



João Paulo Sanseverino Abdu

**Aspectos de Segurança na Perfuração de
Poços de Petróleo *Offshore* com a Técnica
*Floating Mud Cap Drilling***

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Urbana e Ambiental do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Urbana e Ambiental.

Orientador: Prof. Celso Romanel

Coorientador: Dr. Eduardo dos Santos Radespiel

Rio de Janeiro
Julho de 2018



João Paulo Sanseverino Abdu

**Aspectos de Segurança na Perfuração
de Poços de Petróleo Offshore com a
Técnica Floating Mud Cap Drilling**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Celso Romanel

Orientador

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental - PUC-Rio

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental - PUC-Rio

Dr. Eduardo dos Santos Radespiel

Petrobras

Dr. Antonio Carlos Vieira Martins Lage

Petrobras

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do
Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 26 de julho de 2018.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

João Paulo Sanseverino Abdu

Graduou-se em Engenharia Civil da Universidade do Rio de Janeiro em 1997.

Ficha Catalográfica

Abdu, João Paulo Sanseverino

Aspectos de segurança na perfuração de poços de petróleo *offshore* com a técnica *Floating Mud Cap Drilling* / João Paulo Sanseverino Abdu ; orientador: Celso Romanel ; Co-orientador: Eduardo dos Santos Radespiel. – 2018.

145 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental, 2018.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Engenharia Urbana e Ambiental – Teses. 3. Segurança de poços de petróleo. 4. Perda de fluido. 5. Fraturas. 6. Migração de óleo. I. Romanel, Celso. II Radespiel, Eduardo dos Santos. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental. IV. Título.

CDD: 624

Aos meus pais e irmãos, pelos exemplos e valores passados.
A minha esposa Laura pelo incentivo e companheirismo.
A minha filha Luísa, que nasceu durante o curso, trazendo felicidade
e ainda mais motivação para minha vida.

Agradecimentos

Agradeço aos colegas de trabalho e de universidade que contribuíram no meu desenvolvimento durante o curso de pós-graduação.

Aos professores da PUC pela disponibilidade e atenção dispensadas.

Ao meu orientador Professor Celso Romanel e Coorientador Eduardo dos Santos Radespiel pela orientação científica e conhecimentos compartilhados durante o desenvolvimento da minha dissertação.

A Antônio Carlos Lage e Renan Martins que me ajudaram de forma contundente, com ensinamentos sobre fluxo multifásico e na utilização do simulador hidráulico Olga.

Aos colegas André Alonso, Fabricio Azevedo, Hercílio da Silva Filho e Leonardo Almeida que contribuíram muito na discussão dos conceitos, pesquisa e desenvolvimento técnico do trabalho.

A Galileu Henke de Oliveira, que inspirou a proposta de análise de vazão mínima de injeção de fluido para evitar migração de óleo para superfície, baseado em modelos *drift flux*.

À Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro e ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado

Resumo

Abdu, João Paulo Sanseverino; Romanel, Celso (Orientador); Radespiel, Eduardo dos Santos (Co-Orientador). **Aspectos de Segurança na Perfuração de Poços de Petróleo Offshore com a Técnica Floating Mud Cap Drilling**. Rio de Janeiro, 2018. 145p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Frente às dificuldades de perfurar poços em reservatórios caracterizados por carbonatos fraturados e depletados, com frequente ocorrência de massivas perdas de fluido para formação e impossibilidade de manter o retorno de fluido para superfície, foi desenvolvida a técnica *FMCD- Floating Mud Cap Drilling*. A técnica consiste na perfuração com bombeio contínuo de fluido pela coluna de perfuração e também pelo anular do poço, injetando todo fluido e formação cortada pela broca para o reservatório. Na técnica convencional de perfuração, o fluido é bombeado pela coluna e retorna pelo anular, sendo possível monitorar continuamente a ocorrência de *kicks* - influxos acidentais de hidrocarbonetos no poço. No entanto, na técnica *FMCD*, devido à ausência de retorno de fluido no anular, torna-se necessário adotar métodos não convencionais de monitoramento e prevenção de *kicks*, sendo o principal método, a injeção contínua de fluido pelo anular, a uma vazão determinada, que evite influxos do reservatório e migração de hidrocarbonetos para superfície, denominada vazão de segurança. Inicialmente é apresentada uma contextualização da perfuração de poços *offshore* com técnica convencional e técnica *FMCD*, associada a uma ampla revisão bibliográfica sobre a técnica, e também de modelos e experimentos de fluxo óleo-água. Por fim, como objetivo principal da dissertação, é realizado a discussão de premissas, análise da vazão de segurança e métodos de monitoramento de influxos. Contudo, é esperado que a revisão bibliográfica e análises desenvolvidas, auxiliem em futuros projetos de perfuração com a técnica *FMCD- Floating Mud Cap Drilling*.

Palavras-chave

Segurança de poços de petróleo; perda de fluido; fraturas; migração de óleo.

Extended Abstract

Abdu, João Paulo Sanseverino; Romanel, Celso (Advisor); Radespiel, Eduardo dos Santos (co-Advisor). **Safety Aspects in Offshore Oil Drilling with the Floating Mud Cap Drilling Technique**. Rio de Janeiro, 2018. 145p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

With the oil carbonate reservoirs exploration and exploitation around the world and the Brazilian coast, new challenges for well drilling are found which requires new techniques to be developed.

The carbonate reservoirs can present fractures with high conductivity along its structure, often accompanied by geological faults. When associate with scenarios where the reservoirs are depleted, due to the ongoing production of these oil fields, may lead to fluid severe losses into the formation during the news well construction.

For decades, in case of total loss at offshore wells drilling, the proposed solution has been to pump sealing material into the formation and, persisting the losses, to end it with a cement plug in open hole and make another attempt to drill the interval. When these procedures were not effective, the wells were often abandoned. On one side, it should be emphasized, that pumping sealant material and cement into the producing reservoir is undesirable, due to the possibility of damaging the intervals of greater permeability and production potential which may bring reduction in productivity (or injectivity) of the well. On the other side, continuing the drilling with fluid total loss may be intolerable from the operational safety point of view, as it is not possible to use conventional kick detection methods, that are mainly based on drilling fluid mass control.

Facing these difficulties of drilling wells in reservoirs characterized by fractured and depleted carbonates, the FMCD (Floating Mud Cap Drilling) technique was developed. The technique consists of drilling with continuous pumping of fluid both through the drilling column and the well annulus, injecting all fluid and formation cuts into the reservoir.

However, unlike the conventional technique, where the fluid is pumped by the column and returned through the well annulus, enabling the continuous monitoring of an undesirable inflow of fluid from the formation into the well, the

FMCD technique, due to the absence of fluid return, requires unconventional methods to avoid and detect influx.

It is important to note, that the hydrocarbons unexpected invasion into to the well from formation, called "*kick*" in the oil industry, can lead to environmental accidents with catastrophic potential, such as a "*Blowout*", an even worst event where hydrocarbons flow uncontrollably to the surface, as occurred at the Macondo Well in the Gulf of Mexico, during which thousands of barrels of oil leaked into the ocean.

The purpose of this work is to discuss measures to deal with a possibility of kicks occurrence in offshore FMCD drilling, proposing and analyzing prevention and unconventional detection methods, to increase the drilling wells safety with this technique.

In order to provide a better understanding of the problem to be discussed in this work, a description of the phases and systems to drill offshore oil wells are presented, considering both conventional and FMCD technique, where are shown operational risks, well control methods, safety regards and examples of great environmental impact accidents in Brazil and abroad.

A FMCD operations bibliographical review, consisting of drilling operations carried out in many parts of the world and available in the literature, is also presented with the objective of analyzing the safety measures and detection methods of kick adopted. It is verified that the main safety measure used in these operations is the continuous injection of fluid into the reservoir through the annulus at a determined flow rate to avoid the hydrocarbons migration into the well and to the surface. However, none of the references studied have presented the calculation method considered to estimate this flow rate.

As the above method is the kick main prevention measure in FMCD technique, an extensive analysis was done about flow patterns, predicting velocity methods of oil migration in the water, analyzing several studies performed on vertical and inclined tubes, that could be associated with an oil well, considering that the injection fluid is seawater and the fluid to be pushed is oil.

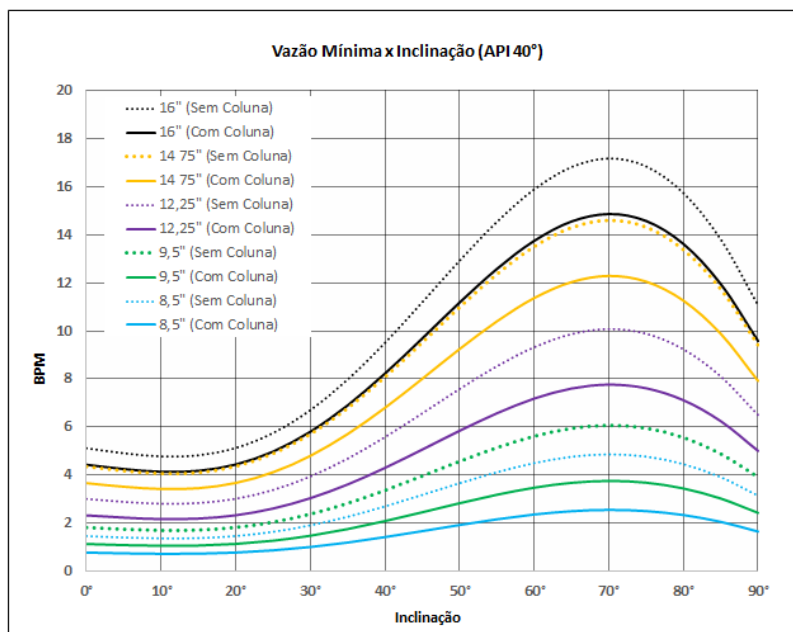
For the flow analysis, two empirical simple models were chosen and examined in more detail: the model of Hasan and Kabir (1999) and the one of Shi et al. (2005). They demonstrated good results when comparing the values calculated by the models and the ones obtained in experiments made by different

authors, considering vertical and inclined tubes and diameters closer to those adopted in offshore oil wells.

By adopting these models, parametric studies were developed and presented, encouraging the discussion about the relationship between the water injection flow rate necessary to avoid the oil migration to the surface, guaranteeing well integrity, considering some parameters.

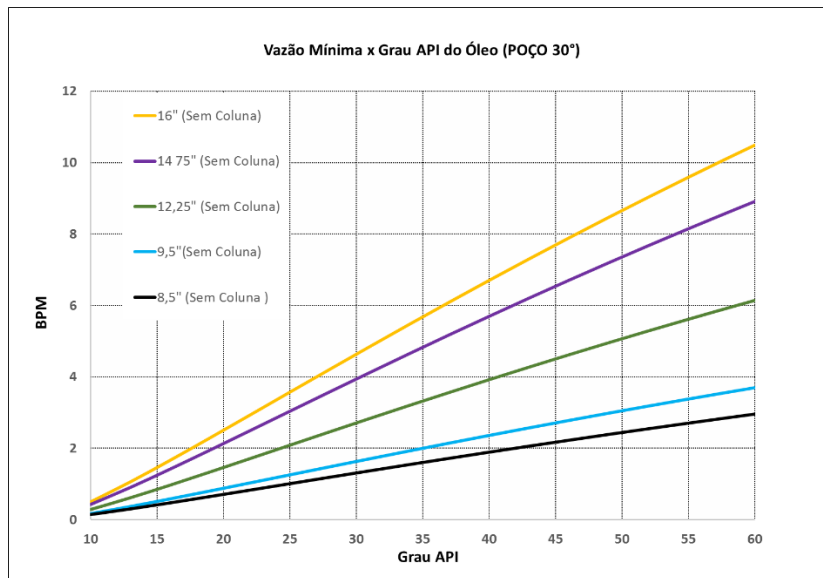
The results of these studies are presented in a series of graphs correlating a number of parameters such as well inclination, water injection rates, API oil grade and well diameter, leading to conclusions, which may support well designs, where the drilling FMCD technique is planned as an alternative.

As example, we can verify at the Graph 1, prepared adopting Shi et al Model and 40 ° API reservoir oil, that as increased the inclination from vertical to about 70 °, it is also necessary to gradually increase the injection flow rate in the annulus to prevent oil migration. But, for inclinations close to 90°, despite the thrust effect prevailing on the final slip velocity of the oil in the water, the oil droplets friction effect with the wells walls increases considerably, minimizing slip between phases. As a result, the oil experiences lower sliding velocities in wells closer to horizontal compared to speeds obtained in wells with 70 ° inclination.



Graph 1 – Well Inclination versus flow rate, for different diameters, to avoid oil (40° API) migration. Built by model of Shi et al. (2005).

It is also possible to demonstrate the great influence that Oil API grade has in the magnitude of the slip of the oil in water, as presented on the Graph 2, prepared using the Shi et al model for a well with a 30° inclination



Graph 2 – Oil API versus flow rate, for different wells diameters, to avoid oil migration. Built by model of Shi et al. (2005).

Furthermore, the models adopted to determinate the minimum water flow rate injection in the annulus and developed parametric studies presented allow the discussion of alterations in the geometry, trajectory and drilling strategy, in order to increase the safety in the execution of the well with FMCD.

It is important to note, that one of the premises adopted in this work is that the proposed methods of kick prevention and detection are for oil accumulation, without the presence of free gas in the reservoirs. The influx and migration of gas into the drilling fluid is much faster than that of the oil, greatly increasing the risk of late kick detection and, thus, the possibility of gas arrival at the surface. In FMCD the Riser (tube that connects the wellhead to the rig) may be partially or totally empty, resulting in lower hydrostatic pressure in the annulus. This scenario can cause a large gas volume to be established with a rapid upsurge to surface, critically increasing the risk of blowout.

The application of the FMCD drilling technique in offshore wells is relatively recent and it is prudent to initially develop this technique for oil reservoirs and, with the further improvement, adopt it in reservoirs with free gas, a more challenging project.

Even adopting the premise of that continuous injection of fluid through the well annulus to prevent influx of reservoir fluids, it is also necessary to determine inflow monitoring methods in FMCD, which requires methods different than those adopted with conventional technique due to the absence of return of drilling fluid to surface.

The first nonconventional influx detection proposal is the fluid level variation analysis. The increase in the fluid level in the annulus may be caused by the influx of hydrocarbons into the well, but also by a reduction in fracture injectivity, caused by fracture blockage by cuttings.

The well annulus fluid level monitoring can be done by determining the height of the hydrostatic column through the pressure measured at certain depths. The pressure can be obtained from sensors installed in the BOP (Blow Out Preventer - safety equipment connected at the well head to shut the well in hazards situations), and from the PWD (Pressure While Drilling - equipment installed in the drilling string to obtain the pressure in the annular), normally setted up few meters above the drill bit.

Considering that the top of the fluid in the annulus is obtained based on the pressure reading on the BOP, and that the depth of the PWD sensor is also known, the average specific mass of the fluid in the well annulus can be calculated. A specific mass lower than that of the fluid pumped into the well is an indication that there is lighter fluid in the annulus, a sign of hydrocarbons in the well.

To enable the drilling operation be carried out with FMCD technique, it is crucial to have a minimum level of injectivity, meaning that the formation must be able of accept a certain level of flow at a certain pressure. The behavior of formation injectivity can assist in interpretation of the pressure and fluid level readings in wells drilled with total fluid losses. For that reason concepts of Injectivity Test, already used in conventional wells completion operations, were incorporated to support this evaluation.

According to the analysis presented, is interesting to establish the relationship between flows rates in the annulus and pressures, consolidated in a graph, which may help to interpret changes in parameters during the well operations in FMCD, aiding to differentiate between the occurrences of influx or formation reduction of injectivity. This assessment may be essential to continue drilling with safety.

As an alternative to detect a kick, this work also presents a proposal based on temperature profile tracking, obtained by the equipment setted up above the bit. The LWD (Logging While Drilling) tools, normally used in offshore wells to acquire geological data, also provide the wellbore temperature in real time. Regrettably, this information is not being currently used to support well safety monitoring. At an inflow event, the oil comes from the formation at the same temperature of the rock that is being drilled, much higher than the temperature of the fluid coming from the bit and flowing through the well annulus. Thus, the mixing of the drilling fluid and the fluid from formation tends to increase the annulus fluid temperature. This variation can be detected by the temperature sensor in the LWD.

In order to estimate the temperature variation caused by the invasion of fluid from the reservoir into the well annulus and the possibility of the inflow being detected in the temperature profile, computer simulations were done using the software Drill Bent. This software simulates a kick, presenting the profile of pressures and temperature expected over time among others variables.

An oil kick was simulated in a well with 4500 m of measured depth, 1500 m water depth and reservoir top on 4200 m. It was possible to observe the temperature increase of 5°C soon after the oil formation got into the well. This value, in principle, could be detected by the LWD tool, which can identify real-time temperature variations in the annular fluid above 1°C, as registered in operations records.

Corroborating this proposal, a real case in conventional drilling operations at Golf of Mexico found in the literature, mentions that the LWD temperature profile obtained variations between 5° and 10° C during the oil influx in a few minutes, allowing the team to shut and control the well.

In addition, aimed to assist the monitoring of the well, it is presented proposals to applying tools already use to acquire reservoir information, with a new purpose, to help confirm influx occurrence.

The Formation Tester Tool in the drill string is an equipment able to obtain the reservoir pressure during well drilling, commonly used in offshore wells. The use of this tool in FMCD operations may help confirm the expected pressure at different intervals of the reservoir, and thereby discover if there are zones more pressurized than the rest of the reservoir. This information has great relevance

from well safety, because in case of crossing in a same phase a zone of very low pressure (that causes total fluid losses) and another zone with higher pressure (that can cause a kick), it may be necessary to interrupt the drilling or to continue with specific care.

However, because of the risk of differential sticking, Formation Pressure Tests on drill strings are avoided, in wells drilled with FMCD technique. Thus, a discussion of the risk and feasibility of making pressure tests in FMCD operations is carried out to defend the realization of this test, considering the aggregated well safety and integrity along the drilling.

The last proposal presented is unprecedented in oil industry and at the moment conceptual, but relevant for discussion and development, it is about to use the Sampling Fluid While Drilling Tool to obtain the characteristics of the fluid in the well annulus. In a FMCD operation is expected that it has just sea water in the well annulus, but in case of oil influx occurrence the tool may show the contamination of oil as well.

The Sampling Fluid Tool running by wireline is already widely used in the industry to obtain formation fluid samples, avoiding expensive and longtime well formation tests. However, in recent years the Sampling Fluid Tool has been used by the drilling column also.

This tool has a probe that once the drill string is stopped in front of a permeable formation, is fired and enters in the rock. Pumps installed in the tool draw the fluid from the reservoir to the tool modules. The tool also has optical and resistivity sensors, which make possible to verify the type of fluid and the oil fraction that is being sucked, in real time, allowed to diverge the fluid to modules with tanks or to the well annulus

The proposal would be to use the same Sampling Fluid While Drilling Tool to suck the fluid from the well annulus, reading the fluid through the sensors, which in case of oil mixed with the drilling fluid may be detected by the tool in real time.

Both proposals have great potential to support in kick confirmation, allowing timely appropriate combat measures such as well shut in and control to avoiding possible Blowout.

In order to verify a software that assistance in the determination of the minimum injection flow rate to avoid migration of oil to surface, simulations were

performed with OLGA multiphase hydraulic software. This software is widely used by the oil industry to analyse multiphase flow in pipelines with 0° to 90° slopes, in upstream or downstream situations.

With this software it was possible to develop a model that represented with coherence the expected physical behavior in an FMCD operation, and also preliminary results of minimum injection flow in the annular to avoid the oil migration to surface.

The simulations were made for wells in a vertical, with 30° and 60° of inclination, adopting the most usual diameters for drilling reservoirs, $8\frac{1}{2}$ " and $12\frac{1}{4}$ ", varying flow rates in the annulus and drill string, and also Injectivity Index of the formation.

The main objective was to vary the injection flow rates of water in the annulus until to find the minimum flow able to avoid the oil migration.

As expected, the injection flows rates in the annulus obtained, were larger for wells inclined and greater diameters.

However, the minimum flows obtained with software were much higher than the flows obtained by the Drift flux models and by the cases verified in the literature, making it impossible to validate the use of the software, to determine the minimum seawater injection rate in the annular to avoid oil migration in FMCD operations.

Finally, an important discussion also carried out it is the well annulus injection flow rate safety margin to be adopted.

About the flow rate calculated by Drift Flux models, comparing values obtained by several authors experiments with values obtained by these models, are observed an error below 20% for wells with inclination range from 0 to 70° , and 50% for wells with inclination over to 70° . Which leads to adopt a minimum safety margin of 1,2 and 1,5 respectively for inclination below and above 70° .

In case of use of computational simulators, the safety margin depends on the software reliability, usually acquired by comparing predictable values and real results obtained. The measurement between theoretical and experimental results has great importance to validate the software used and to improve its development.

However, the flow rate required to be injected into the annulus is not only associated with the calculated value to avoid oil migration, but also associated

with pore pressure and productivity of the reservoir interval, that can be found with higher pressure. By other side, the injection flow in the annulus is limited by the pump capability, according to the type and number of operating pumps in the rig. Another limitation is the fluid production capacity, since in many cases the pumped fluid, despite to be seawater, needs to be injected with bactericide to minimize the production of H₂S in the reservoir or with anti-scalant where has scale occurrence possibility. Still, must consider that the excess of water injected into the formation, may inundate the reservoir, which may increase the difficulty and time to begin the well oil production.

Therefore, the safety flow rate to be adopted must be the maximum possible that does not cause operational difficulties or damage the reservoir, and minimum flow rate considering the values obtained by models or simulators.

However, it is expected that the unconventional kick detection proposals, as well as the methodology to determinate of minimum injection flow rate in the annulus to avoid the oil migration to surface, based on Drift flux models, can serve as a reference for development of drilling projects with the FMCD-Floating Mud Cap Drilling technique.

Keywords

Oil well safety; fluid loss; fractures; oil migration.

Sumário

1. Introdução	26
1.1. Objetivos da dissertação	27
1.2. Organização da dissertação	28
2. Perfuração de Poços de Petróleo	30
2.1. Reservatório e características de óleo	33
2.2. Geometria e trajetória de poços	37
2.3. Perfuração de poços em sondas flutuantes	41
2.4. Sistema de circulação convencional	46
2.5. Sistema de circulação MPD - Managed Pressure Drilling	48
2.6. Perfuração FMCD – Floating Mud Cap Drilling	51
2.6.1. Aplicações da técnica FMCD obtidos na literatura	57
2.7. Equipamentos de segurança de poço	59
2.8. Detecção de Influxo (kicks)	61
2.9. Métodos de controle de kick	64
2.10. Blowout	67
3. Modelos simples para velocidade de óleo em água	71
3.1. Regimes de fluxo e arranjos morfológicos	71
3.2. Previsão da velocidade de migração de óleo na água	76
3.2.1. Correlação experimental de Hasan e Kabir (1999)	76
3.2.2. Correlação experimental de Shi et al. (2005)	80
3.2.3. Considerações para inclinações superiores a 70°	82
3.3 Análises paramétricas	84
3.3.1. Influência da inclinação na migração do óleo	84
3.3.2. Influência da densidade do óleo, inclinação e diâmetro do poço nas vazões de segurança	86
3.4. Comentários	93
4. Aspectos de segurança na técnica FMCD	96
4.1. Vazão Mínima na Perfuração com Técnica FMCD	98
4.2. Teste de injetividade	99
4.3. Índícios Secundários de Influxo na Perfuração FMCD	102
4.3.1. Indício de kick – monitoramento da pressão no anular	102
4.3.2. Indício de kick – variação de temperatura no anular	105
4.4. Índícios Primários de Influxo e Métodos de Confirmação	110
4.4.1. Tomada de Pressão do Reservatório	110
4.4.2. Amostragem de Fluido no Anular do Poço	112
4.5. Margens de Segurança	115
5. Estudo de Casos com Simulador Computacional Olga	118
5.1. Descrição do Reservatório	118
5.2. Simulações executadas	119
5.3. Resultados com poço de 8 ½”	121
5.3.1. Poço vertical	121
5.3.2. Poço inclinado de 30°	123
5.3.3. Poço inclinado de 60°	125

5.4. Resultados com poço de 12 ¼”	127
5.4.1. Poço vertical	127
5.4.2. Poço inclinado de 30°	128
5.4.3. Poço inclinado de 60°	130
5.5. Comentários	132
6. Conclusões e sugestões	134
6.1. Conclusões	134
6.2. Sugestões para trabalhos futuros	136
7. Referências Bibliográficas	138
8. Anexos	145

Lista de figuras

Figura 2.1- Esquemático de um poço tipo	31
Figura 2.2 - Curva de geopressões	33
Figura 2.3 - Rocha capeadoras e reservatórios	34
Figura 2.4 - Diagrama de fases – pressão x temperatura para as frações de líquido e gás.	36
Figura 2.5 - Expansão de óleo e gás	37
Figura 2.6 - (a) Trajetórias executada no Compass	39
Figura 2.7 - Equipamentos de perfuração direcional.	40
Figura 2.8 - Sondas de perfuração Offshore	41
Figura 2.9 - Cabeça de poço.	44
Figura 2.10 - Sistema de circulação convencional	47
Figura 2.11 - Sistema de circulação MPD	50
Figura 2.12 - Visualização do perfil de pressão do poço com pressão na superfície	51
Figura 2.13 - Ilustração de perfuração com técnica FMCD	52
Figura 2.14 - Ilustração do risco de influxo na perfuração com técnica FMCD	55
Figura 2.15 - BOP(Submarine Blow Out Preventer)	60
Figura 2.16 - Esquema de um poço com aumento do volume de lama nos tanques	62
Figura 2.17 - Controle de poço	65
Figura 2.18 - Plataforma Deepwater Horizon em chamas, após explosão causada pelo blowout do poço de Macondo	68
Figura 2.19 - Plataforma de Enchova em chamas, após explosão causada por blowout	69
Figura 2.20 - Exsudação no solo marinho no Campo de Frade – Bacia de Campos	70
Figura 3.1 - Regimes de escoamento vertical ascendente	71
Figura 3.2 - Tipos de fluxo óleo-água vertical	72
Figura 3.3 - Tipos de fluxo óleo-água inclinados	73
Figura 3.4 - Tipos de fluxo óleo-água horizontal	74
Figura 3.5 - Fração de óleo (fo) calculado versus valores obtido experimentalmente (tubo de 62,4mm)	79
Figura 3.6 - Fração de óleo (fo) calculada versus valores obtido experimentalmente (tubo de 127 mm)	79

Figura 3.7 - Fração de óleo (fo) calculada versus valores obtido em experimentos por Vigneaux et al. (tubo de 200 mm)	80
Figura 3.8 - Valores experimentais de fração de óleo versus valores calculados a partir do modelo de Shi et al	82
Figura 3.9 - Determinação do regime de fluxo em tubo horizontal	83
Figura 3.10 - Inclinação do poço versus velocidade de migração do óleo, no modelo de Hasan e Kabir	85
Figura 3.11 - Inclinação do poço versus velocidade de migração do óleo, no modelo de Shi et al. (2005)	85
Figura 3.12 - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 30°, segundo modelo de Hasan e Kabir (1999).	89
Figura 3.13 - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 40°, segundo modelo de Hasan e Kabir (1999)	89
Figura 3.14 - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 57°, segundo modelo de Hasan e Kabir (1999).	90
Figura 3.15 - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 30°, segundo modelo de Shi et al. (2005)	90
Figura 3.16 - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 40°, segundo modelo de Shi et al. (2005)	91
Figura 3.17 - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 57°, segundo modelo de Shi et al. (2005)	91
Figura 3.18 - Grau API versus vazão de injeção para poço vertical	92
Figura 3.19 - Grau API versus vazão de injeção para poço com 30° de inclinação	92
Figura 3.20 - Grau API versus vazão de injeção para poço com 60° de inclinação.	93
Figura 4.1 - Linha de tendência no teste de injetividade	100
Figura 4.2 - Nível estático em relação ao BOP e ao sensor do PWD	104
Figura 4.3 - Entrada de dados no software Drill Bent	106
Figura 4.4 - Perfis de temperatura antes do influxo de óleo no poço	107
Figura 4.5 - Perfil temperatura após do influxo de óleo no poço	108
Figura 4.6 - Perfil de temperatura do MWD/LWD	109
Figura 4.7 - Tomada de pressão da formação com ferramenta LWD.	111
Figura 4.8 - Risco de prisão diferencial na tomada de pressão da formação com ferramenta LWD.	112

Figura 4.9 - Amostrador de fluido no BHA de perfuração	114
Figura 5.1 - Representação do reservatório e dos poços analisados.	120
Figura 5.2 - Poço de 8 ½", vertical, 0,5 bpm pelo anular	122
Figura 5.3 - Poço de 8 ½", vertical com bombeio de 0,5 bpm pelo anular e 10 bpm pela coluna	122
Figura 5.4 - Poço de 8 ½", vertical, 1 bpm pelo anular	122
Figura 5.5 - Poço de 8 ½", vertical, com bombeio de 1 bpm pelo anular e 10 bpm pela coluna	123
Figura 5.6 - Poço de 8 ½", vertical, 1,5 bpm pelo anular	123
Figura 5.7 - Poço de 8 ½", inclinação de 30°, 2 bpm pelo anular	124
Figura 5.8 - Poço de 8 ½", inclinação de 30°, 3 bpm pelo anular	124
Figura 5.9 - Poço de 8 ½", inclinação de 30°, 4 bpm pelo anular	124
Figura 5.10 - Poço de 8 ½", inclinação de 30°, 5 bpm pelo anular	125
Figura 5.11 - Poço de 8 ½", inclinação de 30°, 6 bpm pelo anular	125
Figura 5.12 - Poço de 8 ½", inclinação de 60°, vazão de 5 bpm pelo anular	126
Figura 5.13 - Poço de 8 ½", inclinação de 60°, vazão de 5 bpm pelo anular e 10 bpm pela coluna	126
Figura 5.14 - Poço de 8 ½", inclinação de 60°, vazão de 6 bpm pelo anular	127
Figura 5.15 - Poço de 8 ½", inclinação de 60°, bombeio de 6 bpm pelo anular e redução do índice de injetividade.	127
Figura 5.16 - Poço vertical de 12 1/4", vazão de 2 bpm pelo anular	128
Figura 5.17 - Poço vertical de 12 1/4", vazão de 3 bpm pelo anular	128
Figura 5.18 - Poço vertical de 12 1/4", vazão de 3 bpm pelo anular, redução do índice de injetividade para 100 (m ³ /d)/(kgf/cm ²)	128
Figura 5.19 - Poço de 12 1/4", inclinação de 30°, vazão de 6 bpm pelo anular	129
Figura 5.20 - Poço de 12 1/4", inclinação de 30°, vazão de 8 bpm pelo anular	129
Figura 5.21 - Poço de 12 1/4", inclinação de 30°, vazão de 9 bpm pelo anular	130
Figura 5.22 - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 10 bpm pelo anular	131
Figura 5.23 - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 15 bpm pelo anular	131
Figura 5.24 - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 17 bpm pelo anular	131
Figura 5.25 - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 17 bpm pelo anular e 20 bpm pela coluna	131
Figura 5.26 - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 18 bpm pelo anular	132

Lista de gráficos

- Graph 1 – Well Inclination versus flow rate, for different diameters, to avoid oil (40° API) migration. Built by model of Shi et al. (2005) 9
- Graph 2 – Oil API versus flow rate, for different wells diameters, to avoid oil migration. Built by model of Shi et al. (2005) 10

Lista de tabelas

Tabela 5.1 - Características do reservatório considerado na simulação	119
Tabela 5.2 - Vazão mínima de injeção para evitar migração de óleo	133

Lista de Siglas e Termos Técnicos

BHA – Bottom hole Assembly

BPM – Barris por minuto

BSW - Basic Sediments and Water

BOP - Blow Out Preventer

COMPLETAÇÃO – Atividade de equipar o poço para produção, após finalizada a perfuração.

