



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

KARLA HONORINA DE LIMA GOMES

**ANÁLISE DOS MÉTODOS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS
MADUROS**

MOSSORÓ

2022

KARLA HONORINA DE LIMA GOMES

**ANÁLISE DOS MÉTODOS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS
MADUROS**

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Química.

Orientador: Izabelly Larissa Lucena, Prof. Dr.

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 tornar-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.

633a , Karla Honorina de Lima Gomes.
ANÁLISE DOS MÉTODOS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM
CAMPOS MADUROS / Karla Honorina de Lima Gomes . -
2022.
37 f. : il.

Orientadora: Izabelly Larissa Lucena .
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia
Química, 2022.

1. Petróleo. 2. Reservatórios. 3. Campos
maduros. I. , Izabelly Larissa Lucena, orient.
II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo 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

KARLA HONORINA DE LIMA GOMES

**ANÁLISE DOS MÉTODOS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS
MADUROS**

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Química.

Defendida em: 17 / 06 / 2022.

BANCA EXAMINADORA

IZABELLY LARISSA
LUCENA:65070720368

Assinado de forma digital por IZABELLY
LARISSA LUCENA:65070720368
Dados: 2022.06.22 07:29:17 -03'00'

Izabelly Larissa Lucena, Prof. Dr(a). (UFERSA)
Presidente

GERALDINE ANGELICA SILVA
DA NOBREGA:02201080488

Assinado de forma digital por GERALDINE
ANGELICA SILVA DA NOBREGA:02201080488
Dados: 2022.06.20 21:11:51 -03'00'

Geraldine Angélica Silva da Nóbrega, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador



Daniel Moura Miranda, Coordenador de Reservatórios (Potiguar E&P)
Membro Examinador

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me permitir realizar esse sonho.

Agradeço a minha mãe, por ser essa mulher guerreira que nunca mediu esforços para me ajudar no que fosse preciso e por sempre acreditar em mim. Te amo!

Agradeço a minha vó Ernestina, ela não viveu pra ver o meu sonho e o dela também se tornando realidade, mas sei que de onde ela esteja, ela está muito feliz e vibrando comigo. Te amo, saudades!

Agradeço a toda a minha família por todo o apoio durante esse período. Amo vocês!

Agradeço a empresa Potiguar E&P pela oportunidade, por contribuir com o meu desenvolvimento profissional e pessoal e por me ajudar a realizar o meu sonho de trabalhar na Indústria de Petróleo e Gás.

Agradeço aos meus supervisores de estágio Jéssica Canuto e Daniel Miranda, obrigado pela paciência, por acreditarem em mim, por todo apoio profissional e pessoal e por sempre estarem dispostos em compartilhar o conhecimento de vocês.

Agradeço aos demais membros do time de Engenharia de Reservatórios, Adrian Morarescu, Ana Firmino, Matheus Vinicius, Robert de Paula e por último, mas não menos importante, minha colega de estágio Maria Eduarda, obrigado por fazerem parte dessa história e por todo o apoio durante esse período. Vocês são BARRIL!!

Agradeço a minha orientadora Izabelly Lucena, por todo o suporte e paciência desde o curso de Ciência e Tecnologia.

Agradeço a Prof. Geraldine pela disponibilidade em participar da banca examinadora.

Agradeço aos meus amigos, Bianca Duarte, Paloma Joyce, Monaliza Nunes, Valdiane Maranhão, Laura Katrine, Caio Martins por serem meu refúgio, por me apoiarem nos momentos difíceis e podem ter a certeza de que vocês têm um papel muito importante em tudo de bom que aconteceu comigo nessa cidade. Amo vocês!!

*Sonho que se sonha só. É só um sonho
que se sonha só. Mas sonho que se
sonha junto é realidade.*

Raul Seixas

RESUMO

Ao longo de muito tempo o Brasil vem produzindo petróleo em campos terrestres, a chamada indústria onshore (SENNÁ,2011). Com o tempo a produção desses campos entraram em declínio. Tendo em vista essa realidade o estudo de métodos de recuperação é cada vez mais necessário. Principalmente, nos chamados campos maduros. Dentre os métodos pode-se citar estimulação com ácido, estimulação com produtos orgânicos, fraturamento hidráulico e a abertura de intervalos em outras zonas que mostrem acúmulos de hidrocarbonetos. Esse estudo será realizado a partir da análise de reservatórios pertencentes a Bacia Potiguar. Com o objetivo de descrever esses métodos de recuperação, mostrando o comportamento dos reservatórios antes e depois de cada intervenção e como essas intervenções impactam diretamente na produção.

Palavras-chave: Petróleo; Reservatórios; Campos maduros

ABSTRACT

For a long time, Brazil has been producing oil in onshore fields, the so-called onshore industry (SENNA, 2011). Over time the production of these fields went into decline. In view of this reality, the study of recovery methods is increasingly necessary. Mainly, in the so-called mature fields. Among the methods can be mentioned stimulation with acid, stimulation with organic products, hydraulic fracturing and the opening of gaps in other zones that show accumulations of hydrocarbons. This study will be carried out from the analysis of reservoirs belonging to the Potiguar Basin. In order to describe these recovery methods, showing the behavior of reservoirs before and after each intervention and how these interventions directly impact production.

Keywords: Petroleum; Reservoirs; Mature fields.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxograma para elaboração do projeto (Autoria própria,2022)	18
Figura 2 - Histórico de extração do poço (Software OFM,2022).....	27
Figura 3 - Procedimento da sonda (Autoria própria,2022).....	29
Figura 4 - Completação antes da intervenção (Autoria própria,2022)	31
Figura 5 - Completação pós intervenção (Autoria própria,2022).....	32
Figura 6 - Seção (Geologia Petroreconcavo,2022)	33

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Testes de bruta (Autoria própria, 2022).....	34
Gráfico 2 - Testes de óleo (Autoria própria, 2022)	34
Gráfico 3 - Testes de gás (Autoria própria, 2022).....	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Situação atual do poço (Autoria própria,2022)	19
Tabela 2 - Canhoneios ativos (Autoria própria, 2022)	20
Tabela 3 - Canhoneios ativos pós-intervenção (Autoria própria, 2022)	21
Tabela 4 - Vazões esperadas (Autoria própria, 2022)	22
Tabela 5 - Histórico de testes do poço (Autoria própria, 2022)	22
Tabela 6 - Registros do sonolog (Autoria própria, 2022).....	23
Tabela 7 - Dados atuais (Autoria própria, 2022).....	25
Tabela 8 - Condições de superfície proposta (Autoria própria, 2022)	26
Tabela 9 - Dados de pressão (Autoria própria,2022)	28
Tabela 10 - Pressão esperada (Autoria própria,2022)	28
Tabela 11 - Materiais relevantes (Autoria própria,2022)	30

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1 Campos maduros.....	14
2.2 Métodos de recuperação	14
2.2.1 Fraturamento hidráulico	15
2.2.2 Estimulação com ácido.....	15
2.2.3 Injeção de água	16
3 PROJETO	16
3.1 PROGRAMA DE POÇO.....	19
3.1.2 SITUAÇÃO ATUAL DO POÇO	19
3.1.2 CANHONEIO ATUAL.....	20
3.1.3 CANHONEIO FINAL	20
3.1.4 VAZÕES	21
3.1.5 HISTÓRIO DE TESTES DO POÇO	22
3.1.6 HISTÓRICO DE REGISTROS DE SONOLOG NO POÇO.....	23
3.1.7 OBJETIVO	23
3.1.8 JUSTIFICATIVA	24
3.1.9 DADOS ATUAIS DO POÇO	25
3.1.10 CONDIÇÕES DE SUPERFÍCIE ATUAIS.....	26
3.1.11 CONDIÇÕES DE SUPERFÍCIE PROPOSTA	26
3.1.12 HISTÓRICO DE EXTRAÇÃO	26
3.1.13 HISTÓRICO DE PRESSÕES	28
3.1.14 PRESSÃO ESPERADA	28
3.1.15 PROCEDIMENTO	28
3.1.16 OBSERVAÇÕES OPERACIONAIS	30
3.1.17 SERVIÇOS.....	30
3.1.18 MATERIAIS RELEVANTES PARA A INTERVENÇÃO	30

