



Universidade **F**ederal do **R**io de **J**aneiro
Centro de **C**iências **M**atemáticas e da **N**atureza
Instituto de **G**eociências
Departamento de **G**eologia

**AVALIAÇÃO DA ANISOTROPIA DE
PERMEABILIDADE ATRAVÉS DE ENSAIOS DE
FLUXO LATERAL**

Sergio Cataldo Maria Junior

ORIENTADORES:

Prof^a. Dr^a. Andrea Ferreira Borges
Dr. Antônio Cláudio

Rio de Janeiro
Agosto de 2011

Sergio Cataldo Maria Junior

AVALIAÇÃO DA ANISOTROPIA DE PERMEABILIDADE ATRAVÉS
DE ENSAIOS DE FLUXO LATERAL

Trabalho de conclusão de curso de Geologia apresentado ao instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de bacharel em Geologia.

Área de concentração: Geologia de Engenharia.

**Orientadores: Prof^a. Dr^a. Andrea Ferreira Borges
Dr. Antônio Claudio**

Aprovada por:

Prof^a.Dr^a. Andrea Ferreira Borges _____

Dr. Antonio Cláudio Soares _____

Agradecimentos

Tenho muito que agradecer...

Primeiramente queria agradecer à minha mãe que sempre esteve do meu lado e me ensinou que pra tudo na vida é preciso ter garra, vontade, mas acima de tudo paciência, ao meu irmão que é o meu melhor amigo e nunca criou problemas quando ele ia dormir e eu ficava com a luz do quarto acesa para estudar, também ao meu pai, pois sem o apoio dele, nada disso teria começado.

Queria agradecer também à minha orientadora Prof.^a Dr^a Andrea Borges que me mostrou o projeto, e me ajudou muito na sua conclusão, apesar das minhas dificuldades de tempo com o trabalho embarcado.

Gostaria também de agradecer ao meu co-orientador Dr. Antônio Cláudio por me ajudar na parte dos ensaios, além claro, de sua equipe técnica do laboratório no CENPES.

Também agradeço aos meus amigos Rodrigo, Daniel e Viviane que sempre me ajudaram muito durante a faculdade e especialmente à minha atual amiga, Renata Brenand Alvarenga das Chagas, pelas datas de provas alteradas, pelas que ela não deixou alterar, enfim, sem ela, esse curso teria sido bem mais extenso.

Resumo

Até os dias atuais, não se conseguiu estabelecer um modelo para prever o comportamento de um reservatório de petróleo. Uma atividade que apesar de lucrativa, é extremamente cara, teria seus custos bem reduzidos se houvesse como prever o fluxo do fluido no interior das rochas reservatório, e assim, ajustar os parâmetros de inclinação de um poço, além de diminuir, talvez, a necessidade de realizar novas perfurações e intervenções depois do poço completado.

O trabalho apresentado visa iniciar o procedimento para se estabelecer tal modelo, feito em parceria com o CENPES, cujo laboratório foi utilizado para os testes de fluxo axial e vertical nas amostras estudadas.

Deve-se ressaltar que existem pouquíssimos trabalhos desse tipo desenvolvidos no mundo todo, gastando-se muito mais em equipamentos e técnicas que melhorem a produção ou que ajudem a recuperar reservatórios que venham a apresentar problemas.

As amostras tesadas eram orientadas, e foram testadas em quatro direções: Zero grau, ou Norte, 45°, 90° e por fim 135°, além de fluxo vertical, à uma vazão e pressão de confinamento constantes afim de simular condições em que tais rochas se encontrariam em reservatórios petrolíferos, e assim medir a sua permeabilidade nessas direções.

Lista de Figuras:

Figura 1 - Corte da amostra para teste. Amostra pronta.	Página 12
Figura 2: Área circular com 4" e o Norte da amostra definido.	Página 13
Figura 3: Amostra após o uso de bomba de vácuo em saturação.	Página 14
Figura 4: Amostra colocada na membrana e pronta para teste.	Página 15
Figura 5: Amostra colocada na câmara de teste.	Página 16
Figura 6: Amostra com a força aplicada para iniciar circulação.	Página 17
Figura 7: Câmara externa fechada pronta para iniciar pressurização.	Página 17
Figura 8: Resposta visual do programa.	Página 25

Lista de Gráficos:

Gráfico 1: Amostra n°1 fluxo zero°	Página 21
Gráfico 2: Amostra n°1 fluxo 45°	Página 22
Gráfico 3: Amostra n°1 fluxo 90°	Página 23
Gráfico 4: Amostra n°1 fluxo 135°	Página 24
Gráfico 5: Tensor de permeabilidade amostra 1	Página 26
Gráfico 6: Amostra 2 fluxo Zero°	Página 27
Gráfico 7: Amostra 2 fluxo 45°	Página 28
Gráfico 8: Amostra 2 fluxo 90°.	Página 29
Gráfico 9: Amostra 2 fluxo 135°	Página 30
Gráfico 10: Tensor de permeabilidade amostra 2.	Página 30
Gráfico 11: Amostra 3 fluxo zero°.	Página 31
Gráfico 12: Amostra 3 fluxo 45°	Página 32
Gráfico 13: Amostra 3 fluxo 90°.	Página 33
Gráfico 14: Amostra 3 fluxo 135°.	Página 34
Gráfico 15: Tensor de permeabilidade amostra 3.	Página 34
Gráfico 16 Tensor de permeabilidade amostra 4.	Página 35
Gráfico 17: Amostra 4 fluxo zero°.	Página 36
Gráfico 18: Amostra 4 fluxo 45°	Página 36
Gráfico 19: Amostra 4 fluxo 90°.	Página 37
Gráfico 20: Amostra 4 fluxo 135°	Página 37
Gráfico 21: Tensor de permeabilidade amostra CP821.	Página 38

Lista de tabelas:

Tabela 1: Resultados de todos os ensaios.

Página 39

Sumário

1. Introdução	Página 1
1.1. Considerações gerais	Página 1
1.2. Objetivos	Página 2
2. Um breve histórico	Página 3
3. Procedimentos	Página 12
4. Resultados	Página 20
5. Conclusões	Página 40
6. Referencia bibliográfica	Página 41

1. Introdução

1.1 Considerações gerais

Nos dias atuais, vemos que cada vez mais, o petróleo tem sua importância aumentada no mercado mundial. Ainda mais com a descoberta de novas fontes de óleo no nosso país.

Um produto de tanto valor e com tanto custo para se produzir, tem de ser tratado com a devida importância. O desenvolvimento de novas técnicas para aumentar a produção de reservatórios é contínuo. Bombas centrífugas para bombeio mecânico ou bombas de pistão, também conhecidas como cavalo de pau em poços já depletados ou a injeção de gás por equipamentos chamados Mandris de *gás lift*, que são instalados em todos os poços submarinos perfurados nos dias atuais onde o gás injetado é incorporado ao óleo, diminuindo a sua densidade, ajudando na produção além de *gravel pack* ou *frac pack*, que são outras técnicas utilizadas para melhorar a produção, isso sem contar com o próprio fluido de perfuração e a habilidade do sondador, que pode comprometer toda a vida de um reservatório no momento da perfuração do poço.

Essas são apenas algumas técnicas relacionadas à perfuração e completação de um poço, e manutenção do reservatório. Porém, um bom estudo do reservatório também é de vital importância para a atividade petrolífera. O presente trabalho realizado no CENPES foi idealizado visando aprimorar técnicas para a determinação das condições de um reservatório e sua vida útil, simulando a diferença de pressão de poros entre o início de sua produção e seu estágio de depleção, o caminho de melhor permeabilidade, para verificar em qual ângulo o

poço deve ser perfurado, tudo para otimizar a produção, sendo menos necessário o uso das técnicas anteriores citadas, já que as mesmas representam mais gastos para a exploração de um reservatório.

1.2 Objetivo

O seguinte trabalho tem como finalidade estudar a anisotropia de permeabilidade em amostras orientadas com medidas de fluxo nos sentidos radiais a 0° , 45° , 90° , e por fim, 135° e ainda no sentido vertical. Foram verificadas amostras com anisotropia considerável e outras nem tanto. Foi verificado que realmente existe um sentido preferencial de fluxo e já que as amostras são orientadas é possível se estabelecer essa direção preferencial no interior do reservatório. Mais informações ainda poderiam ser retiradas dessas amostras, necessitando de mais ensaios, utilizando pressões de confinamento diferentes, ou melhor, variando a pressão confinante para observar o comportamento da permeabilidade em relação à essas novas pressões.

Não foi possível avançar ao patamar que queríamos com esses experimentos, porém os resultados foram bastante satisfatórios e conclusivos para o estudo de maneira geral.

2. Um breve histórico

Alguns estudos sobre o comportamento da permeabilidade e da porosidade em formações petrolíferas já foram realizados, alguns destes mostram resultados já esperados e outros não, mas basicamente em todos os que aqui serão citados, pode-se observar, variação da permeabilidade com a mudança na direção do fluxo, diminuição da permeabilidade de acordo com a simulação de diminuição da pressão de poros e pouca variação de permeabilidade quando se trata de fluxo vertical.

Khan e Teufel (2000) definiram primeiramente o conceito de caminho de tensões, que é a razão entre a variação de tensão efetiva horizontal e a variação de tensão efetiva vertical que ocorre devido à diminuição que da pressão de poros que um reservatório sofre durante a sua depleção, ou seja, é a taxa de variação em que a tensão horizontal passa em relação à tensão vertical.

Mais detalhadamente os autores afirmam que o caminho de tensões é dependente de uma série de fatores, como o tamanho do reservatório, sua geometria e também as propriedades plásticas e elásticas da rocha em questão, além das mesmas propriedades das rochas que envolvem suas fronteiras, ou melhor, as rochas a sua volta.

A permeabilidade da matriz e a compressibilidade, do volume dos poros de um reservatório, são aspectos muito importantes na hora de se realizar uma avaliação sobre o mesmo, pois essas características influenciam diretamente no seu volume e assim na sua estimativa de produção.

Os autores verificaram também que em geral o caminho de tensões, se

torna menos expressivo com relação à permeabilidade conforme aumenta o comprimento de um reservatório, ou conforme diminui a sua espessura. Ainda citado de acordo com os autores, arenitos lenticulares revelam maior sensibilidade ao caminho de tensões, do que arenitos de camadas finas que se estendem ao longo de bacias.

Em práticas de laboratório semelhantes as realizadas no presente estudo, verificou-se que os máximos valores de permeabilidade são encontrados em direções paralelas as de tensão principal máxima e que a magnitude da permeabilidade pode até sofrer um incremento quando o valor do caminho de tensões é pouco expressivo. Os autores verificaram também que a permeabilidade e a elasticidade dos poros variam significativamente de acordo com a variação do caminho de tensões sofrido pelo reservatório.

Para suas práticas, Khan e Teufel (2000) usaram amostras de um arenito lenticular de baixa permeabilidade da Formação Vicksburg no campo de Mc Allen Ranch, sendo este uma das primeiras práticas do gênero a ser realizada. Nestes experimentos verificou-se, que para aquelas amostras utilizadas, a tensão mínima efetiva, ou horizontal, e a pressão de poros possuíam uma relação bem próxima. Isso foi notado, devido a uma diminuição gradual na tensão mínima efetiva, à medida que a pressão de poros do reservatório ia diminuindo ao passo que o mesmo sofria depleção. Porém, não apenas a tensão mínima efetiva foi afetada, sendo que a tensão máxima efetiva, ou tensão vertical também sofrera alteração.

Os resultados dos foram que para o carregamento hidrostático, com pressão confinante de 5,0 MPa a permeabilidade foi medida em 0,1 mD e a porosidade ficou em 12%. Continuando a aumentar a pressão de confinamento,

verificou-se que a permeabilidade decresce de magnitude em proporção ao aumento do confinamento, e conseqüente redução na pressão de poros. Mesmo que a pressão de poros fosse mantida no experimento, ainda sim seriam observadas diferenças no comportamento da permeabilidade, já que o que importaria seria o diferencial de pressão entre a pressão confinante e a pressão de poros e não apenas a pressão “interna” da rocha. Chegando a 40,0 MPa de pressão confinante, observou-se uma queda de 40% na medição da permeabilidade, em relação ao valor inicial. Então, ocorre diminuição da permeabilidade em função do aumento da tensão efetiva, porém, o fato interessante é que a redução de permeabilidade fora menos significativa quando o fluxo era medido no sentido vertical, ou no caso de o valor do caminho de tensões ser diferente de 1. Essa diferença na queda do valor de permeabilidade se observou para experimentos com caminhos de tensões iguais a 1 e 0,75.

Em seus experimentos os autores utilizaram a letra “R” para se referir ao caminho de tensões.

Conforme os valores de “R” foram diminuindo, 0,50; 0,25 chegando a 0,1; a permeabilidade no sentido de menor tensão decaiu vertiginosamente, de modo muito mais intenso que o esperado, e para o valor de $R=0$ a magnitude de permeabilidade medida é superior a medida no início do experimento. Isso deve ocorrer, segundo os autores, devido a alta tensão anisotrópica imposta à amostra, que pode ter vindo a criar microfaturas na mesma, facilitando o fluxo do nitrogênio.

