química, 2022.

1. PRODUÇÃO. 2. RESERVATÓRIOS. 3.
HIDROCARBONETOS. 4. ESTIMULAÇÃO. 5. FRATURAMENTO
HIDRPAULICO. I. SILVA DA NÓBREGA, GERALDINE
ANGÉLICA, orient. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

MARIA EDUARDA CAVALCANTE FONSECA

**ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS APÓS ESTIMULAÇÃO POR
FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM CAMPOS MADUROS**

Relatório de Estágio apresentado a
Universidade Federal Rural do Semi-Árido
como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Química.

Defendida em: 17 / 06 / 20 22.

BANCA EXAMINADORA

GERALDINE ANGELICA SILVA DA NOBREGA:02201080488
Assinado de forma digital por
GERALDINE ANGELICA SILVA DA
NOBREGA:02201080488
Dados: 2022.06.22 19:38:57 -03'00'

Geraldine Angélica Silva da Nóbrega, Prof^ª. Dr^ª. (UFERSA)
Presidente



Izabelly Larissa Lucena, Prof^ª. Dr^ª. (UFERSA)
Membro Examinador



Daniel Moura Miranda (Potiguar E&P S.A.)
Membro Examinador

*À Vovó Francisca (in memoriam), que partiu
repentinamente e a cada dia aprendo um
pouco mais a viver com essa saudade...*

*...à minha mãe, que desde o momento em que nasci sempre foi minha fortaleza, e o motivo de
eu continuar tentando a cada dia.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus em primeiro lugar, por ter me sustentado até aqui depois de tantas provações.

Aos meus pais, Geane e Geilson por todo o apoio e incentivo. Em especial a minha mãe por sempre ser calma em meus momentos de desespero, sem você eu não teria chegado nem a metade da luta. E aos meus padrinhos, Bernalda e Almeida, que acompanharam toda a minha trajetória acadêmica, e sempre foram minha fonte de apoio nos momentos difíceis. Obrigada por serem minha segunda família.

Agradeço às minhas tias, Claudia, Geovania e Saúde, às minhas primas Jacira e Débora, e à Regina e Alcivan, por sempre terem acreditado em mim, e sonhado meus sonhos junto comigo.

À minha orientadora, Prof^a. Dra. Geraldine Nóbrega, por todo o cuidado, apoio e dedicação, você foi sensacional. Seguirei seus ensinamentos por toda a minha vida pessoal e profissional. Você foi muito importante em um período tão atribulado, obrigada por ter acreditado em mim.

Agradeço a Potiguar E&P pela oportunidade que a mim foi dada, e ao Time de Engenharia de Reservatórios, meus colegas de trabalho durante o período de estágio, Ana, Adrian, Ailton, Matheus, Robert, e Karla, vocês foram/são fundamentais para o meu desenvolvimento pessoal e profissional. Em especial, agradeço ao meu supervisor Daniel Miranda, por confiar em mim e em meu trabalho, e por acreditar no meu potencial. Obrigada por dividirem seu conhecimento, e pela paciência em meu processo de aprendizagem. Me sinto privilegiada em ser treinada por profissionais altamente capacitados.

Agradeço a todos os meus amigos que sempre me apoiaram e vibraram a cada conquista, vocês sempre me incentivaram, e nunca me deixaram desistir frente às dificuldades. Agradeço também aqueles que estiveram ao meu lado durante a graduação, em especial, Fernanda, Phillipe, Ellen e João Paulo Leite, obrigada por viverem comigo cada batalha vencida e cada choro de desespero. Vocês fazem parte da minha jornada, desejo todo o sucesso do mundo.

“A persistência é o caminho do êxito.”

Charles Chaplin

RESUMO

Durante o ciclo de vida de um poço, é comum que haja queda na vazão de hidrocarbonetos em decorrência da alta produção já realizada, o que ocasiona a perda da energia natural que eleva os fluidos para a superfície, principalmente se esse for um Campo Maduro, e seus Reservatórios tenham características que dificultem o escoamento. Por esse motivo, existe a necessidade de realizar estimulações no reservatório, além da utilização de métodos de recuperação secundários. Um método bastante utilizado para o melhor aproveitamento dessa produção, é a estimulação por Fraturamento Hidráulico, que aumentará a permeabilidade da rocha Reservatório. No entanto, é necessário que sejam feitas análises de diversos parâmetros das formações, indícios de hidrocarbonetos, e risco de produção de água, para que haja sucesso na intervenção. Neste trabalho, foram analisadas as produções de 05 poços pertencentes a um Campo Maduro localizado na Bacia Potiguar, após realizada Campanha de Fraturamento Hidráulico pela operadora Potiguar E&P S.A., sendo observada a eficácia desse método de estimulação, por meio de suas curvas de produção. A partir dos dados analisados, foi possível comprovar que a estimulação de reservatórios por fraturamento hidráulico é uma excelente saída para incrementar a produção dos Campos operados pela Companhia no estado, e que este ainda possui um notável número de reservas de petróleo ainda a serem exploradas. E para evitar um declínio brusco na produção, deve ser realizado o monitoramento da produção, com a manutenção de pressão de reservatórios a partir do método de injeção de água, que é o mais utilizado e eficaz para evitar que o reservatório venha a depletar totalmente.

Palavras-chave: Produção. Reservatórios. Hidrocarbonetos. Fraturamento hidráulico.

ABSTRACT

During the life cycle of a oil well, it is common for there to be a drop in the flow of hydrocarbons due to the high production already carried out, which causes the loss of natural energy that raises the fluids to the surface, especially if this is a Mature Field, and its Reservoirs have characteristics that make drainage difficult. For this reason, there is a need to perform stimulations in the reservoir, in addition to the use of secondary recovery methods. A method widely used for the best use of this production is the stimulation by Hydraulic Fracturing, which will increase the permeability of the Reservoir rock. However, it is necessary to carry out analyzes of various parameters of the formations, indications of hydrocarbons, and risk of water production, in order for the intervention to be successful. In this work, the productions of 05 wells belonging to a Campo Maduro located in the Potiguar Basin were analyzed, after the Hydraulic Fracture Campaign carried out by the operator Potiguar E&P S.A., and the effectiveness of this stimulation method was observed, through its production curves. From the analyzed data, it was possible to prove that the stimulation of reservoirs by hydraulic fracturing is an excellent way to increase the production of the fields operated by the Company in the state, and that it still has a remarkable number of oil reserves still to be explored. And to avoid a sudden decline in production, production monitoring must be carried out, with reservoir pressure maintenance using the water injection method, which is the most used and effective method to prevent the reservoir from being completely depleted.

Keywords: Production. Reservoirs. Hydrocarbons. Hydraulic Fracturing.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de Rocha Reservatório de Petróleo. (Fonte: W. Teixeira et al, 2000).....	16
Figura 2: Reservatório com mecanismo de gás em solução. (Fonte: ROSA, 2008).	20
Figura 3: Reservatório com Mecanismo de capa de gás (ROSA, 2008)	21
Figura 4: Reservatório com mecanismo de influxo de água. (ROSA, 2008)	22
Figura 5: Agente de sustentação na formação rochosa. (Fonte: Zendeboudi, 2016).....	23
Figura 6: Propagação da Fratura na formação rochosa (Fonte: Zendeboudi, 2016)	24
Figura 7: Fluxograma do Processo de Identificação e Elaboração de Projetos de Workover. (Fonte: Autoria Própria, 2022)	25
Figura 8: Curva de Produção Histórica do Poço XX-08. (Fonte: Software OFM, 2022)	27
Figura 9: Interface da página “Testes de Produção” do Software OGPMS (Autoria Própria, 2022)....	28
Figura 10: Perfil resistivo de indução (ILD- Induction Log Deep) e Raio Gama (GR- Gamma Ray) (Fonte: Potiguar E&P S.A, 2021).....	28
Figura 11: Perfil de Fratura e Condutividade. (Fonte: Potiguar E&P S.A., 2022).....	30

