

FATORES INFLUENCIADORES NA PRODUÇÃO INDESEJADA DA ÁGUA PRODUZIDA DE PETRÓLEO: UM ESTUDO NA BACIA POTIGUAR/BRASIL

M. V. D. ASSUNÇÃO¹, M. M. VIEIRA², M. R. ALMEIDA³

¹Instituto Federal do Rio Grande do Norte, ^{2,3} Universidade Federal do Rio Grande do Norte

marcus.assuncao@ifrn.edu.br ¹

Submetido 27/10/2017 - Aceito 21/02/2018

DOI: 10.15628/holos.2018.6479

RESUMO

Este trabalho consiste em analisar a influência que as variáveis vinculadas a produção de petróleo e gás exercem sobre a produção de água residual petroquímica nos campos petrolíferos da bacia potiguar. Para conduzir essa pesquisa, utilizaram-se dados secundários do banco de dados da ANP, cuja amostra final trata de 79 campos de petróleo, *onshore* e *offshore*. Buscando alcançar o objetivo proposto, formulou-se um modelo conceitual composto por cinco hipóteses,

utilizando-se, para tanto, de regressões simples e múltipla. Os resultados foram apresentados em três etapas: etapa I – regressão simples; etapa II – análise da regressão múltipla; e, etapa III – análise das hipóteses de pesquisa. As hipóteses 1, 2, 3, 4 e 5 foram confirmadas. Os resultados apresentaram um efeito positivo da variável Idade do campo e efeitos negativos para as variáveis Grau API e Tipo de campo, no que tange ao campo *onshore*.

PALAVRAS-CHAVE: Água Produzida. Petróleo e Gás. Regressão Multivariada.

FACTORS INFLUENCING THE UNDESIRED PRODUCTION OF PETROCHEMICAL WASTEWATER: A STUDY IN THE POTIGUAR BASIN/BRAZIL

ABSTRACT

This article aim in analyzing the influence that the variables related to oil and gas production exert on petrochemical wastewater production in the oil fields of the Potiguar basin. To conduct this research, we used secondary data from the ANP database, whose final sample deals with 79 oil fields, onshore and offshore. In order to reach the proposed goal, a conceptual model was formulated, composed of five hypotheses, using

simple and multiple regressions. The results were presented in three stages: step I - simple regression; Step II - multiple regression analysis; And, step III - analysis of the research hypotheses. Hypotheses 1, 2, 3, 4 e 5 were confirmed. The results showed a positive effect of the variable Age of field and negative effects for the variable API and Type of field, with respect to the onshore field.

KEYWORDS: Produced Water. Oil and Gas. Multivariate Regression.

1 INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo configura como uma das mais importantes atividades industriais em todo o mundo. Vários países, entre os quais o Brasil, têm dedicado relevantes esforços para a construção de novos reservatórios, a fim de assegurar um suprimento adequado para sua matriz energética. No Brasil, descobertas recentes de grandes reservatórios de petróleo, na camada do pré-sal, estão aumentando os investimentos nessa área e, conseqüentemente, exigindo novas tecnologias.

Com a massificação dos processos que permeiam a indústria petrolífera, em virtude do aumento da demanda planetária por energia, houve um crescimento dos problemas ambientais associados a busca desenfreada por recursos naturais, resultantes da exploração de poços a diversas profundidades e direções, e, em diferentes regiões com características geológicas distintas, capazes de provocarem danos irreparáveis a flora e a fauna de um habitat, além de poderem comprometer a qualidade do solo, do ar e das águas.

Um desses graves problemas é a geração de grandes quantidades de água produzida de petróleo, juntamente com a produção de petróleo, o que constitui um desafio de natureza estratégica para as empresas do setor. O seu gerenciamento requer um tratamento e descarte adequados, uma vez que sua composição se constitui de contaminantes nocivos ao meio ambiente e, se não manuseados adequadamente, podem trazer prejuízos ao meio ambiente de maneira significativa.

A origem da água produzida de petróleo está relacionada às condições ambientais existentes durante a formação do óleo. Um ambiente geológico que tenha havido uma intensa deposição de matéria orgânica, associada com posterior soterramento e condições físico-químicas específicas tende a reunir os condicionantes necessários para o surgimento de petróleo nas rochas matrizes.

O petróleo, por sua vez, migra para as rochas adjacentes, onde se concentram, separando-se da água, mas, por muitas vezes, mantendo contato com os aquíferos. Quando o petróleo é extraído, seja em campos *onshore* ou *offshore*, produz resíduos aquosos ou efluentes denominadas águas produzidas de campos petrolíferos ou água produzida (AP), responsável pela maior quantidade de resíduos da produção de petróleo bruto (MONDAL; WICKRAMASINGHE, 2008) e tornando-se, a partir de uma produção excessiva de água, um problema sério em campos de petróleo, sobretudo, se forem maduros (FIGUEIREDO et al., 2014).