Um outro trabalho na mesma linha de pesquisa, de Ruistuein et al (1999), realizado em um outro tipo de amostra, que também visava projetar as variações sofridas em um reservatório petrolífero ao longo de sua vida útil, ou depleção, utilizou dessa vez um arenito fracamente cimentado, melhor

permeabilidade inicial que o experimento anterior. Nesse trabalho Compressibilidade foi definido como sendo a resposta total da rocha reservatório à produção induzida e assim causando mudanças na sua pressão de poros.

Esse trabalho introduz novos fatores, os quais, também influem na permeabilidade, que são, a granulometria, tanto com relação ao tamanho dos grãos, quanto à sua disposição e arredondamento, a seleção e a taxa de compressibilidade a que a amostra está suscetível. Esses outros fatores foram levantados, devido a um outro experimento realizado por Holt (1990), que utilizou um arenito jurássico bem competente e variando os valores de caminho de tensões, não encontrou diferenças na permeabilidade, a não ser, com valores de caminho de tensões próximos de zero, onde houve um aumento de 60 a 90% na permeabilidade, o que pode ser facilmente explicado pela imposição de uma anisotropia que pode ter criado microfraturas na amostra. Essa não variação da permeabilidade já era uma resposta inesperada de uma amostra ao experimento, pois se acreditava que com a variação do caminho de tensões, de 1 a 0, a tendência da permeabilidade seria de queda, pelo menos no sentido de menor tensão efetiva, e esse fenômeno não fora observado. Um outro fator interessante foi que durante esse trabalho, foram estudados vários reservatórios suas condições iniciais e as condições de poços depletados, no que diz respeito à pressão de poros dos mesmos. O range equivalente em um caminho de tensões para esses reservatórios estudados ficou entre 0,76 e 0,16, mostrando não haver as condições extremas, de caminho de tensões com valor nulo, ou unitário.

Rhett & Teufel (1999) estudaram também os efeitos do caminho de tensões na permeabilidade de um reservatório, usando amostras de um arenito razoavelmente competente de um campo do Mar do Norte, fracamente cimentado,

com porosidade variando entre 13% a 20% e permeabilidade inicial entre 2 a 5 mD. Mesmo com os valores de caminhos de tensão descritos acima, foram usados cinco valores para simular o que poderia ter ocorrido nesse reservatório, porém esses variaram apenas de 0,5; a 1(K hidrostático). Nesse experimento os autores utilizam a letra “K” para representar o caminho de tensões.

O resultado foi que utilizando valores de tensão de maneira que K tivesse valor unitário, a permeabilidade apresentava queda ao passo que se aumentava a carga, como no experimento anterior. Já para valores mais próximos de 0,5 o que acontecia era que os valores da permeabilidade no sentido de maior tensão efetiva aumentavam de acordo com a diminuição da pressão de poros.

De maneira mais completa as diferenças de comportamento em escala macroscópica são consistentes com as medições de permeabilidade do experimento. Ficou claro que para esse arenito não houve dependência significativa da permeabilidade em relação ao caminho de tensões. Foram feitas muitas medidas no sentido vertical, ou de maior tensão efetiva e a permeabilidade foi normalizada de acordo com o valor obtido na medição inicial com tensão confinante de 1,7 MPa, obtendo valor próximo de 500 mD. Para uma redução de 30 para 26 MPa a redução da permeabilidade foi de 15%. Uma redução dessa ordem seria esperada para uma rocha de alta porosidade. Diferentemente do experimento descrito anteriormente, quando a amostra é levada ao seu limite de tensão, próximo ao ponto de ruptura, a permeabilidade ao invés de aumentar diminui drasticamente, o que pode ser explicado por um fato muito simples, a reorganização dos grãos menores fechando alguns poros. Continuando a aumentar a tensão, ocorria o mesmo fenômeno do experimento anterior, que era um aumento sensível da permeabilidade justificado pela provável

formação de microfraturas.

Um experimento realizado por T.H. Hassen et al. (2001) também afirma que a depleção de um reservatório gera um caminho de tensões, devido a diminuição da pressão de poros que engatilha uma deformação em escala microscópica obedecendo padrões elásticos podendo vir a gerar microfraturas. Geralmente os resultados apresentados por rochas que passam por um processo desse tipo são, obviamente, redução do volume, diminuição da porosidade e aumento da velocidade acústica. Fica complicado afirmar alguma coisa sobre a permeabilidade, porém, sua tendência natural seria a queda.

Vários problemas envolvendo esses eventos vêm sendo reportados ao longo dos anos pelo autor, como redução da permeabilidade, tornando poços improdutivos, subsidência de terrenos, no caso de poços em terra, colapso de revestimentos, etc...

Para os estudos do autor anteriormente citado foram utilizadas amostras do Arenito Snok, rico em quartzo com espessura variando de 180 a 250 m, com porosidade variando de 14 a 22%. A permeabilidade inicial foi medida com uma pressão confinante (caminho de tensões de valor unitário) de 2 MPa e variou entre as amostras de 1 a 360 mD, sendo assim esses dados divididos em três grupos. O primeiro com permeabilidade variando de 1 a 10 mD, o segundo variando de 10 a 100 mD e o terceiro variando de 100 a 1000 mD, no caso, 100 a 360 apenas.

Para valores de stress envolvendo apenas pressão confinante, Caminho de tensões de valor unitário, os *trends* das amostras estudadas não mostram dependência da permeabilidade em relação ao caminho de stress. O porquê disso não ficou claro, ao passo que o fenômeno de formação de microfraturas não é tão comum

em carregamento hidrostático, já que não se passaria do domínio elástico para o de fraturamento, nesse caso. Essa dúvida pode ter sido causada por uma baixa qualidade dos dados coletados durante o experimento.

Já no caso de outros valores de caminho de tensões, o decréscimo de permeabilidade foi observado. Utilizando valores de caminho de tensões variando de 0,2 a 0,5, a diminuição da permeabilidade variou entre 15 a 25% mesmo trabalhando ainda no domínio elástico. O relevante desse trabalho foi que enquanto se trabalha no domínio elástico, a tendência natural da permeabilidade é a diminuição, tendo um aumento da mesma apenas quando se passa ao domínio de fraturamento, onde as microfraturas podem abrir caminho para o fluxo de fluidos.

Al-Harthy et al. (1998) deixam claro que condições de caminho de tensões hidrostático e triaxiais são realmente encontradas em reservatórios, porém no caso o stress hidrostático é quase ausente ocorrendo em condições muito especiais.

Foram utilizadas amostras de vários reservatórios para esse experimento, como Croslands Hill, Springwell e Stainton.

A permeabilidade foi normalizada através de fluxo sem intervenção externa, onde a pressão de poros seria máxima.

Levando amostras desse arenito para um laboratório e realizando uma série de simulações de caminhos de tensões de acordo com a depleção do reservatório os autores observaram mais claramente as mudanças que esse fenômeno causa na permeabilidade de um campo petrolífero. Os experimentos foram realizados de acordo com cinco situações distintas, com os valores de caminho de tensões variando de 1 (carregamento hidrostático) a 0,75; 0,5; 0,25 e por fim 0 (zero, que significa que não haveria variação nas condições de pressão confinante, nem nas condições de

tensão efetiva horizontal. As amostras eram cilíndricas com medidas de 5,0 cm de comprimento e 2,5 cm de diâmetro e utilizando um valor aproximado do real encontrado de tensão efetiva vertical de até 60,0 MPa e pressão de poros de até 50,0 MPa e o fluido que circulou pelos poros da amostra foi o nitrogênio. A permeabilidade foi medida no eixo de maior tensão, nos casos diferentes de caminho de tensões de valor unitário, ou seja, ensaios triaxiais. Já nos ensaios de extensão a permeabilidade foi medida no sentido perpendicular ao do eixo de maior tensão.

Os testes mostraram que ocorre a diminuição da permeabilidade normalizada com a queda da pressão de poros, ou incremento de tensões efetivas. Variando a pressão de poros de 13,78 MPa para apenas 0,69 MPa, um aumento considerável na tensão efetiva vertical, a magnitude da permeabilidade cai cerca de 60% para os arenitos Croslands Hill, Springwell e Stainton. Ocorre também, o que não era esperado, uma maior diminuição da permeabilidade quando as amostras são testadas com caminhos de tensões hidrostático, do que quando testadas em ensaios triaxiais e triaxiais verdadeiros. Realmente fica claro que a permeabilidade é dependente do caminho de tensões, porém, no experimento citado anteriormente, o comportamento da permeabilidade foi justamente o contrário. Pode-se concluir que a pressão de poros é dependente não só das tensões efetivas individualmente, mas também do caminho de tensões. Há redução da permeabilidade ao passo que a pressão de poros cai e ocorre o aumento da tensão efetiva. Isso vale apenas para uma faixa de aumento de tensão efetiva, levando em consideração os experimentos anteriormente citados. A queda de permeabilidade é mais pronunciada em amostras que possuíam alta permeabilidade inicial, em comparado as que não apresentavam tal característica. Os resultados de redução de permeabilidade para testes de

carregamento triaxial e triaxial verdadeiro são bem próximos, e menos relevantes do que para carregamento hidrostático, o que não era esperado.

As diferenças entre os resultados de todos os estudos citados anteriormente, mostram que ainda é preciso conhecer muito a respeito desse assunto, e que devido ao grande número de reservatórios, com características diferentes, fica difícil encontrar ou estabelecer um modelo que se encaixe razoavelmente na maioria dos casos.

3. Procedimentos

Para realizar os ensaios de fluxo foram confeccionadas amostras cilíndricas com porosidade e permeabilidade desconhecidas, com medidas de 4 polegadas de diâmetro da região circular, 10,16 centímetros e 20 centímetros de altura, medidas estas compatíveis com as da membrana de teste.



Figura 1: Corte da amostra para teste. Amostra pronta.

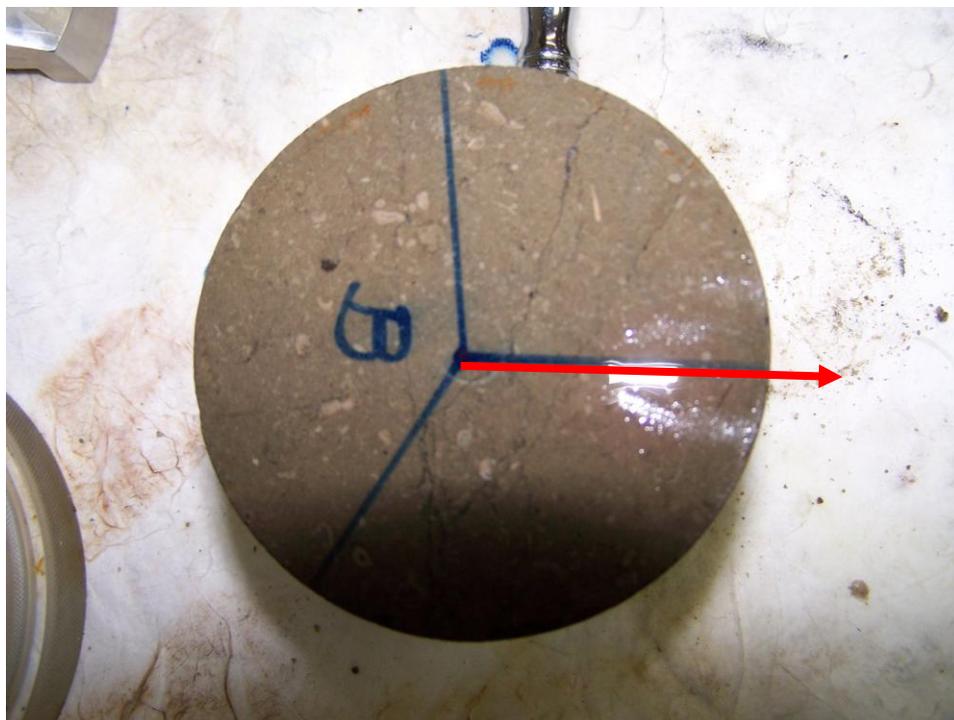


Figura 2: Área circular com 4" e o Norte da amostra definido.

Para um resultado mais confiável nos ensaios é necessário que as amostras estejam saturadas no óleo que será usado para realizar o fluxo. Caso exista ar nos poros, a pressão verificada pode ser a pressão de compactação do ar e não a pressão de perda de carga pela qual o fluxo é responsável. Para minimizar esse efeito, então, a amostra foi saturada deixando-a mergulhada no óleo (óleo hidráulico 0,019 mash) e utilizamos uma bomba de vácuo para forçar a retirada do ar e assim a entrada do óleo na amostra. Após o uso da bomba de vácuo, a amostra pode ficar mergulhada no óleo por até uma semana para garantir boa saturação.