ECD - Equivalent Circulation Density

ESD – Equivalent Static Density

FMCD-Floating Mud Capping

GPM – Galões por minute

IADC - International Association of Drilling Contractor

PMCD – Pressurize Mud Capping

MPD-Managed Pressure Drilling

MWD - Measurement While Drilling

LWD - Logging While Drilling

LAM - Light Annular Mud

PWD –Pressure While Drilling

RCD – Rotating Control Device

RGO - Razão Gás óleo

SAC - Sacrificial Fluid

SPE – Society of Petroleum Engineer

Testemunhagem – Atividade de amostragem da rocha

Lista de símbolos

A = área da seção transversal do duto

F = Força aplicada no fluido

g = Constante gravitacional [m/s²]

d_e = Diâmetro externo da tubulação ou BHA

d_{externo} = Diâmetro externo da seção

d_i = Diâmetro interno do revestimento, poço ou riser

G_f = Termo fonte, também de transferência de massa, que leva em conta outras fontes mássicas que não sejam entre as fases, migração ou deposição

G_f = Termo fonte, também de transferência de massa, que leva em conta outras fontes mássicas que não sejam entre as fases, migração ou deposição

H_v = Profundidade vertical [m]

LE = Limite de escoamento

P = pressão

P_e = pressão estática do reservatório

P_{choke} = Pressão no choke

P_{fundo} = Pressão no fundo do poço

$P_{hidrostática}$ = Pressão hidrostática

P_p = Pressão de poros

$P_{Profundidade}$ = Pressão em uma determinada profundidade

$P_{superfície}$ = Pressão da superfície

P_{wf} = pressão de fluxo do fundo do poço

P_{hid} = Pressão Hidrostática

PV = viscosidade plástica do fluido

Q = Vazão volumétrica

L = comprimento do duto

q_g = taxa de fluxo de gás

Re = Número de Reynolds

S = Área de superfície exposta ao cisalhamento

$S_g, S_L e S_i$ = perímetro molhado do gás, líquido e interface entre ambos

T = temperatura

\bar{v} = Velocidade média do fluido

V_b = Velocidade de uma bolha

V_m = Velocidade da mistura

V_d = Velocidade de deslizamento do óleo na água

V_{oo} = Velocidade de uma bolha de óleo segundo modelo de Harmathy(1960)

v = velocidade da fase em questão, podendo ser do gás, do filme líquido ou do fase dispersa.

\bar{v} = velocidade média do fluido

z = fator de compressibilidade do gás

Δp = Perda de carga

ΔP_{carga} = Somatório das perdas de carga até a superfície

ΔP_{choke} = Perda de carga no Choke

$\Delta P_{fricção\ anular}$ = Perda de carga por fricção no anular

Δv = Diferencial de velocidade entre planos

Δy = Diferencial de distância entre planos vizinhos

β = Inclinação do tubo na formula de Atcama et al (2009)

f_o = Hold up de óleo

ρ = massa específica

ρ_g = massa específica do gás

ρ_l = massa específica do líquido

ρ_o = Densidade do óleo

ρ_w = Densidade da água

θ = Inclinação do poço ou duto em relação a vertical

ϕ_{int} = fração de óleo representado no modelo de Atmaca

σ_{ow} = Tensão superficial óleo-água,

τ_0 = Tensão mínima de escoamento

γ_g = peso específico do gás

τ = Tensão cisalhamento

μ = viscosidade

μ_p = Viscosidade plástica do fluido

μ_g = viscosidade do gás

ψ_e, ψ_d = transferência de massa por migração e por deposição

ψ_g = transferência de massa entre as fases

1. Introdução

Com a exploração e exploração dos reservatórios de petróleo de rocha carbonática ao redor do mundo e costa brasileira, novos desafios para perfuração de poços são encontrados e novas tecnologias necessitam ser desenvolvidas.

Os reservatórios carbonáticos podem apresentar fraturas com alta condutividade ao longo de sua estrutura, muitas vezes acompanhados de falhas geológicas. Quando associado à produção acentuada destas acumulações, levando à depleção, ou seja, redução da pressão de poros no reservatório há grande probabilidade de estabelecer um cenário desafiador para perfuração de novos poços nestes reservatórios.

O principal desafio encontrado neste cenário é a perfuração de poços com perda total, ou seja, em que todo fluido bombeado para o poço é perdido para formação, sem retorno de fluido pelo anular do poço. Na perfuração com técnica convencional, o fluido é bombeado pela coluna para o poço, saindo pela broca e retornando pelo anular. Sendo responsável por carrear a formação cortada pela broca para superfície, e estabelecer a pressão hidrostática mínima sobre formações permo-porosas potencialmente produtoras, objetivando evitar invasão de fluido da formação para o poço. Sendo importante lembrar, que o controle do retorno de fluido no anular do poço, possibilita a monitoração contínua de possíveis influxos indesejáveis de hidrocarbonetos, que possam migrar através do poço até a superfície, chegando à sonda de perfuração.

Durante décadas, em cenários de perda total na perfuração de poços *offshore*, a solução encontrada era o bombeio de tampões de material obturante e, caso a perda persistisse, era efetuado o bombeio de cimento para formação, com nova tentativa de perfurar o intervalo. Nos casos em que estas medidas não eram efetivas, o poço muitas vezes era abandonado. No entanto, cabe ressaltar que o bombeio de cimento e material obturante para o reservatório produtor é indesejável, tendo em vista a possibilidade de danificar exatamente os intervalos de maior permeabilidade e potencial de produção, contudo, causando dano à formação produtora, com conseqüente redução na produtividade (ou injetividade)

do poço. Por outro lado, prosseguir a perfuração com perda total de fluidos em poços *offshore*, era entendido como intolerável sob ponto de vista de segurança operacional, já que neste caso, não é possível utilizar os métodos de detecção de influxo convencionais, baseado em controle de massa do fluido de perfuração.

No entanto, devido à necessidade de explorar o óleo remanescente nestes reservatórios, a equipe de perfuração de poços da Petrobras, em que tive oportunidade de integrar em 2002, e até os dias atuais venho participando na execução e elaboração de projetos de poços de petróleo *offshore*, intensificou o desenvolvimento de técnicas para perfuração em cenários de perda total de fluido para formação, sendo pioneira em 2015 na perfuração de poços utilizando a técnica FMCD - *Floating Mud Cap Drilling* em sondas flutuantes.

Está técnica tem como premissa a perfuração em cenário de perda total, injetando todo fluido e cascalhos gerados pela broca na formação. Porém diferente da técnica convencional em que o fluido é bombeado pela coluna e retorna pelo anular, sendo possível monitorar continuamente uma indesejável ocorrência de influxo de fluido da formação para o poço, na perfuração com técnica FMCD, devido à ausência de retorno de fluido no anular, torna-se necessário adotar formas não convencionais para evitar e detectar influxo da formação, sendo o principal método de segurança, a injeção contínua a uma vazão determinada que evite ocorrência de *kick* e migração de hidrocarbonetos para superfície.

A ocorrência acidental de fluxo de hidrocarbonetos da formação para sonda de perfuração pode causar acidentes ambientais com potencial catastrófico, como ocorrido no blowout de Macondo, no Golfo do México, durante o qual milhares de barris de petróleo vazaram para o oceano.

1.1. Objetivos da dissertação

A proposta deste trabalho é discutir propostas de detecção de influxo, e premissas de segurança para perfuração de poços *offshore* utilizando a técnica FMCD. Sendo que a principal barreira de segurança entre o reservatório e a sonda, para evitar migração de hidrocarbonetos para superfície, se torna a vazão de injeção pelo anular. Esta vazão ainda necessita ser estudada e aprofundada, devido

à complexidade na obtenção deste valor, considerando as diversas variáveis relativas ao projeto do poço.

Com objetivo de analisar o impacto da geometria do poço na perfuração *Floating Mud Capping*, são apresentados estudos paramétricos utilizando os modelos *Drift Flux* definidos como mais adequados, obtidos na revisão bibliográfica, promovendo a discussão sobre a vazão de injeção necessária para garantir a integridade de poço, tendo em vista variáveis, como, geometria do poço, características do fluido do reservatório e de perfuração, possibilitando balizar novos projetos de perfuração com a técnica FMCD.

Considerando a dificuldade e importância da monitoração de influxos na perfuração, são apresentadas propostas para detecção de influxo específicas para técnica FMCD, que devido à premissa de ausência de retorno de fluido de perfuração para superfície, necessita de métodos distintos dos adotados com técnica convencional.

Por fim serão apresentados resultados de estudos de casos no *software* de simulação de fluxo *Olga*, amplamente utilizado pelas empresas de petróleo, com objetivo de averiguar a potencialidade deste *software* para execução de simulações de vazão mínima de injeção no anular versus a migração de hidrocarbonetos, em poços de petróleo *offshore* com a técnica em análise.

1.2. Organização da dissertação

O primeiro capítulo apresenta a relevância, justificativas e objetivos da dissertação, enquanto que no segundo capítulo, para contextualizar e possibilitar um melhor entendimento do problema a ser tratado neste trabalho, é feita uma descrição das etapas e sistemas de construção de um poço de petróleo *offshore*, com a técnica convencional e com a técnica FMCD, discutindo os riscos operacionais, métodos de controle de poço, premissas de segurança e exemplos de acidente de grande impacto ambiental no Brasil e exterior.

O terceiro capítulo introduz dois modelos empíricos simples para previsão da velocidade de migração de óleo em água desenvolvidos por Hasan e Kabir

(1999) e Shi et al. (2005), enquanto que o quarto capítulo é dedicado para discutir propostas e novas concepções para auxiliar no monitoramento, detecção e confirmação de influxos no cenário de perfuração com a técnica FMCD. Também sendo discutida, a metodologia para determinação do índice de Injetividade em cenário de FMCD e importância na operação

O capítulo 5 é reservado para simulação com programa computacional multifásico de casos de perfuração de poços com técnica a FMCD, buscando conhecer as vazões mínimas necessárias, para poços verticais e inclinados, que impeçam a migração de óleo acima do reservatório.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões deste trabalho e sugere pesquisas futuras nos temas abordados, de grande interesse acadêmico e para a indústria de petróleo.

2. Perfuração de Poços de Petróleo

A perfuração de um poço de petróleo consiste em atravessar diversas formações geológicas até atingir uma formação específica, normalmente uma zona permo-porosas com hidrocarbonetos. Para que as formações possam ser perfuradas é utilizada uma broca conectada a uma coluna de tubos de perfuração, denominados *Drill Pipes*, por onde é bombeado o fluido de perfuração. O fluido de perfuração deslocado pelas bombas de sonda percorre toda coluna de perfuração até os jatos da broca, por onde sai para o anular do poço auxiliando no corte da formação, mas principalmente com a função de transportar a formação cortada pela broca desde do fundo do poço até a superfície. O retorno do fluido carreando os cascalhos gerados em uma perfuração convencional, ocorre pelo anular do poço, que corresponde ao espaço entre a coluna de perfuração e as paredes do poço aberto, paredes do revestimento no intervalo de poço revestido e, em poços *offshore*, riser de perfuração. O riser de perfuração corresponde a um tubo, responsável por conectar a unidade flutuante até a cabeça do poço no fundo do mar. Entre a coluna de *Drill Pipes* e a broca existe uma série de equipamentos de perfuração como *Drill-collars*, *Drilling-Jar*, estabilizadores e diversos equipamentos que auxiliam no acompanhamento da perfuração e interpretação da litologia atravessada. Esse conjunto é denominado *Bottom Hole Assembly (BHA)*. O peso próprio da coluna de perfuração, rotação transmitida através da coluna e equipamentos como motor de fundo ou turbinas são responsáveis em levar à broca a energia necessária para corte da formação.

Geralmente os poços possuem longas extensões, sendo que as camadas de rocha possuem características e competências distintas, não sendo possível perfurar todo poço em uma única fase. Com isso, o poço é construído em diversas fases, perfurando o intervalo e em seguida revestindo o intervalo perfurado. Em sequência perfurada nova fase, com diâmetro menor e peso de fluido adequado para conter a formação, novamente revestindo o poço, sucessivamente, com fases de menores diâmetros até atingir o objetivo.

A figura 2.1 mostra um esquema típico de perfuração de um poço *offshore* para auxiliar o entendimento.

- Fase 1: Perfurado com broca de 36" e isolado com revestimento de 30" (revestimento condutor).
- Fase 2: Perfurado com broca de 26" e isolado com revestimento de 20" (revestimento de superfície)
- Fase 3: Perfurado com broca de 17 1/2" e isolado com revestimento de 13 5/8" (revestimento intermediário).
- Fase 4: Perfurado com broca de 12 1/4" e isolado com revestimento de 9 5/8" (revestimento de produção)
- Fase 5: Perfurado com broca de 8 1/2" e isolado com liner de 7".

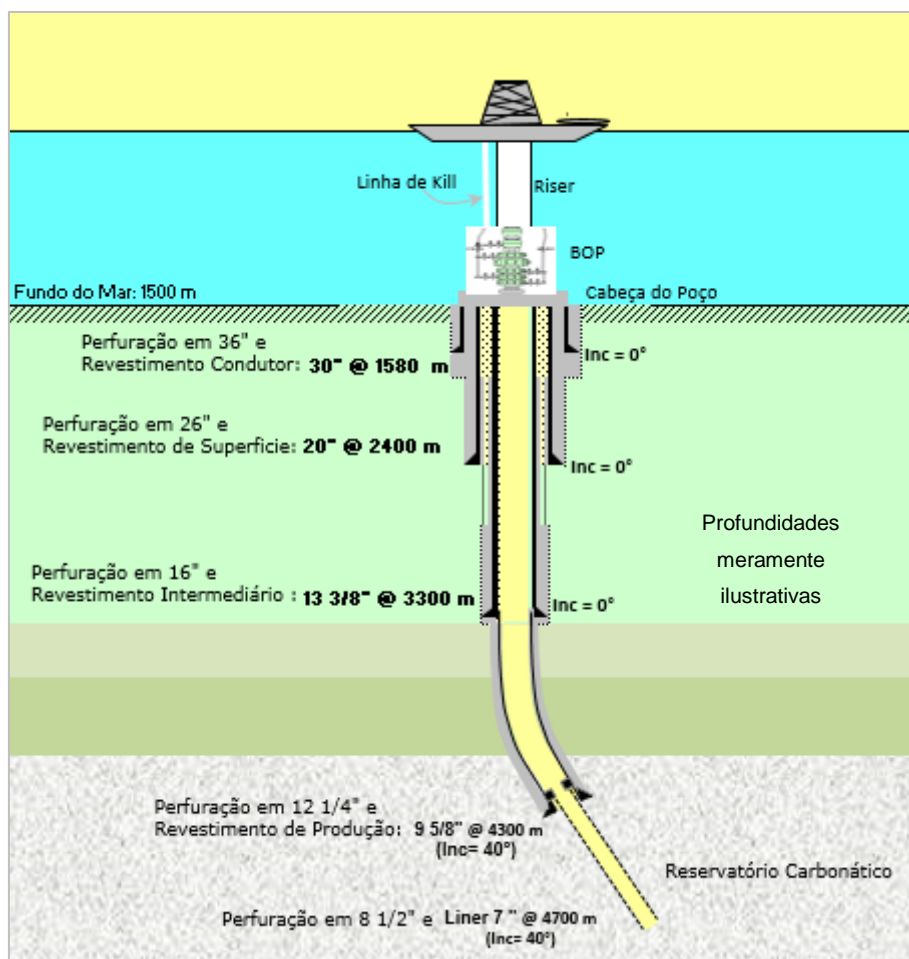


Figura 2.1- Esquemático de um poço tipo.

Durante o projeto, é determinado o número de fases previstas e de contingência a serem executadas com base nas curvas de geomecânica, geradas a partir de perfis sísmicos, perfis geológicos e ocorrências na perfuração de poços de correlações.

Para execução de um projeto e determinação da técnica adequada a ser adotada na construção do poço, a análise das curvas de geopressões previstas para locação a ser perfurada é uma premissa importante.

As principais curvas analisadas para execução do projeto são:

- Pressão de sobrecarga (overburden): é a pressão exercida pelo somatório do peso de todas as camadas de rocha sobrepostas a um elemento de rocha.
- Pressão de poros: Pressão exercida pelos fluidos contidos dentro do espaço poroso das rochas.
- Pressões de colapso: é a pressão que leva à falha da rocha por cisalhamento. A ruptura por cisalhamento pode ocorrer tanto por excesso de pressão no interior do poço (colapso superior) como por falta de pressão no interior do poço (colapso inferior).
- Pressão de fratura: pressão que leva à fratura da formação por tração.

Assim, a janela operacional pode ser determinada com a obtenção destas curvas. A janela operacional refere-se ao intervalo entre os limites máximos e mínimos, dentro do qual o peso de fluido deve estar contido, para cada profundidade do poço. Este intervalo tem como limite superior a pressão de fratura, ou seja, que o peso do fluido não seja alto o suficiente para fraturar a formação e induzir perdas severas de fluido para formação. E como limite inferior, não fique abaixo da pressão de poros, o que permitiria um influxo do reservatório. Sendo também desejável que o peso do fluido não se encontre abaixo da pressão de colapso inferior, que poderia levar a instabilidade das paredes do poço.

A figura 2.2 mostra um exemplo de curvas de geomecânica e a janela operacional hachurada.

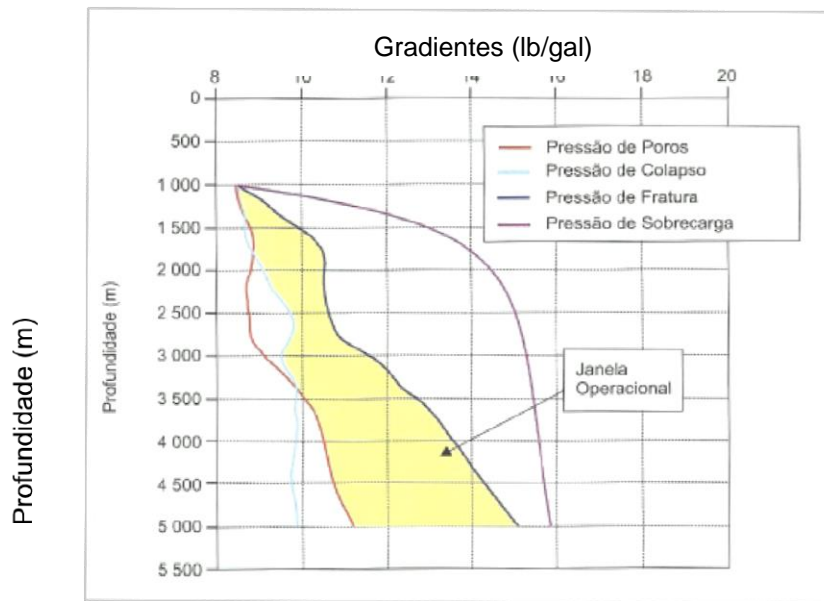


Figura 2.2 - Curva de geopressões.
Fonte: Rocha e Azevedo (2009).

Durante a execução do poço, no início das fases, já com *BOP- Blow Out Preventer* instalado, geralmente é realizado um teste para verificar a resistência da rocha e calibrar as curvas de geomecânica. De forma controlada com BOP fechado, o poço é pressurizado até atingir o valor em que há indicio de início do processo de perda de integridade da rocha. Com base neste valor, pode-se calibrar o valor de pressão de fratura esperado e as curvas de colapso inferior e superior.

Em poços perfurados com a técnica FMCD, diferente da perfuração convencional, a pressão de fratura crítica do intervalo a ser perfurado já foi atingida e o poço já se encontra com perda de fluido para formação. A principal preocupação sob ponto de vista de geomecânica, é manter uma pressão hidrostática no poço sobre a formação, acima da pressão de colapso e pressão de poros, para evitar a perda de integridade das paredes do poço e não ocorrer influxo de hidrocarbonetos provenientes do reservatório.

2.1. Reservatório e características de óleo

O petróleo tem origem na transformação da matéria orgânica, acumulada no fundo do mar, sujeita a altas pressões e temperatura causada pelas camadas sedimentares sobrepostas ao longo de centenas de milhares de anos. Após ser gerado, o hidrocarboneto pode ficar acumulado ou migrar para rochas com

determinada porosidade, capazes de armazenar hidrocarbonetos, com diversas origens ou natureza, mas necessariamente caracterizada por porosidade, espaços livres de rocha, interconectados, conferindo-lhe permeabilidade.

Podem se constituir rocha-reservatório os arenitos, calcarenitos e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. Algumas rochas, como folhelhos e alguns carbonatos, normalmente porosos, porém impermeáveis, podem vir a se constituir reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados (THOMAS, 2001).

Para que não haja fuga de fluido do reservatório para superfície é necessário que logo acima da rocha permeável, haja uma rocha capeadora, ou também chamada de selante, com baixa permeabilidade o suficiente que impeça migração dos fluidos para superfície (figura 2.3). Além da baixa permeabilidade esta rocha selante, normalmente é caracterizada pela plasticidade, característica que possibilita manter a condição selante mesmo após submetida a esforços de deformação. Como rochas selantes, podemos citar os folhelhos e formações salinas.



Figura 2.3. - Rocha capeadoras e reservatórios.
Fonte: CIMM (2011).

Os reservatórios que se caracterizam pela produção de hidrocarbonetos pela matriz rochosa, ou seja, pela porosidade da rocha, permitem que os fluidos de perfuração formem reboco na parede do poço, minimizando o risco de perdas de fluido do poço para formação.

Rochas fraturadas, caracterizadas por fraturas com gargantas maiores que os sólidos utilizados no fluido de perfuração, são mais suscetíveis à ocorrência de

perda de fluido do poço para formação, podendo levar inclusive ao cenário de perda total, no qual o nível do fluido caia no poço, tendendo a equalizar com a pressão do reservatório.

Os reservatórios do Pré-Sal na costa brasileira, são característicos por acumulação de óleo em carbonatos, que são mais suscetíveis à ocorrência de fraturas com alta condutividade. Há também acumulações consideráveis e em produção em rochas carbonáticas no Pós-Sal brasileiro.

Os reservatórios de petróleo contem normalmente água e hidrocarbonetos, que podem estar na fase líquida ou vapor, óleo ou gás natural respectivamente, ou mesmo combinados dependendo das condições de temperatura e pressão. Os reservatórios de petróleo são classificados de acordo com o comportamento da mistura de hidrocarbonetos neles existentes e principalmente pelo grau API, que é a escala criada pela *American Petroleum Institute* para apresentar a densidade específica do óleo.

Algumas definições são importantes para o entendimento do comportamento das misturas de hidrocarbonetos, que variam, podendo aumentar a concentração de gás ou líquido de acordo com a pressão e temperatura.

Ponto de bolha: o valor de pressão, associado a determinado valor de temperatura que o óleo começa a liberar gás, ou seja vaporizar, quando despressurizado.

Pressão de saturação: valor de pressão associado a determinado valor de temperatura que o óleo deixa de liberar gás.

Ponto de orvalho: valor de temperatura a uma dada pressão que o gás começa a condensar e entrar em estado líquido, quando o óleo é resfriado. Caso se continue a retirar calor após o ponto de orvalho, haverá condensação continua do fluido, sem que haja mudança de temperatura, até que toda substancia tenha passado para o estado líquido.

O comportamento de qualquer mistura de hidrocarbonetos, pode ser representada em diagramas de fases (figura 2.4), em que é determinada a

quantidade de líquido, ponto de bolha e ponto de orvalho em função da temperatura e pressão.

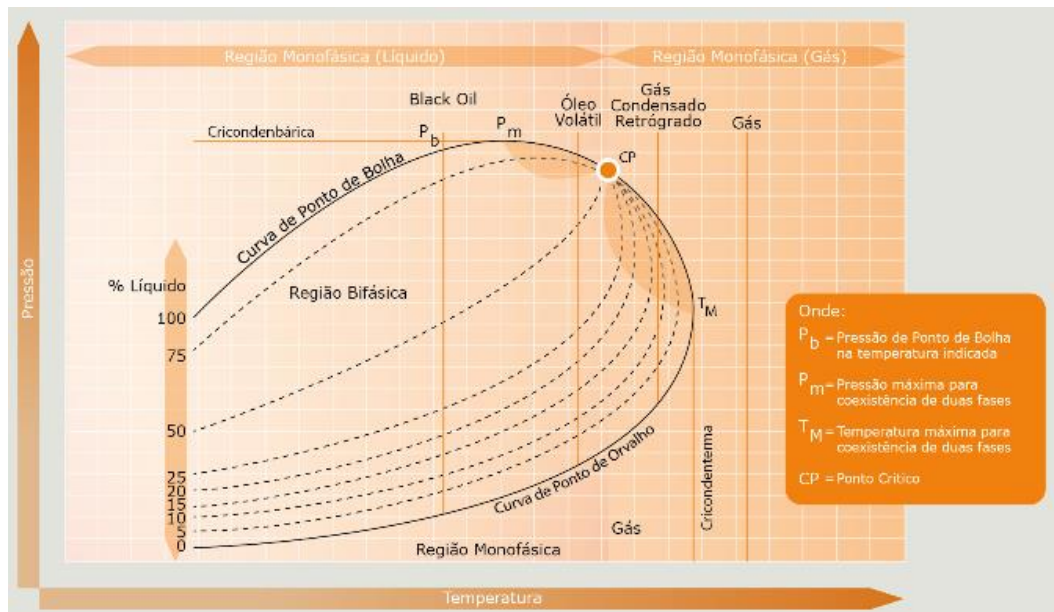


Figura 2.4. - Diagrama de fases – Pressão x temperatura para as frações de líquido e gás.
Fonte: QG – Exploração e Produção, 2016.

Importante notar que o óleo invasor de uma formação dentro do poço, irá variar seu comportamento ao longo do poço, de acordo com a variação da pressão e temperatura, com liberação de gás a partir da profundidade que alcançar pressões equivalentes inferiores a pressão de bolha.

Por sua vez, quanto menor a pressão, ou seja, mais próximo à superfície, maior a expansão do gás, sendo determinado pelo Fator Volume de Formação de Gás, que é razão entre o volume que o gás ocupa em uma determinada condição de temperatura e pressão, e o volume que ocuparia na condição padrão de 1 atm e 20°C. Como exemplo apresentado por Craft, B. e Hawkins (2014), um gás que ocupa 2,99 ft³ (igual a 0,53 bbl) na pressão de 1200 psi e 160° F, quando chegar à superfície em condições padrão de 1 atm a 20° C (equivalente de 14,7 psia a 67°C), pode ocupar 567 ft³ (igual a 101 bbl). Ou seja, um pequeno volume de fluido invasor no poço, torna-se um *kick* de vazão considerável na superfície (figura 2.5).

Com isso, uma das grandes preocupações na perfuração em poços *offshore* em sondas flutuantes, referente à segurança de poço, é que óleo migre ascendendo no poço, até encontrar o ponto de bolha permitindo a liberação de gás, que com a

continua ascensão, irá enfrentar cada vez pressões menores expandindo consideravelmente e tornando mais difícil o controle.

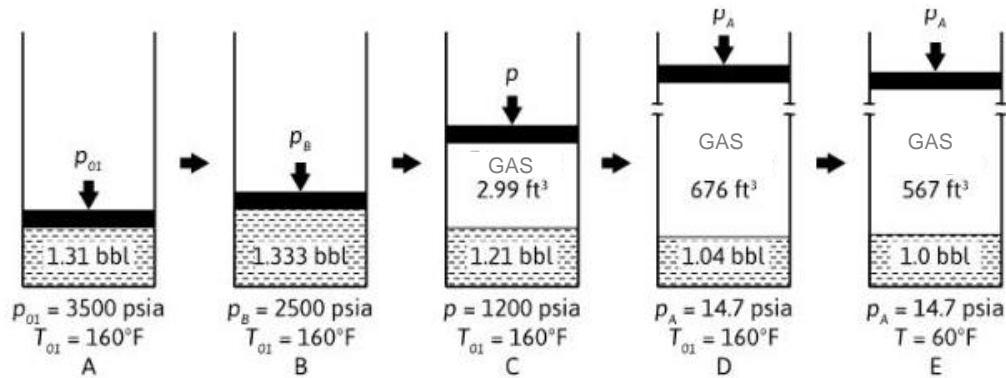


Figura 2.5. - Expansão de óleo e gás.
Fonte: Craft, B. e Hawkins (2014)

RGO (Razão Gás-Óleo): é a razão em bases volumétricas, entre as quantidades de gás e de óleo, referidas a uma condição e pressão e temperatura padrão. Pode ser medida em Sm^3/Sm^3 ou SCF/STB . Esta razão pode variar ao longo da vida produtiva do reservatório. Em mecanismos de gás em solução ou capa de gás, a razão gás e óleo aumenta com a depleção, pressão do reservatório e à alta mobilidade do gás em relação ao óleo.

2.2. Geometria e trajetória de poços

De acordo com objetivo do poço, a trajetória poderá ser vertical, direcional ou mesmo com intervalos horizontais (figura 2.6). A trajetória do poço é definida por vários fatores e finalidades, considerando o objetivo do poço, completação proposta, aumento de produtividade, obstáculos para posicionamento da cabeça do poço e ao longo da trajetória até o alvo.

Os poços verticais são normalmente mais fáceis de executar e quando possível adotados, principalmente em poços exploratórios, que são poços com objetivo de investigar reservatórios desconhecidos.

Os poços direcionais e horizontais são normalmente adotados para possibilitar que o poço tenha contato com maior extensão de reservatório, possibilitando aumentar a produtividade. Em especial os poços horizontais, que permitem a exploração de reservatórios delgados, podendo estender centenas de metros no reservatório produtor.

Os poços direcionais também são utilizados quando há a necessidade de mover a cabeça do poço em relação à projeção do objetivo, devido a restrições ao posicionamento da cabeça de poço; como proximidades a outros poços, plataformas, corais, linhas de produção ou mesmo formações indesejadas de serem atravessadas na projeção vertical do poço.

Há casos em que os poços precisam ser desviados da trajetória original, devido à prisão e abandono de coluna, ou mesmo necessidade de desviar de fraturas ou formações que tragam problemas na construção do poço. Também há necessidade de poços direcionais, que tem sua trajetória projetada para colidir com outro poço que necessite de intervenção e não seja possível intervir de forma convencional, que seria acessando pela cabeça do próprio poço, como nos casos de poços de alívio para combate a *blowouts* (poço com produção descontrolada de fluido para o meio ambiente).

Atualmente a perfuração de poços direcionais e horizontais é amplamente utilizada na indústria, pelos diversos motivos citados, incentivada também pelo grande avanço na tecnologia de geodirecionamento e perfis de acompanhamento geológico durante a perfuração.

O Motor de Fundo é uma ferramenta com uma pequena inclinação em relação ao seu eixo, que pode ser ajustável, chamado *Bent Sub*. É um motor hidráulico, impulsionado pelo fluido de perfuração bombeado pela coluna, que transmite rotação à broca de forma independente da rotação da coluna, ou seja, acima do motor de fundo não há giro da coluna. Com isso é possível direcionar a broca de acordo com a deflexão do *Bent Sub*, perfurando sem rotação, na direção da trajetória desejada, apenas com a energia empregada pelo motor. As companhias de serviço, com objetivo de otimizar a perfuração direcional, criaram a ferramenta chamada *Rotary Stereeble Tool*, que possibilita direcionar a broca,

mesmo com a coluna de perfuração em rotação. Cada companhia desenvolveu uma tecnologia distinta, mas que de forma geral tem a proposta de direcionar a broca possibilitando o ajuste da trajetória continuamente, mantendo a coluna em rotação. Com o *Rotary Steereble Tool* foi possível perfurar poços horizontais e direcionais, sem que haja redução significativa na taxa de perfuração.