A água produzida de petróleo pode se aproximar de 100% da produção de um poço à medida que se chega ao fim de sua vida produtiva, ou seja, quando a produção de petróleo é acompanhada de elevados teores de água, diz-se que o campo é maduro. Cotovicz Júnior; Silva (2009) afirmam que um campo novo produz de 5 a 15 % de volume de água e ao passo que a vida econômica dos poços se esgota, essa água produzida pode atingir uma faixa de 75 a 90 % de volume total extraído do poço. Tal afirmação enseja a construção da primeira hipótese de pesquisa, qual seja: **H₁** - Quanto maior for a idade de produção do campo petrolífero, maior será a

geração de água produzida de petróleo. Desse modo, espera-se que a quantidade de água produzida de petróleo cresce conforme a idade do campo de petróleo aumenta.

Além da idade do campo, outro fator que pode determinar uma maior incidência de água produzida de petróleo na produção de petróleo é o grau API associado a jazida a ser explorada. Quando se atinge determinado valor de teor de água na emulsão de petróleo, não haverá mais incorporação de toda água ao óleo bruto, pois se atinge a saturação do sistema. Nesse caso, parte da água mantém-se emulsionada e a outra parte apresenta-se na forma livre (SILVA et al., 2007).

Os petróleos com densidade inferior 30°API formam emulsões estáveis e apresentam aparecimento de água livre com teores de água superiores a 70% em volume (SILVA et al., 2007). Normalmente, os petróleos mais pesados, com menor valor de densidade API, apresentam maior quantidade de emulsificantes naturais em sua composição. Esse contexto permite o delineamento da segunda hipótese: **H₂** – Quanto maior for o grau API do campo petrolífero, menor será a geração de água produzida de petróleo.

Ainda, segundo Figueiredo et al. (2014), as águas produzidas de petróleo geradas contêm diversos produtos químicos (fenol volátil, sólidos em suspensão, sulfetos, cianetos, benzeno, compostos nitrogenados, amônia e metais pesados) e suas composições orgânicas e inorgânicas variam com o armazenamento geológico. A qualidade da AP está intimamente intrínseca à composição do petróleo.

Além do volume de água produzida, sua composição, ou qualidade, também pode variar e são dois os fatores que influenciam de forma significativa as características físicas, químicas e biológicas da AP: a formação geológica e a localização geográfica do reservatório (STEWART; ARNOLD, 2011). É comum que a água produzida esteja mais presente nos locais que contenham aquíferos, ou seja, em campos *offshore*. Então, insurge-se mais uma hipótese de pesquisa: **H₃**. Os campos *onshore* possuem uma menor produção de água.

As possibilidades mais sustentáveis para o manejo da água produzida são o descarte responsável e a reinjeção nos processos de produção de petróleo e gás. Xu; Drewes (2006) apontam a reinjeção e a descarga (40% da água produzida no mundo) como as opções mais utilizadas no que concerne à gestão de água produzida nos campos petrolíferos. Após o tratamento, a água produzida ainda contém vários produtos químicos que podem representar uma ameaça para a saúde dos ecossistemas aquáticos (FARMEN et al., 2010).

Estima-se que a água produzida possui uma relação de água/ óleo da ordem de 3:1 (VEIL, 2011), podendo chegar a um patamar próximo de 5:1 (GOMDIM et al., 2017), o que permite admitir que atualmente são produzidos globalmente em torno 90 milhões de barris por dia em detrimento a uma geração de águas produzidas de petróleo da ordem de 270 milhões de barris por dia. Levando-se em consideração que essa água está diretamente relacionada a produção de petróleo e gás, permite-se, portanto, a formulação das hipóteses 4 e 5, quais sejam:

H₄: Quanto maior for a produção de gás, maior será a geração de água produzida de petróleo.

H₅: Quanto maior for a produção de óleo, maior será a geração de água produzida de petróleo.

Considerando o aumento de água produzida conforme o campo atinge a maturidade, a alternativa a ser adotada para o tratamento e o destino das águas produzidas depende de vários fatores, tais como: localização da base de produção, legislação, viabilidade técnica, custos e disponibilidade de infraestrutura e de equipamentos (MOTTA et al., 2013).

Segundo Chapman (2000), os custos com transporte e toda a infraestrutura necessária (tubulações, bombas, tanques, armazenamento, problemas processuais de refino, custos logísticos) para o pleno e adequado processo de gestão desses resíduos aquosos, torna a água produzida um efluente indesejável, sobretudo em campos de petróleo novos.

