

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

REALIZAÇÃO DE ANÁLISE PVT EM MISTURA DE ÉTER DE PETRÓLEO E GÁS METANO
ATRAVÉS DE LIBERAÇÃO FLASH E DIFERENCIAL.

AUTORES:

BRUNO LAMAS GURGEL CAMPELO SILVA, HERIC WERVERTON DOS SANTOS, DIANA
CARLA BRANDÃO MAIA E LINDEMBERG DE JESUS NOGUEIRA DUARTE.

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

REALIZAÇÃO DE ANÁLISE PVT EM MISTURA DE ÉTER DE PETRÓLEO E GÁS METANO ATRAVÉS DE LIBERAÇÃO FLASH E DIFERENCIAL.

Abstract

The relation pressure-volume-temperature (PVT) is important to calculate several properties of oil and gas, it allows us to comprehend the flow of fluids from the reservoir to production. The most reliable and precise way to determine these properties is by making a laboratory analysis, called PVT analysis, which consists of the study of a fluid sample taken from the reservoir itself to be analyzed - by simulating the flow of oil and gas in a PVT cell - to the surface, in order to provide fluid properties cited for better reservoir management. In this sense, this work had as main objective the accomplishment of a PVT laboratory analysis of a synthetic petroleum sample (petroleum ether, methane gas) aiming to obtain the following parameters: bubble pressure (P_b), oil volume-formation factor (B_o), volume-gas formation factor (B_g), solubility ratio (R_s), among others. The analyzes were performed in a PVT cell from VINCI TECHNOLOGIES, using CME (flash) and DV (differential) methods in a sample of petroleum ether and methane initially submitted to a pressure of 500 bar and a temperature of 80 ° C. With the results obtained, we can highlight the obtainment of the bubble pressure in the value of 168.80 bar. At bubble pressure, the B_o value was 2.86 bbl / STB and the solubility ratio was 2808.12 scf / bbl. For B_o , B_g and R_s parameters the results were developed in graph formats of each property as a function of pressure, which were coherent and satisfactory.

Introdução

A indústria petrolífera ao longo de toda sua história sempre passou por mudanças cíclicas no preço base do petróleo, afetando diretamente o setor. Em meados de 2014, iniciou-se um declínio bruto até o ano de 2017. Este grande ciclo e o período de alta desvalorização do preço do barril forçou as empresas do setor a reestruturar seus negócios com objetivo de reduzir custos e obter mais eficiência em seus resultados.

Ao longo desses anos, o comportamento dos fluidos no reservatório (óleo e o gás natural) vem sendo estudado de modo a compreender a evolução de suas propriedades termodinâmicas, com destaque para a razão de solubilidade, pressão de saturação, fator volume de formação (B_o e B_g), fator de formação total, compressibilidade (do óleo e do gás), dentre outras. O estudo dos equilíbrios de fases envolvidos durante a variação das condições operacionais de pressão e temperatura, do reservatório até a superfície, também apresenta grande relevância.

Estas propriedades são determinadas, preferencialmente, por uma análise laboratorial PVT, que consiste no estudo de uma amostra de fluido retirada do próprio reservatório a ser analisado – por simulação do fluxo de óleo e gás em uma célula PVT – do reservatório para a superfície com o objetivo de fornecer propriedades do fluido citadas para o melhor gerenciamento do reservatório (NNABUO; OKAFOR E UBANI, 2014).

