



Perda de Injetividade em Poços de Petróleo
Usando Água Produzida

Samuel da Silva Ferreira dos Santos

Monografia em Engenharia Química

Orientadores:

Prof. Ricardo Pires Peçanha, Ph.D.

Aline Machado de Azevedo Novaes, Eng^a Química

Novembro de 2013

PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS DE PETRÓLEO USANDO ÁGUA PRODUZIDA

Samuel da Silva Ferreira dos Santos

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como requisito necessários à obtenção do título de Engenheiro Químico.

Aprovada por:

Mônica Antunes Pereira da Silva, D.Sc.

Manoel Leopoldino Rocha de Farias, D.Sc.

Rodrigo Reksidler, Eng^o Ambiental

Orientado por:

Ricardo Pires Peçanha, Ph.D.

Aline Machado de Azevedo Novaes, Eng^a Química

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Novembro de 2013

Santos, Samuel da Silva Ferreira dos

Perda de injetividade em poços de petróleo usando água produzida/ Samuel da Silva Ferreira dos Santos. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2013.

xvi,95 p.;il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2013.

Orientadores: Ricardo Pires Peçanha e Aline Machado de Azevedo Novaes

1. Perda de injetividade 2. Perkins e Gonzales 3. Reinjeção de água produzida 4. Monografia (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Ricardo Pires Peçanha 6. Aline Machado de Azevedo Novaes I. Perda de Injetividade em Poços de Petróleo Usando Água Produzida.

À mulher que eu amo, e que tem sido minha
melhor amiga, Shirley Cristina, minha esposa.

À minha querida filha Sofia, e ao meu querido
filho(a) que está por vir.

“Pois sabemos que todas as coisas trabalham juntas para o bem daqueles que amam a Deus, daqueles a quem ele chamou de acordo com o seu plano. Porque aqueles que já tinham sido escolhidos por Deus ele também separou a fim de se tornarem parecidos com o seu Filho.”

(Paulo, Apóstolo de Jesus)

AGRADECIMENTOS

A Deus, por cuidar de mim e da minha família, suprimindo nossas necessidades.

A minha esposa Shirley, que me concedeu tempo e encorajamento para escrever a monografia, mesmo num momento tão turbulento em nossas vidas.

Aos amigos com quem trabalho no grupo de Interação Rocha Fluido no CENPES/PETROBRAS, Rafael Siqueira, Pedro Fernandes, Igor Domingos, Priscila Brás, Monica Rasga, Carlos Henrique, Leandro de Paulo, Rafaella Magliano, Aline Novaes e Teddy Parra.

Ao Renato Vasconcelos que embarcou comigo para realizar os testes.

Ao Professor Ricardo Pires Peçanha, que me agraciou com a excelência de suas aulas, com sua amizade, e com sua orientação.

A professora Mônica Antunes Pereira da Silva por acreditar em mim durante a minha jornada na Escola de Química.

Ao Cláudio Furtado, Antônio Luis Serra, Alexandre Siqueira, Carlos Henrique, Manoel Leopoldino, Rodrigo Reksidler e a todos os profissionais da Petrobrás cuja excelência profissional na área de gerenciamento de águas, me inspirou a fazer este trabalho.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico

PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS DE PETRÓLEO USANDO ÁGUA PRODUZIDA

Samuel da Silva Ferreira dos Santos

Novembro, 2013

Orientadores: Ricardo Pires Peçanha, Ph.D.

Aline Machado de Azevedo Novaes, Eng^a Química.

A injeção de água é amplamente utilizada como método de recuperação de petróleo, sendo atualmente o método de recuperação mais utilizado em todo o mundo devido ao baixo custo, a grande disponibilidade de fontes de água e ao fato de ser uma tecnologia bem conhecida. Todavia, um dos maiores inconvenientes da recuperação de óleo pela injeção de água é o aumento gradativo de seu percentual na corrente líquida produzida.

O problema gerado em plataformas offshore ou em campos terrestres é que toda essa água produzida precisa encontrar um destino, seja descarte, reuso ou reinjeção, pois, em muitos casos, a produção de óleo fica limitada pela capacidade de processamento de água das instalações. A reinjeção da água produzida surge como uma solução, pois, como sua especificação é menos restritiva que a da água para descarte em superfície, o tempo de residência é menor. Dessa forma, a capacidade de processamento é aumentada.

Apesar da reinjeção da água produzida aparentemente ser um excelente recurso para desgargamento das facilidades de produção, para a implementação de um projeto de reinjeção de água ele precisa passar primeiro pelo crivo da avaliação da perda de injetividade.

O objetivo deste trabalho foi apresentar os fenômenos associados à perda de injetividade e os principais modelos para sua previsão aplicando o modelo proposto por Perkins e Gonzalez (1985) para realizar a modelagem da perda de injetividade para dois poços de um campo da PETROBRAS.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS TEÓRICOS	5
2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS E FLUIDOS NELA PRESENTES	5
2.1.1 Porosidade	6
2.1.2 Saturação de fluidos	7
2.1.3 Permeabilidade absoluta, efetiva e relativa	8
2.1.4 Mobilidade	11
2.1.5 Fenômenos interfaciais e superficiais	13
2.2 DANOS À FORMAÇÃO	14
2.2.1 Inchamento de argilas e migração de finos	19
2.2.2 Inversão de molhabilidade	20
2.2.3 Óleo e partículas sólidas suspensas presentes na água de injeção	21
2.2.4 Incrustação	22
2.2.5 Microorganismos	22
2.3 PERDA DE INJETIVIDADE	23
2.3.1 Etapas da perda de injetividade	25
2.4 A ÁGUA DE INJEÇÃO	27
2.4.1 Água do mar	28
2.4.2 Água produzida	29
2.4.3 Unidade de Remoção de Sulfato (URS)	30
2.5 MODELOS MATEMÁTICOS PARA QUALIDADE DA ÁGUA DE INJEÇÃO E PERDA DE INJETIVIDADE	32
2.5.1 Modelo de feixes capilares	32

2.5.2 Modelos de rede	33
2.5.3 Modelo fenomenológico	34
2.5.4 Modelo de Perkins e Gonzales	35
2.5.4.1 Procedimento para previsão do índice de injetividade	39
CAPÍTULO 3: MATERIAIS E MÉTODOS	43
3.1 TESTES DE INJETIVIDADE E TSS EM MEMBRANAS	44
3.2 TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES	46
CAPÍTULO 4: RESULTADOS E DISCUSSÃO	50
4.1 ANÁLISES DOS TESTES DE INJETIVIDADE E TSS EM MEMBRANAS	50
4.2 ANÁLISES DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES	52
CAPÍTULO 5: CONCLUSÃO	61
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62
ANEXO 1 – DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM MEMBRANAS	63
ANEXO 2 – DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES	74
ANEXO 3 – INÍCIO DOS DADOS DE HISTÓRICO DOS POÇOS QUE FORAM SIMULADOS E INÍCIO DOS DADOS DE SIMULAÇÃO	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Microfotografia de uma rocha reservatório contendo óleo [9].	5
Figura 2.2: Plugue de rocha com porosidade de 29,1%.	7
Figura 2.3: Fluxo linear e radial em um meio poroso.	9
Figura 2.4: Ângulo de contato e molhabilidade.	14
Figura 2.5: Perfil de pressão ao redor do poço injetor.	15
Figura 2.6: Formação de película ao redor do poço.	16
Figura 2.7: Elevação da pressão devido ao dano causado pela película.	17
Figura 2.8: Diferença de pressão devido ao efeito de película.	18
Figura 2.9: Fenômeno de inchamento de argilas [1].	20
Figura 2.10: Incrustações em tubulações.	22
Figura 2.11: Valores do índice de injetividade em função do volume acumulado de água injetado para um poço vertical.	24
Figura 2.12: Mecanismos de retenção de partículas na fase de filtração profunda [6].	26
Figura 2.13: Etapas da perda de injetividade [6].	27
Figura 2.14: Vazões e composições típicas em uma URS.	31
Figura 2.15: Fotografia de uma URS em plataforma <i>offshore</i> .	31
Figura 2.16: Exemplo de um modelo de rede [8].	34
Figura 3.1: Pontos de realização dos testes com membranas.	44
Figura 3.2: Sistema utilizado para os testes de injetividade e TSS em membranas.	45
Figura 3.3: Plugue resinado e visão de uma seção em seu interior.	46
Figura 3.4: Sistema utilizado para os testes em plugues.	48
Figura 4.1: Gráfico de Q/P versus W_i dos testes em membranas.	50
Figura 4.2: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade versus tempo para o plugue 1.	52
Figura 4.3: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 1.	53
Figura 4.4: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade versus tempo para o plugue 2.	53

Figura 4.5: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 2.	54
Figura 4.6: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade versus tempo para o plugue 3.	54
Figura 4.7: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 3.	55
Figura 4.8: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade versus tempo para o plugue 4.	55
Figura 4.9: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 4.	56
Figura 4.10: Comportamento do pL com a permeabilidade.	57
Figura 4.11: Histórico e simulação do índice de injetividade para o poço A.	59
Figura 4.12: Histórico e simulação do índice de injetividade para o poço B.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Principais vantagens e desvantagens na injeção da água do mar.	29
Tabela 2.2: Principais vantagens e desvantagens na injeção da água produzida.	30
Tabela 3.1: Pontos de realização dos testes de injetividade e TSS em membranas.	43
Tabela 3.2: Propriedades dos plugues selecionados.	46
Tabela 3.3: Composição da água de saturação.	47
Tabela 4.1: Resultados dos testes em membranas.	51
Tabela 4.2: Valores dos parâmetros de qualidade da água e de $k_{w, inicial}$.	56
Tabela 4.3: Condições utilizadas para simular a perda de injetividade para os poços A e B.	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abreviatura/sigla	Descrição
AM	Água do mar
AMD	Água do mar dessulfatada
WCUT	<i>Water Cut</i> – corte de água.
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CIM	Corrosão Influenciada por Microorganismos
PDG	<i>Permanent Downhole Gauge</i>
SSAO	Separados Submarino Água-Óleo
TOG	Teor de óleos e graxas
TPT	<i>Temperature and Pressure Transducer</i>
TSS	Teor de sólidos suspensos
WAG	<i>Water alternate gas</i> - água e gás alternados

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição	Unidade
ϕ	Porosidade efetiva	---
V_p	Volume poroso	cm ³
V_t	Volume total	cm ³
V_s	Volume de sólidos	cm ³
S_f	Saturação da rocha ao fluido	---
V_f	Volume ocupado pelo fluido	cm ³
k_{abs}	Permeabilidade absoluta	D
Q	Vazão volumétrica de fluido	cm ³ .s ⁻¹ ou m ³ .dia ⁻¹
A	Área de seção transversal	cm ²
P	Pressão	atm
μ	Viscosidade dinâmica do fluido	cP
L	Comprimento do meio poroso	cm
r_e	Raio externo	cm
r_w	Raio do poço	cm
h	Espessura do meio poroso por onde ocorre o escoamento de fluido	cm
k_w	Permeabilidade efetiva a água	D
k_o	Permeabilidade efetiva ao óleo	D
Q_w	Vazão volumétrica de água	cm ³ .s ⁻¹ ou m ³ .dia ⁻¹
Q_o	Vazão volumétrica de óleo	cm ³ .s ⁻¹
μ_w	Viscosidade dinâmica da água	cP
μ_o	Viscosidade dinâmica do óleo	cP
λ_o	Mobilidades do óleo	cm ² .s ⁻¹ .atm ⁻¹
λ_w	Mobilidades da água	cm ² .s ⁻¹ .atm ⁻¹

M	Razão de mobilidades	---
k_{rw}	Permeabilidade relativa à água	---
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo	---
Δp_{sdp}	Diferença de pressão através de uma região de película, sem que a ocorrência de dano	atm
k	Permeabilidade do meio poroso (sem a ocorrência de dano)	D
r_a	Raio da região de película, cuja permeabilidade foi alterada, medido a partir do centro do poço	cm
Δp_{cdp}	Diferença de pressão através de uma região de película, com a ocorrência de dano	atm
k_a	Permeabilidade na região alterada devido ao dano	D
Δp_s	Diferença de pressão devido ao efeito de película	atm ou kgf.cm^{-2}
II	Índice de injetividade	$\text{m}^3.\text{kgf.dia}^{-1}.\text{cm}^{-2}$
P_{wff}	Pressão de injeção em condições de fundo de poço	kgf.cm^{-2}
P_{res}	Pressão do reservatório	kgf.cm^{-2}
ΔP	Diferença de pressão $P_{wff} - P_{res}$ conhecida como drawdown	kgf.cm^{-2}
J	Impedância	$\text{dia.cm}^2.\text{m}^{-3}.\text{kgf}^{-1}$
II_d	Índice de injetividade relativo	$\text{m}^3 \text{ kgf dia}^{-1} \text{cm}^{-2}$
II_0	Índice de injetividade inicial	$\text{m}^3.\text{kgf.dia}^{-1}.\text{cm}^{-2}$
$R_{s,f}$	Resistência ao fluxo causada pelo dano na rocha da formação	$\text{m}.\text{(mD)}^{-1}$
A_f	Área superficial da região exposta a injeção de água no poço	m^2
Δp_c	Queda de pressão através do plugue (<i>core sample</i>)	psi
L_c	Comprimento do plugue	cm
A_c	Área da seção transversal do plugue, onde ocorre o	cm^2

	fluxo	
$R_{s,c}$	Resistência ao fluxo causada pelo dano no plugue	cm.(mD) ⁻¹
W_i	Volume acumulado de água injetada	cm ³ ou m ³
λ	Parâmetro de qualidade da água	(mD) ⁻¹
pL	Parâmetro de qualidade da água	---
W_i	Volume acumulado de água injetada	cm ³ ou m ³
P_{frat}	Pressão de fratura	kgf.cm ⁻²
$k_{w, inicial}$	Média da permeabilidade a água nos primeiros momentos	mD

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A produção de petróleo se dá por meio de diversos mecanismos, nos quais é aplicada uma força motriz capaz de deslocar o óleo do meio poroso até os poços produtores de um campo. A forma de produção mais simples se dá por meio do aproveitamento da própria diferença de pressão entre a rocha reservatório, onde o óleo fica armazenado geologicamente, e a entrada das facilidades da produção. Quando esse diferencial de pressão é suficiente para elevar o petróleo até as facilidades da produção, o campo é denominado surgente. Entretanto, esse mecanismo conduz a recuperações finais de óleo muito pequenas [3].

A fim de elevar-se o fator de recuperação de óleo e garantir a economicidade de um campo, implementam-se metodologias adicionais de recuperação que podem atuar desde o início de sua operação. Elas são classificadas como métodos convencionais ou métodos de recuperação especial. Os métodos convencionais mais usados são a injeção de água ou gás. A injeção de polímeros, vapor ou surfactantes e a injeção alternada de água e gás (WAG) são alguns dos métodos especiais utilizados.

Devido ao baixo custo em relação aos outros métodos de recuperação, a grande disponibilidade de água, e ao fato de ser um método bem conhecido, a injeção de água é o método convencional mais utilizado no mundo para a recuperação de petróleo. Nos primórdios da indústria do petróleo ela era implantada somente anos após o início da produção primária, e só começava de fato a incrementar a produção de óleo após a produção de todo o gás livre (período de *fill-up*). A prática atual consiste em iniciar a injeção de água praticamente junto com a produção dos campos, tendo em vista os benefícios em termos de gerenciamento do reservatório causados pela manutenção da pressão e o aumento do retorno econômico dos projetos de exploração. Na Petrobrás, é prevista a injeção de água para todos os campos do pré-sal, sendo que em alguns há a previsão da injeção alternada de água e gás (WAG).

A injeção de água do mar, dessulfatada (água processada para diminuição do teor de sulfato) ou mesmo a água produzida em reservatórios é amplamente utilizada como método de recuperação de óleo em campos *offshore*. A água injetada, no entanto, deve ser especificada de forma a minimizar a possibilidade de danos aos poços injetores. Dano é uma terminologia genérica para a perda de carga nas vizinhanças da parede do poço representando

uma redução na capacidade produtiva integral do reservatório. Possíveis causas de danos, e consequentemente diminuição da capacidade da formação de receber fluidos (perda de injetividade) são:

- a) incompatibilidade entre a água injetada e a água de formação, podendo ocasionar incrustações inorgânicas.
- b) incompatibilidade entre a água injetada e os minerais da formação, podendo ocasionar o inchamento de argilas
- c) tamponamento dos poros pela presença de sólidos suspensos na água de injeção.

Muitas vezes são necessários testes laboratoriais e simulações computacionais para avaliar que tipo de água é o mais adequado para manter-se a cota de injeção de água um projeto de injeção.

Após o início da injeção de água é observado um aumento gradativo de seu percentual na corrente líquida produzida a partir do *breakthrough* (momento em que a água injetada alcança poço produtor). O aumento da produção de água e a diminuição da produção de óleo são confirmados pelo aumento do *WCUT* (*Water Cut*) do poço, que é a razão entre a vazão de água e a soma das vazões de água e de óleo para aquele poço. Em campos submetidos à injeção de água, o comportamento do *WCUT* dos poços produtores também será influenciado pela razão de mobilidades entre o óleo e a água (mais desfavorável para os óleos mais viscosos), pela presença de fraturas conectando poços produtores e injetores, heterogeneidades do reservatório e pelo influxo de água de aquíferos conectados à zona de óleo. Estima-se que para cada 4 barris de fluido produzidos pelos campos de petróleo, 3 são de água produzida, e nas regiões produtoras mais antigas, essa proporção é significativamente maior.

O problema gerado em plataformas *offshore* ou em campos terrestres é que toda essa água produzida precisa encontrar um destino, seja descarte, reuso ou reinjeção. Em muitos casos, a produção de óleo fica limitada pela capacidade de processamento de água das instalações. A legislação (CONAMA 393/2007 e 357/2005) é rigorosa quanto aos teores de óleos e graxas (TOG), exigindo uma média mensal menor que 29 mg/L com valor máximo diário de 42 mg/L. Além disso, a tendência mundial é que além do TOG a legislação passe a

enquadrar outros parâmetros, como por exemplo fenóis, inibidores de corrosão e sequestrante de H₂S.

A melhor maneira de lidar com o problema se dá por meio da implementação de um projeto integrado de gerenciamento de água, que é uma otimização das diversas variáveis envolvidas no processo de injeção de água. O gerenciamento integrado contempla:

- Redução do volume de água produzida
- Reuso
- Disposição (descarte ou reinjeção)
- Técnicas avançadas de tratamento
- Uso de sísmica 4D

Algumas das alternativas para a redução do volume de água produzida são: o bloqueio mecânico ou químico de zonas de alta produção de água (*water shut-off*), a separação óleo-água no fundo do poço com a reinjeção da água produzida e a separação submarina com reinjeção da água produzida (SSAO). O reuso inclui a reinjeção e usos alternativos como emprego industrial e a irrigação de plantações não destinadas ao consumo humano. A disposição inclui as alternativas do descarte em cursos de água, injeção em aquíferos superficiais, emprego de tanques de evaporação e a reinjeção para manutenção da pressão do reservatório produtor. As técnicas avançadas de tratamento objetivam a redução dos teores de efluentes presentes na água produzida como, por exemplo, as tecnologias C-Tour e Epcon. A sísmica 4D permite identificar as áreas do reservatório já lavadas pela injeção e o posicionamento otimizado dos poços de complemento da malha de drenagem do campo nas partes com maiores saturações de óleo remanescente [3].

Como parte de um projeto integrado de gerenciamento de água, a reinjeção de água produzida é uma tendência mundial, pois os requisitos para a água de reinjeção são mais brandos do que os estabelecidos para descarte, além de ser possível a reinjeção da água em reservatórios não produtores, como forma de armazenamento geológico. Atualmente, cerca de 90% da água produzida nos campos dos Estados Unidos é reinjetada (71% em projetos de recuperação melhorada). No Brasil, são reinjetados atualmente 80% da água produzida nos campos de terra e cerca de 10% da produzida *offshore*. Em ambiente *offshore*, existem

projetos operando nos campos de Pargo, Carapeba, Albacora, Marlim e Jubarte. Há projetos para implantação da reinjeção da água produzida nos campos de Cherne, Namorado, Pampo e Corvina, operados pela Petrobras na Bacia de Campos. Esses projetos visam, principalmente, aumentar a capacidade de processamento de líquido e a produção de óleo [3].

Em relação à água do mar, a água produzida apresenta algumas vantagens no que diz respeito a problemas de incompatibilidades com o reservatório e os fluidos nele presentes. Além disso, sua reinjeção é também uma solução para o problema de descarte, já que as legislações ambientais são bastante rígidas nesse sentido. Torna-se então mais econômico tratar a água para reinjetá-la do que para descartá-la.

Um ponto negativo da utilização da água produzida como método de recuperação é seu alto teor de material particulado. O tamanho das partículas sólidas presentes na água injetada é fator determinante para uma possível perda de injetividade do poço. Essas partículas podem se acumular na garganta de poros obstruindo o caminho para a passagem de água. Tal fenômeno, conhecido como plugueamento, diminui a capacidade de injeção do poço e conseqüentemente compromete os ganhos na recuperação do óleo.

Apesar da reinjeção da água produzida aparentemente ser um excelente recurso para desengargalamento das facilidades de produção, para a implementação de um projeto de reinjeção de água ele precisa passar primeiro pelo crivo da avaliação da perda de injetividade. Com uma modelagem apropriada da perda de injetividade pode-se avaliar a periodicidade das intervenções no poço para sua estimulação (processo para restaurar o amenizar o dano causado à formação nas proximidades do poço) e a viabilidade econômica do projeto.

O objetivo deste trabalho foi apresentar os fenômenos associados à perda de injetividade e os principais modelos para sua previsão, aplicar o modelo proposto por Perkins e Gonzalez (1985) para realizar a modelagem da perda de injetividade para dois poços de um campo da PETROBRAS, considerando a injeção de uma mistura de água produzida e água do mar dessulfatada e comparar os dados obtidos por simulação aos dados reais. Para o estudo da perda de injetividade também foram realizados testes de Teor de Sólidos Suspensos (TSS) no navio plataforma FPSO (*Floating Production Storage and Offloading* - Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência) operando no campo estudado. Este ensaio também foi incluído neste trabalho.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS E FLUIDOS NELA PRESENTES

Após o processo da geração do petróleo pela transformação termoquímica da matéria orgânica, ele sofre uma migração até encontrar uma armadilha geológica que interrompa o seu caminho e o force a se acumular. A rocha na qual o petróleo se acumula é chamada de rocha reservatório, e é composta de uma forma geral por grãos, cimento e matriz. O cimento é o material que une os grãos, enquanto a matriz é um material muito fino existente entre os grãos. A figura 2.1 apresenta a microfotografia de uma rocha reservatório contendo óleo.

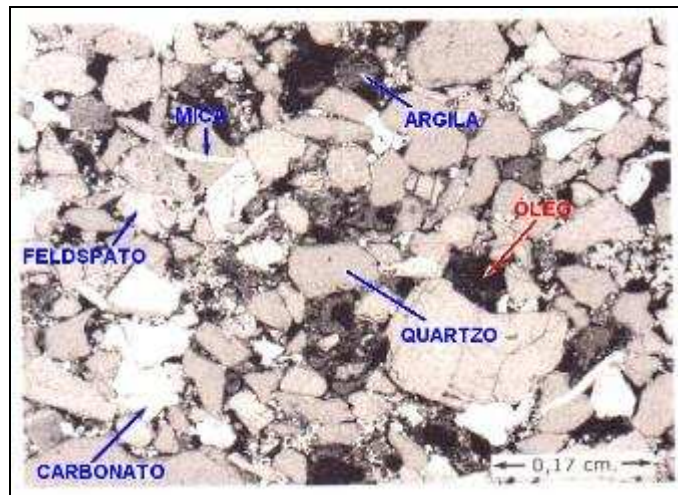


Figura 2.1: Microfotografia de uma rocha reservatório contendo óleo [9].

As rochas-reservatório mais comuns são os arenitos e os carbonatos. Entretanto, são encontradas acumulações importantes em folhelhos (*shale oil*) e mesmo em embasamentos cristalinos fraturados.

Para se estudar a perda de injetividade é importante conhecer as propriedades da rocha reservatório e dos fluidos nela presentes, pois o fenômeno os envolve diretamente.

2.1.1 Porosidade

A porosidade é uma medida dos espaços vazios existentes no interior da rocha. Quanto maior for a porosidade de uma rocha maior será o volume disponível para ser ocupado por fluidos. O espaço vazio no interior da rocha também é chamado de volume poroso e a soma do volume dos materiais sólidos presentes de volume de sólidos. A porosidade de uma rocha é definida por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.1)$$

e o volume total da rocha é dado por:

$$V_t = V_p + V_s \quad (2.2)$$

onde:

ϕ , porosidade;

V_p , volume poroso;

V_t , volume total;

V_s , volume de sólidos;

Os poros de uma rocha podem estar interconectados ou isolados em seu interior. Quando se computa no volume poroso o valor dos poros isolados temos a porosidade absoluta, e quando esse valor não é levado em consideração temos a porosidade efetiva. Como os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos, o parâmetro realmente importante na engenharia de reservatórios é a porosidade efetiva, pois está associada ao volume de óleo que pode ser de fato extraído da rocha.

A porosidade é comumente usada em termos percentuais. Para efeito ilustrativo, a seguir (Figura 2.2) é apresentado um plugue de rocha com porosidade medida em laboratório de 29,1%.



Figura 2.2: Plugue de rocha com porosidade de 29,1%.

2.1.2 Saturação de fluidos

Os espaços vazios no interior da rocha podem ser ocupados por um ou mais fluidos. A saturação de um determinado fluido em um meio poroso é definida como sendo a fração ou o percentual do volume poroso ocupado pelo fluido. Assim, podemos definir a saturação de um fluido em um meio poroso como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.3)$$

onde:

S_f , saturação da rocha ao fluido;

V_f , volume ocupado pelo fluido;

V_p , volume poroso;

Quando um meio poroso estiver preenchido por apenas um fluido, a saturação deste fluido é de 100%. Quando há dois ou mais fluidos presentes, a soma das saturações é que deve ser de 100%. Costuma-se usar os sub-índices w para indicar a saturação de água, o sub-índice o para indicar a saturação de óleo e o sub-índice g para o gás. Para uma rocha que contenha água, óleo e gás em seu interior, as saturações podem ser relacionadas pela equação 2.4:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (2.4)$$

Considera-se que a rocha reservatório já continha água antes do processo de migração do petróleo a partir da rocha geradora. Essa água foi parcialmente deslocada pelo óleo ou pelo gás. Assim, na região portadora dos hidrocarbonetos haverá sempre pelo menos dois fluidos. A saturação de água existente no reservatório no momento de sua descoberta é chamada de saturação de água inicial. A essa água existente antes da migração do óleo dá-se o nome de conata ou de formação.