Estudos anteriores estabeleceram que a água produzida pode ser tratada com sucesso utilizando tecnologias de dessalinização existentes e convertida de um resíduo para uma fonte de água doce. Cakmakci et al. (2008); Melo et al. (2010) utilizaram Nano-Filtração e Osmose Reversa (RO) para tratar a água produzida na Turquia e no Brasil, respectivamente, e apresentaram resultados satisfatórios. Guirgis et al. (2015) investigaram o uso de membranas cerâmicas tubulares na remoção de óleo e graxa da água produzida e relataram 95% de eficiência.

Em uma realidade local, Figueiredo et al. (2014) desenvolveram uma metodologia para classificar diferentes zonas de produção de óleo a partir de alguns parâmetros químicos da água produzida. Para tanto, utilizou-se de análise discriminante linear para a consecução do modelo econométrico, cujas amostras de água coletadas de poços de campos maduros que produzem óleo de uma única zona na Bacia Potiguar - Brasil.

Já Cruz; Cassela (2015) se utilizaram de Espectrometria de Absorção Atômica de Fornalha de Grafite (GF AAS) associado a planejamento experimental para determinação da quantidade de Cobre (Cu) e Níquel (Ni) dissolvidos na água produzida. Os testes de recuperação foram realizados com a adição de soluções padrão aquosas e resultaram nas percentagens de recuperação entre 76 - 126%.

Gondim et al. (2017) desenvolveram uma metodologia para a quantificação de Ferro (Fe) dissolvido em água produzida (AP) da indústria de petróleo por meio de espectrometria de absorção atômica de chama (FAAS) associada a um planejamento experimental. A exatidão do método foi avaliada por experimentos de recuperação de Ferro que apresentaram recuperação de 103,28%. Segundo os autores, esse método foi aplicado com desempenho satisfatório por determinar Ferro em amostras de Água produzida.

Portanto, o manejo adequado da água produzida, apresenta-se como um dos grandes desafios para a cadeia do petróleo e gás, uma vez que necessita desenvolver tecnologias capazes de reciclar e/ou reinjetar esse efluente no sistema produtivo, proporcionando uma maior sustentabilidade econômica e ambiental

Dessa forma, a água produzida deve ser tratada antes de ser descartada (ZHENG et al., 2016), permitindo, contudo, uma redução nos impactos ambientais na indústria do petróleo. Além das questões ambientais, a análise dessa água é importante porque sua composição química pode

afetar a eficiência da extração de petróleo bruto (GONDIM et al., 2016), uma vez que pode apresentar algumas substâncias, entre essas o ferro, que pode ser indesejável, pois pode ocasionar crostas nas colunas de produção (NACHEVA et al., 2008).

Diante do contexto apresentado, o presente trabalho tem como objetivo determinar quais fatores técnicos e de produção influenciam na geração de água produzida de petróleo. Para tanto, a pesquisa foi desenvolvida em 87 campos de petróleo em fase de produção na bacia potiguar, considerando, como amostra, o ano de 2016.

Esse estudo trará uma significativa contribuição para literatura especializada na área de petróleo, uma vez que trata de variáveis ainda não utilizadas na relação direta com a produção de água associada ao petróleo. A literatura especializada em água produzida trata de abordagens mais direcionadas para o campo experimental de análises químicas dos contaminantes da água e dos seus efeitos de salinização, não tratando de questões de caráter técnico-estatístico acerca das variáveis de produção.

O resultado da pesquisa fomentará decisões estratégicas na área de sustentabilidade ambiental dos campos de petróleo por parte dos órgãos reguladores, das empresas exploradoras dos campos e do próprio governo, por meio de políticas públicas.

O estudo é composto por quatro seções, sendo a primeira seção dedicada à introdução, com uma abordagem voltada para um maior detalhamento sobre água produzida. A segunda seção trata dos procedimentos metodológicos utilizados e das ferramentas estatísticas utilizadas. Já a terceira seção traz os resultados e discussões a partir das análises dos dados. Por fim, concluir-se-á o estudo mediante a obtenção de respostas para o objetivo proposto e confirmação ou não das hipóteses suscitadas.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

Esta pesquisa propõe uma análise quantitativa acerca da influência de variáveis técnicas e de produção na geração de água produzida em 87 campos de petróleo que compõem a bacia Potiguar. Esses campos estão localizados na porção mais oriental da região Nordeste do Brasil, denominada bacia potiguar que perfaz os estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, conforme demonstrado na Figura 1. A área sedimentar na porção emersa é de aproximadamente 26.700 km², enquanto que a porção submersa representa uma área em torno de 195.400 km².