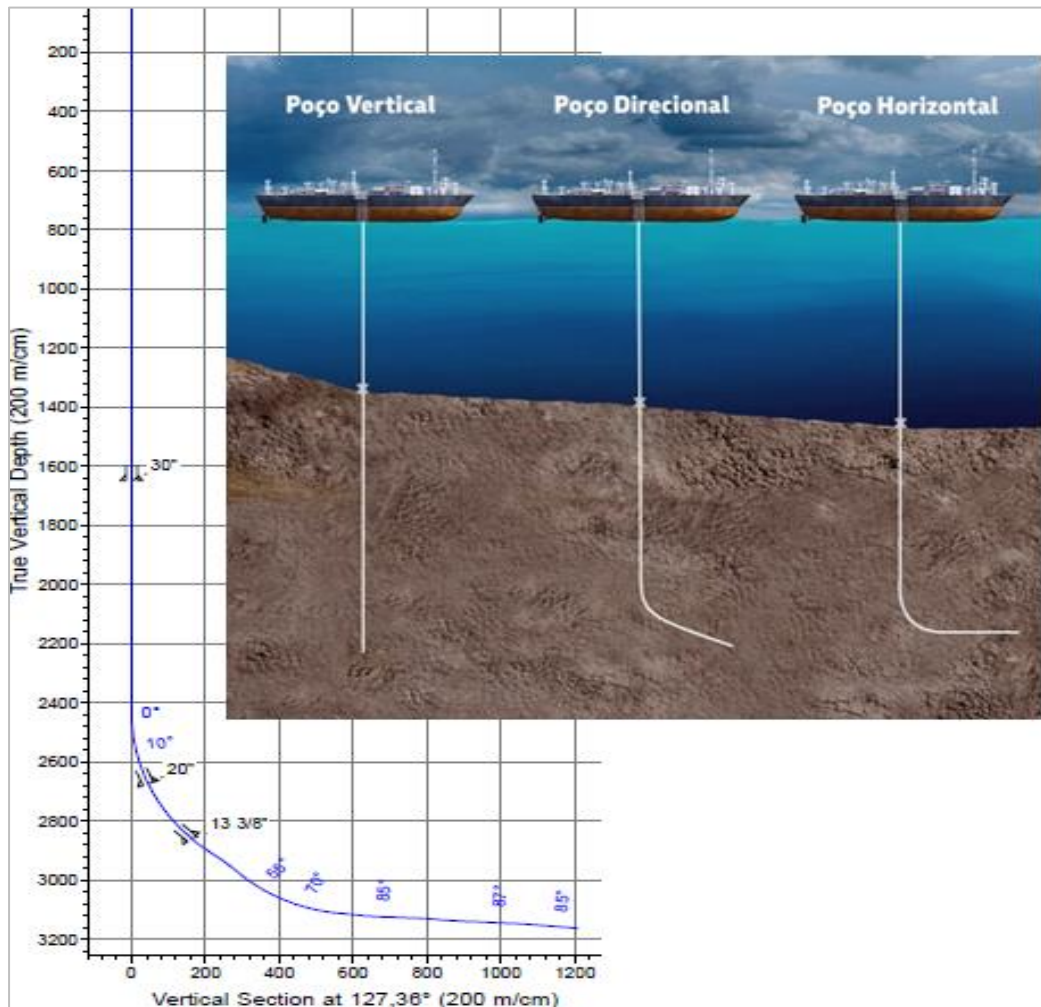


Figura 2.6. - (a) Trajetórias executada no Compass.

Fonte: Autor (b) Trajetória de Poços. Fonte: www.petrobras.com.br (2015).

Compondo o conjunto de geodirecionamento, a ferramenta de *MWD-Measurement While Drilling*, permite a leitura de inclinação e azimute em tempo real ao longo da perfuração com a coluna no fundo, possibilitando ajustar a trajetória continuamente.

Fazendo parte do BHA, as ferramentas chamadas de *LWD-Logging While Drilling*, que são inseridas na coluna de perfuração acima da broca, da ferramenta de geodirecionamento e do MWD, permitem que seja feita a interpretação das

rochas atravessadas, durante a perfuração, obtendo perfis geológicos em tempo real (figura 2.7). Possibilitam ainda verificar a qualidade do reservatório, visualizar fraturas e ainda obter a medição da pressão no reservatório

Junto a estas ferramentas de perfuração, uma das mais importantes atualmente utilizada é o *PWD – Pressure While Drilling*, que não tem objetivo de interpretação geológica, porém permite medir a pressão hidrostática próximo a broca durante a perfuração. Com esta ferramenta é possível verificar se o fluido está muito carregado de cascalhos ou mesmo se o fluido está com peso inadequado em frente às formações permo-porosas. Em casos de perda total, em que não há retorno de fluido, o nível do fluido no poço fica abaixo da superfície, impossibilitando a monitoração da pressão hidrostática no poço por meios convencionais. Com o PWD é possível estimar o nível do fluido no poço e variações que possam ocorrer, auxiliando no monitoramento de influxos da formação.

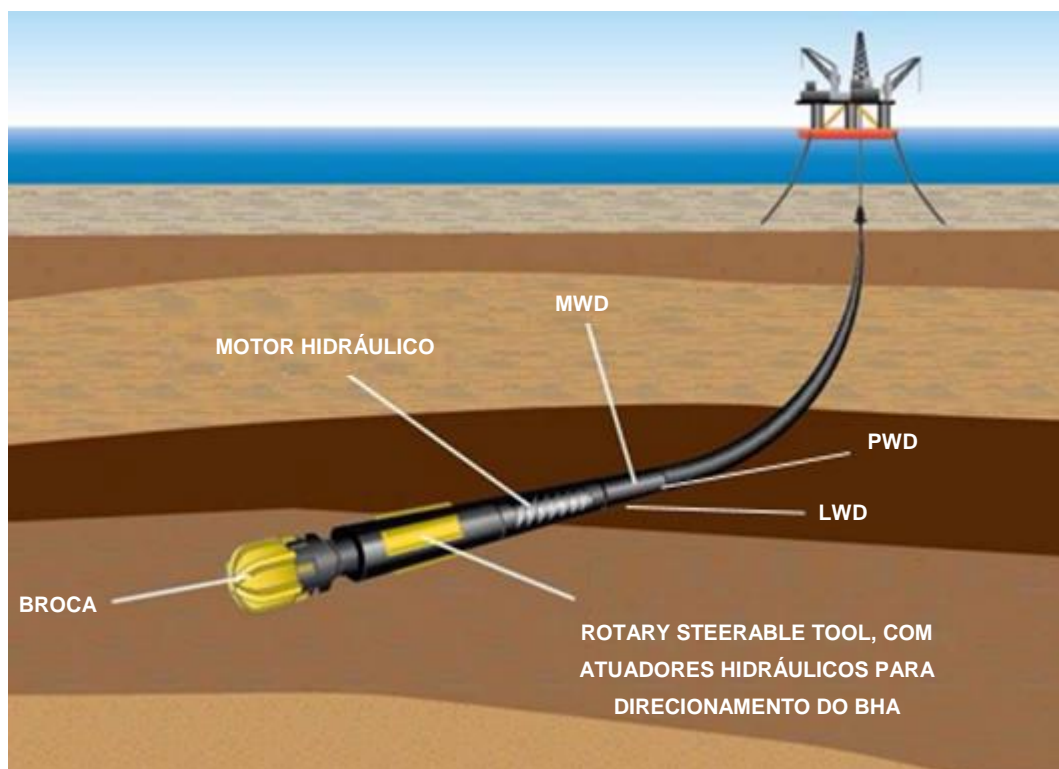


Figura 2.7. - Equipamentos de perfuração direcional.
Fonte: Youngpetro (2013).

2.3. Perfuração de poços em sondas flutuantes

Os poços marítimos podem ser construídos com sondas fixas, como *jackups* ou com sondas flutuantes (figura 2.8). No entanto, o presente trabalho será focado em perfuração de poços marítimos, com sondas flutuantes, classificadas como semissubmersíveis ou navios sonda. A produção de petróleo brasileiro atualmente, é proveniente em mais de 90% deste tipo de poço. Estes tipos de sondas têm como característica a manutenção de posição pelo sistema de posicionamento dinâmico, compostos por um conjunto de *Thrusters* (turbinas de propulsão) combinados a um sistema de localização no espaço e resposta a condições ambientais, capaz de manter a sonda sobre o poço, dentro de um raio de tolerância determinado. Em caso de condições meteoceanográficas adversas ou falhas de equipamento, que acarretem a impossibilidade de manter a sonda dentro de um raio de tolerância determinado em relação à locação, é feita a desconexão de emergência, em que a sonda desconecta do poço, mantendo apenas o equipamento de segurança (BOP) sobre a cabeça do poço.

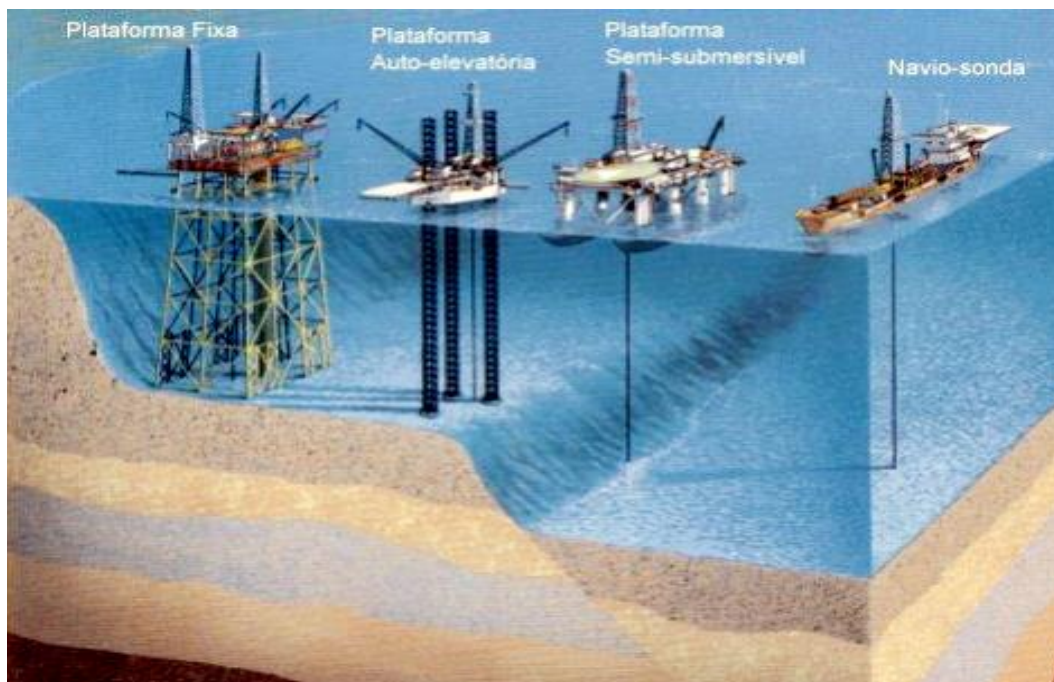


Figura 2.8. - Sondas de perfuração Offshore.
Fonte: Naval Univali (2012)

Estas sondas podem atuar em lamina de água profundas, com a distância entre a superfície e fundo do mar podendo chegar a 3000 m. A ligação da sonda até a cabeça do poço, no leito marinho é feita através de risers de perfuração

(figura 2.9). Os risers são tubos com diâmetros internos em torno de 20", por onde descem equipamentos e ferramentas para construção do poço a partir da fase 3 e principalmente por onde retorna o fluido de perfuração com cascalhos, evitando qualquer contato com o meio externo, o oceano.

No entanto o riser de perfuração, apenas pode ser instalado após finalizado a fase 1 e 2, ou seja, após instalação do sistema de cabeça de poço submarino (SCPS), que entre outras funções será responsável por receber as cargas do equipamento de segurança e permitir a conexão do riser de perfuração com a cabeça do poço.

A cabeça de poço construída a partir do leito marinho, é composta pelo revestimento condutor e de superfície que servem principalmente para isolar as formações mais rasas que são mais fracas e também suportar os esforços axiais e fletores, originados no assentamento dos suspensores de revestimento e equipamentos durante a construção do poço, com a correspondente transmissão de seus pesos ao SCPS. No topo do revestimento condutor, há o alojador de baixa pressão, que possui a função de suportar o peso do revestimento de superfície e transmitir para o revestimento condutor, que por sua vez, distribui os esforços para o solo.

Dependendo do solo e da carga a ser suportada pela cabeça do poço, o revestimento condutor poderá ser instalado pela técnica de jateamento, a qual a coluna de tubos é jateada e cravada no solo ou pela técnica de perfuração, quando o intervalo é perfurado, o revestimento descido no poço e a cimentação do anular entre revestimento e solo é efetuada. Este intervalo normalmente varia de 18 a 120 m abaixo do fundo do mar.

Ainda, fazendo parte estrutural do sistema de cabeça de poço submarino (SCPS), é perfurada a segunda fase para a instalação do revestimento de superfície, que usualmente a extensão pode variar de 400 m a 1200 metros abaixo do fundo mar. Para revestir este intervalo, é descida a coluna de revestimento com o chamado alojador de alta pressão na sua extremidade superior, que tem a função de transferir a carga do revestimento de superfície para o alojador de baixa e revestimento condutor já instalado, e principalmente, servir como conector para

futura instalação do equipamento de segurança e controle de poço, o *BOP- Blow Out Preventer*.

Na fase 1 e 2, a principal premissa é que não sejam atravessados intervalos com hidrocarbonetos e que normalmente o fluido utilizado seja água do mar, pois ainda não foi instalado o BOP e riser de perfuração, e com isso todo fluido e cascalho proveniente da perfuração saem na cabeça do poço para o fundo do mar, não podendo conter substâncias que possam poluir o meio ambiente.

Uma vez construída a cabeça do poço, o *BOP- Blow Out Preventer* – pode ser instalado. Este equipamento tem como principal função possibilitar o fechamento do poço em cenários que haja influxo indesejado da formação, ou desconexão de emergência da sonda, durante a construção do poço.

Com a instalação do BOP, as fases seguintes são construídas utilizando fluido de perfuração olefina ou base água com aditivos, considerando que na perfuração convencional, todo fluido e cascalho cortado pela broca retorna para plataforma. O fluido é tratado e mantido no sistema de perfuração; já o cascalho passa por um sistema de secador de cascalhos para redução da percentagem de fluido incorporado, sendo posteriormente descartado de acordo com a legislação vigente.

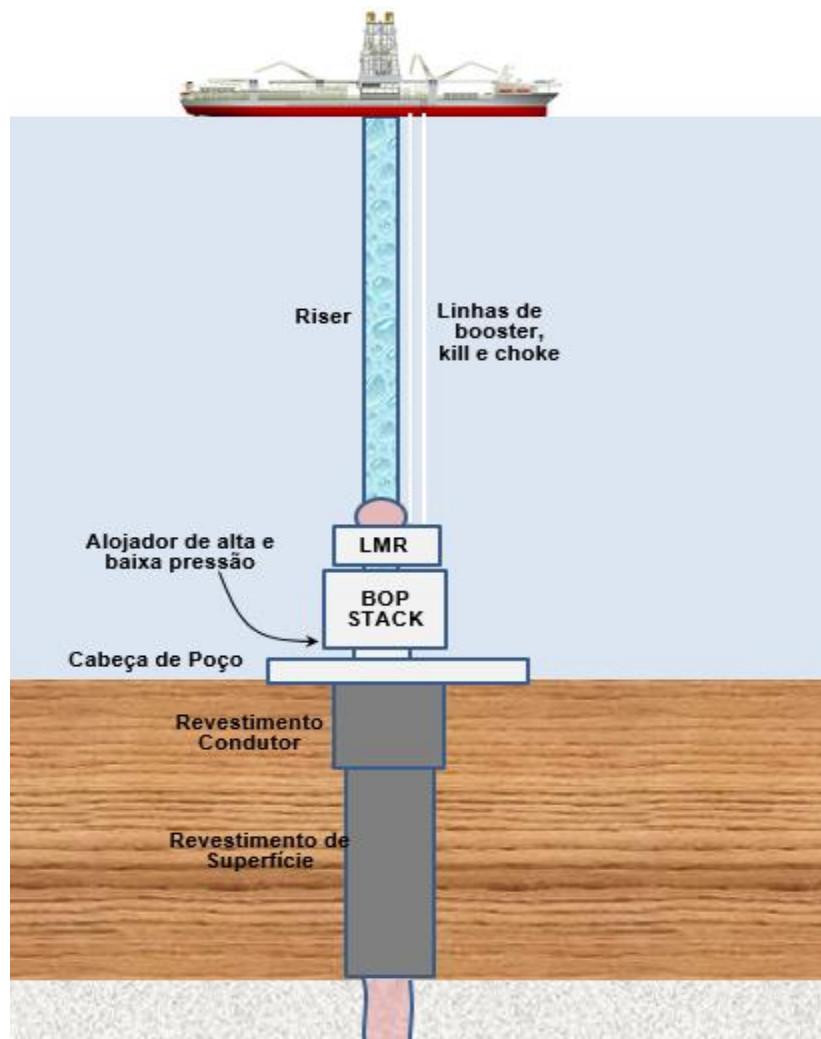


Figura 2.9. - Cabeça de poço.

O fluido de perfuração tem função de carrear os cascalhos de formação cortada pela broca, mas também possui duas funções muito importantes: manter as paredes do poço aberto estáveis, devido à pressão hidrostática exercida sobre as rochas expostas no poço, evitando desmoronamento, e principalmente de impedir influxo de hidrocarbonetos no poço, considerando a premissa de que a pressão hidrostática exercida pelo fluido sobre a formação seja superior à pressão do reservatório.

Portanto, o fluido de perfuração é fabricado e controlado para que atenda estes objetivos. Durante a perfuração do reservatório, caso ocorra uma falha operacional ou de equipamento, poderá ocorrer um *kick*, que significa uma invasão indesejável do fluido da formação para o poço de forma descontrolada. De acordo com as proporções do kick, ou mesmo da dificuldade de controlá-lo,

poderá ocorrer um blow out, fluxo descontrolado do reservatório para plataforma ou fundo do mar, podendo levar a acidentes ambientais de grande magnitude.

Com isso, as fases perfuradas com *BOP* já instalado, podem atravessar diversas formações com pressões e características diferentes, onde zonas permo-porosas podem causar risco de influxo de hidrocarbonetos no poço, mas também podem apresentar perdas severas de fluido, pelo fato do peso do fluido estar excessivo levando à fratura da formação, ou até mesmo por causa da formação já apresentar fraturas naturais. Com a ocorrência de perdas, pode ocorrer a redução da pressão hidrostática gerada pelo fluido de perfuração sobre zonas permo-porosas e com isto a consequente indução de *kicks*, quando esta pressão hidrostática cai abaixo da pressão de reservatórios expostos em poço aberto.

A pressão hidrostática, P_{hid} exercida pelo fluido ao longo do poço para cada profundidade, pode ser obtida em psi (pound square inch) de acordo com a seguinte equação.

$$P_{hid} = 0,1704 \times \rho \times H \text{ (em psi)} \quad (2.1)$$

ρ = massa específica equivalente do fluido de perfuração (lb/gal)

H_v = profundidade vertical do ponto de análise da pressão equivalente (m)

Para cálculo da pressão equivalente P_{fundo} , gerada pelo fluido em frente às formações na perfuração, quando há circulação de fluido, além da pressão hidrostática $P_{hidrostática}$ originada pelo fluido, também deve ser acrescido as perdas de cargas $\Delta P_{fricção\ anular}$ causadas pela fricção do fluido entre as paredes do poço e coluna de perfuração que ocorrem a jusante da profundidade em análise.

$$P_{fundo} = P_{hidrostática} + \Delta P_{fricção\ anular} \quad (2.2)$$

As perdas de cargas, podem ser determinantes, considerando a janela operacional entre a pressão de fratura e peso mínimo de fluido necessário para perfuração da fase com segurança.

A indústria de petróleo adota o conceito de *ECD- Equivalent Circulation Density* e *ESD – Equivalent Static Density*, que são respectivamente a pressão equivalente exercida pelo fluido mais as perdas de cargas, quando o poço em circulação e a pressão equivalente exercida pelo fluido, quando o poço sem circulação, expressas em lb/gal.

$$ECD = \frac{P}{0,1704 \times H} \quad \left(\frac{lb}{gal} \right) \quad (2.3)$$

p = Pressão em determinada profundidade do poço (psi)

H = Profundidade vertical do ponto da pressão obtida (m)

A Eq. 2.3 também serve para obtenção do ESD, porém neste caso considerando a pressão do poço em estática, sem a parcela de perda de carga.

As colunas de perfuração em poços offshore geralmente contam com sensor de pressão *PWD – Pressure While Drilling*, que possibilitam a leitura em tempo real do *ECD* e *ESD* no anular do poço, o que permite o acompanhamento, minimizando o risco das pressões mínimas e máximas determinadas pela janela operacional sejam atingidas.

2.4. Sistema de circulação convencional

As sondas de perfuração possuem tanques de grande volumetria, podendo chegar a valores de armazenamento de 20.000 bbl, onde os fluidos são preparados para bombeio para o poço. Os fluidos de perfuração podem ser de base orgânica (sintético de base olefina) ou base aquosa, e são preparados de acordo com as características químicas da formações e pressões de reservatórios a serem atravessados, com adição de produtos com objetivo de atribuir viscosidade, aumentar peso e garantir propriedades químicas que reduzam a reação entre a formação e o fluido.

O fluido é bombeado através da coluna de perfuração pelas bombas, com vazões reguláveis, e determinadas de acordo com experiência de campo e

simuladores hidráulicos, para cada diâmetro de poço, de forma que a vazão mínima para carreamento dos cascalhos e limpeza do poço seja garantida.

Após o fluido ser bombeado pelas bombas da sonda, percorrer toda coluna de perfuração até a broca, retornar pelo anular entre a coluna de perfuração e paredes do poço com os cascalhos da formação, chega finalmente acima da cabeça do poço, no riser de perfuração, onde as dimensões do anular são geralmente maiores que do poço, podendo ocorrer redução da velocidade do fluido e deficiência no carreamento dos cascalhos. Para minimizar este efeito, há uma linha com diâmetro interno em torno de 4", chamada de *Linha de Booster line* (figura 2.10), com bomba dedicada, para injeção suplementar de fluido acima do BOP, aumentando a vazão e evitando que o carreamento dos cascalhos fique deficiente acima desta profundidade, o que provocaria acúmulo de cascalho dentro do riser de perfuração.

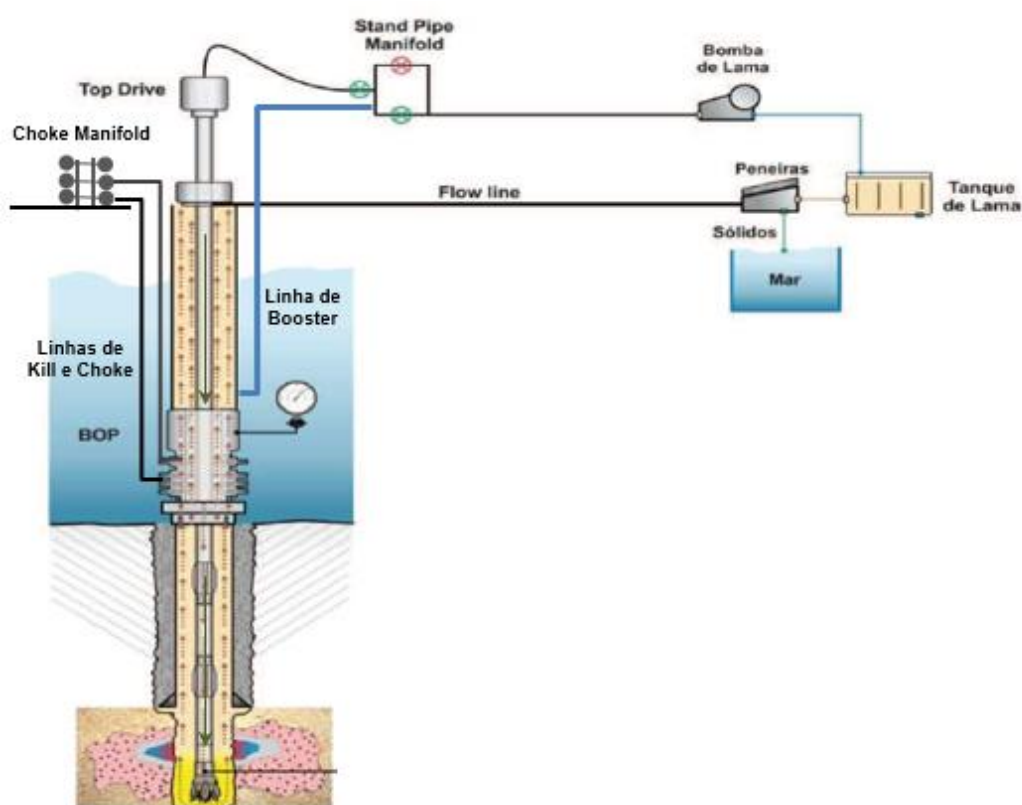


Figura 2.10. - Sistema de circulação convencional.
Fonte: Modificado de Terra (2016).

Posteriormente, após a elevação dos cascalhos pelo riser de perfuração, ou seja, ao longo de toda extensão da lâmina de água, o fluido retorna para sonda de perfuração, onde é direcionado para o sistema de tratamento sob pressão

atmosférica, passando por peneiras para separação dos cascalhos e fluido. Os cascalhos são direcionados para o sistema de tratamento e descarte. O fluido segue para os tanques onde é recondicionado, de forma a ficar disponível para novamente ser bombeado para o poço, sendo praticamente um sistema fechado.

O fluido que é bombeado para o poço e conseqüentemente, retorna pelo anular, tem peso e características continuamente monitoradas, para auxiliar no tratamento e evitar que o fluido seja bombeado para o poço com propriedades que tragam risco à operação.

Nas sondas dotadas com sistema de circulação convencional, o retorno de o fluido no anular é feito através de uma linha aberta, chamada de *flow line*, sem contrapressão, apenas sujeita a pressão atmosférica, como representado na figura 2.11.

Importante considerar, que além de transportar os cascalhos gerados pelo corte da formação pela broca e manter a hidrostática necessária sobre a formação, o fluxo de fluido também é importante para manter o resfriamento dos equipamentos da coluna de perfuração, inclusive a broca, gerar energia para funcionamento dos equipamentos do BHA e servir como meio para transmissão dos pulsos de comunicação entre o BHA e superfície.

2.5. Sistema de circulação MPD - Managed Pressure Drilling

As sondas dotadas de sistema MPD - *Managed Pressure Drilling*, além do sistema convencional de perfuração, possuem equipamentos que possibilitam manter uma contrapressão no anular. Como pode ser visto na figura 2.11, o fluido que retorna no anular entre coluna de perfuração e riser é confinado por uma cabeça rotativa, chamada na indústria por *RCD – Rotating Control Device*, sendo que ao chegar abaixo do RCD, o fluido com cascalhos é direcionado através de uma linha confinada, para um equipamento de leitura de vazão de retorno de alta precisão, do tipo *Coriollis* e posteriormente para o sistema de controle de pressão, um *choke* operado remotamente ou manualmente, que possibilita ajustar a pressão no anular e conseqüentemente sobre as formações expostas em poço aberto.

Somente após passar pelo *choke*, o fluido é direcionado para as peneiras e despressurizado.

Dentre as vantagens do sistema MPD, podemos citar a possibilidade de detecção de influxos no poço com maior acurácia, devido à maior precisão do sistema de acompanhamento de vazão de retorno de fluido de perfuração, e principalmente a possibilidade de manter o gerenciamento da pressão sobre as formações expostas.

O gerenciamento da pressão sobre as formações expostas durante a perfuração, torna-se de extrema importância, principalmente em cenários onde a janela operacional de geomecânica é muito restrita, ou seja, quando a pressão de poros é muito próxima à pressão de fratura, podendo o próprio acréscimo de pressão devido à perda de carga no anular (com a circulação de fluido de perfuração) alcançar um valor de pressão equivalente capaz de fraturar a formação. Neste cenário a perfuração convencional torna-se praticamente impossível, pois se adotarmos um peso de fluido equivalente superior à pressão de poros, durante a circulação, a pressão no fundo excederá a pressão de fratura da formação, e irá induzir uma perda de fluido para formação. Por outro lado, caso se adote um peso de fluido equivalente inferior à pressão de poros, ocorrerá um influxo de óleo da formação, quando não houver a parcela de contrapressão causada pela perda de carga a jusante causada pela circulação.

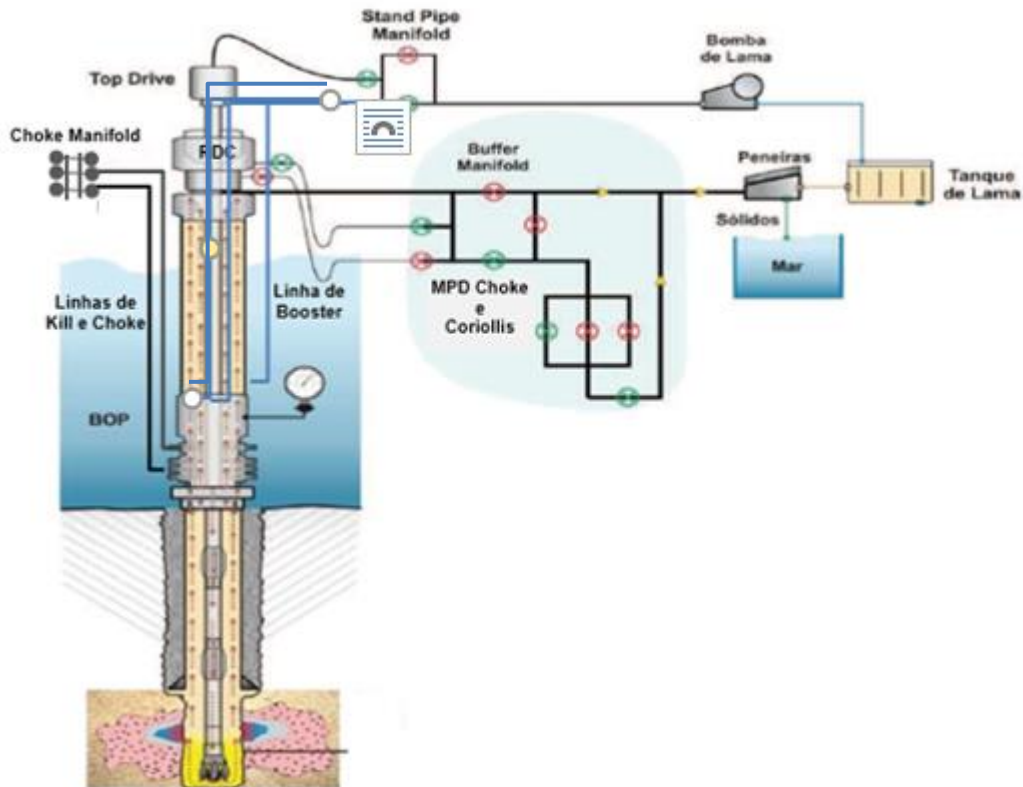


Figura 2.11. - Sistema de circulação MPD.
 Fonte: Modificado de Terra (2016).

Com a utilização do sistema MPD, é possível adotar um peso de fluido equivalente inferior à pressão de poros da formação que, no entanto, será compensado com uma contrapressão gerada na superfície, de forma que seja obtido uma resultante de pressão equivalente em frente à formação maior que a pressão de poros. O gráfico da figura 2.12, ilustra a curva de pressão hidrostática e pressão dinâmica (ECD) com sistema convencional. E o comportamento do sistema MPD, com a curva de pressão equivalente gerada pelo fluido mais a pressão empregada na superfície, mostrando também a pressão de poros e fratura da formação.

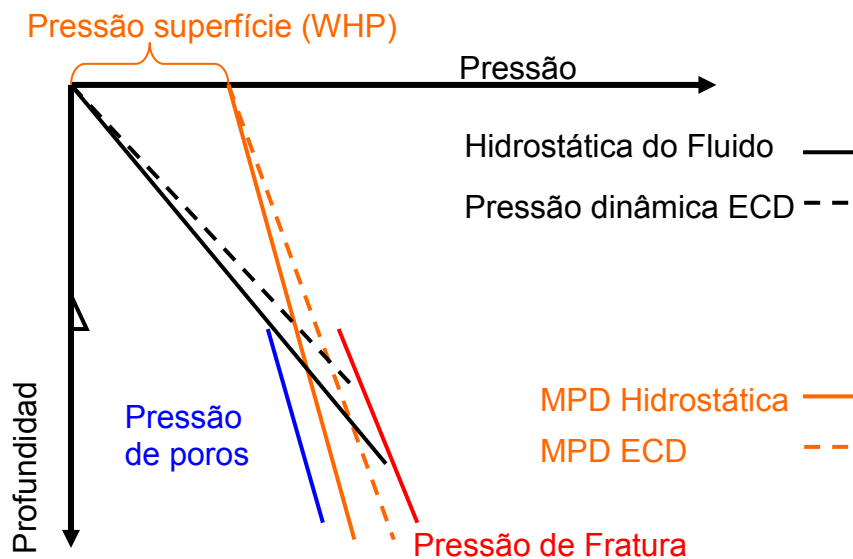


Figura 2.12. - Visualização do perfil de pressão do poço com pressão na superfície.
Fonte: Fernandes (2015).