3.1.19 COMPLETAÇÃO ATUAL.....	31
3.1.20 COMPLETAÇÃO PROPOSTA.....	31
ANEXO 1 – SEÇÃO.....	33
3.1.21 ORÇAMENTO	33
4 RESULTADOS	34
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	35
REFERÊNCIAS	36

1 INTRODUÇÃO

Por um longo período a produção de petróleo no Brasil tem ligação direta com a Petrobrás, mas esse cenário vem se modificando ao modo que empresas privadas ganham força no mercado. Devido ao aumento da exploração de petróleo em poços marítimos (offshore), a estatal teve a necessidade de se distanciar da produção oriunda de campos terrestres (*onshore*), abrindo o mercado de exploração de petróleo para as companhias privadas, que mediante a concessão das bacias terrestres, se tornam mais presentes nesse ramo da indústria.

O Brasil produz petróleo desde muito tempo, e durante todo esse período a indústria *onshore* vem contribuindo diretamente com a exploração de petróleo no país (SENNA,2011). Com o tempo esses campos foram mostrando um certo declínio em sua produção e tendo em vista essa realidade foi se tornando cada vez mais necessário o estudo de métodos que fossem contribuir com a exploração nesses campos.

A região do Nordeste tem grande destaque na produção de petróleo *onshore*, principalmente o estado do Rio Grande do Norte que durante muito tempo demonstrou uma produção considerada de petróleo através de poços terrestres.

Os métodos de exploração do petróleo vão além da perfuração, com o passar do tempo é normal que a produção de um campo terrestre demonstre certo declínio, para que isso seja revertido, faz-se necessário a utilização de métodos que proporcione um incremento na produção. O presente trabalho tem como objetivo descrever esses métodos e o processo realizado para que o trabalho seja feito no poço.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Campos maduros

Os campos maduros de petróleo, podem ser definidos como campos com produção já desenvolvida e que se encontra em situação declinante, e pouco lucrativo (SIQUEIRA; SANTOS, 2008).

De acordo com Novaes (2010), campos maduros é o conceito referente a campos de petróleo ou gás natural que já superou o seu ponto extremo de produção, em outras palavras, o volume de hidrocarbonetos que foram extraídos diminuiu a energia interna do reservatório e como consequência ocorre o declínio da produção.

No histórico de produção de um campo petrolífero, sua energia interna resultante das pressões contidas no reservatório no qual os fluidos ali presentes estão sujeitos, vai diminuindo com o tempo (NOVAES, 2010).

Ao modo que os campos vão produzindo petróleo, conseqüentemente o volume de hidrocarbonetos no interior vai minimizando e assim o reservatório vai perdendo pressão, essa é a característica que faz como que o mesmo se torne um campo maduro.

Essa nova realidade se faz necessário investimentos em intervenções que possa trazer essa característica de volta ou até mesmo auxiliar na produção, seja por uma estimulação realizada no reservatório onde há a possibilidade de reestabelecer essa pressão, caso não, ainda pode haver um incremento na produção mesmo se utilizando um método de elevação artificial.

É de conhecimento de todos que a maior parte da produção de petróleo no país é a partir da exploração em águas profundas, com isso a Petrobrás acabou investindo cada vez mais na produção offshore, deixando de lado os campos terrestres, que vinham apresentando um declínio considerável em suas reservas.

Segundo Senna (2011), até a década de 80, a atividade petrolífera do país estava concentrada em operações de campos terrestres no Nordeste, nos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio grande do Norte e Ceará.

2.2 Métodos de recuperação

Com o declínio da produção em campos maduros, se torna necessário investimento em atividades que façam com que essa produção seja significativa novamente, dentre essas podemos citar o fraturamento hidráulico, estimulação com ácido, como também a injeção de água nesses reservatórios.

2.2.1 Fraturamento hidráulico

O processo de fraturamento hidráulico é um dos mais utilizados na indústria do petróleo. De acordo com Tavares (2010), esta técnica consiste no bombeamento de um fluido específico para essa atividade, a uma pressão elevada, maior que a pressão de ruptura da formação rochosa, isso faz com que se forme canais com alta permeabilidade que possibilita o escoamento do fluido presente no reservatório através das brechas resultantes da atividade.

No início, o processo de fraturamento hidráulico era realizado somente em reservatórios com baixa permeabilidade, atualmente se faz uso dessas técnicas também em casos com permeabilidade alta com o intuito de remover possíveis danos que possam estar presentes no reservatório (TAVARES, 2010).

Normalmente, um poço que passe por essa intervenção apresenta um pico de produção, isso acontece por conta que sua área de drenagem por onde ocorria o escoamento do fluido se torna maior, do que quando o raio de produção era somente o do próprio poço.

Antes da fratura, o fluxo dos fluidos no reservatório se comportava de forma radial, após a intervenção esse comportamento passa a ser linear ao longo de toda a fratura e também em seu interior.

2.2.2 Estimulação com ácido

Segundo Motta (2018), a estimulação com ácido é um método amplamente utilizado para o aumento na produção de petróleo e gás natural, esse tem como objetivo aumentar a produção através do aumento da permeabilidade do meio. O ácido tem como função, eliminar os sólidos formados durante o ciclo de produção do poço e criar caminhos para que o fluido escoe com mais facilidade.

Para esse tipo de intervenção o ácido mais utilizado é o ácido clorídrico (HCl), pelo fato de ter um custo baixo e alta taxa de reação (MOTTA, 2018). Este ácido é injetado no reservatório e ocorre uma reação com a rocha, com o passar do tempo sólidos podem crescer nessas rochas e acabar obstruindo os canais por onde se dá o fluxo dos hidrocarbonetos, esses sólidos, que na indústria do petróleo é conhecido como Scale, resulta em uma diminuição na produção daquele reservatório como também pode causar danos aos equipamentos presentes no interior do poço.

Segundo Queiroz e Silva (2017), essas incrustações são resultantes da incompatibilidade da água que é injetada com a água formada pelo reservatório. Com o

tratamento realizado com o ácido, há a remoção desses sólidos, deixando livre os canais para que haja um melhor escoamento e consequentemente um aumento na produção.

2.2.3 Injeção de água

De acordo com Queiroz e Silva (2017), a injeção de água é o método de recuperação secundário mais utilizado na produção de petróleo em todo o mundo, essa ampla utilização se dá pelo baixo custo e por ser uma fonte abundante, e por ser um método com grande eficiência.

A necessidade de se utilizar água injetada nos reservatórios é justamente pela perda de pressão do poço ocasionada pela extração de hidrocarbonetos ao longo do tempo. Segundo Preda, Alencar Filho e Borba (2008), a injeção de água tem como objetivo a reposição da energia primária do reservatório, para que o mesmo possa apresentar um melhor índice de produtividade.

A água utilizada nesse método normalmente é a água produzida durante a extração, que passa por todo um tratamento de remoção dos hidrocarbonetos e é injetada no reservatório, trazendo também uma solução ambiental para o descarte dessa água (PREDA; ALENCAR FILHO; BORBA, 2008).

3 PROJETO

Toda intervenção que será realizada em um poço precisa da elaboração de um projeto que descreva o porquê e como esse trabalho está sendo proposto, além de toda parte operacional, o projeto também leva em consideração a avaliação econômica, o que vai ser preciso investir e em quanto tempo a produção do poço pagará o investimento realizado.