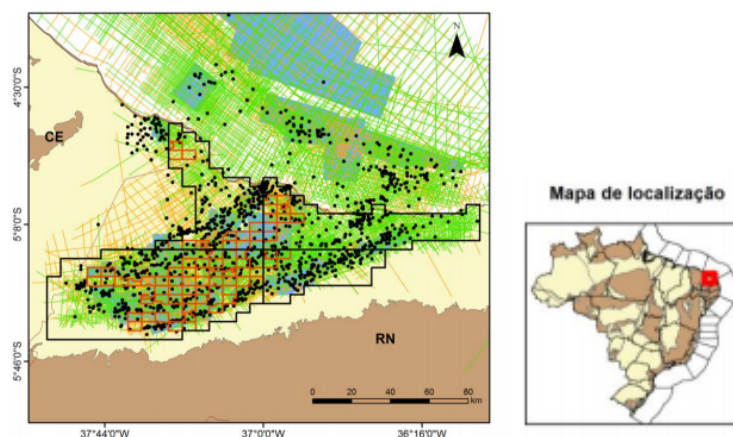


Figura 1: Bacia Potiguar

A bacia Potiguar detém 106 campos de petróleo (10 *offshore* e 96 *onshore*), estando, no ano de 2016, 87 em fase de exploração/produção. Removeram-se do universo de análise 8 campos (Baixo Juazeiro, Asa Branca, Arribacã, Carcará, Concriz, Graúna, Janduí e Rolinha) haja vista terem suas produções iniciadas a pouco tempo, tratados nesta pesquisa como *outliers*, pois poderiam comprometer a análise.

Os dados coletados, de origem secundária, estão disponíveis no sítio eletrônico da ANP (Agência Nacional de Petróleo) em duas bases de dados, quais sejam: área dos campos e produção dos campos. As duas bases de dados foram aglutinadas a fim de que todas as variáveis de estudo estivessem localizadas em uma base única, tomando-se por base o ano de 2016.

As variáveis escolhidas para serem utilizadas na modelagem estão diretamente relacionadas as hipóteses de pesquisa deste trabalho, conforme apresentadas no Quadro 1 e já testadas (Água Produzida, Grau API, Idade do campo e Produção de óleo) por meio da pesquisa de Assunção et al. (*In press*).

Quadro 1: Variáveis de estudo

Variável	Tipo de variável	Descrição
Água produzida	Dependente	Quantidade em m ³ de água produzida gerada com a produção de petróleo.
Grau API	Independente	Escala utilizada para medir a densidade do petróleo e seus derivados.
Tipo de campo	Independente	Há dois tipos de campo: <i>onshore</i> (campo em terra) e <i>offshore</i> (mar). Essa variável é do tipo <i>dummy</i> , portanto, assume-se (1) para <i>onshore</i> e (0) para <i>offshore</i> .
Idade do campo	Independente	Tempo de operação do campo, desde o início da produção.
Produção de óleo	Independente	Quantidade em m ³ de óleo produzido por campo petrolífero.
Produção de gás	Independente	Quantidade em m ³ de gás produzido por campo petrolífero.

As variáveis independentes (Grau API, Tipo de campo, Idade do campo, Produção de óleo e Produção de gás) são utilizadas para se determinar o grau de explicação em relação a variável dependente, ou seja, servirão para mensurar a influência destas sobre a variável (produção de água).

No intuito de mensurar a influência das variáveis independentes sobre a geração de água produzida, foram utilizadas as regressões simples e múltipla, como técnicas univariada e multivariada, respectivamente. O “X” é uma matriz de variáveis explicativas que buscam uma relação de causalidade com a variável Y e compõem as variáveis independentes do modelo: Grau API, Tipo de campo, Idade do campo, Produção de óleo e Produção de gás. Essas relações estão representadas na Equação (1).

$$\text{Água produzida} = \beta_0 + \beta * X + \varepsilon \quad (1)$$

O β_0 representa a constante do modelo; o ε , os resíduos; enquanto o β significa o vetor de parâmetro de explicação para a matriz X. Se não forem considerados os sinais dos vetores de explicação, espera-se um modelo como o proposto na Equação (2).

$$\text{Água produzida} = \beta_0 + \beta_1 * \text{Grau API} + \beta_2 * \text{tipo de campo} + \beta_3 * \text{Idade do campo} + \beta_4 * \text{produção de óleo} + \beta_5 * \text{produção de gás} + \varepsilon \quad (2)$$

A regressão simples será aplicada para que se identifique a relação causal univariada entre todas as variáveis independentes e a variável dependente (água produzida). Já o modelo multivariado poderá considerar a relação da variável água produzida com todas as variáveis independentes, com o objetivo de responder as hipóteses de pesquisa. As hipóteses serão validadas se ao menos uma das regressões (múltipla ou simples) apresentar causalidade.

Os resultados serão apresentados em três etapas: etapa I – será aplicada uma regressão simples com o intuito de mensurar a causalidade unilateral da variável independente, ou de controle, com a variável produção de água (dependente); etapa II – depois de aplicados os pressupostos, será delineado o modelo preditivo a partir de uma regressão múltipla; e, etapa III – serão analisadas as hipóteses de pesquisa a fim validá-las ou refutá-las. Os testes de hipóteses serão realizados por meio do teste T. O *software* utilizado na consecução desta pesquisa foi o pacote SPSS (*Statistical Package for the Social Sciences*), versão 22.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados analisados foram subdivididos em três seções para estruturar as análises: (1) regressão simples; (2) regressão múltipla; (3) avaliação do teste de hipóteses.