Utilizando o sistema MPD, a pressão no fundo P_{fundo} passa a ser a soma da pressão hidrostática $P_{hidrostática}$, perdas de carga no anular até a superfície $\Delta P_{fricção\ anular}$ e a contrapressão aplicada no anular P_{choke} :

$$P_{fundo} = P_{hidrostática} + \Delta P_{fricção\ anular} + P_{choke} \quad (2.4)$$

Com isso, poços com janelas muito restritas, podem ser perfurados com maior segurança, adotando o sistema de perfuração MPD.

2.6. Perfuração FMCD – Floating Mud Cap Drilling

A técnica FMCD - *Floating Mud Cap Drilling* é utilizada na perfuração de reservatórios depletados e fraturados, caracterizados por expectativa de perdas severas de fluido, onde a pressão de poros equivalente é inferior à menor densidade de fluido de perfuração disponível. Se considerarmos os fluidos sintéticos, uma n-parafina pura ou uma olefina, é a menor densidade equivalente possível de ser mantida durante a perfuração do poço é próxima de 7,00 lb/gal. Considerando o uso de fluido base água, mais adequado para perfurar zonas de perdas, a menor densidade equivalente (água industrial sem adição de sólidos), seria ainda maior, 8,4 lb/gal. Em formações a serem perfuradas com expectativa de fraturas e cavidades vulgares em rochas carbonáticas, associada à pressão de poros inferior a 7,00 lb/gal, as únicas alternativas para a perfuração do poço,

ficam sendo a perfuração sub-balanceada, ou seja, perfuração com peso de fluido inferior a pressão de poros, com utilização de fluido aerado ou espuma e necessidade de sonda capaz de tratar e armazenar hidrocarbonetos, técnica extremamente complexa e onerosa, ou a perfuração FMCD.

A técnica FMCD (figura 2.13), consiste na perfuração sem retorno de fluidos e cascalhos para a superfície, sendo injetados para dentro de formações depletadas, fraturadas e com grandes cavidades, características de formações carbonáticas.

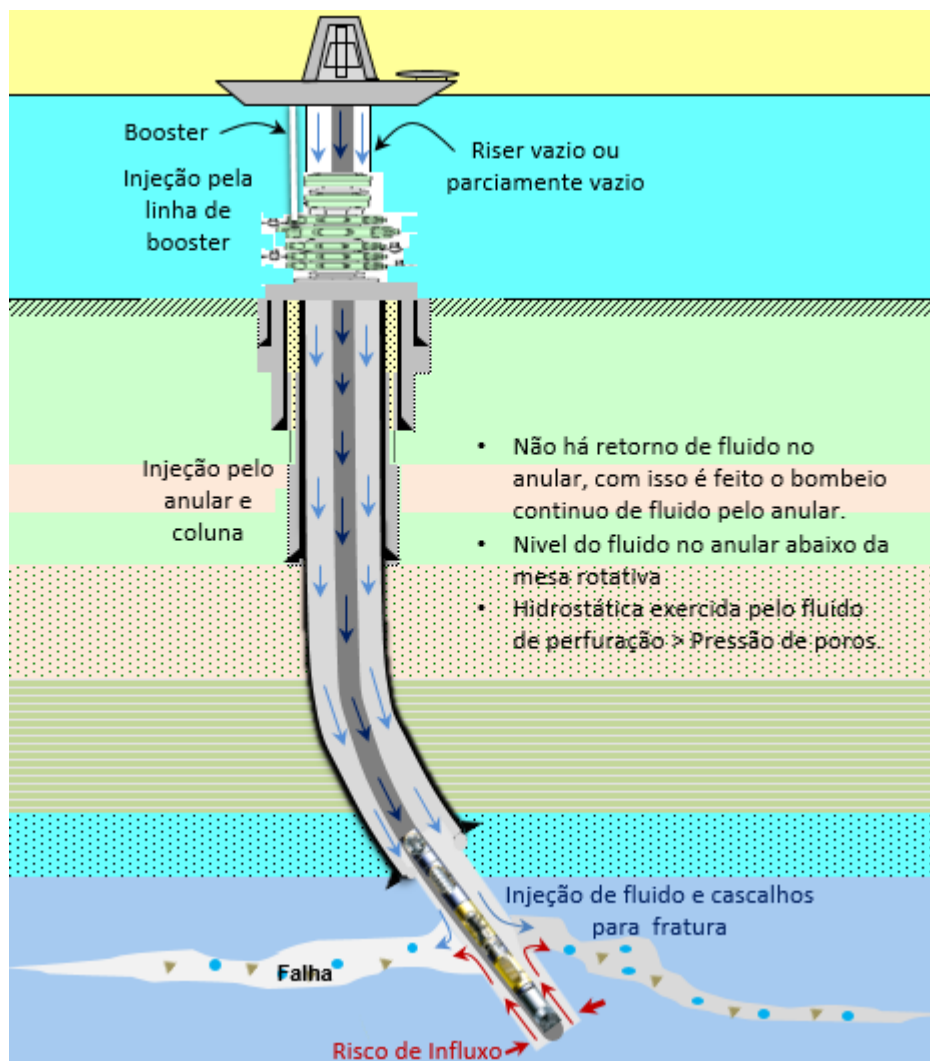


Figura 2.13. - Ilustração de perfuração com técnica FMCD.
Fonte: Autor.

Durante a operação FMCD, o fluido é injetado pela coluna e também pelo anular continuamente, carregando e injetando os cascalhos nas fraturas. O fluido bombeado no anular é denominado fluido de sacrifício (*sacrificial fluid* ou SAC) e

normalmente em perfurações *offshore*, é basicamente água do mar, devido aos grandes volumes bombeados durante a operação e a necessidade de suprimento contínuo; quando necessário são adicionados aditivos para preservação do reservatório. Estes aditivos podem ser bactericidas para evitar formação de H₂S no reservatório, anti-incrustantes ou outros aditivos que sejam identificados como necessários. Para aplicação da técnica, deve-se utilizar uma vazão de bombeio pela coluna suficiente para carrear os cascalhos para as fraturas, resfriar a broca e manter o funcionamento de equipamentos de direcional e MWD. Já o bombeio pelo anular, como premissa de segurança, deve garantir que não haja migração de hidrocarbonetos para superfície.

Volumes de fluido viscoso, podem ser bombeados periodicamente para auxiliar no carregamento do cascalho e limpeza do poço, tanto pela coluna quanto pelo anular.

As principais características da técnica FMCD são:

- Utilizada em perfuração de formações com expectativa de perda total de circulação, devido a altas depleções e formações fraturadas;
- Requer disponibilidade de fluidos (SAC) que são continuamente injetados para a formação;
- Requer que a zona de perda seja capaz de receber cascalhos e os fluidos injetados;
- Possibilita reverter para perfuração convencional ou outra técnica de MPD caso a formação seja tamponada.
- A priori, não possibilita através de indícios primários, a detecção de influxo no poço (kick).

O PMCD - *Pressurized Mud Cap Drilling* é uma variante mais controlada da técnica *Mud Cap*, que não será escopo deste trabalho, mas torna necessário o conhecimento para comparar com os riscos de segurança da operação FMCD. Para o aumento da condição de segurança do poço, tanto na operação FMCD quanto na operação PMCD, normalmente é instalado uma cabeça rotativa no topo do riser, tornando o sistema fechado e não com anular aberto para atmosfera como na perfuração convencional. Segundo Terra (2016), na operação PMCD com a

disponibilidade de um sistema fechado, o peso do fluido a ser empregado no anular do poço passa a ser, propositadamente, menor que a pressão de poros equivalente da formação. O fluido a ser utilizado no anular normalmente é denominado LAM (*Light Anular Mud*). Desta forma, ao se encontrar a zona de perda, o fluido de perfuração que está sendo utilizado é deslocado via *bulheading* para a formação, sendo substituído pelo LAM. O fluido a ser bombeado pela coluna, para prosseguir a perfuração, passa a ser o SAC (água do mar).

Devido à existência de um fluido mais leve no anular e a instalação da cabeça rotativa, passa-se a observar uma pressão represada na cabeça do poço. Esta pressão consiste na diferença entre a hidrostática do fluido, mais a pressão de injetividade do SAC na formação, menos a pressão de poros da formação. Pelo monitoramento do comportamento de pressão na cabeça rotativa é possível estimar o que está acontecendo no fundo do poço.

Em caso de migração de gás ou óleo para o anular do poço, será observado um aumento da pressão na superfície, devido o LAM estar sendo misturado a hidrocarbonetos, com menor densidade, reduzindo conseqüentemente, a pressão hidrostática na frente da formação. É importante observar que outros fatores podem alterar a pressão na superfície. A exposição do poço a uma formação com pressão de poros maior irá levar uma leitura maior de pressão na superfície. Também uma redução na injetividade da formação exposta, também poderá levar a um aumento de contrapressão na superfície.

Logo em perfurações com técnica PMCD é possível monitorar a pressão no anular, e detectar influxos que possam ocorrer. Na perfuração convencional, apesar do retorno estar aberto para atmosfera é possível detectar um influxo pelo aumento da vazão de retorno, sendo claramente um indicio primário de influxo de hidrocarbonetos, possibilitando a detecção do kick e fechamento do poço.

Importante lembrar, que a perfuração convencional e PMCD não são possíveis em cenários de perda total associado a formações com altas depleções.

Como é constatado, na perfuração FMCD, a principal diferença sob ponto de vista de segurança operacional em relação as outras técnicas, é a

impossibilidade de manter monitoramento direto do nível do fluido e retorno no anular, como verificado em perfurações convencionais, ou mesmo de manter uma contrapressão no anular, como nos casos das técnicas de perfuração PMCD. Com isso, a barreira de segurança para evitar influxos de hidrocarbonetos na perfuração FMCD, é a manutenção de bombeio contínuo de fluido para formação a uma vazão calculada previamente de projeto e ajustada se necessário durante a operação. O bombeio pelo anular deve atender a uma vazão mínima para impedir que qualquer hidrocarboneto migre para superfície, e caso invada o poço seja reinjetado para a formação na zona de perda.

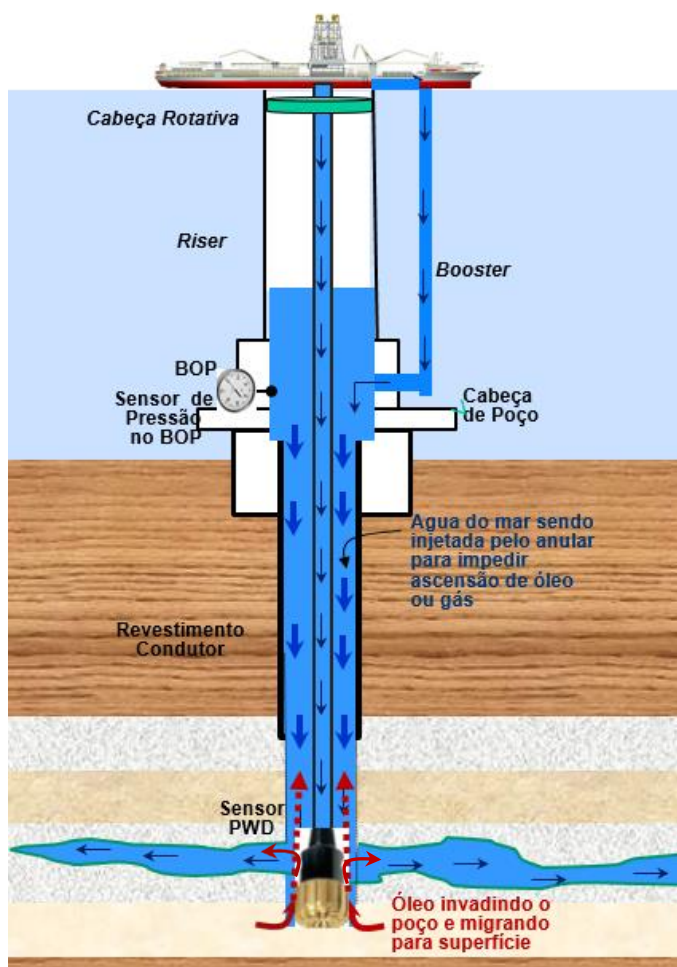


Figura 2.14 - Ilustração do risco de influxo na perfuração com técnica FMCD.
Fonte: Autor.

Outro ponto importante, considerando a heterogeneidade dos reservatórios carbonáticos, é o risco de ocorrer intervalos ao longo do poço perfurado, com pressões de poros diferenciadas e pressões maiores que a mantida pela coluna hidrostática de fluido no anular sobre a formação.

Deve-se considerar também que, em poços verticais ou inclinados, há o fenômeno de escorregamento entre fases com densidades distintas. No caso de *kick* durante a perfuração FMCD, óleo ou gás tendem a migrar em contra fluxo pelo anular do poço até a superfície, caso a velocidade do fluxo de injeção de água pelo anular seja menor que a velocidade de subida da fase descontínua em questão (óleo ou gás). Com isso, torna-se importante o aprofundamento destes estudos para determinação da vazão mínima de injeção, nas diversas geometrias e projetos de poço.

Cabe ressaltar, que considerando as características geométricas do poço, as vazões mínimas podem ser de tal magnitude, que dificulte ou mesmo impossibilite a operação de perfuração com técnica FMCD. Por outro lado, as vazões de injeção não devem ser superdimensionadas sob o risco de dificultar ou inviabilizar o suprimento de fluido, danificar o reservatório ou consequente aumento da produção inicial de água ao invés de óleo.

As operações de *FMCD* são normalmente executadas com sondas dotadas de MPD, por dois motivos:

- como são executadas em formações com janela operacional restrita, inicia-se a perfuração com a técnica MPD, com objetivo de manter a mínima pressão equivalente sobre a formação com expectativa de perda. Somente em caso de entrar em perda total, adota-se a perfuração com técnica FMCD.
- o *RCD - Rotary Circulation Device*, que veda o anular contra a coluna de perfuração, minimiza o risco de hidrocarbonetos, que por ventura migrem pelo riser, cheguem acima da mesa rotativa, pois possibilita desviar o fluxo com hidrocarbonetos de forma confinada para o separador de gás.

2.6.1.

Aplicações da técnica FMCD obtidos na literatura

Com objetivo de analisar estudos e publicações, que pudessem auxiliar na discussão do assunto abordado nesta dissertação, foi realizada uma ampla pesquisa bibliográfica sobre perfurações com técnica FMCD.

a) Campo de Ardalín, Rússia

Reyna (1995), descreve o histórico da perfuração de dois poços *onshore* com a técnica FMCD, motivados pela dificuldade de perfuração de um poço no Campo de Ardalín, na Rússia, onde com a utilização da técnica convencional, ocorreu perda total de fluido para formação e, como consequência, seguidos *kicks*. A perfuração FMCD foi realizada com BHA de 9 7/8", e sem ganho de inclinação. O fluido utilizado para injeção no anular na perfuração FMCD, foi produzido com água doce, peso de 9,5 a 10 lb/gal e vazão no anular de 1,2 a 1,5 bpm. Em um dos poços também foi realizado a operação de testemunhagem (amostragem da rocha), utilizando também a técnica FMCD. Tanto a perfuração dos dois poços e a testemunhagem foram realizados com sucesso, utilizando a técnica FMCD.

b) Bacia de Campeche, México

O histórico da perfuração com sucesso de um poço utilizando a técnica FMCD, em lamina de água de 50 m, na Bacia do Campeche (México), foi apresentado por Guevara et al (2012). O poço foi perfurado em reservatório carbonático depletado, com alto índice de H₂S e CO₂. Apesar de descrever a utilização da água do mar, com inibidor de corrosão, como fluido de injeção no anular, não apresenta valores de vazão ou perda total.

c) Golfo Pérsico

Zoveidavianpoor e Farahani (2015), apresentaram um artigo relatando o histórico da perfuração de um poço *offshore* no Golfo Pérsico, com perda total e técnica FMCD. Apesar de apresentar a sequência de operação, não citam a vazão empregada no anular do poço e métodos de segurança adotados. O artigo foca

mais no resultado financeiro da utilização da técnica, com uma redução de 43% nos custos.

d) Bacia de Campos, Brasil

Fernandes et al (2017) descrevem os desafios de projeto e preocupações na execução de perfuração FMCD, citando a campanha de 6 poços *offshore* na Bacia de Campos, litoral brasileiro perfurados de forma pioneira com sonda flutuante, em águas profundas, atravessando reservatórios carbonáticos depletados. Dos 6 poços perfurados com equipe e equipamento preparados para utilização da técnica FMCD, três entraram em perda total, com esvaziamento parcial e total do riser de perfuração, sendo necessário a manutenção da injeção contínua de água do mar para o anular, a fim de evitar a migração de óleo para superfície. As vazões adotadas de injeção de fluido no anular, variaram entre 180 a 350 gpm. Todos os poços foram perfurados com sucesso, sem ocorrência de kicks, perda de poço ou acidentes operacionais, sendo equipados, completados e colocados em produção. A perfuração com perda total ocorreu na última fase de todos os três poços, com 8 ½” de diâmetro de poço aberto e inclinações na trajetória entre 26° a 80°. No artigo, os autores mencionam a premissa de injeção contínua de fluido no anular, para evitar a migração de hidrocarbonetos para superfície e de forma resumida a concepção de projeto adotada, mas não entram em detalhes sobre os modelos e análises de segurança.

e) Outras contribuições

Goodwin et al (2014), discutem motivações para adoção da técnica FMCD, suas limitações, equipamentos necessários e casos de adoção da técnica, inclusive apresentando a vazão de bombeio de fluido no anular e detalhes operacionais de um poço perfurado *onshore*. No entanto não apresentam as medidas de controle de poço e formas adotadas de detecção de influxo.

Hamizan et al (2014), Kuen (2016) and Yagoog et al (2017) discutem perfuração com perda total com técnica de perfuração *PMCD – Pressurizing Mud Cap Drilling*, onde a injeção contínua de fluido no anular é realizada com contra-pressão de bombeio, facilitando o monitoramento e controle de influxos. Como já

discutido, apesar da similaridade da execução, as premissas de monitoramento e controle de influxo em PMCD são distintas das adotadas em FMCD. Porém estes trabalhos contribuem na discussão e análises dos casos executados.

As referências bibliográficas consultadas, apesar de descreverem métodos, equipamentos, históricos de poços perfurados com a técnica FMCD, não reportam claramente dados sobre os métodos de detecção de influxo adotados, assim como propostas de modelos e cálculos da vazão mínima de injeção de fluido no anular, premissa principal de integridade de poço na perfuração com técnica FMCD.

2.7. Equipamentos de segurança de poço

As sondas de perfuração são dotadas de equipamentos para detecção de *kick*, fechamento e controle do poço, para atuar em caso de indicio de influxo acidental da formação para o interior do poço. Se este fluxo não for controlado eficientemente poderá se tornar um *blowout*. Destes equipamentos pode-se destacar como mais importante o *Blowout Preventer* (BOP) – figura 2.14.

O BOP submarino é instalado na cabeça do poço, sendo composto por válvulas gaveta, que podem ser fechadas contra a coluna de perfuração ou elementos que estejam em frente ao BOP, durante a situação de emergência. Estas válvulas isolam o poço, não permitindo a entrada do fluido invasor no riser. Com uma das válvulas gaveta do BOP fechada, o fluido invasor pode ser circulado para superfície através da linha de *choke*, instalada paralela ao *riser*, com diâmetro em torno de 2” a 4”, mas com capacidade de suportar altas pressões (10.000 a 15.000 psi), e com possibilidade de acesso logo abaixo da válvula gaveta fechada, efetuando a comunicação entre o poço e os elementos de segurança na superfície da sonda. Uma segunda linha, denominada de *kill* idêntica à de *choke*, é utilizada para monitorar o poço, mas também pode ser utilizada para circular o *kick*, e da mesma forma permite acesso abaixo das válvulas gaveta do BOP. Os BOPs possuem também válvulas gaveta chamadas de cegas, que permitem fechar e vedar o poço quando não há elementos em frente ao BOP. E ainda a válvula gaveta cisalhante, que permite cortar elementos que estejam em frente ao BOP, em um cenário de desconexão de emergência da sonda.



Figura 2.15. - BOP(Submarine Blow Out Preventer).
Fonte: Drilling Contractor Site. (2011)

Em caso de indicativo de influxo da formação no poço, uma das válvulas gaveta do BOP é fechada, confinando o fluido invasor no anular do poço, abaixo do BOP, para que não alcance o *riser*. É extremamente indesejável a ocorrência de hidrocarbonetos no *riser*, pois o mesmo (*riser*) não suporta altas pressões internas, e também devido ao fato da liberação e expansão de gás, com a contínua ascensão vertical, e possibilidade de hidrocarbonetos alcançar a sonda descontroladamente, com conseqüente risco de explosão.

No topo do *riser*, abaixo da mesa rotativa, há o equipamento chamado *Diverter*, que tem como função o fechamento do anular entre coluna de perfuração e *riser*. Este equipamento tem a função de desviar um possível influxo que retorne pelo anular do poço chegando à superfície para as laterais da sonda e, por conseguinte, para atmosfera e mar, antes de alcançar a mesa rotativa. Em sondas mais modernas, este equipamento pode direcionar o fluxo para o separador de gás. No entanto, o *Diverter* é de pouca confiabilidade e não suporta altas pressões.

Como citado, as sondas equipadas com sistema MPD possuem a cabeça rotativa, que vedam o anular entre coluna de perfuração e o *riser*, mesmo com a coluna em rotação. Esta cabeça rotativa além de ser responsável por manter uma

contrapressão no anular para perfuração com a técnica MPD, é importante componente de segurança, considerando que são projetadas para suportar até 2000 psi e possibilitam desviar hidrocarbonetos para o separador de gás.

Na superfície da sonda fica o *choke manifold*, um conjunto de válvulas de alta pressão, que permite controlar a vazão de retorno e direcionar o fluxo do fluido proveniente do poço para o sistema de separação de gás - *Mud Gas Separator*. Também através do *choke manifold* é possível direcionar o bombeio de fluido para amortecer o poço.

O *Mud Gas Separator* é responsável por receber o fluido do poço quando contaminado com hidrocarbonetos, separando fluido de perfuração, gás e óleo e por fim liberando o gás em condição segura para atmosfera.

2.8. Detecção de Influxo (kicks)

O *kick*, influxo indesejável de fluido da formação no poço, podem ocorrer devido a erro na previsão da pressão do reservatório, peso do fluido insuficiente, pistoneio na retirada de ferramentas, queda de nível de fluido no poço devido à perda severa de fluido para formação e falhas operacionais na construção do poço.

Em um sistema de circulação convencional, o controle do poço é feito principalmente com controle de massa, ou seja, observado se há acréscimo de fluido no sistema de circulação.

O influxo pode ser detectado com aumento do volume de fluido nos tanques, indicando que o fluido da formação está entrando no poço (figura 2.15). Diminuições no nível dos tanques também podem ocorrer, porém devido à perda de fluido para formação.

Durante as operações em que há circulação, como exemplo na perfuração, com a vazão de retorno estabilizada, o aumento da vazão no anular é um indicativo de influxo no poço. A vazão de retorno pode ser obtida na linha de retorno, chamada de *flowline* através do sensor de vazão.

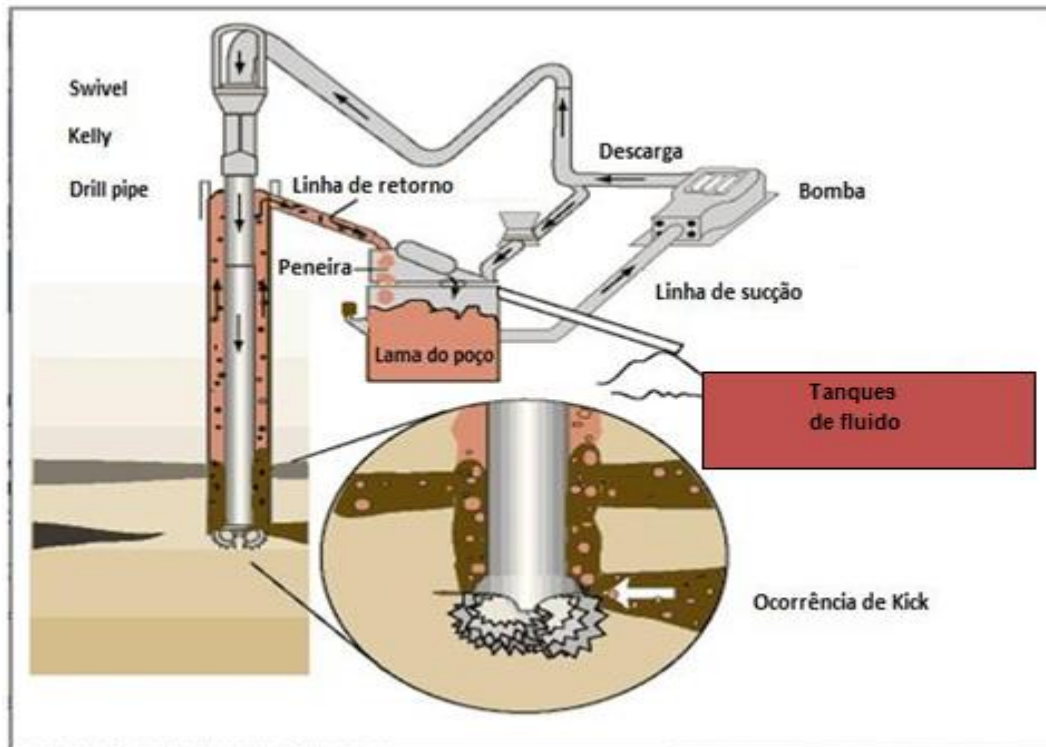


Figura 2.16. - Esquema de um poço com aumento do volume de lama nos tanques.
 Fonte: Moreira (2014).

As alterações de outros parâmetros, além do controle de volumetria de fluido como já citado, podem auxiliar na detecção de um influxo. São os chamados indícios secundários, que ocorrendo de forma isolada, não levam ao fechamento do poço, mas que podem auxiliar na detecção, já que as alterações destes parâmetros podem criar um alerta, levando à verificação de outros parâmetros que também indiquem influxo, como os seguintes:

- Aumento da taxa de penetração - a causa de um aumento brusco na taxa de penetração normalmente é função da mudança no tipo de formação. No entanto, caso a perfuração ocorra em uma formação com pressão de poros superior que a pressão hidrostática no fundo, há uma redução na resistência para o corte da formação e aumento na taxa de penetração.
- Aumento da velocidade da bomba e diminuição da pressão de bombeio - com a invasão de um fluido mais leve no anular do poço, há uma redução da hidrostática equivalente no fundo, o que reduz o esforço necessário para bomba deslocar o fluido e com isso há diminuição na pressão de bombeio.

- Contaminação do fluido de perfuração e cascalho retornado para superfície pelo fluido da formação.

Já na operação de FMCD, não há retorno de fluido para superfície e o nível de fluido no anular fica flutuando abaixo da mesa rotativa (MR), sem possibilitar o monitoramento da vazão de retorno ou monitoramento de contrapressão do anular na superfície. Assim, é impossível observar se o fluido de perfuração está contaminado pelo fluxo invasor, pois não há retorno

Portanto, na perfuração FMCD não há como manter o monitoramento de indícios primários de influxo no poço, a detecção de influxo e migração de hidrocarbonetos para a superfície é dificultada. Quanto aos indícios secundários, como citados para perfuração convencional, o aumento da taxa de perfuração, a redução da pressão de bombeio e o aumento da velocidade das bombas podem ser considerados, mas apenas ajudam a estabelecer um cenário de alerta e isoladamente não são determinantes na detecção.

O sensor de pressão no BOP, que disponibiliza a leitura da pressão hidrostática da coluna de fluido no riser de perfuração, possibilita uma informação indireta do nível do fluido abaixo da mesa rotativa e com isso o monitoramento do aumento de volume no anular.

O PWD (*Pressure While Drilling*) indispensável na coluna de perfuração de poços *offshore*, também disponibiliza a leitura da pressão hidrostática da coluna de fluido no poço, fornecendo também uma informação indireta do nível do fluido no anular do poço.

No entanto tanto o sensor do BOP e PWD, são leituras indiretas e apresentam dificuldade na interpretação devido à variação da injetividade ao longo da perfuração, seja pelo aumento causado pelo acréscimo do intervalo de perda exposto ou pela redução da perda causada pelo plugueamento da falha com cascalhos cortados. Mas a disponibilidade de sensores de pressão no BOP, assim como uma alta taxa de dados de PWD, são recomendáveis e importantes, atuando como indicadores de indícios secundários de influxo.

2.9. Métodos de controle de kick

Uma vez que seja detectada invasão de fluido da formação para o poço, é necessário fechar o BOP e a monitoramento das pressões passa a ser feito no *choke manifold* por meio das linhas de *kill* e *choke*, que apesar de fechadas na superfície, ficam abertas abaixo da gaveta do BOP acionada, permitindo monitorar a pressão no poço e da formação. Com isso o poço deve ser controlado e o fluido invasor deve ser removido ou reinjetado para formação, o peso equivalente do fluido deve se ajustado e somente após garantia da segurança operacional, retornar à perfuração do poço.

Segundo Otto (2013), os métodos de controle de kick têm como função remover do poço o fluido invasor, e substituir o fluido existente no poço por um fluido de massa específica adequada, para reestabelecer o controle primário do poço (figura 2.16).

Os principais métodos de controle de poço são os seguintes:

- Método do sondador: é o método mais utilizado na indústria, no entanto apenas pode ser adotado caso o poço não apresente perda e haja coluna em poço aberto. Este método de controle de poço é realizado em duas etapas. Na primeira é realizada uma circulação controlada até a retirada de todo fluido invasor do poço. Na segunda etapa é substituído o fluido do poço, por um fluido de massa equivalente maior que a pressão de poros causadora do kick. Ambas as circulações são executadas, com BOP fechado, com fluido retornado pela linha de *kill* ou *choke*, possibilitando manter o controle de pressão no anular, assegurando que sempre haja uma pressão no fundo maior que a pressão da formação causadora do kick.

- Método do Engenheiro: é uma otimização do método do sondador. Também não pode ser adotado em cenário de perda ou sem coluna de perfuração no poço. Este método tem o mesmo princípio do método do sondador, com circulação do *kick* pelas linhas de *kill* ou *choke*, porém a retirada do fluido invasor e troca do fluido do poço por um fluido de maior massa específica é realizado na mesma etapa de circulação. Apesar deste

método ser a princípio mais rápido para reestabelecimento da condição segura é, no entanto, mais complexo de ser executado.

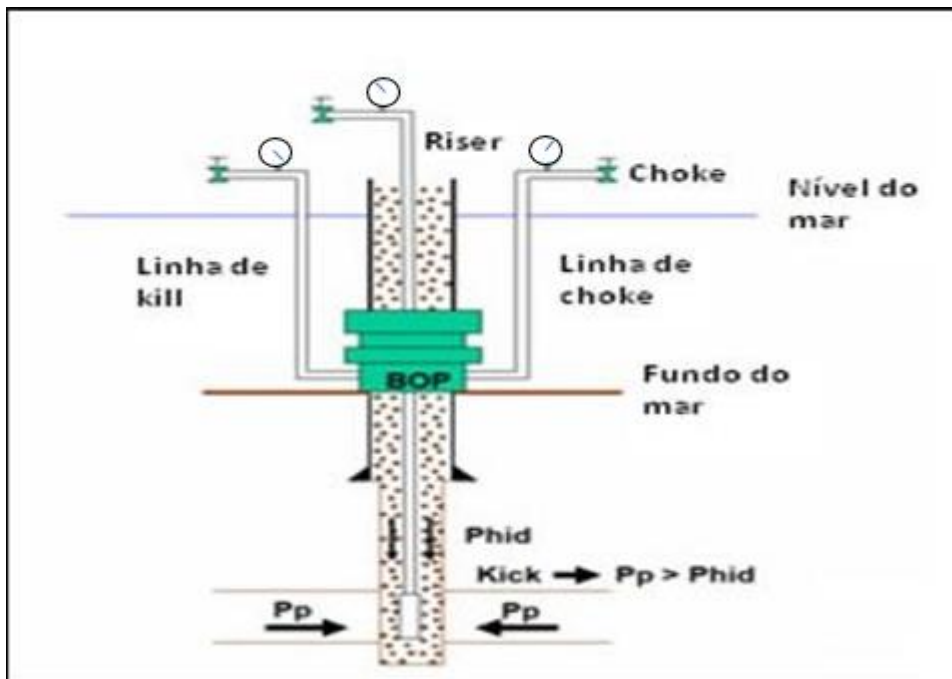


Figura 2.17. - Controle de poço.
Fonte: Otto (2013).