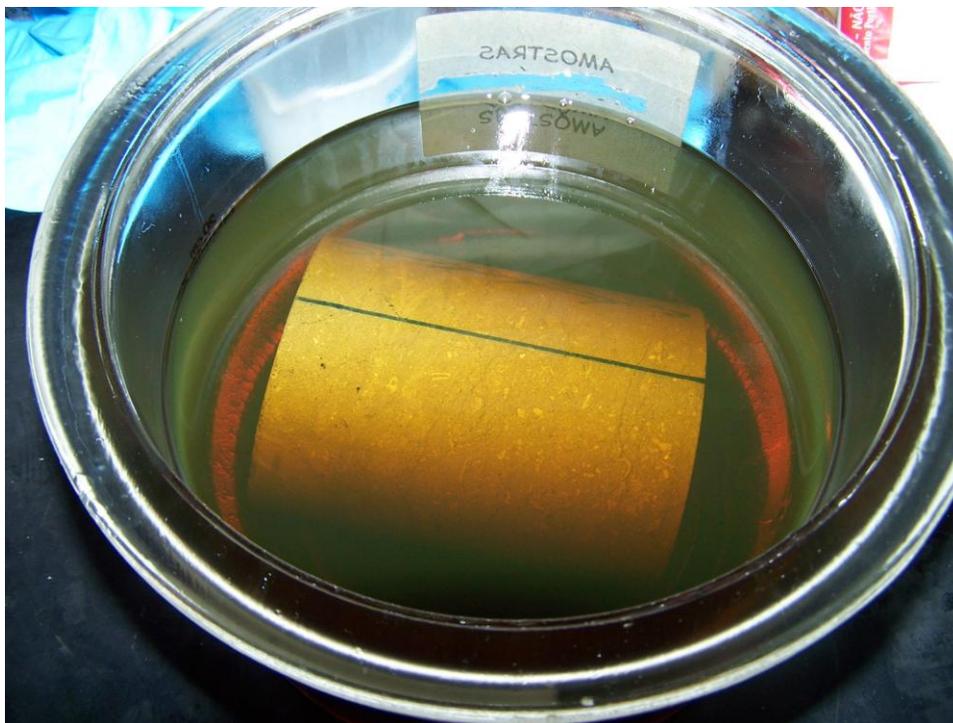


Figura 3: Amostra após o uso de bomba de vácuo em saturação.

Após o tempo de saturação da amostra, a mesma foi colocada na membrana de teste e foi feito o ajuste do norte da amostra com as linhas de fluxo de entrada e saída considerando que as amostras foram orientadas na hora da obtenção de seus testemunhos. As regiões de topo e base da amostra são vedadas com caps e fita isolante de alta fusão para evitar vazamentos nestas regiões.

As linhas de fluxo são linhas de aço inoxidável de 2 milímetros de diâmetro interno que dão acesso dos caps às entradas de fluxo existentes na membrana de teste. O óleo é bombeado pelo cap na base da amostra, saindo pela sua lateral inferior, entrando na amostra na sua região central, seguindo o fluxo na direção estipulada, saindo na linha presa no lado oposto da amostra, entrando no cap

superior e saindo na linha externa, onde fica uma proveta para observar a quantidade retornada, ao passo que se impõe uma vazão constante, e verificar também em que condições ocorre o retorno desse óleo. É preciso verificar o mesmo, quanto a presença de finos, pois essa presença ou não pode vir a esclarecer algumas dúvidas com relação ao comportamento da pressão durante o teste. Por exemplo: caso a pressão de bombeio caia ou não suba muito, e o óleo retorne escuro e com presença de finos, provavelmente foram formadas microfaturas na amostra, facilitando o caminho do fluxo.



Figura 4: Amostra colocada na membrana e pronta para teste.

A amostra é colocada no equipamento triaxial, posicionada corretamente, e comprimida na direção axial com força compatível com a amostra, no caso eram usados 0,002 KN. Inicia-se a pressurização da amostra antes de fechar a câmara externa para verificar a existência de algum vazamento ou irregularidade

na membrana ou nas linhas de fluxo. Assim que ocorre retorno, o bombeio é parado, certificando que a amostra está plenamente saturada, e inicia-se o fechamento da câmara externa observando durante a sua descida se a mesma vai encostar, amassar, de alguma maneira vir a danificar alguma linha de fluxo. Com a câmara fechada e parafusada (8 parafusos sextavados), inicia-se a pressurização da mesma, no caso dos ensaios foram usados 6,9 MPa, e o fluxo $2\text{cm}^3/\text{min}$, observando o aumento da pressão, de acordo com o aumento da pressão na câmara interna. Quando a pressão na câmara interna chegar a 6,9 MPa, a tendência da pressão de fluxo também é de estabilizar, porém nem sempre essa situação foi verificada.

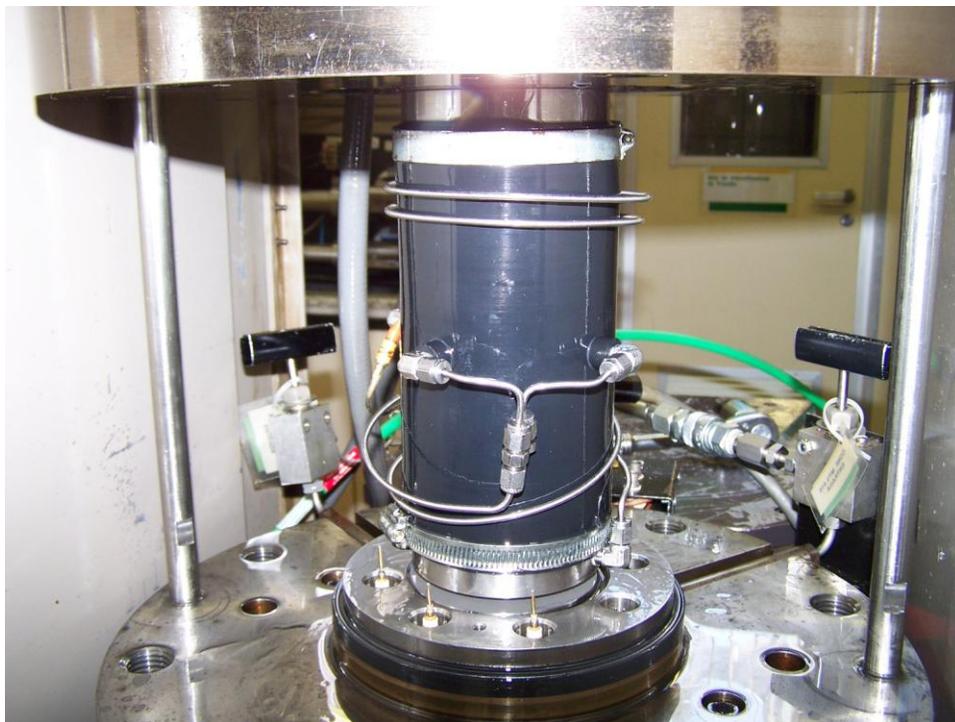


Figura 5: Amostra colocada na câmara de teste.

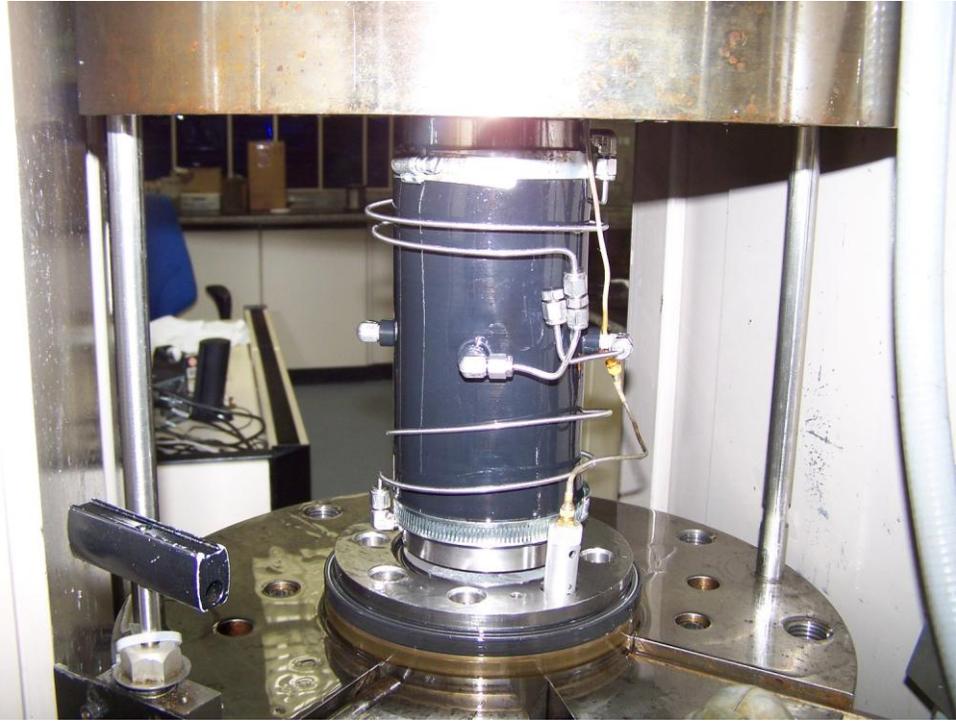


Figura 6: Amostra com a força aplicada para iniciar circulação.

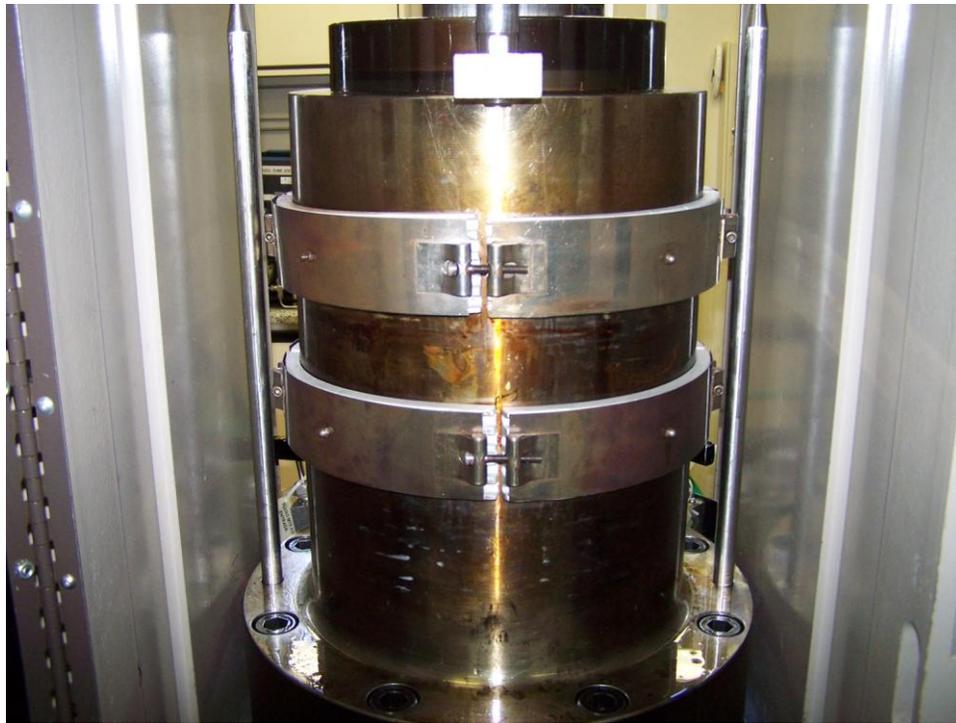


Figura 7: Câmara externa fechada pronta para iniciar pressurização.

Depois de observado o comportamento por um sentido de fluxo, retira-se a amostra da unidade, e foi realizado o redirecionamento das linhas para realizar o teste em outro sentido. A princípio, a membrana de teste permite apenas o ensaio de uma direção por vez e possui dois orifícios de entrada e saída, um a 180° do outro . No caso a amostra é testada em quatro direções, 0°, 45°, 90° e 135°, se fazendo assim necessário a retirada da amostra da membrana e posterior giro de 45° para testar as outras direções.

Depois da amostra girada na membrana, ou das linhas modificadas, dependendo da direção em que se queira fazer o fluxo, repetem-se os procedimentos de vedação, colocação da amostra na unidade de teste, posicionamento e encaixe da mesma, circulação, aguardando o retorno do óleo, fechamento da câmara externa e pressurização até 1000 psi, início do fluxo coincidindo com o início da pressurização e observação das pressões durante o fluxo.

Uma observação importante é de que se devem observar atentamente os valores de pressão de fluxo para que nenhum dos transdutores de pressão sejam danificados, pois os mesmos trabalham em diferentes faixas de medidas, e no caso não devem ultrapassar os limites de cada faixa.

Os procedimentos citados acima foram aplicados para o caso de medição de fluxo no sentido radial da amostra, em quatro direções, porém ainda faltava medir o fluxo na direção vertical. Nesse caso o procedimento adotado para o ensaio foi um pouco diferente.