2.1.3 Permeabilidades absoluta, efetiva e relativa

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida da sua capacidade de se deixar ser percolado por um fluido. A equação de maior utilização prática para estudar o fluxo de fluidos em meios porosos foi formulada por Henry Darcy, enquanto estudava o problema do tratamento de água através de filtros de areia no século XIX, na cidade francesa de Dijon. Em sua homenagem a permeabilidade tem como unidade de medida o darcy (D), que possui dimensão de área. O Darcy é uma unidade muito alta em relação aos valores de permeabilidades medidos em campo, por isso é mais comum trabalhar-se com o milidarcy (mD). A partir da lei de Darcy, a permeabilidade para um sistema linear e radial com fluxos horizontais, como os apresentados na figura 2.3, podem ser expressas pelas equações 2.5 e 2.6 a seguir:

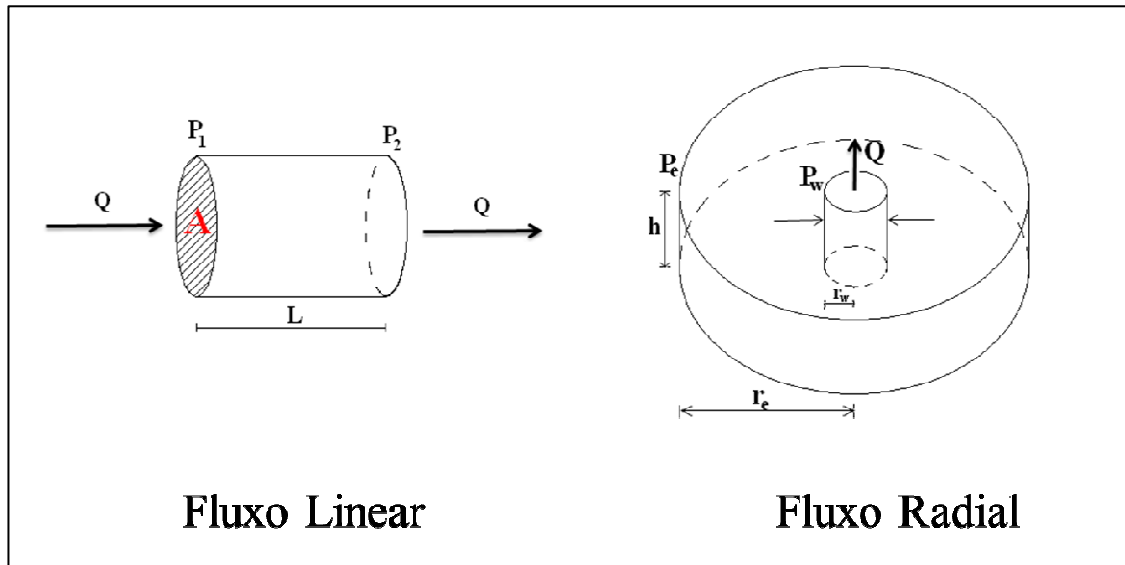


Figura 2.3: Fluxo linear e radial em um meio poroso.

$$k_{abs} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)} \quad \text{(Equação para fluxo linear)} \quad (2.5)$$

e:

$$k_{abs} = \frac{Q \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (P_e - P_w)} \quad \text{(Equação para fluxo radial)} \quad (2.6)$$

onde:

k_{abs} , permeabilidade absoluta (D);

Q , vazão volumétrica de fluido (cm^3/s);

A , área da seção transversal (cm^2);

P , pressão em um ponto (atm);

μ , viscosidade dinâmica do fluido (cP);

L , comprimento do meio poroso (cm);

r_e , raio externo (cm);

r_w , raio do poço (cm);

h , espessura do meio poroso por onde ocorre o escoamento de fluido (cm);

Estas equações são válidas desde que sejam assumidas as seguintes hipóteses [7]:

- Fluxo isotérmico, laminar e em regime permanente de um único fluido pelo meio poroso;
- Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão;
- Meio poroso homogêneo que não reage com o fluido;

Quando somente um fluido está saturando o meio poroso, a permeabilidade independe do fluido, sendo uma característica exclusiva do meio poroso e por isso chamada de permeabilidade absoluta. Entretanto, quando dois ou mais fluidos estão saturando o meio poroso, cada fluido terá uma facilidade de percolar o meio poroso que é chamada de permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido em questão. A permeabilidade efetiva, diferentemente da absoluta, não é função apenas do meio poroso, mas também depende das saturações dos fluidos nele presentes. É interessante observar que a permeabilidade efetiva para um fluido sempre será menor do que a permeabilidade absoluta, e que quanto maior for a saturação de um fluido em um meio poroso, maior será a sua permeabilidade efetiva nele. A lei de Darcy também pode ser usada na determinação da permeabilidade efetiva. As equações (2.7) e (2.8) apresentadas a seguir representam as permeabilidades efetivas do um meio poroso à água e ao óleo para sistemas de fluxos lineares, com fluidos incompressíveis e em regime permanente.

$$k_w = \frac{Q_w \cdot \mu_w \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)} \quad (2.7)$$

$$k_o = \frac{Q_o \cdot \mu_o \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)} \quad (2.8)$$

onde:

k_w , permeabilidade efetiva a água (D);

Q_w , vazão volumétrica de água (cm^3/s);

μ_w , viscosidade dinâmica da água (cP);

k_o , permeabilidade efetiva ao óleo (D);

Q_o , vazão volumétrica de óleo (cm^3/s);

μ_o , viscosidade dinâmica do óleo (cP);

Nos estudos de reservatórios, costuma-se utilizar os valores de permeabilidade efetiva após submetê-los a um processo de normalização, onde se toma um valor como referencia e dividem-se as permeabilidades efetivas dos fluidos que saturam o meio poroso por este valor. Geralmente o valor utilizado é o da permeabilidade absoluta, que é sempre maior do que os valores de permeabilidade efetiva, e fará com que as permeabilidades relativas assumam o valor de 1 (ou 100%) quando o meio poroso estiver 100% saturado por um fluido. Os valores de permeabilidade normalizados são chamados de permeabilidade relativa.

2.1.4 Mobilidade

A mobilidade de um fluido em um meio poroso é definida como a razão entre a sua permeabilidade efetiva e sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (2.9)$$

e a da água (fluido injetado) por:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (2.10)$$

onde:

k_o e k_w , permeabilidades efetiva do óleo e da água;

μ_o e μ_w , viscosidades do óleo e da água;

λ_o e λ_w , mobilidades do óleo e da água;

Uma vez que a permeabilidade efetiva depende da saturação do meio poroso, a mobilidade também dependerá.

Define-se razão de mobilidade com sendo a razão entre a mobilidade do fluido deslocante sobre a mobilidade do fluido deslocado na frente de avanço. No caso de injeção de água:

$$M = \frac{k_{rw} \cdot \mu_o}{k_{ro} \cdot \mu_w} \quad (2.11)$$

onde:

M , razão de mobilidade;

k_{rw} e k_{ro} , permeabilidades relativa à água e ao óleo;

μ_o e μ_w , viscosidades do óleo e da água;

É interessante observar que quanto maior for a razão de mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento do óleo, porque o fluido injetado (água) tenderá a furar o banco de óleo criando caminhos preferenciais entre o poço injetor e o poço produtor.

2.1.5 Fenômenos interfaciais e superficiais

Tensão interfacial é a tensão que atua na superfície de contato entre dois materiais, como por exemplo, óleo e água. Ela é representada pela letra grega sigma acompanhada de sub-índices referentes aos materiais, e é comumente expressa em dyna/cm ou erg/cm^2 .

A molhabilidade é uma espécie de preferência que a rocha possui para a aderência de um fluido ou outro à sua superfície. O ângulo de contato entre a superfície da rocha e o fluido mais denso do sistema é usado para mensurar a molhabilidade, como mostra a figura 2.4. Quanto mais molhável a rocha for ao fluido mais denso menor será o ângulo de contato. Quando esse ângulo é menor do que 90° diz-se que o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido, e quando ele é maior do que 90° diz-se que o líquido menos denso molha a sólido. No sistema água-óleo podemos ter:

- Rocha molhável pela água (*water wet*);
- Rocha molhável pelo óleo (*oil wet*);

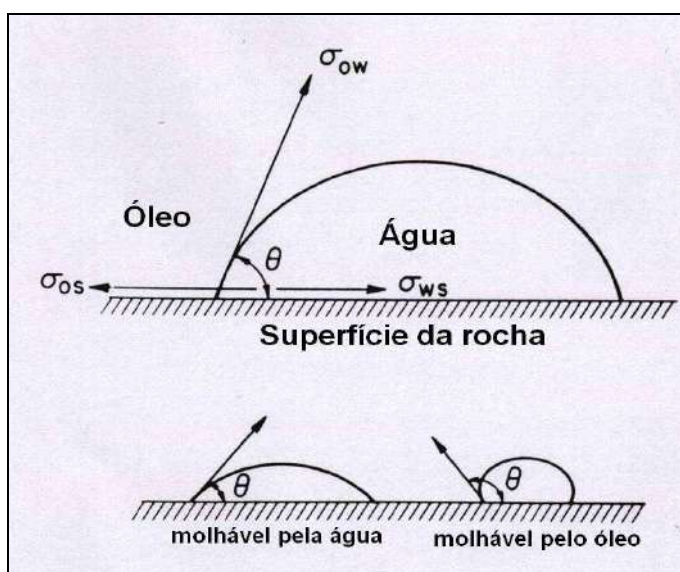


Figura 2.4: Ângulo de contato e molhabilidade.

A molhabilidade à água é favorável à injeção de água, pois o óleo estará ocupando o centro do poro e será mais facilmente deslocado. Em rochas molháveis ao óleo, ele estará quimicamente atraído pela parede do poro, sendo mais dificilmente deslocado pela injeção de algum fluido. Nesse caso, existem situações em que aditivos químicos são injetados no reservatório para modificar a molhabilidade para neutra ou molhável à água. Em alguns casos, esse fenômeno ocorre pela injeção de água de baixa salinidade no reservatório.

A Pressão capilar é a diferença de pressão existente entre dois fluidos imiscíveis em contato entre si, ou seja, a diferença de pressão existente na interface dos fluidos imiscíveis. Ela é calculada pela diferença entre a pressão na fase não-molhante e na fase molhante.

2.2 DANOS À FORMAÇÃO

Dano à formação pode ser definido como qualquer fenômeno que altere o fluxo natural dos fluidos na rocha, reduzindo sua permeabilidade original ou a permeabilidade relativa ao fluido de interesse. O dano à formação produtora é um problema operacional, geralmente associado a perdas econômicas significativas, que pode ocorrer em qualquer fase da operação de um poço, desde sua perfuração.

O dano ocorre nas proximidades do poço, injetor ou produtor. Porém neste trabalho estaremos nos referindo mais especificamente ao dano aos poços injetores.

A fim de exemplificar o dano a formação, imagine um poço injetor de água, onde se opere a uma vazão constante. A partir da equação de Darcy para fluxo radial, como mostra a figura 2.5, podemos prever um perfil linear da pressão em função do logaritmo do raio, para um meio poroso isotrópico, ou seja, considerando permeabilidade constante. Como o fluxo ocorre devido ao diferencial de pressão, da maior para a menor, para ser possível a injeção de água é necessário se impor uma pressão maior do que a pressão da formação ao seu redor.

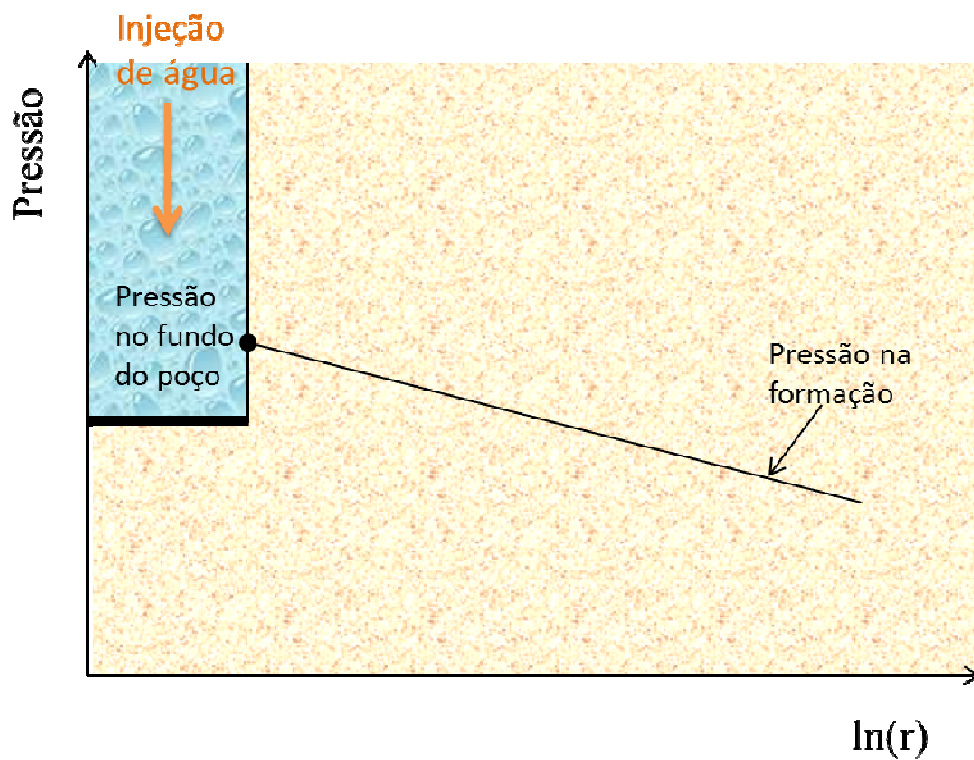


Figura 2.5: Perfil de pressão ao redor do poço injetor.

Com o passar do tempo, devido aos efeitos causadores de dano, como por exemplo, a deposição de finos da formação nas proximidades do poço ou inchamento das argilas presentes na formação por absorção de água, pode-se considerar, para efeito de modelo, que uma camada é formada ao redor do poço com uma permeabilidade (k_a) mais baixa que a permeabilidade da formação (figura 2.6). Essa camada é conhecida como película ou *skin*.

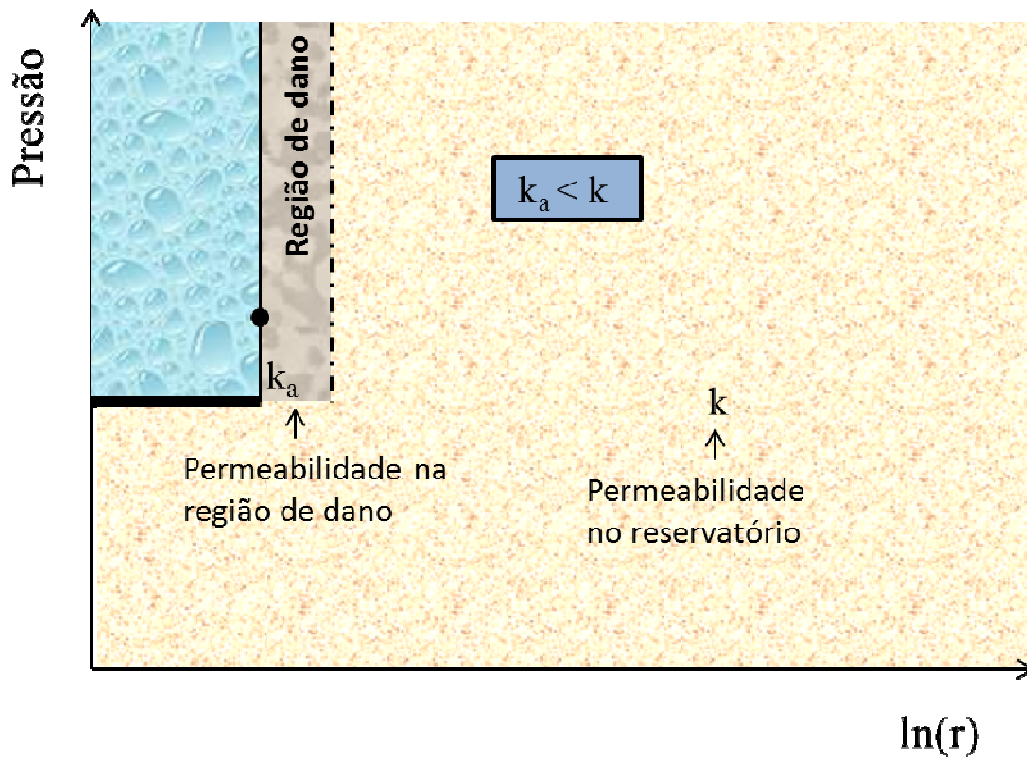


Figura 2.6: Formação de película ao redor do poço.

Caso não existisse dano pela película, a diferença de pressão entre o fundo do poço e a extremidade da película seria:

$$\Delta p_{sdp} = \frac{Q_w \cdot \mu_w \cdot \ln\left(\frac{r_w}{r_a}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \quad (2.12)$$

onde:

Δp_{sdp} , diferença de pressão sem dano pela película (atm);

r_a , raio da região de película, medido a partir do centro do poço (cm);

k , permeabilidade do meio poroso, sem ter sofrido dano (D);

Porém, com a formação do dano, essa diferença de pressão será maior do que a prevista, sem a formação de dano, devido a diminuição da permeabilidade, como é mostrado na figura 2.7. Pode-se calcular essa diferença de pressão pela equação de Darcy, como segue:

$$\Delta p_{cdp} = \frac{Q_w \cdot \mu_w \cdot \ln\left(\frac{r_w}{r_a}\right)}{2 \cdot \pi \cdot k_a \cdot h} \quad (2.13)$$

onde:

Δp_{cdp} , diferença de pressão com dano pela película (atm);

k_a , permeabilidade na região alterada devido ao dano (D);

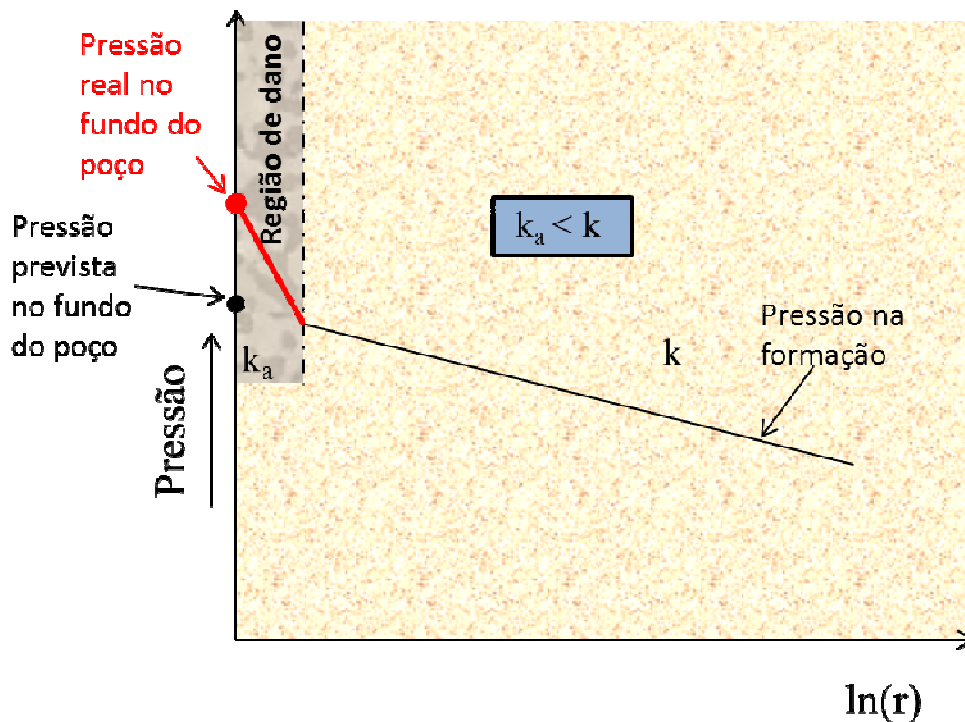


Figura 2.7: Elevação da pressão devido ao dano causado pela película.

A diferença entre o diferencial de pressão real e o previsto pode ser calculada pela subtraindo-se a equação 2.12 da equação 2.13:

$$\Delta p_s = -\frac{Q_w \cdot \mu_w}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\frac{k}{k_a} - 1 \right) \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_w} \right) \quad (2.14)$$

onde:

Δp_s , diferença de pressão devido ao efeito de película (atm);

A figura 2.8 mostra o diferencial de pressão devido ao efeito de película.

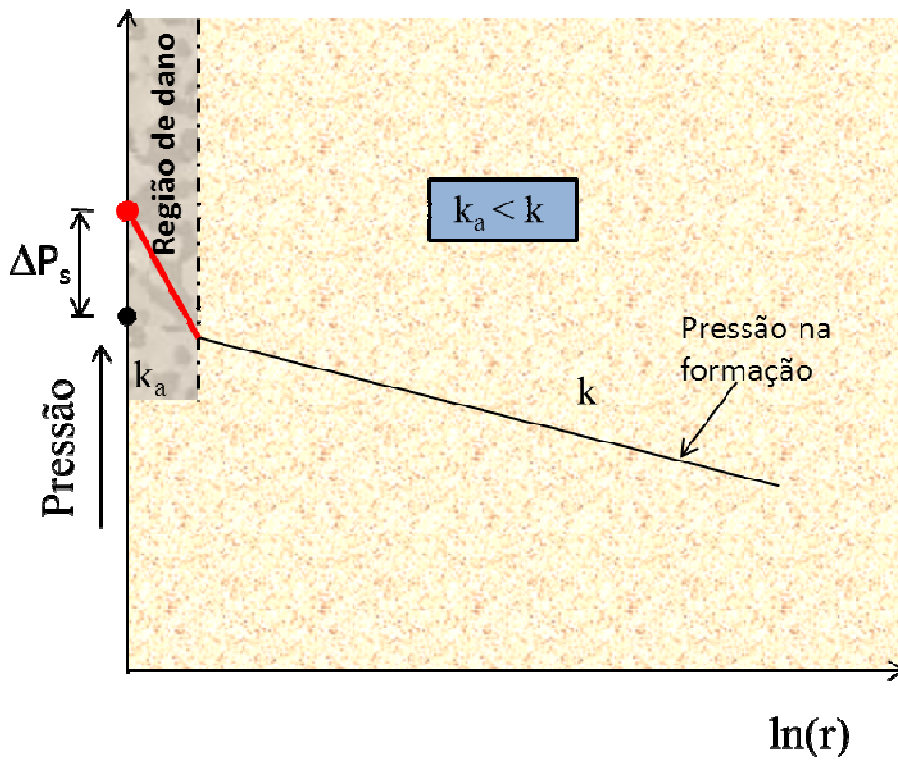


Figura 2.8: Diferença de pressão devido ao efeito de película.

Costuma-se definir um fator de película (*skin factor*), como sendo:

$$s = \left(\frac{k}{k_a} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right) \quad (2.15)$$

Quando a permeabilidade da área afetada é menor que a permeabilidade anterior da rocha ($k_a < k$), o valor de s é positivo e é a indicação de dano da formação. Quando um poço é estimulado, por faturamento hidráulico ou por acidificação, o modelo de película também pode ser usado. Neste caso, a permeabilidade da área afetada será maior do que a permeabilidade anterior, sem considerar o estímulo ($k_a > k$).

Apesar desse modelo ser apenas uma idealização do que acontece, ele é útil para dar um melhor entendimento do fenômeno.

A seguir abordaremos as principais fontes geradoras de dano à formação na injeção de água.

2.2.1 Inchamento de argilas e migração de finos

A fração fina presente no reservatório pode ocasionar dois tipos de danos. O primeiro, de natureza química, é o inchamento de argilas, que ocorre devido à injeção de fluido aquoso com salinidade inferior à da formação. O segundo, de natureza física, ocorre devido a altas velocidades de fluxo no sistema poroso [6].

O fenômeno de inchamento de argila ocorre devido à entrada e absorção de moléculas de água no espaço interplanar da argila, resultando na hidratação dos cátions, ocasionando o aumento de seu volume e o afastamento das lamelas de argila, reduzindo o espaço poroso, a figura 2.9 ilustra esse efeito. Esse fenômeno pode ser reduzido pelo uso de inibidores [6].

As altas velocidades de fluxo no sistema poroso ocasionam o desprendimento de frações finas que não estão firmemente aderidas ao arcabouço. A movimentação dessas partículas através do meio poroso pode ocasionar a obstrução dos poros [6].

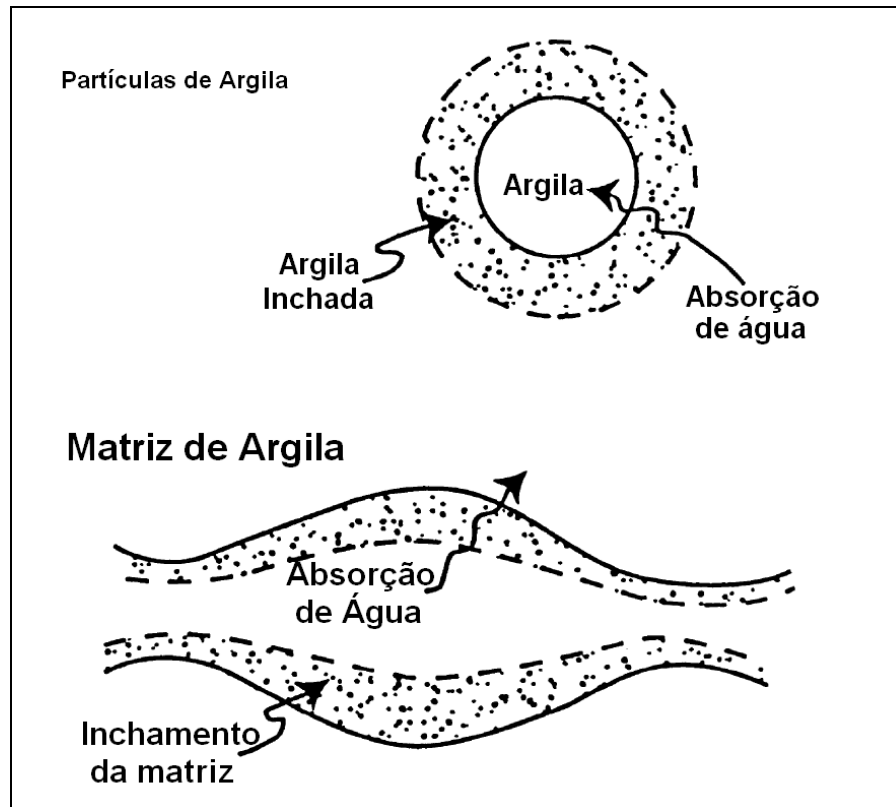


Figura 2.9: Fenômeno de inchamento de argilas [1].

2.2.2 Inversão de molhabilidade

Geralmente, as rochas reservatório são molháveis por água e a permeabilidade relativa ao óleo (fluido não molhante) é maior que a permeabilidade relativa à água (fluido molhante). Se ocorrer inversão total ou parcial da molhabilidade da rocha, isto é, se a rocha se tornar molhável ao óleo, a permeabilidade relativa ao óleo diminui. Este fenômeno pode ocorrer pela adsorção de aditivos tensoativos provenientes de fluidos não aquosos nas superfícies das rochas.

2.2.3 Óleo e partículas sólidas suspensas presentes na água de injeção

As partículas sólidas em suspensão podem causar o entupimento do meio poroso, ocasionando redução na injetividade dos poços. A magnitude do dano provocado depende do tamanho máximo das partículas (medido em μm), da distribuição de tamanho dessas partículas, do total de partículas sólidas em suspensão (total de sólidos em suspensão, TSS, medido em ppm) e da distribuição do tamanho das gargantas dos poros da rocha receptora [6].

Um dos responsáveis pela presença de partículas sólidas na água injetada são os gases dissolvidos, O_2 , CO_2 e H_2S . Esses gases, devido a seus efeitos corrosivos, podem propiciar a geração de produtos de corrosão [5],[6].

A presença do óleo na água de injeção também pode causar dano à formação, intensificando o dano causado pelas partículas sólidas. Porém o processo de captura de sólidos é diferente do processo de captura de gotículas de óleo, sendo este não apenas dependente do tamanho, mas também do número de capilaridade local associado ao fluxo.

O número de capilaridade representa a razão entre as forças viscosas associadas ao escoamento da fase deslocante (água) e a força capilar entre as fases. O aumento do número capilar desloca o equilíbrio para o lado das forças viscosas e, conseqüentemente, diminui a saturação da fase deslocada (óleo) no poro [3]. Os danos causados à formação, devido à presença de óleo na água de injeção estão associados diretamente ao número de capilaridade.

Outros problemas ocasionados pela presença de óleo na água de injeção são [6]:

- Crescimento de bactérias na interface óleo/água;
- Aglomeração do material em suspensão, adsorvendo sobre produtos de corrosão, produtos anticorrosão e outros depósitos, formando uma mistura conhecida como schmoos, favorecendo o tamponamento da formação, com conseqüente perda de injetividade;

2.2.4 Incrustação

As incrustações ocorrem devido a precipitação de sais, principalmente carbonato de cálcio (CaCO_3), sulfato de cálcio (CaSO_4), sulfato de estrôncio (SrSO_4) e sulfato de bário (BaSO_4), o que reduz a injetividade dos poços. Elas são mais comuns em campos que utilizam água do mar, devido a sua alta concentração de sulfato ($\sim 2900 \text{ mg/L}$), e da água da formação conter íons de bário, estrôncio e cálcio. As precipitações de sulfato ocorrem preferencialmente nas proximidades dos poços produtores, porém, como elas causam problemas para processamento da água produzido devido às incrustações nas tubulações, elas devem ser evitadas [5],[6]. A figura 2.10 apresenta tubulações nas quais ocorreram incrustações.



Figura 2.10: Incrustações em tubulações.

A prevenção de incrustações pode ser feita basicamente através da utilização de inibidores de incrustações e/ou pela dessulfatação da água do mar antes da injeção [5]. Esta segunda forma está detalhada no item 2.4.3.

2.2.5 Microorganismos

A presença de microorganismos na água de injeção ocasiona o tamponamento dos espaços porosos, causado pelo acúmulo de biomassa, o que reduz a permeabilidade e consequentemente a injetividade da rocha reservatório nas proximidades do poço injetor. A presença de microorganismos também podem gerar corrosão influenciada por

micoorganismos (CIM), e a acidulação biogênica do reservatório (*souring*), o que compromete a qualidade dos fluidos produzidos devido a alta concentração de H₂S [6].

2.3 PERDA DE INJETIVIDADE

A perda de injetividade pode ocorrer em decorrência da geometria de poços, de fatores de reservatório - como diferença de temperaturas entre este e a água injetada (sem a ocorrência de faturamento), razão de mobilidade e compressibilidade dos fluidos e da rocha - e de dano à formação, devido a migração de finos, entupimento de poros por partículas sólidas, partículas de corrosão, partículas oleosas, bactérias e precipitação de sais [5].

O declínio da injetividade é medido pela queda do índice de injetividade ao longo do tempo ou pelo aumento da impedância. O índice de injetividade é definido como [5]:

$$II = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{Q}{P_{wf} - P_{res}} \quad (2.16)$$

onde:

II, índice de injetividade [$(m^3/dia)/(kgf/cm^2)$];

Q, vazão volumétrica de injeção de fluido (m^3 / dia);

P_{wf}, pressão de injeção em condições de fundo de poço (kgf / cm^2);

P_{res}, pressão do reservatório (kgf / cm^2);

ΔP , diferença de pressão $P_{wf} - P_{res}$ conhecida como drawdown (kgf / cm^2);

A pressão de injeção em condições de fundo de poço pode ser medida pelo PDG (*Permanent Downhole Gauge*), um transmissor de pressão. Alternativamente, também pode ser calculada a partir do TPT (*Temperature and Pressure Transducer*), localizado na árvore

de natal, ou pela pressão na superfície, corrigindo-se pela hidrostática e pela perda de carga. Embora se trate de fluxo monofásico, esses 2 métodos têm apresentado grandes diferenças quando comparados com os valores reportados pelo PDG, provavelmente devido aos erros nas estimativas dos valores de perda de carga localizada e de rugosidade dos tubos [5].