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Curva de Produção do poço DN-04. (Fonte: Autoria Própria, 2022)	32
Gráfico 2: Curva de Produção do poço DN-09. (Fonte: Autoria Própria, 2022).	33
Gráfico 3: Curva de Produção do poço DN-08. (Fonte: Autoria Própria, 2022).	33
Gráfico 4: Curva de Produção do poço DN-26D. (Fonte: Autoria Própria, 2022).....	34
Gráfico 5: Curva de Produção do poço DN-01. (Fonte: Autoria Própria, 2022).	34

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo
BMP	Boletim Mensal de Produção
BOED	Barril de Óleo Equivalente por Dia
BOPD	Barril de Óleo por Dia
BPD	Barril por Dia
BSW	Basic Sediments and Water
GR	Gamma Ray
ILD	Induction Log Deep
mD	miliDarcy
MFO	Mini Fall-Off
Mm ³ gpd	Mil metros cúbicos de gás por dia
OFM	Oil Field Manager
OGPMS	Oil & Gas Production Management System
PIB	Produto Interno Bruto
RGO	Razão Gás Óleo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	Origem dos Hidrocarbonetos	16
2.2	Propriedades Básicas dos Reservatórios	17
2.2.1	Porosidade	17
2.2.2	Compressibilidade.....	17
2.2.3	Saturação de Fluidos	18
2.2.4	Permeabilidade.....	19
2.2.4.1	Permeabilidade Absoluta.....	19
2.2.4.2	Permeabilidade efetiva	19
2.3	Mecanismos de Produção.....	19
2.3.1	Gás em Solução.....	20
2.3.2	Capa de Gás.....	21
2.3.3	Influxo de água.....	21
2.4	Estimulação da Produção	22
2.4.1	Acidificação	22
2.4.2	Fraturamento Hidráulico	23
3.	ATIVIDADES REALIZADAS NO ESTÁGIO.....	25
4.	METODOLOGIA	27
5.	RESULTADOS.....	32
5.1	Dados de Produção.....	32
5.2	Melhorias Propostas	35
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	36
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	36

1 INTRODUÇÃO

Desde o seu descobrimento, a indústria petrolífera compõe a maior parte da matriz energética mundial. No Brasil a indústria do petróleo e gás responde por 13% do PIB nacional e 50% da oferta interna de energia, com produção atual média de 3,860 MMboe/d (Milhões de barris de óleo equivalente por dia) (ANP, 2020). O programa de desinvestimento da Petrobrás, possibilitou que diversas operadoras independentes pudessem adquirir suas concessões, revitalizando e retornando à produção diversos campos maduros com altas expectativas de reservas provadas. Com a pandemia do COVID-19, o ano de 2020 foi marcado por uma enorme crise dentro da indústria, com a brusca queda do *brent* a exploração e produção de hidrocarbonetos obteve uma grande redução.

Em 2022, a taxa do *brent* tem se mantido em alta, alcançando maiores preços desde 2014, viabilizando a exploração de novas reservas e expectativas de retorno para as exploradoras. O estado do Rio Grande do Norte, que durante a exploração da Petrobrás era o maior produtor do país, retoma essa liderança, com crescimento de produção em terra de 179% (Tribuna do Norte, 2022).

A alta produção, ocasiona a perda de energia natural de elevação dos fluidos, e depleção dos reservatórios, trazendo a necessidade de realizar a manutenção da pressão de reservatório recorrendo a métodos de recuperação secundários, ou de intervenções de estimulação de poços, como injeção de ácido a alta pressão (acidificação) e fraturamento hidráulico, que consiste na injeção de gel polimérico propante a altas pressões.

Neste trabalho, será descrito o acompanhamento da produção de cinco poços de petróleo localizados no oeste da Bacia Potiguar, que foram submetidos ao fraturamento hidráulico que corresponde a operação especial de estimulação. O fraturamento hidráulico é um método que permite o melhoramento da produtividade de poços de produção do petróleo. Para a análise da produção foram acompanhados os parâmetros: vazão diária e tempo, antes e depois do fraturamento.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Origem dos Hidrocarbonetos

O petróleo é constituído por uma mistura de compostos orgânicos, os hidrocarbonetos. Tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com sedimento ao longo de milhares de anos (THOMAS, 2001). O estado físico dessa mistura depende de sua composição, e das condições de temperatura e pressão as quais estão submetidas. Quando essa mistura se apresenta no estado gasoso, recebe o nome de gás natural. Quando se encontra no estado líquido, o petróleo é chamado de óleo cru (ROSA, 2011).

O petróleo é gerado em uma rocha fonte ou geradora, e após isso é acumulado em uma rocha reservatório. Essa rocha apresenta vazios em seu interior (porosidade), sendo necessário que esses vazios estejam interconectados, para conferir a característica de permeabilidade a rocha. Portanto, arenitos, calcarenitos e todas as rochas dotadas de porosidade intergranular e que sejam permeáveis são caracterizadas como reservatórios. A porosidade é medida a partir de perfis elétricos executados nos poços ou de ensaios de laboratório em amostras da rocha. Nas bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo, os reservatórios predominantes são convencionais, arenitos e calcarenitos (THOMAS, 2001).

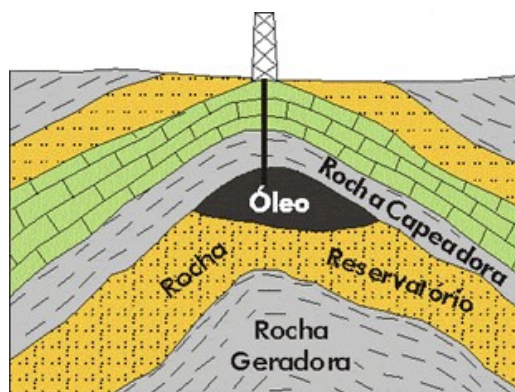


Figura 1: Esquema de Rocha Reservatório de Petróleo. (Fonte: W. Teixeira et al, 2000)

A descoberta de uma nova jazida de petróleo é uma tarefa que estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, vem a decisão de perfurar um poço (THOMAS, 2001).

2.2 Propriedades Básicas dos Reservatórios

Existem fatores determinantes para a caracterização dos reservatórios de petróleo. É de extrema importância conhecer as propriedades básicas dos fluidos e das rochas. Estas, determinam a quantidade de fluidos existentes, distribuição, capacidade de escoamento desses fluidos, e o quanto podem ser extraídos (THOMAS,2001).

2.2.1 Porosidade

A porosidade mede a capacidade de armazenamento de fluidos, é definida como a relação de uma rocha e o volume total dela, mostrada na equação 1.

$$\phi = V_p/V_t \quad (1)$$

Sendo ϕ a porosidade, V_t o volume total da rocha, e V_p o volume poroso. Sendo o volume total da rocha, definido pela equação 2.

$$V_t = V_p + V_s \quad (2)$$

E V_s , sendo o volume total de sólidos.

A porosidade absoluta é a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e seu volume total. Porosidade efetiva é a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e seu volume total, do ponto de vista da Engenharia, é o valor que se deseja quantificar, representando o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados no meio poroso. A porosidade primária se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar, já a secundária, resulta de processos geológicos, ou indução de fraturas. A porosidade de uma rocha reservatório pode ser medida por perfilagem do poço, análise de testes de pressão ou a partir de pequenas amostras da rocha (ROSA, 2011).

2.2.2 Compressibilidade

A porosidade das rochas sedimentares é função do grau de compactação destas, e as forças de compactação são funções da máxima profundidade que a rocha já se encontrou. Sedimentos que já estiveram em grandes profundidades apresentam menores valores de porosidade do que aqueles que nunca foram tão profundamente enterrados. Quando fluidos são produzidos de uma rocha reservatório, o esgotamento do espaço poroso faz com que haja uma variação da pressão interna da rocha e com isso ela fica sujeita a tensões resultantes diferentes. Tal variação provoca modificações nos grãos, nos poros, e até mesmo no volume total da rocha (ROSA,2011).

A variação do volume poroso, devido a compressibilidade efetiva da formação ou dos poros, é definida de acordo com a equação 3.