- Método volumétrico: É empregado quando não há possibilidade de circular fluido no poço aberto, dentre as principais razões, quando não houver coluna de perfuração no poço ou entupimento da coluna impedindo a passagem de fluido, durante o procedimento de controle de poço para remoção do kick. Consiste na injeção controlada de fluido mais pesado para o poço através da linha de kill, aguardar a separação gravitacional, com a migração do fluido invasor, hidrocarbonetos, para parte superior do poço e o fluido mais pesado para o fundo. Em seguida drenado parcialmente o poço para recuperar parte do fluido invasor pela linha de choke. Esta operação é lenta e deve ser feita em etapas, pois a injeção de fluido é limitada a pressão que não fracture a formação e a drenagem para recuperação do fluido invasor é limitada à pressão mínima para que não ocorra outro kick.

- *Bullheading*: Esta operação consiste em deslocar ou injetar a mistura de fluido de perfuração e influxo para a formação exposta. Esta técnica somente pode ser utilizada quando houver formação exposta capaz de receber o fluido injetado com pressões que não danifiquem a integridade do poço e equipamentos, e ainda que possibilitem injetar com vazões capazes

de carrear o fluido invasor. Em cenários de perda de fluido para formação, associado ao *kick*, o *bullheading* pode ser a melhor opção. Mas para que seja executado, deve-se ter certeza que não haja risco de que, durante a operação de injeção, ocorra o fraturamento da rocha capeadora, e conseqüentemente, seja propagado uma fratura da formação em que está sendo injetado o fluido do poço até o fundo do mar. Isto levaria ao cenário de *Blow Out Submarino*, onde o poço, e conseqüentemente formações produtoras, são comunicadas com o fundo mar através de fraturas e falhas. Este cenário ocorreu na perfuração do poço no Campo de Frade, na Bacia de Campos, Brasil, em que após a ocorrência de um *kick*, foi realizado um *bullheading* para reinjeção do influxo na formação, mas devido à baixa resistência da rocha capeadora foi observado a migração de óleo para o assoalho marinho. Como mencionado no “Relatório de Investigação de Incidente da Exsudação e Subsistência no Campo de Frade”, realizado pela ANP (2016).

Importante ressaltar que a perfuração *Floating Mud Cap*, técnica que este presente trabalho se propõem a discutir, só pode ser executada em cenários em que haja perda total de fluido para formação e uma rocha capeadora competente sobre o reservatório, que impeça a propagação da fratura para o fundo do mar. Com isso, em caso de influxos, o controle e eliminação de hidrocarbonetos do poço é executado preferencialmente pelo método de *bullheading*.

A vazão de *bullheading*, ou seja, o combate ao *kick*, com a reinjeção na formação do óleo e gás que invadiram o poço durante a perfuração e migram para superfície, é foco de muitos trabalhos técnicos. Principalmente em relação à determinação da velocidade da bolha de gás no fluido de perfuração, já que o *bullheading* também é utilizado na construção de poços convencionais. O foco desta dissertação não será este, e sim formas de detectar o *kick* em uma perfuração *FMCD-Floating Mud Capping Drilling*, assim como as premissas indicadas para as ações preventivas para que o óleo não migre acima do reservatório, ou mesmo a profundidades em que haja liberação de gás, levando ao fechamento do BOP para ações de retomada do controle do poço.

2.10. Blowout

O kick, além de trazer riscos operacionais, pode aumentar consideravelmente o tempo de execução do poço, com as etapas de fechamento, controle e adequação do fluido para reiniciar a perfuração. No entanto, caso haja falha na detecção ou mesmo insucesso no controle do poço, após um influxo indesejado da formação para o poço, pode ocorrer um *blowout*, um influxo descontrolado de hidrocarbonetos fluindo para a superfície ou fundo do mar.

O *blowout* normalmente é gerado por uma sucessão de falhas, sejam humanas ou de equipamentos, podendo a levar a perda do poço. Geram cenários com potencial de acidentes de grande magnitude, considerando a chegada de óleo e gás até a superfície descontroladamente, com riscos de explosão e causar grande impacto ambiental, com vazamento de óleo.

Um dos eventos de *blowout* com maior impacto foi o acidente no poço de Macondo, no Golfo do México em 2010 (figura 2.17). Após a perfuração do poço, na etapa de abandono, devido a sucessivas falhas operacionais o poço fluiu descontroladamente para superfície, seguido da explosão da sonda de perfuração *Deepwater Horizon*, da empresa *Transocean*, resultando na morte de onze trabalhadores e derramamento estimado de 4,9 milhões de barris de óleo para o mar.

O poço produziu a uma vazão média estimada de 60.000 bbl/dia para o fundo do mar, durante 87 dias seguidos. Os impactos ao meio ambiente foram incalculáveis, e o prejuízo da operadora do poço, *BP- Energy*, responsável pela construção do poço, foi estimado US\$ 60 bilhões de dólares segundo Mufson (2017). Maiores detalhes podem ser obtidos no “Investigation Report – Explosion and Fire at the Macondo Well”, disponibilizado pela *US Chemical Safety and Hazard Investigation Board* (2010).



Figura 2.18. - Plataforma Deepwater Horizon em chamas, após explosão causada pelo blowout do poço de Macondo.

Fonte: Borchardt (2011).

No Brasil, o maior incidente de *blowout* registrado foi na plataforma de Enchova, na Bacia de Campos, em 1988 (figura 2.18). O *blowout* foi causado pelo fluxo descontrolado de gás durante uma operação de correção de cimentação do poço. Neste incidente não houve vítimas fatais, mas a plataforma foi em boa parte destruída, com vazamento de gás, explosão e incêndio da sonda, sendo necessário o combate ao fogo com barcos de combate às chamas e construção de dois poços de interceptação, para injetar água no reservatório e fazer com que o fluxo de gás cessasse. Somente após 30 dias, foi possível controlar as chamas e conter o vazamento de gás para superfície.



Figura 2.19. - Plataforma de Enchova em chamas, após explosão causada por blowout.
Fonte: Documentário Petrobras – Blowout de Enchova (1993).

Ainda há os casos de *blowout* submarino, em que devido a um kick o poço é fechado e a pressão em poço aberto (intervalo do poço não revestido com a rocha exposta) excede a resistência de fratura da rocha. A propagação da fratura até o solo marinho pode acarretar exsudação do fluido de perfuração e de hidrocarbonetos para o fundo do mar, levando a um *blowout* submarino. Este incidente ocorreu no Campo de Frade (figura 2.19), na Bacia de Campos, em 2012, segundo a conclusão do “Relatório de Investigação de Incidente da Exsudação e Subsidência no Campo de Frade”, realizado pela ANP (2016).

O risco de kick e a possibilidade de *blowout* está sempre presente na perfuração de poços de petróleo. Considerando as formas não convencionais de monitoramento e controle de poço na perfuração FMCD, é recomendado que estudos para aumentar a segurança na construção dos poços sejam realizados e aprofundados.

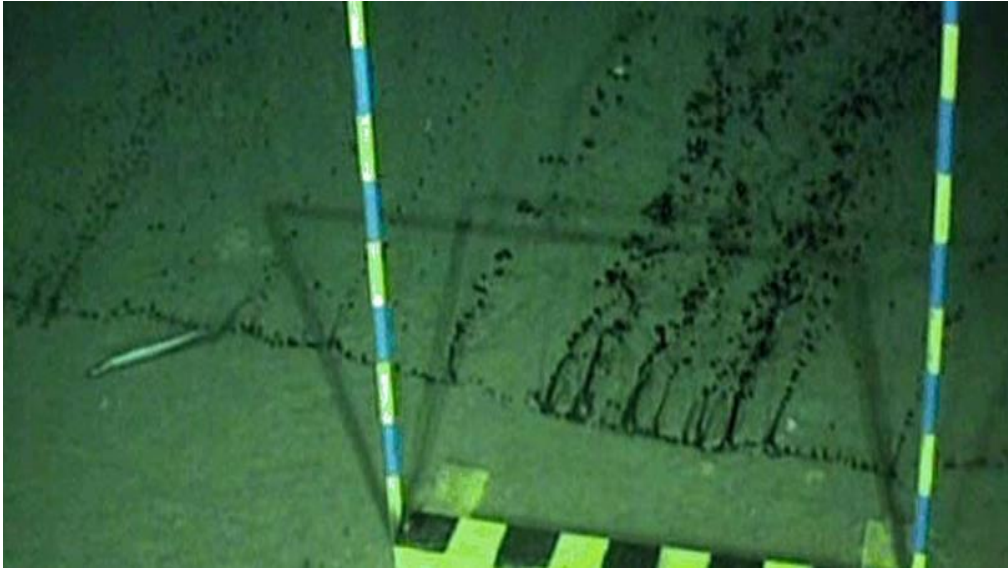


Figura 2.20. - Exsudação no solo marinho no Campo de Frade – Bacia de Campos.
Fonte: OGlobo.com (2011).

3. Modelos simples para velocidade de óleo em água

Este capítulo está focado na análise de fluxo de óleo- água, já que a vazão de injeção no anular tem como objetivo principal evitar a migração de óleo acima da zona de fratura; Estudos e considerações sobre a migração de gás, devido a natural associação, também são aqui apresentados.

3.1. Regimes de fluxo e arranjos morfológicos

Para entender e definir a velocidade de migração de gás ou óleo na água ou em um fluido de perfuração é importante entender os regimes de fluxo e arranjos morfológicos, conhecidos como padrões de fluxo. Diversos autores, como Aziz & Govier (1972) e Brill & Mukherjee (1999), descreveram os padrões de fluxo bifásico, baseado na análise de experimento.

Segundo Yoshizawa (2005), os padrões de fluxo verticais multifásicos mais aceitos para tubos verticais são os regime de Bolha (*Bubble flow*), Golfada (*Slug Flow*), Agitado (*Churn*), Anular (*Annular*) e Disperso (*Mist Flow*) (figura 3.1).

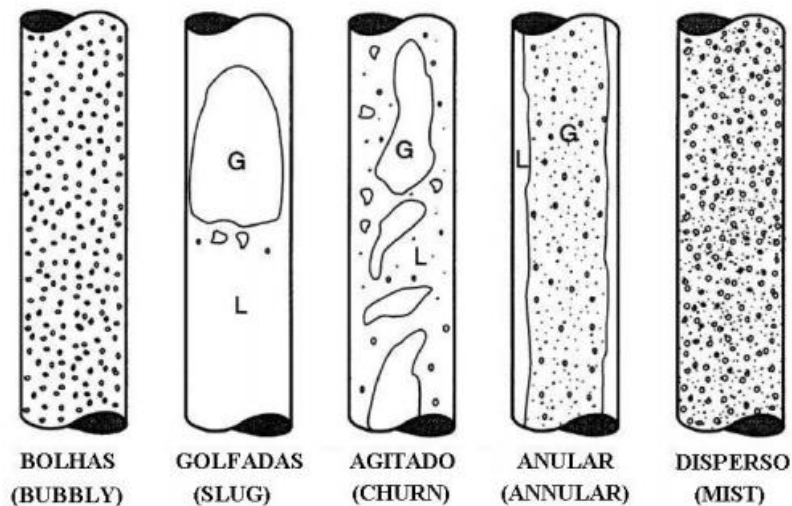


Figura 3.1. - Regimes de escoamento vertical ascendente.
Fonte: Yoshizawa (2005).

O fluxo de bolha é caracterizado por pequenas bolhas distribuídas uniformemente, migrando em um meio contínuo líquido. O fluxo em golfada apresenta-se em grandes bolsões de gás ou óleo, tomando quase toda a seção transversal, migrando separadamente por golfadas de líquido e gás, seguido por

um rastro de pequenas bolhas. O regime agitado é caracterizado por bolsões e pequenas bolhas de gás cortando o meio contínuo enquanto que o fluxo anular pode ser representado por um filme de líquido na parede do poço e gás migrando no centro. O fluxo disperso é predominantemente de gás carregando gotículas de líquido em suspensão.

Flores et al (1998), em importante estudo para compreensão do fluxo com óleo e água, propuseram que os regimes de fluxo bifásico óleo-água fossem divididos em fluxo vertical ou inclinados (figuras 3.2 e 3.3), considerando água ou óleo como fluido dominante, e por tipo de bolha. Apresentaram soluções gráficas para diversas inclinações, determinando o tipo de fluxo, segundo a classificação proposta, baseado na velocidade superficial do óleo e da velocidade superficial da água. Observaram também a inexistência de fluxo estratificado em tubos de diâmetro de 2" com inclinações inferiores a 57° em relação a vertical.

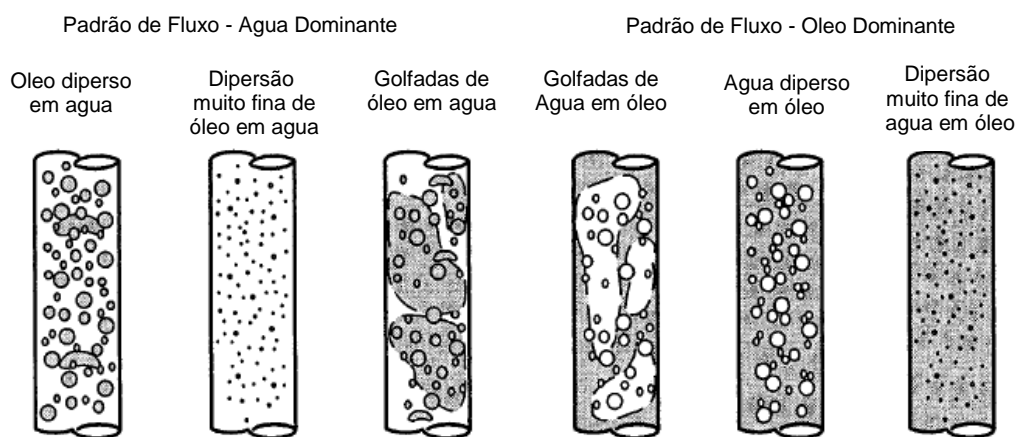


Figura 3.2. - Tipos de fluxo óleo-água vertical.
 Fonte: Modificado de Flores et al (1998)

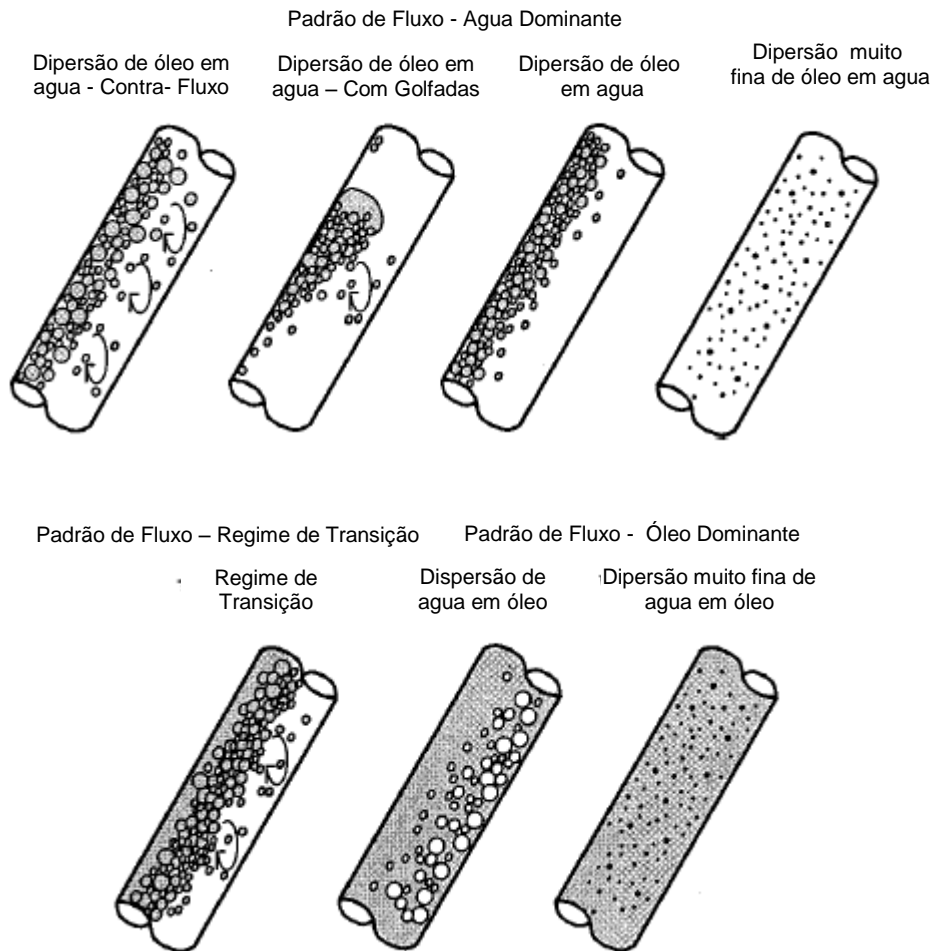


Figura 3.3. - Tipos de fluxo óleo-água inclinados.
Fonte: Modificado de Flores et al (1998).

Oddie et al (2003), também realizaram uma série de ensaios com tubo de 150 mm (5,9 polegadas), diâmetro mais próximo aos usuais em poços de petróleo, variando a inclinação entre 0° a 92° em relação a vertical. Os resultados possibilitaram aos autores modelar o fluxo para tubos de maior diâmetro e criarem uma série de mapas correlacionando o padrão de fluxo com base na velocidade superficial da mistura e do óleo. A pesquisa de Oddie et al (2003) constatou a ausência de fluxo estratificado para inclinações inferiores a 70° em relação a vertical.

Mukhwerjee e Brill (1999), baseados no modelo inicialmente desenvolvido por Beggs e Brill (1982), propuseram um fluxograma para determinação do padrão de fluxo em poços inclinados em um meio contendo óleo, água e gás, porém com o objetivo principal de determinar o gradiente de pressão ao longo do

fluxo. Para calibrar o modelo, realizaram experimentos em um tubo de 1,5 polegadas de diâmetro, utilizando gás, água e querosene.

Apesar do grande número de experimentos, a transição entre os padrões de fluxo é de difícil formulação, podendo ser constatado a ausência de equações na literatura que determinem a transição entre padrões de fluxo de forma confiável, para poços inclinados com diâmetros maiores, mais próximos aos adotados na perfuração em poços de petróleo *offshore*, no intervalo compreendido entre 6 a 16 polegadas.

Já para poços horizontais, ou quase horizontais, diversos autores como Atmaca et al (2009), Zhang et al (2006), Strazza et al (2011), Abduvayt et al (2006) e Trallero (1997) procuraram modelar o fluxo bifásico horizontal água-óleo.

Trallero (1997), com base em ensaios com tubos de 2" propôs a classificação indicada na figura 3.4.

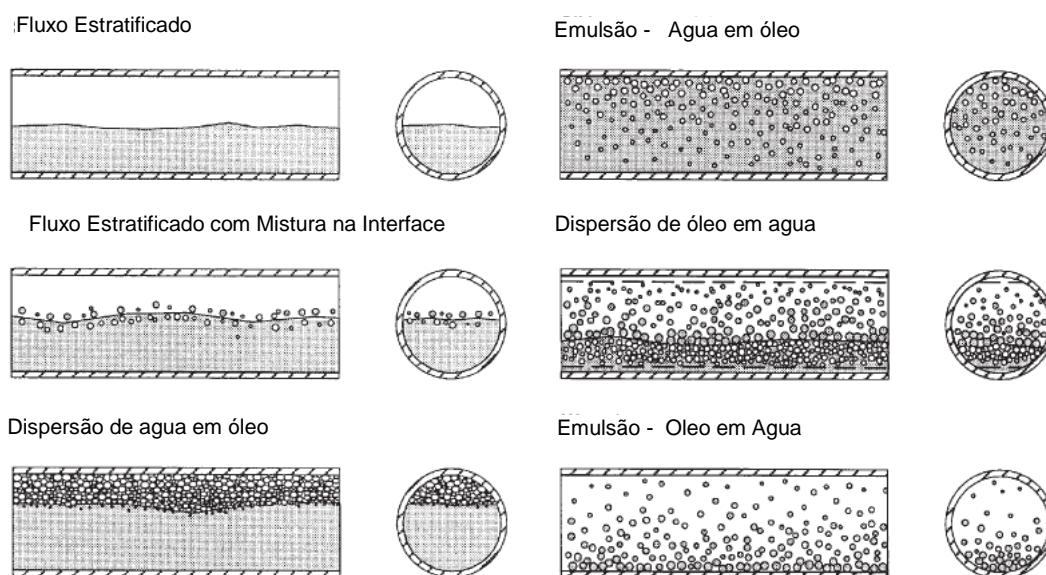


Figura 3.4. - Tipos de fluxo óleo-água horizontal.
Fonte: Modificado de Trallero (1997)

Atmaca et al (2009) propuseram uma formulação da velocidade superficial da mistura V_m para definir a transição do regime de fluxo estratificado para o regime disperso, em tubos horizontais ou com inclinações próximas à horizontal, para fluxo óleo-água, baseado na tensão superficial (σ), fração de óleo (ϕ_{int}),

massas específicas da água (ρ_w), do óleo (ρ_o) e da mistura (ρ_m), sendo g a aceleração da gravidade e f_m o número de Fanning:

$$v_m > \left\{ \frac{6.325 C_e \phi_{int} [\sigma_{ow} (\rho_w - \rho_o) g]^{1/2}}{f_m \rho_m} \right\}^{1/2} \quad (3.1)$$

A constante C_e é definida com base na inclinação do poço em relação à vertical (β).

$$C_e = \frac{2.5 - |\sin \beta|}{2} \quad (3.2)$$

Segundo Atcama et al (2009), para valores de V_m inferiores ao obtido com a Eq. 3.1 o fluxo é caracterizado como estratificado.

Liwei et al. (2015) propuseram a divisão dos regimes de fluxo em estratificado, “*core anular*” e disperso, propondo um fluxograma para determinação do regime de fluxo para tubulação horizontal ou com inclinação próxima à horizontal. Baseado na proposta de definição da transição de regime de fluxo, estes autores apresentaram mapas delimitando os padrões de fluxo, comparando os valores obtidos com os resultados experimentais de Strazza et al (2011) e Atcama et al (2009), obtendo razoável coerência entre os resultados destas pesquisas.

Brauner (1991) propôs um modelo para determinação da existência de fluxo *core anular* em fluxo bifásico em poços horizontais, onde o óleo flui pelo centro do tubo e a água pelas paredes do mesmo. A utilização do modelo para tubos com diâmetros usuais em poços de petróleo, maiores do que os adotados nos ensaios, indicou que os fluxos disperso ou estratificado predominam, com baixa ou praticamente nenhuma incidência de fluxo “*core anular*” em cenários de fluxo água-óleo em poços com diâmetros superiores a 6”.

Para determinação das velocidades de óleo e água em fluxos multifásicos, Nicolas & Witterholt (1972) apresentaram inicialmente um modelo baseado no *hold up* de óleo. Posteriormente Mukherjee & Brill (1981), publicaram modelo empírico para as frações e velocidades de fluxo para água e óleo, em tubos

verticais e inclinados, com pequenos diâmetros. Com objetivo de correlacionar com os modelos propostos, Johnston(1984), também realizou experimentos para tubos inclinados, porém com diâmetros maiores.

Muitos estudos utilizaram a medida da fração de óleo ou gás, ou mesmo fração volumétrica de gás ou líquido, chamado normalmente na literatura de *hold-up* da fase, para desenvolvimento de modelos, que auxiliaram no cálculo de velocidade de movimentação do óleo e da mistura em um tubo. A maioria dos modelos foi obtida empiricamente, ou seja, medindo variáveis como as frações volumétricas e velocidades das fases nos experimentos.

3.2.

Previsão da velocidade de migração de óleo na água

3.2.1.

Correlação experimental de Hasan e Kabir (1999)

As equações de previsão da velocidade de migração do óleo na água ou do gás no líquido, chamadas de *Drift Flux*, foram desenvolvidas inicialmente por Zuber e Findlay (1965) e posteriormente refinadas por outros pesquisadores como Nassos e Bankoff (1967), Wallis (1969), Petalas e Aziz (2000), Flores et al (1988), dentre outros. Importante notar que a maioria destes trabalhos buscou entendimento do fluxo em tubos e não especificamente em poços de petróleo, que apresentam dimensões maiores, com inclinações diversas, temperaturas e pressões por vezes bem diferentes e características específicas.

Hasan & Kabir (1999) propuseram um modelo simplificado *Drift Flux* para interpretação do comportamento de fluxo com óleo e água em poços verticais e inclinados. Para validar a análise teórica e as equações propostas, construíram em laboratório dois sistemas constituídos de tubos de 5,5 m de comprimento, transparentes, com os diâmetros internos de 62,4 mm (2,4”) e 127 mm (5”). Ambos os tubos dispunham de sistema de roldanas, para possibilitar alterar a inclinação em relação á vertical. Os líquidos (óleo e água) foram injetados na base para simular também o comportamento de fluxo ascendente no poço. Os sistemas foram equipados com manômetros e medidores de vazão.

O modelo de Hasan e Kabir (1999) descreve a velocidade de migração do óleo pela expressão seguinte:

$$V_o = C_o \times V_m + (V_d/f_o) \quad (3.3)$$

onde V_o é a velocidade do óleo, V_d a velocidade de escorregamento entre as fases água e óleo, f_o é o *hold up* de óleo, V_m a velocidade superficial de mistura e o parâmetro de distribuição de fluxo (C_o) igual a 1,2.

O parâmetro de fluxo (C_o) varia de acordo com o regime de fluxo, porém os autores propuseram utilizar o mesmo valor para todos os regimes de fluxo analisados nos experimentos realizados. Ou seja, independente do regime fluxo, sendo bolhas, disperso, golfadas ou agitado, foi adotado de forma simplificada C_o igual a 1,2, que apesar dos bons resultados obtidos, pode acarretar erros relativos na obtenção de velocidade de migração do óleo no meio.

Para cálculo da velocidade de escorregamento V_d , os autores recomendam a relação semi-teórica de *Drift Flux* proposta por Wallis (1969), expressa como:

$$V_d = (V_\infty \times m(\theta)) \times f_o \times (1 - f_o)^n \quad (3.4)$$

com $n = 2$, o que reflete a hipótese de que o escoamento do óleo se dá na forma de gotas, sem interação entre si. Esta hipótese segundo Hasan e Kabir (1999), resultou em boa representatividade do modelo em relação aos dados experimentais.

Para determinação da velocidade de escoamento V_∞ de bolhas de óleo, há diversas propostas na literatura, mas Hasan e Kabir (1999) sugeriram a correlação de Harmathy (1960), amplamente utilizada nos modelos *drift flux*, pois independe do tamanho da bolha, podendo ser adotado para diferentes regimes de fluxo.

$$v_\infty = 1.53 \left(g \sigma \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_w^2} \right)^{1/4} \quad (3.5)$$

onde σ é a tensão superficial óleo-água, ρ_w e ρ_o são respectivamente massa específica da água e do óleo e g a aceleração da gravidade.

A correção da velocidade terminal $m(\theta)$ da gota de óleo em tubos com inclinação (θ), foi proposta por Hasan e Kabir (1999) como:

$$m(\theta) = (1 + \text{sen } \theta)^2 \times \sqrt{\text{cos } \theta} \quad (3.6)$$

Outra importante constatação deste trabalho, corroborando os resultados de Flores et al (1997), é que quando o óleo se torna a fase contínua e a água a fase dispersa, o escorregamento entre fases torna-se negligenciável. Ambos os trabalhos propõem que para uma fração local de óleo superior a 70%, seja considerado o regime de óleo como dominante na mistura.

Para validação do modelo matemático proposto, Hasan e Kabir (1999) compararam resultados previstos com os valores medidos nos ensaios com tubos de diâmetros internos de 62,4 mm (2,4”) e 127 mm (5”), variando a inclinação em 0°, 15°, 30° e 45°. Comparações mostradas nas figuras 3.5 e 3.6, indicam que o modelo apresentou boa concordância com os valores experimentais.

A correlação proposta por Hasan e Kabir (1999) também foi comparada com valores experimentais obtidos por outros pesquisadores, como Govier et al (1961), Flores et al (1997), Johnston (1984), Ding et al (1994) e Vigneux et al (1988). Em todas as análises foi verificada concordância satisfatória entre dados experimentais e valores determinados pela correlação de Hasan e Kabir (1999). A figura 3.7 mostra a comparação com os resultados experimentais de Vigneux et al, em tubo de 200 mm (7,87”), considerando baixas (LO) e altas (HI) vazões, com inclinações em relação à vertical de 5°, 25° e 60°.

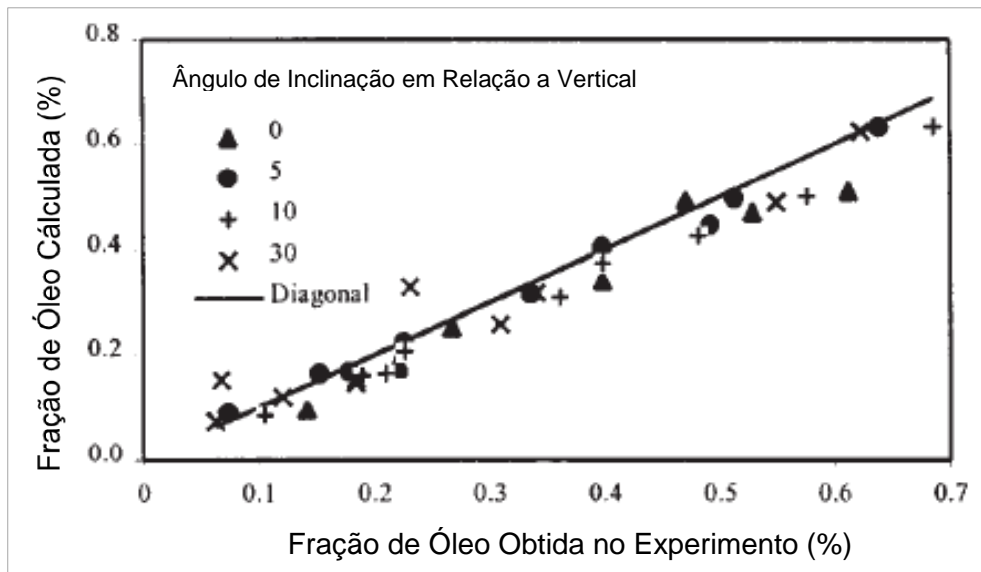


Figura 3.5. - Fração de óleo (f_o) calculado versus valores obtido experimentalmente (tubo de 62,4mm).

Fonte: Modificado de Hasan e Kabir (1999).

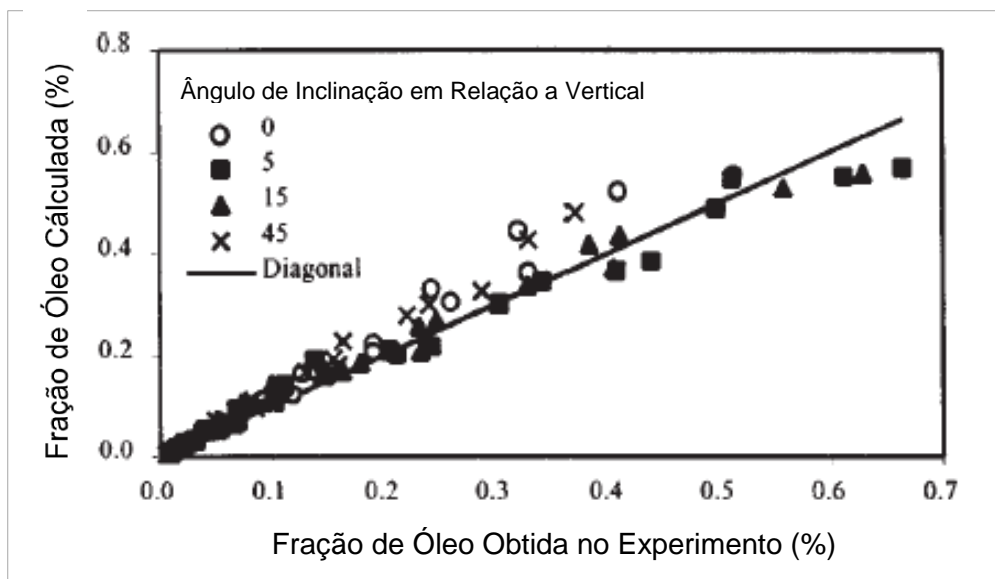


Figura 3.6. - Fração de óleo (f_o) calculada versus valores obtido experimentalmente (tubo de 127 mm).