A pressão do reservatório pode ser determinada por testes de *fall-off* ou pelo PDG em paradas de injeção (extrapolação para pressão estática) [5].

Na figura 2.11 é apresentado um gráfico do índice de injetividade em função do volume acumulado injetado (W_i) para um poço injetor vertical. Pode ser visto a tendência de queda pela curva de ajuste de histórico.

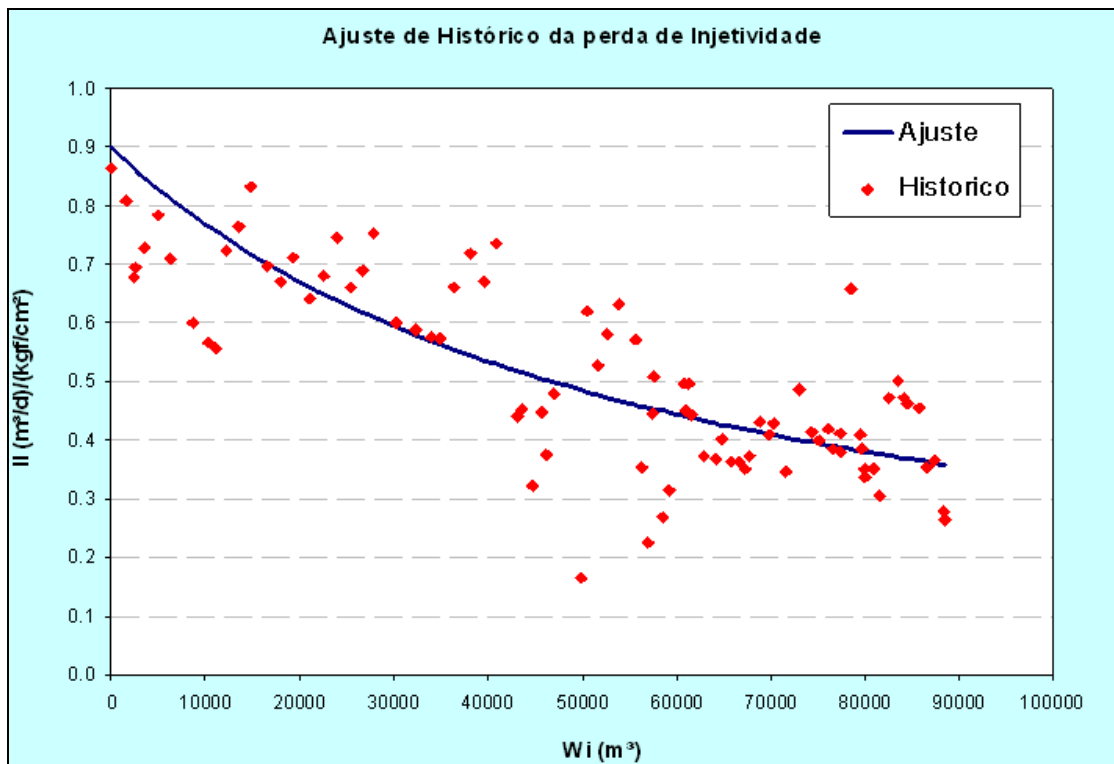


Figura 2.11: Valores do índice de injetividade em função do volume acumulado de água injetado para um poço vertical.

Costuma-se trabalhar também com o índice de injetividade relativo (II_d), que é a razão adimensional entre o índice de injetividade (II) e o índice de injetividade inicial (II_0):

$$II_d = \frac{II}{II_0} \quad (2.17)$$

A impedância (J) é o inverso do índice de injetividade relativo. A principal vantagem na utilização da impedância é a sua tendência à linearidade, já que a injetividade tende normalmente a um declínio hiperbólico.

$$J = \frac{1}{II_d} \quad (2.18)$$

2.3.1 Etapas da Perda de Injetividade

Apesar dos diferentes fatores que causam a perda da injetividade, como a temperatura do fluido injetado e a imiscibilidade fluido injetado com o fluido do reservatório, as grandes mudanças na injetividade têm como seus principais responsáveis sólidos em suspensão [6].

No início da injeção, ocorre o aumento da saturação de água (S_w), com conseqüente aumento da permeabilidade relativa à água (k_{rw}) e da razão de mobilidade, de acordo com a equação 2.11 apresentada anteriormente. Dessa maneira, com o aumento da razão de mobilidades, a água terá maior mobilidade que o óleo, aumentando o índice de injetividade [6].

A presença de sólidos em suspensão na água de injeção pode causar um declínio na injetividade em função de dois processos: a formação de reboco (também conhecida como filtração externa ou por exclusão pelo tamanho) e a filtração profunda [6].

A filtração profunda ocorre quando as partículas sólidas são retidas no interior do meio poroso. Como regra prática considera-se que partículas maiores do que $1/3$ do diâmetro da garganta de poro podem obstruí-la, e que partículas menores do que $1/7$ são inócuas ao reservatório. Essas regras são conhecidas como “regras do $1/3$ e do $1/7$ ”.

Além do mecanismo de retenção devido ao tamanho das partículas, há também mecanismos de retenção devido à ação de forças gravitacionais, eletrostáticas, e de adsorção.

A figura 2.12 exemplifica as condições que causam a retenção das partículas dentro do meio poroso.

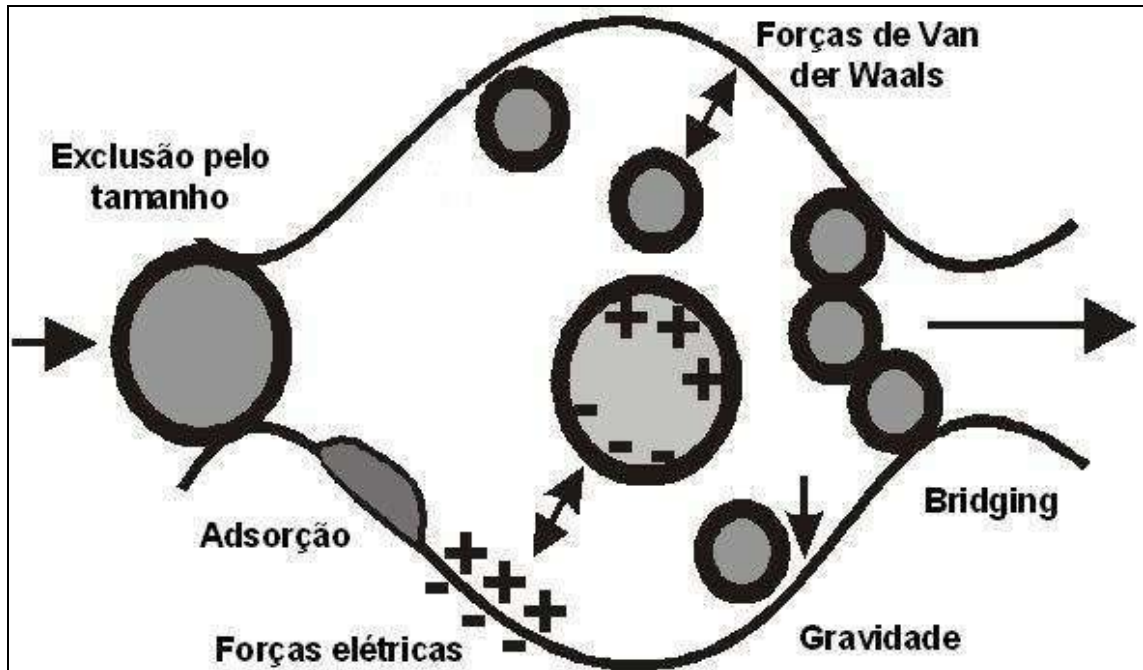


Figura 2.12: Mecanismos de retenção de partículas na fase de filtração profunda [6].

A formação do reboco ocorre pela retenção nos poros das partículas sólidas maiores que o poro da rocha. Além da retenção das partículas e da obstrução dos poros, o acúmulo destas leva à formação de um reboco, reduzindo ainda mais a injetividade. O reboco apresenta permeabilidade na faixa de 0,01 a 1 mD, muito pequena em relação à permeabilidade das rochas reservatório em geral. Esta camada pouco permeável faz com que a permeabilidade equivalente do sistema rocha-reboco tenha uma queda muito acentuada [6].

Um gráfico de volume poroso injetado pelo índice de injetividade relativo de dados reais ajustados por um modelo é apresentado na figura 2.13. Nele podem ser vistas todas as etapas responsáveis pela perda de injetividade de um poço. No início da injeção, ocorre o aumento da injetividade, ocasionado pelo efeito de mobilidade. Posteriormente, é possível observar a perda de injetividade devido à filtração profunda, seguida por um alto gradiente de perda devido ao reboco. Quando o reboco começa a ser erodido, ocorre uma estabilização do índice de injetividade [6].

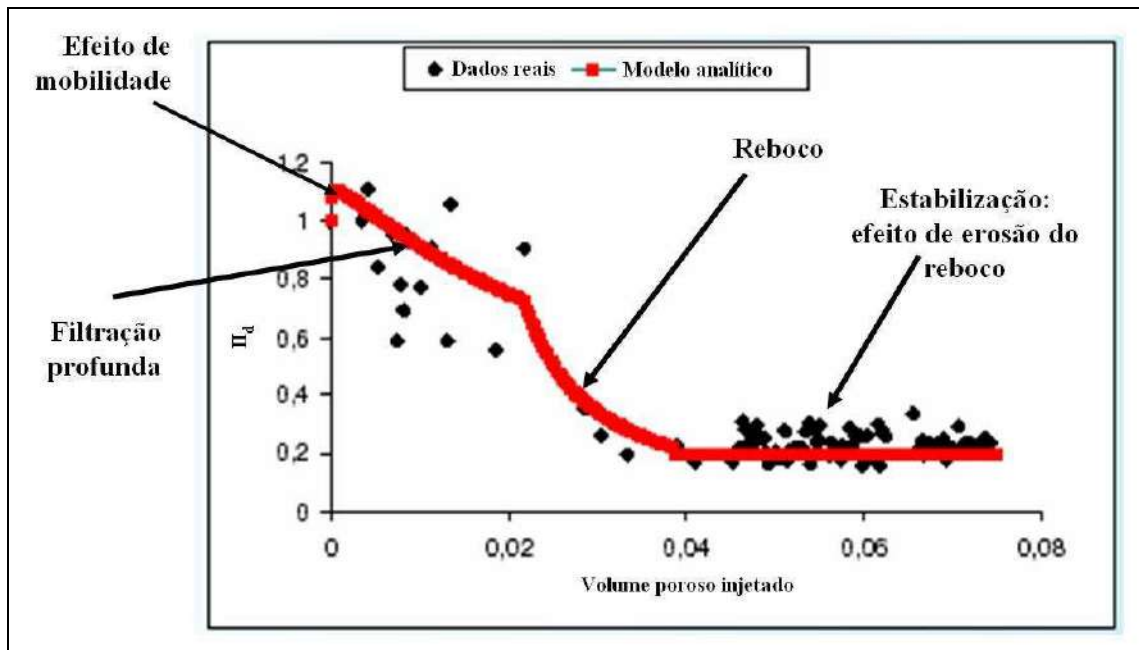


Figura 2.13: Etapas da perda de injetividade [6].

2.4 A ÁGUA DE INJEÇÃO

As águas de injeção apresentam, conforme suas fontes, características que favorecem ou contra-indicam sua utilização. Os principais parâmetros considerados na adequação de uma determinada água para injeção são [5]:

- sólidos e óleo em suspensão;
- presença de microrganismos;
- presença de íons potencialmente geradores de incrustações;
- salinidade total associada à distribuição catiônica dos sais;
- custo de tratamento;
- custo de adução;
- corrosividade associada ao teor de CO_2 , H_2S e O_2 ;
- disponibilidade;

- sazonalidade.

Há basicamente quatro fontes disponíveis para injeção [5]:

- mananciais de superfície, como rios, lagos, lagoas e represas;
- água do Mar.
- aquíferos, obtida por meio de captação;
- água produzida

As água utilizada para injeção apresentam características específicas capazes de causar dano à formação, ocasionando a perda da injetividade e comprometendo as cotas de injeção previstas para o campo.

Pode-se optar por se injetar uma mistura de água do mar e água produzida (*commingled water*). Neste trabalho a água de injeção utilizada foi uma mistura de água produzida (43%) e água do mar dessulfatada (57%). A seguir serão abordadas as características da água do mar e da água produzida que favorecem ou desfavorecem a sua utilização como água de injeção, e também as unidades de remoção de sulfato (URS).

2.4.1 Água do mar

Um dos principais problemas da água do mar é a presença de grande quantidade de sulfato (SO_4^{2-}), podendo ocasionar a deposição de sais no reservatório (o que ocorre preferencialmente nas proximidades dos poços produtores, diminuindo a seu índice de produtividade), e a geração de H_2S pelas bactérias redutoras de sulfato (BRS) [5].

Uma grande vantagem na utilização da água do mar é a baixa quantidade de sólidos nela presentes em relação a água produzida, porém é preciso levar em consideração a época do ano, as correntes marinhas e a profundidade da captação da água, que são fatores que afetam a quantidade de sólidos presentes na água.

A tabela 2.1 apresenta as principais vantagens e desvantagens da utilização da água do mar como água de injeção.

Tabela 2.1: Principais vantagens e desvantagens na injeção da água do mar.

Água do mar	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none">• Facilmente disponível• Relativamente limpa• Composição relativamente uniforme• Alta salinidade em relação a água doce (apesar de ainda ser menor do que a salinidade da água de formação, ela reduz a possibilidade de ocorrência do fenômeno de inchamento de argilas)	<ul style="list-style-type: none">• Corrosiva (oxigênio, salinidade e atividade bacteriana)• Qualidade depende do local e da estação do ano• Aumenta o potencial de incrustação• Aumenta o potencial de acidulação biogênica

2.4.2 Água produzida

A água produzida pode apresentar grande quantidade de sólidos suspensos e de óleo, ocasionando problemas de tamponamento da formação quando injetada. As vantagens da reinjeção da água produzida é que essa possui baixa quantidade de sulfato comparado com a água do mar, e o fato de sua reinjeção eliminar um passivo ambiental, evitando o seu descarte [5].

A tabela 2.2 apresenta as principais vantagens e desvantagens da utilização da água produzida como água de injeção.

Tabela 2.2: Principais vantagens e desvantagens na injeção da água produzida.

Água produzida	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Disponível com a produção de óleo (inclusive de outros campos) • Compatível com a rocha e água da formação • Em geral pouca bactéria • Resolve problema de descarte da água 	<ul style="list-style-type: none"> • Má qualidade (em geral altos valores de TOG e TSS, é uma água mais corrosiva, e pode causar <i>souring</i> devido a presença de fontes de carbono e sulfato) • Quantidade disponível em geral menor que a requerida • Quantidade pode variar dependendo da estratégia de produção

2.4.3 Unidade de Remoção de Sulfato (URS):

Em campos onde houver grande potencial de precipitação de sais de bário ou estrôncio, causada pela mistura da água de injeção com a água existente na formação, poderá ser necessária a instalação de Unidades de Remoção de Sulfato (URS) da água do mar, de forma a evitar perda de produção [5].

Na URS são usadas membranas seletivas quanto à carga iônica e ao tamanho, que retêm preferencialmente os íons maiores (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^- , etc.) permitindo passagem dos menores (Na^+ , Cl^- , etc.). Estas características da água tratada pela URS são importantes visto que ao mesmo tempo em que a formação de incrustações de sais de sulfato é prevenida, a não deionização total da água reduz os riscos de perturbação do equilíbrio de argilo-minerais presentes nos reservatórios [5].

A água que deixa a URS é comumente chamada de água do mar dessulfatada (AMD). A figura 2.14 apresenta as vazões e concentrações típicas obtidas pela passagem de água do mar (AM) pelas membranas da URS, e a figura 2.15 mostra uma URS em uma plataforma *offshore*.

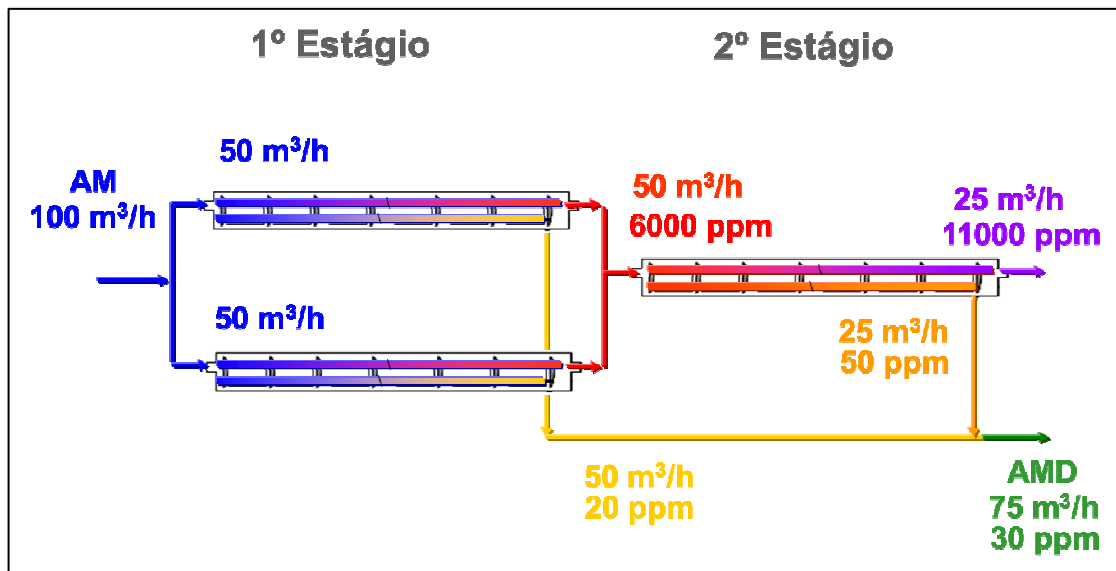


Figura 2.14: Vazões e composições típicas em uma URS.



Figura 2.15: Fotografia de uma URS em plataforma *offshore*.

Neste trabalho, foi realizada a simulação da perda de injetividade para dois poços, com o uso de uma mistura de água produzida (43%) e água do mar dessulfatada (57%).

2.5 MODELOS MATEMÁTICOS PARA QUALIDADE DA ÁGUA DE INJEÇÃO E PERDA DE INJETIVIDADE

A intenção deste item não é de explicar em detalhes cada modelo, mas apresentá-los e avaliá-los quanto aos pontos fortes e/ou fracos na utilização de cada um. O modelo de Perkins e Gonzales será descrito com mais detalhes uma vez que será utilizado no trabalho para a realização da perda de injetividade de dois poços.

Serão abordados os seguintes modelos:

- Modelo de feixe de capilares (método de Purcell);
- Modelos de rede.
- Modelo fenomenológico
- Modelo de Perkins e Gonzales (semi-empírico);

2.5.1 Modelo de feixe de capilares

É um método para a avaliação da perda de injetividade em função dos diâmetros de garganta de poros, que correlaciona a pressão capilar à permeabilidade utilizando uma simplificação do meio poroso (feixe de tubos capilares cilíndricos, não-interconectados, de mesmo comprimento com raios distribuídos aleatoriamente).

É possível obter-se uma distribuição de gargantas de poros de uma amostra de rocha através de ensaios de pressão capilar. Usando a expressão de Purcell, é possível estimar a parcela da permeabilidade total da rocha que é devida a cada classe de diâmetros de gargantas de poros.

Esse modelo é bem simplificado, considerando a captura das partículas apenas pelo mecanismo de exclusão pelo tamanho, e desconsiderando processos de aprisionamento e

liberação de partículas menores por forças eletrostáticas, gravitacionais e hidrodinâmicas, sua principal desvantagem é a incapacidade de prever o comportamento de injeção ao longo do tempo. Por outro lado, é um método simples e rápido para obtenção de diâmetros nominais de filtros partindo de dados frequentemente disponíveis em estudos de caracterização de reservatórios [6].

2.5.2 Modelos de rede

Outra categoria de modelo que toma como base os fenômenos que ocorrem na escala dos poros da rocha-reservatório é a dos modelos de rede, onde o meio poroso é considerado como uma rede tridimensional.

Esses modelos podem reproduzir, com maior ou menor complexidade, as características morfológicas (tamanhos de poros e gargantas) e topológicas (interconectividade dos poros) da rocha, bem como incorporar os diversos processos que afetam a movimentação das partículas em suspensão no interior do espaço poroso, seu ocasional aprisionamento, e os efeitos das partículas capturadas sobre as propriedades de fluxo do meio. Apesar de constituírem valiosa ferramenta para a compreensão e a avaliação da sensibilidade do dano às diversas variáveis presentes nos sistemas rocha-fluido-partículas e às características de fluxo, mesmo os modelos de rede mais sofisticados ainda não são capazes de prever com robustez o comportamento temporal da permeabilidade. Além disso, exigem a determinação precisa de várias características das partículas e do meio poroso, algumas das quais não dispõem de metodologias analíticas amplamente acessíveis [6].

A figura 2.16 apresenta o exemplo de uma rede de poros. Na figura os nós (poros) são representados por cubos e as ligações (gargantas) por prismas retangulares.

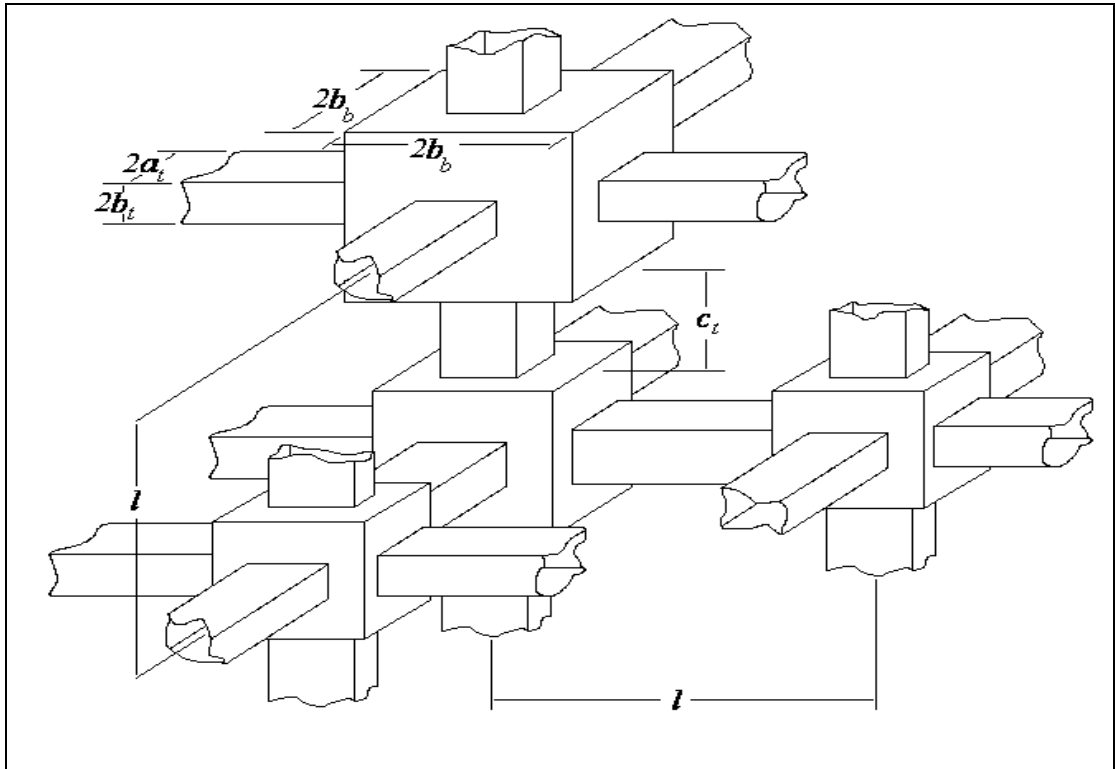


Figura 2.16: Exemplo de um modelo de rede [8]

Esse modelo considera apenas a fase de filtração profunda das partículas na formação, não considerando a próxima fase, tão ou mais importante, que é a formação do reboco externo.

2.5.3 Modelo fenomenológico

Os modelos fenomenológicos são baseados em equações de conservação globais e em leis empíricas, considerando a evolução do dano de um ponto de vista macroscópico. O meio poroso é considerado como um sistema fechado, onde ocorre o aprisionamento de partículas durante a fase de filtração profunda. Esse modelo considera a formação de reboco após uma concentração crítica de partículas retidas ser atingida face de entrada da formação [6].

Essa abordagem tem a vantagem de não requerer a caracterização detalhada das partículas e do meio poroso. Além disso, permite o cálculo da evolução do dano em geometria de injeção radial (poço) a partir do comportamento observado em geometria linear de injeção, como em uma amostra de rocha (plugue), e vice-versa [6].

Seu maior inconveniente é que os parâmetros do modelo são específicos para cada sistema rocha-fluido-partícula e para cada configuração de fluxo (injeção a pressão ou vazão especificada e valor dessa pressão ou vazão). Assim, a mudança de qualquer dessas características do sistema ou da configuração de injeção exige a realização de novos ensaios laboratoriais para a determinação dos parâmetros empíricos que lhes correspondem, o que nem sempre é factível, pois para tanto é necessária a disponibilidade de novas amostras representativas da formação, já que esses ensaios laboratoriais impossibilitam o reuso das amostras, dado que é impossível retirar delas as partículas aprisionadas em seu interior durante o fluxo [6].

2.5.4 Modelo de Perkins e Gonzales

Este modelo é baseado no artigo de T. K. Perkins e J. A. Gonzales, com o título “The Effect of Thermoelastic Stresses on Injection Fracturing” [4]. Neste artigo é proposto um modelo de previsão da propagação de uma fratura durante o processo de injeção de água. O diferencial de pressão necessário para propagar a fratura é composto, segundo os autores, por diversas parcelas que consideram todos os fenômenos envolvidos, como por exemplo: efeitos térmicos, resistência mecânica da rocha e o dano causado pela presença de partículas sólidas na água que está sendo injetada. Esta última parcela é utilizada na modelagem da previsão da perda de injetividade [4],[5].

Neste modelo a seguinte equação é proposta para o cálculo do diferencial de pressão devido ao dano:

$$\Delta p_s = 119,587 \left(\frac{Q_w \mu_w}{A_f} \right) R_{s,f} \quad (2.19)$$

onde:

Δp_s , diferencial de pressão devido à formação do dano (kgf/cm²);

Q_w , vazão de injeção de água (m³ / d);

μ_w , viscosidade da água injetada (cP);

$R_{s,f}$, resistência ao fluxo causada pelo dano à formação (m/mD);

A_f , área superficial pela qual a água será injetada (m²);

Nesta equação, tanto Q_w quanto μ_w são conhecidos para uma dada injeção em um poço, ao passo que A_f pode ser calculada conhecendo-se a geometria da área aberta ao fluxo. Apenas o $R_{s,f}$ é desconhecido, porém, é possível se obter o $R_{s,f}$ a partir de teste em laboratório, utilizando-se plugues de rocha (pequenas amostras de rocha), sendo essas amostras representativas em relação a rocha da formação nas proximidades do poço.

A metodologia praticada consiste em fluir em plugues de rocha uma água sintetizada em laboratório com a mesma composição que a água utilizada para injeção, porém sem partículas sólidas suspensas capazes de entupirem as gargantas de poro da rocha. Isto pode ser feito por meio da filtração da água em uma membrana com diâmetro de poro bem pequeno (0,22µm). Depois de se injetar cerca de 1000 a 2000 volumes porosos dessa água no plugue, pode-se observar uma estabilização da permeabilidade. Em seguida faz-se o fluxo da água realmente utilizada na injeção do poço, até que a permeabilidade caia à valores bem baixos [4].

A queda total de pressão no plugue pode ser considerada como composta por duas parcelas, sendo uma a queda de pressão devida ao fluxo (sem a ocorrência de dano), e a outra a queda causada por uma resistência adicional devido a filtração dos sólidos presentes na água, conforme a equação 2.20:

$$\Delta p_c = 244,932 \left(\frac{Q_w \mu_w L_c}{k_w A_c} + \frac{Q_w \mu_w}{A_c} R_{s,c} \right) \quad (2.20)$$

onde:

Δp_c , queda de pressão total (resultante tanto da permeabilidade matriz porosa quanto do dano) diferencial de pressão devido à formação do dano (psi);

L_c , comprimento do plugue (cm);

A_c , área transversal do plugue, onde ocorre o fluxo (cm^2);

k_w , permeabilidade do plugue a água, quando não há dano (mD);

$R_{s,c}$, resistência ao fluxo causada pelo dano no plugue (cm/mD);

Todos os termos da equação 2.20 são conhecidos quando se monitora a queda de pressão e a vazão, pois a permeabilidade a água (k_w) foi determinada anteriormente, no primeiro teste em laboratório. Assim $R_{s,c}$ pode ser determinado pela equação abaixo:

$$R_{s,c} = \frac{\Delta p_c A_c}{244,932 \cdot Q_w \mu_w} - \frac{L_c}{k_w} \quad (2.21)$$

Para uma dada distribuição de tamanho de partículas, o aumento adicional da resistência ao fluxo é diretamente proporcional ao volume injetado e a concentração de sólido totais, e inversamente proporcional a área da seção transversal do plugue.