A elaboração do projeto para um poço inicia-se a partir da revisão do seu histórico, após esse estudo pode-se observar quais métodos de recuperação podem ser realizados, como por exemplo, se o poço apresentar incrustações em seus tubos e hastes, nesse caso se torna necessário uma estimulação com ácido (HCL ou HF). Após essa etapa, é importante uma análise geológica, que mostra quais poços estão nas mesmas condições do poço estudado, como ele está localizado no mapa geológico do campo e quais as características da rocha reservatório.

Em seguida tem-se a determinação das vazões de óleo, água e gás esperadas após a intervenção, a partir desse dado é solicitado a completação proposta para o poço, onde será descrito o método de elevação para o poço (Bombeio mecânico, Bombeio com cavidade progressiva (BCP), Bombeio centrifugo submerso (BCS), entre outros) e os demais

equipamentos que serão colocados e suas respectivas quantidades (tubos, hastes, entre outros). Com isso, pode-se seguir com a elaboração do projeto. Sendo necessário o detalhamento de todo o procedimento que a sonda deverá realizar no poço.

A última, é descrever o custo da intervenção e mostrar através de uma planilha o tempo em que o poço retornará o valor do investimento. Desse modo com o projeto pronto ele é enviado para aprovação e após isso envia-se para a sonda que é o setor que vai realizar todo trabalho descrito pelo projeto. Na figura 1 descrevemos todas essas etapas.



Figura 1 - Fluxograma para elaboração do projeto (Autoria própria,2022)

3.1 PROGRAMA DE POÇO

3.1.2 SITUAÇÃO ATUAL DO POÇO

Neste ponto é descrito como o tópico mesmo diz a situação atual do poço, a zona que se encontra e a orientação do poço, se é vertical ou horizontal. Os status dos poços são divididos nas seguintes classes:

- Produtor: Poço produtor de óleo e gás;
- Injetor: Poço que injeta água no reservatório;
- Captador: Poço completado para a produção de água;
- Fechado: Poço inativo;
- Abandonado temporariamente: poço que não está interligado as instalações, necessita-se uma rotina de monitoramento;
- Abandonado permanentemente: O abandonado permanentemente tem a ver com a condição de subsuperfície. Ele tem tampões de abandono posicionados no poço pra impedir o fluxo;
- Arrasado: O arrasado tem a ver com a condição de superfície, quando já não tem mais equipamentos de cabeça, nem ante poço.

Abaixo segue tabela com a situação atual do poço X-73:

SITUAÇÃO ATUAL DO POÇO	FECHADO
ORIENTAÇÃO DO POÇO	VERTICAL
RESERVATÓRIO	PENDÊNCIA/PD140/170/210

Tabela 1 - Situação atual do poço (Autoria própria,2022)

3.1.2 CANHONEIO ATUAL

Esse tópico irá descrever os intervalos ativos no poço, a espessura do intervalo e sua respectiva zona de produção. Como mostrado na tabela 2 :

RESERVATÓRIO	TOPO (m)	BASE (m)	ESPESSURA (m)
PD140	634,5	636,5	2,0
PD140	639,5	641,5	2,0
PD140	642,0	644,5	2,5
PD170	721,0	722,5	1,5
PD170	723,5	727,5	4,0
PD170	729,0	729,5	0,5
PD170	731,0	733,0	2,0
PD170	740,5	742,5	2,0
PD170	743,5	747,0	3,5
PD210	786,0	794,0	8,0
PD210	795,5	799,5	4,0
TOTAL			32,0

Tabela 2 - Canhoneios ativos (Autoria própria, 2022)

3.1.3 CANHONEIO FINAL

Esse tópico irá descrever os intervalos que estarão ativos no poço após a intervenção, a espessura do intervalo e sua respectiva zona de produção. Como mostrado na tabela 3:

RESERVATÓRIO	TOPO (m)	BASE (m)	ESPESSURA (m)	STATUS
PD140	634,5	636,5	2,0	ATIVO
PD140	639,5	641,5	2,0	ATIVO

PD140	642,0	644,5	2,5	ATIVO
PD170	721,0	722,5	1,5	ATIVO
PD170	723,5	727,5	4,0	ATIVO
PD170	729,0	729,5	0,5	ATIVO
PD170	731,0	733,0	2,0	ATIVO
PD170	740,5	742,5	2,0	ATIVO
PD170	743,5	747,0	3,5	ATIVO
PD210	786,0	794,0	8,0	ATIVO
PD210	795,5	799,5	4,0	ATIVO
PD210	809,0	812,0	3,0	NOVO
PD210	815,0	818,0	3,0	NOVO
PD211	823,0	825,0	2,0	NOVO
TOTAL			40,0	

Tabela 3 - Canhoneios ativos pós-intervenção (Autoria própria, 2022)

3.1.4 VAZÕES

Neste tópico será informado as vazões atuais do poço, caso ele esteja produzindo, e as vazões esperadas após a intervenção. As vazões são descritas da seguinte forma:

Vazões atuais – dados do último teste conclusivo no banco de dados de produção;

Vazões esperadas – previsão de vazão do poço após ser concluído o projeto, com base em – mas não limitado a – correlação com poços vizinhos produzindo no mesmo intervalo;

Vazões incrementais – diferença entre as vazões esperadas e atuais.

Segue tabela abaixo com as vazões esperadas após o projeto:

VAZÃO	Óleo (m³/dia)	Água (m³/dia)	Fluido (m³/dia)	BSW (%)	Gás (m³/dia)	RGO (m³/m³)
ATUAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ESPERADA	6,04	7,50	13,54	55,00	1200,0	198,67
GANHO	6,04	7,50	13,54	55,00	1200,0	198,67

Tabela 4 - Vazões esperadas (Autoria própria, 2022)

3.1.5 HISTÓRIO DE TESTES DO POÇO

Esse ponto vai mostrar os últimos registros de produção do poço, obtidos a partir de testes e análises em laboratório para saber o teor de água presente no fluido. Dados extraídos do software utilizado para acompanhamento dos testes (OGPMS).

Poço	Tipo	Data	BSW (%)	Fluido (m³/dia)	Óleo (m³/dia)	Água (m³/dia)	Gás (m³/dia)	RGO
X-0073	BM	20/03/2020	37,00	0,98	0,61	0,37	4,61	7,55
X-0073	BM	28/04/2020	18,00	1,12	0,90	0,22	105,60	117,33
X-0073	BM	02/06/2020	30,00	1,41	0,97	0,44	6,64	6,84
X-0073	BM	09/07/2020	28,00	0,61	0,44	0,17	21,02	47,78
X-0073	BM	12/08/2020	58,00	0,71	0,30	0,41	3,42	11,42
X-0073	BM	11/09/2020	40,00	0,92	0,55	0,37	4,97	9,03
X-0073	BM	20/10/2020	50,00	0,86	0,43	0,43	1,61	3,75
X-0073	BM	25/11/2020	15,74	0,71	0,59	0,12	4,84	8,20
X-0073	BM	04/02/2021	31,65	0,66	0,45	0,21	78,93	175,396
X-0073	BM	21/03/2021	32,00	0,61	0,41	0,20	90,66	221,12

Tabela 5 - Histórico de testes do poço (Autoria própria, 2022)

3.1.6 HISTÓRICO DE REGISTROS DE SONOLOG NO POÇO

Esse ponto informará os últimos registros de *sonolog* do poço. Segundo Leal (2018), esse procedimento é realizado a partir de uma pequena explosão na superfície, gerando um pulso acústico que se propaga pelo espaço anular. Conhecendo a profundidade dos canhoneios e a densidade do fluido que se encontra no anular e o resultado desse procedimento, pode-se obter o nível de fluido no poço, pressão de cabeça, pressão do anular e submersão.