Como nesse ensaio não se verifica fluxo radial, não se necessita da membrana com entradas laterais, nem de realizar a vedação nas partes superior e inferior da amostra, já que é nesse sentido que se deseja realizar o fluxo. Utiliza-se nesse caso uma membrana plástica termorretrátil cilíndrica própria para o tamanho da amostra à ser testada, que ao ser aquecida, adere às paredes radiais da amostra, impedindo qualquer tipo de fluxo nesse sentido. Já nas partes superior e inferior, usa-se apenas um cap em cada uma delas, que permite o fluxo no sentido ascendente, no caso, caps furados. No restante do ensaio, os procedimentos são praticamente os mesmos. Coloca-se a amostra na unidade de teste, inicia-se o fluxo axial, ascendente na amostra e observa-se a membrana em busca de alguma irregularidade ou vazamento observando o retorno na proveta. Posteriormente realiza-se o fechamento da câmara externa, inicia-se a pressurização à até 1000 psi e ao mesmo tempo o fluxo, tomando todo o cuidado com os sensores de pressão e observando o aumento da pressão de fluxo.

4. Resultado dos ensaios

A primeira amostra ensaiada, logo na primeira direção testada, apresentou uma curiosidade. A pressão não se manteve, estabilizando bem abaixo do previsto. Foram verificados os parâmetros do ensaio e não foram encontradas irregularidades. Logo se deve atribuir esse incidente ao fato de um remanejamento da estrutura interna da amostra, devido à pressão de fluxo. Esse remodelamento é na verdade uma remoção de grãos menores do interior da amostra, que além do fato da queda de pressão, também pôde se verificar pelo retorno de finos no recipiente que utilizamos para recuperar o óleo coletado do fluxo. Esse recipiente também ajudou a verificar se a vazão de teste estava realmente sendo obedecida. Se fosse empregada uma vazão menor, talvez tal fato não ocorresse.

Pelo gráfico abaixo, pode-se notar uma fraca tendência na estabilização da pressão de fluxo com aproximadamente 18 minutos de teste. Mas uma real estabilização não ocorreu. Mesmo assim obteve-se uma média dos valores de pressão a partir dessa parte do ensaio, até o seu término. Esse valor foi de 0,58 MPa.

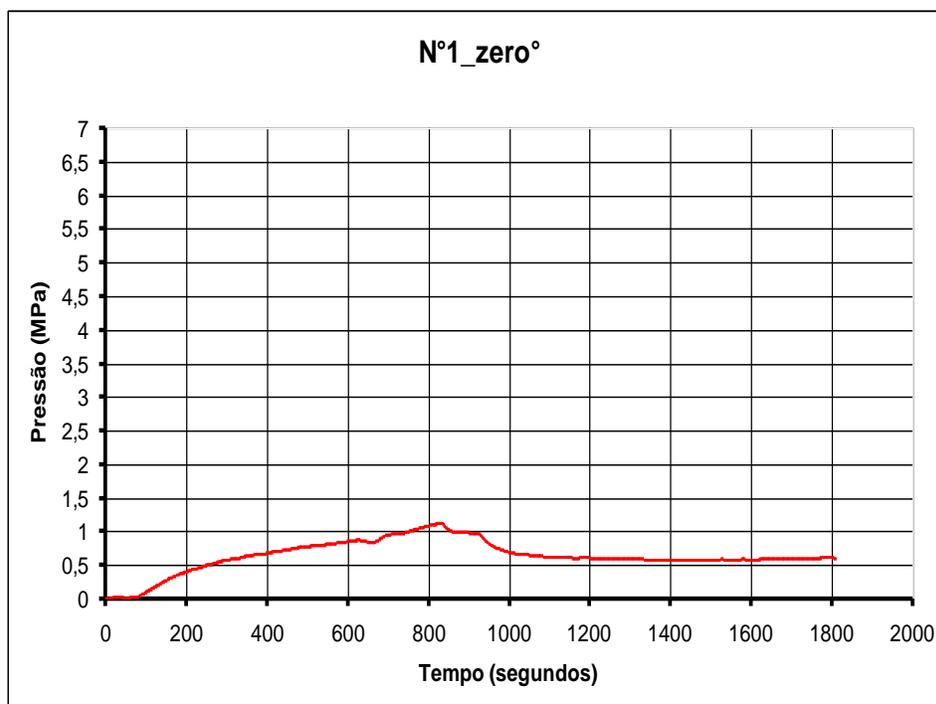


Gráfico 1: Amostra n°1 fluxo zero°

Terminada essa parte do ensaio, passamos a outra direção, 45°. Vale ressaltar que na membrana de testes as direções de fluxo são de 90° de diferença, logo, no procedimento utilizado no dia do ensaio a segunda direção a ser verificada seria 90°, e depois 45° e 135°. Essa ordem foi modificada no texto apenas por motivo de maior clareza.

Nessa direção ocorreu algo mais próximo do que se esperava, que seria a estabilização da pressão. Porém, devido ao transporte de finos ocorrido na direção de zero°, o que afetou toda a estrutura da amostra internamente, isso também não se observou, ocorrendo pequenas quedas e aumentos de pressão no decorrer do teste, em aproximadamente 13 minutos do mesmo. Ainda assim obteve-se uma média dos valores de pressão a partir desse ponto. Esse valor foi de 0,43 MPa.

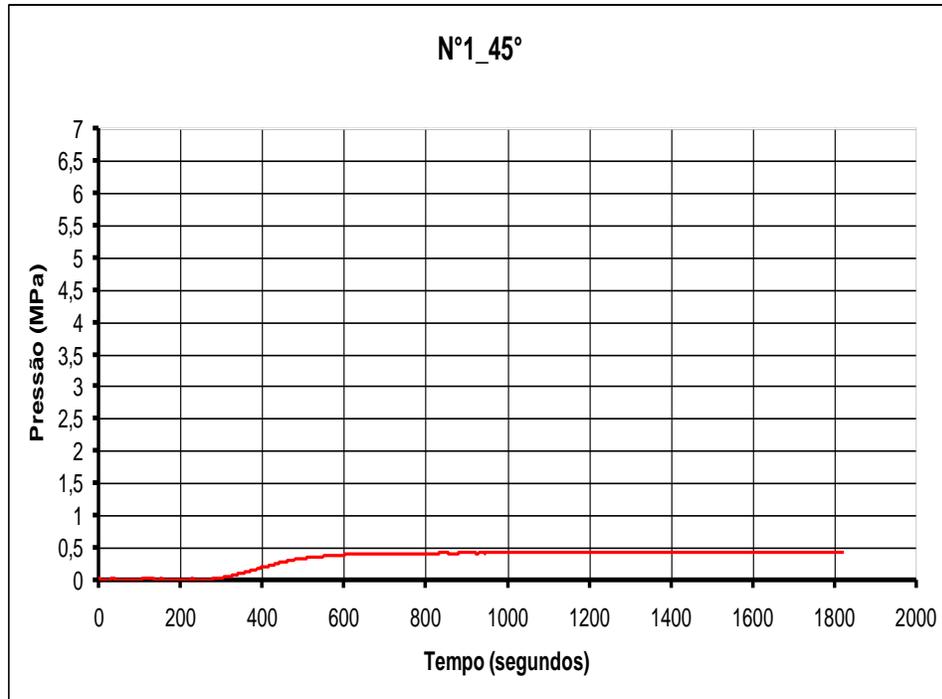


Gráfico 2: Amostra n°1 fluxo 45°

Passando para a próxima direção, 90° ocorreu que a esperada estabilização da pressão ocorreu de maneira bem suave, porém bem mais nítida que nas duas direções anteriormente descritas, e também com um valor de pressão bem mais elevado, próximo aos 3 MPa. A estabilização da pressão ocorreu também próximo aos 13 minutos de teste e o valor médio de pressão a partir desse ponto foi de 3,34 MPa. Nesse sentido, utilizando a mesma vazão, o mesmo óleo, e a mesma pressão confinante, logo, conclui-se que o fluido teve mais dificuldade para atravessar a amostra que nas direções anteriores.

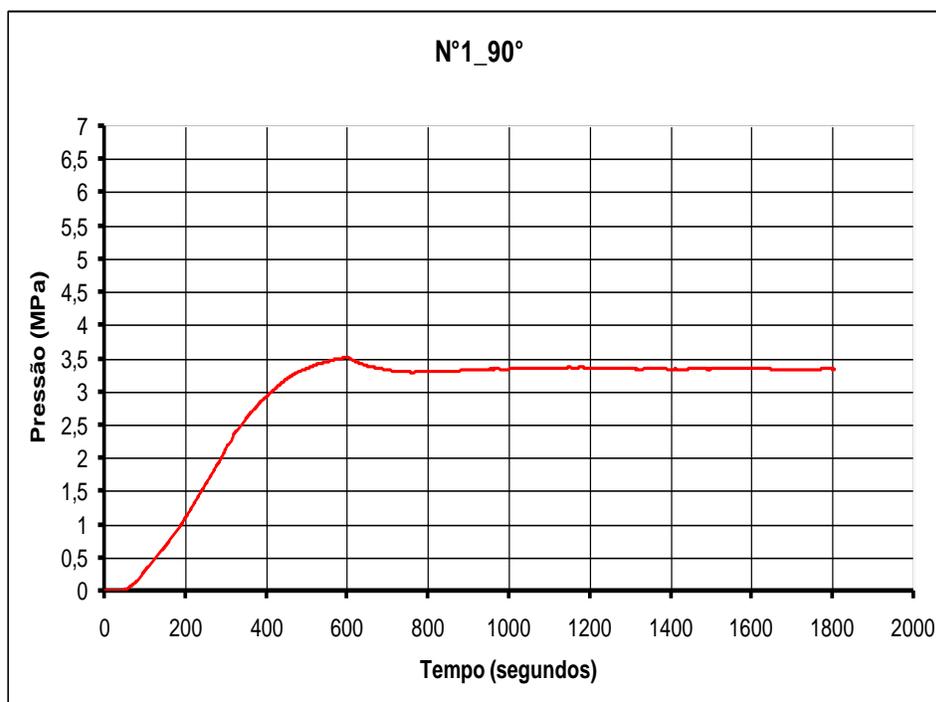


Gráfico 3: Amostra n°1 fluxo 90°

Para finalizar a primeira amostra falta apenas o fluxo em 135°. O comportamento da pressão nessa direção foi semelhante à tendência observada na direção de 45°, leves quedas e aumentos de pressão, porém já a partir de 10 minutos de teste com o valor também baixo, como em na direção anteriormente citada. O valor médio de pressão encontrado foi de 0,38 MPa. Uma observação importante é que em todos esses fluxos realizados na amostra n°1, ocorreu retorno de óleo sujo, apresentando finos certamente do interior da amostra. Com o passar do tempo, e a mudança das direções, a proporção de finos diminuía, mas não cessava.

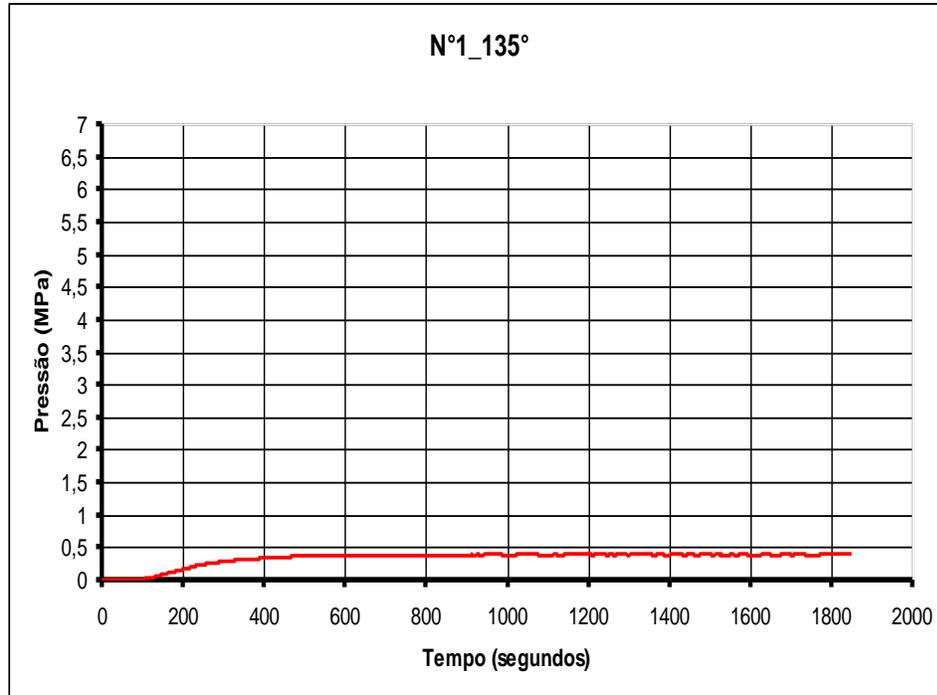


Gráfico 4: Amostra n°1 fluxo 135°

Para o ensaio de fluxo vertical, usou-se a membrana termorretrátil, porém, sem êxito.