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (3)$$

Sendo V_p , o volume poroso da rocha e p a pressão interna. A partir da equação (1), é escrita a equação 4.

$$V_p = V_t \phi \quad (4)$$

Considerando o volume total da rocha como constante e derivando a expressão do volume poroso em relação a pressão, é obtida a equação 5.

$$\frac{\partial V_p}{\partial p} = V_t \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (5)$$

Substituindo (4), e (5) na equação (3), é obtida então a relação (6).

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (6)$$

2.2.3 Saturação de Fluidos

Os espaços vazios de um material poroso podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás, podendo ainda dois ou três líquidos imiscíveis preencher todo o espaço vazio. É de extrema importância conhecer o conteúdo de cada fluido no meio poroso. Define-se saturação de um determinado fluido, como a fração ou porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido. Em termos de fração, a equação (7) (ROSA,2011).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (7)$$

Sendo S_f a saturação do fluido, V_f o volume do fluido e V_p o volume poroso. Em termos de porcentagem, segue a equação (8).

$$S_f (\%) = \frac{V_f}{V_p} \times 100\% \quad (8)$$

Se o meio poroso contiver um único fluido, a saturação total será de 100%. Inicialmente, a rocha reservatório contem apenas água, que não foi deslocada totalmente pelo óleo ou pelo gás, na zona portadora de hidrocarbonetos existirão dois ou mais fluidos. A saturação de água existente no reservatório no momento de sua descoberta é chamada de saturação de água inicial ou conata. Por ocasião da descoberta do reservatório, como a pressão é igual ou maior que a pressão de bolha, na zona de óleo só existem água e óleo, cujas

saturações somam 100%. Essa situação muda quando, devido a produção de óleo, a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de bolha, resultando no aparecimento de gás da zona de óleo (ROSA, 2011).

2.2.4 Permeabilidade

2.2.4.1 Permeabilidade Absoluta

Apesar de conter uma grande quantidade de poros e dentro destes existam hidrocarbonetos em quantidade razoável, não há garantia que possam ser extraídos. Para que isso ocorra é necessário que a rocha permita o fluxo de fluidos através dela (THOMAS, 2004).

A medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos é chamada de permeabilidade. Quando existe apenas um único fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de permeabilidade absoluta. Sua unidade de medida é o mD (mildarcy), e tem como símbolo a letra k . Por definição, um Darcy é a permeabilidade de uma rocha no qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de fluido de viscosidade 1 centipoise através de 1 cm² de área aberta ao fluxo, sua relação é definida pela equação (9) (THOMAS, 2008).

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (9)$$

2.2.4.2 Permeabilidade efetiva

Uma rocha-reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, de modo que a permeabilidade absoluta não é suficiente para medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso. As permeabilidades efetivas dos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso (THOMAS, 2008).

2.3 Mecanismos de Produção

Para que haja a produção de hidrocarbonetos na rocha-reservatório é necessário que neste exista uma certa quantidade de energia. Essa energia é o resultado de todas as circunstâncias até a formação completa da jazida, e tem como fonte a pressão de reservatórios. A produção de fluidos ocorre por dois fatores principais, a descompressão e o deslocamento de um fluido por outro fluido, e o que desencadeia são os mecanismos de produção primária, sendo os principais: gás em solução, capa de gás, e influxo de água (ROSA, 2011).

2.3.1 Gás em Solução

O reservatório não está associado a grandes massas de água ou gás natural. Suas fronteiras não permitem fluxos em qualquer sentido, e impede a penetração de fluidos que possam expulsar a mistura de hidrocarbonetos para fora da estrutura. Em um reservatório assim, toda a energia disponível para a produção se encontra armazenada na zona de óleo. À medida que o óleo vai sendo produzido, a pressão interna do reservatório vai se reduzindo, expandindo os fluidos, diminuindo o volume dos poros. A produção ocorre, pois, a capacidade de armazenamento dos poros diminui. É um processo contínuo, uma vez que a produção de fluido provoca redução da pressão, que ocasiona a expansão de fluidos, acarretando aumento da produção. Pela baixa compressibilidade dos fluidos e da formação, a pressão de reservatórios cai bruscamente até atingir a pressão de bolha do óleo. Devido isso, a redução de pressão ocasionará também a vaporização das frações mais leves do óleo, então o reservatório passará a ter frações de líquido e gás, onde efetivamente começa a atuar o mecanismo de gás em solução (ROSA, 2008).

A produção de fluidos provoca redução na pressão, que provoca a vaporização de componentes leves, acarretando a expansão de fluidos. Como o gás é muito mais expansível que o líquido, é devido à sua expansão que vai acontecer o deslocamento do líquido para fora do meio poroso. A produção é resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e que vai saindo de solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado. À medida que a pressão cai, mais hidrocarbonetos vão se vaporizando, formando uma fase contínua, o gás começa a fluir no meio poroso e é produzido junto com o óleo. Como a produção é o resultado da expansão do gás que sai de solução, a energia do reservatório também será produzida. Ao ser produzido em grande quantidade e desde muito cedo, o gás leva consigo a energia do reservatório fazendo com que a pressão decline rápida e continuamente (ROSA, 2008).

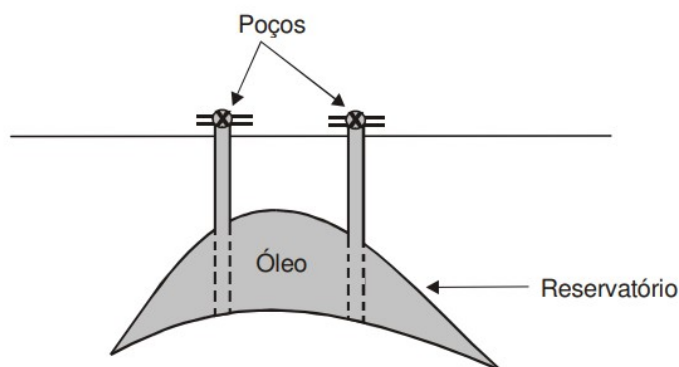


Figura 2: Reservatório com mecanismo de gás em solução. (Fonte: ROSA, 2008).

2.3.2 Capa de Gás

De acordo com as condições de temperatura e pressão, uma mistura de hidrocarbonetos pode se apresentar com as fases líquido e vapor em equilíbrio. Ao ocorrer isso, a fase vapor (gás livre), por ser bem menos densa que o líquido, se acumula nas partes mais altas do meio poroso, formando a capa de gás (Figura 3).

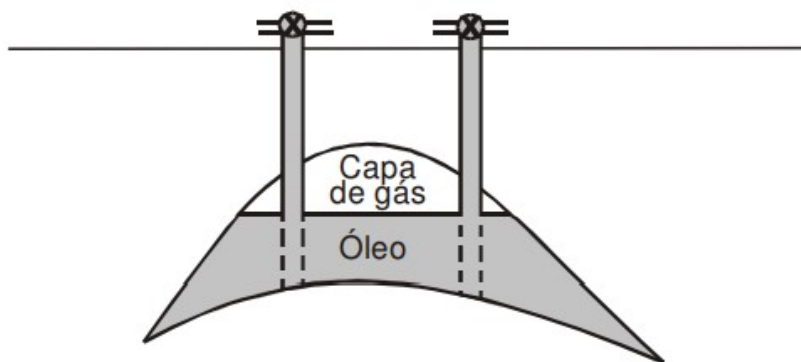


Figura 3: Reservatório com Mecanismo de capa de gás (ROSA, 2008)

A zona de óleo é colocada em produção, o que acarreta em uma redução da sua pressão devido a retirada do fluido. Essa queda de pressão se transmite para a capa de gás, que se expande penetrando a zona de óleo. O gás da capa vai ocupar espaços que anteriormente eram ocupados por óleo. Como o gás tem compressibilidade muito alta, sua expansão ocorre sem que haja queda substancial da pressão. Quanto maior o volume de gás da capa, comparado ao volume de óleo da zona de óleo, em condições de reservatório, maior será a atuação da capa, que se traduz pela manutenção da pressão em níveis elevados durante maior tempo (ROSA, 2008).