Paul Evans *et al.*(2004) propuseram o seguinte equacionamento para a resistência ao fluxo [2]:

$$R_{s,c} = \lambda \frac{W_i}{A_c} \quad (2.22)$$

onde:

$R_{s,c}$, resistência ao fluxo (cm/mD);

W_i , volume acumulado de água injetada (cm^3);

A_c , Área superficial aberta ao fluxo no plugue (cm^2)

λ , parâmetro de qualidade da água (1/mD);

Podemos traçar um gráfico de $(W_i/A_c) \times R_{s,c}$ para os dados com os testes em plugues e determinarmos o λ pelo coeficiente angular da reta encontrada no gráfico.

A partir do λ pode-se chegar ao $R_{s,f}$ para a rocha da formação, pela equação 2.23:

$$R_{s,f} = \lambda \frac{W_i}{A_f} \quad (2.23)$$

Onde se utiliza o mesmo λ encontrado nos testes com plugues para se determinar o $R_{s,f}$. Quanto mais semelhantes forem as propriedades de permeabilidade e porosidade dos plugues às propriedades da formação nas proximidades do poço injetor, e quanto mais semelhante for a água utilizada nos testes com os plugues à água que chega ao fundo do poço injetor, mais válida será a suposição da igualdade dos valores de λ .

O λ está associado às características da água, como o TSS e o TOG, e também da rocha, como a permeabilidade e porosidade. Alterando uma destas características, obtém-se um novo valor para λ . Observa-se que quanto maior for a permeabilidade, menor é o valor de λ , e diz-se que a rocha tem uma boa qualidade para receber fluidos. Quando a água tem um alto TSS ou TOG, o valor de λ também é alto, indicando uma qualidade de água ruim para a injeção de água. Os valores de λ costumam variar entre 10^{-8} a 10^{-2}mD^{-1} , sendo que os valores altos, mais próximos de 10^{-2}mD^{-1} indicam uma água e uma rocha de qualidades ruins, pois quanto maior o λ , mais acentuado será o declínio do índice de injetividade ao longo do tempo. Os valores mais baixos para λ , mais próximos de 10^{-8}mD^{-1} , indicam uma água/rocha de boa qualidade, uma vez que o declínio do índice de injetividade ao longo do tempo será menos acentuado.

Ao invés de usar direto o parâmetro λ , pode-se também adotar o parâmetro pL, que é definido como:

$$pL = -\text{Log}(\lambda) \quad (2.24)$$

A vantagem do uso de pL é simplificar a interpretação e a comparação do parâmetro uma vez que ele fica dentro de uma mesma ordem de grandeza, variando de 2 a 8, e que apresenta valores maiores para água/rocha de boa qualidade e valores menores para água/rocha de qualidade ruim. Valores de pL próximos de 2 indicam uma água de qualidade ruim, enquanto que valores próximos a 8 indicam uma água de boa qualidade.

2.5.4.1 Procedimento para previsão do índice de injetividade

O índice de injetividade pode ser previsto, conhecendo-se as seguintes variáveis:

- Pressão do Reservatório ou pressão estática;
- Pressão de fratura;
- Viscosidade da água nas condições de injeção;
- Área da região aberta ao fluxo;
- Vazão;
- Índice de injetividade inicial;
- λ ou pL;

Define-se um incremento de tempo, nos quais serão calculados os índices de injetividade. A cada incremento haverá um novo valor de volume acumulado de água injetada. As equações (2.25), (2.26) e (2.28) apresentadas a seguir são utilizadas em loops, e para cada loop se tem um valor de índice de injetividade.

O índice de injetividade é calculado pela equação abaixo [5]:

$$II = \frac{Q_w}{\frac{Q_w}{II_0} + 119,6 \cdot \left(\frac{\mu \cdot \lambda \cdot W_i}{A_f^2} \right) \cdot Q_w} \quad (2.25)$$

onde:

II , índice de injetividade no momento $[(m^3/d)/(kgf/cm^2)]$;

Q_w , vazão volumétrica de água (m^3/d) ;

II_0 , índice de injetividade inicial $[(m^3/d)/(kgf/cm^2)]$;

μ , viscosidade da água nas condições de injeção (cP);

λ , parâmetro de qualidade da água $(1/mD)$;

W_i , volume acumulado de água injetada (m^3) ;

A_f , área da superfície aberta ao fluxo (m^2) ;

Em seguida calcula-se o novo valor de pressão no fundo do poço (P_{wf}). Pela equação a seguir

$$P_{wf} = \frac{Q_w}{II} + P_{res} \quad (2.26)$$

onde:

P_{wf} , pressão no fundo do poço (kgf/cm^2) ;

Q_w , vazão volumétrica de água (m^3/d) ;

II , índice de injetividade no momento $[(m^3/d)/(kgf/cm^2)]$;

P_{res} , pressão do reservatório ou pressão estática (kgf/cm^2) ;

desde que,

$$\left(\frac{Q_w}{II} + P_{res} \right) < P_{frat} \quad (2.27)$$

onde:

P_{frab} , Pressão de fratura (kgf/cm^2);

Para fins desse trabalho não será considerada injeção acima da pressão de fratura (Pode haver casos em que essa situação é desejada). Caso a condição da desigualdade (2.27) não seja satisfeita, considera-se a pressão no fundo do poço como igual a pressão de fratura e calcula-se uma nova vazão pela equação 2.28, que deve ser menor que a anterior.

$$Q_w = II \cdot (P_{wf} - P_{res}) \quad (2.28)$$

Este valor de vazão deve se manter como o mesmo, a não ser que a condição 2.27 não seja satisfeita.

Em seguida volta-se a equação 2.25 utilizando-se o novo valor de vazão (Q_w), caso ele seja alterado, e novo valor de volume acumulado de água injetada para o incremento de tempo escolhido.

Seguindo o algoritmo indicado acima, em cada loop obtém-se um valor para as seguintes variáveis:

- Tempo;
- W_i - volume acumulado de água injetada;
- II – Índice de injetividade;
- P_{wf} – Pressão no fundo do poço;
- Q_w – Vazão (caso se atinja a pressão de fratura);

Com esses dados pode se montar diversos gráficos. Usando programas de computador e planilhas eletrônicas este algoritmo pode ser automatizado, gerando repostas em pouco tempo. Na PETROBRAS/CENPES foi desenvolvido um programa intitulado PERKINS que faz cálculos desse tipo. Há outros programas que apresentam algoritmos para cálculos de injetividade. O PROPAG (desenvolvido por pesquisadores da

UNICAMP), por exemplo, é muito utilizado para estudos a respeito de injeções acima da pressão de fratura. Em alguns simuladores de fluxo, como o REVEAL (Petroleum Experts) existe a possibilidade de avaliação de injetividade utilizando o modelo de Zara Khatib, descrito no artigo “Prediction of Formation Damage Due to Suspended Solids: Modeling Approach of Filter Cake Buildup in Injectors”, de 1994, publicado pela SPE.

CAPÍTULO 3

MATERIAIS E MÉTODOS

A fim de avaliar a perda de injetividade para dois poços injetores que utilizam uma mistura de água produzida (43%) com água do mar dessulfatada (57%), foram realizados dois tipos de testes na plataforma que opera em águas profundas, no campo onde esses poços se localizam, a saber:

- TESTES DE INJETIVIDADE E TSS EM MEMBRANAS (5 membranas)
- TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES (4 plugues)

A água do mar antes de ser misturada à água produzida passa por uma URS, enquanto a água produzida passa por uma unidade de remoção de sólidos (*desanding*), antes de compor a corrente de injeção. A corrente de injeção pode ser acessada a partir de um ponto de amostragem no *header* de injeção (figura 3.1).

Devido a essa disposição de unidades, equipamentos e correntes, os testes de injetividade em plugues foram realizados no *header* de injeção, enquanto que os testes de injetividade e TSS usando membranas ocorreram nos pontos mostrados na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Pontos de realização dos testes de injetividade e TSS em membranas.

Membrana	Local do teste
M1	Saída da dessulfatador
M2	Entrada do <i>desanding</i>
M3	Saída do <i>desanding</i>
M4	<i>Header</i> de injeção
M5	<i>Header</i> de injeção

Foram realizados dois experimentos com membranas e 4 experimentos com plugues no *header* de injeção, pois nesse ponto se tem-se a composição mais próxima da água que chega ao fundo do poço.

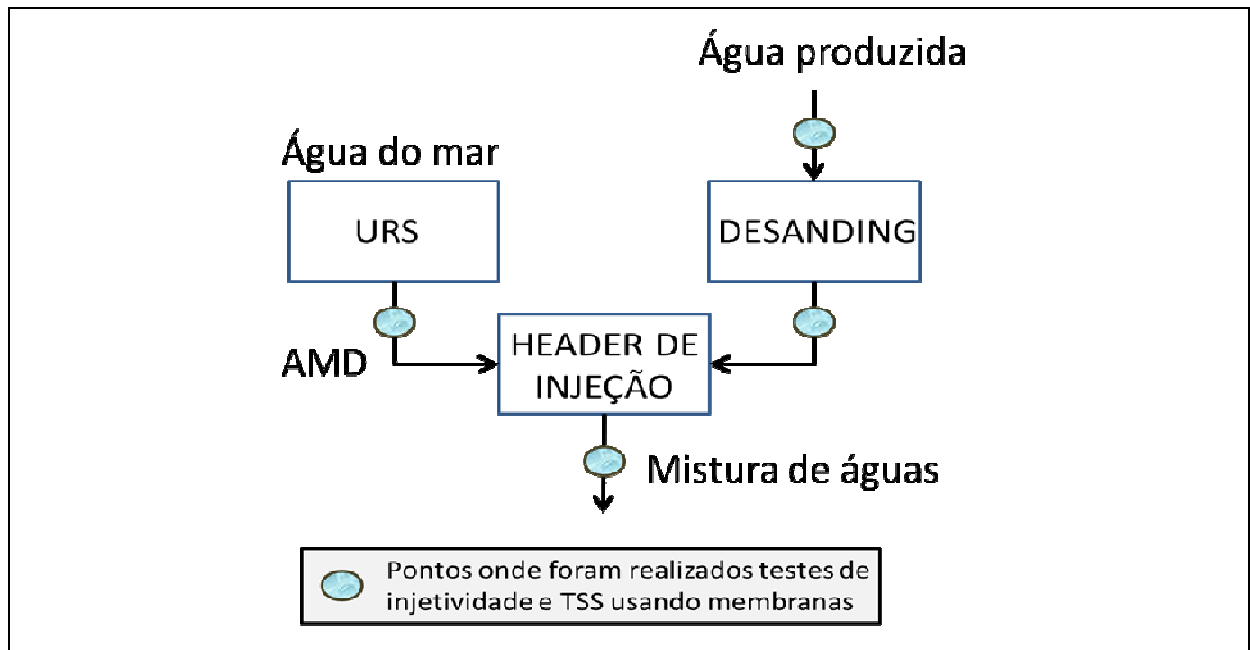


Figura 3.1: Pontos de realização dos testes com membranas.

3.1 TESTES DE INJETIVIDADE E TSS EM MEMBRANAS

Foram utilizadas membranas HAWP de 0,45 μm nos quatro pontos de análise citados anteriormente. As membranas utilizadas foram pesadas anteriormente em terra, e inseridas em um sistema para filtrar a água, conforme a figura 3.2.



Figura 3.2: Sistema utilizado para os testes de injetividade e TSS em membranas.

As membranas foram submetidas a um fluxo em cada um dos pontos onde foram realizados os testes e durante o fluxo foram monitoradas a queda de pressão e a vazão. A diferença de pressão foi medida por meio de um manômetro acoplado na entrada do sistema de filtração, e foi considerada a pressão de saída igual a pressão atmosférica. A vazão foi monitorada a partir de medições de volume e tempo ao decorrer do teste.

A partir dos dados de queda de pressão e vazão, foram traçados gráficos de $Q/P \times$ Volume acumulado para cada membrana, de modo a ser possível uma comparação entre as qualidades das águas em cada ponto onde foram realizados os testes. Quanto mais rápido ocorrer a queda de Q/P com o volume acumulado pior é a qualidade da água.

As membranas ensaiadas foram limpas com tolueno, para retirar o óleo nelas presente. Esse procedimento foi realizado para que o óleo presente nas membranas não fosse computado como massa de sólidos. A membrana utilizada na saída da dessulfatadora não precisou ser limpa, uma vez que não houve passagem de óleo pela mesma, somente AMD, diferentemente das demais que foram permeadas por água produzida.

O procedimento de limpeza, pesagem e análise das membranas utilizadas ocorreu no laboratório de Interação Rocha Fluido, do CENPES/PETROBRAS. O TSS foi calculado para cada membrana pela razão entre a massa acumulada (obtida pela diferença entre o peso da membrana antes do teste e depois do teste) e o volume injetado. Também foram realizados

ensaios de micro fluorescência de raios-X (Micro-FRX) para caracterização dos sólidos retidos.

3.2 TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES

Foram selecionados, com base na permeabilidade e demais propriedades, 5 plugues da formação do campo onde os poços em estudo se localizam, de forma a se ter uma boa representatividade do reservatório.

A tabela 3.2 apresenta os plugues selecionados e suas propriedades.

Tabela 3.2: Propriedades dos plugues selecionados.

	Plugue 1	Plugue 2	Plugue 3	Plugue 4
Diâmetro (cm)	3,82	3,83	3,84	3,84
Comprimento (cm)	4,28	4,23	4,20	4,34
Porosidade (%)	23,50	22,30	17,40	20,00
Área da face (cm ²)	11,46	11,52	11,58	11,58
Volume poroso (cm ³)	11,52	10,86	8,46	10,05
Permeabilidade (mD)	2114	923	495	1306

Esses plugues foram resinados em uma forma de PVC de modo que o fluxo de fluidos possa ser feito apenas pela seção transversal da rocha, a qual corresponde à área de um círculo com o diâmetro do plugue.

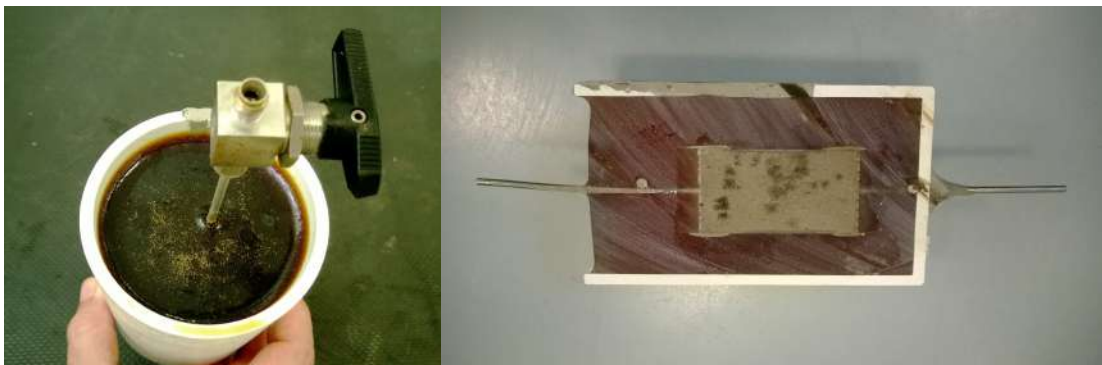


Figura 3.3: Plugue resinado e visão de uma seção em seu interior.

Após a resinagem dos plugues, estes foram saturados com água de composição semelhante a da água de formação, sintetizada em laboratório. A metodologia para saturação consiste em fazer vácuo no plugue por meio da utilização de uma bomba de alto vácuo, e em seguida conectar o plugue à água sintetizada, a qual preencherá todos os espaços vazios do plugue. A tabela 3.3 apresenta a composição da água utilizada na saturação dos plugues.

Tabela 3.3: Composição da água de saturação.

Íon	Resultado (mg/l)
Na	49000
Mg	758
K	358
Ca	5170
Cl	90200

Todos os testes de injetividade com plugues ocorreram no mesmo ponto de amostragem: o *header* de injeção. Foi realizado o fluxo pelo plugue, onde foram monitoradas a queda de pressão e a vazão ao longo do tempo, da mesma maneira como realizado com as membranas. A figura 3.4 exemplifica o sistema utilizado.



Figura 3.4: Sistema utilizado para os testes em plugues.

Os dados de teste foram inseridos em uma planilha eletrônica para cálculo do volume injetado (W_i), volume injetado em função do volumes poroso do plugue (Vp_i), volume injetado por área da seção transversal do plugue (W_i/A_c), permeabilidade a água injetada (K_w) e resistência ao fluxo (R_s).

O volume injetado (W_i) foi calculado multiplicando-se a média aritmética da vazão entre duas medições pelo tempo decorrido entre elas e somando-se ao volume que já havia fluído pelo plugue anteriormente as medições. O volume injetado em função do volume poroso do plugue (Vp_i) foi calculado pela divisão entre o volume injetado e o volume poroso do plugue em teste. A permeabilidade foi calculada pela lei de Darcy para fluxo linear (equação 2.6). A viscosidade para as condições do teste foi de 0,6688cP, e todos os plugues utilizados tinham formato cilíndrico com dimensões conhecidas (tabela 3.2).

Estimou-se a resistência ao fluxo, pela equação 3.1, apresentada abaixo:

$$R_s = \frac{\Delta p_c A_c}{244,932 \cdot Q_w \mu_w} - \frac{L_c}{k_{w, inicial}} \quad (3.1)$$

onde:

$k_{w, inicial}$, *média da permeabilidade a água nos primeiros momentos do teste.*

Ao invés de usar a permeabilidade de testes em laboratório, com uma água sintetizada de composição igual a da água injetada no poço, optou-se por medir a permeabilidade nos momentos iniciais do teste, e utilizar a média destes valores na parcela da queda de pressão devido ao fluxo sem a ocorrência de dano, tendo em vista estar se trabalhando com água produzida.

O parâmetro de qualidade da água (λ) foi obtido a partir da reta de ajuste a curva de R_s x W_i/A_c , conforme a equação 2.18, na região de linearidade.

Utilizando-se o software PERKINS, pôde-se simular a perda de injetividade, com os parâmetros obtidos nos experimentos. As curvas obtidas por simulação podem então ser comparadas aos valores de histórico dos poços estudados de forma a avaliar a qualidade da previsibilidade obtida.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 ANÁLISES DOS TESTES DE INJETIVIDADE E TSS EM MEMBRANAS

Os resultados de queda de pressão e vazão obtidos nos testes com membranas, juntamente com os valores de Q/P e W_i calculados utilizando-se uma planilha eletrônica, encontram-se no anexo 1. Na figura 4.1 é apresentado o gráfico de Q/P versus W_i , realizado com os dados deste anexo.

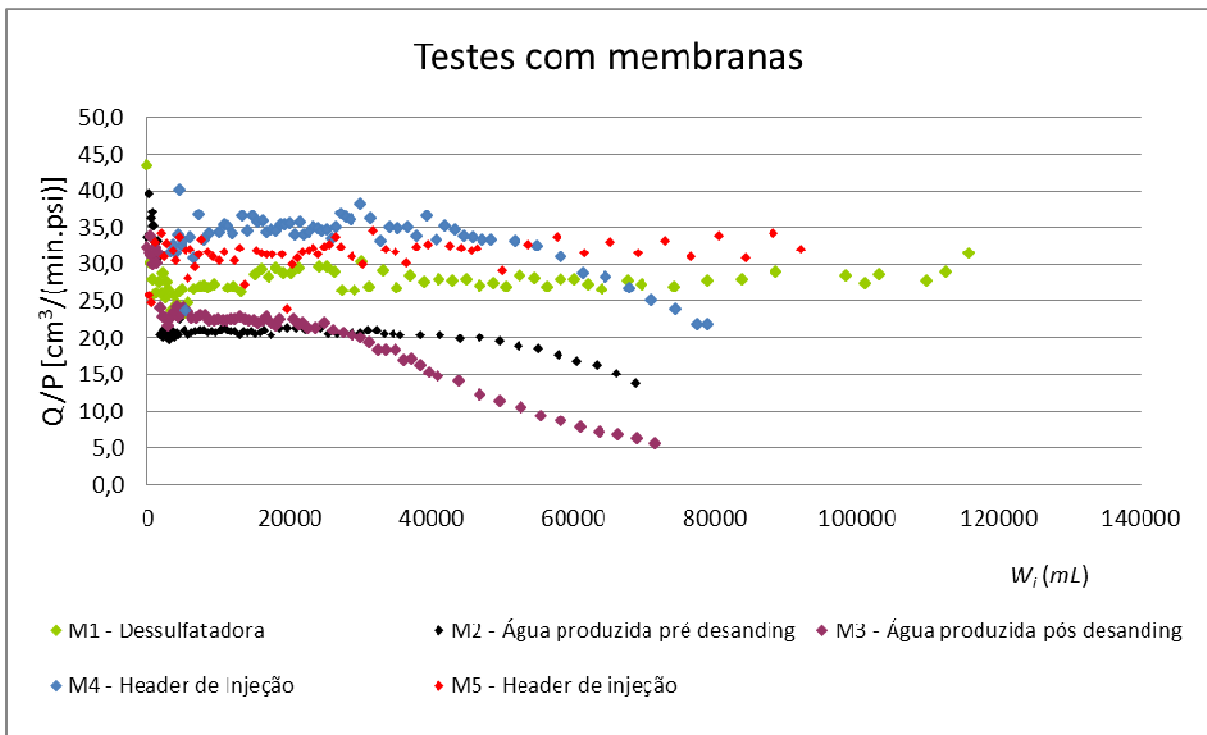


Figura 4.1: Gráfico de Q/P versus W_i dos testes em membranas.

Os resultados dos testes de TSS, e os elementos encontrados nos sólidos retidos nas membranas por micro fluorescência de raios-X (Micro-FRX), são apresentados na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Resultados dos testes em membranas.

Membrana - ponto de coleta	Massa inicial da membrana (mg)	Massa da membrana após o teste (mg)	Massa da membrana após o teste e a retirada do óleo (mg)	total de volume injetado pela membrana (L)	Teor de sólidos suspensos (mg/L)	Elementos detectados por Micro-FRX
M1 - Dessulfatadora	282,9	316,6	316,6	115,784	0,29	-
M2 - Água produzida pré <i>desanding</i>	282,8	662,5	420,8	68,923	2,00	Cálcio
M3 - Água produzida pós <i>desanding</i>	285,1	617,9	437,7	71,657	2,13	Ferro e Cálcio
M4 - Header de injeção	283,4	618,7	360,2	78,946	0,97	Ferro
M5 - Header de injeção	282,8	749,2	335,2	92,219	0,57	Ferro

A partir da figura 4.1 podemos comparar a qualidade da água nos diferentes pontos de realização dos testes, considerando que os gráficos que apresentam maior queda nos valores de Q/P com o volume acumulado, são representativos dos pontos onde a água tem uma pior qualidade.

Era esperada uma melhor qualidade da água na saída da dessulfatadora, uma vez que a água neste ponto é proveniente da água do mar e não de água produzida, porém a membrana M5 aparentemente mostrou uma qualidade ligeiramente melhor do que a da saída da dessulfatadora, o que pode ter ocorrido devido a alguma oscilação de composição da água produzida e/ou dessulfatada durante a realização do teste. Observe que o TSS na membrana M5 foi menor do que na membrana M4, acarretando uma qualidade melhor para a água com menor TSS.

A partir da figura 4.1 observamos que a água após o equipamento de remoção de sólidos, *desanding* demonstra uma qualidade ligeiramente inferior a água antes de passar por este equipamento, isto deve estar ocorrendo provavelmente devido ao mal funcionamento e pelo carreamento de algum produto de corrosão do interior do mesmo, uma vez que foi detectada a presença de ferro na análise dos sólidos retidos nas membranas utilizadas após o *desanding* e no *header* de injeção. Observe também que o TSS foi maior após o *desanding*.

Uma sugestão para o processo seria *bypassar* o *desanding* e realizar uma manutenção neste equipamento verificando também a existência ou não de corrosão e sua origem.

4.2 ANÁLISES DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES

A seguir são apresentados os gráficos de vazão, pressão e permeabilidade contra tempo e de resistência ao fluxo (R_s) pela razão do volume injetado pela área da seção do plugue (W_i/A_c), para cada plugue utilizado nos testes (figuras 4.2 a 4.9).

Os gráficos de resistência ao fluxo (R_s) pela razão do volume injetado pela área da seção do plugue (W_i/A_c) foram utilizados para estimar o parâmetro de qualidade da água (λ), que foi obtido pelo coeficiente angular da reta de ajuste da parte linear do gráfico.

Os dados utilizados para a construção dos gráficos encontram-se no ANEXO 2.

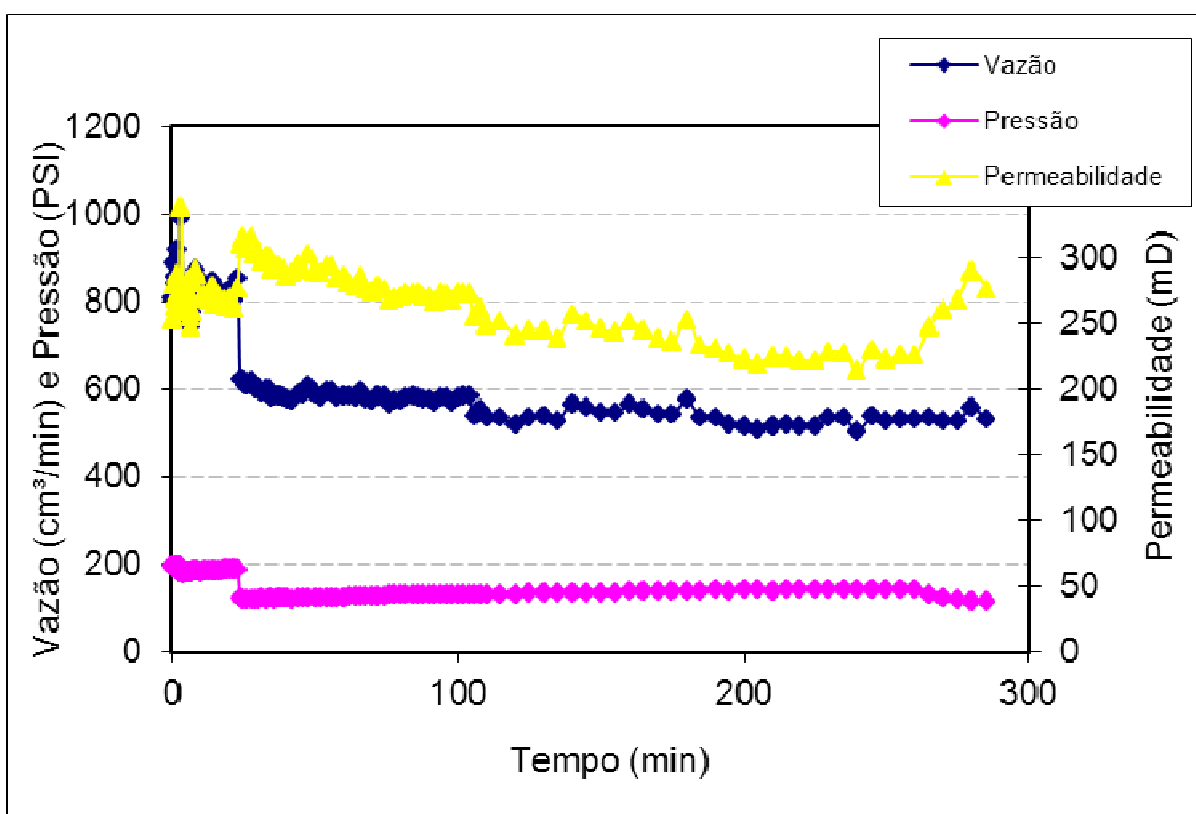


Figura 4.2: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade *versus* tempo para o plugue 1.