Quando se iniciava o fluxo, havia um aumento de pressão quase que exponencial, indicando muita dificuldade de o óleo passar pela amostra, além de não haver retorno no recipiente próprio para esse fim. Após trocar os *caps*, tanto de injeção, quanto o de saída da amostra, verificadas as linhas hidráulicas, tanto de injeção quanto de saída, trocada a membrana, e por fim, trocada a amostra, não foi possível medir a permeabilidade vertical, nem nesta, nem nas outras amostras, pois foram tentadas em todas elas.

Utilizando dados já conhecidos de outras amostras semelhantes às ensaiadas neste trabalho foi possível estabelecer uma proporcionalidade entre as

permeabilidades axial máxima e a permeabilidade vertical, que seria de 1/5 a 1/10 da anterior.

Com essa informação e as médias de pressões radiais obtidas nos ensaios, foi possível através de um programa desenvolvido pela Prof^a. Dr^a. Andrea Ferreira Borges (Borges, 2011), construir o tensor de permeabilidade das amostras ensaiadas, além disso, pode-se extrair a permeabilidade radial máxima e mínima, e o ângulo entre a direção horizontal de permeabilidade máxima e a primeira direção medida, no caso sempre foi zero°, ou Norte através de uma elipse, que seria o ângulo de melhor fluxo.

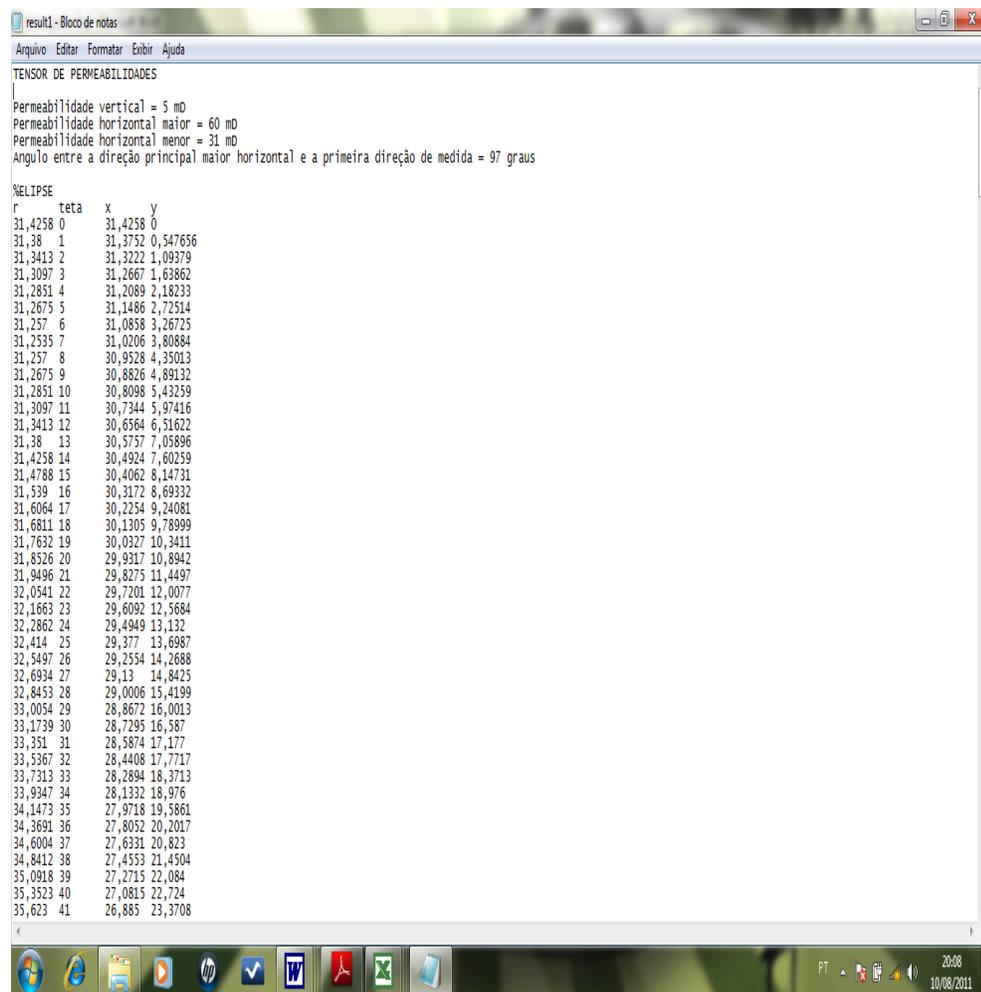


Figura 8: Resposta visual do programa.

O resultado foi razoável, pois a permeabilidade radial se mostrou 12 vezes maior que a vertical para essa amostra, sendo 5 mD a permeabilidade vertical, 60 mD a permeabilidade horizontal maior, 31 mD a permeabilidade horizontal menor e o ângulo de melhor fluxo foi de 97° , o que se pode observar claramente pela elipse abaixo.

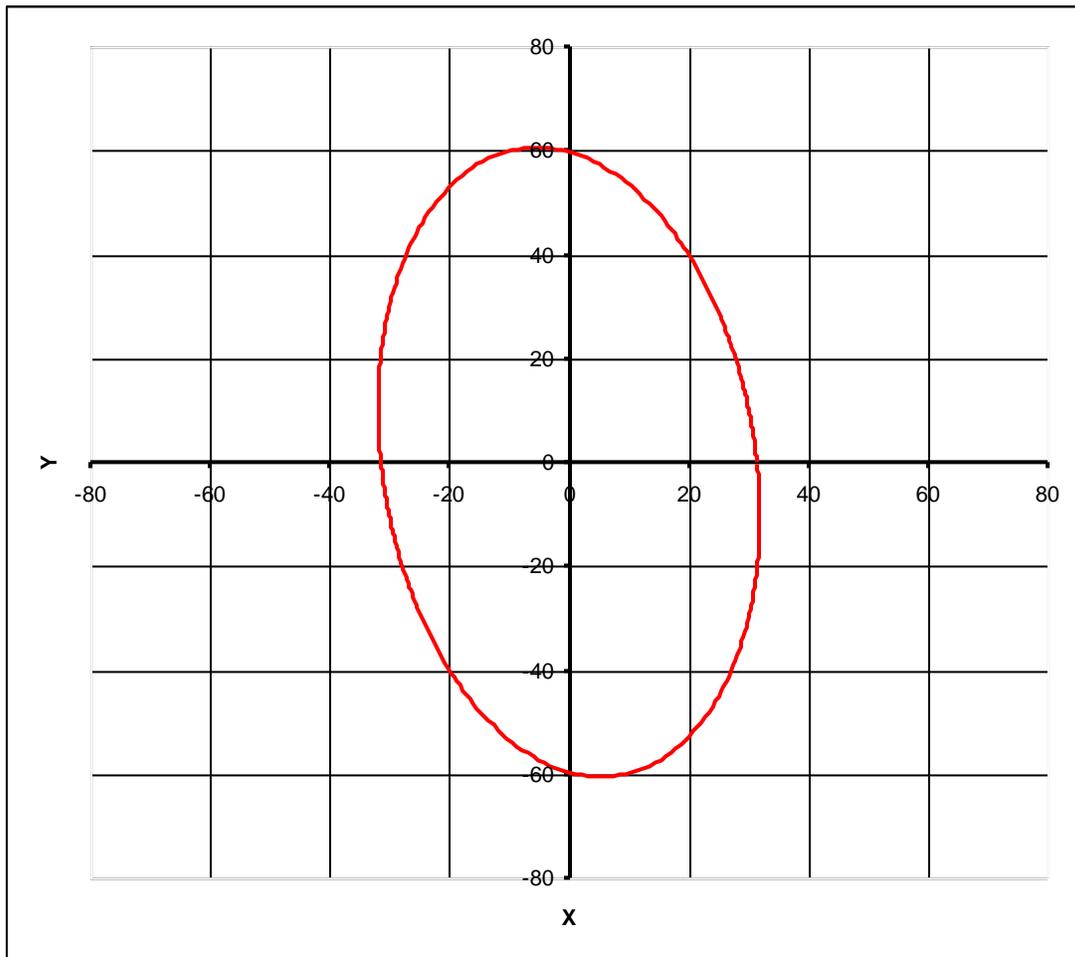


Gráfico 5: Tensor de permeabilidade amostra 1 (em mD).

Os mesmos procedimentos foram realizados para as demais amostras, obtendo os seguintes resultados:

Pode-se observar, já na amostra 2, que ocorre uma razoável estabilização de pressão aos 18 minutos do ensaio, mesmo assim, com uma fraca tendência de queda. Utilizando essa faixa da curva obteve-se o seguinte valor para a média de pressão nesse sentido 1,16 MPa.

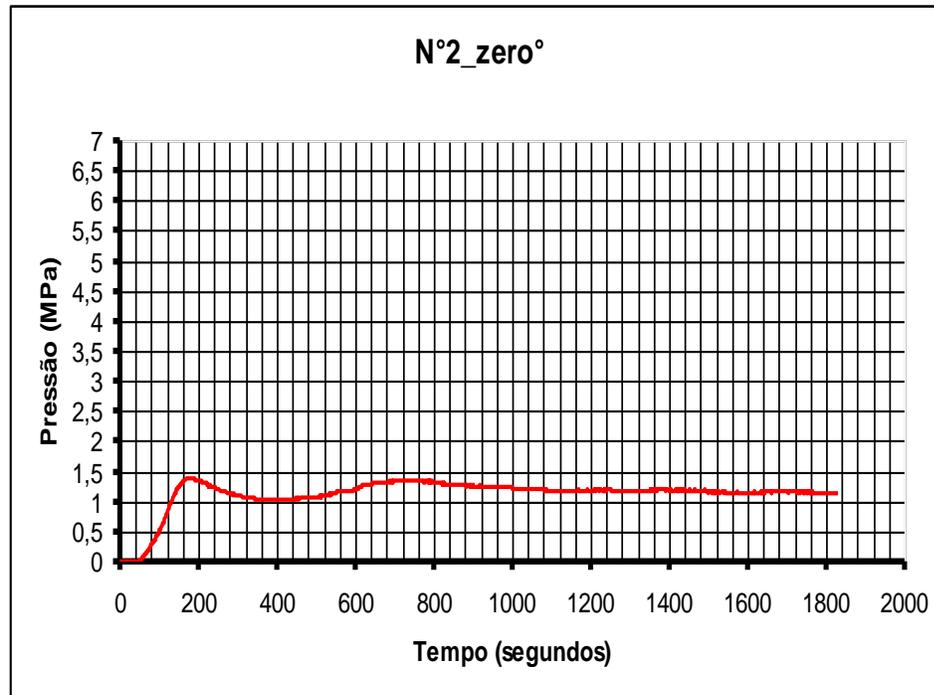


Gráfico 6: Amostra 2 fluxo Zero°

Já no sentido de 45° nota-se que começa a ocorrer estabilização da curva antes de 8 minutos de ensaio, porém com valores bem mais baixos que para zero° mostrando maior facilidade de fluxo nessa direção. O valor médio de pressão de fluxo nessa direção foi de 0,67 MPa. Nessa amostra não houve em nenhuma direção ocorrência de finos no óleo que retornava ao recipiente, sendo a integridade dessa amostra bem mais confiável.

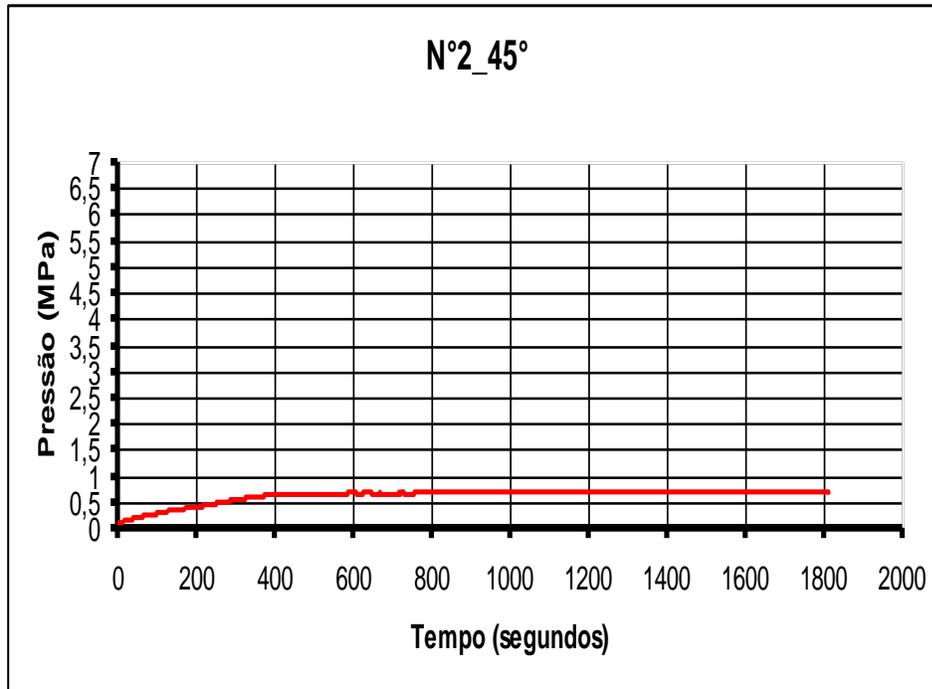


Gráfico 7: Amostra 2 fluxo 45°

No caso da direção de 90° ocorre também a estabilização da pressão, porém em valores mais baixos do que para a direção de zero° e também na faixa de 18 minutos do ensaio. Nota-se que a pressão tem um pico, e depois se estabiliza, mostrando que também houve uma acomodação nessa amostra, porém, o óleo estava limpo no recipiente de retorno indicando que não houve carregamento de finos, como já havia sido citado. O valor médio da pressão encontrado para esse sentido foi de 0,71 MPa.