2.3.3 Influxo de água

Para que ocorra esse tipo de mecanismo é necessário que a formação portadora de hidrocarbonetos, óleo ou gás esteja em contato direto com uma grande acumulação de água. Essas formações saturadas com água recebem o nome de aquíferos, e podem se encontrar subjacentes ou ligadas diretamente ao reservatório (Figura 4) (ROSA, 2008).

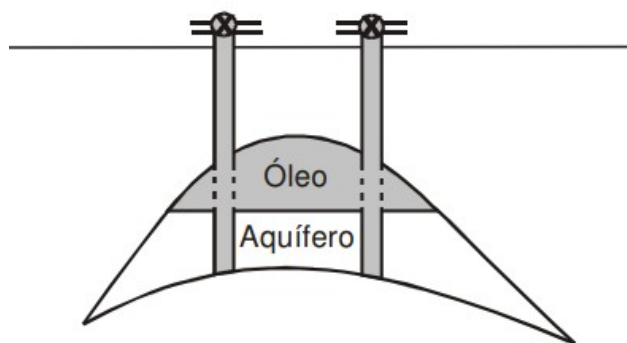


Figura 4: Reservatório com mecanismo de influxo de água. (ROSA, 2008)

A redução da pressão do reservatório, causada pela produção de hidrocarbonetos, após um tempo é transmitida e se faz sentir no aquífero, que responde a essa queda de pressão através da expansão de água nele contida e redução do volume poroso. O resultado dessa expansão, é que o espaço poroso do aquífero não é mais suficiente para conter toda a água nele contida inicialmente. Há uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente, que recebe o nome de influxo de água, vai manter a pressão elevada na zona de óleo e deslocar esse fluido para os poços de produção. A pressão se mantém elevada por mais tempo nesse mecanismo, proporcionando um período de surgência maior para os poços produtores (ROSA,2008).

2.4 Estimulação da Produção

Os principais métodos de estimulação da produção de hidrocarbonetos em poços, são o fraturamento hidráulico, e acidificação de poços.

2.4.1 Acidificação

A estimulação de matriz é uma técnica na qual um solvente é injetado na formação para dissolver alguns dos materiais presentes e, portanto, recuperar ou aumentar a permeabilidade na região próxima ao poço. Esses tratamentos são chamados de “matrizes” porque o solvente é injetado em pressões menores que a pressão de fratura do reservatório. O objetivo é aumentar muito ou recuperar a permeabilidade perto do poço, em vez de afetar uma grande parte do reservatório. O tratamento de estimulação de matriz mais comum é a acidificação, na qual uma solução ácida é injetada para remover danos da formação. A acidificação é feita com o intuito de remover incrustações, e para limpeza de canhoneados possivelmente obstruídos. Os ácidos mais comuns são o Ácido Clorídrico (HCl) e Ácido Fluorídrico (HF) (ECONOMIDES, 2000).

2.4.2 Fraturamento Hidráulico

O princípio básico das operações de fraturamento hidráulico baseia-se no bombeamento de fluido altamente pressurizado contra as paredes do reservatório, visando sua ruptura. O rompimento da rocha requer que a pressão do fluido bombeado seja maior que a chamada pressão de fraturamento. Uma vez aberta, a fratura propaga-se de acordo com a pressão de bombeamento do fluido para dentro da rocha, sendo ela maior que a pressão de fechamento da rocha, até que a fratura atinja as proporções desejadas (NETO, 2017).

Ao fim da aplicação do diferencial de pressão para a ruptura, é necessária a injeção de um agente de sustentação que mantenha a fratura aberta. O referido agente é chamado de propante e seu objetivo consiste em criar um caminho de maior condutividade entre o reservatório e o poço, como mostra a Figura 5 (NETO, 2017).

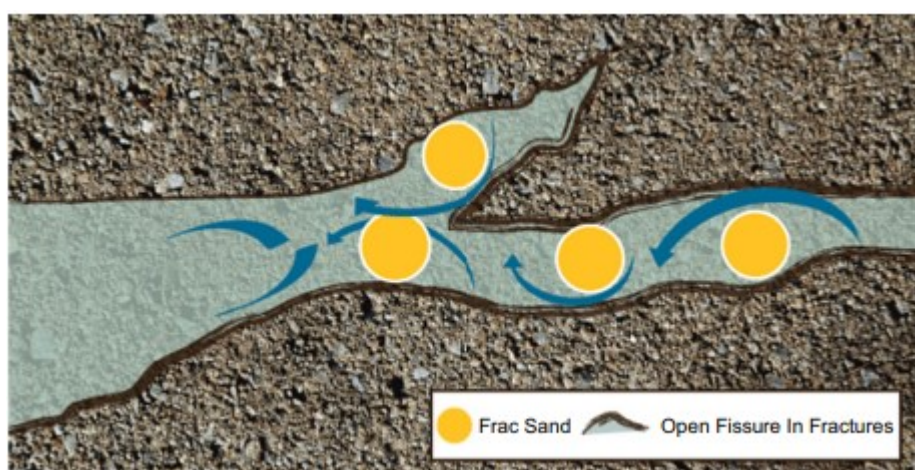


Figura 5: Agente de sustentação na formação rochosa. (Fonte: Zendehboudi, 2016)

Durante o processo de fraturamento, o fluido é succionado do tanque para os misturadores, onde mistura-se os aditivos que conferem as propriedades adequadas à operação. Posteriormente, as bombas de alta pressão e vazão realizam, através da coluna de produção ou do revestimento, a injeção do fluido para o poço (NETO, 2017).

O fraturamento não altera a permeabilidade natural das rochas-reservatório. Faz aumentar o índice de produtividade dos poços pelas seguintes razões: modifica o modelo do fluxo de reservatório para o poço. O fluxo passa a ser linear dentro da fratura e nas proximidades, e “pseudo-radial” mais distante da fratura. Uma área maior do reservatório é exposta ao fluxo, como mostra a Figura 6.



Figura 6: Propagação da Fratura na formação rochosa (Fonte: Zendehboudi, 2016)

Quando há dano à formação, a fratura ultrapassa a zona com permeabilidade restringida, próxima ao poço. Existe a possibilidade de a fratura atingir uma área do reservatório mais distante do poço, com melhores condições de permoporosidade. Além de incrementar o índice de produtividade dos poços, o fraturamento pode contribuir para o aumento de recuperação final das jazidas (THOMAS, 2001).

3. ATIVIDADES REALIZADAS NO ESTÁGIO

O estágio supervisionado na Potiguar E&P S.A, possibilita o desenvolvimento tanto pessoal como profissional do aluno, treinando-o para o mercado de trabalho. Graças a abrangência da Engenharia Química e interligação com a Engenharia de Petróleo, foi possível assimilar os conhecimentos e aplicá-los no setor de Engenharia de Reservatórios, além de conhecer alguns conteúdos mais específicos que dizem respeito ao gerenciamento de reservatórios, reservas de produção, aspectos geológicos, como também intervenções de *Workover* em poços de óleo e gás. A figura 7 mostra como ocorre o fluxo desde a identificação até a execução de projetos/intervenções.