Data	Reservatório	Estado	P.Cab (psi)	PA (psi)	Nível (m)	Prof. Bomba (m)	Submersão (m)
25/01/21	PD-140/170/210	D	3,2	40,2	806	795	11
12/02/21	PD-140/170/210	D	2,8	171,2	806	796	10
18/02/21	PD-140/170/210	D	2,8	11,6	806	642	149
26/02/21	PD-140/170/210	D	2,7	40,6	806	795	12
10/03/21	PD-140/170/210	D	2,5	43,2	806	796	11
25/03/21	PD-140/170/210	D	2,5	39,2	806	794	12
16/07/21	PD-140/170/210	E	3,6	474,4	806	610	197
25/03/22	PD-140/170/210	E	3,0	561,5	806	679	128
07/04/22	PD-140/170/210	E	3,0	563,4	806	679	127
27/04/22	PD-140/170/210	E	3,2	566,3	806	680	127

Tabela 6 - Registros do sonolog (Autoria própria, 2022)

3.1.7 OBJETIVO

Aqui será descrito de forma sucinta, que tipo de trabalho será realizado no poço, destacando informações importantes como alteração de intervalos canhoneados (se haverá ampliação de canhoneio, mudança de zona, etc) e mudança de status do poço (se será convertido a injetor, retornará à produção, etc):

Realizar canhoneio nas zonas PD210/211 nos seguintes intervalos:

- PD210: 809,0 – 812,0 m (3,0 m);
- PD210: 815,0 – 818,0 m (3,0 m);
- PD211: 823,0 – 825,0 m (2,0 m);

Total do canhoneio = 8,0 m

Estimular a produção das zonas PD210/211 efetuando fraturamento hidráulico nos intervalos:

- PD210: 786,0 - 794,0 m (8,0 m);
- PD210: 795,5 - 799,5 m (4,0 m);
- PD210: 809,0 – 812,0 m (3,0 m);
- PD210: 815,0 – 818,0 m (3,0 m);
- PD211: 823,0 – 825,0 m (2,0 m);

Total do Fraturamento = 39,0 m

Em seguida retornar à produção nas zonas PD-140/170/210/211 com método de elevação Bombeio Mecânico.

3.1.8 JUSTIFICATIVA

Neste tópico apresentamos com mais detalhes as justificativas para uma possível intervenção no poço.

- Poços correlatos em que foram realizados trabalhos semelhantes com resultado positivo que justifique o trabalho proposto;
- Poços injetores que influenciam no poço produtor ou poços produtores que serão influenciados pelo poço injetor proposto – no caso de conversão a injetor;
- Incremento de pressão estática do poço e/ou de poços correlatos;
- Ganho esperado de petróleo e/ou gás natural com o trabalho realizado ou injeção esperada para o caso de conversão a injetor.

O poço X-37 foi fechado em março de 2021 por ser um backlog de baixa economicidade, com produção de 2,5 bopd e 3 kscfd, nas zonas PD-140/170/210. O poço tem um posicionamento estrutural favorável na zona PD-210 e tem um BSW baixo.

O trabalho consiste em fraturar os intervalos abertos na zona PD-210 com permeabilidade predominando na faixa de 0,2 a 19,9 mD, o reservatório possui injeção de água ativa, e produtividade baixa. Com o trabalho de fraturamento hidráulico ocorrerá o aumento do raio de drenagem do poço, incrementando a permeabilidade na região da zona próxima ao poço e conseqüentemente removendo possíveis danos que existam no reservatório. Adicionalmente, o poço correlato é o X-78 o qual recentemente foi realizado trabalho de estimulação por fraturamento hidráulico, apresenta atualmente uma produção atual de 148,42 BOPD e 7.200 m³/dia de gás.

Com o trabalho proposto, espera-se um ganho de óleo de aproximadamente 38BOPD e 1.200 m³/d de gás.

3.1.9 DADOS ATUAIS DO POÇO

Na tabela 7, apresentamos os dados da perfuração do poço e a temperatura de cada zona e pressão limite em que o trabalho pode ser realizado:

MESA ROTATIVA	60,7 m
NÍVEL DO TERRENO	55,7 m
COLAR FLUTUANTE	867,2 m
SAPATA	890,6 m
REVESTIMENTO	7" k-55 20 lb/ft
NÍVEL ESTÁTICO DO POÇO	680,0 m
TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO	PD-140: 49,32°C – TFR*-03 X-75 (12/09/2012); PD-170: 51,36°C – TFR*-02 X-75 (08/09/2012); PD-210/211: 52,05°C – TFR*-01 X-75 (06/09/2012);
GRADIENTE DE FRATURA	considerado 0,6204 psi/ft (data frac. X-78d);
PRESSÃO LIMITE DE TRABALHO	473,1949 psi na cabeça (considerando fluido 8,4ppg)
P_{MAX} DE TESTE DE REVESTIMENTO	1000 psi
TIPO DE FLUIDO DE AMORTECIMENTO	fluido adensado kcl(peso 8,4 lb/gal).

Tabela 7 - Dados atuais (Autoria própria, 2022)

*TFR – Teste de formação a poço revestido – Segundo Filho (2018), TFR é um teste que avalia a produtividade do reservatório, por meio de uma completação provisória que separa os intervalos de interesse por períodos intercalados de fluidos e pressões estáticas.

3.1.10 CONDIÇÕES DE SUPERFÍCIE ATUAIS

Caso o poço esteja produzindo, será descrito suas condições de superfície de acordo com o método de elevação. Se o poço é operado por bombeio mecânico vai ser informado os dados da unidade de bombeio, se for por bombeio de cavidade progressiva são os dados do cabeçote, para o bombeio centrífugo submerso, nesse caso informa apenas que é a árvore de natal. O poço X-73 não tinha condições de superfície, pois se encontrava fechado.

3.1.11 CONDIÇÕES DE SUPERFÍCIE PROPOSTA

Na tabela abaixo apresentamos os dados de condição de superfície proposta para o poço após a intervenção.

UNIDADE DE BOMBEIO	C-160 173 86
MOTOR ELÉTRICO	30 CV 880 RPM
CURSO	60
POLIA MOTORA	6 in
POLIA MOVIDA	30 in
CPM	6
FATOR DE REDUÇÃO	30

Tabela 8 - Condições de superfície proposta (Autoria própria, 2022)

3.1.12 HISTÓRICO DE EXTRAÇÃO

Abaixo a figura 2 apresenta o histórico de produção do poço desde sua completação inicial até os dias atuais. Os comentários apresentados são retirados do histórico de intervenções do poço. Esse documento é feito a partir da análise dos boletins diários onde está descrito detalhadamente todo o trabalho realizado no poço naquela respectiva data. Na figura temos a curva da produção de óleo (verde), gás (vermelha) e bruta – água e óleo – (preto tracejado).