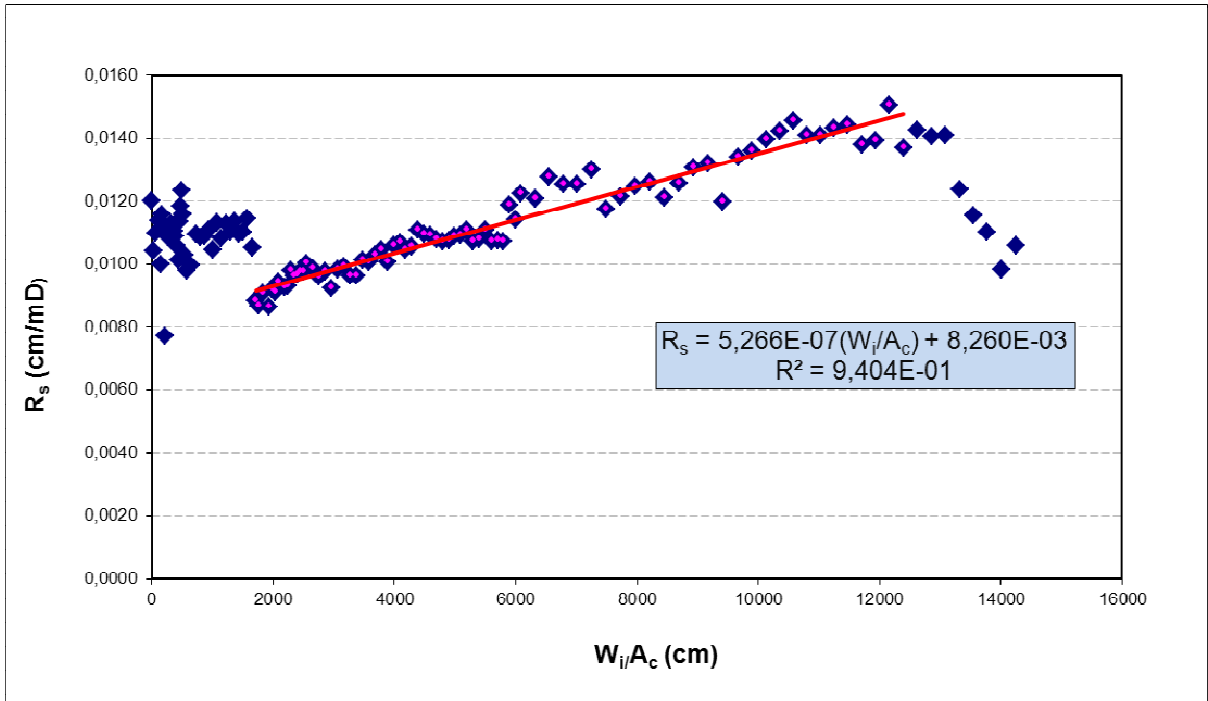


Figura 4.3: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 1.

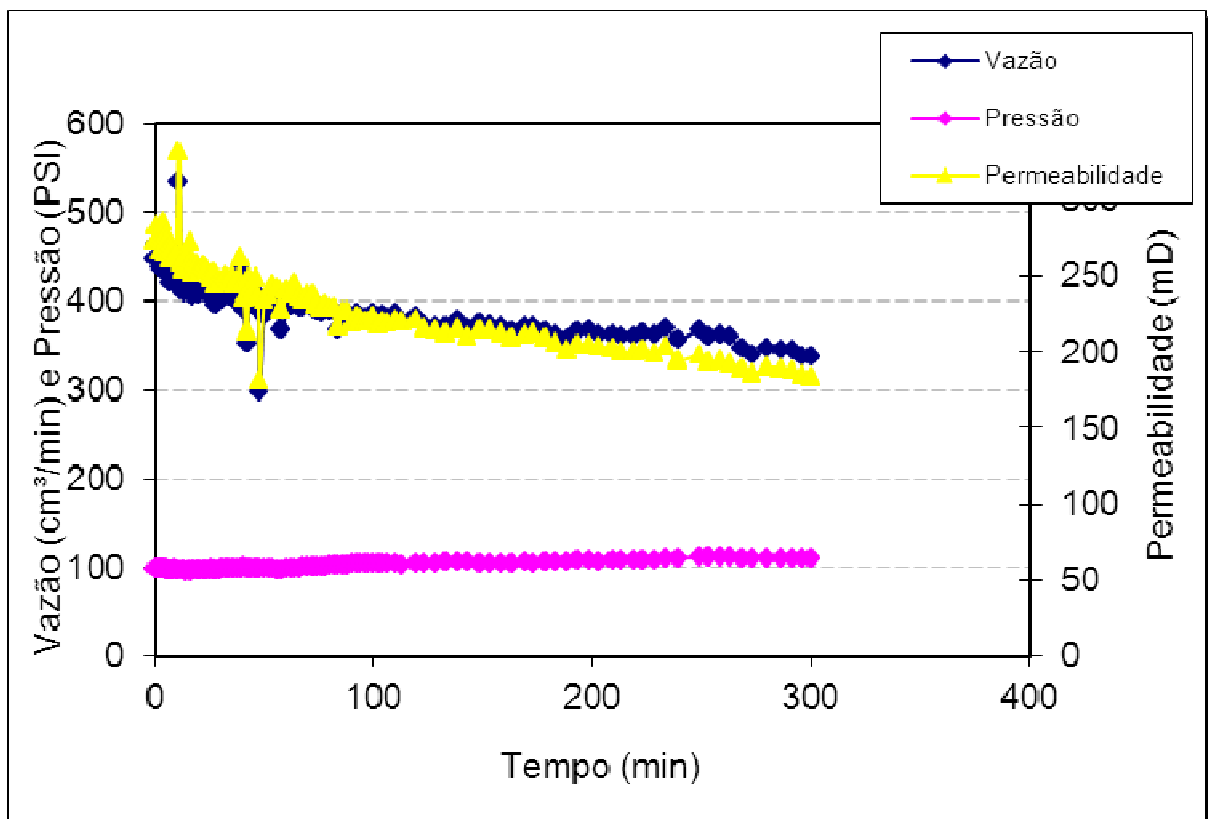


Figura 4.4: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade versus tempo para o plugue 2.

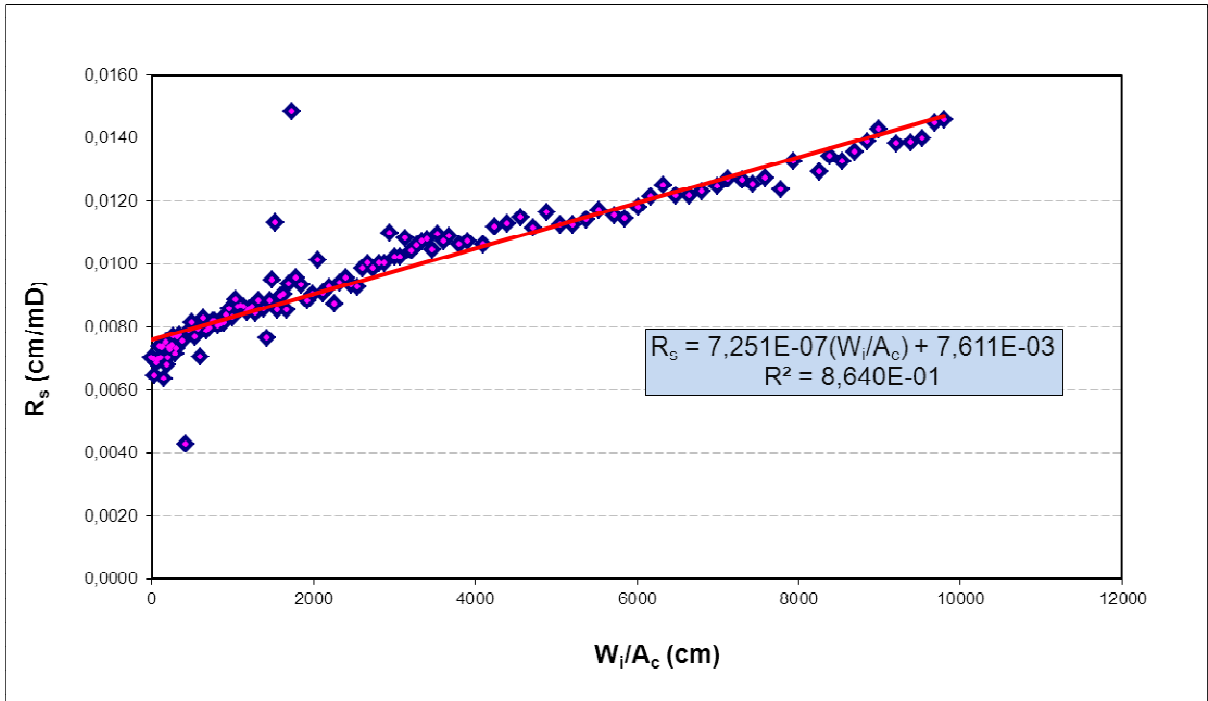


Figura 4.5: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 2.

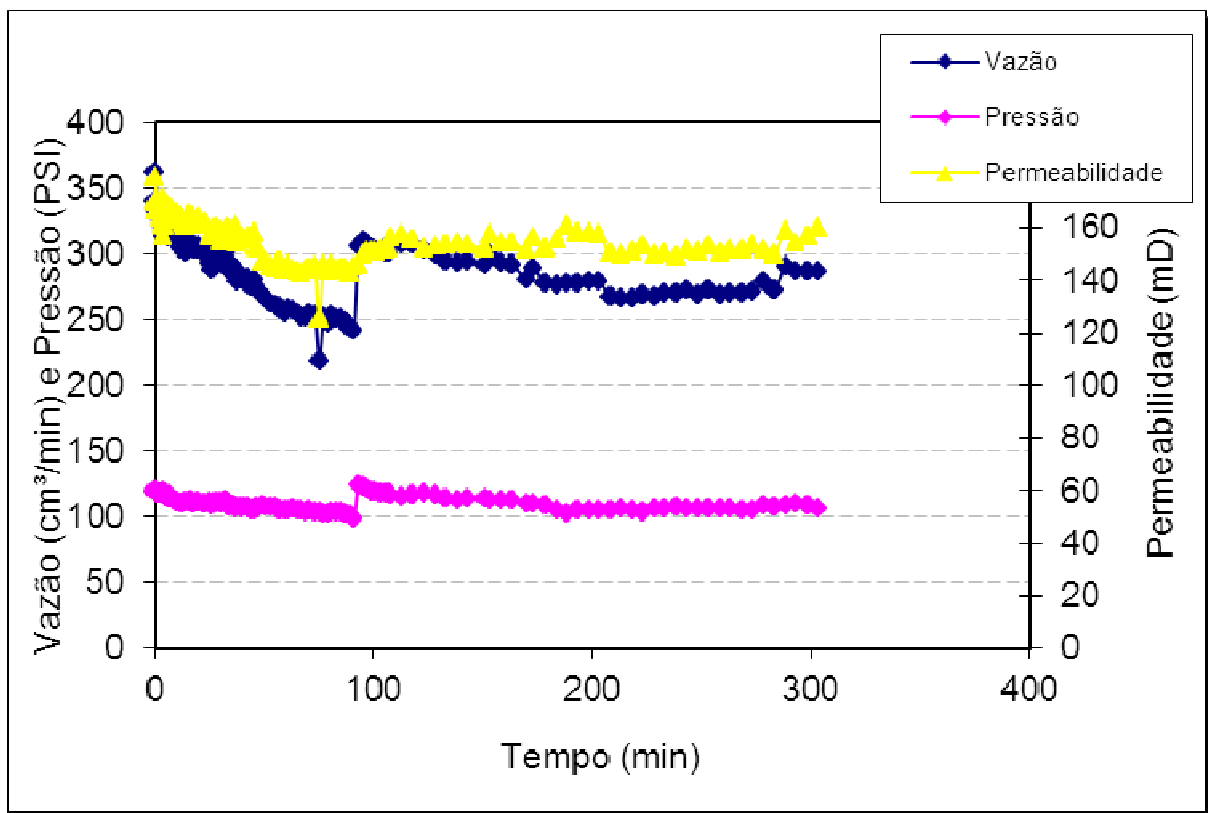


Figura 4.6: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade versus tempo para o plugue 3.

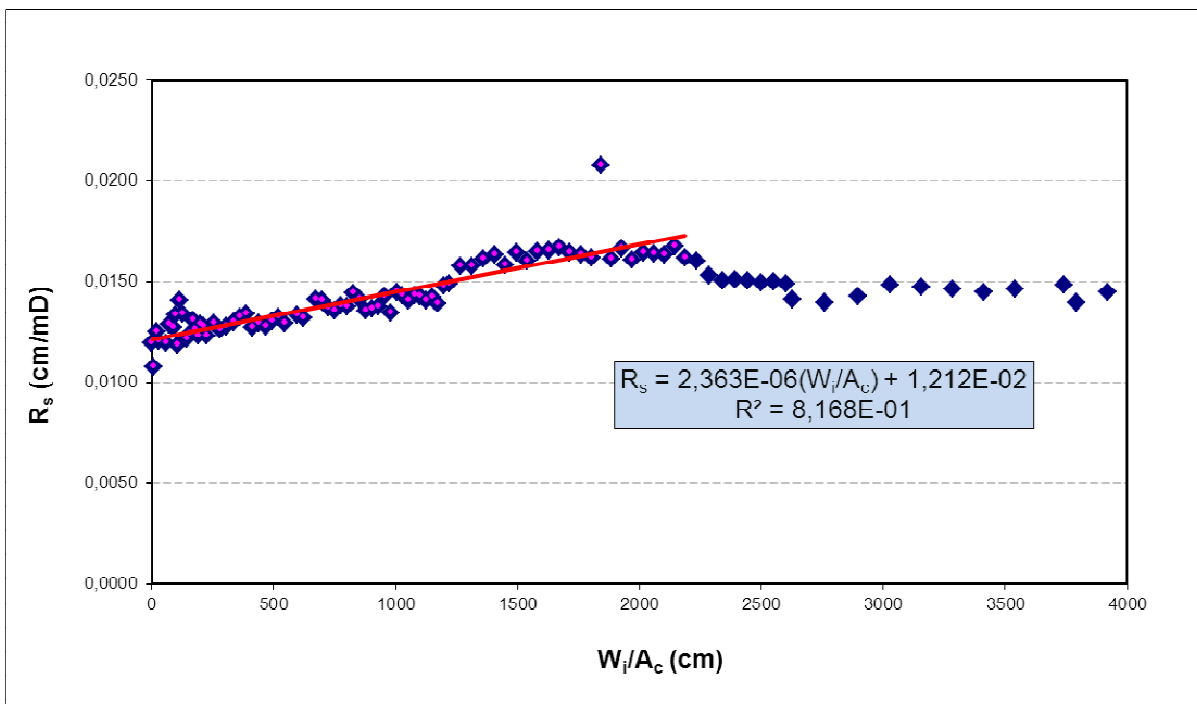


Figura 4.7: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 3.

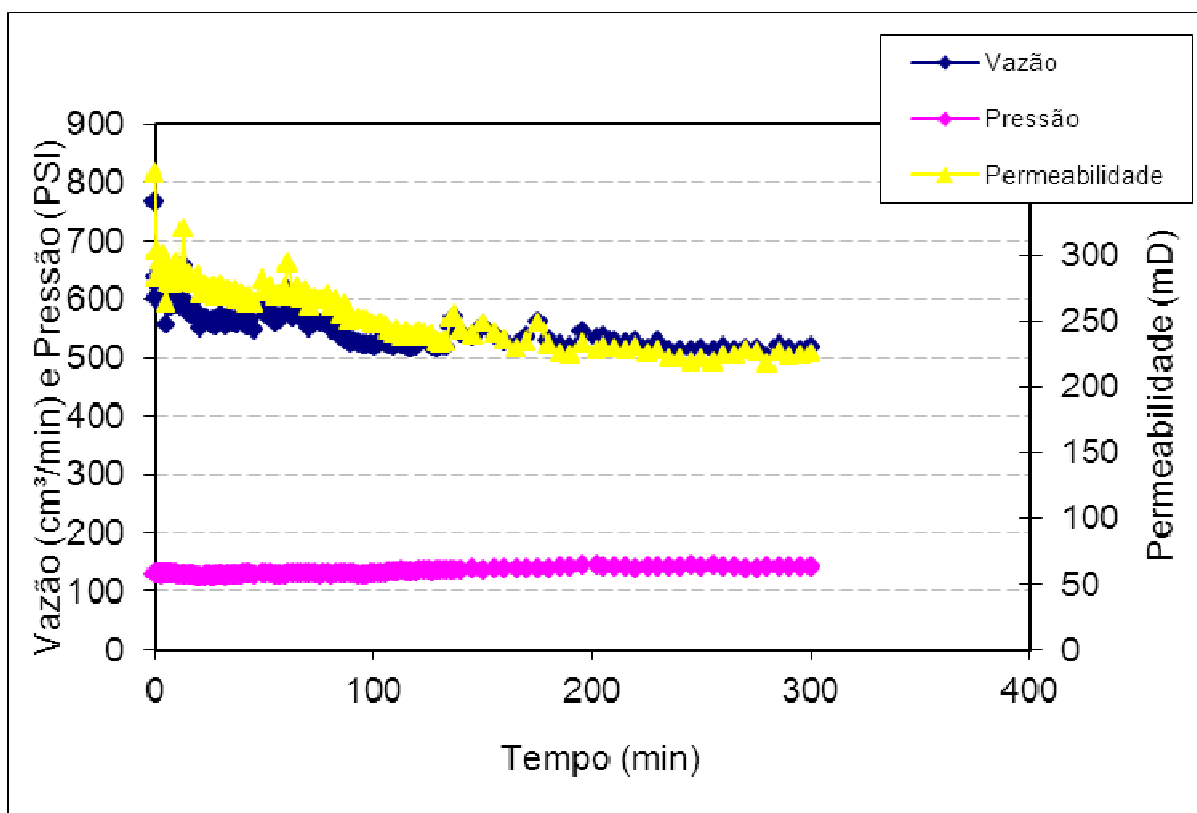


Figura 4.8: Gráfico de vazão, pressão e permeabilidade versus tempo para o plugue 4.

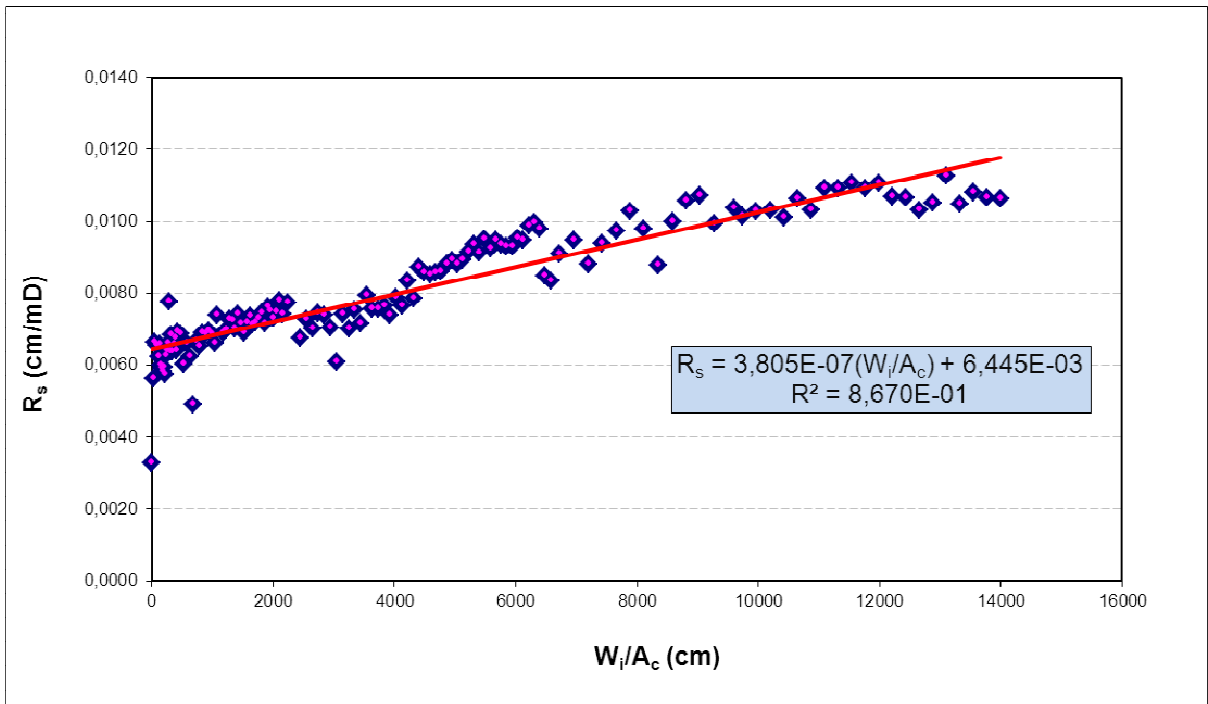


Figura 4.9: Gráfico de R_s versus W_i/A_c para o plugue 4.

Na tabela 4.2 são apresentados os valores do parâmetro de qualidade da água estimados para os 4 plugues (λ e pL) e a média de permeabilidade a água no início de cada testes.

Tabela 4.2: Valores dos parâmetros de qualidade da água e de $k_{w, inicial}$.

Plugue	$k_{w, inicial}$ (mD)	λ (1/mD)	pL
Plugue 1	276	5,26E-07	6,28
Plugue 2	273	7,25E-07	6,14
Plugue 3	166	2,36E-06	5,63
Plugue 4	292	3,80E-07	6,42

É interessante observar que pL sobe a medida que a permeabilidade efetiva a água inicial dos plugues sobe, dando uma expectativa que em formações de maiores permeabilidades encontre-se uma maior facilidade de injeção de água, o que é bastante razoável. Na figura 4.10 é apresentado o gráfico do fator de qualidade da água pL pela permeabilidade efetiva a água no início de cada teste.

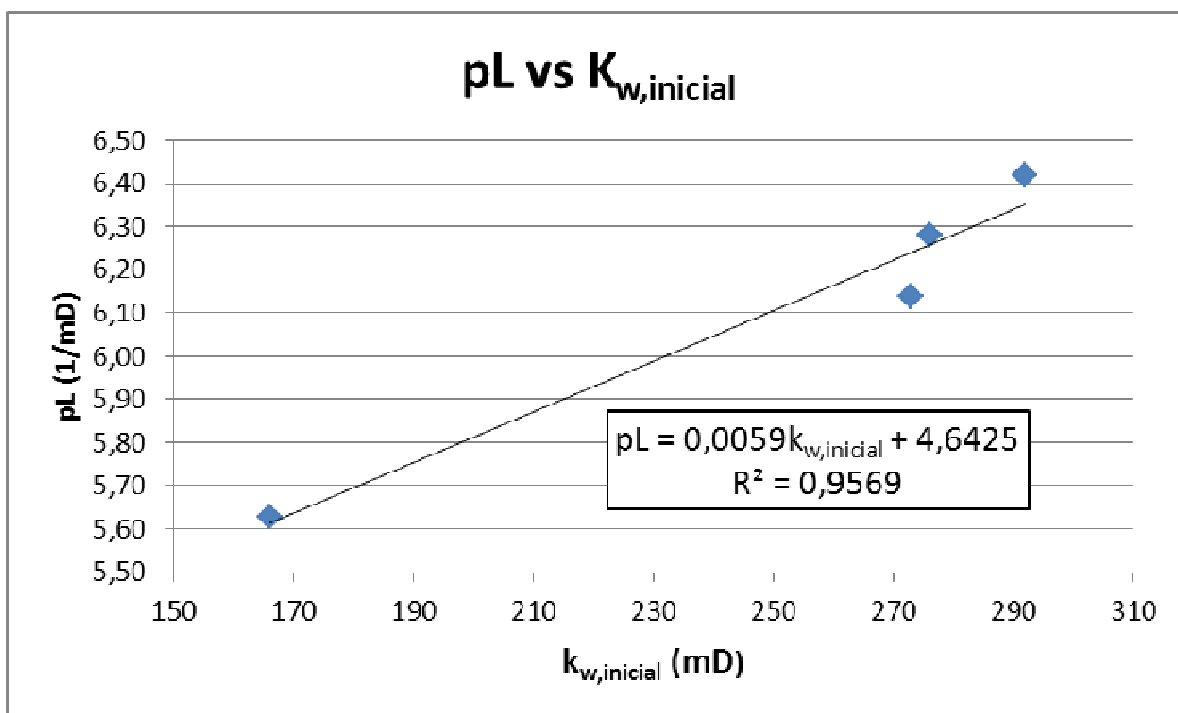


Figura 4.10: Comportamento do pL com a permeabilidade.

Utilizou-se os valores 6,42 (melhor pL encontrado nos plugues), 5,43 (pior pL encontrado), e valores obtidos por ajuste de histórico (valor que melhor se ajusta aos dados do poços) para simular a perda de injetividade nos poços de injeção de água A e B. Para o poço A foram realizados dois ajustes, pois pelo seu histórico pode-se observar uma descontinuidade de tendência dos valores do índice de injetividade, o que pode ter ocorrido devido a alguma mudança na qualidade da água injetada. Na tabela 4.3 são apresentados os dados dos poços necessários para a simulação.

Tabela 4.3: Condições utilizadas para simular a perda de injetividade para os poços A e B.

Parâmetro do Poço	Poço A		Poço B
	1ª parte	2ª parte	
Vazão inicial (m ³ /d)	6500	6500	9000
Pressão do reservatório (kgf/cm ²)	256	256	271
Pressão de fundo limite (kgf/cm ²)	362	362	362
Área de injeção no poço (m ²)	678	678	678
Índice de injetividade inicial (m ³ .cm ² /kgf.d)	186	171	220
pL obtido por ajuste dos dados históricos	5,10	5,30	5,05

Os valores das simulações foram comparados com o histórico de injetividade dos poços, e podem ser vistos nas figuras 4.11 e 4.12. A simulação foi feita de acordo com a metodologia descrita no item 2.5.4.1 deste trabalho. Os resultados iniciais das simulações e os dados de volume injetado e de índice injetividade dos poços são apresentados no ANEXO 3, não foram apresentados todos os dados para a elaboração dos gráficos devido ao volume ser excessivamente grande para ser anexado ao trabalho.

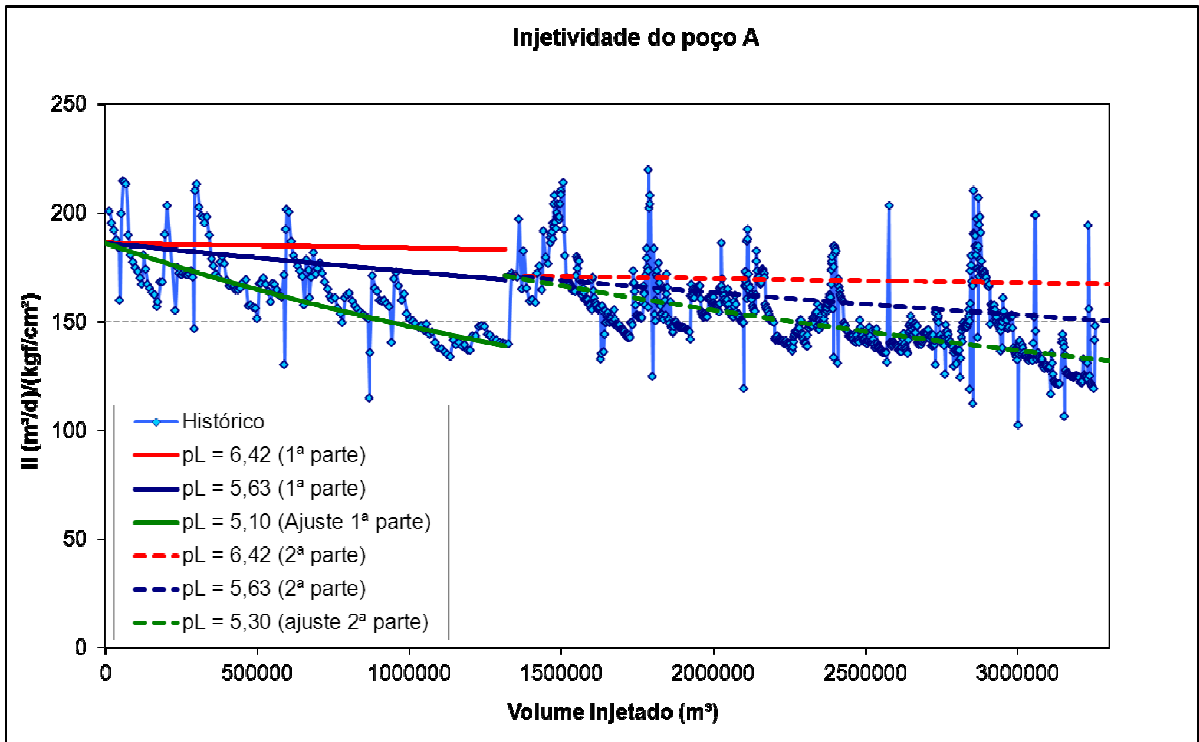


Figura 4.11: Histórico e simulação do índice de injetividade para o poço A.

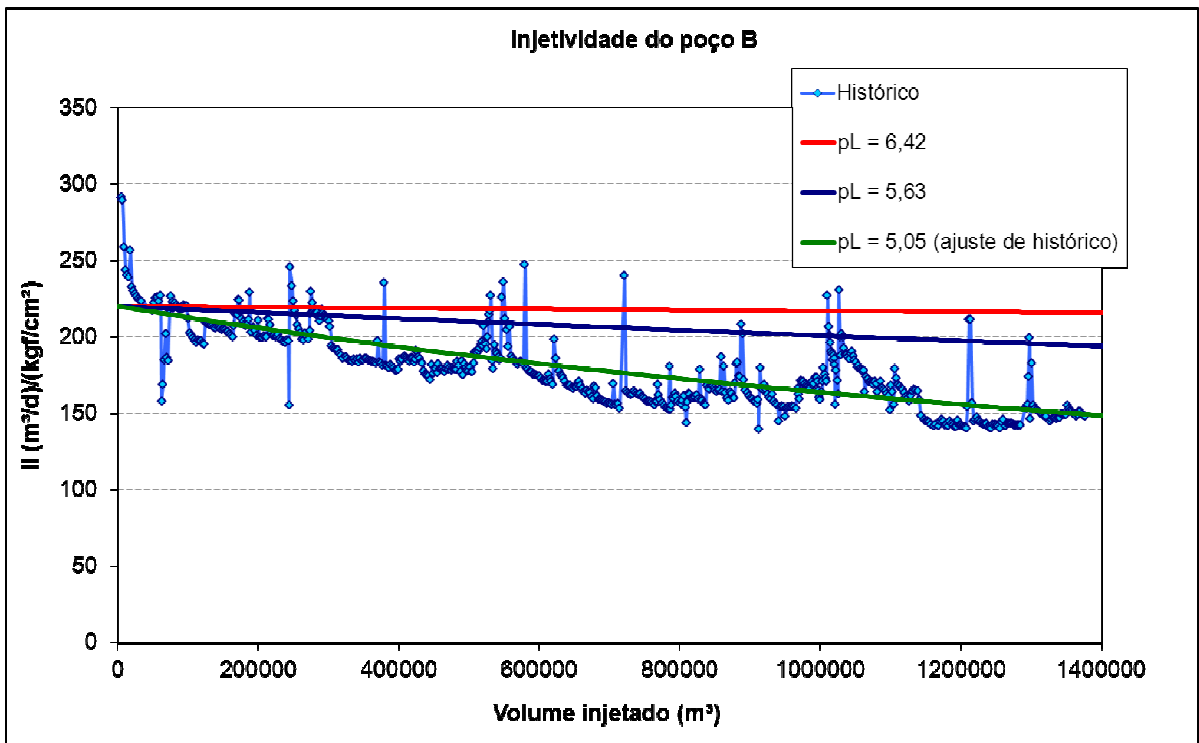


Figura 4.12: Histórico e simulação do índice de injetividade para o poço B.