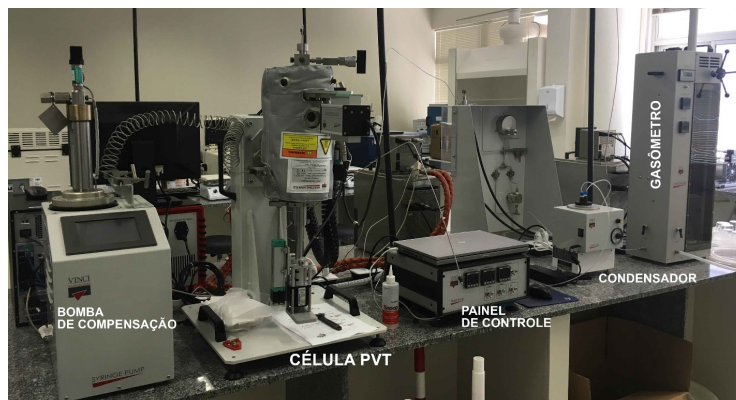
Em certas situações, estas análises laboratoriais, que são mais precisas e complexas, se tornam inviáveis economicamente por terem um custo elevado – neste caso – as propriedades dos fluidos do reservatório podem ser calculadas por correlações empíricas (Glaso, Standing e Vazquez-Beggs). Vale destacar que as correlações empíricas podem apresentar grandes distorções dos parâmetros PVT quando comparados aos resultados obtidos experimentalmente por meio de uma célula PVT. Neste sentido, as análises laboratoriais são indispensáveis para uma correta avaliação das propriedades PVT.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma abordagem geral da análise PVT, contemplando realização de análises em uma célula PVT em laboratório, da empresa VINCI TECHNOLOGIES, através dos métodos diferenciais e flash em amostras sintéticas de derivados de petróleo (éter de petróleo, gás metano).

Metodologia

O experimento realizado neste trabalho irá considerar uma amostra sintética de petróleo (éter de petróleo e gás metano). Todos os equipamentos utilizados na análise são da VINCI TECHNOLOGIES. A Figura 01 mostra a disposição dos equipamentos no laboratório.

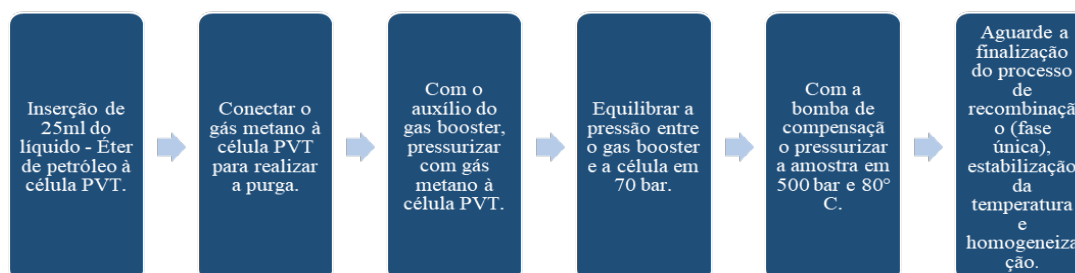
Figura 01. Equipamentos utilizados para realizar a análise PVT.



ETAPA DE RECOMBINAÇÃO

A etapa inicial da análise PVT é a etapa da recombinação e tem como objetivo homogeneizar a amostra de duas fases (líquida e gasosa) em uma amostra homogênea.

Figura 02. Fluxograma da etapa de recombinação.

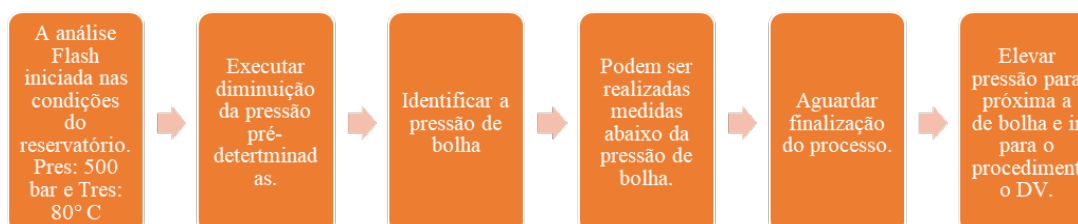


Após a realização de todo este processo, obtém-se uma amostra em condições determinadas – condições de reservatório – de pressão e temperatura através do comando do painel de controle, para dar início à análise PVT e obter os parâmetros desejados. A Figura 02 ilustra o fluxograma desta etapa.

ETAPA DE ANÁLISE FLASH

Posteriormente a realização da recombinação, obtém-se internamente à célula PVT uma amostra homogênea com o gás metano dissolvido ao éter de petróleo. A análise *flash* acontece mediante a diminuição da pressão e surgimento do gás que está dissolvido no líquido (massa constante) com o objetivo de obter a pressão de bolha (P_b). A Figura 03 demonstra o fluxograma da análise Flash.