Fonte: Modificado de Hasan e Kabir (1999).

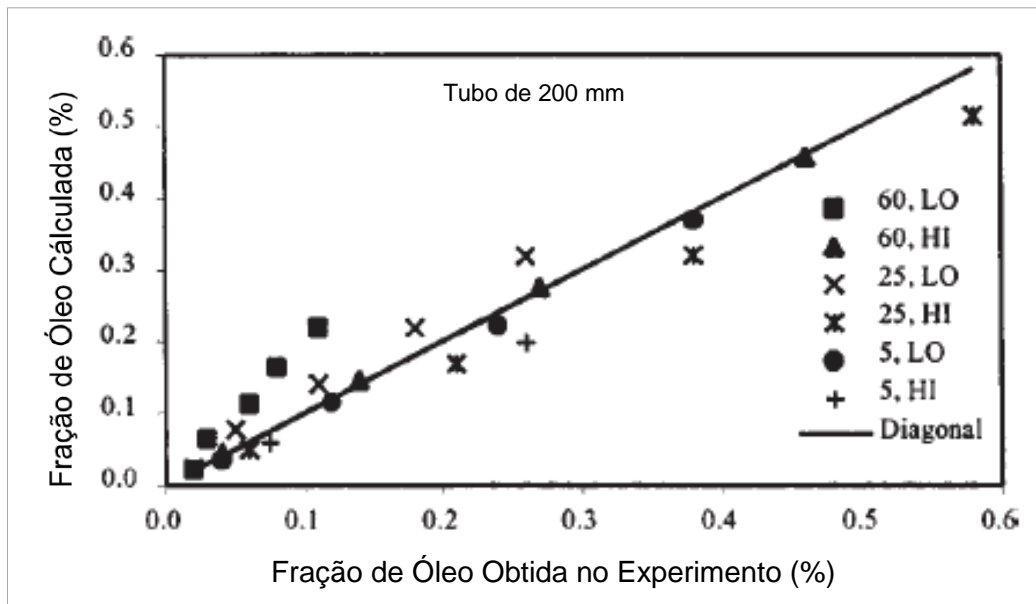


Figura 3.7. - Fração de óleo (f_o) calculada versus valores obtido em experimentos por Vigneaux et al. (tubo de 200 mm).

Fonte: Modificado de Hasan e Kabir (1999).

3.2.2. Correlação experimental de Shi et al. (2005)

Outro importante trabalho que analisou a migração de óleo em água, em tubos inclinados, foi desenvolvido por Shi et al (2005) para fluxo bifásico em tubulações com diâmetros mais próximos aos utilizados em poços de petróleo. O modelo proposto é descrito pelas seguintes equações:

$$V_o = C_o V_m + V_d \quad (3.7)$$

com

$$V_d = m(\theta) \times V_{\infty}(1 - f_o)^n \quad (3.8)$$

onde V_o é a velocidade final do óleo, V_m a velocidade superficial de mistura, V_d a velocidade de deslizamento entre água e óleo, f_o o *hold up* de óleo, C_o o parâmetro de distribuição do meio disperso e o índice n , igual a 2. A velocidade terminal de migração de uma gota de óleo (V_{∞}) também proposta de ser obtida pela correlação de Harmathy (1960) – Eq. 3.5.

Shi et al (2005) propuseram que parâmetro de fluxo (C_o) fosse adotado de acordo com a fração de óleo na mistura, sendo 1,2 quando fração de óleo inferior

a 40% e variando até 1, quando a fração de óleo alcançar 70%, independente que o regime fluxo seja disperso, bolhas ou golfada. Atentando que este modelo não é aplicável para fluxo estratificado ou anular.

A correção para velocidade de migração $m(\theta)$ das gotas de óleo, conforme a inclinação do tubo (θ) com a vertical, é determinada pelos autores como:

$$m(\theta) = 1,07 \cos \theta + 3,23 \operatorname{sen} \theta - 2,32 \sin 3\theta \quad (3.9)$$

A correlação de Shi et al. (2005) foi obtida com base em ensaios com tubo de 152 mm (6,0") de diâmetro interno e 10,9 m de extensão, considerando inclinações de 0°, 5°, 30°, 45°, 60°, 70°, 80°, 88°, 90° e 92°. Os fluidos utilizados foram querosene com viscosidade de 1,5 cp e massa específica de 0,810 g/cm³, água doce e nitrogênio. As frações com fluxo estabilizado foram obtidas com sensores elétricos e densímetros nucleares e nos experimentos as vazões de óleo foram variadas entre 0,2 a 4 bpm e de água entre 0,2 a 13 bpm.

A comparação entre valores obtidos experimentalmente e previstos pelo modelo proposto mostraram boa concordância, conforme figura 3.8, onde o *hold up* de óleo (f_o) obtido em quase todos os experimentos apresentou erro relativo inferior a 20 % em relação ao valor calculado.

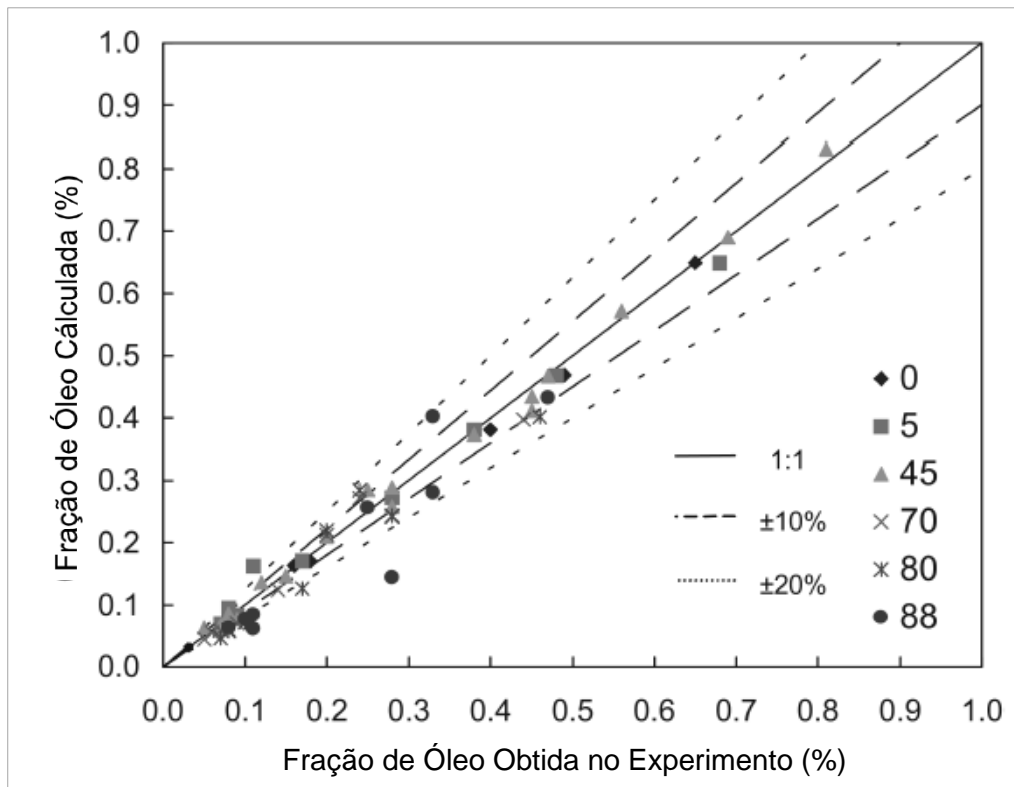


Figura 3.8. - Valores experimentais de fração de óleo versus valores calculados a partir do modelo de Shi et al.

Fonte: Modificado de Shi et al (2005).

3.2.3.

Considerações para inclinações superiores a 70°

Importante atentar que os modelos discutidos, são válidos para fluxos caracterizados pelos regimes de bolha *Bubbly* (bolha), *Slug* (golfada) ou *Churn* (agitado). Ou seja, não sendo adequado para fluxo estratificado. Em fluxo estratificado o óleo migra pela seção superior do poço e a água pela seção inferior, em fases separadas, impossibilitando a frente de água consiga carrear as gotas de óleo.

Como já apresentado na revisão bibliográfica, segundo Flores et al (1998) e corroborado pelo estudo de Oddie et al(2003) é considerado a ausência de fluxo estratificado até 70°.

Para poços com inclinação de 70° a 90°, ou seja, próximos à trajetória denominada horizontal, poderá ocorrer fluxo estratificado. Há diversas propostas para determinação do tipo de fluxo para poços horizontais na literatura, porém poucos estudos são dedicados a fluxo óleo-água e em tubos com diâmetros

maiores, próximos aos usuais em poços de petróleo. Com isso, para poços inclinações superiores a 70° , é proposto calcular a velocidade de água e óleo no modelo de Shi et al, e plotar nos mapas apresentados nos estudos de Oddie et al (2003), que apresentam o padrão de fluxo, de acordo com a velocidade de óleo e da água.

Como exemplo a figura 3.9, gráfico proposto Oddie et al (2003), que determina o padrão de fluxo para diversas relações entre a velocidade da água e óleo em um tubo com 90° de inclinação (horizontal), sendo que neste gráfico a velocidade do óleo é representada por V_{SO} e a velocidade da água por V_{sw} . O conjunto de gráficos para diversas inclinações encontra-se em anexo.

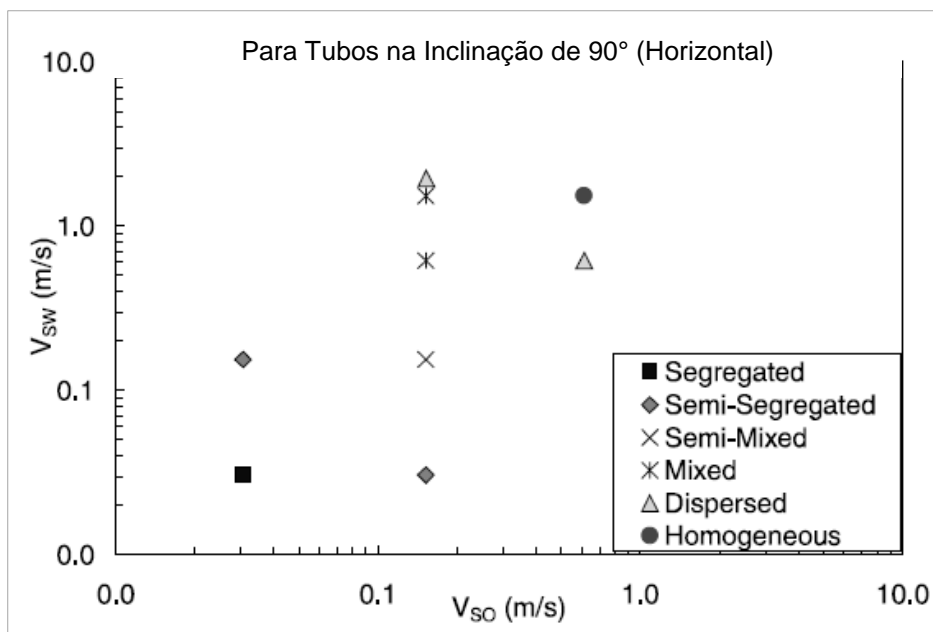


Figura 3.9. - Determinação do regime de fluxo em tubo horizontal.
Fonte: Modificado de Oddie et al (2003).

Caso seja constatado que a vazão proposta implique em um regime estratificado, deverá ser calculada e adotada uma vazão mínima de injeção no anular que evite este tipo de fluxo. Para isso, deve ser incrementada a velocidade da água no anular e estimada a velocidade do óleo pelo modelo de Shi et al (2005). O resultado obtido deve ser novamente plotado na figura 3.20, e assim sucessivamente, até atingir um valor de velocidade de injeção de água que evite o fluxo estratificado.

Alternativamente, é possível usar a proposta de Atcama (2009), conforme Eq. 3.1, baseada na tensão superficial (σ), fração de óleo (ϕ_{int}), massas específicas da água (ρ_w), do óleo (ρ_o) e da mistura (ρ_m), para determinar a velocidade mínima da mistura (V_m), ou seja, da velocidade do fluido injetado no anular para que não ocorra fluxo estratificado.

3.3. Análises paramétricas

Na revisão bibliográfica, os trabalhos de Hasan e Kabir (1999) e de Shi et al (2005), parecem ser os mais indicados para estimativas da migração de óleo em água, em tubos inclinados de grandes diâmetros e auxiliar na determinação da vazão mínima de segurança. A correlação de Hasan e Kabir (1999) apresenta a limitação de haver sido desenvolvida para inclinações inferiores a 45°, mas os próprios autores, com base na comparação de resultados teóricos com experimentos de outros pesquisadores, recomendam que a mesma possa ser utilizada em tubos com inclinações de até 70°. A correlação de Shi et al (2005) foi proposta para poços com até 92° de inclinação.

Para estimativas de vazões de segurança a serem adotadas em operações FMCD é importante entender as variáveis que impactam nas velocidades dos fluidos, como o escorregamento do óleo ou gás em relação ao fluido injetado, que decorre devido à diferença entre as densidades, o que força o fluido mais leve escoar mais rapidamente.

3.3.1. Influência da inclinação na migração do óleo

Os efeitos da inclinação do poço na velocidade de migração de óleo na água, com diferentes APIs, podem ser observados no gráfico da figura 3.10, criado a partir do modelo de Hasan e Kabir (1999), e da figura 3.11, construído com base no modelo de Shi et al. (2005).

A aplicação dos modelos é feita pelo cálculo da velocidade de bolhas de óleo pela equação de Harmathy (1960) – Eq. 3.5 – em seguida corrigindo a velocidade de migração, adotando o fator de correção referente a inclinação proposto por cada modelo – Eqs. 3.6 e 3.9.

Nesta primeira análise estamos ainda considerando o poço em estática, ou seja, sem bombeio de fluido pela coluna ou anular. Logo as velocidades representadas nas figuras 3.10 e 3.11 são as velocidades de migração do óleo- (V_o), que devido à água estar parada serão iguais a de deslizamento (V_d).

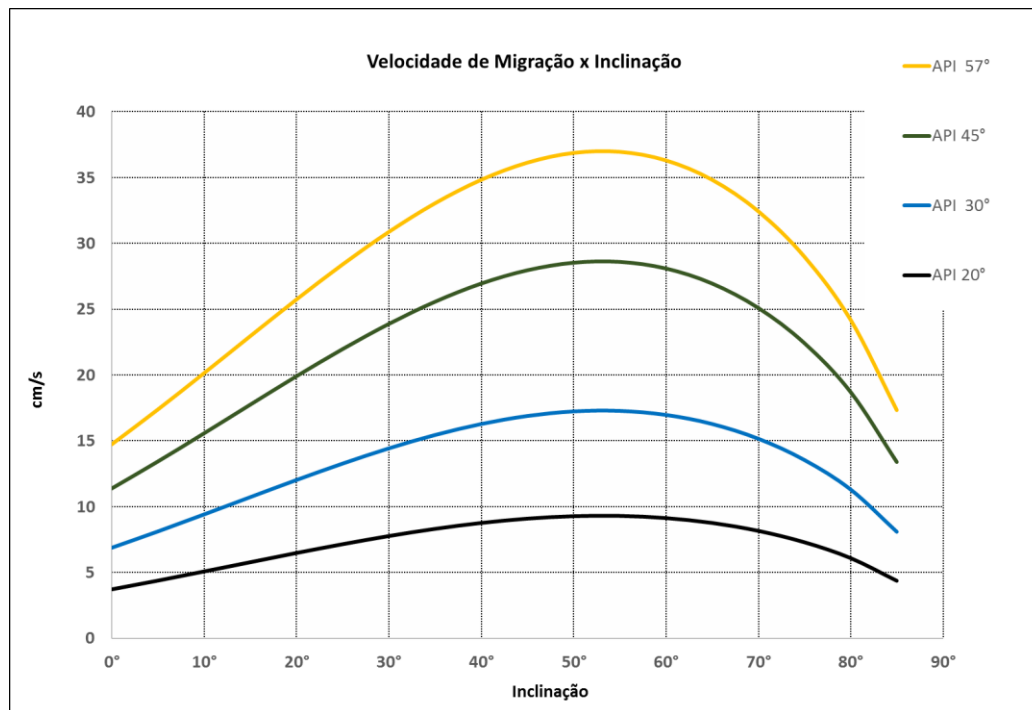


Figura 3.10. - Inclinação do poço versus velocidade de migração do óleo, no modelo de Hasan e Kabir.

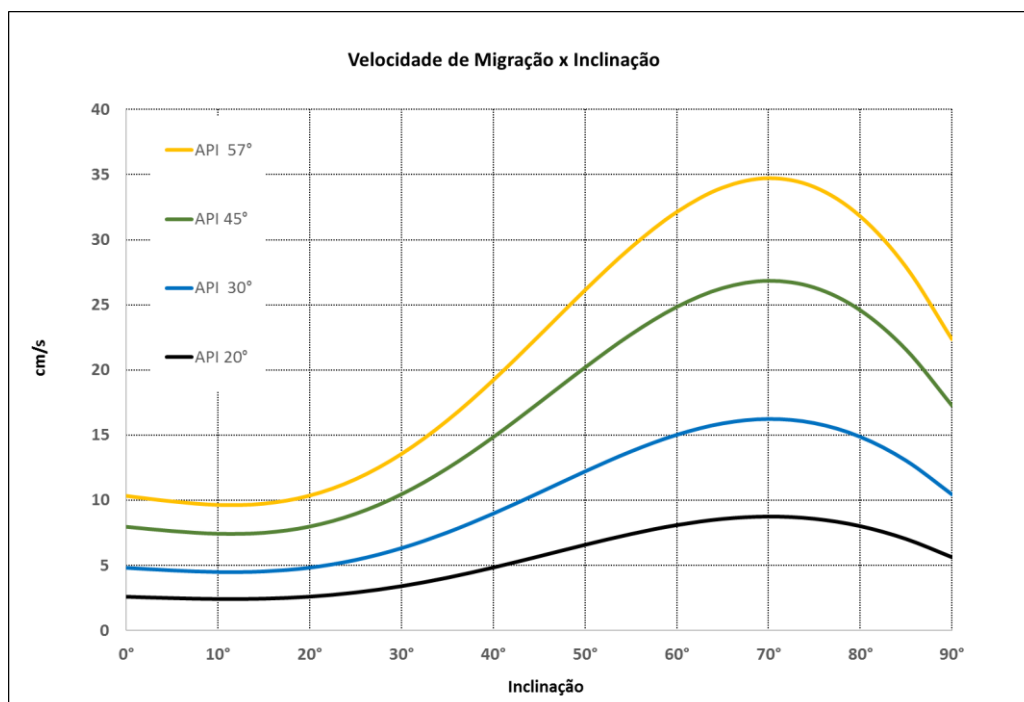


Figura 3.11. - Inclinação do poço versus velocidade de migração do óleo, no modelo de Shi et al. (2005).

Verifica-se na figura 3.9 que a velocidade de migração do óleo se torna maior o quanto mais inclinado poço, até aproximadamente 55° em relação a vertical. Como observado por diversos pesquisadores e explicado por Hasan e Kabir (1999), com aumento da inclinação, as bolhas sofrem uma alteração no formato, com o afinamento da parte frontal, possibilitando a migração com maior velocidade. No entanto em poços de inclinações entre 55° e 90° , ou seja, com a trajetória se aproximando do plano horizontal, as bolhas de óleo ao migrar arrastando-se pelo lado alto do poço, sofrem um aumento significativo da parcela de atrito com as paredes do poço, reduzindo a velocidade resultante de migração.

O mesmo foi observado no modelo de Shi et al. (2005), com a diferença que a velocidade de migração do óleo na água cresce até 70° , reduzindo a partir desta inclinação até atingir 90° , pela mesma razão física mencionada no modelo de Hasan e Kabir (1999).

Como observado por Shi et al (2005), as velocidades obtidas no modelo de Hasan e Kabir (1999) subestimam o fator de correção da velocidade do óleo para inclinações entre 55° a 88° .

3.3.2. Influência da densidade do óleo, inclinação e diâmetro do poço nas vazões de segurança

Tendo em vista que o fluido de injeção pelo anular é água do mar e o fluido a ser recalcado é o óleo, que pode ocorrer em frações variáveis, pode-se adotar os modelos *Drift Flux* estabelecidos para o fluxo de óleo e água como uma proposta para estimativa da vazão necessária para evitar migração de óleo. A premissa desta proposta é determinar uma velocidade da mistura (V_m) capaz de impedir o fluxo ascendente de óleo no poço, fazendo com que óleo fique parado, ou seja V_o seja igual a zero, ou siga na mesma direção da injeção da água, em direção à fratura, neste último caso V_o sendo negativo.

A aplicação dos modelos inicia pelo cálculo da velocidade de bolhas de óleo pela equação de Harmathy (1960) – Eq. 3.5 – corrigindo-a em seguida de acordo com as recomendações específicas de cada modelo relativo à inclinação do poço –

Eqs. 3.6 e 3.9 – e determinando as velocidade de deslizamento V_d entre água e óleo com as Eqs.3.4 e 3.8.

Conhecendo a velocidade de deslizamento V_d entre óleo e água, e considerando que a velocidade do óleo V_o seja igual ou menor que zero, com isto impondo matematicamente que não haja migração de óleo para superfície, a velocidade de mistura (V_m) necessária, poderá ser obtida utilizando a formulação específica de cada modelo – Eqs. 3.3 e 3.7.

Assim, a velocidade superficial da mistura pode ser determinada, isto é, a velocidade de injeção no anular capaz de evitar a migração do óleo para a superfície e conseqüentemente a vazão mínima para recalcar a mistura para a fratura.

Quatro considerações importantes foram adotadas para os cálculos de vazão para evitar migração de óleo:

Primeiro, nos modelos *Drift Flux* propostos tanto por Hasan e Kabir (2009) e por Shi et al (2005), a velocidade de deslizamento do óleo como meio disperso na água, é maior quando menor for a fração de óleo. Com isso, de forma conservadora e pela impossibilidade de determinar a fração de óleo em dada seção do poço na ocorrência de um influxo, adotou-se o *hold up* de óleo f_o de 1%, que conseqüentemente, levará aos valores mais conservativos de velocidade de mistura para carreamento da gota de óleo.

Segundo, para determinação da vazão anular, a velocidade de fluxo foi multiplicada pela área da seção transversal do tubo compreendida entre o diâmetro externo da coluna de perfuração e o diâmetro interno do poço.

Terceiro, como mencionado anteriormente no capítulo 3, para inclinações de 70° a 90° em relação a vertical, o modelo de Hasan e Kabir (2009) não foi validado, mas seus resultados para este intervalo de inclinação foram aqui incluídos como efeito de comparação com o modelo de Shi et al. (2005) desenvolvido experimentalmente para inclinações inferiores e superiores a 70°.

Quarto, o parâmetro de fluxo (C_o), *pode* variar de 1,0 a 1,2 de acordo com a fração de óleo na água e com o regime de fluxo. Porém seguindo a premissa adotada por Hasan e Kabir e os bons resultados obtidos nas comparações dos valores alcançados com modelos, quando a comparado a experimentos de diversos autores, foi adotado um valor único para simplificação e realização dos estudos paramétricos. Ou seja, independente do regime fluxo, sendo bolhas, disperso, golfadas e agitado, ou fração de óleo na água, foi adotado de forma simplificada $C_o = 1,2$, que apesar dos bons resultados pode ter aumentado a margem de erro na obtenção de velocidade de migração do óleo no meio.

Com o objetivo de representar a análise de influência da geometria do poço foi construído gráficos, correlacionando a inclinação e diâmetro do poço com a vazão de injeção, utilizando os modelos e metodologia proposta. Foram adotados os principais diâmetros de poço esperados na perfuração com técnica FMCD, isto é, 16", 14 $\frac{3}{4}$ ", 12 $\frac{1}{4}$ " e 9,5" e 8,5", e calculado para os cenários de poço com coluna de perfuração de diâmetro externo de 5 $\frac{7}{8}$ " e cenários de poço sem coluna de perfuração.

Diâmetros superiores a 16" são normalmente utilizados em fases ainda sem BOP instalado e sem formações permo-porosas que possam representar risco de influxos, por isso não foram considerados.

Foram criados gráficos para óleo proveniente de reservatório tipo *Black oil*, com grau API 30°, para óleo leve, de reservatório do tipo óleo volátil com grau API 57° e óleo com características próximas às encontradas nos reservatórios do Pré-Sal das Bacias de Campos e Santos, com grau API 40°.

De acordo com o modelo de Hasan e Kabir (1999), pode-se estimar a vazão mínima para evitar a migração de óleo, para as diversas inclinações e diâmetros de poços considerados, nos gráficos da figura 3.12, para óleo pesado com API 30° e massa específica de 0,876 g/cm³, da figura 3.13, para óleo leve com API 40° e massa específica de 0,825 g/cm³. E da figura 3.14 para óleo muito leve com API 57° e massa específica 0,751 g/cm³:

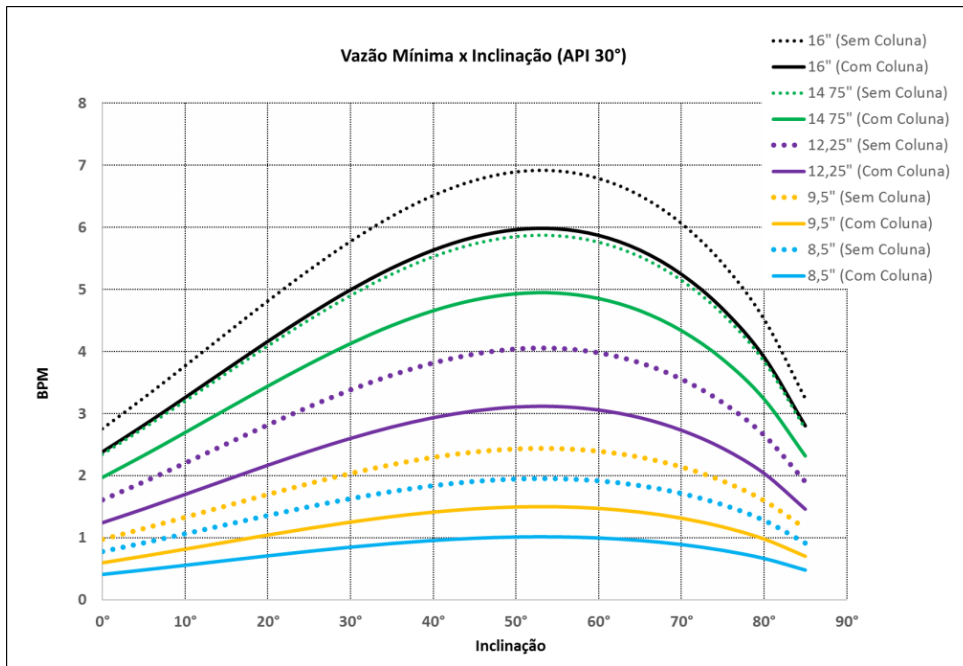


Figura 3.12. - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 30°, segundo modelo de Hasan e Kabir (1999).

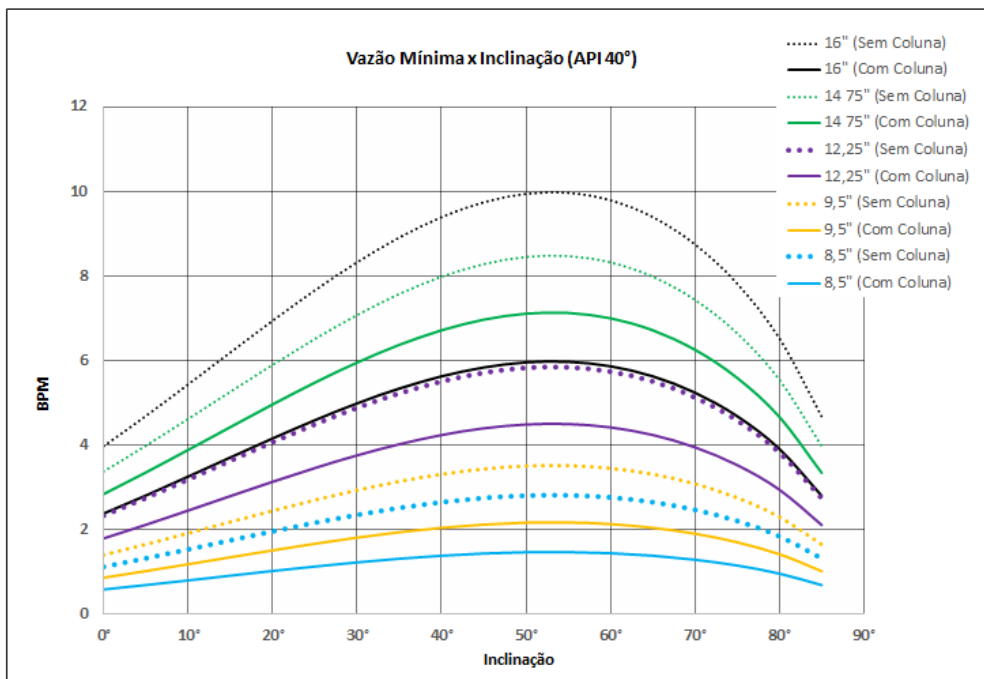


Figura 3.13. - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 40°, segundo modelo de Hasan e Kabir (1999).

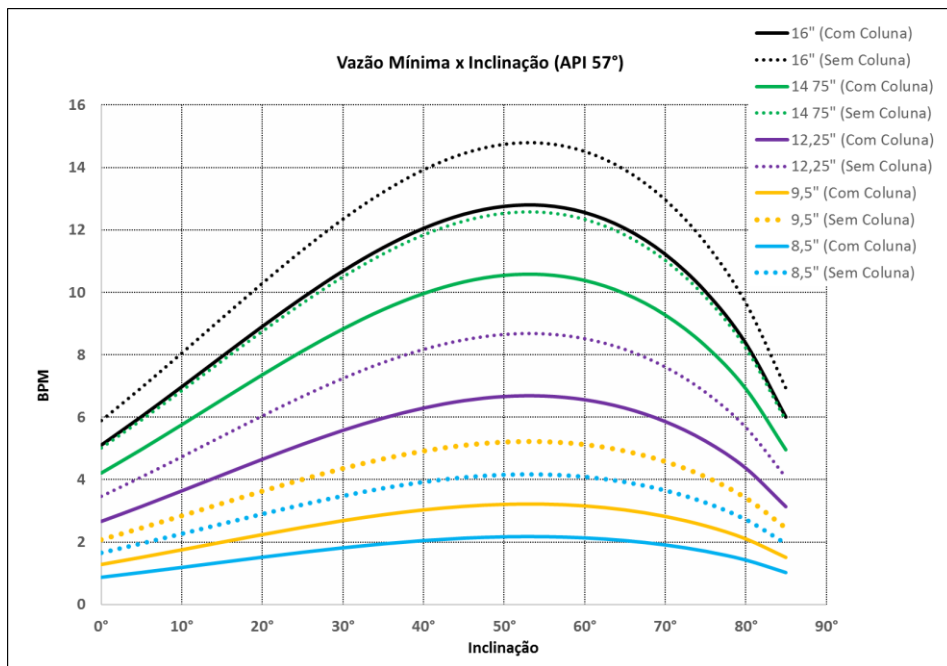


Figura 3.14. - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 57°, segundo modelo de Hasan e Kabir (1999).

Gráficos correspondentes foram gerados com base no modelo de Shi et al. (2005), apresentados nas figuras 3.15 a 3.17.