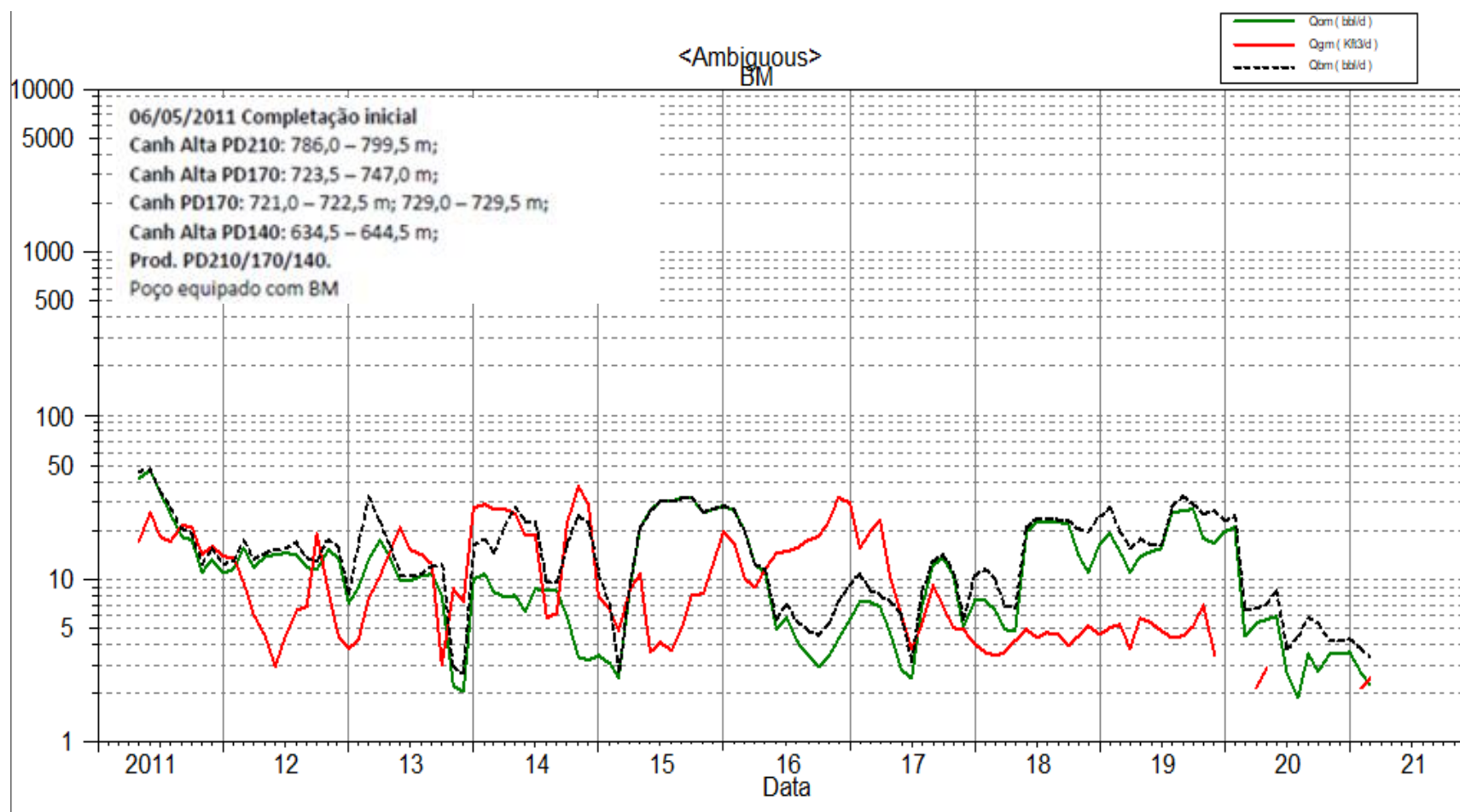


Figura 2 - Histórico de extração do poço (Software OFM,2022)

3.1.13 HISTÓRICO DE PRESSÕES

Na tabela 9, temos todos os registros de pressão que foram coletados no poço.

Data	Reservatório	TOPO (m)	BASE (m)	Profundidade ferramenta (m)	Pressão (kgf/cm ²)
01/05/2011	PD210	786,0	799,5	779,88	83,33
05/05/2011	PD140	634,5	644,5	647,29	62,69

Tabela 9 - Dados de pressão (Autoria própria,2022)

3.1.14 PRESSÃO ESPERADA

Após a intervenção, a pressão de cada zona é calculada a partir do nível do poço, a pressão anular que foram coletados no registro do sonolog e pelo BSW esperado após o trabalho no poço. Pressões apresentadas na tabela 10:

Zona	Pressão (psi)	Pressão (kgf/cm ²)
PD140	507,83	35,70
PD170	644,25	45,30
PD210/211	729,07	51,26

Tabela 10 - Pressão esperada (Autoria própria,2022)

3.1.15 PROCEDIMENTO

A figura 3 apresenta o fluxograma com o passo a passo do procedimento que a sonda irá realizar no poço durante a intervenção.

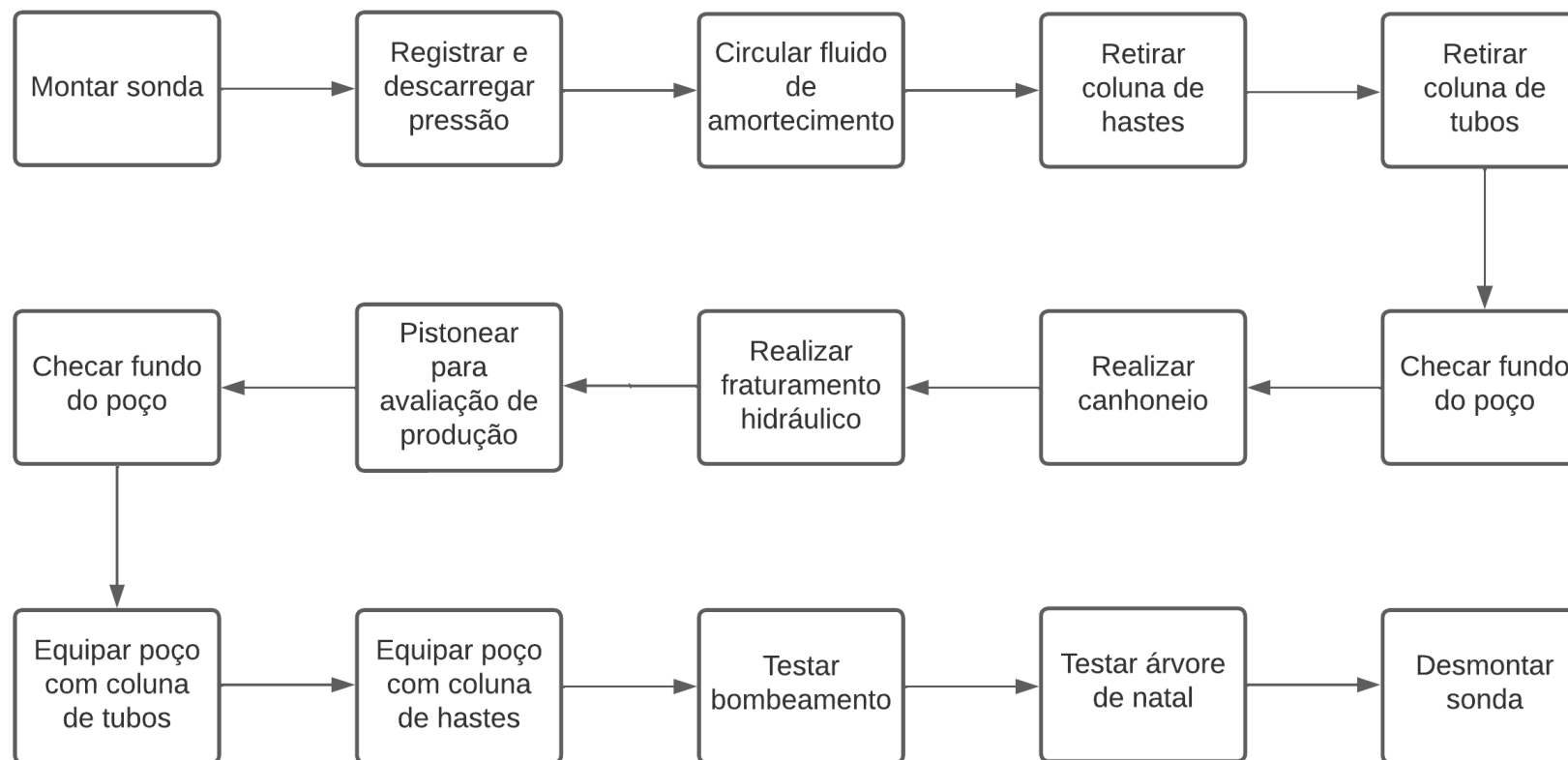


Figura 3 - Procedimento da sonda (Autoria propria,2022)

3.1.16 OBSERVAÇÕES OPERACIONAIS

Este item deve apresentar um quadro resumo com recomendações gerais da intervenção, principalmente no tocante a segurança das pessoas, meio ambiente, instalações e equipamento intervenção.