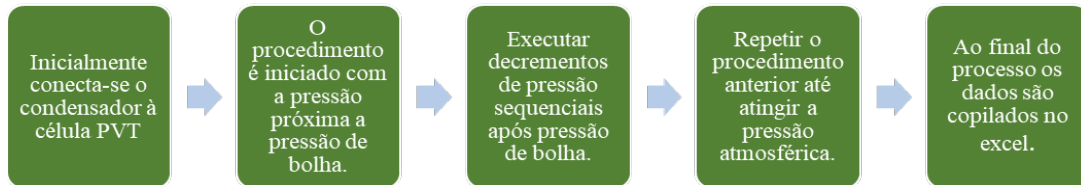
Figura 03. Fluxograma da etapa de análise flash.



ETAPA DE ANÁLISE DIFERENCIAL

O processo da análise diferencial tem algumas diferenças quando comparado à análise *Flash*, a principal delas é que na análise *Flash* o volume de óleo residual é maior devido a maior quantidade de gás que se vaporiza. O objetivo desta análise é identificar os parâmetros: Fator volume-formação do óleo (B_o), Fator volume-formação do Gás (B_g) e a Razão de solubilidade (R_s). A Figura 04 exemplifica o fluxograma da análise diferencial.

Figura 04. Fluxograma da etapa de análise diferencial.



Os critérios de estabilidade da análise *flash* ou seja, as condições em que o equipamento irá operar quando se iniciar o procedimento se encontram na Figura 05.

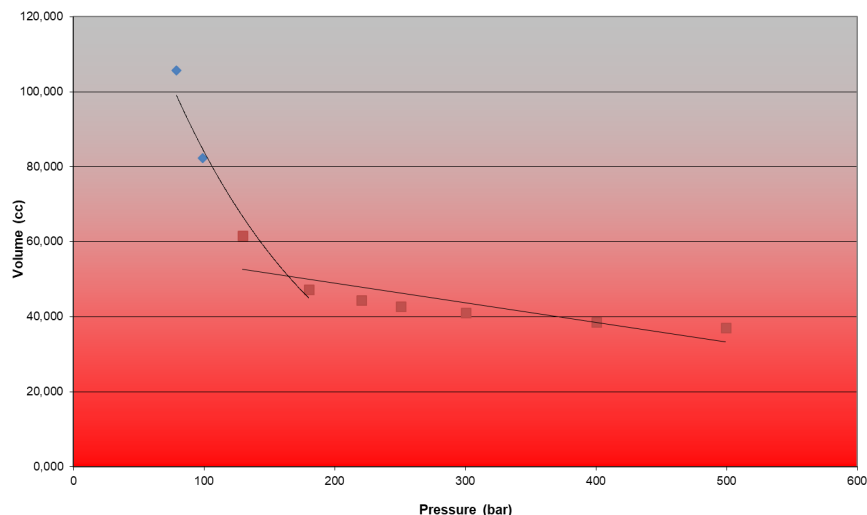
Resultados e Discussão

O resultado da análise é gerado em uma planilha monitorada pelo painel de controle conforme ilustra a Figura 05. Nela pode-se observar os resultados experimentais da análise *flash* que tem por objetivo a obtenção da Pressão de bolha (P_b). Além disso é possível identificar outros parâmetros, tais como: a temperatura, pressão, volume total da célula, isoterma de compressibilidade, volume relativo e a densidade. Ao observar a legenda interna dela, é possível identificar quais propriedades foram definidas pelo operador (condições iniciais de operação), quais foram medidas e quais foram calculadas pelo programa Microsoft Office Excel.

Figura 05. Resultados experimentais da análise flash.