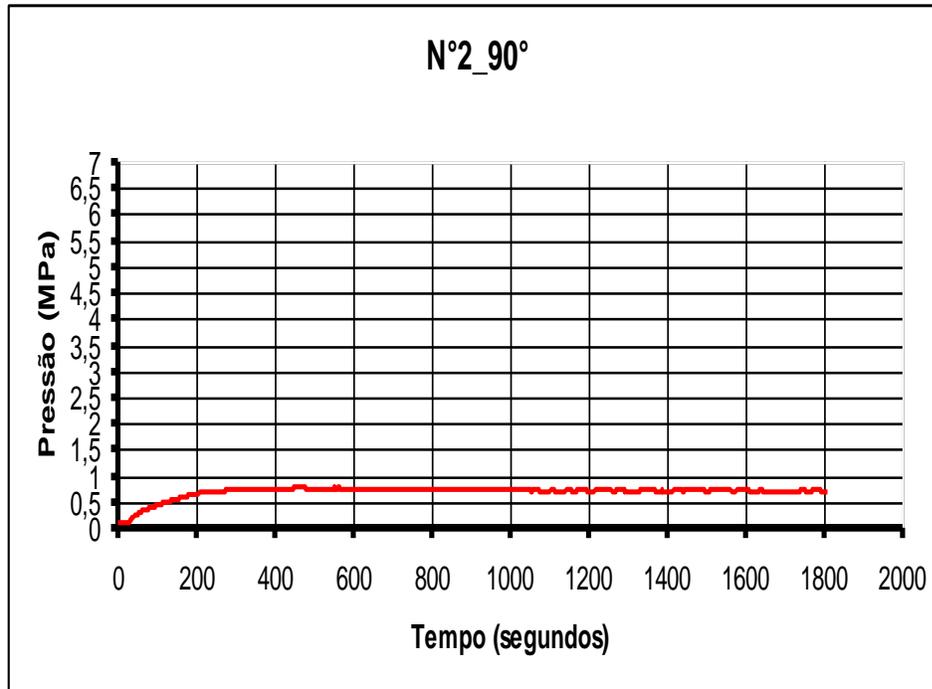


Gráfico 8: Amostra 2 fluxo 90°.

Já para o fluxo em 135° a pressão aparenta se estabilizar, aumenta novamente e se estabiliza num patamar mais alto. O valor médio da pressão encontrado para esse sentido de fluxo foi de 0,89 MPa.

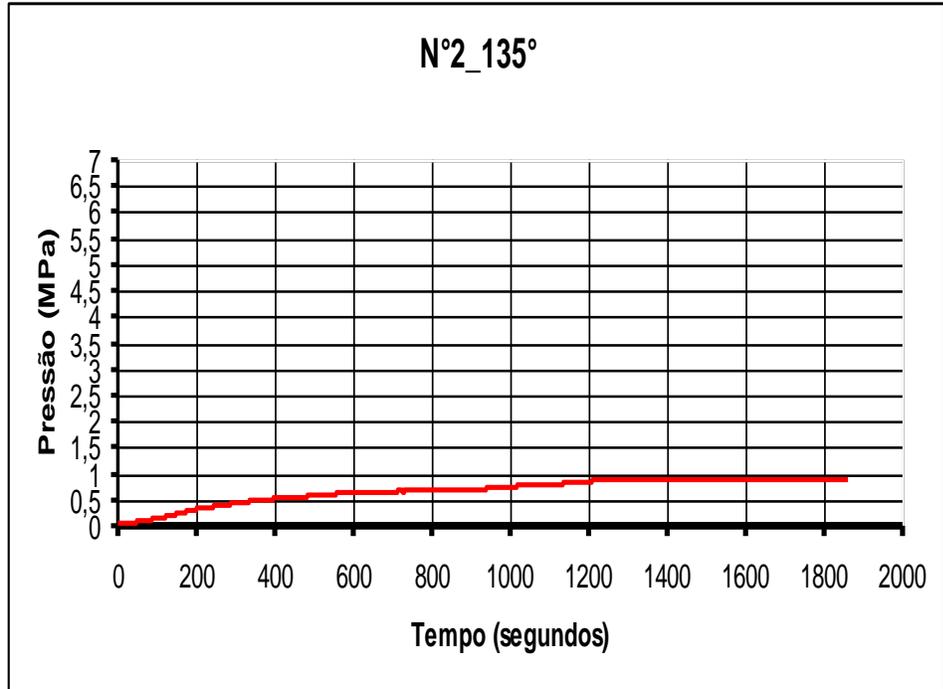


Gráfico 9: Amostra 2 fluxo 135°

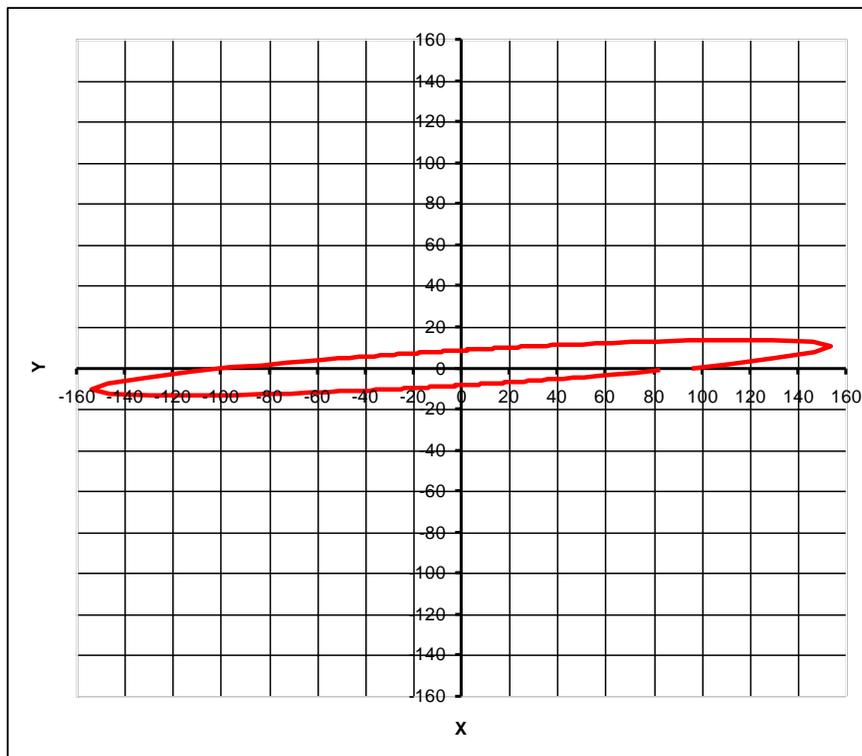


Gráfico 10: Tensor de permeabilidade amostra 2 (em mD).

Como resultado através do programa, tem-se que para essa amostra que a permeabilidade vertical ficou em 15mD, a permeabilidade horizontal maior, 154mD, cerca de 10 vezes superior a permeabilidade vertical. A permeabilidade horizontal menor obtida foi 8mD e o ângulo entre a permeabilidade horizontal maior e a primeira medida, foi 4°.

Já para a amostra 3 obteve-se curvas bem mais definidas do que as anteriores, bem mais estáveis, mostrando o comportamento esperado para as outras amostras.

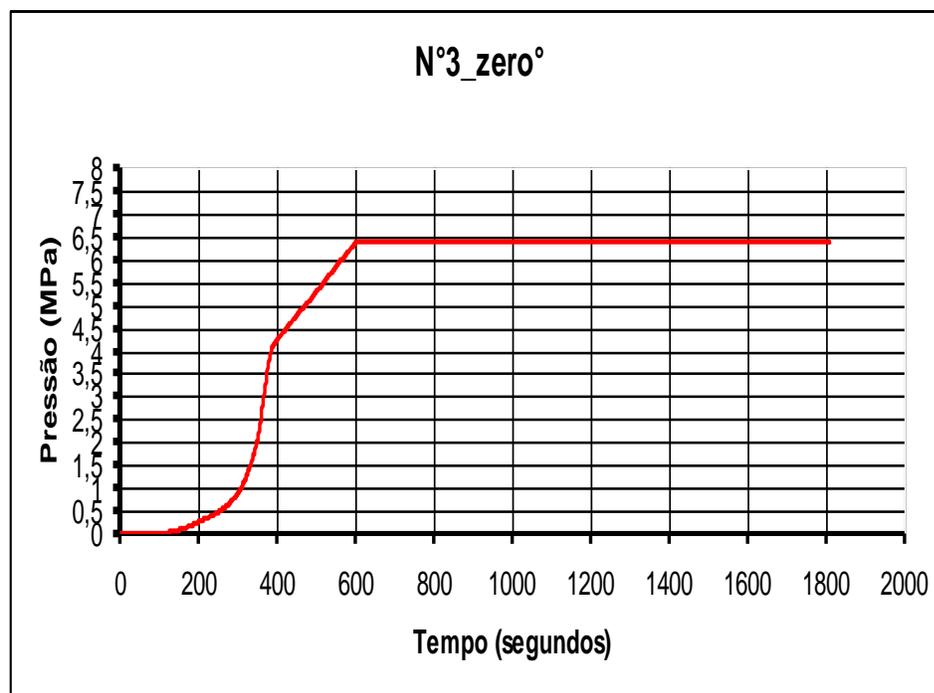


Gráfico 11: Amostra 3 fluxo zero°.

Para o sentido de zero° a média da pressão encontrada foi de 6,39 MPa. Esse valor é bem mais alto que os anteriormente encontrados em qualquer sentido de fluxo.

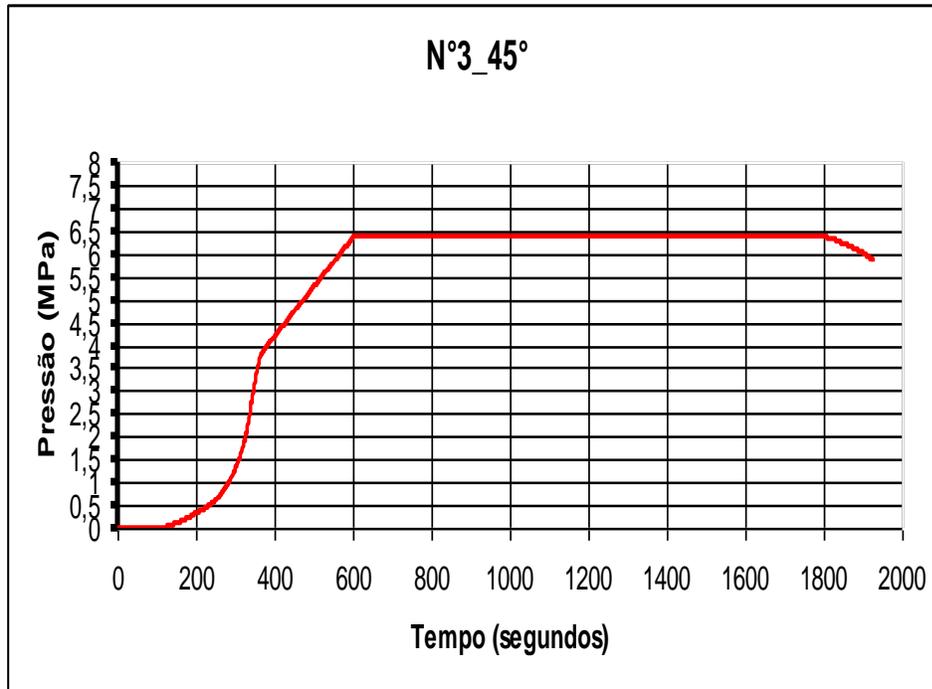


Gráfico 12: Amostra 3 fluxo 45°

Para 45° a pressão se estabiliza em valores mais altos, porém, bem acentuados. O valor médio das pressões foi 6,36 MPa.

Para o fluxo a 90° o gráfico parece idêntico, a pressão começa a se estabilizar próximo de 10 minutos de ensaio e também na casa dos 6 MPa. A curva é bem marcada, não havendo pequenas variações como nas amostras anteriores.

O valor da média das pressões foi de 6,48 MPa.