3.1 Regressão simples

Ao analisar a relação entre a variável água produzida e as demais variáveis do estudo (Grau API, Tipo de campo, Idade do campo, Produção de óleo, Produção de gás), de forma univariada, utilizando-se da regressão simples, foi possível identificar três variáveis que apresentaram relações estatisticamente significativas, sendo uma dessas variáveis com 99% de significância (Produção de óleo, $p_{\text{valor}} = 0,004$); uma com 95% de significância (Grau API, $p_{\text{valor}} = 0,044$) e uma com 90% de significância (Idade do campo, $p_{\text{valor}} = 0,058$).

As variáveis Produção de gás e Tipo de campo não apresentaram significância estatística quando analisadas, por meio da regressão simples, quando relacionadas a variável produção de água, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Regressões simples

Variáveis	R ²	Coefficiente	Constante	F
Tipo de campo	0,005	-719035,02	1643268,23	0,418
		($p_{\text{valor}} = 0,520$)	($p_{\text{valor}} = 0,199$)	($p_{\text{valor}} = 0,520$)
Grau API	0,052	-93397,52	3725049,42	4,21
		($p_{\text{valor}}^{**} = 0,044$)	($p_{\text{valor}}^{**} = 0,012$)	($p_{\text{valor}}^{**} = 0,044$)
Idade do campo	0,046	54960,34	-301356,33	3,71
		($p_{\text{valor}}^{***} = 0,058$)	($p_{\text{valor}} = 0,66$)	($p_{\text{valor}}^{**} = 0,058$)
Produção de óleo	0,955	23,97	-226391,7	1625,46
		($p_{\text{valor}}^* = 0,000$)	($p_{\text{valor}}^* = 0,004$)	($p_{\text{valor}}^* = 0,000$)
Produção de gás	0,00	0,001	847830,71	0,001
		($p_{\text{valor}} = 0,979$)	($p_{\text{valor}}^{**} = 0,022$)	($p_{\text{valor}} = 0,979$)

Nota₁: ***Nível de significância 90% ($p_{\text{valor}} < 0,10$); **Nível de significância 95% ($p_{\text{valor}} < 0,05$) e *Nível de significância 99% ($p_{\text{valor}} < 0,01$).

O R², presente na Tabela 1, apresenta um fator de explicação das variáveis independentes em relação à dependente de aproximadamente, variando de 0% (Produção de gás) a 95,5% (produção de óleo). Observa-se ainda a baixa discricionariedade das variáveis Idade do campo (R²=4,6%) e Grau API (R²=5,2%), uma vez que suas taxas de explicação da variável dependente são muito baixas para um

modelo preditivo. Cabe registrar a causalidade negativa provocada pela variável Grau API (-93397,52; $p=0,044$) em relação a variável dependente, água produzida, bem ainda o efeito positivo da variável Idade do campo (54960,34; $p=0,058$).

Quando analisado o Teste F, nota-se que como o p_{valor} é menor que 0,05 (Grau API), menor do que 0,01 (Produção de óleo) e menor do que 0,10 (Idade do campo), rejeita-se a hipótese de que R^2 é igual a zero, ou seja, o beta é significativamente diferente de zero para essas três variáveis, quando analisadas separadamente, confrontando-as com a variável dependente (água produzida).

3.2 Regressão múltipla

Após rodadas três iterações, seguindo os pressupostos da regressão múltipla, excluíram-se do modelo duas variáveis por apresentarem baixa significância estatística ($p_{valor} > 0,05$), quais sejam: Grau API (0,937) e Idade do campo (0,831). Quando retiradas as duas variáveis, Grau API e Idade do campo, o modelo reduz a sua predição, uma vez que o valor do R^2 global diminui, variando de 96,8% para 96,7%, como pode ser observado na Tabela 2, no entanto, tendo em vista o princípio da parcimônia, optou-se por retirá-las do modelo preditivo.

Para validar a regressão quanto aos seus pressupostos, foram realizados os testes de VIF, Tolerance (Multicolinearidade), *Durbin-Watson* (Autocorrelação) e Pesaran-Pesaran (Homocedasticidade). Recorrendo ao teorema do limite central, pode-se pressupor normalidade dos resíduos em virtude do tamanho da amostra. Quanto à multicolinearidade, testada pelo VIF e Tolerance, obteve-se como resultado a ausência de multicolinearidade, ou seja, os parâmetros figuram-se dentro da normalidade.