Pelos gráficos apresentados nas figuras 4.11 e 4.12, vemos que é possível se fazer previsões razoáveis a respeito do comportamento do declínio do índice de injetividade com o volume injetado.

Os poços A e B analisados, são poços horizontais de grande área aberta ao fluxo, o que diminui a tendência de queda da injetividade.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO E SUGESTÕES

Neste trabalho foram apresentadas os pontos positivos e as desvantagens da utilização de alguns dos principais modelos para avaliar a qualidade da água de injeção.

O modelo de Perkins e Gonzales foi apresentado e utilizado na simulação da queda do índice de injetividade para dois poços injetores que utilizam mistura de água do mar dessulfatada e água produzida.

Foi observado que a utilização deste modelo produz resultados razoáveis para uma previsão adequada da perda de injetividade, sendo um recurso de auxílio na tomada de decisões no gerenciamento de água, inclusive a respeito da reinjeção da água produzida.

Sugere-se para futuros trabalhos, a modelagem da perda da injetividade utilizando dados de plugues com o modelo de Zara Khatib em simuladores como o Reveal. E também, um estudo com plugues de rocha para a avaliação do efeito de migração de finos no reservatório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Civan, Faruk. – “Reservoir Formation Damage - Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation” – second edition – Gulf Publishing Company – 2007
- [2] Evans, P., Abu-Khamsin, S., Sanders, P., Al-Amer, A. , “Predicting Injectivity Decline In Water Injection Wells By Upscaling On-site Core Flood Data”. In: 6th International conference and exhibition on chemistry in Industry 2004, Bahrain.
- [3] Farias, Manoel L. R. de., “Recuperação avançada de óleos pesados por injeção de emulsões diluídas de óleo em água” – tese de doutorado - PUC Rio - 2013
- [4] Perkins, T. K. ; Gonzalez, J.A. “The Effect of Thermoelastic Stresses on Injection Well Fracturing”. Society of petroleum engineers journal. USA, 1985. SPE 11332.
- [5] PETROBRAS – “Manual de Injeção de Água” – PETROBRAS – 2011.
- [6] Reksidler, Rodrigo. –“Modelos matemáticos para previsão da perda de injetividade” - Monografia de pós graduação em Engenharia do Petróleo – UFBA – 2006
- [7] Rosa, Adalberto J.; Carvalho, Renato de S.; Xavier, José A. D. – “Engenharia de Reservatórios de Petróleo” – 1ª Edição – Editora Interciência – 2006.
- [8] Siqueira, Alexandre G. da – “Modelagem em Rede 3D do Escoamento de Fluidos Particulados em Meio Poroso” – Dissertação de Mestrado – UNICAMP – 2000.
- [9] Thomas, J.E., “Fundamentos da Engenharia de Petróleo” - Ed. Interciência, 2001.

**ANEXO 1 – DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE
EM MEMBRANAS SIMULAÇÃO**

ANEXO 1

DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM MEMBRANAS

MEMBRANA 1

MEMBRANA 1 - SAÍDA DA DESULFATADORA							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
09:18:00	0,00	33,0	40,0	1,67	1437	0	43,5
09:18:20	0,33	31,8	44,0	2,76	957	399	30,1
09:18:40	0,67	36,0	39,5	2,36	1004	726	27,9
09:19:00	1,00	36,0	39,0	2,52	929	1048	25,8
09:19:20	1,33	36,0	38,0	2,44	934	1358	26,0
09:19:40	1,67	35,9	37,5	2,28	987	1679	27,5
09:20:00	2,00	35,9	40,0	2,56	938	1999	26,1
09:20:15	2,25	35,8	39,5	2,3	1030	2245	28,8
09:20:30	2,50	36,0	43,0	2,82	915	2488	25,4
09:20:45	2,75	36,0	43,5	2,63	992	2727	27,6
09:21:00	3,00	36,1	44,5	2,78	960	2971	26,6
09:21:30	3,50	36,0	45,0	3,16	854	3425	23,7
09:22:00	4,00	35,9	41,0	2,67	921	3869	25,7
09:22:20	4,33	34,9	39,0	2,74	854	4165	24,5
09:22:40	4,67	35,5	38,5	2,48	931	4462	26,2
09:23:00	5,00	35,7	40,5	2,57	946	4775	26,5
09:23:30	5,50	35,7	38,0	2,74	832	5219	23,3
09:24:00	6,00	35,6	38,0	2,6	877	5647	24,6
09:25:00	7,00	35,3	37,5	2,4	938	6554	26,6
09:26:00	8,00	35,2	30,5	1,93	948	7497	26,9
09:26:30	8,50	35,3	35,0	2,2	955	7972	27,0
09:27:00	9,00	35,3	35,0	2,22	946	8447	26,8
09:28:00	10,00	35,4	35,0	2,18	963	9402	27,2
09:30:00	12,00	35,3	37,0	2,36	941	11306	26,6
09:31:00	13,00	35,3	36,5	2,31	948	12250	26,9
09:32:00	14,00	35,4	38,5	2,49	928	13188	26,2
09:34:00	16,00	35,3	40,0	2,38	1008	15124	28,6
09:35:00	17,00	35,3	44,0	2,55	1035	16146	29,3
09:36:00	18,00	35,5	39,0	2,34	1000	17164	28,2
09:37:00	19,00	35,2	37,0	2,14	1037	18183	29,5
09:38:00	20,00	35,2	36,0	2,13	1014	19208	28,8
09:39:00	21,00	35,3	40,0	2,36	1017	20224	28,8
09:40:00	22,00	35,3	35,0	2,02	1040	21252	29,5
09:43:00	25,00	35,2	35,0	2,02	1040	24371	29,5
09:44:00	26,00	35,3	33,0	1,89	1048	25415	29,7

MEMBRANA 1 - SAÍDA DA DESULFATADORA							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
09:45:00	27,00	35,3	26,0	1,53	1020	26448	28,9
09:46:00	28,00	35,3	33,0	2,12	934	27425	26,5
09:48:00	30,00	35,0	35,3	2,3	921	29280	26,3
09:49:00	31,00	35,1	30,0	1,69	1065	30273	30,3
09:50:00	32,00	35,1	35,0	2,22	946	31278	27,0
09:52:00	34,00	35,0	40,0	2,36	1017	33241	29,1
09:54:00	36,00	35,3	40,0	2,54	945	35203	26,8
09:56:00	38,00	35,2	28,0	1,68	1000	37148	28,4
09:58:00	40,00	35,1	38,0	2,36	966	39114	27,5
10:00:00	42,00	35,1	35,0	2,15	977	41057	27,8
10:02:00	44,00	35,2	42,5	2,61	977	43011	27,8
10:04:00	46,00	35,2	32,0	1,96	980	44967	27,8
10:06:00	48,00	35,2	38,0	2,4	950	46897	27,0
10:08:00	50,00	34,7	28,8	1,82	949	48796	27,4
10:10:00	52,00	34,7	37,0	2,38	933	50678	26,9
10:12:00	54,00	34,9	34,5	2,09	990	52602	28,4
10:14:00	56,00	34,7	28,5	1,76	972	54564	28,0
10:16:00	58,00	34,8	40,0	2,57	934	56469	26,8
10:18:00	60,00	34,8	37,5	2,32	970	58373	27,9
10:20:00	62,00	34,6	34,5	2,14	967	60310	28,0
10:22:00	64,00	34,6	36,5	2,32	944	62221	27,3
10:24:00	66,00	34,6	37,0	2,42	917	64083	26,5
10:28:00	70,00	34,3	26,0	1,64	951	67820	27,7
10:30:00	72,00	34,4	36,0	2,31	935	69706	27,2
10:35:00	77,00	34,5	40,0	2,59	927	74360	26,9
10:40:00	82,00	34,5	40,0	2,51	956	79067	27,7
10:45:00	87,00	34,2	36,0	2,26	956	83847	27,9
10:50:00	92,00	34,3	37,0	2,24	991	88714	28,9
11:00:00	102,00	34,2	39,0	2,41	971	98524	28,4
11:03:00	105,00	34,0	39,0	2,51	932	101379	27,4
11:05:00	107,00	33,8	37,0	2,3	965	103277	28,6
11:12:00	114,00	33,6	40,0	2,58	930	109911	27,7
11:15:00	117,00	33,6	39,0	2,41	971	112762	28,9
11:18:00	120,00	33,2	40,0	2,3	1043	115784	31,4

MEMBRANA 2

MEMBRANA 2 – ÁGUA PRODUZIDA PRÉ DESANDING							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
17:17:00	0,00	17,0	41,50	4,35	572	0	33,7
17:17:30	0,50	16,0	37,00	3,50	634	302	39,6
17:18:00	1,00	15,6	42,00	4,47	564	601	36,1
17:18:15	1,25	15,6	38,00	3,94	579	744	37,1
17:18:30	1,50	15,7	40,00	4,35	552	885	35,1
17:18:45	1,75	16,1	37,00	3,91	568	1025	35,3
17:19:00	2,00	17,2	41,00	4,34	567	1167	33,0
17:19:20	2,33	17,9	44,50	4,90	545	1352	30,4
17:19:40	2,67	17,5	40,50	4,18	581	1540	33,2
17:20:00	3,00	18,8	40,50	4,18	581	1734	30,9
17:20:15	3,25	27,4	39,50	4,25	558	1876	20,4
17:20:30	3,50	27,4	38,00	4,03	566	2017	20,6
17:20:45	3,75	27,4	34,00	3,72	548	2156	20,0
17:21:00	4,00	27,4	41,00	4,25	579	2297	21,1
17:21:20	4,33	27,5	35,50	3,72	573	2489	20,8
17:21:40	4,67	27,4	39,50	4,25	558	2677	20,4
17:22:00	5,00	27,5	38,50	4,03	573	2866	20,8
17:22:15	5,25	27,4	39,50	4,25	558	3007	20,4
17:22:30	5,50	27,5	38,00	4,22	540	3144	19,6
17:22:45	5,75	27,5	39,00	4,07	575	3284	20,9
17:23:00	6,00	27,5	42,50	4,60	554	3425	20,2
17:23:20	6,33	27,4	39,00	4,12	568	3612	20,7
17:23:40	6,67	27,5	39,00	4,28	547	3798	19,9
17:24:00	7,00	27,5	43,50	4,69	557	3981	20,2
17:24:20	7,33	27,4	36,00	3,81	567	4169	20,7
17:24:40	7,67	27,5	35,00	3,78	556	4356	20,2
17:25:00	8,00	27,5	34,10	3,31	618	4551	22,5
17:26:00	9,00	27,3	35,50	3,71	574	5147	21,0
17:27:00	10,00	27,2	35,50	3,87	550	5710	20,2
17:28:00	11,00	27,1	38,50	4,13	559	6265	20,6
17:29:00	12,00	27,0	42,50	4,56	559	6824	20,7
17:30:00	13,00	27,0	43,50	4,62	565	7386	20,9
17:31:00	14,00	27,0	41,00	4,35	566	7951	20,9
17:32:00	15,00	27,0	38,00	4,09	557	8513	20,6
17:33:00	16,00	27,0	35,00	3,75	560	9071	20,7
17:34:00	17,00	27,0	40,50	4,38	555	9629	20,5
17:35:00	18,00	27,0	40,00	4,25	565	10189	20,9
17:36:00	19,00	26,9	40,00	4,15	578	10760	21,5
17:37:00	20,00	27,1	40,50	4,28	568	11333	21,0
17:38:00	21,00	27,0	40,00	4,28	561	11897	20,8
17:39:00	22,00	27,0	39,00	4,16	563	12459	20,8

MEMBRANA 2 - ÁGUA PRODUZIDA PRÉ DESANDING							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
17:40:00	23,00	27,0	39,00	4,28	547	13014	20,2
17:41:00	24,00	27,1	39,50	4,19	566	13570	20,9
17:42:00	25,00	27,1	38,50	4,12	561	14133	20,7
17:43:00	26,00	27,1	42,00	4,47	564	14695	20,8
17:44:00	27,00	27,1	40,50	4,40	552	15253	20,4
17:45:00	28,00	27,1	41,00	4,41	558	15808	20,6
17:46:00	29,00	27,1	42,00	4,43	569	16371	21,0
17:48:00	31,00	27,3	38,50	4,16	555	17496	20,3
17:50:00	33,00	27,2	44,00	4,56	579	18630	21,3
17:52:00	35,00	27,3	41,00	4,22	583	19792	21,4
17:54:00	37,00	27,3	44,00	4,54	581	20956	21,3
17:56:00	39,00	27,3	41,00	4,28	575	22112	21,1
18:00:00	43,00	27,3	40,00	4,12	583	24427	21,3
18:02:00	45,00	27,3	43,00	4,62	558	25568	20,5
18:04:00	47,00	27,3	43,00	4,63	557	26684	20,4
18:06:00	49,00	27,3	39,00	4,16	563	27803	20,6
18:08:00	51,00	27,2	41,00	4,37	563	28929	20,7
18:10:00	53,00	27,2	41,00	4,37	563	30055	20,7
18:12:00	55,00	27,2	40,00	4,22	569	31186	20,9
18:14:00	57,00	27,2	41,50	4,37	570	32325	20,9
18:16:00	59,00	27,2	40,00	4,32	556	33450	20,4
18:18:00	61,00	27,3	37,50	4,03	558	34564	20,5
18:20:00	63,00	27,3	44,00	4,75	556	35678	20,4
18:25:00	68,00	27,4	40,50	4,38	555	38455	20,2
18:30:00	73,00	27,7	40,50	4,32	563	41248	20,3
18:35:00	78,00	28,0	39,50	4,28	554	44038	19,8
18:40:00	83,00	28,4	36,00	3,81	567	46840	20,0
18:45:00	88,00	28,8	40,00	4,28	561	49659	19,5
18:50:00	93,00	29,5	38,50	4,19	551	52439	18,7
18:55:00	98,00	30,0	42,00	4,56	553	55199	18,4
19:00:00	103,00	31,1	40,00	4,41	544	57941	17,5
19:05:00	108,00	32,4	44,50	4,91	544	60661	16,8
19:10:00	113,00	34,3	37,00	4,00	555	63408	16,2
19:15:00	118,00	36,9	42,00	4,56	553	66178	15,0
19:20:00	123,00	39,7	40,00	4,40	545	68923	13,7

MEMBRANA 3

MEMBRANA 3 - ÁGUA PRODUZIDA PÓS DESANDING							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
14:44:00	0,00	20,8	36,5	3,26	672	0	32,3
14:44:20	0,33	20,4	38,0	3,55	642	219	31,5
14:44:40	0,67	20,1	37,0	3,27	679	439	33,8
14:45:00	1,00	20,4	40,5	3,83	634	658	31,1
14:45:20	1,33	21,1	38,5	3,65	633	869	30,0
14:45:40	1,67	19,6	42,0	3,99	632	1080	32,2
14:46:00	2,00	20,1	39,0	3,87	605	1286	30,1
14:46:30	2,50	20,7	37,5	3,46	650	1600	31,4
14:47:00	3,00	26,4	35,5	3,37	632	1920	23,9
14:47:30	3,50	26,7	39,5	3,89	609	2231	22,8
14:48:00	4,00	27,2	38,0	3,69	618	2538	22,7
14:48:30	4,50	27,3	43,0	4,37	590	2840	21,6
14:49:00	5,00	27,2	38,0	3,7	616	3141	22,7
14:49:30	5,50	27,0	36,5	3,55	617	3450	22,8
14:50:00	6,00	26,9	39,0	3,71	631	3761	23,4
14:50:30	6,50	26,7	40,5	3,76	646	4081	24,2
14:51:00	7,00	26,8	40,5	3,98	611	4395	22,8
14:51:30	7,50	26,8	42,0	4,05	622	4703	23,2
14:52:00	8,00	26,7	40,5	3,79	641	5019	24,0
14:53:00	9,00	26,8	37,5	3,57	630	5655	23,5
14:54:00	10,00	27,0	40,0	3,91	614	6277	22,7
14:55:00	11,00	27,0	37,5	3,68	611	6889	22,6
14:56:00	12,00	27,0	39,5	3,82	620	7505	23,0
14:57:00	13,00	27,2	39,5	3,8	624	8127	22,9
14:58:00	14,00	27,3	41,0	4,03	610	8744	22,4
14:59:00	15,00	27,4	41,0	4,01	613	9356	22,4
15:00:00	16,00	27,5	40,5	3,93	618	9972	22,5
15:01:00	17,00	27,6	41,5	4,03	618	10590	22,4
15:02:00	18,00	27,7	41,0	3,97	620	11209	22,4
15:03:00	19,00	27,6	37,5	3,63	620	11829	22,5
15:04:00	20,00	27,8	40,0	3,84	625	12451	22,5
15:05:00	21,00	27,9	38,0	3,58	637	13082	22,8
15:06:00	22,00	27,9	38,0	3,64	626	13714	22,5
15:07:00	23,00	28,0	38,0	3,65	625	14339	22,3
15:08:00	24,00	28,0	43,0	4,12	626	14965	22,4
15:09:00	25,00	28,2	39,0	3,78	619	15587	22,0
15:10:00	26,00	28,2	39,0	3,73	627	16210	22,2
15:11:00	27,00	28,3	41,0	3,81	646	16847	22,8
15:12:00	28,00	28,5	41,0	3,94	624	17482	21,9
15:13:00	29,00	28,4	43,5	4,24	616	18102	21,7
15:14:00	30,00	28,4	39,0	3,67	638	18729	22,5

MEMBRANA 3 - ÁGUA PRODUZIDA PÓS DESANDING							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
15:17:00	33,00	28,7	39,0	3,64	643	20649	22,4
15:18:00	34,00	28,8	38,0	3,63	628	21285	21,8
15:19:00	35,00	28,9	40,0	3,77	637	21917	22,0
15:20:00	36,00	28,9	43,0	4,18	617	22544	21,4
15:22:00	38,00	29,1	37,0	3,57	622	23783	21,4
15:24:00	40,00	29,2	40,0	3,73	643	25048	22,0
15:26:00	42,00	29,8	36,5	3,5	626	26317	21,0
15:28:00	44,00	30,2	40,0	3,85	623	27567	20,6
15:30:00	46,00	30,6	38,5	3,73	619	28809	20,2
15:32:00	48,00	31,0	41,5	4,04	616	30045	19,9
15:34:00	50,00	31,7	39,5	3,88	611	31272	19,3
15:36:00	52,00	32,5	38,5	3,89	594	32477	18,3
15:38:00	54,00	33,5	42,5	4,17	612	33682	18,3
15:40:00	56,00	34,3	38,5	3,68	628	34921	18,3
15:42:00	58,00	35,2	40,0	4,02	597	36146	17,0
15:44:00	60,00	36,2	40,0	3,87	620	37363	17,1
15:46:00	62,00	37,4	39,0	3,87	605	38588	16,2
15:48:00	64,00	38,9	36,0	3,64	593	39786	15,3
15:50:00	66,00	40,1	39,0	3,97	589	40969	14,7
15:55:00	71,00	43,4	41,5	4,07	612	43972	14,1
16:00:00	76,00	47,0	39,5	4,14	572	46933	12,2
16:05:00	81,00	51,4	39,5	4,08	581	49816	11,3
16:10:00	86,00	55,3	41,5	4,27	583	52726	10,5
16:15:00	91,00	59,6	42,0	4,53	556	55575	9,3
16:20:00	96,00	64,3	39,0	4,23	553	58348	8,6
16:25:00	101,00	69,8	44,0	4,86	543	61089	7,8
16:30:00	106,00	74,6	41,0	4,61	534	63781	7,2
16:35:00	111,00	79,3	42,0	4,71	535	66453	6,7
16:40:00	116,00	84,2	44,0	5,02	526	69105	6,2
16:45:00	121,00	88,0	39,0	4,73	495	71657	5,6

MEMBRANA 4

MEMBRANA 4 – HEADER DE INJEÇÃO							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
19:07:00	0,00	4,1	41,0	8,62	285	0	69,6
19:07:20	0,33	4,0	40,0	8,14	295	97	73,7
19:07:40	0,67	3,9	39,5	8,08	293	195	75,2
19:08:00	1,00	3,8	35,0	7,3	288	292	75,7
19:10:00	3,00	67,5	18,0	1,63	663	1242	9,8
19:10:15	3,25	67,7	30,0	1,42	1268	1483	18,7
19:10:30	3,50	68,0	33,0	1,56	1269	1800	18,7
19:10:45	3,75	67,3	28,0	1,3	1292	2120	19,2
19:12:00	5,00	21,0	39,0	3,52	665	3344	31,7
19:12:30	5,50	21,0	39,0	3,42	684	3681	32,6
19:13:00	6,00	21,0	38,0	3,46	659	4017	31,4
19:13:20	6,33	20,9	40,0	3,37	712	4245	34,1
19:13:40	6,67	20,9	32,0	2,29	838	4504	40,1
19:14:00	7,00	20,7	33,0	2,94	673	4756	32,5
19:14:30	7,50	20,7	32,5	2,84	687	5096	33,2
19:15:00	8,00	20,6	30,0	3,69	488	5389	23,7
19:16:00	9,00	20,5	34,0	2,96	689	5978	33,6
19:17:00	10,00	20,8	37,0	3,46	642	6643	30,8
19:18:00	11,00	20,0	37,0	3,02	735	7331	36,8
19:19:00	12,00	19,9	38,5	3,48	664	8031	33,4
19:20:00	13,00	19,7	32,0	2,85	674	8700	34,2
19:22:00	15,00	19,5	29,0	2,6	669	10043	34,3
19:23:00	16,00	19,4	31,5	2,76	685	10720	35,3
19:24:00	17,00	19,3	39,0	3,44	680	11402	35,2
19:25:00	18,00	19,3	34,0	3,09	660	12072	34,2
19:27:00	20,00	19,1	22,0	1,89	698	13431	36,6
19:28:00	21,00	19,1	21,0	1,91	660	14110	34,5
19:29:00	22,00	19,0	30,0	2,59	695	14787	36,6
19:30:00	23,00	19,0	40,5	3,59	677	15473	35,6
19:31:00	24,00	19,0	37,0	3,26	681	16152	35,8
19:32:00	25,00	19,1	37,0	3,38	657	16821	34,4
19:33:00	26,00	18,9	36,5	3,34	656	17477	34,7
19:34:00	27,00	18,9	39,5	3,63	653	18132	34,5
19:35:00	28,00	18,9	39,0	3,5	669	18792	35,4
19:36:00	29,00	18,8	39,5	3,57	664	19458	35,3
19:37:00	30,00	18,8	40,5	3,64	668	20124	35,5
19:38:00	31,00	18,8	39,0	3,66	639	20778	34,0
19:39:00	32,00	18,9	40,0	3,55	676	21435	35,8
19:40:00	33,00	18,9	41,0	3,82	644	22095	34,1
19:41:00	34,00	18,9	42,5	3,92	651	22743	34,4
19:42:00	35,00	18,9	41,0	3,71	663	23399	35,1

MEMBRANA 4 - HEADER DE INJEÇÃO							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
19:43:00	36,00	18,8	30,0	2,75	655	24058	34,8
19:44:00	37,00	18,9	39,0	3,58	654	24712	34,6
19:45:00	38,00	19,0	40,5	3,68	660	25369	34,8
19:46:00	39,00	19,0	40,5	3,82	636	26018	33,5
19:47:00	40,00	18,7	42,0	3,85	655	26663	35,0
19:48:00	41,00	18,7	42,0	3,66	689	27334	36,8
19:49:00	42,00	18,7	38,0	3,35	681	28019	36,4
19:50:00	43,00	18,8	40,0	3,55	676	28697	36,0
19:52:00	45,00	18,9	37,0	3,07	723	30096	38,3
19:54:00	47,00	19,0	41,0	3,57	689	31509	36,3
19:56:00	49,00	18,9	40,0	3,84	625	32823	33,1
19:58:00	51,00	18,9	43,0	3,9	662	34109	35,0
20:00:00	53,00	18,9	41,0	3,73	660	35430	34,9
20:02:00	55,00	19,0	39,0	3,51	667	36757	35,1
20:04:00	57,00	19,0	41,0	3,82	644	38067	33,9
20:06:00	59,00	18,8	40,0	3,49	688	39399	36,6
20:08:00	61,00	18,9	42,0	4	630	40717	33,3
20:10:00	63,00	18,9	42,0	3,79	665	42011	35,2
20:12:00	65,00	19,0	43,0	3,92	658	43334	34,6
20:14:00	67,00	19,1	39,0	3,62	646	44639	33,8
20:16:00	69,00	19,2	40,0	3,71	647	45932	33,7
20:18:00	71,00	19,4	41,0	3,8	647	47227	33,4
20:20:00	73,00	19,5	41,0	3,78	651	48525	33,4
20:25:00	78,00	19,5	40,0	3,71	647	51769	33,2
20:30:00	83,00	20,3	40,0	3,65	658	55030	32,4
20:35:00	88,00	21,1	40,0	3,68	652	58304	30,9
20:40:00	93,00	21,8	40,0	3,84	625	61497	28,7
20:45:00	98,00	23,2	41,0	3,76	654	64695	28,2
20:50:00	103,00	24,4	38,0	3,5	651	67960	26,7
20:55:00	108,00	25,7	39,0	3,65	641	71191	24,9
21:00:00	113,00	27,5	36,0	3,3	655	74430	23,8
21:05:00	118,00	29,2	40,0	3,77	637	77658	21,8
21:07:00	120,00	30,0	39,0	3,59	652	78946	21,7

MEMBRANA 5

MEMBRANA 5 - HEADER DE INJEÇÃO							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
10:24:00	0,00	3,2	42	12,78	197	0	61,6
10:25:00	1,00	9,3	40	10,06	239	218	25,7
10:25:30	1,50	51,3	30	1,42	1268	594	24,7
10:26:00	2,00	25,4	28	2,01	836	1120	32,9
10:27:00	3,00	25,7	31	2,12	877	1977	34,1
10:27:30	3,50	25,5	39	2,96	791	2394	31,0
10:28:00	4,00	25,7	36	2,56	844	2802	32,8
10:29:00	5,00	25,7	31	2,28	816	3632	31,7
10:29:30	5,50	25,7	38	2,92	781	4031	30,4
10:30:00	6,00	26,1	41	2,8	879	4446	33,7
10:31:00	7,00	25,8	40	2,92	822	5296	31,9
10:31:30	7,50	25,8	35	2,9	724	5683	28,1
10:32:00	8,00	25,2	30	2,24	804	6065	31,9
10:33:00	9,00	25,3	34	2,72	750	6842	29,6
10:33:30	9,50	24,9	41	3,16	778	7224	31,3
10:34:00	10,00	24,8	41	2,97	828	7625	33,4
10:35:00	11,00	27,8	41	2,8	879	8479	31,6
10:36:00	12,00	24,7	41	3,22	764	9300	30,9
10:37:00	13,00	24,8	41	3,26	755	10059	30,4
10:38:00	14,00	24,6	39	3,01	777	10825	31,6
10:40:00	16,00	24,7	40	3,19	752	12355	30,5
10:41:00	17,00	24,5	41	3,12	788	13126	32,2
10:42:00	18,00	24,9	42	3,72	677	13859	27,2
10:44:00	20,00	24,3	42	3,26	773	15309	31,8
10:45:00	21,00	24,4	38	2,97	768	16079	31,5
10:46:00	22,00	24,3	42	3,31	761	16844	31,3
10:47:00	23,00	24,1	36	2,86	755	17602	31,3
10:49:00	25,00	24	36	2,88	750	19107	31,3
10:50:00	26,00	24,2	29	3,02	576	19770	23,8
10:51:00	27,00	24,1	36	3	720	20419	29,9
10:52:00	28,00	24,1	37	3	740	21149	30,7
10:53:00	29,00	24,2	38	2,98	765	21901	31,6
10:54:00	30,00	24,2	40,5	3,16	769	22668	31,8
10:55:00	31,00	24,1	41	3,18	774	23439	32,1
10:56:00	32,00	24,2	43	3,41	757	24204	31,3
10:57:00	33,00	24,3	40	3,05	787	24976	32,4
10:58:00	34,00	24,1	38,5	2,93	788	25764	32,7
10:59:00	35,00	24,1	42	3,11	810	26563	33,6
11:00:00	36,00	24,2	41	3,15	781	27359	32,3
11:02:00	38,00	24,3	36	2,87	753	28892	31,0
11:04:00	40,00	24,1	39	3,25	720	30365	29,9