3.1.17 SERVIÇOS

Abaixo será descrito os serviços que serão realizados durante a intervenção e seus respectivos responsáveis.

- Canhoneio – Halliburton.
- Fraturamento hidráulico – Unidade Interna de Fraturamento.

3.1.18 MATERIAIS RELEVANTES PARA A INTERVENÇÃO

Na tabela 11 apresentamos os principais materiais utilizado na intervenção do poço.

COLUNA DE TUBOS
Luva tamponada 2 7/8"
Âncora de Gás 3 1/2"
Niple de assentamento mecânico
+/- 82 Tubos de Produção 2 7/8"
COLUNA DE HASTES
Bomba BM 25-175-RHAM
08 Hastes de Peso 1 1/2"
12 Hastes de bombeio 3/4" com 3 centralizadores
42 Hastes de bombeio 3/4"
+/- 36 Hastes de bombeio 7/8"
01 Haste Polida 1 1/4"
FERRAMENTA DE SONDA
Packer HD para revestimento de 7"
+/- 80 Tubos de produção 3.1/2"(ferramenta tubo)

Tabela 11 - Materiais relevantes (Autoria própria,2022)

3.1.19 COMPLETAÇÃO ATUAL

Na figura 4 apresentamos o esquema mecânico do poço antes da intervenção. Essa figura mostra os equipamentos que estavam dentro do poço antes da intervenção, como por exemplo: o tipo de bomba, a quantidade de tubos e hastes e entre outros.

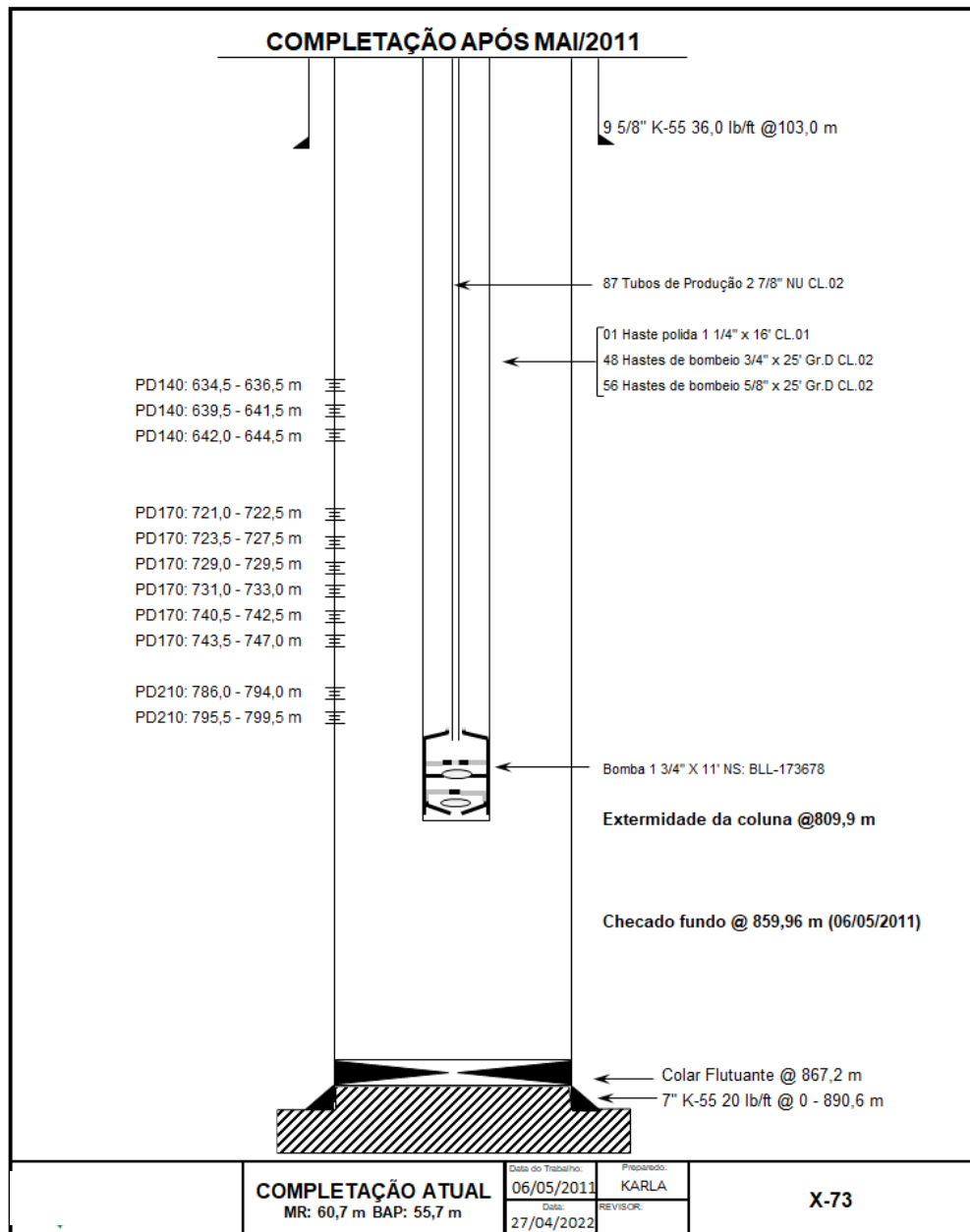


Figura 4 - Completação antes da intervenção (Autoria própria,2022)

3.1.20 COMPLETAÇÃO PROPOSTA

Na figura 5 apresentamos o esquema mecânico do poço, onde mostrará os equipamentos que ficarão no poço após a intervenção. Como por exemplo: tipo da bomba, quantidade de tubos e hastes, âncora de gás e entre outros.