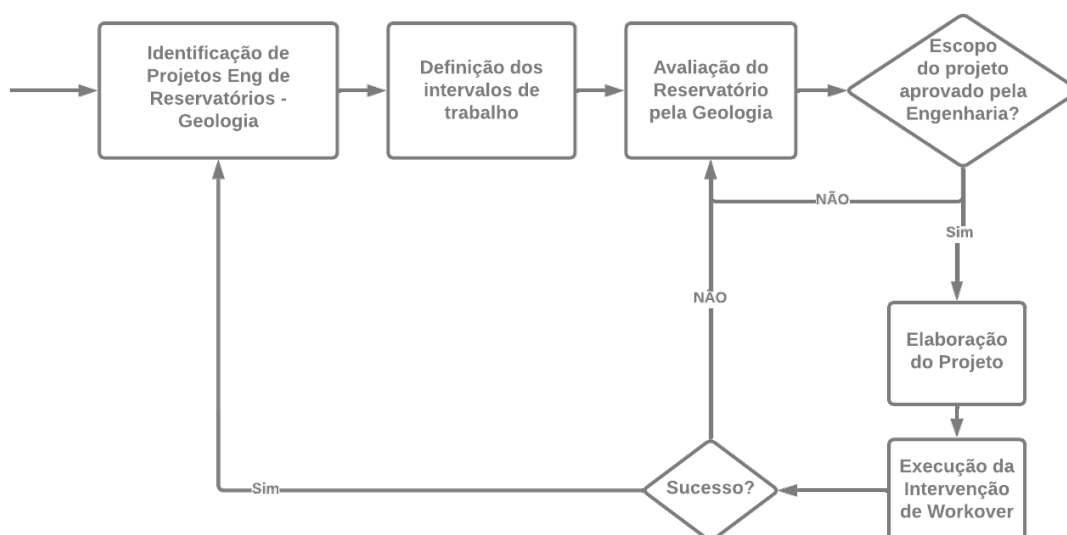


Figura 7: Fluxograma do Processo de Identificação e Elaboração de Projetos de Workover. (Fonte: Autoria Própria, 2022)

As reuniões internas entre a equipe de Engenharia de Reservatórios e a equipe de Geologia, tem-se revisões poço a poço. Onde são analisados o histórico de produção (desde a perfuração), históricos de intervenções e as características do campo e reservatórios. Com isso, é escolhido qual reservatório a ser trabalhado e o que será realizado. A partir dos estudos de perfis geológicos e sísmicas, a equipe da Geologia definirá quais intervalos de profundidade são mais atrativos para o trabalho. Em decorrência disso, a equipe da Engenharia de Reservatórios fará nova avaliação para definir o escopo do projeto, caso esteja a contento, é iniciada a elaboração do programa de *Workover*, isso contará com inúmeras interações da Engenharia de Reservatórios com outros setores. Por fim, ocorre a execução da Intervenção de *Workover*. Caso tenha obtido sucesso, o projeto é levado para novas reuniões,

para estudo e identificação de projetos semelhantes no mesmo campo. Caso seja falho, é feito um estudo em conjunto com a Geologia, na tentativa de corrigir ou recuperar a produção do referido poço.

4. METODOLOGIA

Serão apresentadas as etapas de elaboração de intervenção de *Workover* que contará com estimulação por fraturamento hidráulico. Na escolha de um poço que receberá uma intervenção, devem ser consideradas as características do reservatório: permeabilidade, porosidade e perfis geológicos. Em campos maduros, poços com bom histórico de produção e testes pós-intervenção, inseridos em reservatórios de baixa permeabilidade, são excelentes candidatos a serem fraturados, uma vez que essa estimulação aumenta a porosidade do reservatório na região em que está localizada o poço alvo.

4.1 Parâmetros analisados

Após escolhidos os poços, deverá ser iniciado o processo de elaboração do projeto, onde deverão ser analisados os parâmetros descritos nos itens descritos neste tópico.

4.1.1 Histórico de Produção

A produção histórica é acompanhada através do software OFM (*Oil Field Manager*), alimentado com os dados reais de produção obtidos pelo BMP do poço desde a sua perfuração. A partir desses dados, podem ser observados o declínio de produção, e o motivo pelo qual o poço perdeu ou diminuiu sua produção, como mostrado na Figura 8.

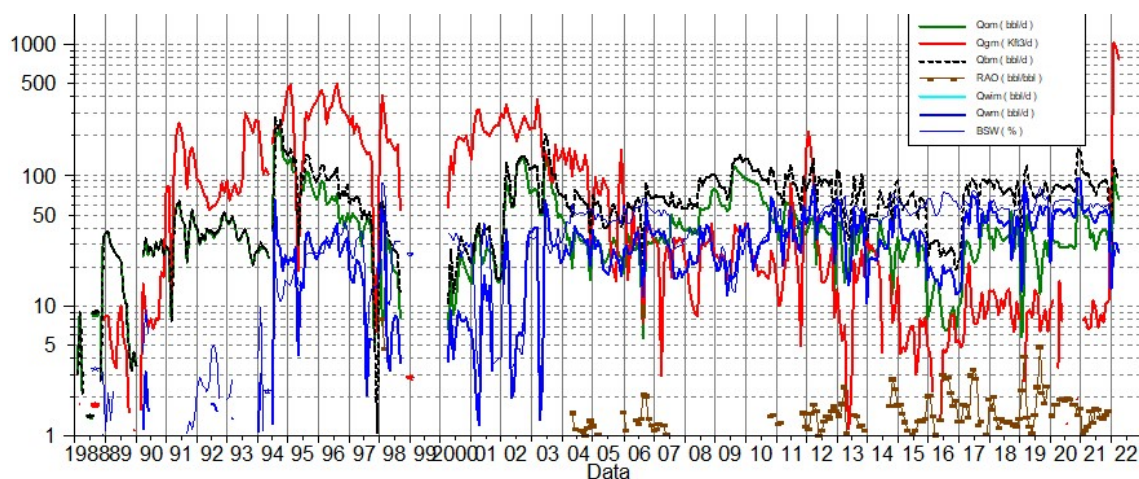


Figura 8: Curva de Produção Histórica do Poço XX-08. (Fonte: Software OFM, 2022)

Com base na Figura 8, pode ser observado que a partir do ano 2013 o poço vem sofrendo declínios bruscos de produção de gás e óleo, este último apresentando vazões muito inferiores ao seu pico de produção.

4.1.2 Testes de Produção

Os testes de produção são realizados mensalmente pela operadora, onde os fluidos produzidos são enviados para vasos de testes através das linhas de produção de cada poço. Esse acompanhamento é feito para todos os poços em produção atualmente, e tem a função de identificar perdas e ganhos de produção após intervenção. Nesses testes são obtidas as estimativas de vazão de produção de óleo, água e gás, BSW (*Basic sediment water*) e RGO (razão gás óleo), apresentados no software OGPMS (Oil & Gas Production Management System) como indicado na Figura 9.

Data do Teste	Hora do Teste	Duração do Teste	Data Alinhamen	Hora Alinhamen	Data Fim Teste	Hora Fim Teste	Dt. Valid.	BSW	Fluido (m³/dia)	Óleo (m³/dia)	Água (m³/dia)	Gás (m³/dia)	RGO
11/04/2022	10:41	22,8	11/04/2022	09:37	12/04/2022	09:29	22/04/2022	25,85	18,27	12,76	4,45	24.392,630	1.911,648
08/03/2022	09:13	20,43	08/03/2022	06:50	09/03/2022	05:39	15/03/2022	31,09	18,76	12,22	5,51	29.785,450	2.437,434
06/02/2022	16:17	14	06/02/2022	13:35	07/02/2022	06:17	12/02/2022	22,00	23,05	16,98	4,78	36.012,000	2.120,848

Figura 9: Interface da página “Testes de Produção” do Software OGPMS (Autoria Própria, 2022)

4.1.3 Características geológicas

As características da rocha são de extrema importância na definição do projeto. Quanto menor a permeabilidade de um reservatório menor será a quantidade de fluidos que escoará por este. Um fator importante, também, é a análise da resistividade elétrica naquele intervalo, uma vez que evidencia a presença de água, e esta não há valor econômico para a operadora.

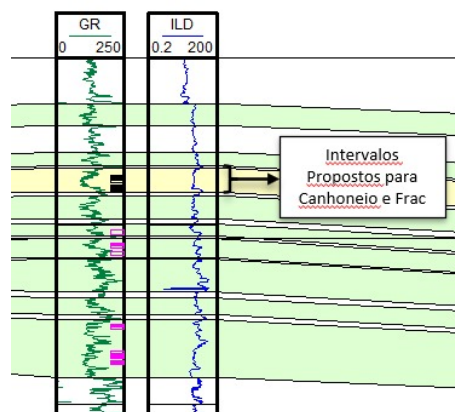


Figura 10: Perfil resistivo de indução (ILD- Induction Log Deep) e Raio Gama (GR- Gamma Ray) (Fonte: Potiguar E&P S.A, 2021).