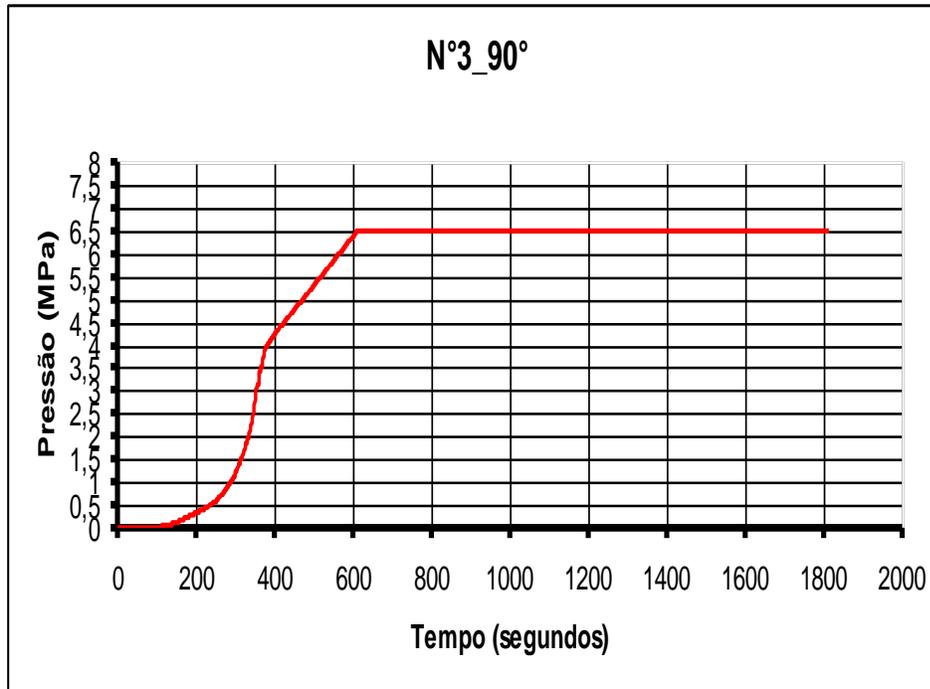


Gráfico 13: Amostra 3 fluxo 90°.

Esse comportamento pode até parecer estranho, mas em 45° a amostra já havia sido retirada da membrana e girada para realizar fluxo nesta direção. Não foi detectado nenhum inchaço ou vazamento na membrana de teste, que foi a mesma utilizada em todos os ensaios.

Para o sentido de 135° ocorre fato semelhante às direções anteriores.

A pressão média encontrada foi de 6,74 MPa.

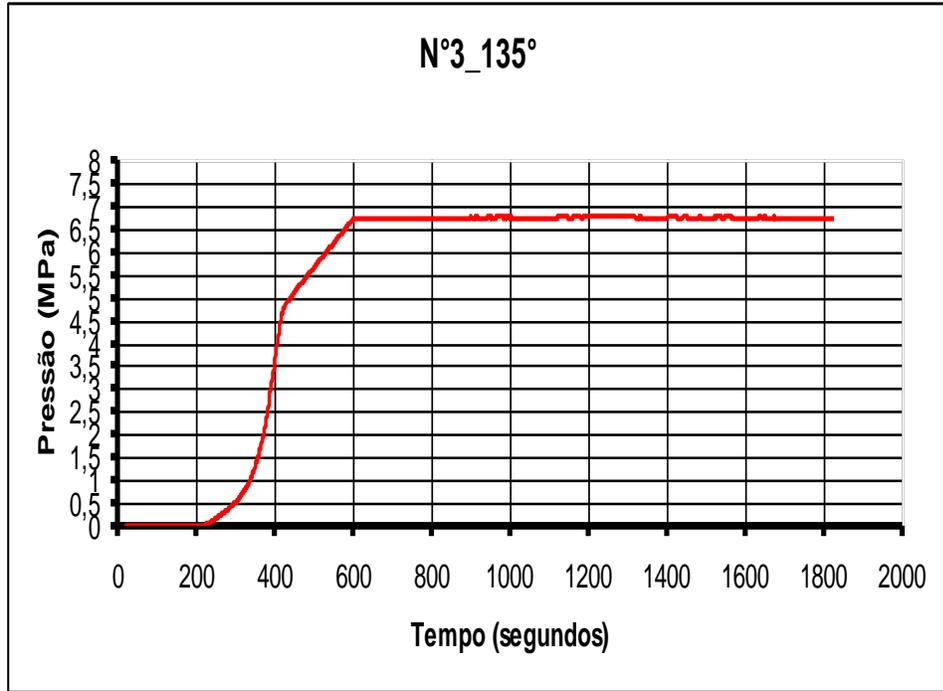


Gráfico 14: Amostra 3 fluxo 135°.

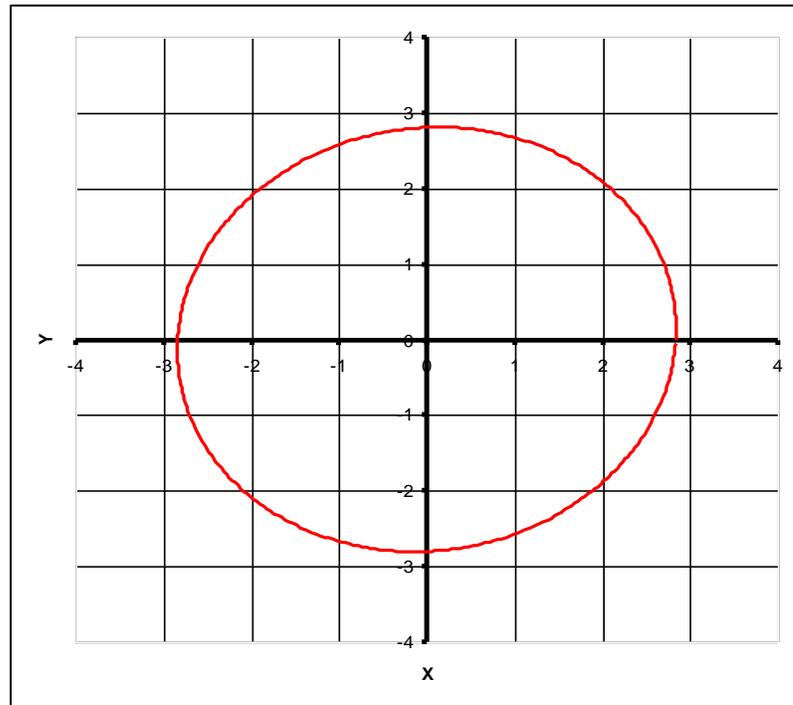


Gráfico 15: Tensor de permeabilidade amostra 3 (em mD).

O resultado obtido para as permeabilidades horizontais maior e menor foram 2,89mD e 2,75mD, respectivamente, o que já poderia ser esperado, pois em todas as direções a pressão se estabilizou quase no mesmo valor mostrando que a amostra teria um sentido preferencial, mas que não seria muito diferente do sentido de menor permeabilidade. A permeabilidade vertical foi de 0,29mD. O ângulo entre a permeabilidade horizontal maior e o zero° obtido foi de 38°.

Para a amostra 4 ocorreu algo semelhante ao ocorrido para a amostra 3.

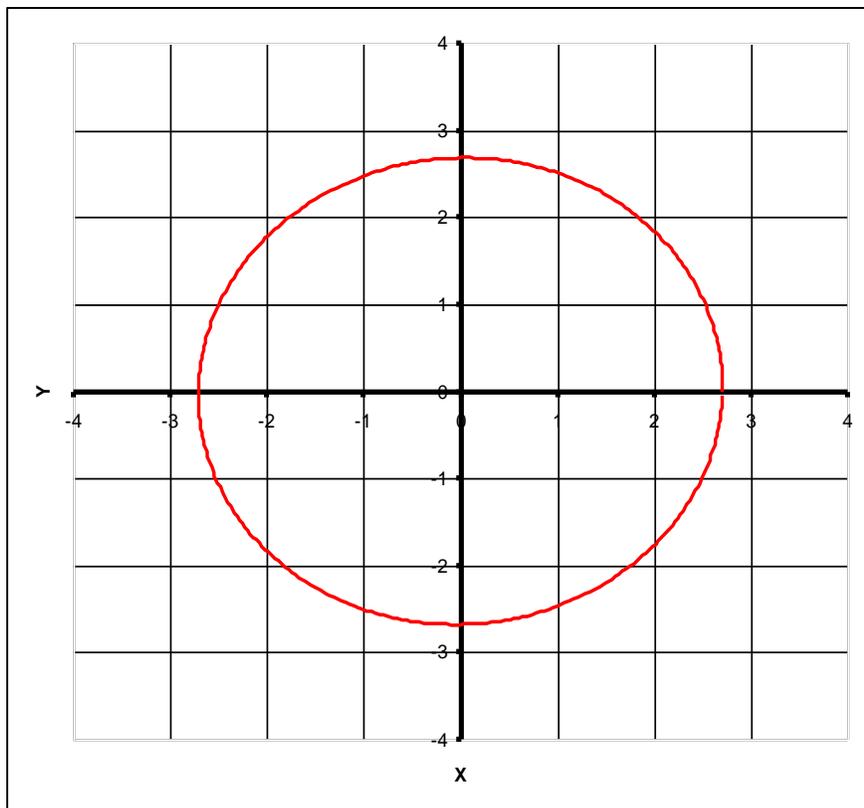


Gráfico 16 Tensor de permeabilidade amostra 4 (mD).

As permeabilidades horizontais maior e menor tiveram valores próximos, 2,72mD e 2,67mD, A permeabilidade vertical foi de 0,27mD, também devendo ser menor, sendo apresentado esse valor pelo mesmo motivo da amostra anterior. O ângulo entre a permeabilidade horizontal maior e o zero° foi de 30°.

Há uma enorme semelhança entre essas curvas de fluxo e as da amostra 3.

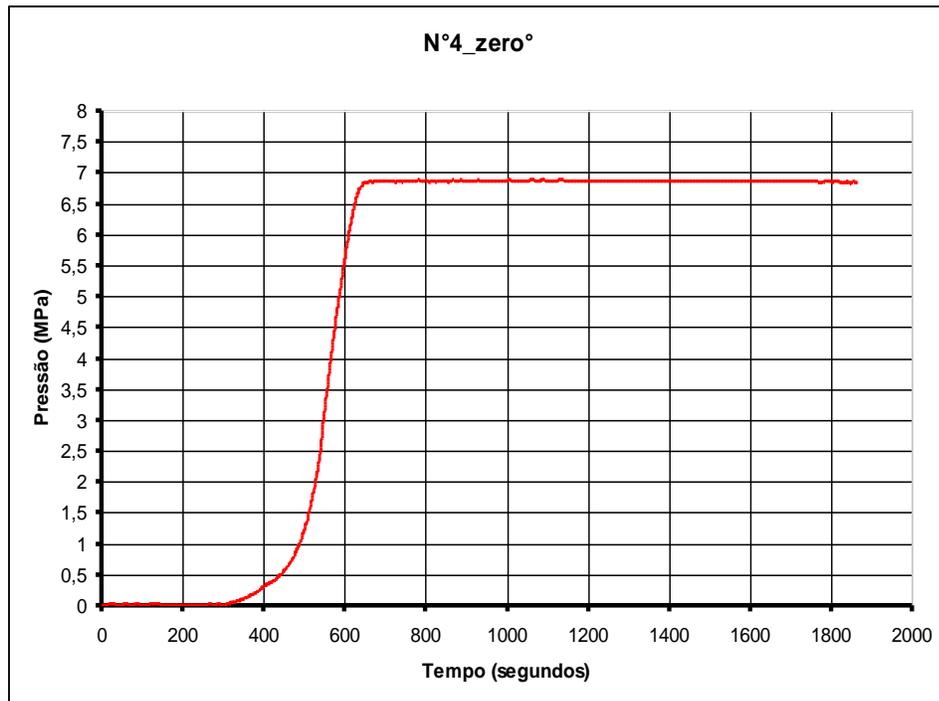


Gráfico 17: Amostra 4 fluxo zero°.