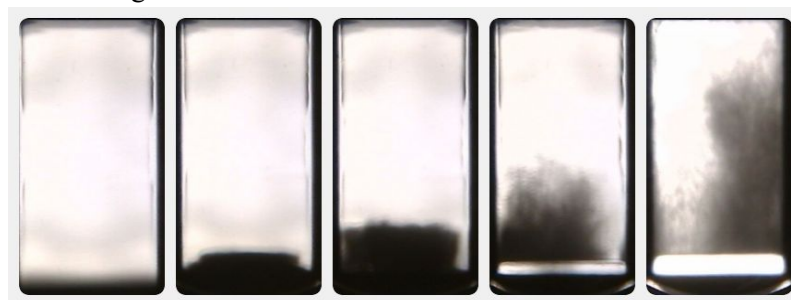
CME OIL FIELD												
Stability criteria												
Stirring Duration	Pressure	Temp.	Volume	Interval	Temp. Setpoint	Pressure Setpoint	Temperature	Pressure	Total Cell Volume Corr	Isotherm Compressibility Coefficient C	Relative Volume	Density
(min)	(bar)	(degC)	(cc)	(min)	(degC)	(bar)	(degC)	(bar)	(cc)	(1/bar)x10^6	(-)	(g/cc)
1	2	0,5	0,20	3	80,0	500,00	80,0	499,4	37,022	412,144	0,805	0,4650
						400	80,0	400,2	38,567	617,733	0,838	0,4464
						300	80,0	300,3	41,022	858,719	0,892	0,4197
						250	80,0	250,4	42,818	1158,817	0,931	0,4021
						220	80,0	220,2	44,343	1541,085	0,964	0,3882
						180	80,0	180	47,177	5263,689	1,025	0,3649
						130	80,0	129,3	61,607		1,339	
						100	80,0	98,9	82,266		1,788	
						80	80,0	78,9	105,623		2,296	
						0						
Density at 1st (g/cc)			0,465									
Saturation Pressure (bar)			Saturation Volume (cc)									
168,8275381			46,009									
Fill by operator Measurement Excel Calculation												

Além dos dados, foi gerado um gráfico da Pressão e Volume, conhecido pelo gráfico P-V, representado pela Figura 06 que através dessa será determinada a Pressão de bolha.

Figura 06. Curva P-V gerado pelo experimento *flash*.

É possível identificar a pressão de bolha de duas formas, a primeira é através das equações das curvas geradas pelos pontos da Figura 06, cujo o valor encontrado neste experimento foi de 168,82 bar equivalente a 2448,237 psi. A segunda forma é prática, observando o procedimento exatamente no momento da pressão de bolha através da câmera da *Fluid Eval Education*, como observado na Figura 07.

Figura 07. Pressão de bolha através da célula PVT.



Após a análise *flash*, realizou-se a metodologia para obtenção das propriedades segundo a abordagem diferencial, na qual o gás que vai sendo liberado da mistura líquida é retirado do contato com o líquido presente na célula PVT. A planilha com os resultados dessa análise se encontra na Figura 8. Através dela, é possível inferir algumas informações importantes. A primeira delas é a quantidade de óleo morto que restou na célula ao fim da análise, inicialmente inserimos 25 mL de éter de petróleo, ao final da análise foi medido 16,8 mL.

Figura 8. Planilha de resultados do experimento diferencial.

DV

OIL FIELD

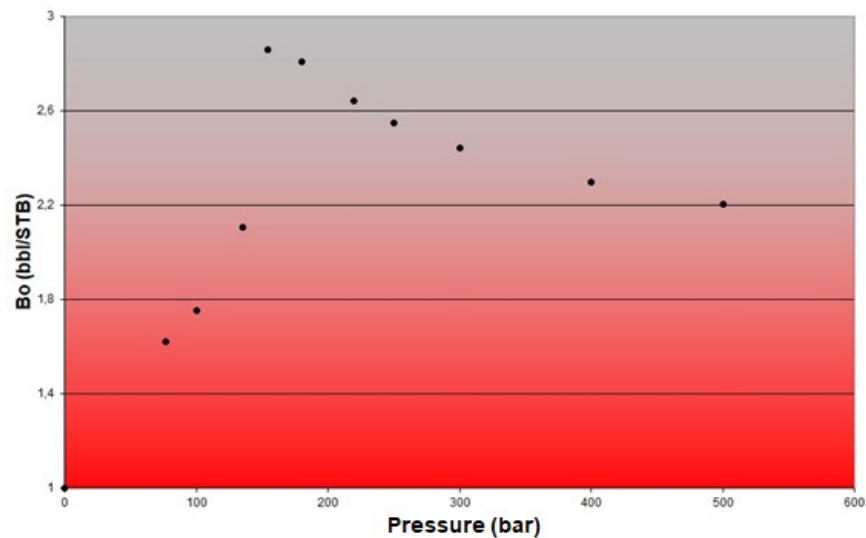
PVT Cell

Residual Oil volume @ Pstd, Tstd		Temperature setpoint	Pressure setpoint	Temperature	Pressure	Oil Volume	Gas Volume
(cc)	(bbl)	(deg C)	(barg)	(deg C)	(barg)	(cc)	(cc)
16,800	0,000267	80	154	80,0	154,0	48,040	0,000
		80	135	80,0	130,0	35,380	11,889
		80	100	80,0	98,6	29,424	8,934
		80	77	80,0	70,7	27,210	11,228
		ambiente	0	22,9	ambiente	16,800	1949,000