Este tipo de interpretação é muito usada para definir as zonas de possíveis fraturamento. A curva do perfil GR é obtida através da medida baseada na emissão radioativa natural de rochas que contém potássio 40 ou elementos da série urânio-tório, sendo aplicada para o cálculo do volume de argila e volume de rocha do reservatório que pode conter argila. O perfil de resistividade (ILD) refere-se à capacidade da formação geológica em resistir à passagem de um fluxo de corrente elétrica, permitindo identificar o tipo de fluido que preenche os interstícios do reservatório.

4.2 Elaboração do projeto

Após revisar os históricos de todas as intervenções realizadas no poço desde sua perfuração, a fim de entender mais sobre seu comportamento, e em posse de todos os dados acima citados, é iniciada a elaboração do programa de *Workover*.

A partir das características do reservatório a ser trabalhado, e da produção de poços correlatos que produzem no mesmo arenito, é estimada a vazão incremental que o poço terá após finalizada a intervenção. Com isso, é feita a solicitação de simulação do método de elevação artificial e completação final do poço junto a equipe de Engenharia de Otimização.

São reunidos dados físicos do poço, temperatura da formação, pressão original de reservatórios, e é feita a estimativa de pressão estática a partir do nível de fluidos que o poço apresenta caso esteja parado, se o poço estiver em produção, essa estimativa é feita a partir dos dados de um poço correlato.

Para intervenções que contarão com estimulação por fraturamento hidráulico, é elaborado um programa de fraturamento em paralelo. Nesse programa é feita a modelagem e simulação do fraturamento hidráulico no poço, que serão avaliadas as quantidades de propante e volume de gel polimérico a serem utilizadas. A partir dos dados geológicos do poço, são estimadas as pressões do tratamento, como pressão limite de ruptura de revestimento, máxima pressão de fundo e de superfície, tempo de fechamento, condutividade média, gradiente de fratura (psi/ft), permeabilidade média, comprimento e altura (superior e inferior), e abertura da fratura, como exibe a figura 11.

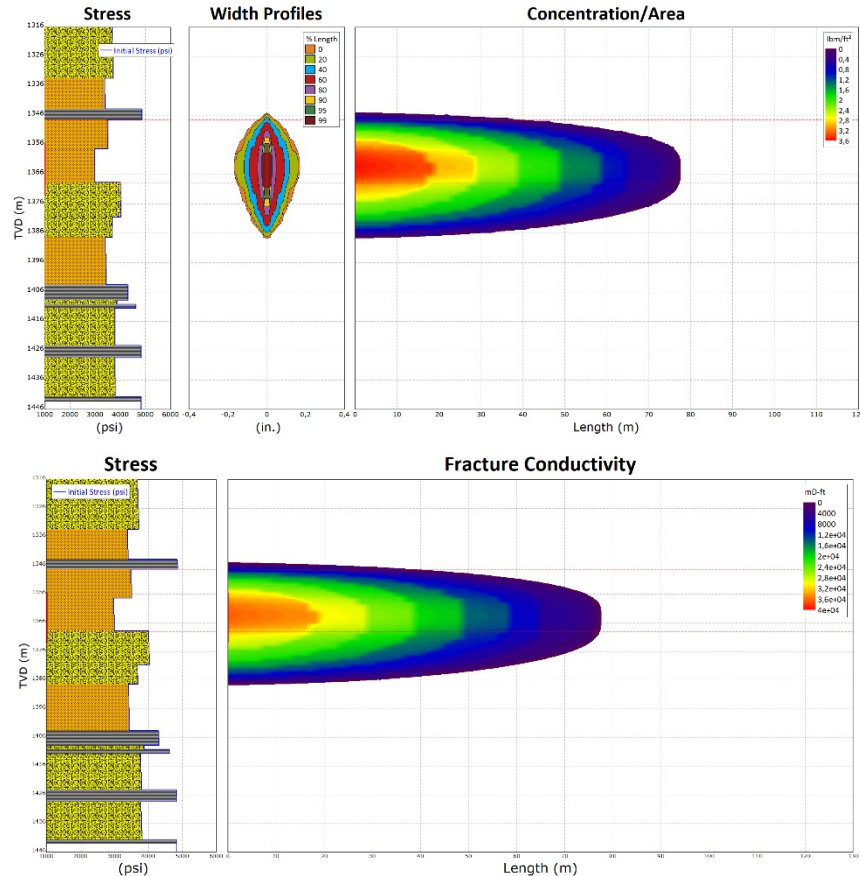


Figura 11: Perfil de Fratura e Condutividade. (Fonte: Potiguar E&P S.A., 2022)

Por fim, é elaborado o procedimento da intervenção do poço, o qual detalha cada manobra realizada pela na operação. Após revisão e aprovação, o projeto é enviado para sonda para execução.

4.3 Execução do Projeto

Após enviado para a sonda, o projeto entrará na etapa de execução. Existem procedimentos padrão para todos os poços, como amortecimento, circulação para limpeza e condicionamento, onde é checado o fundo do poço, etc. Entretanto, para intervenções que contarão com fraturamento hidráulico, são realizados testes de bombeio prévios a fim de obter alguns parâmetros e estimar o comportamento da fratura. Na maioria dos poços que serão fraturados, os canhoneios são ampliados a fim de obter maior contato com a formação. Após isso são feitos os bombeios, descritos nos itens a seguir, para avaliar as propriedades da formação.

4.3.1 *Mini Fall-Off* (MFO)

Os testes de *Mini Fall-off* (MFO) consistem em um pequeno volume de injeção de fluido newtoniano sem propante para criar uma pequena fratura em um curto período de

tempo proporcionando fazer um registro de queda de pressão. Um teste de MFO é capaz de proporcionar melhores resultados que um teste isolado em uma formação onde o influxo de fluido é severamente restringido por dano à formação ou baixíssima permeabilidade (MARCULINO, 2016). Isso envolve uma análise pré e pós-fechamento, que ajuda a determinar as propriedades do reservatório, como pressão de fechamento, pressão do reservatório, transmissibilidade, vazamento de fluido e identificação de fissuras e fraturas naturais. Essas propriedades são críticas para um projeto de fratura hidráulica eficiente (PANKAJ, 2010).

4.3.2 Step Rate Test

O teste *step-rate* é um teste bastante comum desenvolvido para determinar a pressão necessária para abrir uma fratura existente. Essa pressão é geralmente chamada de pressão de abertura da fratura. Essa pressão fornece uma indicação bastante precisa da pressão necessária para iniciar a propagação de uma fratura existente (MOHAMED, 2016). O teste é realizado pela injeção do fluido de fraturamento em uma série crescente de bombeios.

4.3.3 MiniFrac

Um teste de *minifrac* é um teste de diagnóstico de queda de injeção realizado sem propante antes de um tratamento de estimulação de fratura principal. A intenção é quebrar a formação para criar uma fratura curta durante o período de injeção e, em seguida, observar o fechamento do sistema de fratura durante o período de queda subsequente. Historicamente, esses testes foram realizados imediatamente antes do tratamento de fratura principal para obter parâmetros de projeto (ou seja, pressão de fechamento de fratura, gradiente ISIP (Pressão de fechamento instantânea), coeficiente de vazão de fluido, eficiência de fluido, permeabilidade de formação e pressão do reservatório) (IHS ENERGY, 2017).

4.3.4 Fraturamento Hidráulico

Após a realização de todos os testes acima citados, então é feito o bombeio principal.

5. RESULTADOS

Para este trabalho, foram analisados os resultados de produção após uma campanha de Fraturamento Hidráulico realizada entre julho de 2021 e fevereiro de 2022 pela Companhia no campo de DN localizado na Bacia Potiguar.

5.1 Dados de Produção

O primeiro fraturamento da operadora nesse campo foi realizado em julho de 2021, no poço DN-04, o qual já se encontrava em operação, marcando o início de uma campanha satisfatória. Antes de estimulado, o poço contava com uma produção de 53 BOPD e 0,2 Mm³gpd, com um BSW de 71%. Logo após a intervenção, o poço atingiu seu pico de produção com 317 BOPD, 13 Mm³gpd e 540 BPD de produção bruta com 41% de BSW, o poço continuou com produção estável e declínio pouco acentuado, como mostra o Gráfico 1.