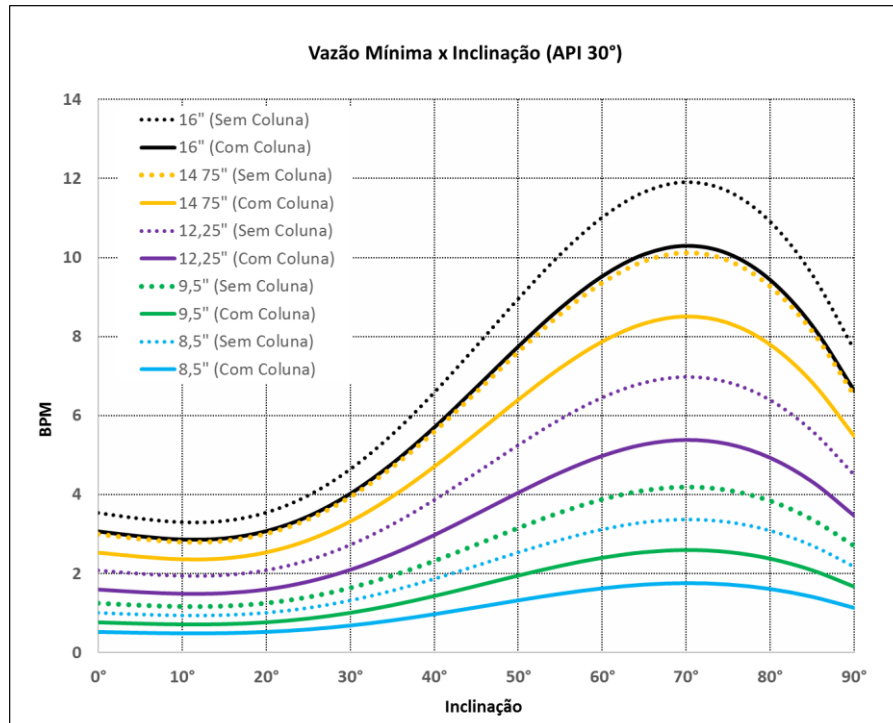


Figura 3.15. - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 30°, segundo modelo de Shi et al. (2005).

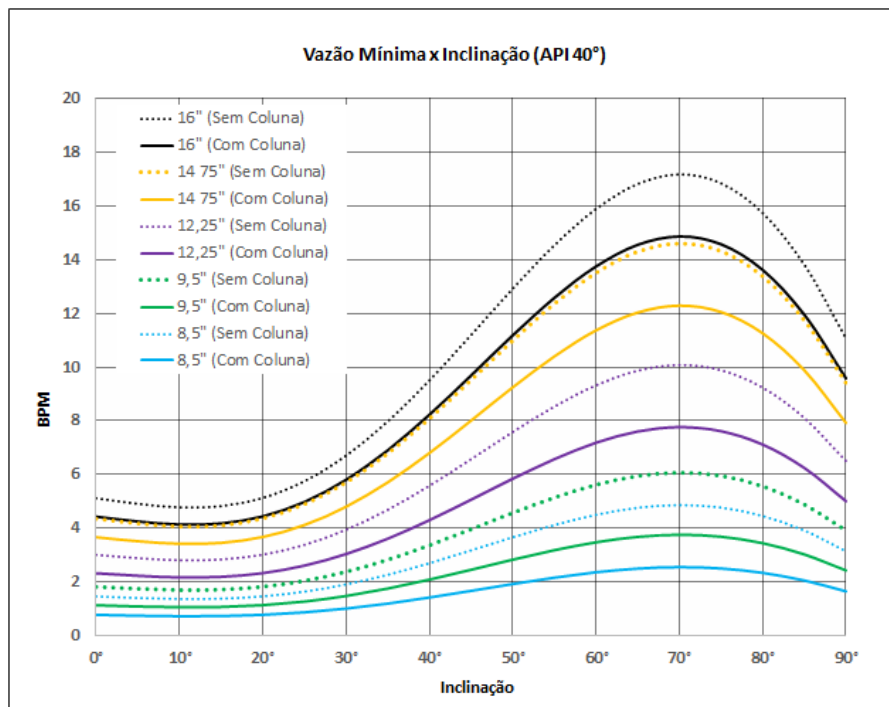


Figura 3.16. - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 40°, segundo modelo de Shi et al. (2005).

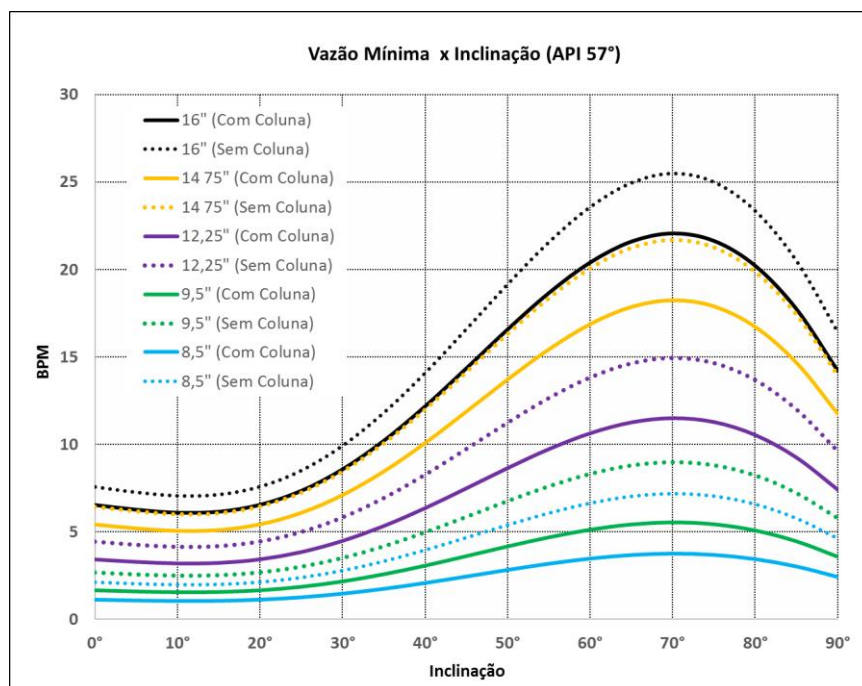


Figura 3.17. - Inclinação e diâmetro do poço versus vazão para impedir a migração de óleo grau API 57°, segundo modelo de Shi et al. (2005).

A título de sensibilidade, adotando o modelo de Shi et al. (2005), também são apresentados gráficos relacionando a vazão de injeção necessária para evitar a migração de óleo para superfície, com a variação dos valores do grau API do óleo,

considerando os diâmetros mais usuais de poços na perfuração *offshore*, para poço vertical (figura 3.18), poço com inclinação de 30° (figura 3.19) e poço com inclinação de 60° (figura 3.20).

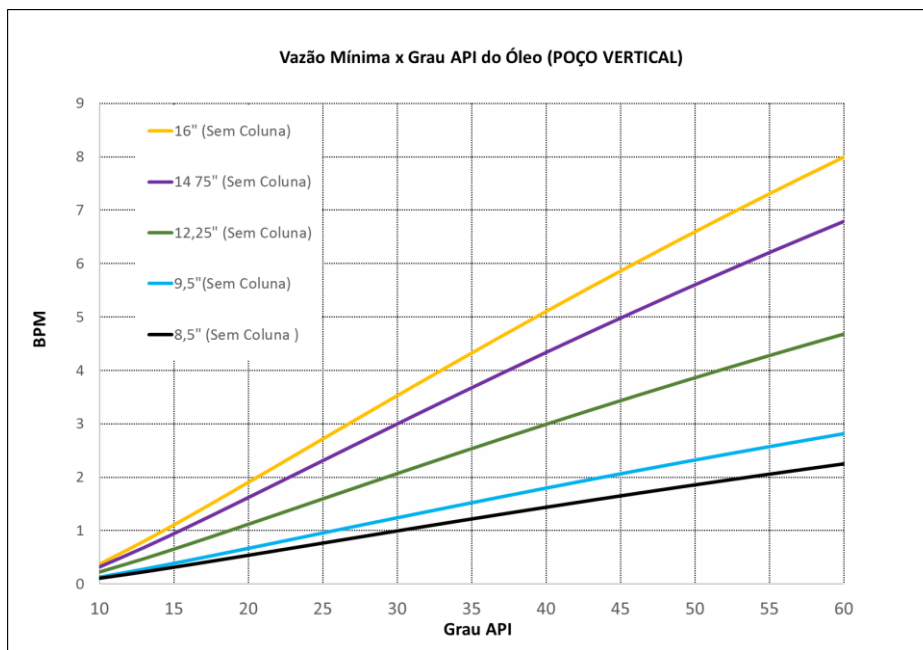


Figura 3.18. - Grau API versus vazão de injeção para poço vertical.

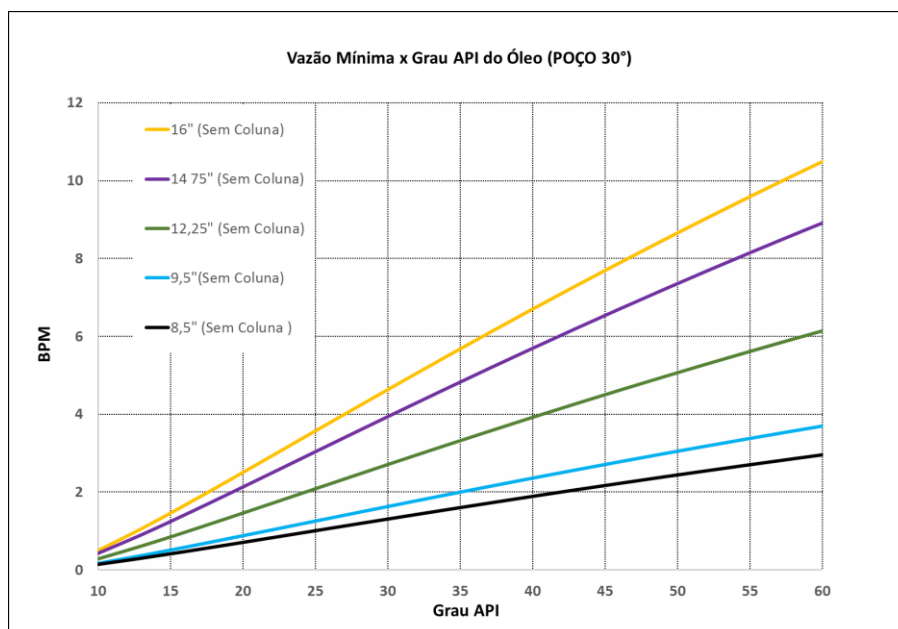


Figura 3.19. - Grau API versus vazão de injeção para poço com 30° de inclinação.

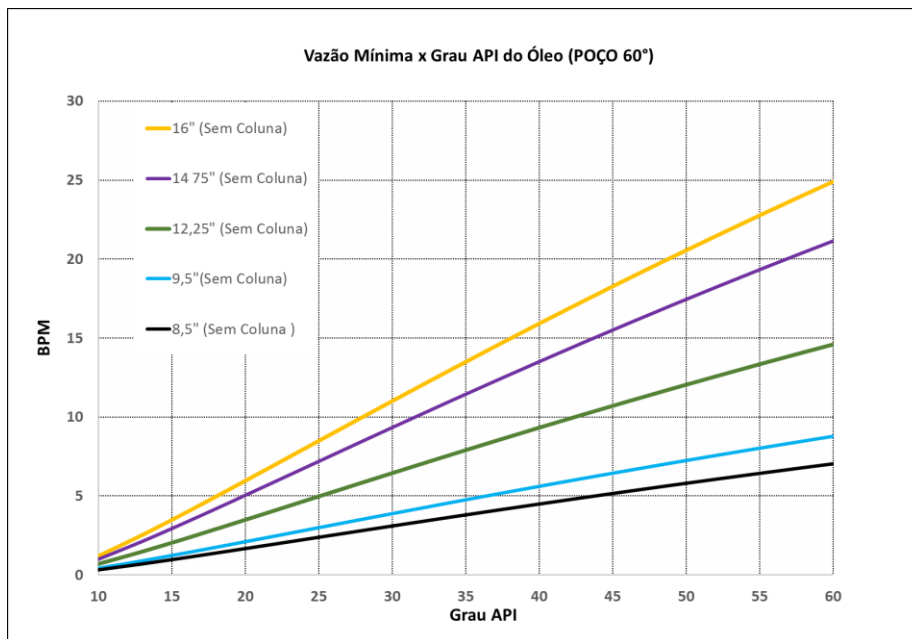


Figura 3.20. - Grau API versus vazão de injeção para poço com 60° de inclinação.

3.4. Comentários

Dos resultados apresentados nas figuras 3.9 a 3.20, verificou-se que a inclinação e diâmetro do poço, bem como a densidade do óleo da formação, têm grande impacto sobre a vazão mínima de injeção recomendada para evitar migração de hidrocarbonetos.

Sobre a densidade do óleo, quanto menor, maior será a vazão necessária de injeção, cabendo em projeto apenas o dimensionamento adequado da vazão considerando o grau API do óleo previsto no reservatório.

Porém, a trajetória do poço poderá ser projetada para possibilitar a perfuração da fase prevista com técnica FMCD, com mais segurança.

Como observado, quanto maior o diâmetro, maior a vazão necessária a ser injetada no anular com objetivo de evitar a migração de óleo. Para poços de grande diâmetro, 16" e 14 3/4", as vazões requeridas podem chegar a valores superiores a 15 bpm, principalmente se o reservatório for de óleo leve. Vazões de tal magnitude, podem ser complexas de serem obtidas operacionalmente.

A vazão de injeção pelo anular é limitada pela capacidade de bombeio de acordo com o tipo e número de bombas operacionais na sonda. Outra limitação é a

capacidade de produção de fluido, já que em muitos casos o fluido bombeado, apesar de ser água do mar, necessita ser injetado com bactericida para minimizar a produção de H_2S no reservatório ou com anti-inscrustante em reservatórios onde exista possibilidade de incrustação. E ainda, devemos considerar que o excesso de água injetada na formação irá inundar o reservatório, podendo aumentar a dificuldade e tempo para iniciar a produção de óleo do poço.

Com isso, o projeto do poço em que haja previsão de perfuração com técnica FMCD, também deve ser elaborado de forma que durante a construção do poço, a vazão de injeção no anular seja otimizada.

Como alternativa de projeto, a fase a ser perfurada com técnica FMCD, poderá ser perfurada com diâmetros menores, que requerem menor vazão e após perfurada toda a fase, e confirmada a inexistência de intervalos com pressões superiores a zona de perda que poderiam causar influxo no poço, seria realizado em uma segunda corrida de alargamento do poço.

Como exemplo a perfuração de uma fase de 14 $\frac{3}{4}$ " de diâmetro de poço, considerando grau API igual a 57° e inclinação de 60°. Segundo o modelo de Shi et al (2005), seria necessário à vazão mínima de injeção no anular de 17 bpm (Figura 3.17), sem considerar fator de segurança. Neste caso, a perfuração poderia ser feita em 12 $\frac{1}{4}$ ", que requer 10,5 bpm (sem considerar fator de segurança) e depois de finalizada a fase e confirmado ausência de intervalos com pressões diferenciadas, poderia ser descida uma coluna de perfuração com alargador de 12 $\frac{1}{4}$ " para 14 $\frac{3}{4}$ " e alargar o poço para o diâmetro de 14 $\frac{3}{4}$ ". Esta poderia ser uma solução a ser adotada, principalmente nos casos de razoável possibilidade de perfurar reservatório estratificado, com possibilidade de encontrar perda total e intervalos com pressões maiores que a zona de perda.

A inclinação do poço também tem alto impacto sobre a vazão para evitar a migração de óleo no anular do poço. Como pode ser observado para o modelo de Hasan e Kabir, a vazão requerida em um poço de 55° é 2,50 vezes maior que em um poço vertical. Já pelo modelo Shi et al (2005) 3,0 vezes maior, também considerando a comparação de um poço de 55° com um poço vertical. Se considerarmos gás, a vazão requerida torna-se ainda maior.

Para que sejam necessárias vazões menores de injeção no anular e com isso possa ser realizada a operação com mais segurança, quando possível, o poço deve ser projetado tendo como premissa baixas inclinações na trajetória na fase com previsão de perfuração em modo FMCD. Com isso, deverá ser possível a aproximação no plano horizontal, da cabeça do poço em relação ao objetivo.

Outro cuidado muito importante a ser adotado no projeto, é que a trajetória possa ser ajustada, considerando que a profundidade a qual esteja prevista a liberação de gás do óleo, de acordo com o ponto de bolha do óleo e pressões esperadas ao longo do poço durante a perfuração em FMCD, esteja com baixa inclinação. Ou seja, importante atentar que a partir do momento que o óleo liberar gás da solução, será necessária uma vazão muito maior para impedir a migração de gás para superfície e se tiver em um intervalo de alta inclinação a vazão requerida será ainda maior dificultando o recalque para o reservatório.

A geometria do poço, também apresenta grande impacto quanto à estabilidade mecânica das paredes do poço, que pode ser um aspecto crítico na perfuração de poços com perda total e sob o aspecto de carregamento de cascalhos gerados pelo corte da formação com a broca. Porém, estas questões não fazem parte do escopo deste trabalho, que trata principalmente da segurança operacional e do meio ambiente.

4. Aspectos de segurança na técnica FMCD

A principal preocupação com segurança em uma perfuração FMCD é o risco de atravessar uma zona produtora com pressões diferenciadas, superiores às do intervalo do poço que está causando a perda de fluido para formação, e com isso causar um *kick*, seguido de *blowout*, principalmente devido à dificuldade de monitoramento de influxos de fluido da formação para o poço.

A dificuldade de detecção de *kick* ocorre pela impossibilidade de manter o controle de massa do fluido do poço ao longo da perfuração; caso haja um influxo, não é possível observar o aumento de volume de fluido no sistema, seja pelo acréscimo de vazão de retorno ou pelo aumento do nível nos tanques, já que todo fluido bombeado para o poço na perfuração FMCD segue para fratura, sem retorno para sonda.

Importante notar que a partir do momento que o poço atravessa a fratura e entrar em perda total, a coluna de fluido no poço, que determina a pressão hidrostática sobre a formação é reduzida, tendendo à equalização com a pressão de poros na região da fratura. A partir deste momento, a formação, ao longo de todo a perfuração, passa a experimentar uma pressão exercida pela coluna hidrostática de fluido no anular do poço, bem mais baixa. O nível de fluido no anular do poço varia de acordo com a vazão de bombeio estabelecida no anular e a capacidade de injeção de fluido na fratura. Caso o nível de fluido não consiga estabelecer uma pressão hidrostática maior que a pressões de poros das regiões atravessadas pela trajetória do poço, poderá haver influxos de óleo nas regiões mais pressurizadas (*kicks*).

No cenário de uma perfuração FMCD, com perda total de fluido para uma formação a maior dificuldade é a prevenção e detecção de influxos, que caso não ocorra a tempo pode causar acidentes catastróficos. No entanto, caso detectado a tempo, o combate ao *kick* geralmente é feito com a utilização da técnica de bullheading *reativo*, recalque do *kick* com fluido de perfuração para formação, onde a eliminação de hidrocarbonetos do poço e reestabelecimento de uma

condição segura é realizado com razoável simplicidade e pouca perda tempo operacional, quando comparada a outros métodos.

Esta dissertação não tem como objetivo tratar da vazão de “*bullheading* reativo” para carrear e reinjetar gás e óleo, pois o tema encontra-se discutido em diversos trabalhos científicos, e trata-se de um método de controle de *kick* em perfuração convencional. Mas de tratar da vazão necessária de bombeio contínuo no anular para evitar influxos no poço e caso ocorra métodos de detecção.

Uma das premissas adotadas neste trabalho é que a vazão de injeção contínua no anular, admitida como vazão de segurança, se refere a poços perfurados em reservatórios de óleo, sem existência de gás livre na acumulação. O influxo e migração de gás no fluido de perfuração são muito mais rápidos que do óleo, aumentando consideravelmente o risco de detecção tardia de *kick* e chegada do gás ao riser. Considerando que em perfuração FMCD o anular da coluna de perfuração e riser podem estar parcialmente ou totalmente vazios, pode ser estabelecido um cenário de grande volume de gás no riser, com rápida ascensão para superfície, aumentando consideravelmente o risco de ocorrência de *blowout*.

Também deve ser considerado que para carrear o gás com fluido de perfuração são necessárias velocidades, e conseqüentemente vazões, muito maiores que em casos de carreamento de óleo. Com isso, a vazão de segurança para bombeio contínuo de fluido no anular em poços perfurados em reservatórios de gás livre será muito maior, e em alguns casos com poços de grande diâmetro, inviável operacionalmente.

Importante ressaltar que mesmo na perfuração de reservatórios de óleo, sem gás livre, poderá ocorrer gás no poço. Caso o óleo migre ascendendo pelo poço até atingir o ponto de bolha, onde haverá liberação de gás livre no fluido de perfuração. No entanto, adotando-se uma vazão de injeção no anular constante e adequada, o óleo poderá ser recalçado para a formação antes da liberação do gás.

4.1.

Vazão Mínima na Perfuração com Técnica FMCD

Para que seja possível a perfuração com a técnica FMCD, é necessário que ao longo da trajetória a ser perfurada haja uma região em que ocorra perda total, ocasionando a inexistência de retorno de fluido para superfície. Uma perda de tal magnitude, normalmente está associada a uma fratura, que impossibilita que os sólidos contidos no fluido de perfuração criem reboco, ou seja, um selo entre a formação e o fluido de perfuração.

No entanto, para que a perfuração possa prosseguir com a técnica FMCD, é necessário que a fratura e a formação sejam capazes de receber a injeção contínua de fluido bombeado pela coluna e também o fluido a ser injetado pelo anular. A fratura também tem que ser capaz de receber os cascalhos cortados pela broca, e porventura, uma vazão de óleo devido a um influxo proveniente de outro intervalo atravessado pelo poço.

Logo, a vazão mínima necessária que a fratura deve estar apta para absorver na perfuração em FMCD, $Q_{total\ injetada\ na\ formação}$, pode ser determinada pela equação 4.2:

$$Q_{total\ injetada\ na\ formação} = Q_{col} + Q_{inj\ anul} + Q_{cas} + Q_{kick} \quad (4.2)$$

Sendo:

Q_{col} , vazão bombeada pela coluna de perfuração. É determinada considerando dois fatores: a vazão mínima necessária para carreamento dos cascalhos da broca até a fratura, calculada em simuladores hidráulicos de limpeza de poço, e a vazão mínima para manter o funcionamento dos equipamentos de geodirecionamento e aquisição de dados de litologia (MWD e LWD na coluna de perfuração), que variam de acordo com a ferramentas utilizadas. Essas ferramentas são alimentadas por turbinas próprias do conjunto de equipamentos, que geram energia com o fluxo do fluido de perfuração passando pelo BHA.

$Q_{inj\ an}$, vazão mínima de injeção pelo anular, que também é injetada para fratura e pode ser determinada de acordo com os critérios já discutidos no capítulo 3.

Q_{cas} é a vazão de cascalhos que pode ser estimada, levando em conta a taxa de perfuração e a capacidade do poço, resultando em uma vazão de cascalhos (Eq. 4.1). Normalmente é desprezada em relação à vazão do fluido.

$$Q_{cas} = TP \times Capacidade\ do\ poço \quad (4.1)$$

onde TP é a taxa de perfuração (metro/minuto) e $Capacidade\ do\ Poço$ é o volume de cascalhos cortados para cada metro perfurado (*bbl* por metro).

Q_{kick} , é a vazão de um possível influxo. Normalmente os poços perfurados com técnica FMCD são em reservatórios depletados, já com diversos poços perfurados na região e longo histórico de perfuração, possibilitando que a equipe de gerenciamento do reservatório possa estimar um valor máximo de pressão possível de ocorrer e a correspondente vazão de influxo.

Uma alternativa seria estimar o intervalo atravessado em 3 horas de perfuração, tempo suficiente para detectar um *kick*, e com isso estimar a vazão de produção proporcional deste intervalo, considerando a rocha virgem, ou seja, sem tratamento químico, mas com pressão máxima determinada segundo uma análise crítica de geopressões.

4.2. Teste de injetividade

Porém, em um cenário de perda total de fluido, antes de prosseguir a perfuração com técnica FMCD, é necessário efetuar um teste de injetividade para avaliar se a formação é capaz de absorver todo fluido e cascalho durante a perfuração, incluindo óleo de um possível influxo.

O teste de injetividade também é importante para analisar o comportamento do poço, já que durante a perfuração com a técnica FMCD podem ocorrer variações na capacidade de injetividade no poço, causado pelo embuchamento dos

cascalhos na fratura, ou devido a influxos da formação, ambos que podem ser verificados com aumento do nível no anular.

O teste de injetividade é feito variando a vazão Q_{total} injetada na formação, dentro do intervalo de valores esperadas durante a operação, obtendo-se a pressão correspondente P para cada vazão estabilizada. Os pares de valores medidos são utilizados para obter uma linha de tendência no gráfico da figura 4.1.

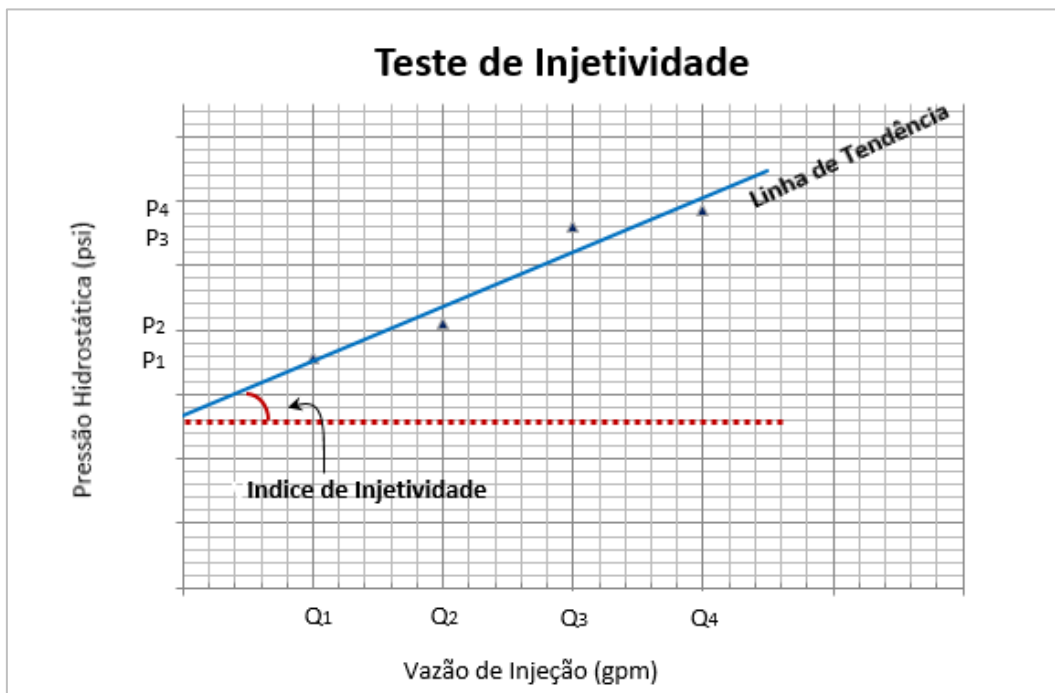


Figura 4.1. – Linha de tendência no teste de injetividade.
Fonte: Autor.

Segundo Rosa et al (2006), o II-Índice de injetividade pode ser definido, como a relação da variação de uma determinada vazão injetada, pela diferença de pressão necessária para esta variação.

$$II = \frac{\Delta Q}{P_f - P_e} \quad (4.3)$$

onde ΔQ representa uma variação de vazão, P_f a pressão de fluxo e P_e a pressão estática.

Com isso, a tangente do ângulo entre a linha de tendência e o plano horizontal, também pode ser tratada como uma estimativa do II- índice de

injetividade, indicador muito utilizado na indústria de petróleo para definir e comparar a capacidade de injetividade de um poço, ou porção do reservatório.

Segundo Settari (2000), o gráfico, além de possibilitar a análise do comportamento de vazão versus pressão no anular, pode auxiliar na estimativa da pressão de poros da formação, com o prolongamento da linha de tendência até os eixos das ordenadas, correspondente à vazão zero, mas com a ressalva que este valor somente será representativo se não houver dano considerável na fratura.

O aumento da capacidade de injetividade durante a perfuração, não significa necessariamente um indicativo de risco de segurança, desde que a pressão hidrostática no anular do poço frente às formações não caia para valores menores do que a pressão de poros de intervalos de reservatório já atravessados.

Porém, a redução de injetividade, que pode ser constatada pelo aumento do nível do fluido no anular, tem chance de ser confundida com um influxo no poço, já que neste caso a fratura poderá estar recebendo o influxo de outra zona, competindo com o fluido injetado pelas bombas da sonda e com isso aumentando o nível do fluido no anular.

Importante esclarecer que a variação do nível do nível de fluido no anular é verificada por meios indiretos, convertendo a pressão hidrostática obtida com PWD em coluna de fluido no anular, admitindo que seja conhecida a massa específica do fluido no poço. A pressão hidrostática pode ser determinada pelos seguintes sensores:

- No PWD, sensor de pressão hidrostática, componentes da coluna de perfuração, instalado no LWD logo acima da broca, proporcionando a leitura da pressão hidrostática continuamente durante a perfuração.
- No BOP, sensor de pressão, que possibilita uma leitura contínua da pressão hidrostática do fluido acima do BOP, ou seja, no riser. Caso o nível do fluido esteja abaixo do BOP, devido à baixa pressão do reservatório, não haverá coluna hidrostática para leitura de pressão.

O aumento do nível de fluido no anular também pode ser causado pela migração de óleo ou gás através do fluido de perfuração, no caso água do mar, que devido ao menor peso específico do óleo e gás em relação à água, possibilita estabelecer uma altura maior de fluido, mantendo a mesma a pressão no fundo. A própria expansão do gás pode também causar o aumento do nível do fluido no anular.

Caso o aumento do nível no anular seja constatado, deverá ser verificado outros indicativos de influxo de óleo da formação para o poço, específicos para perfuração com a técnica FMCD. Caso seja identificado *kick*, então deve-se tomar as medidas necessárias, como a parada da perfuração, fechamento do BOP e realização do *bullheading* reativo.

4.3. Indícios Secundários de Influxo na Perfuração FMCD

Como já mencionado, na perfuração FMCD não há como detectar *kick* pelos mesmos métodos primários utilizados na perfuração com retorno. A detecção de *kick* pelos métodos secundários clássicos, utilizados na perfuração convencional, também é dificultada, pois como não há retorno de fluido, não há como detectar contaminação de óleo ou gás no fluido que retornaria pelo anular. O aumento da taxa de perfuração poderia ser considerado, mas na maioria das vezes, devido à heterogeneidade da rocha perfurada, também não é um parâmetro confiável.

Assim, na perfuração FMCD deve ser discutida uma nova abordagem para detecção de influxos, como feito a seguir.

4.3.1. Indício de kick – monitoramento da pressão no anular

A constatação de aumento do nível de fluido no anular, verificado pelo aumento de pressão no sensor do BOP ou do PWD, é um indício de ocorrência de influxo no poço, sendo proposto, como primeira medida, a verificação se a pressão equivalente obtida no PWD corresponde à pressão hidrostática estimada na profundidade do sensor do PWD. A pressão esperada no sensor do PWD pode ser calculada da seguinte forma:

a) com a pressão lida no sensor do BOP ($P_{lida\ no\ BOP}$) em psi, determinar a altura vertical de fluido no riser acima do BOP (em metros), $H_{fluido\ acima\ do\ BOP}$, considerando água do mar no anular (ρ_w), com massa específica expressa em lb/gal (Fig. 4.2):

$$H_{fluido\ acima\ do\ BOP} = P_{lida\ no\ BOP} / (0,1704 \times \rho_w) \quad (4.4)$$

b) Calcular a altura vertical (em metros) entre o topo do fluido no riser e o sensor do PWD, $H_{fluido\ no\ anular}$. (Fig. 4.2):

$$H_{fluido\ no\ anular} = H_{entre\ o\ BOP\ e\ PWD} + H_{fluido\ acima\ do\ BOP} \quad (4.5)$$

onde $H_{entre\ o\ BOP\ e\ PWD}$ é a medida vertical entre o BOP e o sensor do PWD em metros.

c) Obter a pressão estimada a ser lida no PWD em psi, considerando o anular somente com água do mar.

$$P_{esperada\ no\ PWD} = (0,1704 \times \rho_w \times H_{fluido\ no\ anular}) \quad (4.6)$$

Caso a leitura direta do PWD esteja inferior a $P_{esperada\ no\ PWD}$, considerando o topo do fluido calculado com base na leitura do sensor do BOP, então parte do poço acima do sensor do PWD estará com fluido mais leve que a água do mar, podendo ser óleo ou gás, estabelecendo um indício de kick.

No entanto, se devido a uma pressão muito baixa do reservatório, o topo do fluido no anular estiver abaixo do BOP no instante da detecção do incremento de pressão no PWD, é proposto que neste momento seja aumentada a vazão de injeção pelo anular até obter o nível acima do BOP. Com a vazão no anular e nível do fluido estabilizado acima do BOP, deve-se então ser feita a leitura de pressão no sensor do PWD e comparado com a pressão esperada no PWD,

$P_{esperada\ no\ PWD}$, verificando se há indicativo de fluido mais leve do que a água do mar acima do sensor de PWD.