MEMBRANA 5 - HEADER DE INJEÇÃO							
Hora	Tempo (min)	Pressão (psi)	Volume (ml)	Tempo de coleta (s)	Q (cm ³ /min)	W _i (cm ³)	Q/P [cm ³ /(min.psi)]
11:06:00	42,00	24,1	30,5	2,2	832	31917	34,5
11:08:00	44,00	24,1	42	3,27	771	33519	32,0
11:10:00	46,00	24,1	40,5	3,19	762	35052	31,6
11:12:00	48,00	24	37	3,07	723	36537	30,1
11:14:00	50,00	24	41	3,18	774	38033	32,2
11:16:00	52,00	24	39	2,98	785	39592	32,7
11:20:00	56,00	23,7	40	3,12	769	42701	32,5
11:22:00	58,00	23,6	39	3,08	760	44230	32,2
11:24:00	60,00	23,7	39	3,11	752	45742	31,7
11:25:00	61,00	23,7	38,5	3,04	760	46498	32,1
11:30:00	66,00	23,9	40	3,45	696	50137	29,1
11:35:00	71,00	23,7	37	2,87	774	53810	32,6
11:40:00	76,00	23,7	39	2,94	796	57734	33,6
11:45:00	81,00	23,8	35,5	2,85	747	61592	31,4
11:50:00	86,00	23,6	36,5	2,82	777	65402	32,9
11:55:00	91,00	23,5	44	3,58	737	69187	31,4
12:00:00	96,00	23,6	42	3,22	783	72987	33,2
12:05:00	101,00	23,9	39	3,16	741	76795	31,0
12:10:00	106,00	23,7	39,5	2,95	803	80654	33,9
12:15:00	111,00	23,7	37	3,05	728	84483	30,7
12:20:00	116,00	23,5	40	2,99	803	88309	34,2
12:25:00	121,00	23,8	42	3,31	761	92219	32,0

**ANEXO 2 – DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE
EM PLUGUES**

ANEXO 2

DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES

PLUGUE 1

DADOS NECESSÁRIOS	
Diamêtro do plugue (cm)	3,82
Comprimento do plugue (cm)	4,28
Área da seção transversal do plugue (cm ²)	11,46
Porosidade do plugue (%)	23,50
Volume poroso do plugue (cm ³)	11,52
Viscosidade da água utilizada (cP)	0,6688
Permeabilidade inicial (mD)	276

PLUGUE 4 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q _w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W _i (cm ³)	V _p (cm ³)	W _i /A _c (cm ³)	k _w (mD)	R _s (cm/mD)
0,0	808,2	195,90	0,0	0,0	0,0	252,57	0,0120
0,5	886,1	194,60	423,6	36,8	37,0	278,76	0,0104
1,0	855,3	194,70	858,9	74,5	75,0	268,95	0,0110
1,5	840,0	196,00	1282,7	111,3	112,0	262,38	0,0114
2,0	916,7	195,60	1721,9	149,5	150,3	286,91	0,0100
2,3	827,2	195,50	2012,6	174,7	175,7	259,05	0,0116
2,7	847,5	196,20	2291,7	198,9	200,1	264,46	0,0112
3,0	991,5	179,40	2598,2	225,5	226,8	338,37	0,0077
3,7	793,2	179,00	3193,1	277,1	278,8	271,30	0,0108
4,3	775,3	180,00	3715,9	322,5	324,4	263,69	0,0113
5,0	788,3	180,20	4237,1	367,8	369,9	267,83	0,0110
5,3	793,8	179,70	4434,9	384,9	387,2	270,45	0,0109
5,5	813,2	180,70	4635,8	402,4	404,7	275,51	0,0106
5,8	773,2	180,20	4834,1	419,6	422,0	262,69	0,0114
6,0	840,4	181,10	5035,8	437,1	439,6	284,11	0,0101
6,3	778,5	181,50	5238,1	454,6	457,3	262,61	0,0114
6,5	755,2	181,40	5429,9	471,3	474,0	254,87	0,0119
6,7	740,6	183,00	5616,8	487,5	490,3	247,77	0,0123
7,0	775,2	183,20	5806,3	504,0	506,9	259,05	0,0116
7,5	843,4	183,70	6211,0	539,1	542,2	281,09	0,0103
8,0	872,3	183,90	6639,9	576,3	579,6	290,41	0,0098
9,0	858,8	183,20	7505,5	651,4	655,2	286,99	0,0100
10,0	805,1	182,90	8337,4	723,6	727,8	269,51	0,0109

PLUGUE 1 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
11,0	811,4	183,30	9145,7	793,8	798,4	271,00	0,0109
12,0	813,6	184,30	9958,2	864,3	869,3	270,25	0,0109
13,0	806,5	184,80	10768,2	934,6	940,0	267,17	0,0111
14,0	843,8	185,80	11593,3	1006,2	1012,1	278,02	0,0105
15,0	797,3	185,20	12413,8	1077,5	1083,7	263,58	0,0113
16,0	826,5	186,20	13225,7	1147,9	1154,6	271,76	0,0108
17,0	806,0	186,90	14042,0	1218,8	1225,8	264,01	0,0113
18,0	820,1	187,30	14855,1	1289,3	1296,8	268,08	0,0110
19,0	804,9	187,60	15667,6	1359,9	1367,7	262,67	0,0114
20,0	825,3	187,70	16482,6	1430,6	1438,9	269,18	0,0110
21,0	824,7	188,30	17307,7	1502,2	1510,9	268,15	0,0110
22,0	803,0	188,30	18121,5	1572,8	1582,0	261,07	0,0115
23,0	852,7	188,40	18949,4	1644,7	1654,2	277,11	0,0105
24,0	621,5	122,60	19686,5	1708,7	1718,6	310,38	0,0089
25,0	623,8	121,40	20309,2	1762,7	1772,9	314,56	0,0087
26,0	606,1	121,30	20924,1	1816,1	1826,6	305,89	0,0091
28,0	619,9	120,50	22150,0	1922,5	1933,7	314,95	0,0087
29,0	598,6	121,20	22759,3	1975,4	1986,8	302,38	0,0092
30,0	604,4	121,30	23360,8	2027,6	2039,3	305,04	0,0091
31,0	592,6	121,90	23959,3	2079,5	2091,6	297,62	0,0094
33,0	598,5	121,60	25150,4	2182,9	2195,6	301,34	0,0093
34,0	600,0	122,20	25749,6	2234,9	2247,9	300,60	0,0093
35,0	579,4	122,00	26339,3	2286,1	2299,4	290,76	0,0098
36,0	583,5	121,50	26920,8	2336,6	2350,1	294,04	0,0096
37,0	585,4	122,30	27505,3	2387,3	2401,2	293,03	0,0097
38,0	582,7	122,50	28089,3	2438,0	2452,1	291,21	0,0098
39,0	582,2	122,50	28671,7	2488,5	2503,0	290,96	0,0098
40,0	577,5	123,70	29251,5	2538,9	2553,6	285,80	0,0100
42,0	572,8	121,40	30401,8	2638,7	2654,0	288,86	0,0099
44,0	588,8	122,40	31563,4	2739,5	2755,4	294,50	0,0096
46,0	586,5	123,40	32738,6	2841,5	2858,0	290,96	0,0098
48,0	609,1	123,40	33934,2	2945,3	2962,4	302,21	0,0092
50,0	589,4	124,40	35132,8	3049,3	3067,0	290,08	0,0098
52,0	581,6	123,70	36303,8	3151,0	3169,2	287,86	0,0099
54,0	596,9	124,50	37482,4	3253,3	3272,1	293,54	0,0096
56,0	595,8	124,10	38675,2	3356,8	3376,3	293,95	0,0096
58,0	580,2	125,10	39851,2	3458,9	3478,9	283,94	0,0101
60,0	585,0	125,40	41016,4	3560,0	3580,6	285,61	0,0100
62,0	583,1	127,10	42184,5	3661,4	3682,6	280,88	0,0103
64,0	579,3	127,50	43347,0	3762,3	3784,1	278,17	0,0104
66,0	595,6	127,80	44521,9	3864,3	3886,7	285,32	0,0101
68,0	576,9	128,10	45694,4	3966,0	3989,0	275,73	0,0106
70,0	572,1	127,90	46843,4	4065,7	4089,3	273,85	0,0107

PLUGUE 1 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
72,0	585,7	128,90	48001,2	4166,2	4190,4	278,19	0,0104
74,0	582,9	129,30	49169,9	4267,7	4292,4	276,02	0,0106
76,0	566,5	129,80	50319,3	4367,4	4392,8	267,21	0,0111
78,0	571,4	129,80	51457,3	4466,2	4492,1	269,52	0,0109
80,0	574,6	130,40	52603,3	4565,7	4592,2	269,79	0,0109
82,0	579,2	130,20	53757,2	4665,8	4692,9	272,35	0,0108
84,0	583,0	130,50	54919,3	4766,7	4794,3	273,49	0,0107
86,0	581,6	130,60	56083,9	4867,8	4896,0	272,62	0,0108
88,0	577,5	130,70	57242,9	4968,4	4997,2	270,50	0,0109
90,0	576,9	130,80	58397,3	5068,6	5098,0	270,03	0,0109
92,0	567,2	130,10	59541,4	5167,9	5197,8	266,90	0,0111
94,0	578,8	129,60	60687,4	5267,3	5297,9	273,43	0,0107
96,0	580,2	130,50	61846,4	5367,9	5399,1	272,19	0,0108
98,0	568,7	130,30	62995,3	5467,6	5499,4	267,22	0,0111
100,0	581,1	130,10	64145,1	5567,4	5599,7	273,46	0,0107
102,0	582,5	130,70	65308,7	5668,4	5701,3	272,87	0,0107
104,0	585,0	131,00	66476,3	5769,8	5803,2	273,40	0,0107
106,0	540,1	129,80	67601,4	5867,4	5901,5	254,76	0,0119
108,0	555,6	129,90	68697,1	5962,5	5997,1	261,84	0,0114
110,0	534,0	131,30	69786,6	6057,1	6092,2	248,97	0,0123
115,0	535,4	130,40	72459,9	6289,1	6325,6	251,35	0,0121
120,0	517,9	131,30	75093,1	6517,7	6555,5	241,50	0,0128
125,0	533,7	133,50	77722,1	6745,8	6785,0	244,73	0,0126
130,0	540,1	135,00	80406,5	6978,8	7019,3	244,95	0,0125
135,0	527,8	135,40	83076,5	7210,6	7252,4	238,67	0,0130
140,0	567,0	135,40	85813,6	7448,1	7491,3	256,39	0,0118
145,0	557,1	136,00	88624,1	7692,1	7736,7	250,81	0,0121
150,0	546,7	136,20	91383,6	7931,6	7977,6	245,73	0,0125
155,0	544,3	136,60	94111,0	8168,3	8215,7	243,94	0,0126
160,0	564,2	137,60	96882,2	8408,8	8457,6	251,04	0,0121
165,0	553,8	138,70	99677,4	8651,4	8701,6	244,47	0,0126
170,0	541,3	139,30	102415,3	8889,1	8940,6	237,90	0,0131
175,0	541,9	140,50	105123,1	9124,1	9177,0	236,11	0,0132
180,0	575,3	139,30	107916,1	9366,5	9420,8	252,86	0,0120
185,0	535,7	140,50	110693,8	9607,6	9663,3	233,44	0,0134
190,0	533,2	141,30	113366,0	9839,5	9896,6	231,02	0,0136
195,0	520,5	140,80	116000,4	10068,2	10126,6	226,34	0,0140
200,0	515,8	141,30	118591,3	10293,1	10352,8	223,50	0,0142
205,0	507,8	141,50	121150,4	10515,2	10576,2	219,71	0,0145
210,0	516,8	140,70	123711,9	10737,5	10799,8	224,88	0,0141
215,0	520,9	141,90	126306,2	10962,7	11026,3	224,75	0,0141
220,0	514,1	141,70	128893,8	11187,3	11252,2	222,12	0,0143
225,0	513,4	142,10	131462,5	11410,2	11476,4	221,19	0,0144

PLUGUE 1 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
230,0	533,9	143,00	134080,8	11637,5	11705,0	228,58	0,0138
235,0	533,6	144,00	136749,6	11869,1	11937,9	226,87	0,0139
240,0	503,0	143,80	139341,1	12094,0	12164,2	214,15	0,0150
245,0	536,9	143,10	141940,9	12319,7	12391,1	229,71	0,0137
250,0	526,5	144,50	144599,5	12550,4	12623,2	223,08	0,0142
255,0	529,4	143,90	147239,4	12779,6	12853,7	225,24	0,0141
260,0	531,3	144,50	149891,2	13009,7	13085,2	225,11	0,0141
265,0	533,6	132,10	152553,5	13240,8	13317,6	247,30	0,0124
270,0	525,2	123,90	155200,4	13470,5	13548,7	259,50	0,0116
275,0	525,6	120,10	157827,4	13698,5	13778,0	267,95	0,0110
280,0	556,8	117,60	160533,4	13933,4	14014,2	289,85	0,0098
285,0	530,2	117,80	163250,8	14169,3	14251,4	275,54	0,0106

DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES

PLUGUE 2

DADOS NECESSÁRIOS	
Diamêtro do plugue (cm)	3,83
Comprimento do plugue (cm)	4,23
Área da seção transversal do plugue (cm ²)	11,52
Porosidade do plugue (%)	22,30
Volume poroso do plugue (cm ³)	10,86
Viscosidade da água utilizada (cP)	0,6688
Permeabilidade inicial (mD)	273

PLUGUE 2 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q _w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W _i (cm ³)	V _p (cm ³)	W _i /A _c (cm ³)	k _w (mD)	R _s (cm/mD)
0,0	447,2	98,60	0,0	0,0	0,0	273,00	0,0070
0,5	447,1	98,20	223,6	20,6	19,4	274,02	0,0070
1,0	463,9	98,50	451,3	41,5	39,2	283,49	0,0065
1,5	450,8	98,20	680,0	62,6	59,1	276,32	0,0068
2,0	450,0	98,70	905,2	83,3	78,6	274,43	0,0070
2,5	437,4	98,70	1127,0	103,8	97,9	266,74	0,0074
3,0	447,1	98,40	1348,2	124,1	117,1	273,48	0,0070
3,3	436,8	98,20	1495,5	137,7	129,9	267,76	0,0073
3,7	437,1	98,50	1641,1	151,1	142,5	267,12	0,0074
4,0	466,7	98,50	1791,8	165,0	155,6	285,17	0,0064
4,5	433,6	98,50	2016,8	185,7	175,1	264,96	0,0075
5,0	454,5	98,70	2238,9	206,1	194,4	277,20	0,0068
5,3	444,4	97,90	2388,7	219,9	207,4	273,26	0,0070
5,7	431,7	97,20	2534,7	233,4	220,1	267,33	0,0074
6,0	434,4	97,40	2679,1	246,6	232,7	268,48	0,0073
6,5	431,7	97,50	2895,6	266,6	251,5	266,48	0,0074
7,0	421,9	97,20	3109,0	286,2	270,0	261,25	0,0077
7,5	440,4	97,90	3324,5	306,1	288,7	270,75	0,0072
8,0	435,2	97,70	3543,4	326,2	307,7	268,12	0,0073
8,5	425,2	97,60	3758,6	346,0	326,4	262,25	0,0077
9,0	425,0	98,00	3971,1	365,6	344,9	261,03	0,0077
10,0	425,0	96,80	4396,1	404,7	381,8	264,27	0,0075
11,0	535,0	96,90	4876,1	448,9	423,5	332,31	0,0043
12,0	414,2	96,40	5350,7	492,6	464,7	258,62	0,0079
13,0	408,9	96,60	5762,2	530,5	500,4	254,76	0,0081

PLUGUE 2 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
14,0	417,3	95,90	6175,3	568,5	536,3	261,91	0,0077
15,0	412,4	96,20	6590,1	606,7	572,3	258,02	0,0079
16,0	432,9	95,60	7012,7	645,6	609,0	272,55	0,0071
17,0	405,1	96,50	7431,8	684,2	645,4	252,71	0,0083
18,0	412,8	96,10	7840,8	721,8	680,9	258,58	0,0079
19,0	412,1	96,40	8253,2	759,8	716,7	257,34	0,0080
20,0	406,9	96,40	8662,8	797,5	752,3	254,09	0,0082
21,0	408,9	96,90	9070,7	835,1	787,7	253,97	0,0082
22,0	411,4	96,60	9480,8	872,8	823,3	256,33	0,0080
23,0	409,8	96,70	9891,4	910,6	859,0	255,06	0,0081
24,0	412,2	97,40	10302,3	948,5	894,7	254,74	0,0081
25,0	405,7	97,20	10711,3	986,1	930,2	251,21	0,0084
26,0	406,2	98,40	11117,2	1023,5	965,4	248,45	0,0086
27,0	407,5	97,30	11524,0	1060,9	1000,8	252,12	0,0083
28,0	396,8	97,80	11926,2	1098,0	1035,7	244,21	0,0089
29,0	402,6	97,90	12325,9	1134,8	1070,4	247,50	0,0086
30,0	403,4	98,40	12728,9	1171,9	1105,4	246,79	0,0087
31,0	402,6	98,00	13131,9	1209,0	1140,4	247,29	0,0086
32,0	409,6	98,70	13538,0	1246,4	1175,7	249,79	0,0085
33,0	409,1	99,20	13947,4	1284,0	1211,2	248,22	0,0086
34,0	406,5	98,90	14355,2	1321,6	1246,6	247,39	0,0086
35,0	412,7	99,20	14764,8	1359,3	1282,2	250,41	0,0084
36,0	402,2	99,00	15172,2	1396,8	1317,6	244,56	0,0088
38,0	408,2	99,00	15982,6	1471,4	1388,0	248,16	0,0086
39,0	434,0	99,50	16403,7	1510,2	1424,5	262,52	0,0077
40,0	402,6	99,20	16822,0	1548,7	1460,9	244,30	0,0089
41,0	390,7	99,90	17218,6	1585,2	1495,3	235,41	0,0095
42,0	352,7	99,30	17590,3	1619,4	1527,6	213,78	0,0113
43,0	411,4	99,50	17972,4	1654,6	1560,8	248,85	0,0085
44,0	397,2	98,50	18376,7	1691,8	1595,9	242,74	0,0090
45,0	395,9	98,60	18773,2	1728,3	1630,3	241,71	0,0090
46,0	409,1	98,90	19175,8	1765,4	1665,3	248,98	0,0085
47,0	389,9	98,90	19575,2	1802,2	1700,0	237,27	0,0094
48,0	297,5	98,70	19918,9	1833,8	1729,8	181,40	0,0149
50,0	383,9	98,50	20600,3	1896,5	1789,0	234,61	0,0096
52,0	389,4	98,70	21373,6	1967,7	1856,1	237,49	0,0094
54,0	400,6	98,70	22163,7	2040,5	1924,8	244,33	0,0089
56,0	391,1	97,30	22955,4	2113,4	1993,5	241,93	0,0090
58,0	367,8	97,30	23714,3	2183,2	2059,4	227,55	0,0101
60,0	395,9	98,70	24478,0	2253,5	2125,7	241,42	0,0091
62,0	393,8	99,40	25267,6	2326,2	2194,3	238,43	0,0093
64,0	405,8	99,40	26067,2	2399,8	2263,7	245,74	0,0088
66,0	391,9	99,70	26865,0	2473,3	2333,0	236,62	0,0094

PLUGUE 2 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
68,0	392,7	100,80	27649,6	2545,5	2401,2	234,48	0,0096
70,0	398,1	100,80	28440,4	2618,3	2469,8	237,75	0,0093
72,0	400,0	101,00	29238,5	2691,8	2539,2	238,38	0,0093
74,0	388,3	101,20	30026,8	2764,4	2607,6	230,95	0,0099
76,0	386,5	101,70	30801,6	2835,7	2674,9	228,74	0,0100
78,0	389,8	101,70	31577,9	2907,2	2742,3	230,71	0,0099
80,0	388,3	102,20	32356,0	2978,8	2809,9	228,69	0,0100
82,0	388,7	102,20	33133,0	3050,3	2877,4	228,94	0,0100
84,0	368,3	102,00	33890,0	3120,0	2943,1	217,36	0,0110
86,0	386,5	102,70	34644,9	3189,5	3008,7	226,53	0,0102
88,0	387,9	103,10	35419,2	3260,8	3075,9	226,43	0,0102
90,0	378,2	103,80	36185,2	3331,3	3142,4	219,28	0,0108
92,0	387,9	104,20	36951,2	3401,9	3208,9	224,04	0,0104
94,0	383,5	104,00	37722,6	3472,9	3275,9	221,93	0,0106
96,0	380,9	104,00	38486,9	3543,2	3342,3	220,44	0,0107
98,0	379,6	103,90	39247,4	3613,3	3408,3	219,93	0,0108
100,0	386,5	104,10	40013,5	3683,8	3474,9	223,48	0,0105
102,0	379,9	105,00	40779,9	3754,3	3541,4	217,79	0,0110
104,0	384,6	105,00	41544,5	3824,7	3607,8	220,48	0,0107
106,0	381,8	105,10	42310,9	3895,3	3674,4	218,67	0,0109
110,0	387,6	105,20	43849,7	4037,0	3808,0	221,75	0,0106
113,0	378,4	103,20	44998,6	4142,7	3907,8	220,69	0,0107
119,0	383,9	104,20	47285,5	4353,3	4106,4	221,78	0,0106
123,0	374,0	104,50	48801,3	4492,8	4238,0	215,40	0,0112
128,0	371,6	104,40	50665,1	4664,4	4399,9	214,22	0,0113
133,0	372,4	105,70	52525,0	4835,6	4561,4	212,07	0,0115
138,0	380,1	106,00	54406,3	5008,8	4724,8	215,83	0,0111
143,0	369,2	105,60	56279,6	5181,3	4887,5	210,46	0,0116
148,0	375,5	105,40	58141,5	5352,7	5049,2	214,46	0,0113
153,0	374,4	105,10	60016,4	5525,3	5212,0	214,44	0,0113
158,0	370,8	104,90	61879,5	5696,8	5373,8	212,79	0,0114
163,0	366,2	105,20	63722,1	5866,5	5533,8	209,52	0,0117
169,0	371,5	105,70	65935,3	6070,2	5726,0	211,56	0,0115
173,0	372,0	105,30	67422,3	6207,1	5855,1	212,63	0,0114
178,0	366,3	105,60	69267,9	6377,0	6015,4	208,78	0,0118
183,0	362,7	106,30	71090,5	6544,8	6173,7	205,40	0,0121
188,0	357,1	106,60	72890,2	6710,5	6330,0	201,66	0,0125
193,0	366,6	107,70	74699,6	6877,1	6487,1	204,89	0,0122
198,0	367,9	108,00	76535,8	7046,2	6646,6	205,03	0,0122
203,0	362,6	107,10	78362,1	7214,3	6805,2	203,81	0,0123
209,0	361,7	107,70	80535,2	7414,4	6993,9	202,17	0,0125
213,0	360,4	108,60	81979,4	7547,3	7119,3	199,74	0,0127
219,0	360,6	108,50	84142,2	7746,4	7307,1	200,02	0,0127

PLUGUE 2 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
223,0	364,1	108,80	85591,4	7879,8	7433,0	201,41	0,0125
228,0	362,0	109,20	87406,5	8047,0	7590,6	199,53	0,0127
234,0	369,2	109,40	89600,0	8248,9	7781,1	203,11	0,0124
239,0	357,2	110,50	91416,0	8416,1	7938,8	194,60	0,0133
249,0	367,1	111,70	95037,6	8749,5	8253,3	197,80	0,0129
253,0	360,7	112,30	96493,1	8883,5	8379,7	193,33	0,0134
258,0	362,8	112,20	98301,9	9050,0	8536,8	194,63	0,0133
263,0	359,4	112,60	100107,5	9216,2	8693,6	192,15	0,0136
268,0	346,6	110,20	101872,6	9378,8	8846,9	189,32	0,0139
273,0	340,3	110,20	103590,0	9536,9	8996,0	185,89	0,0143
280,0	347,1	110,10	105996,2	9758,4	9205,0	189,78	0,0138
286,0	345,4	109,70	108073,7	9949,6	9385,4	189,49	0,0139
291,0	344,5	110,00	109798,3	10108,4	9535,2	188,52	0,0140
296,0	338,3	110,50	111505,3	10265,6	9683,4	184,25	0,0145
300,0	337,3	110,60	112856,5	10390,0	9800,7	183,59	0,0146

DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES

PLUGUE 3

DADOS NECESSÁRIOS	
Diamêtro do plugue (cm)	3,84
Comprimento do plugue (cm)	4,20
Área da seção transversal do plugue (cm ²)	11,58
Porosidade do plugue (%)	17,40
Volume poroso do plugue (cm ³)	8,46
Viscosidade da água utilizada (cP)	0,6688
Permeabilidade inicial (mD)	166

PLUGUE 3 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q _w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W _i (cm ³)	V _{p_i} (cm ³)	W _i /A _c (cm ³)	k _w (mD)	R _s (cm/mD)
0,0	340,7	118,80	0,0	0,0	0,0	170,52	0,0119
0,3	362,4	120,30	117,2	13,9	10,1	179,11	0,0108
0,7	333,3	118,90	233,2	27,6	20,1	166,68	0,0125
1,0	336,8	117,90	344,8	40,8	29,8	169,85	0,0120
2,0	338,2	118,10	682,4	80,7	58,9	170,25	0,0120
2,5	326,3	118,10	848,5	100,3	73,3	164,26	0,0129
3,0	328,8	118,40	1012,3	119,7	87,4	165,12	0,0127
3,3	321,1	118,40	1120,6	132,5	96,8	161,26	0,0134
3,7	339,1	117,70	1230,6	145,5	106,3	171,28	0,0118
4,0	313,9	118,90	1339,4	158,3	115,7	156,94	0,0141
4,5	315,8	116,70	1496,9	176,9	129,3	160,88	0,0134
5,0	329,1	115,70	1658,1	196,0	143,2	169,09	0,0121
5,5	323,5	115,10	1821,2	215,3	157,3	167,12	0,0124
6,0	312,7	114,00	1980,3	234,1	171,1	163,06	0,0131
6,3	321,9	115,30	2086,0	246,6	180,2	165,97	0,0126
6,7	326,7	115,60	2194,1	259,4	189,6	168,00	0,0123
7,0	321,1	116,20	2302,1	272,1	198,9	164,31	0,0129
7,5	317,4	114,40	2461,7	291,0	212,7	164,96	0,0128
8,0	323,7	114,50	2622,0	310,0	226,5	168,06	0,0123
9,0	310,7	112,80	2939,2	347,5	253,9	163,78	0,0130
10,0	313,2	112,20	3251,2	384,3	280,9	165,97	0,0126
11,0	310,6	111,90	3563,1	421,2	307,8	165,04	0,0128
12,0	305,1	110,90	3870,9	457,6	334,4	163,56	0,0130
13,0	303,5	111,50	4175,2	493,6	360,7	161,83	0,0133
14,0	301,5	111,30	4477,7	529,3	386,8	161,08	0,0134

PLUGUE 3 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
15,0	310,6	111,70	4783,8	565,5	413,3	165,32	0,0127
16,0	310,1	112,40	5094,2	602,2	440,1	164,01	0,0129
17,0	305,8	110,30	5402,1	638,6	466,7	164,85	0,0128
18,0	303,9	110,70	5707,0	674,6	493,0	163,21	0,0130
19,0	303,0	111,20	6010,4	710,5	519,2	162,02	0,0132
20,0	306,5	111,20	6315,2	746,5	545,6	163,88	0,0129
22,0	300,7	110,80	6922,4	818,3	598,0	161,36	0,0133
23,0	302,1	110,70	7223,8	854,0	624,1	162,25	0,0132
25,0	293,2	111,20	7819,2	924,3	675,5	156,76	0,0141
26,0	288,8	109,40	8110,2	958,7	700,6	156,95	0,0141
27,0	294,5	110,10	8401,8	993,2	725,8	159,01	0,0137
28,0	301,1	111,80	8699,6	1028,4	751,6	160,11	0,0135
29,0	298,1	111,80	8999,2	1063,8	777,4	158,55	0,0138
30,0	296,1	110,80	9296,3	1099,0	803,1	158,90	0,0137
31,0	291,7	111,90	9590,2	1133,7	828,5	154,97	0,0144
32,0	296,4	112,50	9884,2	1168,5	853,9	156,66	0,0141
33,0	301,8	112,20	10183,4	1203,8	879,8	159,94	0,0136
34,0	288,6	107,70	10478,6	1238,7	905,3	159,31	0,0137
35,0	292,2	109,30	10769,0	1273,0	930,3	158,92	0,0137
36,0	284,6	108,70	11057,4	1307,1	955,3	155,69	0,0143
37,0	289,0	107,00	11344,2	1341,0	980,0	160,58	0,0135
38,0	279,1	107,30	11628,3	1374,6	1004,6	154,67	0,0145
39,0	280,8	107,40	11908,2	1407,7	1028,8	155,44	0,0143
40,0	281,9	106,80	12189,6	1441,0	1053,1	156,92	0,0141
41,0	282,1	107,90	12471,5	1474,3	1077,4	155,44	0,0143
42,0	281,5	107,50	12753,3	1507,6	1101,8	155,67	0,0143
43,0	279,9	106,10	13034,0	1540,8	1126,0	156,85	0,0141
44,0	275,9	105,20	13311,9	1573,7	1150,0	155,90	0,0143
45,0	280,4	105,50	13590,0	1606,5	1174,1	158,00	0,0139
46,0	275,9	107,30	13868,1	1639,4	1198,1	152,85	0,0148
47,0	273,3	106,70	14142,7	1671,9	1221,8	152,31	0,0149
49,0	269,2	108,50	14685,3	1736,0	1268,7	147,53	0,0158
51,0	266,1	107,30	15220,6	1799,3	1314,9	147,43	0,0158
53,0	263,0	107,40	15749,7	1861,8	1360,6	145,61	0,0162
55,0	260,9	107,20	16273,7	1923,8	1405,9	144,68	0,0163
57,0	260,1	105,00	16794,6	1985,4	1450,9	147,25	0,0158
59,0	255,5	105,40	17310,2	2046,3	1495,4	144,13	0,0165
61,0	259,0	105,40	17824,7	2107,1	1539,9	146,11	0,0161
63,0	257,1	106,30	18340,9	2168,1	1584,5	143,82	0,0165
65,0	254,8	105,50	18852,8	2228,7	1628,7	143,58	0,0166
67,0	252,7	105,20	19360,3	2288,7	1672,6	142,81	0,0167
69,0	252,0	104,00	19864,9	2348,3	1716,1	144,03	0,0165
71,0	254,7	104,60	20371,5	2408,2	1759,9	144,75	0,0163