Gasmeter										Dissolution Gor (Rsd)	Oil Relative Volume Bod	Gas Compressibility Factor Z	Bg Gas FVF	Total Relative Volume Btd
Conditions (P & T)		Flashed condensate volume			Flashed gas volume		TOTAL							
Gasometer Temperature	Gasometer pressure	Molecular Weight	Weight	Equivalent volume	volume	Equivalent volume	Equivalent volume	Equivalent volume						
(deg C)	(bara)	(g/mol)	(g)	(cc)	(cc)	(cc)	(cc)	(cuft)	(scf/bbl)	(cc/cc)	(cc/cc)	(-)	(cc/cc)	(-)
21,3	1,0	79,00	0,0000	0,00	0,000				2435,73	433,83	2,860			
21,0	1,0	79,00	0,0000	0,00	2929,600	2837,95	2837,95	0,100245	1487,09	264,87	2,106	0,44286	0,00418	2,812
21,0	1,0	79,00	0,0000	0,00	1695,000	1641,97	1641,97	0,058000	938,22	167,11	1,751	0,43732	0,00543	3,199
21,0	1,0	79,00	0,0000	0,00	948,400	918,73	918,73	0,032452	631,11	112,41	1,620	0,70716	0,01219	5,537
21,0	1,0	79,00	0,0000	0,00	1949,000	1888,03	1888,03	0,068691			1,000			
									7286,68	0,257389				

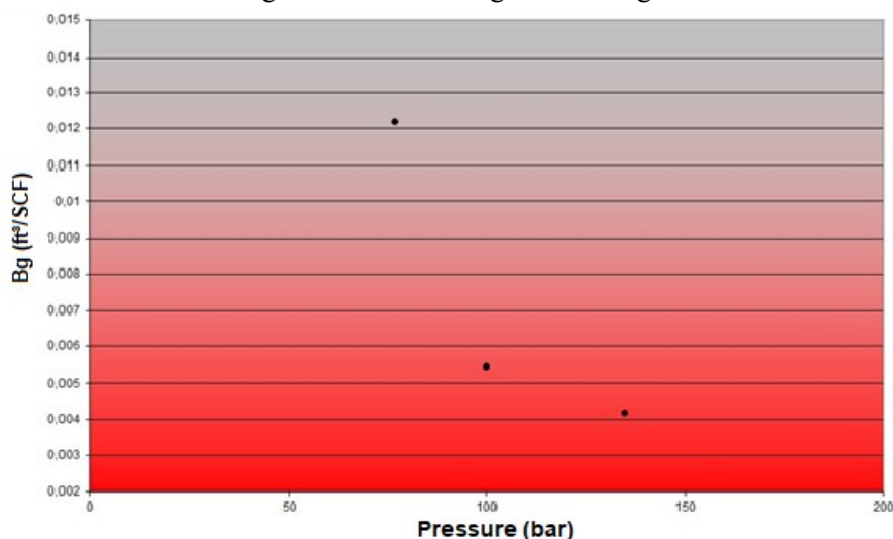
Os resultados obtidos dos parâmetros foram compilados e estão ilustrados na Figuras 9, 10 e 11.

Figura 9. Resultado gráfico do Bo.