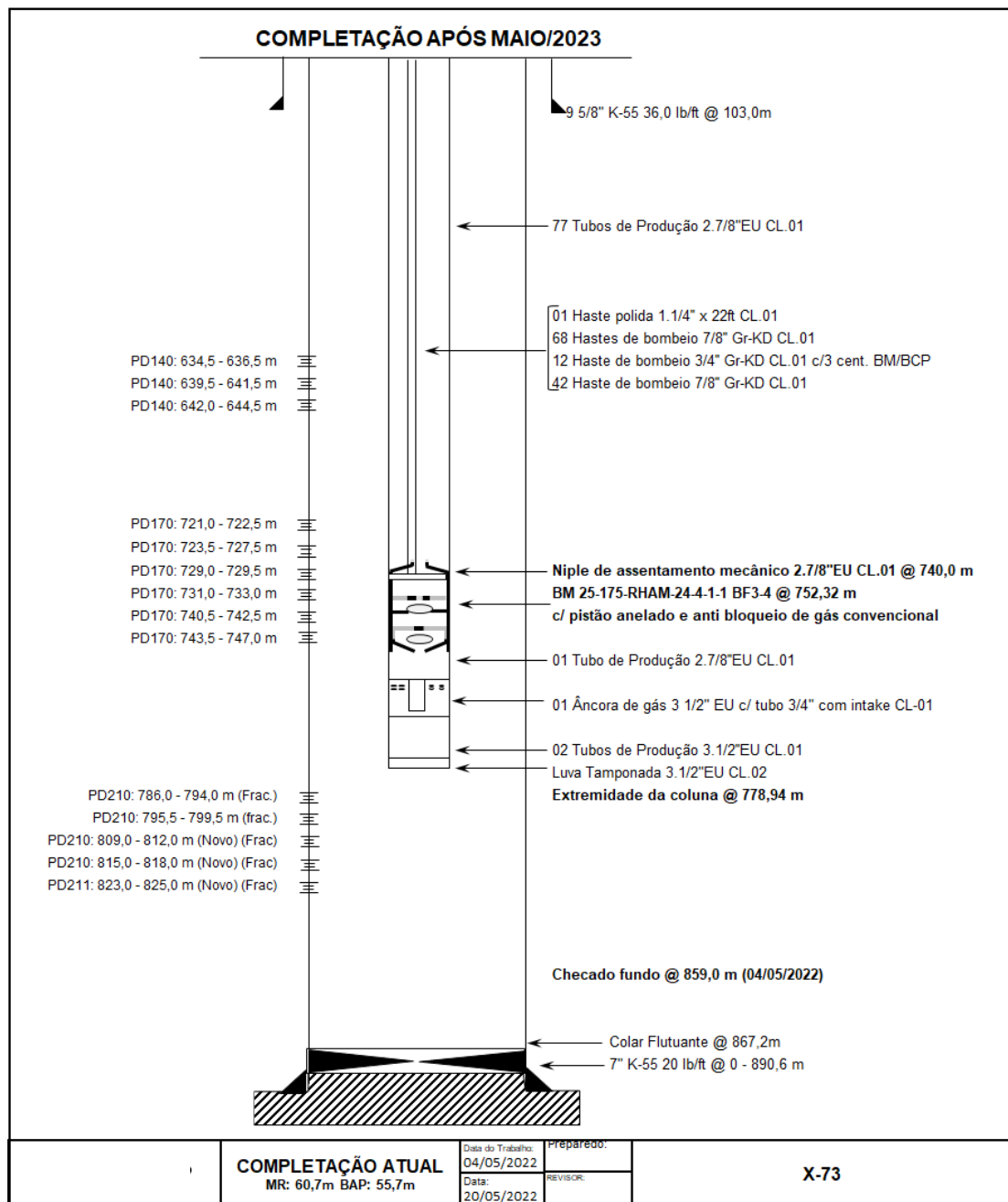


Figura 5 - Completção pós intervenção (Autoria própria,2022)

ANEXO 1 – SEÇÃO

Na figura 6 apresentada abaixo, pode-se observar o posicionamento da zona de interesse do poço X-73 em relação aos poços correlatos, o posicionamento do poço em relação aos demais e pode-se observar como a zona de interesse se encontra nos demais poço, o ponto rosa indica que está ativa, caso estivesse fechada seria um ponto cinza.

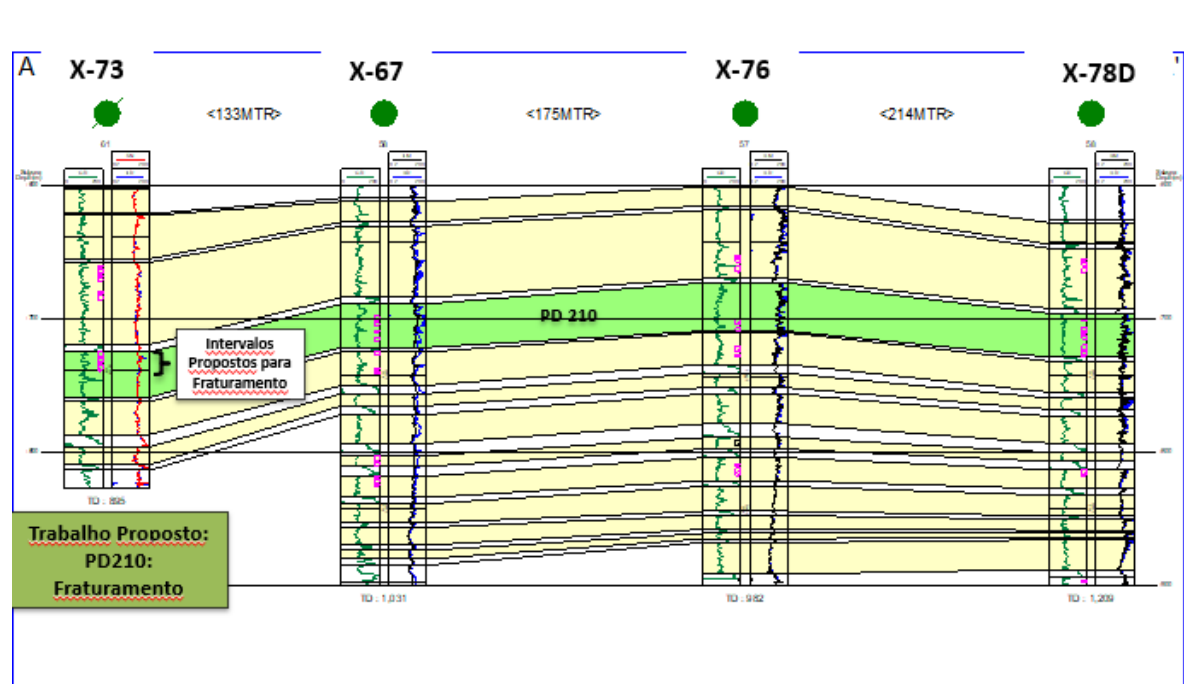


Figura 6 - Seção (Geologia Petreconcavo,2022)

3.1.21 ORÇAMENTO

Nessa etapa da elaboração do programa de poço, é criada uma planilha com todos os custos relacionados ao projeto, equipamentos e serviços. Com o custo estimado, o ganho em vazão do projeto e as correlações de valores já estabelecidas pela planilha é apresentado o payback do projeto.

4 RESULTADOS

Esse projeto faz parte de um plano de ação para o campo X, que realizaria projetos de fraturamento hidráulico nos poços em zonas diferentes após uma análise do histórico. Esse trabalho surgiu após o resultado de uma intervenção em um poço do campo, com isso foram realizadas análises geológicas e revisão dos históricos de intervenções dos poços sinalizados com potencial de incremento de produção. Nos gráficos 1, 2 e 3, pode-se visualizar o comportamento da vazão de bruta (água e óleo), óleo e gás após a intervenção do poço X-73, respectivamente.

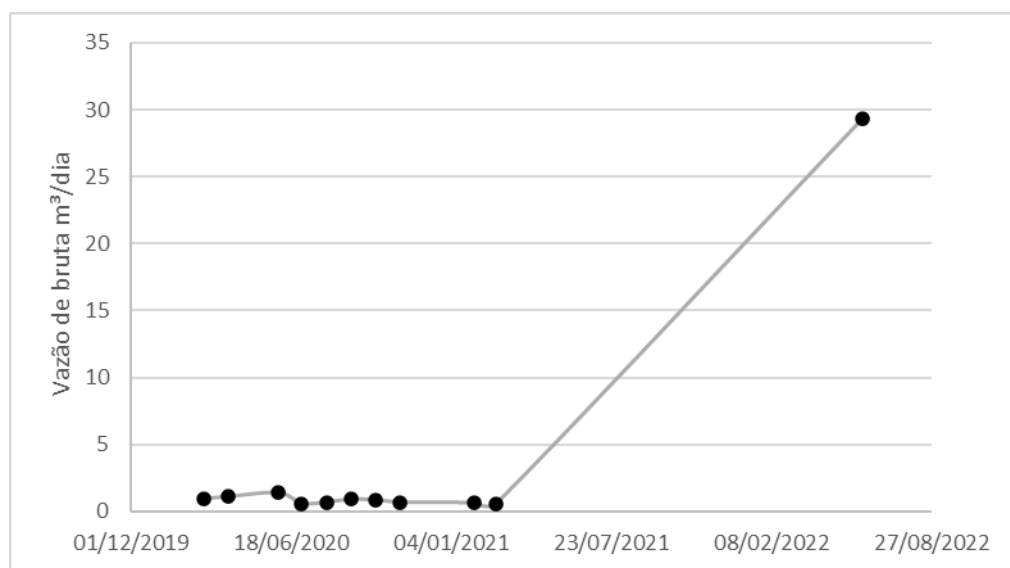


Gráfico 1 - Testes de bruta (Autoria própria, 2022)