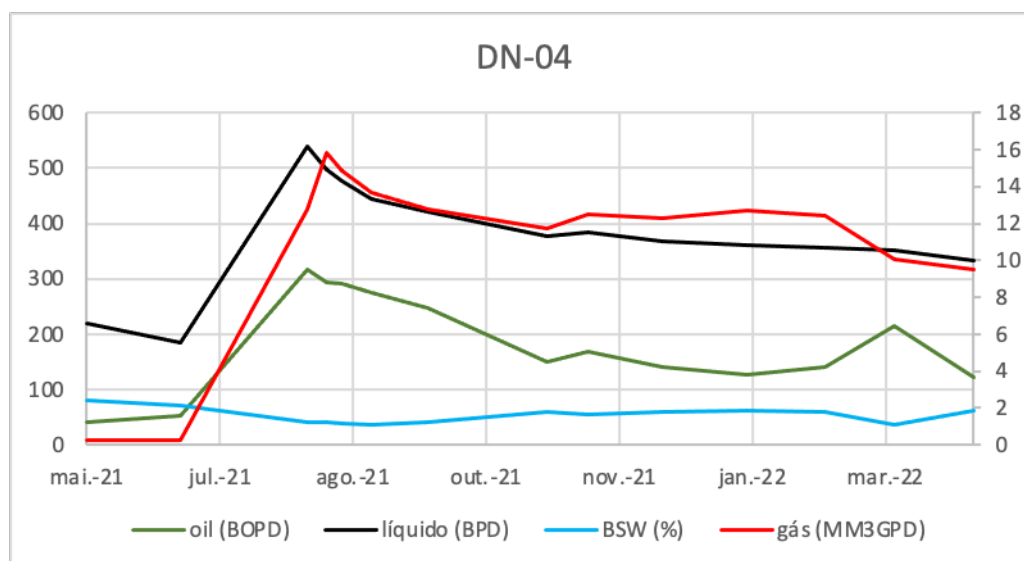


Gráfico 1: Curva de Produção do poço DN-04. (Fonte: Autoria Própria, 2022)

O segundo fraturamento da Campanha, foi realizado no mês seguinte, no poço DN-09. Este encontrava-se fora de operação desde dezembro de 2015, e foi fechado com produção de 6 BOPD, 94 BPD de produção bruta com BSW de 94%, sem produção significativa de gás. Após a intervenção de retorno à produção com fraturamento hidráulico em agosto de 2021, o poço produziu a vazão bruta de 86 BPD, com BSW de 43%, 48 BOPD e 22 Mm³gpd, alcançado seu pico de produção entre novembro e dezembro de 2021, com média de 65 BOPD e 55 Mm³gpd, e é provavelmente o poço com maior declínio da campanha, produzindo atualmente cerca de 29 BOPD e 30 Mm³gpd como mostra o Gráfico 2.

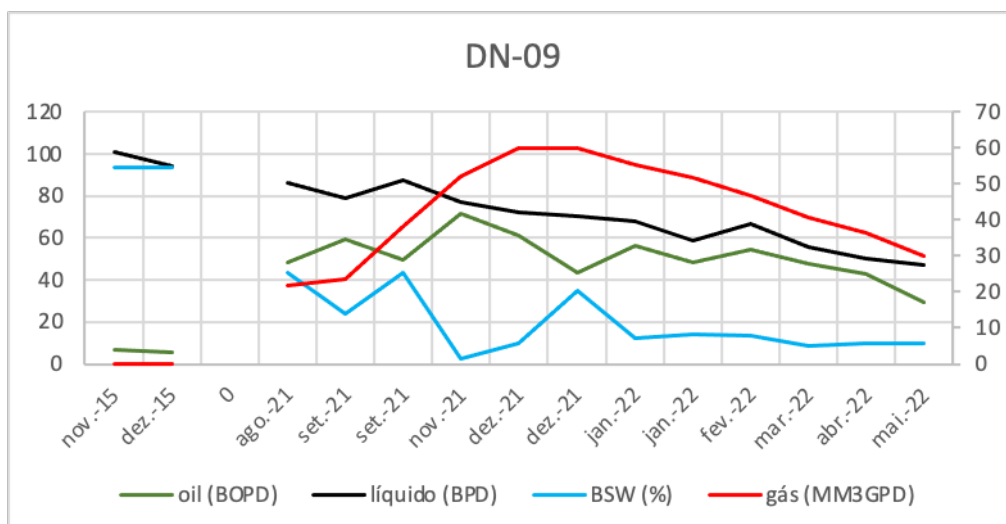


Gráfico 2: Curva de Produção do poço DN-09. (Fonte: Autoria Própria, 2022).

Com esses dois trabalhos, conclui-se a primeira fase da Campanha de Fraturamento Hidráulico de 2021, mostrando uma excelente produção de óleo e gás. No fim do ano, em busca de incrementar a produção de gás da Companhia, a Campanha foi retomada com previsão de execução entre dez/2021 e jan/2022.

O primeiro poço dessa segunda fase, foi o DN-08, o qual já encontrava-se em produção. A intervenção foi realizada em janeiro de 2022, e antes de estimulado produzia 31 BOPD, 0,3 Mm³gpd, e uma vazão bruta de 84 BPD com BSW de 60%. Após fraturado, com produção estabilizada, o poço alcançou em seu pico as vazões de 106 BOPD, 36 Mm³gpd, com vazão bruta de 144 BPD e BSW de 22%, como mostra o Gráfico 3.

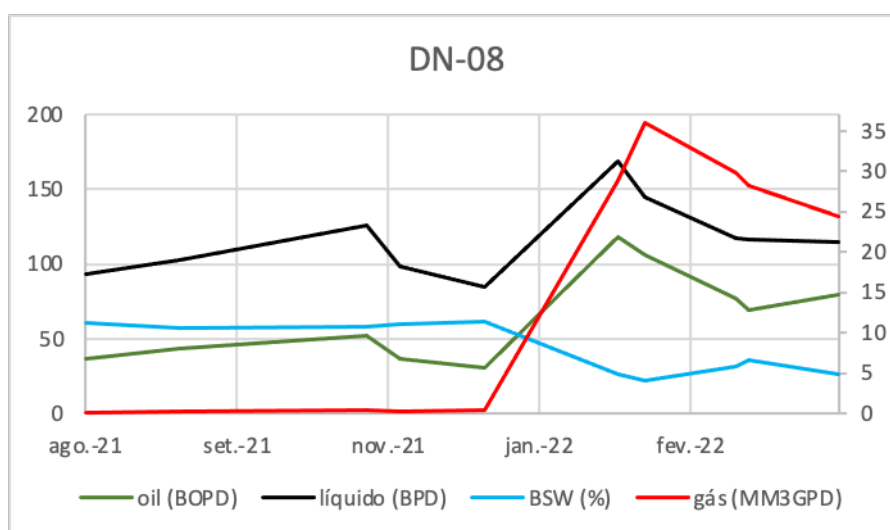


Gráfico 3: Curva de Produção do poço DN-08. (Fonte: Autoria Própria, 2022).

No mês de fevereiro, foram realizados dois fraturamentos hidráulicos no campo, fechando assim a Campanha de Fraturamento Hidráulico. O poço DN-26D, sem operação desde abril de 2020, foi fechado com uma produção quase zerada de 5 BPD de bruta e BSW de 99,8%. Após estimulação, o poço passou a produzir 5 BOPD, e 43 Mm³gpd, vazão bruta de 142 BPD, e BSW ainda alto na faixa de 95%, embora esse poço produza uma grande quantidade de água, é possível observar sua notável produção de gás no Gráfico 5.