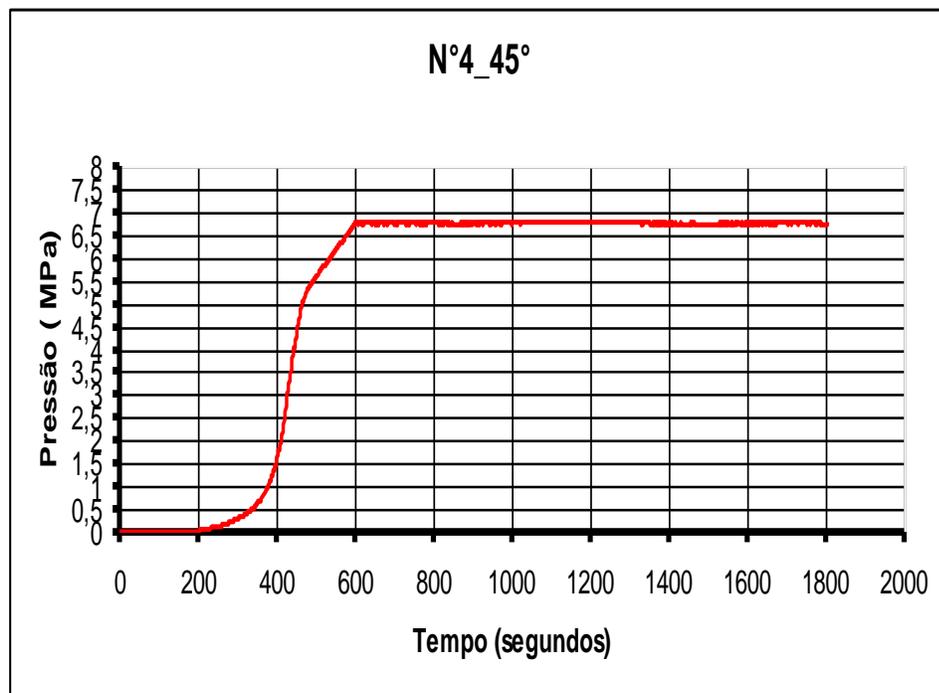


Gráfico 18: Amostra 4 fluxo 45°

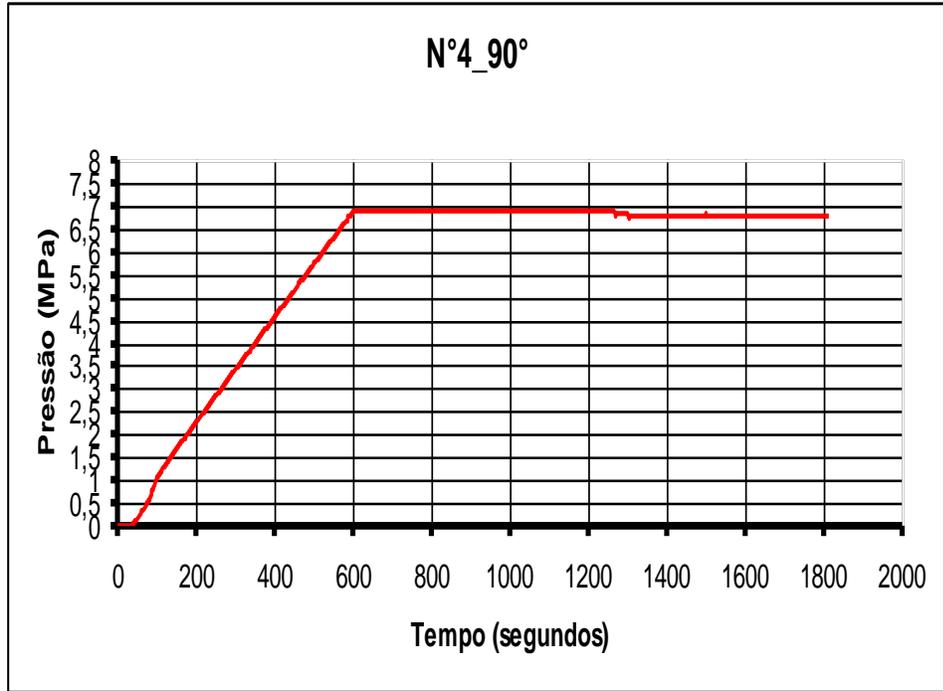


Gráfico 19: Amostra 4 fluxo 90°.

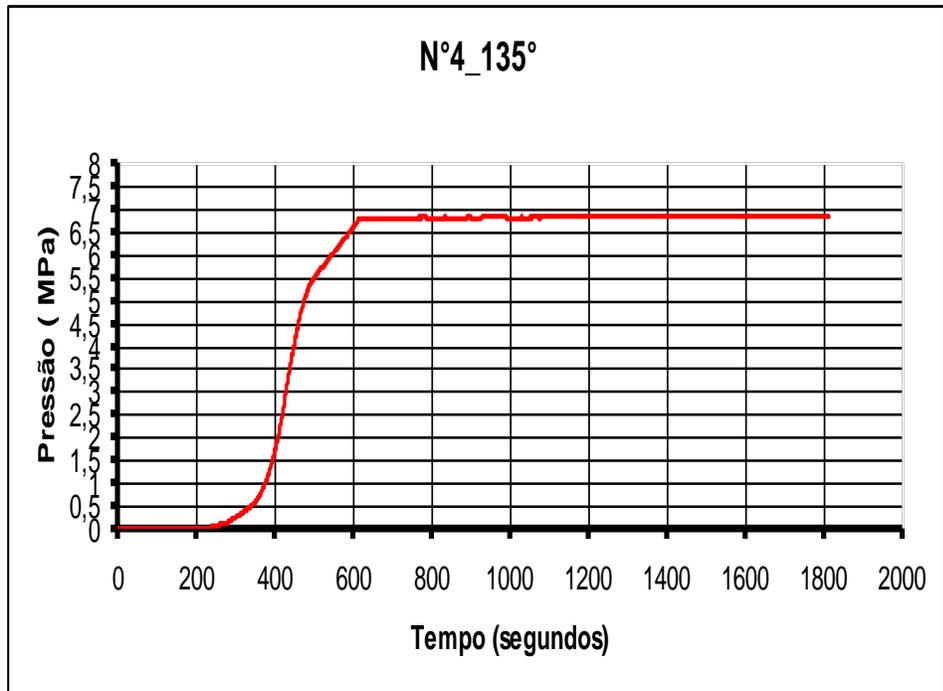


Gráfico 20: Amostra 4 fluxo 135°

Os valores médios de pressão para 0° , 45° , 90° e 135° foram respectivamente: 6,86 MPa, 6,75 MPa, 6,89 MPa e 6,80 MPa. Isso mostra que nessa amostra também havia um sentido preferencial de fluxo não muito distinto do valor de permeabilidade do que seria encontrado para a permeabilidade horizontal menor.

Ainda há mais uma amostra de arenito Rio Bonito, de ensaios mais antigos (Soares et al.,2006), que mostra um fenômeno completamente diferente do observado nas amostras anteriores. Nessa amostra o valor da permeabilidade vertical supera em quase 10 vezes o valor da permeabilidade horizontal maior, justamente o contrário do que foi visto nas amostras 1 e 2. Os valores de permeabilidade vertical foi de 1000 mD, o da permeabilidade horizontal maior 138 mD e da permeabilidade horizontal menor 97 mD. O ângulo entre a permeabilidade horizontal maior e o 0° foi 176° e a forma do tensor de permeabilidade foi essa:

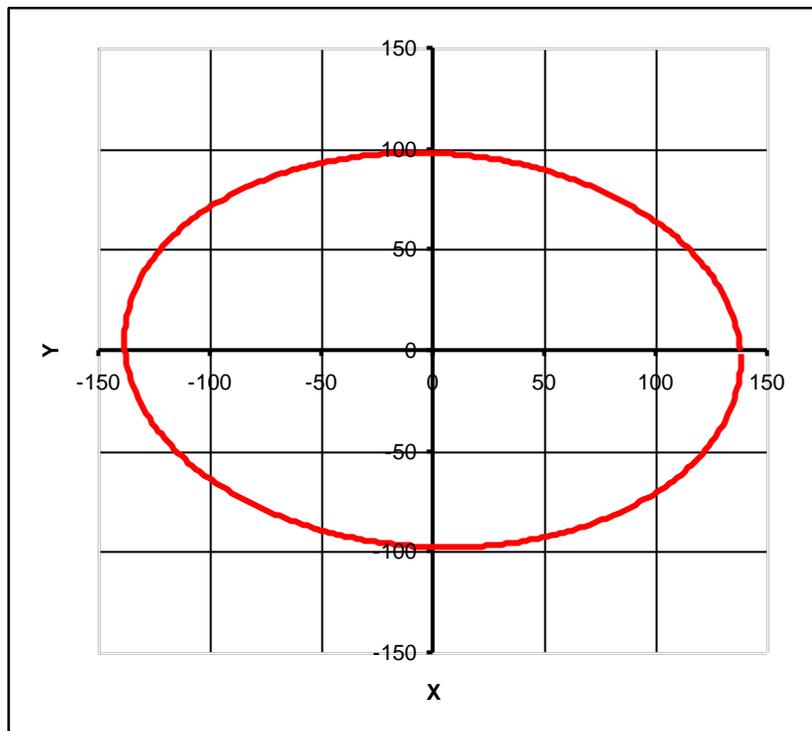


Gráfico 21: Tensor de permeabilidade amostra CP821 (em mD).

Para organizar os resultados, montou-se uma tabela com os valores obtidos nos ensaios e através do programa. Na coluna P.VERT, lê-se Permeabilidade vertical. Nas colunas, P.MÁX e P.MIN lê-se permeabilidade horizontal máxima e permeabilidade horizontal mínima respectivamente. Na coluna ÂNGULO, lê-se o valor do ângulo entre a permeabilidade horizontal máxima e o sentido da primeira, no caso zero°.

AMOSTRA	ZERO°	45°	90°	135°	P.VERT	P.H.MÁX	P.H.MIN	ÂNGULO
1	0,58MPa	0,43MPa	3,34MPa	0,38MPa	5mD	60mD	31mD	97°
2	1,16MPa	0,67MPa	0,71MPa	0,89MPa	15mD	154mD	8mD	4°
3	6,39MPa	6,36MPa	6,48MPa	6,74MPa	0,29mD	2,89mD	2,75mD	38°
4	6,86MPa	6,75MPa	6,89MPa	6,80MPa	0,27mD	2,72mD	2,67mD	30°
CP821	0,58MPa	0,43MPa	0,34MPa	0,38MPa	1000mD	138mD	97mD	176°

Tabela 1: Resultados.

5. Conclusão

Como se pôde observar, o comportamento de cada amostra é bem diferente uma da outra, ainda que sendo do mesmo tipo de rocha, com granulometria parecida. A permeabilidade horizontal pode ser bem maior que a vertical, assim como a vertical bem maior que a horizontal, e ainda pode ocorrer das permeabilidades horizontais maior e menor serem bem próximas.

Para se chegar resultados mais conclusivos, devem ser testadas mais amostras, com pressões de confinamento diferentes para assim poder tentar obter um modelo de comportamento. Porém a pressão de confinamento utilizada já estava próxima da máxima pressão confinante que aquelas amostras poderiam suportar sem sofrer deformações plásticas, assim, não se podia variar muito o valor da pressão para um patamar superior, deixando o experimento limitado.

6. Referências Bibliográficas

AL-HARTHY, S.S.; DENNIS, J.W.; JING, X.D. e MARSDEN, J.R. 1998 – Hysteresis, True-Triaxial Stress-Path and Pore Pressure Effects on Permeability. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, 8-10 July 1998, Trondheim, Norway. Paper n. 47269-MS. DOI 10.2118/47269-MS

BORGES, A. F. 2011 - Método de interpretação dos ensaios de fluxo horizontal. Relatório Parcial - Projeto de pesquisa "Estudo de anisotropia de permeabilidade e de velocidade de propagação de ondas em função do estado de tensão utilizando ensaios de laboratório", UFRJ - PETROBRAS.

DAVIES, J. P. e DAVIES, D. K. 2001 - Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling. SPE Journal vol. 6 n. 2, junho/2001, pp. 224-235. Paper n. 71750-PA. DOI 10.2118/71750-PA

KHAN, M. L. E TEUFEL, W. 2000 - The Effect of Geological and Geomechanical Parameters on Reservoir Stress Path and Its Importance in Studying Permeability Anisotropy. SPE Reservoir Evaluation & Engineering vol. 3 n. 5, outubro/2000, pp. 394-400. Paper n. 66184-PA. DOI 10.2118/66184-PA

RUISTUEN, H.; TEUFEL, L.W. E RHETT, D. 1999 – Influence of Reservoir Stress Path on Deformation and Permeability of Weakly Cemented Sandstone Reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering vol. 2 n. 3, junho/1999, pp. 266-272. Paper n. 56989-PA. DOI 10.2118/56989-PA

SCHUTJENS, P.M.T.M.; HANSSSEN, T.H.; HETTEMA, M.H.H.; MEROUR, J.; DE BREE, J. PH.; COREMANS, J.W.A. E HELLIESEN, G. 2001 - Compaction-induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs:. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 de setembro – 3 de outubro de 2001, New Orleans, Louisiana. Paper n. 71337-MS. DOI 10.2118/71337-MS

SETTARI, A. 2002 - Reservoir Compaction. Journal of Petroleum Technology vol. 54, n. 8, agosto/2002, pp. 62-69. Paper n. 76805-MS. DOI 10.2118/76805-MS

SOARES, A. C. 2007 - Um estudo da influência do estado de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo. Tese de Doutorado – UFRJ / IGEO / Departamento de Geologia.

SOARES, A. C.; BORGES, A. F.; FREITAS, S. M. S.; MENEZES FILHO, A. P.; AZEVEDO, F. e SILVESTRE, J. R. 2006 - Comportamento Tensão-Deformação-Permeabilidade Em Fluxo Bifásico. Relatório Técnico Final PD-00425. PETROBRAS / CENPES / PDP / Tecnologia de Engenharia de Poço.