PLUGUE 3 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
73,0	254,1	103,80	20880,3	2468,3	1803,9	145,53	0,0162
75,0	218,7	103,60	21353,0	2524,2	1844,7	125,49	0,0208
77,0	252,1	102,80	21823,8	2579,9	1885,4	145,80	0,0161
79,0	247,8	102,90	22323,7	2639,0	1928,6	143,17	0,0166
81,0	254,0	103,50	22825,5	2698,3	1971,9	145,92	0,0161
83,0	250,9	103,40	23330,4	2758,0	2015,5	144,24	0,0164
85,0	251,1	103,30	23832,3	2817,3	2058,9	144,52	0,0164
87,0	248,5	102,10	24331,9	2876,4	2102,1	144,72	0,0163
89,0	244,0	101,70	24824,5	2934,6	2144,6	142,67	0,0167
91,0	242,7	99,20	25311,2	2992,1	2186,7	145,44	0,0162
93,0	305,8	124,30	25859,7	3057,0	2234,0	146,28	0,0160
95,0	309,8	122,70	26475,4	3129,8	2287,2	150,12	0,0153
97,0	309,0	121,40	27094,2	3202,9	2340,7	151,35	0,0151
99,0	304,5	119,70	27707,8	3275,5	2393,7	151,24	0,0151
101,0	303,5	119,20	28315,8	3347,3	2446,2	151,39	0,0151
103,0	302,2	118,30	28921,5	3418,9	2498,6	151,86	0,0150
105,0	301,1	118,00	29524,7	3490,2	2550,7	151,70	0,0150
107,0	300,7	117,40	30126,5	3561,4	2602,7	152,28	0,0149
108,0	308,8	117,30	30431,3	3597,4	2629,0	156,53	0,0141
113,0	307,3	116,00	31971,6	3779,5	2762,1	157,51	0,0140
118,0	307,1	117,20	33507,7	3961,1	2894,8	155,80	0,0143
123,0	303,8	118,40	35035,0	4141,6	3026,7	152,55	0,0148
128,0	299,3	116,30	36542,7	4319,9	3157,0	153,00	0,0148
133,0	294,3	113,90	38026,6	4495,3	3285,1	153,60	0,0147
138,0	293,5	113,00	39496,0	4669,0	3412,1	154,43	0,0145
143,0	294,9	114,00	40966,9	4842,9	3539,2	153,78	0,0146
151,0	292,5	114,10	43316,4	5120,6	3742,1	152,42	0,0149
153,0	300,4	113,40	43909,3	5190,7	3793,4	157,48	0,0140
158,0	292,9	112,60	45392,5	5366,0	3921,5	154,68	0,0145
163,0	292,5	112,50	46856,2	5539,1	4047,9	154,58	0,0145
170,0	280,8	110,20	48862,8	5776,3	4221,3	151,51	0,0150
173,0	290,1	110,40	49719,2	5877,5	4295,3	156,22	0,0142
178,0	278,5	108,50	51140,6	6045,5	4418,1	152,58	0,0148
184,0	276,1	105,30	52804,2	6242,2	4561,8	155,89	0,0143
188,0	278,3	103,10	53913,0	6373,3	4657,6	160,47	0,0135
193,0	278,5	104,80	55305,0	6537,8	4777,8	158,01	0,0139
198,0	279,4	104,80	56699,7	6702,7	4898,3	158,49	0,0138
203,0	279,8	105,80	58097,7	6868,0	5019,1	157,25	0,0140
208,0	267,9	105,60	59467,0	7029,8	5137,4	150,84	0,0152
213,0	267,1	105,90	60804,4	7187,9	5252,9	149,93	0,0153
218,0	266,4	104,90	62138,2	7345,6	5368,2	151,01	0,0151
223,0	268,6	104,30	63475,8	7503,7	5483,7	153,11	0,0147
228,0	268,2	106,20	64817,7	7662,4	5599,7	150,13	0,0153

PLUGUE 3 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
233,0	269,8	106,70	66162,6	7821,4	5715,8	150,33	0,0153
238,0	270,2	107,70	67512,5	7980,9	5832,5	149,15	0,0155
243,0	272,7	107,00	68869,8	8141,4	5949,7	151,54	0,0150
248,0	269,3	106,10	70224,8	8301,6	6066,8	150,89	0,0151
253,0	273,4	106,00	71581,4	8461,9	6184,0	153,33	0,0147
258,0	269,4	106,30	72938,2	8622,3	6301,2	150,65	0,0152
263,0	270,5	106,00	74287,9	8781,9	6417,8	151,73	0,0150
268,0	270,3	105,80	75640,0	8941,7	6534,6	151,89	0,0150
273,0	271,8	105,20	76995,1	9101,9	6651,7	153,59	0,0147
278,0	278,7	109,20	78371,2	9264,6	6770,6	151,72	0,0150
283,0	273,4	108,30	79751,4	9427,7	6889,8	150,08	0,0153
288,0	290,5	108,60	81161,2	9594,4	7011,6	159,06	0,0137
293,0	286,7	110,50	82604,3	9765,0	7136,3	154,25	0,0145
298,0	287,4	108,90	84039,4	9934,6	7260,2	156,90	0,0141
303,0	286,4	106,50	85473,9	10104,2	7384,2	159,88	0,0136

DADOS DOS TESTES DE INJETIVIDADE EM PLUGUES

PLUGUE 4

DADOS NECESSÁRIOS	
Diamêtro do plugue (cm)	3,84
Comprimento do plugue (cm)	4,34
Área da seção transversal do plugue (cm ²)	11,58
Porosidade do plugue (%)	20,00
Volume poroso do plugue (cm ³)	10,05
Viscosidade da água utilizada (cP)	0,6688
Permeabilidade inicial (mD)	292

PLUGUE 4 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q _w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W _i (cm ³)	V _p (cm ³)	W _i /A _c (cm ³)	k _w (mD)	R _s (cm/mD)
0,0	767,0	130,00	0,0	0,0	0,0	362,47	0,0033
0,5	639,8	129,50	351,7	35,0	30,4	303,51	0,0056
1,0	600,0	130,20	661,6	65,9	57,2	283,11	0,0066
1,5	606,1	130,70	963,2	95,9	83,2	284,92	0,0066
2,0	612,4	129,20	1267,8	126,2	109,5	291,20	0,0062
2,3	604,3	130,40	1470,6	146,4	127,0	284,69	0,0066
2,7	619,8	128,80	1674,6	166,7	144,7	295,62	0,0060
3,0	627,3	129,60	1882,4	187,4	162,6	297,39	0,0059
3,3	619,7	127,30	2090,3	208,0	180,6	299,08	0,0058
3,7	634,1	131,30	2299,3	228,8	198,6	296,72	0,0059
4,0	635,2	129,60	2510,8	249,9	216,9	301,11	0,0057
4,3	619,9	131,00	2720,0	270,7	235,0	290,72	0,0062
4,7	611,7	130,50	2925,3	291,1	252,7	287,95	0,0064
5,0	598,6	129,50	3127,0	311,2	270,1	283,97	0,0066
5,3	557,5	129,80	3319,6	330,4	286,8	263,88	0,0078
5,7	613,6	130,80	3514,8	349,8	303,6	288,22	0,0064
6,0	587,3	128,90	3715,0	369,7	320,9	279,90	0,0068
6,5	610,3	130,10	4014,4	399,5	346,8	288,19	0,0064
7,0	601,5	130,00	4317,3	429,7	373,0	284,27	0,0066
7,3	594,4	129,80	4516,7	449,5	390,2	281,34	0,0067
7,7	605,9	129,50	4716,7	469,4	407,5	287,45	0,0064
8,0	588,4	129,90	4915,8	489,3	424,7	278,27	0,0069
9,0	591,6	130,20	5505,8	548,0	475,6	279,17	0,0069
10,0	618,7	128,80	6110,9	608,2	527,9	295,11	0,0060
11,0	589,7	127,60	6715,1	668,3	580,1	283,91	0,0066

PLUGUE 4 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
12,0	598,6	126,40	7309,3	727,5	631,5	290,95	0,0062
13,0	658,2	126,50	7937,7	790,0	685,7	319,64	0,0049
14,0	585,0	127,00	8559,2	851,9	739,4	282,99	0,0067
15,0	590,8	127,20	9147,1	910,4	790,2	285,34	0,0065
16,0	572,5	126,20	9728,8	968,3	840,5	278,68	0,0069
17,0	572,5	126,10	10301,3	1025,3	889,9	278,93	0,0069
18,0	575,2	127,20	10875,1	1082,4	939,5	277,83	0,0069
19,0	566,8	124,80	11446,1	1139,2	988,8	279,00	0,0069
20,0	576,9	124,80	12018,0	1196,1	1038,2	284,00	0,0066
21,0	551,0	125,30	12581,9	1252,3	1087,0	270,17	0,0074
23,0	566,6	125,00	13699,6	1363,5	1183,5	278,47	0,0069
24,0	568,7	126,00	14267,2	1420,0	1232,6	277,30	0,0070
25,0	559,0	126,30	14831,0	1476,1	1281,3	271,89	0,0073
26,0	557,6	125,60	15389,4	1531,7	1329,5	272,77	0,0072
27,0	565,1	125,50	15950,7	1587,6	1378,0	276,64	0,0070
28,0	554,8	126,50	16510,7	1643,3	1426,4	269,44	0,0074
29,0	562,5	126,00	17069,3	1698,9	1474,6	274,27	0,0071
30,0	572,5	126,30	17636,8	1755,4	1523,7	278,49	0,0069
31,0	566,0	127,10	18206,1	1812,0	1572,8	273,60	0,0072
32,0	553,1	125,70	18765,7	1867,7	1621,2	270,35	0,0074
33,0	566,8	126,80	19325,7	1923,5	1669,6	274,60	0,0071
34,0	569,4	127,90	19893,8	1980,0	1718,6	273,53	0,0072
35,0	559,0	126,50	20458,0	2036,2	1767,4	271,46	0,0073
36,0	560,7	128,10	21017,8	2091,9	1815,7	268,90	0,0075
37,0	566,2	126,90	21581,2	2147,9	1864,4	274,10	0,0072
38,0	557,1	128,50	22142,9	2203,9	1912,9	266,37	0,0076
39,0	560,9	128,50	22701,9	2259,5	1961,2	268,15	0,0075
40,0	566,0	128,10	23265,3	2315,6	2009,9	271,47	0,0073
41,0	566,2	129,40	23831,4	2371,9	2058,8	268,81	0,0075
42,0	553,7	129,10	24391,4	2427,6	2107,2	263,51	0,0078
43,0	568,8	129,70	24952,7	2483,5	2155,7	269,45	0,0074
45,0	549,0	127,50	26070,6	2594,8	2252,3	264,54	0,0077
49,0	591,2	129,10	28351,1	2821,7	2449,3	281,36	0,0067
51,0	574,5	129,70	29516,8	2937,8	2550,0	272,11	0,0073
53,0	582,9	129,40	30674,2	3053,0	2650,0	276,76	0,0070
55,0	558,5	127,60	31815,6	3166,6	2748,6	268,89	0,0075
57,0	563,8	128,20	32937,8	3278,3	2845,5	270,16	0,0074
59,0	577,3	128,50	34078,9	3391,8	2944,1	276,02	0,0070
61,0	617,9	129,10	35274,2	3510,8	3047,4	294,06	0,0061
63,0	568,1	129,50	36460,2	3628,8	3149,8	269,52	0,0074
65,0	584,3	129,80	37612,7	3743,5	3249,4	276,57	0,0070
67,0	567,6	130,20	38764,6	3858,2	3348,9	267,81	0,0075
69,0	582,5	130,50	39914,7	3972,7	3448,3	274,24	0,0071

PLUGUE 4 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
69,0	582,5	130,50	39914,7	3972,7	3448,3	274,24	0,0071
71,0	551,5	129,70	41048,7	4085,5	3546,2	261,22	0,0079
73,0	565,0	129,80	42165,2	4196,6	3642,7	267,43	0,0075
75,0	557,8	128,30	43288,0	4308,4	3739,7	267,11	0,0076
77,0	559,2	129,20	44405,0	4419,6	3836,2	265,91	0,0076
79,0	568,8	129,40	45533,1	4531,8	3933,6	270,07	0,0074
81,0	546,6	128,20	46648,6	4642,9	4030,0	261,96	0,0079
83,0	564,6	130,40	47759,8	4753,5	4126,0	265,98	0,0076
85,0	536,2	129,20	48860,5	4863,0	4221,1	254,95	0,0083
87,0	551,6	129,00	49948,2	4971,3	4315,1	262,68	0,0078
89,0	525,2	129,40	51025,0	5078,4	4408,1	249,33	0,0087
91,0	527,9	128,90	52078,0	5183,3	4499,1	251,60	0,0086
93,0	525,3	127,80	53131,3	5288,1	4590,1	252,53	0,0085
95,0	522,0	127,50	54178,6	5392,3	4680,5	251,53	0,0086
97,0	522,8	128,00	55223,4	5496,3	4770,8	250,94	0,0086
99,0	520,9	129,00	56267,2	5600,2	4861,0	248,09	0,0088
101,0	518,5	129,10	57306,6	5703,6	4950,8	246,75	0,0089
103,0	528,3	130,80	58353,4	5807,8	5041,2	248,12	0,0088
105,0	525,6	130,90	59407,3	5912,7	5132,2	246,70	0,0089
107,0	522,0	131,70	60454,9	6017,0	5222,8	243,51	0,0091
109,0	518,6	132,30	61495,5	6120,6	5312,7	240,82	0,0093
111,0	527,5	132,90	62541,7	6224,7	5403,0	243,87	0,0091
113,0	522,6	134,50	63591,8	6329,2	5493,8	238,70	0,0095
115,0	519,2	131,80	64633,6	6432,9	5583,8	242,03	0,0093
117,0	515,7	132,60	65668,6	6535,9	5673,2	238,94	0,0095
119,0	518,8	132,50	66703,0	6638,9	5762,5	240,53	0,0094
121,0	530,5	134,90	67752,3	6743,3	5853,2	241,59	0,0093
123,0	529,0	134,70	68811,8	6848,7	5944,7	241,29	0,0093
125,0	526,0	135,50	69866,8	6953,8	6035,9	238,48	0,0095
127,0	519,3	133,50	70912,2	7057,8	6126,2	239,00	0,0095
129,0	517,2	135,80	71948,8	7161,0	6215,7	234,00	0,0099
131,0	518,3	136,80	72984,3	7264,0	6305,2	232,76	0,0100
133,0	519,3	135,80	74021,9	7367,3	6394,8	234,95	0,0098
135,0	554,1	134,70	75095,3	7474,1	6487,6	252,70	0,0085
137,0	569,4	137,30	76218,8	7586,0	6584,6	254,80	0,0084
140,0	542,1	136,50	77886,1	7751,9	6728,7	243,98	0,0091
145,0	537,3	138,10	80584,7	8020,5	6961,8	239,03	0,0095
150,0	553,2	137,00	83310,9	8291,8	7197,3	248,07	0,0088
155,0	538,1	137,60	86039,2	8563,4	7433,0	240,26	0,0094
160,0	528,4	137,80	88705,4	8828,7	7663,3	235,57	0,0097
165,0	522,0	140,00	91331,4	9090,1	7890,2	229,07	0,0103
170,0	536,2	140,10	93976,8	9353,4	8118,7	235,12	0,0098
175,0	563,3	139,30	96725,5	9627,0	8356,2	248,44	0,0088

PLUGUE 4 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
180,0	530,2	140,20	99459,2	9899,0	8592,4	232,32	0,0100
185,0	521,2	142,00	102087,6	10160,6	8819,4	225,49	0,0106
190,0	518,8	142,30	104687,5	10419,4	9044,0	223,96	0,0107
195,0	544,2	143,30	107345,0	10683,9	9273,6	233,33	0,0099
202,0	532,2	143,50	111112,4	11058,9	9599,1	227,83	0,0104
205,0	535,7	142,60	112714,2	11218,3	9737,5	230,80	0,0101
210,0	528,7	141,80	115375,1	11483,1	9967,4	229,05	0,0103
215,0	525,3	141,20	118010,0	11745,4	10195,0	228,56	0,0103
220,0	526,5	140,00	120639,7	12007,1	10422,2	231,06	0,0101
225,0	517,2	141,30	123249,1	12266,8	10647,6	224,89	0,0106
230,0	527,1	141,60	125860,0	12526,7	10873,2	228,70	0,0103
235,0	512,7	142,10	128459,4	12785,4	11097,7	221,64	0,0109
240,0	513,2	142,40	131024,2	13040,7	11319,3	221,43	0,0109
245,0	513,6	143,60	133591,2	13296,2	11541,1	219,72	0,0111
250,0	515,2	142,90	136163,2	13552,1	11763,3	221,50	0,0109
255,0	513,9	143,70	138736,1	13808,2	11985,5	219,72	0,0111
260,0	520,2	142,60	141321,3	14065,5	12208,9	224,10	0,0107
265,0	513,6	140,50	143905,6	14322,7	12432,1	224,57	0,0106
270,0	517,5	139,10	146483,2	14579,3	12654,8	228,54	0,0103
275,0	515,4	140,00	149065,5	14836,3	12877,9	226,19	0,0105
280,0	502,1	141,80	151609,2	15089,5	13097,7	217,52	0,0113
285,0	521,0	141,30	154166,8	15344,0	13318,6	226,51	0,0105
290,0	515,7	142,30	156758,5	15602,0	13542,5	222,65	0,0108
295,0	514,1	140,80	159333,1	15858,2	13764,9	224,32	0,0107
300,0	518,1	141,50	161913,5	16115,0	13987,9	224,93	0,0106
170,0	536,2	140,10	93976,8	9353,4	8118,7	235,12	0,0098
175,0	563,3	139,30	96725,5	9627,0	8356,2	248,44	0,0088
180,0	530,2	140,20	99459,2	9899,0	8592,4	232,32	0,0100
185,0	521,2	142,00	102087,6	10160,6	8819,4	225,49	0,0106
190,0	518,8	142,30	104687,5	10419,4	9044,0	223,96	0,0107
195,0	544,2	143,30	107345,0	10683,9	9273,6	233,33	0,0099
202,0	532,2	143,50	111112,4	11058,9	9599,1	227,83	0,0104
205,0	535,7	142,60	112714,2	11218,3	9737,5	230,80	0,0101
210,0	528,7	141,80	115375,1	11483,1	9967,4	229,05	0,0103
215,0	525,3	141,20	118010,0	11745,4	10195,0	228,56	0,0103
220,0	526,5	140,00	120639,7	12007,1	10422,2	231,06	0,0101
225,0	517,2	141,30	123249,1	12266,8	10647,6	224,89	0,0106
230,0	527,1	141,60	125860,0	12526,7	10873,2	228,70	0,0103
235,0	512,7	142,10	128459,4	12785,4	11097,7	221,64	0,0109
240,0	513,2	142,40	131024,2	13040,7	11319,3	221,43	0,0109
245,0	513,6	143,60	133591,2	13296,2	11541,1	219,72	0,0111
250,0	515,2	142,90	136163,2	13552,1	11763,3	221,50	0,0109
255,0	513,9	143,70	138736,1	13808,2	11985,5	219,72	0,0111

PLUGUE 4 - HEADER DE INJEÇÃO							
Tempo (min)	Q_w (cm ³ /min)	Pressão (psi)	W_i (cm ³)	V_{p_i} (cm ³)	W_i/A_c (cm ³)	k_w (mD)	R_s (cm/mD)
260,0	520,2	142,60	141321,3	14065,5	12208,9	224,10	0,0107
265,0	513,6	140,50	143905,6	14322,7	12432,1	224,57	0,0106
270,0	517,5	139,10	146483,2	14579,3	12654,8	228,54	0,0103
275,0	515,4	140,00	149065,5	14836,3	12877,9	226,19	0,0105
280,0	502,1	141,80	151609,2	15089,5	13097,7	217,52	0,0113
285,0	521,0	141,30	154166,8	15344,0	13318,6	226,51	0,0105
290,0	515,7	142,30	156758,5	15602,0	13542,5	222,65	0,0108
295,0	514,1	140,80	159333,1	15858,2	13764,9	224,32	0,0107
300,0	518,1	141,50	161913,5	16115,0	13987,9	224,93	0,0106
260,0	520,2	142,60	141321,3	14065,5	12208,9	224,10	0,0107
265,0	513,6	140,50	143905,6	14322,7	12432,1	224,57	0,0106
270,0	517,5	139,10	146483,2	14579,3	12654,8	228,54	0,0103
275,0	515,4	140,00	149065,5	14836,3	12877,9	226,19	0,0105
280,0	502,1	141,80	151609,2	15089,5	13097,7	217,52	0,0113
285,0	521,0	141,30	154166,8	15344,0	13318,6	226,51	0,0105
290,0	515,7	142,30	156758,5	15602,0	13542,5	222,65	0,0108
295,0	514,1	140,80	159333,1	15858,2	13764,9	224,32	0,0107
300,0	518,1	141,50	161913,5	16115,0	13987,9	224,93	0,0106

**ANEXO 3 – INÍCIO DOS DADOS DE HISTÓRICO DOS
POÇOS QUE FORAM SIMULADOS E INÍCIO DOS
DADOS DE SIMULAÇÃO**

DADOS DO HISTÓRICO DOS POÇOS

	A	B	C	D	E	F	G	H
1			POÇO A			POÇO B		
2			Dados reais			Dados reais		
3			Wi	II		Wi	II	
4								
5			14755	201		5513	292	
6			22618	195		7210	289	
7			30432	192		9242	259	
8			38309	188		11467	244	
9			46249	184		13695	240	
10			48449	160		15927	239	
11			54486	199		18167	256	
12			59682	215		20407	233	
13			64860	214		22658	230	
14			70123	213		24913	228	
15			77536	190		27164	226	
16			85460	180		29412	225	
17			93500	177		31661	224	
18			101504	175		33903	223	
19			109442	173		49562	217	
20			117424	170		51840	222	
21			122416	167		54153	225	
22			127484	180		56471	226	
23			133398	174		58764	223	
24			140978	167		61092	227	
25			148584	165		62708	157	
26			156183	163		64440	169	
27			163292	162		66333	184	
28			170378	157		68406	202	
29			174388	159		70318	186	
30			182262	168		72210	184	
31			190083	168		73697	217	
32			197937	190		75525	227	
33			205098	203		77419	222	
34			232218	155		79300	218	
35			238615	174		81167	222	
36			245106	172		83022	221	
37			251565	171		84885	219	
38			258018	172		86751	219	
39			264457	172		88616	218	
40			270852	171		90482	218	
41			277253	172		92350	218	
42			283690	173		94218	221	
43			290080	170		96088	220	
44			293945	146		97958	220	
45			299999	210		100000	210	

DADOS DO INÍCIO DA SIMULAÇÃO DOS POÇOS

A	B	C	D	PREVISÃO DE INJETIVIDADE - POÇO A					O	P	R	S	T
				F	G	H	I	J					
1													
2													
3	Pest (Kg/cm ²)	256											
4	Pfrat (Kg/cm ²)	362											
5	mi (cP)	0.67											
6	Af (m ²)	678											
7													
8													
9	Q (m ³ /d)	6500											
10	II (m ³ /d)/(kgf/cm ²)	186	1974										
11	λ (1/mD)	2.34E-06	pλ.2	5.63									
12													
13													
14													
15													
16													
17	0.0	0	186.00	291	6500	0	186.00	291	6500	0	186.00	291	6500
18	1.0	1	185.91	291	6500	1	185.99	291	6500	1	185.99	291	6500
19	2.0	2	185.82	291	6500	2	185.97	291	6500	2	185.97	291	6500
20	3.0	3	185.73	291	6500	3	185.96	291	6500	3	185.96	291	6500
21	3.9	4	185.64	291	6500	4	185.94	291	6500	4	185.94	291	6500
22	4.9	5	185.55	291	6500	5	185.93	291	6500	5	185.93	291	6500
23	5.9	6	185.46	291	6500	6	185.91	291	6500	6	185.91	291	6500
24	6.9	7	185.37	291	6500	7	185.90	291	6500	7	185.90	291	6500
25	7.9	8	185.28	291	6500	8	185.88	291	6500	8	185.88	291	6500
26	8.9	9	185.19	291	6500	9	185.87	291	6500	9	185.87	291	6500
27	9.9	10	185.10	291	6500	10	185.85	291	6500	10	185.85	291	6500
28	10.9	11	185.01	291	6500	11	185.84	291	6500	11	185.84	291	6500
29	11.8	12	184.92	291	6500	12	185.82	291	6500	12	185.82	291	6500
30	12.8	13	184.83	291	6500	13	185.81	291	6500	13	185.81	291	6500
31	13.8	14	184.74	291	6500	14	185.79	291	6500	14	185.79	291	6500
32	14.8	15	184.65	291	6500	15	185.78	291	6500	15	185.78	291	6500
33	15.8	16	184.56	291	6500	16	185.76	291	6500	16	185.76	291	6500
34	16.8	17	184.47	291	6500	17	185.75	291	6500	17	185.75	291	6500
35	17.8	18	184.38	291	6500	18	185.72	291	6500	18	185.72	291	6500
36	18.8	19	184.29	291	6500	19	185.70	291	6500	19	185.70	291	6500
37	19.7	20	184.20	291	6500	20	185.71	291	6500	20	185.71	291	6500
38	20.7	21	184.11	291	6500	21	185.69	291	6500	21	185.69	291	6500
39	21.7	22	184.03	291	6500	22	185.68	291	6500	22	185.68	291	6500
40	22.7	23	183.94	291	6500	23	185.66	291	6500	23	185.66	291	6500
41	23.7	24	183.85	291	6500	24	185.65	291	6500	24	185.65	291	6500
42	24.7	25	183.76	291	6500	25	185.63	291	6500	25	185.63	291	6500
43	25.7	26	183.67	291	6500	26	185.62	291	6500	26	185.62	291	6500
44	26.6	27	183.58	291	6500	27	185.60	291	6500	27	185.60	291	6500
45	27.6	28	183.49	291	6500	28	185.59	291	6500	28	185.59	291	6500
46	28.6	29	183.41	291	6500	29	185.57	291	6500	29	185.57	291	6500
47	29.6	30	183.32	291	6500	30	185.56	291	6500	30	185.56	291	6500
48	30.6	31	183.23	291	6500	31	185.55	291	6500	31	185.55	291	6500
49	31.6	32	183.14	291	6500	32	185.53	291	6500	32	185.53	291	6500
50	32.6	33	183.05	291	6500	33	185.52	291	6500	33	185.52	291	6500
51	33.6	34	182.97	291	6500	34	185.50	291	6500	34	185.50	291	6500
52	34.5	35	182.88	291	6500	35	185.49	291	6500	35	185.49	291	6500
53	35.5	36	182.79	291	6500	36	185.47	291	6500	36	185.47	291	6500
54	36.5	37	182.70	291	6500	37	185.46	291	6500	37	185.46	291	6500

DADOS DO INÍCIO DA SIMULAÇÃO DOS POÇO B

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
PREVISÃO DE INJETIVIDADE - POÇO B																
3	Pest (Kg/ft/cm²)	271														
4	Pifrat (Kg/ft/cm²)	362														
5	mi (cP)	0.67														
6	Af (m²)	678														
7																
8																
9	Q (m³/d)	9000														
10	II (m²/d)/(kg/ft/cm²)	segunda parte	187,39													
11	λ (1/mD)	2.34E-06	pλ.2	5.63												
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																
25																
26																
27																
28																
29																
30																
31																
32																
33																
34																
35																
36																
37																
38																
39																
40																
41																
42																
43																
44																
45																
46																
47																
48																
49																
50																
51																
52																
53																
54																