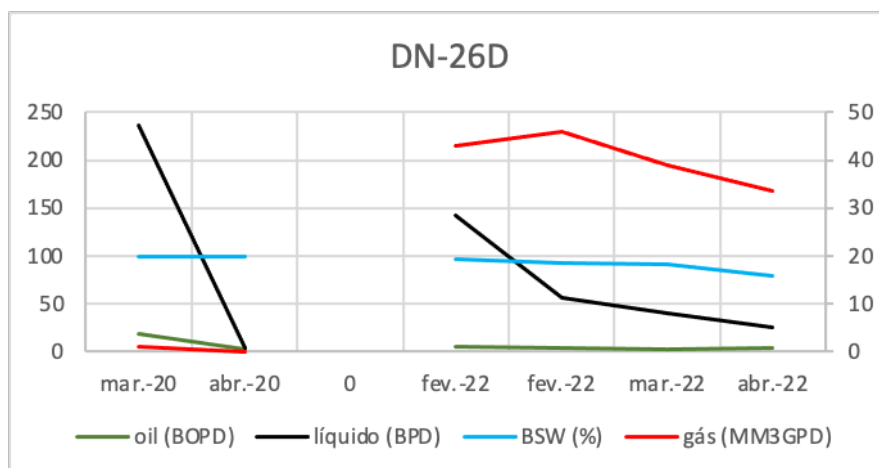


Gráfico 4: Curva de Produção do poço DN-26D. (Fonte: Autoria Própria, 2022).

Por fim, o último poço a ser analisado foi o DN-01, o qual estava parado desde fevereiro de 2015, fechado com produção de 3 BOPD, vazão bruta de 11 BPD e BSW de 40%.

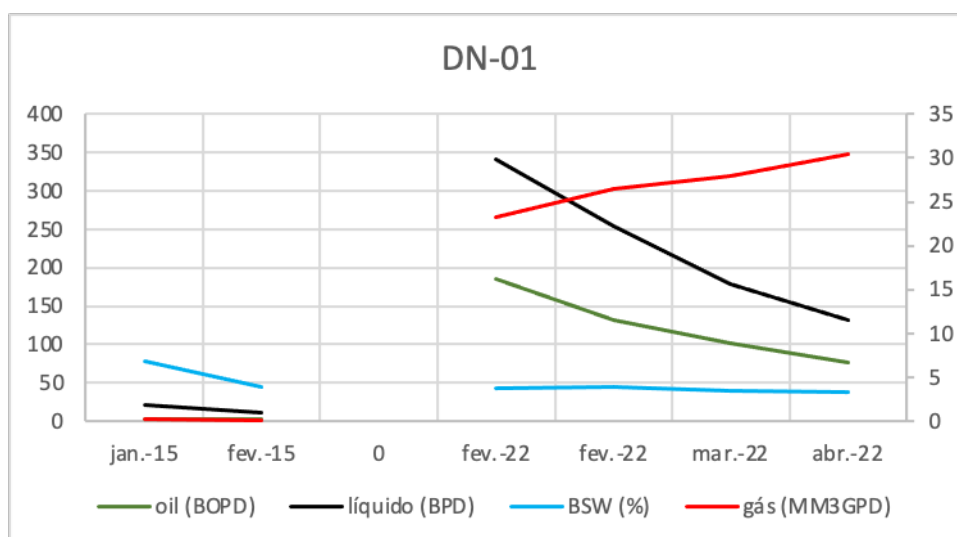


Gráfico 5: Curva de Produção do poço DN-01. (Fonte: Autoria Própria, 2022).

A partir do Gráfico 5, nota-se o excelente resultado obtido na intervenção, com o retorno à produção e fraturamento hidráulico, o poço passou a produzir 185 BOPD, e 23 Mm³gpd, com vazão bruta e BSW de 43%.

5.2 Melhorias Propostas

Ao observar os resultados pós intervenção dos poços analisados, é possível notar que embora haja um forte impulso na produção, essas vazões sofrem um pequeno declínio. Isso ocorre pois quando recém fraturado, o poço irá produzir seu potencial total, mas após um tempo é natural que essa produção diminua, por ser um Campo Maduro e já ter tido alto escoamento ao longo de seu ciclo de vida. Para que não ocorra um declínio muito brusco e a curva de produção consiga se sustentar, é necessário que existam poços de injeção de água no campo, sendo estes os responsáveis pelo suporte de pressão no reservatório, e ocasionalmente retarde a depleção total do reservatório. Caso já tenha sido implantado esse método de recuperação, é necessário realizar monitoramentos, onde será observada a necessidade de aumentar ou não a vazão de água injetada no Reservatório.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir desse estudo, foram observados os diversos parâmetros a serem considerados na avaliação do comportamento de um reservatório a ser estimulado. Principalmente se este já tiver sido bastante explorado, como é o caso dos campos da Bacia Potiguar. Foi comprovado que o estado do Rio Grande do Norte está voltando a ser um dos maiores produtores de óleo e gás do país, e que ainda existe uma extensa reserva de hidrocarbonetos presente em suas formações geológicas.

A partir deste trabalho, foi possível aprofundar os conhecimentos em Engenharia de Petróleo, mais especificamente na área de Reservatórios, mostrando que é possível a interligação desta área com a Engenharia Química, embora esta seja apenas uma pequena porção da vasta área de conhecimento que a indústria de exploração e produção de óleo e gás abrange.

Por fim, pode-se afirmar que a Estimulação da Produção por Fraturamento Hidráulico é um método eficaz para o incremento da produção em campos maduros, uma vez que 100% dos poços analisados nesse trabalho tiveram resultados extremamente satisfatórios para a produção diária da Companhia. É de fundamental importância que seja feito o monitoramento desses poços e dos Reservatórios, a fim de identificar e recuperar perdas. Para evitar que a produção decline rapidamente, e que se estabilize, é de fundamental importância que haja a manutenção da pressão de Reservatórios, e o método mais comum é por injeção de água produzida, uma vez que quanto maior produz, mais rápido o Reservatório corre risco de depletar.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SOARES, Valcidney. **Produção de petróleo em terra cresce 179% e RN retoma liderança nacional.** [S. l.], 29 maio 2022. Disponível em: <http://www.tribunadonorte.com.br/noticia/produa-a-o-de-petra-leo-em-terra-cresce-179-e-rn-retoma-liderana-a-nacional/539533>. Acesso em: 9 jun. 2022.

ESPECIAL ANP 20 Anos. [S. l.], 27 out. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/especial-anp-20-anos#:~:text=Hoje%2C%20a%20ind%C3%BAstria%20do%20petr%C3%B3leo,distribui%C3%A7%C3%A3o%20e%20revenda%20de%20combust%C3%ADveis>. Acesso em: 9 jun. 2022.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2ª edição, Rio de Janeiro: Editora Itierciência, 2001. 271 p

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Intierciência, 2006. 808 p.

ECONOMIDES, M. J.; NOLTE, K. G. **Reservoir Stimulation**. New York: Schlumberger Dowel, 2000.

NETO, M. A. C. C. A. **INFLUÊNCIA DO PROPANTE DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO NA PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIO TIGHT GAS**. 2017. 116 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

ZENDEHBOUDI, Sohrab. **Shale Oil and Gas Handbook: Theory, Technologies, and Challenges**. 1. ed. USA: Gulf Professional Publishing, 2016. 426 p. v. 1. ISBN 9780128021132. *E-book*.

MARCULINO, C. F. G. **ANÁLISE DE MÉTODOS PARA INTERPRETAÇÃO DE TESTES DE MINI-FALLOFF (MFO)**. Orientador: Prof. Dr. Flavio Medeiros Junior. 2016.

49 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2016.

PANKAJ, P. Mini-Fall-Off Analysis: Application for tight gas reservoirs and their development. **Geology**, [s. l.], 2010.

MOHAMED, Y. S. **Fracturing Horizontal Wells**. 1. ed. [S. l.]: McGraw-Hill Education, 2016. 480 p. ISBN 9781259585616.

MINIFRAC. 1. ed. [S. l.], 2017. Disponível em: https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/WellTest/content/html_files/reference_materials/general_concepts/minifrac.htm. Acesso em: 13 jun. 2022.