A autocorrelação foi testada por *Durbin-Watson*, obtendo um resultado de 2,003, valor compreendido no intervalo que atesta a ausência de autocorrelação. Por fim, a homocedasticidade foi verificada pelo teste de Pesaran-pesaran. Os resíduos são homocedásticos, implicando na aceitação da hipótese nula em detrimento da hipótese alternativa, haja vista o p-valor ter sido superior a 0,05.

Tabela 2: Regressões múltiplas para avaliação dos campos de petróleo

	Coeficiente (iteração 1)	Coeficiente (iteração 2)	Coeficiente (iteração 3)
Constante	510160,51	534635,01	553185,96
	($p_{valor} = 0,212$)	($p_{valor}^{**} = 0,047$)	($p_{valor}^{**} = 0,029$)
Tipo de campo	-644758,67	-643620,96	-639439,68
	($p_{valor}^* = 0,007$)	($p_{valor}^* = 0,007$)	($p_{valor}^* = 0,006$)
Grau API	771,01	-	-

	(p _{valor} = 0,937)		
Idade do campo	1314,79	1196,83	-
	(p _{valor} = 0,821)	(p _{valor} = 0,831)	
Produção de óleo	23,97	23,96	23,98
	(p _{valor} * = 0,000)	(p _{valor} * = 0,000)	(p _{valor} * = 0,000)
Produção de gás	-0,016	-0,016	-0,016
	(p _{valor} * = 0,006)	(p _{valor} * = 0,004)	(p _{valor} * = 0,003)
R ²	0,968	0,968	0,967
F	447,44	566,91	765,6
Significância	(p _{valor} * = 0,000)	(p _{valor} * = 0,000)	(p _{valor} * = 0,000)

Nota₂: **Nível de significância 95% (p_{valor} <0,05) e *Nível de significância 99% (p_{valor} <0,01)

Retomando a Equação (1) e de acordo com os sinais e coeficientes resultantes do modelo de regressão descrito na primeira iteração, observados na Tabela 2, a Equação (3) foi estimada:

$$\text{Água produzida} = 553185,96 - 639439,68 \cdot \text{Tipo de campo} + 23,98 \cdot \text{produção de óleo} - 0,016 \cdot \text{produção de gás} + \varepsilon \quad (3)$$

A partir da Equação (3), pode-se depreender que o tipo de campo de produção possui um efeito negativo, em média, de $-639439,68 \text{ m}^3$ (p=0,006). Isso significa que se o campo estiver localizado em terra (*onshore*), em média, na bacia potiguar, este reduzirá o volume de água produzida em $639439,68 \text{ m}^3$, valor correspondente a 0,95% da produção anual de água produzida de petróleo na bacia potiguar. Quando observada de forma univariada, essa variável não se mostrou estatisticamente significativa (p=0,52).

A variável produção de óleo provoca um aumento, em média, de 23,97 vezes a quantidade de água produzida por cada 1 m^3 de óleo produzido. Há um efeito significativamente positivo (23,97; p=0,000) e com uma forte relação causal, com R² superando os 95% de explicação em relação a variável dependente água produzida.

Já a Produção de gás apresentou um efeito negativo em relação a geração de água produzida da ordem, em média, de $-0,016$ (p=0,003), ou seja, no modelo preditivo, para cada m^3

produzido de gás, em média, há um decréscimo de 0,016 m³ de água produzida. Vale ressaltar que essa variável não se mostrou estatisticamente significativa no modelo de regressão simples, sem qualquer tipo de explicação em relação a variável dependente.

3.3 Teste de hipóteses

Realizaram-se testes com níveis de significância de 90%, 95% e 99%, cujos resultados auferidos representaram consideráveis diferenças de causalidade, sobretudo no que diz respeito as variáveis independentes e estão descritos na Tabela 3. A primeira Hipótese a ser testada (**H₁**) trata da influência da idade do campo de petróleo em relação a água produzida. A Hipótese **H₀** foi rejeitada para a regressão simples, aceitando-se a hipótese alternativa **H₁**. Já em relação a regressão múltipla, a Hipótese **H₀** foi aceita.

Portanto, A Hipótese 1 da pesquisa, pode ser confirmada no que tange a regressão simples, ou seja, pode-se constatar que o volume de água produzida cresce à medida que o campo de petróleo fica mais antigo. Esse resultado coaduna com os estudos de Cotovicz Júnior; Silva (2009), uma vez que, em seus estudos, eles apresentam um valor de água produzida próximo a 90% quando os campos chegam a suas fases maduras.

A Hipótese 2 (**H₂**) versa sobre a influência do Grau API no volume de água produzida. A Hipótese **H₀** foi rejeitada para a regressão simples, aceitando-se a hipótese alternativa **H₁**. Já em relação a regressão múltipla, aceitou-se a Hipótese **H₀** do teste. Isso significa que a Hipótese 2 pode ser validada levando-se em consideração a significância estatística encontrada para a regressão simples. A variável apresentou causalidade negativa ($p=0,44$), ou seja, quanto maior o Grau API, menor a produção de água, confirmando a Hipótese 2.