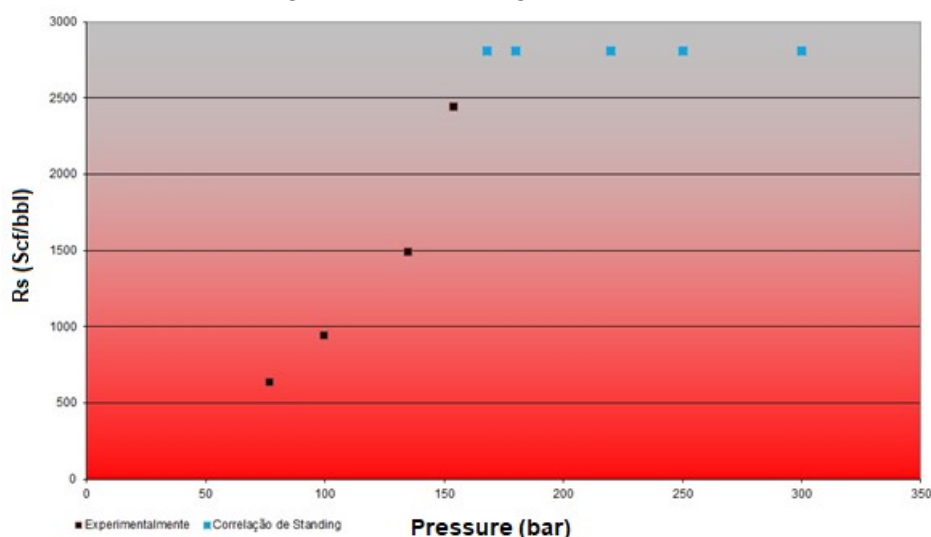
Na Figura 9 pode-se observar o Fator Volume-Formação do óleo (Bo). O valor de Bo máximo encontrado próximo a pressão de bolha foi aproximadamente de 2,86 bbl/STB.

Figura 10. Resultado gráfico do Bg.



A Figura 10 nos mostra o Fator Volume-Formação do Gás (Bg). Através da análise diferencial pode-se identificar um Bg apenas abaixo da pressão de bolha em diante, na pressão de 135 bar. O Bg nessa pressão tem um valor de aproximadamente 0,004 ft³/SCF.

Figura 11. Resultado gráfico do Rs.



A Figura 11 ilustra o gráfico referente aos dados obtidos para a Razão de solubilidade. Para os valores de razão de solubilidade foram utilizados os dados do experimento diferencial e também a correlação de Standing, para ajustar os valores acima da pressão de bolha, representado no gráfico (FILHO, 2017). Entretanto, percebe-se que pela aproximação da correlação na pressão de bolha o valor encontrado para Rs é de aproximadamente 2808,12 scf/bbl.

Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvido uma metodologia para a realização de uma análise PVT em amostra sintética de derivados de petróleo (éter de petróleo e gás metano). Através das análises experimentais, com a amostra inicialmente a 500 bar e 80 °C, pode-se obter resultados coerentes, entre eles destaca-se a obtenção da pressão de bolha no valor de 168,80 bar. Na pressão bolha, o valor de Bo foi de 2,86 bbl/STB e a razão de solubilidade foi de 2808,12 scf/bbl. Na pressão de 135 bar, o Bg tem um valor de 0,004 ft³/SCF. Os parâmetros de Bo, Bg e Rs foram compilados e expostos através de gráficos em relação a pressão, os resultados apresentados demonstram um comportamento coerente com a literatura.

Recomenda-se uma realização de análise PVT completa utilizando o separador flash, afim de obter as melhores condições de separação no vaso separador em função da pressão e temperatura de modo a determinar a melhor condição de separação.

Agradecimentos

A Universidade Federal do Rio Grande do Norte e ao LAPGAP, pelas condições proporcionadas para realização desse trabalho.

Referências Bibliográficas

DANESH, A. **PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**, Elsevier (1998).

FILHO, E. P. L. **Aplicação de Correlações Empíricas em Experimentos de Análise PVT em Amostras Sintéticas**. 54 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2017.

NNABUO, N. N., Okafor, I. S., Ubani, C. E. **Interpretation of Laboratory PVT Analysis Result** (A Case Study of a Niger Delta Field). Society of Petroleum Engineers (2014, August 5).

TECHNOLOGIES, VINCI. **Fluid Eval Educational User Manual**. Disponível em: <<http://www.vinci-technologies.com>>. Acesso em 15 de outubro 2018.

TECHNOLOGIES, VINCI. **Products**. Disponível em: <<http://www.vinci-technologies.com>>. Acesso em 16 de outubro 2018.