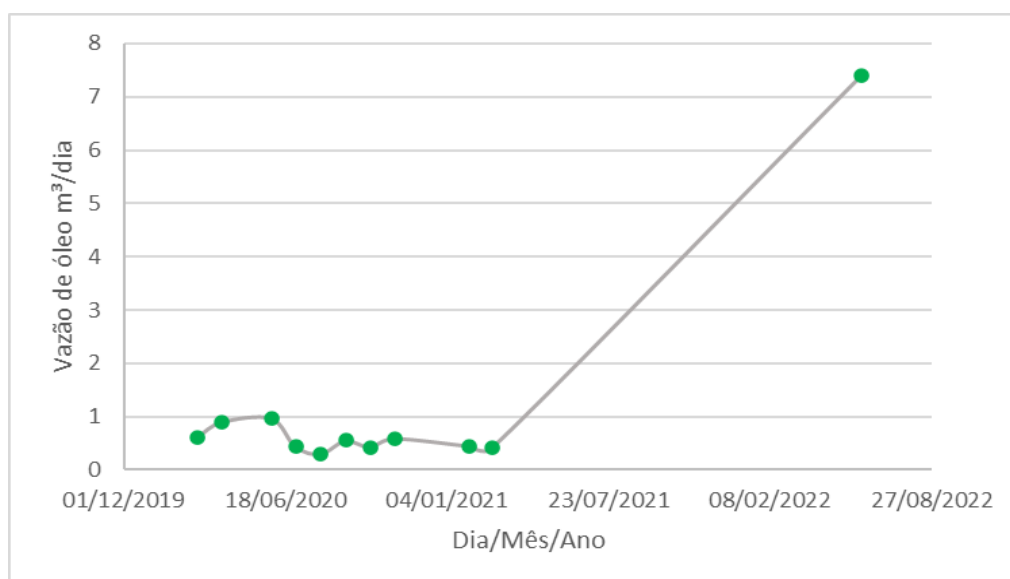


Gráfico 2 - Testes de óleo (Autoria própria, 2022)

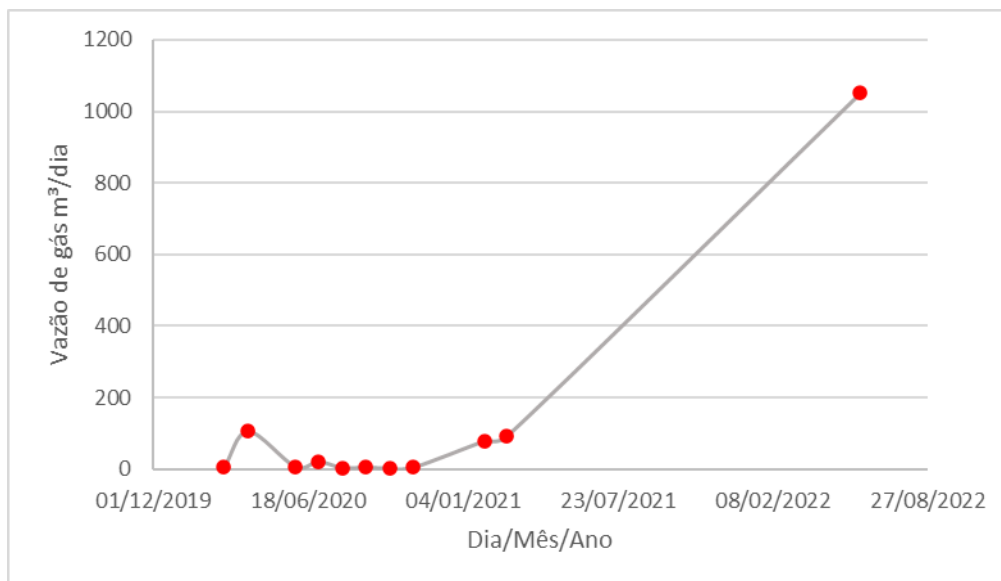


Gráfico 3 - Testes de gás (Autoria própria, 2022)

Com os resultados obtidos após o trabalho, pode-se observar que a intervenção com fraturamento hidráulico apresenta resultados satisfatórios, pois após o programa do poço X-73, a vazão de fluido que estava a menos de 1 m³/dia de bruta, após a intervenção observou-se um incremento de produção de aproximadamente 29 m³/dia com uma taxa de água (BSW) de 74,51%, vazão de óleo de 7,4m³/dia e 1051,27 m³/dia de gás.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em vista dos dados apresentados, pode-se concluir que o método de fraturamento hidráulico se mostra eficiente na exploração de petróleo e gás em campos maduros. A revitalização desses campos se mostra promissora e necessária, além do seu impacto produtivo, apresenta também um impacto social, quanto mais investimento na produção desses campos, mais oportunidade é gerada nessas comunidades onde se localizam.

No período de estágio pude acompanhar de perto o desenvolvimento da produção desses campos. O conhecimento adquirido nesses quase dois anos de estágio, contribuiu diretamente para o meu crescimento como profissional.

REFERÊNCIAS

- FILHO, Marcio Murinelly Josino et al.. **Análise de um teste de formação a poço revestido da bacia potiguar**. Anais III CONEPETRO... Campina Grande: Realize Editora, 2018. Disponível em: <<https://www.editorarealize.com.br/artigo/visualizar/43914>>. Acesso em: 13/06/2022 21:19
- LEAL, João Victor Trigueiro et al.. **Acompanhamento de poço maduro equipado com bombeio mecânico utilizando a ferramenta sonolog**. Anais III CONEPETRO... Campina Grande: Realize Editora, 2018. Disponível em: <<https://editorarealize.com.br/artigo/visualizar/43896>>. Acesso em: 12/06/2022 17:38
- MOTTA, Allan Barbosa Geoffroy. **Formulação teórico-numérica de acidificação de meios porosos de reservatórios petrolíferos com o objetivo do aumento de sua permeabilidade**. 2018. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.
- NOVAES, Ricardo Célio Sesma. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano**. 2010. 179 f. Dissertação - Curso de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo - Sp, 2010.
- PREDA, W. N.; ALENCAR FILHO, M. Q. de; BORBA, G. L. **Características gerais dos projetos de injeção de água nos reservatórios produtores de petróleo da formação açu na bacia potiguar**. Águas Subterrâneas, [S. l.], 2008. Disponível em: <https://aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/view/23855>. Acesso em: 30 abr. 2022.
- QUEIROZ, Ana Clara Cazarin; SILVA, Sidney Jorge Perovano da. **A influência dos tratamentos de estimulação ácida e scale squeeze sobre o índice de produtividade de poços produtores**. 2017. 99 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niteroi - Rj, 2017.
- SENNA, Brenny Dantas de. **Estudo da viabilidade econômica em campos maduros**. 2011. 121 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.
- SIQUEIRA, Mariana de; SANTOS, Rafael César Coelho dos. Os campos maduros de petróleo e o desenvolvimento regional: o caso do nordeste brasileiro. In: CONGRESSO NACIONAL DO CONPEDI, 17., 2008, Brasília. **Anais**. Brasília: 2008. p. 1148-1167.
- TAVARES, Lucas Silveira. **Estado da arte da operação de fraturamento hidráulico**. 2010. 99 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niteroi - Rj, 2010.