Tabela 3: Resultados dos testes T para as Hipóteses da pesquisa

		Regressão Simples	Regressão Múltipla
HIPÓTESE 1 (H₁)			
Idade do campo	Teste T	1,928	0,227
	P _{valor}	0,058***	0,821
HIPÓTESE 2 (H₂)			
Grau API	Teste T	-2,051	0,080
	P _{valor}	0,044**	0,937
HIPÓTESE 3 (H₃)			
Tipo do campo	Teste T	-0,647	-2,777
	P _{valor}	0,520	0,007*
HIPÓTESE 4 (H₄)			
Produção de Gás	Teste T	0,026	-2,842
	P _{valor}	0,979	0,006*
HIPÓTESE 5 (H₃)			
Produção de Óleo	Teste T	40,317	45,033
	P _{valor}	0,000*	0,000*

Nota: ***Nível de significância 90% ($p_{\text{valor}} < 0,10$), **Nível de significância 95% ($p_{\text{valor}} < 0,05$) e *Nível de significância 99% ($p_{\text{valor}} < 0,01$)

A Hipótese 3 (H₃) trata da influência dos tipos de campo de petróleo (*onshore* ou *offshore*) sobre a produção de água. Diferentemente das Hipóteses H₁ e H₂, na terceira Hipótese, o H₀ foi

aceito para a regressão simples e rejeitado para a regressão múltipla, o que significa que a Hipótese H_3 pode ser validada, já que, além de possuir significância estatística ($p=0,007$) na regressão múltipla, ainda apresenta uma causalidade negativa para campos *onshore*. A água produzida surge, em maior escala, nos campos *offshore*.

As Hipóteses H_4 e H_5 versam sobre a influência, respectivamente, das produções de Gás e Óleo em relação a água produzida. Na Hipótese 4, a Hipótese nula (H_0) foi aceita para a regressão simples ($p=0,979$) e rejeitada para a regressão múltipla. Já a Hipótese H_5 , rejeitou a Hipótese H_0 , tanto na regressão simples, quanto na regressão múltipla. Isso significa que a variável Produção de óleo interfere positivamente na produção de água, enquanto a variável Produção de gás apresenta um efeito negativo.

Esses resultados autorizam afirmar que que a variável Produção de gás, quando isolada, não detém causalidade junto a geração de água produzida de petróleo, todavia, se conjugada a variável Produção de óleo, passa a proporcionar predição ao modelo de regressão. A variável produção de óleo apresentou um forte poder preditivo em relação ao modelo.

4 CONCLUSÃO

O objetivo da presente pesquisa consistiu em determinar quais fatores técnicos e de produção influenciam na geração de água produzida de petróleo. Para tanto, desenvolveram-se cinco hipóteses vinculadas as variáveis independentes em estudo (Idade do campo, Grau API, Tipo de campo, Produção de gás e Produção de óleo).

As hipóteses formuladas para esta pesquisa foram testadas com significâncias de 90%, 95% e 99%, por meio dos testes T (regressões múltiplas). A Hipótese 1 foi confirmada para a análise univariada, com 90% de significância estatística, podendo-se afirmar que há causalidade positiva entre a idade do campo petrolífero e a água produzida petrolífera, mas sem a possibilidade de predição, uma vez que a variável em tela não explica 5% da variável dependente.

Similarmente à Hipótese 1, a Hipótese 2 foi confirmada apenas para a análise univariada, com 95% de significância, o que permite afirmar que há causalidade negativa entre a variável Grau API e água produzida, ou seja, quanto maior for o Grau API (óleo mais leve), menor será a quantidade de água produzida.

A variável Tipo de campo foi validada por meio da Hipótese 3, revelando-se significativa estatisticamente no modelo preditivo da regressão múltipla ($p=0,007$) com 99% de significância, ou seja, é possível afirmar que há causalidade negativa para os campos *onshore* e atestar que é uma variável preditiva.

No que diz respeito as variáveis Produção de óleo e Produção de gás, constatou-se o forte efeito preditivo da variável produção de óleo, correspondendo a 95% de explicação do modelo proposto em relação a produção de água, o que valida a Hipótese H_5 . Já a Produção de gás, na regressão univariada, não obteve significância, mas na regressão múltipla, apresentou efeito negativa com pouca relevância, validando a Hipótese H_4 .

Portanto, os resultados autorizam afirmar que as variáveis independentes (Idade do campo, Grau API, Tipo de campo, Produção de óleo, Produção de gás) interferem no volume de

água produzida, apresentando-se como fatores determinantes para uma eficiente gestão da água produzida nas bacias petrolíferas.

Sugere-se, como pesquisas futuras, a aplicação da metodologia adotada, utilizando-se os dados de todos os campos de petróleo do Brasil com o intuito de melhor se aferirem os resultados nas demais bacias petrolíferas do Brasil. A pesquisa poderá ainda ser ampliada a partir da inclusão de outras variáveis de natureza geológica.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Petróleo (2015). Sumário geológico e setores em oferta da Bacia Potiguar -13ª rodada de licitações.

Agência Nacional de Petróleo (2017). Dados de exploração e produção – Consulta de produção mensal de hidrocarbonetos. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 14/04/2017.

Assunção, M.V.D, Vieira, M. M, & Almeida, M. R. (In press). The influence of oil well geometry on the produced water generation in onshore oilfields from the Potiguar basin / Brazil. *Acta Scientiarum Technology*.

Çakmakce, M., Kayaalp, N., & Koyuncu, I. (2008). Desalination of produced water from oil production fields by membrane processes. *Desalination*, 222(1-3), 176-186.

Chapman, R. E. (2000). *Petroleum geology*. New York: Elsevier.

Cotovicz Junior, L. C., & Silva, V.P. (2009). Licenciamento ambiental onshore no Rio Grande do Norte: uma análise do descarte da água produzida em relatório de controles ambientais. *Licenciamento ambiental onshore: limites e otimização*. Natal: IFRN, 89-114.

Cruz, G. F., & Cassella, R. J. (2015). An ionic liquid-based microextraction method for the determination of Cu and Ni in high-salinity produced water from offshore petroleum exploration by GF AAS. *Analytical Methods*, 7(16), 6848-6855.

Farmen, E., Harman, C., Hylland, K., & Tollefsen, K. E. (2010). Produced water extracts from North Sea oil production platforms result in cellular oxidative stress in a rainbow trout in vitro bioassay. *Marine Pollution Bulletin*, 60(7), 1092-1098.

Figueredo, K. S. L., Martínez-Huitle, C. A., Teixeira, A. B. R., de Pinho, A. L. S., Vivacqua, C. A., & da Silva, D. R. (2014). Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different production zones of mature fields in the Potiguar Basin–Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 116, 109-114.

Gondim, T. A., Guedes, J. A., Ribeiro, L. P., Lopes, G. S., & Matos, W. O. (2017). Optimization of a cloud point extraction procedure with response surface methodology for the quantification of dissolved iron in produced water from the petroleum industry using FAAS. *Marine pollution bulletin*, 114(2), 786-791.

- Guirgis, A., Gay-de-Montella, R., & Faiz, R. (2015). Treatment of produced water streams in SAGD processes using tubular ceramic membranes. *Desalination*, 358, 27-32.
- Melo, M., Schluter, H., Ferreira, J., Magda, R., Júnior, A., & de Aquino, O. (2010). Advanced performance evaluation of a reverse osmosis treatment for oilfield produced water aiming reuse. *Desalination*, 250(3), 1016-1018.
- Mondal, S., & Wickramasinghe, S. R. (2008). Produced water treatment by nanofiltration and reverse osmosis membranes. *Journal of Membrane Science*, 322(1), 162-170.
- Motta, A. R. P. D., Borges, C. P., Kiperstok, A., Esquerre, K. P., Araujo, P. M., & Branco, L. D. P. N. (2013). Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão. *Engenharia Sanitária e Ambiental*, 18(1), 15-26.
- Nacheva, P. M., Camperos, E. R., & Yoval, L. S. (2008). Treatment of petroleum production wastewater for reuse in secondary oil recovery. *Water Science and Technology*, 57(6), 875-882.
- Silva, A. L. F., Souza Filho, J.E., Ramalho, J. B. V. S., Melo, M.V., Leite, M. M., Brasil, N. I., Pereira Junior, O. A., Oliveira, R. C. G., Costa, R. F. D., Alves, R. P., Kunert, R., & Gomes, W. (2007). *Processamento primário de petróleo*. Universidade Petrobrás: Rio de Janeiro.
- Stewart, M., & Arnold, K. (2011). *Produced water treatment field manual*. Gulf Professional Publishing.
- Veil, J. A. (2011). Produced water management options and technologies. In *Produced Water* (pp. 537-571). Springer New York.
- Xu, Y. G., Li, X. W., Liao, R. Q., & Xu, D. J. (2014). Productivity Analysis of Fractured Well in Tight Oil Reservoir. In *Advanced Materials Research* (Vol. 893, pp. 712-715). Trans Tech Publications.
- Zheng, J., Chen, B., Thanyamanta, W., Hawboldt, K., Zhang, B., & Liu, B. (2016). Offshore produced water management: A review of current practice and challenges in harsh/Arctic environments. *Marine pollution bulletin*, 104(1), 7-19.