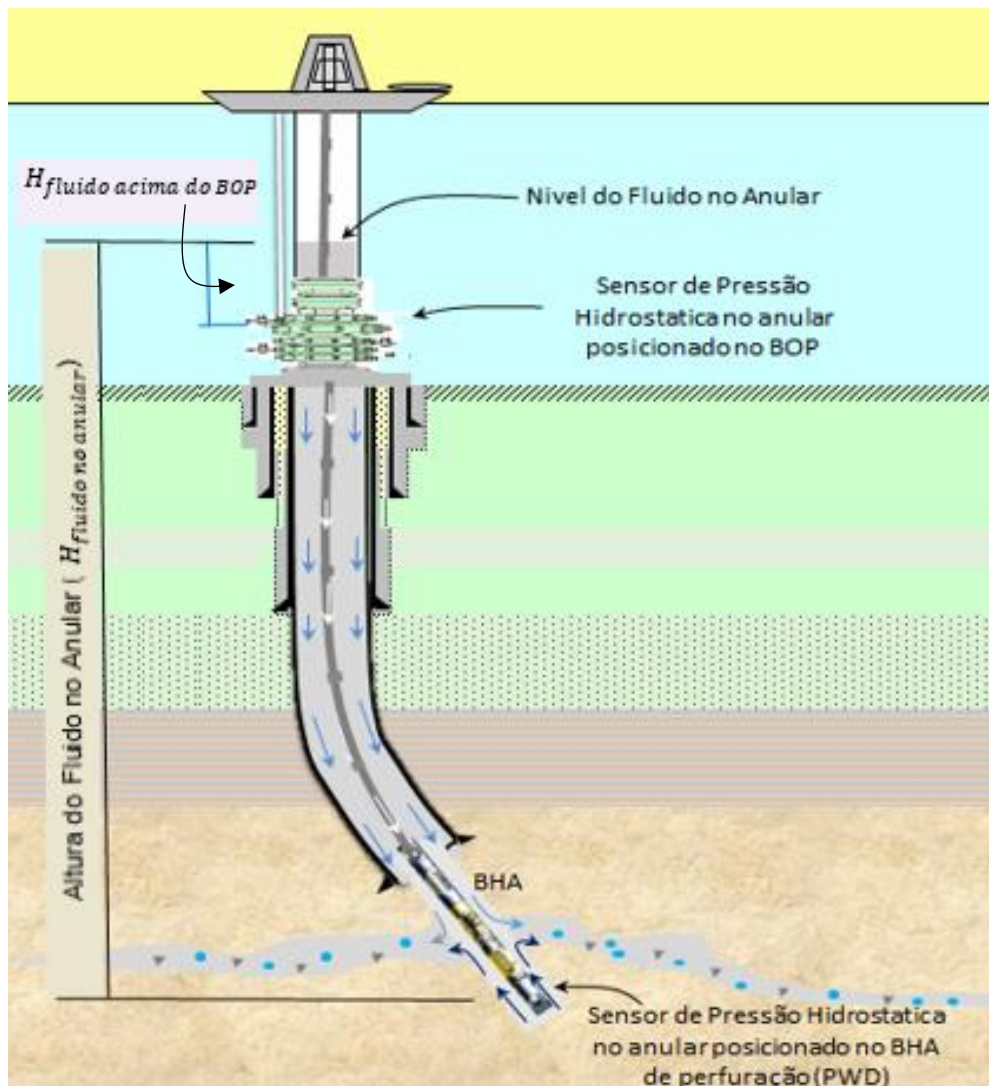


Figura 4.2. - Nível estático em relação ao BOP e ao sensor do PWD.

Ainda, neste caso em que foi incrementado a vazão de injeção no anular, algumas observações podem ser feitas:

- Com aumento de vazão é esperado que haja aumento do nível de fluido no anular. Caso isto não ocorra, há grande possibilidade que não tenha havido redução de injetividade, mas sim que um influxo de óleo esteja ocorrendo e sendo absorvido pela fratura. Neste caso, o aumento de vazão e consequente pressão sobre as formações, pode inclusive fazer com que o influxo cesse, desde que pressão hidrostática no anular fique maior que a maior pressão de poros experimentada ao longo da trajetória.

- Caso, com incremento da vazão, haja o aumento no nível do fluido no anular compatível com obtido no teste de injetividade, associado à constatação que haja apenas água do mar no anular segundo interpretação da leitura do PWD, poderá ser constatado que houve uma redução da injetividade da falha invés de um *kick*.

4.3.2.

Indício de kick – variação de temperatura no anular

Como outro indicio secundário de kick, este trabalho também apresenta uma proposta baseada no acompanhamento do perfil de temperatura durante a perfuração, obtido nos equipamentos do BHA, acima da broca. Os perfis geológicos, atualmente utilizados em poços *offshore* para obtenção de dados da formação, também disponibilizam a temperatura no anular do poço em tempo real, porém atualmente estas informações não são utilizadas para auxiliar em procedimentos de segurança de poço.

O fluido de perfuração entra pela coluna na temperatura ambiente, sendo resfriado no percurso que se encontra no riser até o fundo do mar. A partir da cabeça do poço, o fluido continua a descer pela coluna, porém aquecendo devido à troca de calor com a formação, que se torna mais quente quanto mais profunda. Ao sair pela broca, o fluido encontra-se normalmente sob temperatura bem inferior à da formação.

Em caso de um influxo ocorrer, o óleo saí da formação com a mesma temperatura da região da rocha sendo perfurada, bem mais alta que a temperatura existente no fluido que sai da broca e sobe pelo anular do poço. Com isso, a mistura do fluido de perfuração e do fluido invasor, tende a aumentar a temperatura do fluido existente no anular. Esta variação de temperatura pode ser detectada pelo perfil de temperaturas existente nas ferramentas de LWD e MWD.

Com objetivo de quantificar a variação de temperatura causado pela invasão de fluido do reservatório no anular do poço e também a possibilidade do influxo ser detectado pelo perfil de temperatura, considerando a dificuldade de simular esta análise em campo, foi utilizado o software *Drill Bent*, da empresa *Schlumberger*, que permite a simulação de *kick*, e calcular as vazões necessárias

para controle do poço, apresentando, entre outras variáveis, o perfil de pressões e temperaturas ao longo do tempo e dos eventos (figura 4.3).

Foi simulado um *kick* de óleo em um poço de 4500 m de profundidade medida, com lamina de água de 1500 m e topo do reservatório a 4200 m. O fluido de perfuração utilizado foi a água do mar. O influxo foi provocado na fase de 8,5” de diâmetro interno de poço, na profundidade de 4500, durante a perfuração com vazão pela coluna de 450 gpm, valor usual para esta fase.

O último revestimento instalado foi o de 9 5/8”, com a base a 4000 m de profundidade. O *kick* considerado foi de óleo API de 40°, com RGO- Razão Gás Óleo de 100 e um índice de produtividade do reservatório de 100 m³/d/kgf/cm².

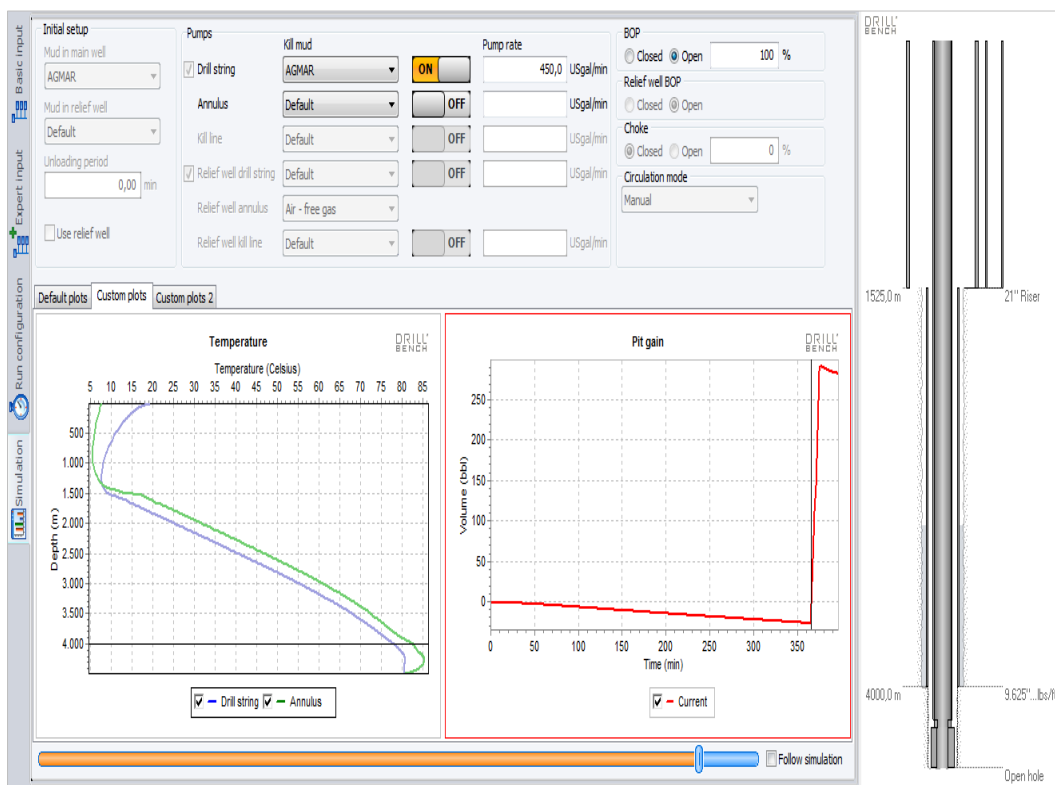


Figura 4.3. - Entrada de dados no software Drill Bent.

Inicialmente, conforme gráficos da figura 4.4, foram obtidos o perfil de temperatura do fluido no interior da coluna (linha azul) e do fluido no anular da coluna e paredes do poço (linha vermelha), ainda sem ocorrência de influxo, ou seja, somente água do mar fluindo no anular com vazão de 450 gpm. A linha verde do gráfico da direita indica a variação de volume no poço (em bbl) ao longo do tempo (em minutos).

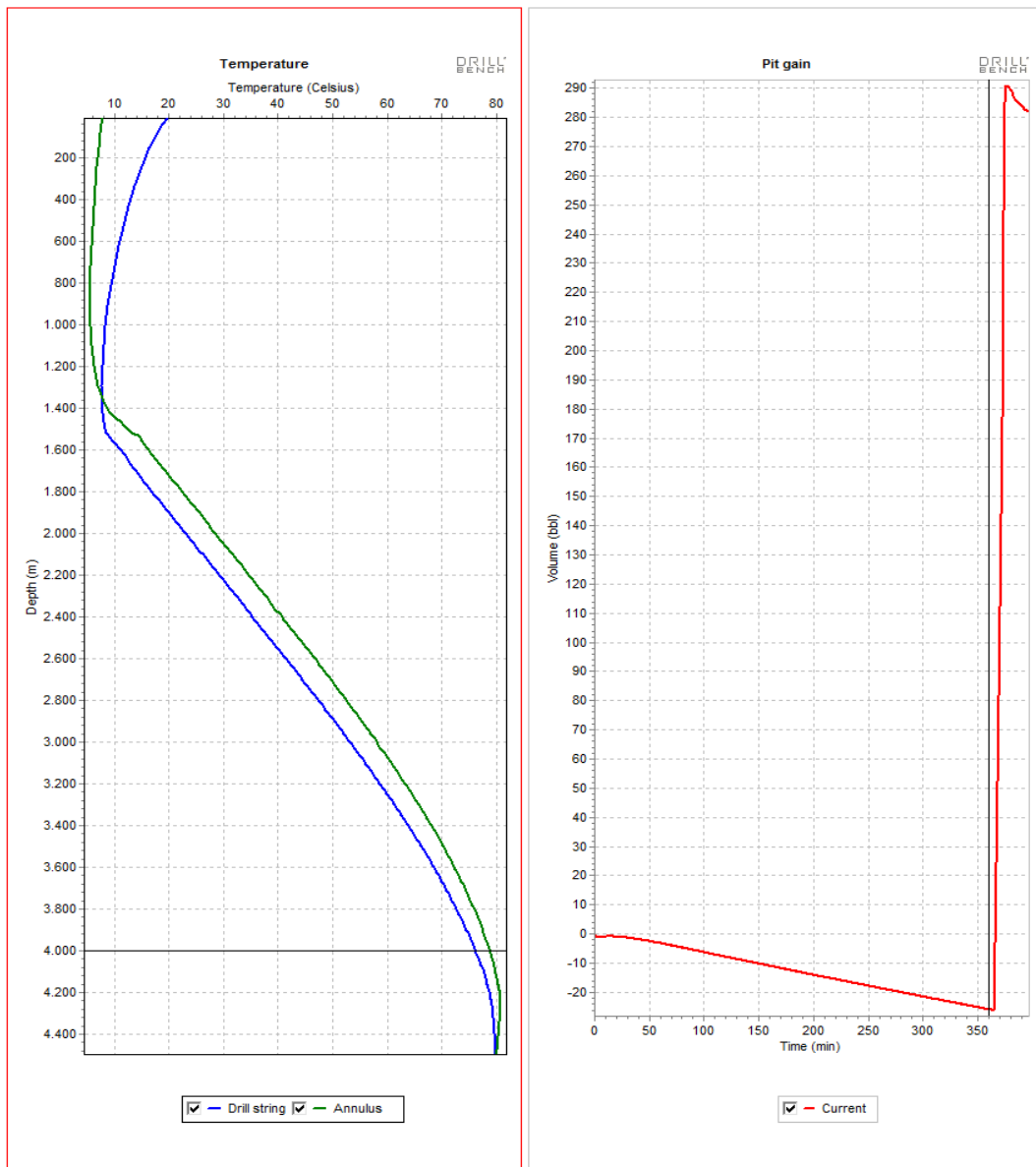


Figura 4.4 - Perfis de temperatura antes do influxo de óleo no poço.

Em seguida foi induzido um influxo no poço, como pode ser visto na figura 4.5. Já no primeiro minuto, após o influxo, é possível verificar um aumento de temperatura no fluido do anular na região que teve contato com o fluido invasor de 81°C para 85 °C, ou seja elevação de 5° C.

O sensor de temperatura no MWD/ LWD é capaz de detectar 1°C de aumento de temperatura.

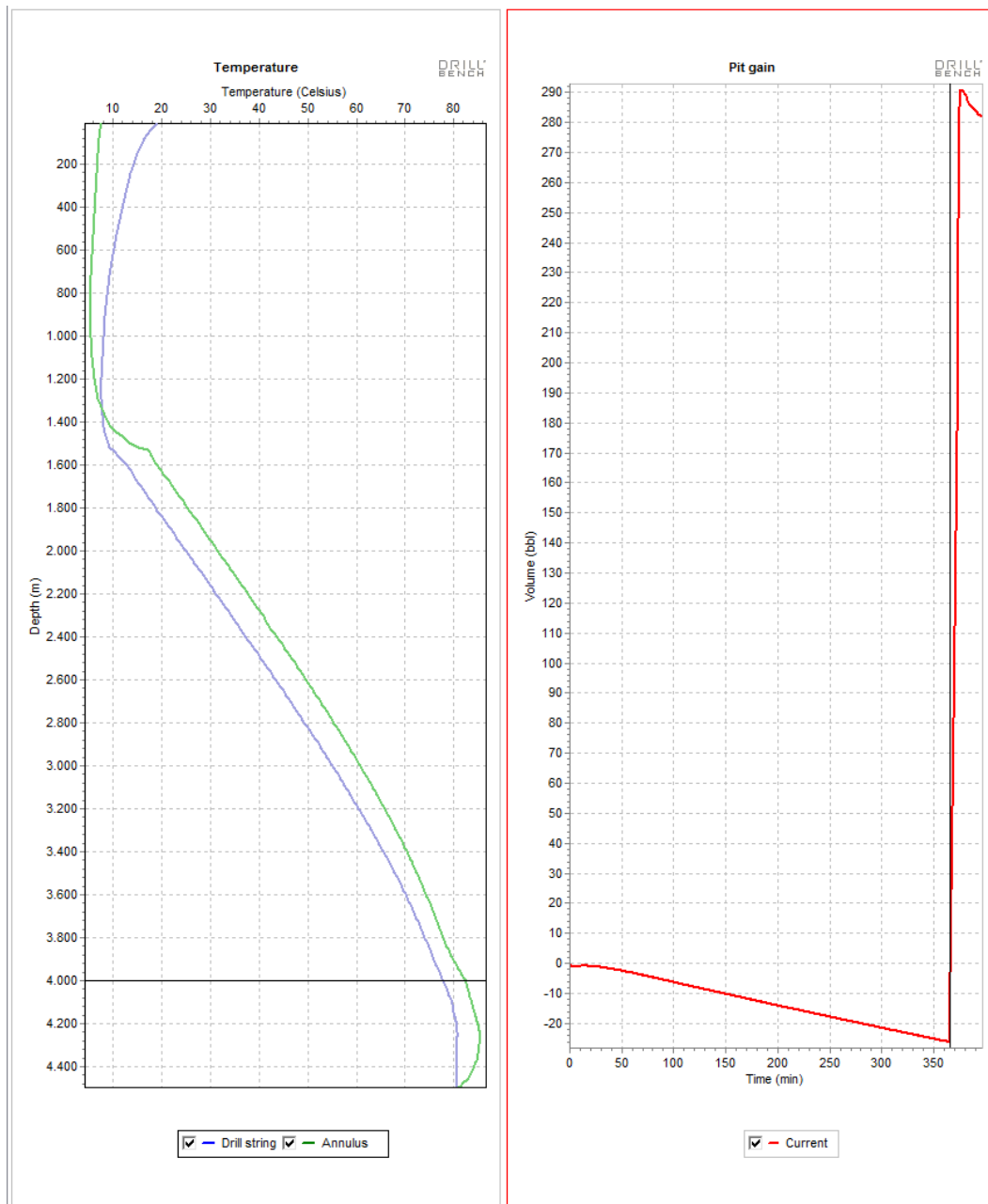


Figura 4.5. - Perfil temperatura após do influxo de óleo no poço.

Greenberg (2008) discutiu o uso da ferramenta RAT (*Rapid Annular Temperatura*), um sensor instalado no MWD capaz de obter alterações da temperatura no anular do poço com mais acurácia. Citou que a ferramenta auxiliou na detecção de *kick* em poços do Golfo do México, medindo variações de temperatura entre 5° a 10°C durante o influxo do óleo, em poucos minutos, possibilitando ações de fechamento e controle do poço.

Na ilustração reproduzida na figura 4.6 é possível verificar no perfil de temperatura (RAT), no primeiro gráfico à esquerda, um aumento de temperatura significativo, de 140°C para 170°C, após a ocorrência de um *kick* a 4540 m de profundidade.

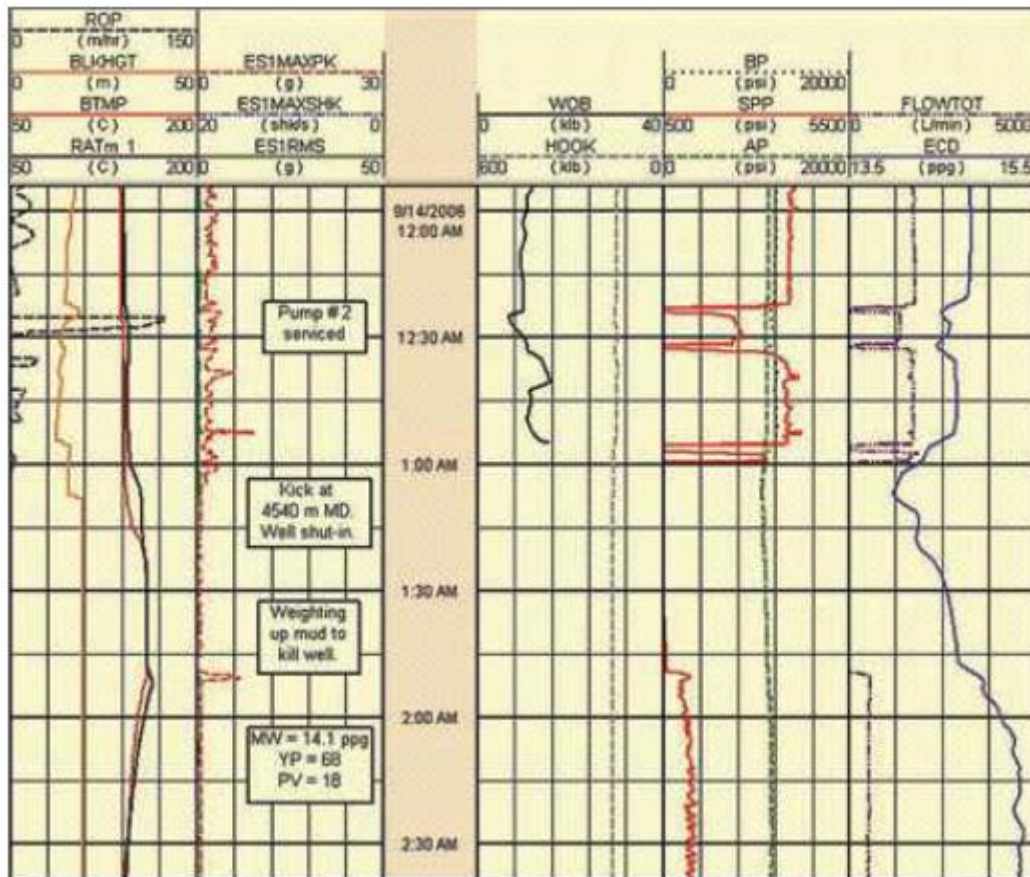


Figura 4.6. - Perfil de temperatura do MWD/LWD.
Fonte: Greenberg, 2008.

É esperado que a temperatura aumente gradativamente com o aumento da profundidade, porém picos de temperatura com variações superiores a 2°C, em incrementos de profundidade inferiores a 10 m, podem em princípio estar associados a alterações no fluido, na vazão de bombeio ou falhas de equipamento. Caso nenhum destes eventos tenha ocorrido, o aumento de temperatura pode ser considerado um indício de *kick*, ainda que secundário, alertando a equipe de perfuração para que outros indícios, como aumento da taxa de perfuração e aumento do nível do fluido no anular, sejam verificados. Caso o influxo seja confirmado, ações de segurança necessárias para evitar migração de óleo para superfície devem ser tomadas, como aumento da vazão de injeção ou fechamento do poço.

Além do trabalho de Greenberg (2008), há pouca informação na literatura da utilização do perfil de temperaturas das ferramentas de LDW e MWD como técnica auxiliar para detecção de *kick*, apesar do grande uso destas ferramentas na perfuração de poços de petróleo *offshore* no Brasil. O motivo, possivelmente, deve-se ao fato da perfuração convencional contar com formas consolidadas de detecção de *kick*.

O perfil de temperatura, além do potencial de se tornar uma importante ferramenta para obtenção de indício secundário de influxo em poços perfurados com a técnica FMCD, poderia ser adotada também para auxiliar na detecção de *kick* em poços convencionais, principalmente em poços exploratórios, em que há grande incerteza quanto à pressão das formações a serem atravessadas, e o risco de *kick* é sempre maior.

Esta proposta de detecção de *kick* com perfil de temperaturas, aqui introduzida, merece investigação mais aprofundada em pesquisas futuras devido à grande potencialidade de seu uso na indústria do petróleo.

4.4. Indícios Primários de Influxo e Métodos de Confirmação

Uma vez verificado a possibilidade de haver um influxo da formação para anular do poço através dos indícios secundários, podemos conceituar duas propostas técnicas para constatar que possa haver hidrocarbonetos no poço, com possibilidade de óleo migrando ou sendo absorvido pela fratura.

4.4.1. Tomada de Pressão do Reservatório

A primeira proposta é a tomada de pressão da formação com a coluna de perfuração, com ferramenta de LWD, já amplamente utilizada na perfuração de poços *offshore*, porém evitada em poços com perda de fluido para formação.

Em um reservatório onde haja interesse de obter a pressão da formação, a ferramenta LWD é posicionada na profundidade determinada, abrindo um probe que invade a formação e mede a pressão de poros, enviando o valor codificado para superfície, em tempo real (figura 4.7). Com isso, é possível constatar se a

trajetória do poço atravessou uma região com pressão de poros maior que a equivalente na zona de perda, o que estabeleceria um potencial cenário de kick.

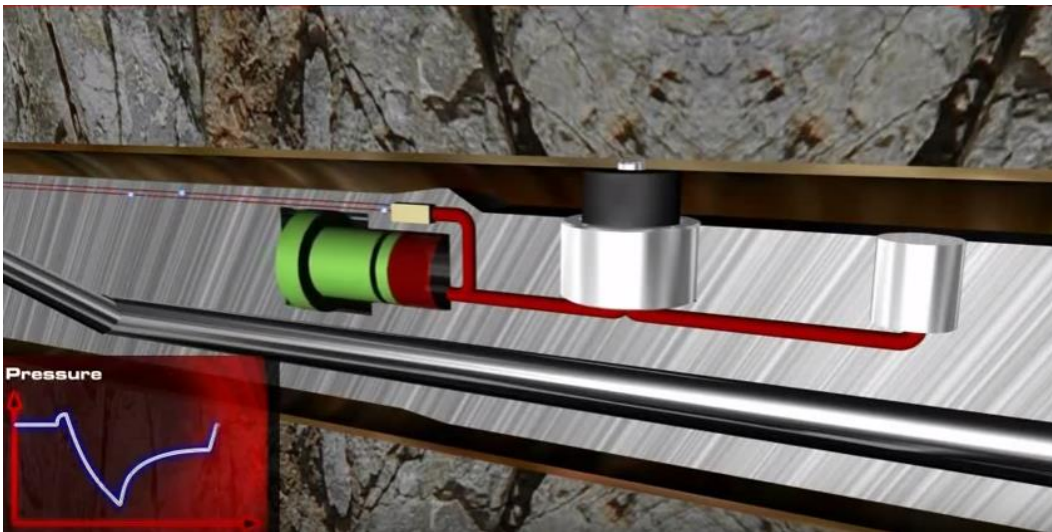


Figura 4.7. - Tomada de pressão da formação com ferramenta LWD.
Fonte: Halliburton (2017).

Atualmente a tomada de pressão é evitada em perfurações com perda e com técnica FMCD, devido ao receio de prisão diferencial. Este tipo de prisão pode ocorrer quando a coluna de perfuração fica parada, com uma face da coluna e do BHA em contato direto com a pressão do reservatório, e outra face naturalmente sujeita a pressão hidrostática do fluido no anular, como representando na figura 4.8. Se a pressão da hidrostática do fluido for muito maior que da formação, gera-se uma pressão diferencial sobre o tubo, prendendo a coluna contra a formação. Em casos de perda severa, há um risco maior da coluna ficar em contato direto com a pressão da formação e com isso ocorrer à prisão da coluna.

No entanto, em perfurações FMCD, devido o nível do fluido no anular ser controlado pela pressão de poros na fratura, não ocorrendo uma pressão hidrostática muito superior à pressão de poros, o diferencial de pressão entre a formação e hidrostática no anular do poço é relativamente baixo, podendo inclusive já estar equalizado, dependendo da vazão de bombeio e do índice de injetividade da fratura. Ainda, caso aconteça uma prisão diferencial, a liberação da coluna pode ser feita controlando o nível de fluido no anular, reduzindo a vazão de injeção.

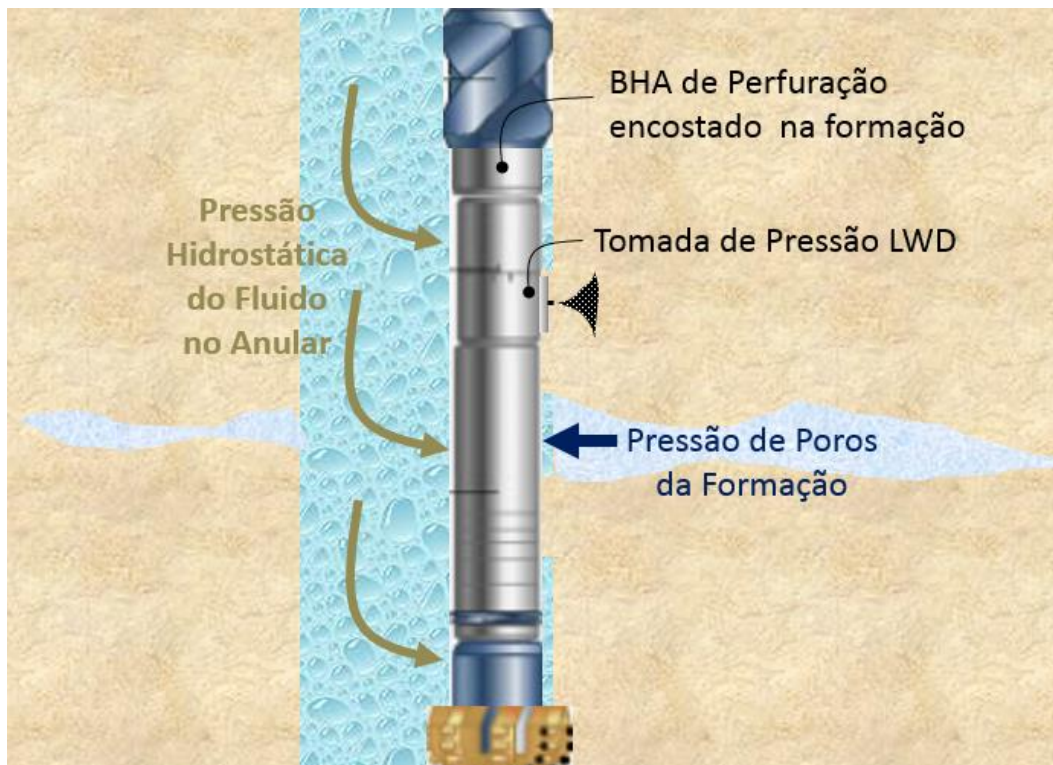


Figura 4.8. - Risco de prisão diferencial na tomada de pressão da formação com ferramenta LWD.
Fonte: Autor.

Com isso, em casos de indicativo de ter atravessado uma zona com pressão de poros maior que esperada, poderá ser feita uma tomada de pressão para averiguação. Basta que a ferramenta de tomada de pressão esteja disponível na coluna de perfuração, e adoção de ações preventivas, como redução de tempo de coluna parada, sejam tomadas para mitigar o risco de prisão da coluna.

Atualmente o tempo efetivo de coluna parada durante a tomada de pressão, pode ser tão baixo quanto de uma conexão de seção de tubos, em que a coluna também fica parada, porém está uma atividade inerente e inevitável na perfuração. No entanto, o risco de prisão de coluna versus a importância da confirmação do influxo, devem ser avaliados em uma análise de risco, considerando o cenário específico do poço.

4.4.2. Amostragem de Fluido no Anular do Poço

A segunda proposta, sem precedentes na indústria e ainda sob ponto de vista conceitual, para discussão e desenvolvimento, seria utilizar a ferramenta de amostragem de fluido do reservatório a coluna, para obtenção de leitura das

características do fluido existente no anular do poço, que a princípio na perfuração com técnica FMCD, deveria ser apenas água do mar, mas em caso de influxo de óleo da formação levaria a leitura de óleo também.

A ferramenta de amostragem de fluido da formação descida a cabo ou a coluna na perfilagem dedicada de poços, já é amplamente utilizada na indústria para obtenção de amostras de fluido da formação, sem necessidade de induzir surgência, ou seja, produzir o poço.

Como apresentado por Cartellieri et al (2011), as companhias de serviço passaram a disponibilizar esta ferramenta também na coluna de perfuração, possibilitando que durante a perfuração do poço seja possível obter amostras do fluido da formação, armazenado em garrafas instaladas na ferramenta e trazidas para a superfície na retirada da coluna ao final da perfuração do intervalo. As ferramentas de amostragem, tanto utilizadas nas perfilagens dedicadas, quanto mais recentemente disponibilizadas na coluna de perfuração, tem princípio de funcionamento muito parecidos. Como representado na figura 4.9, as ferramentas dispõem de um probe, capaz de expandir e invadir a formação, para coletar fluido do reservatório. Uma vez que o probe expanda e estabeleça contato com a formação, o fluido bombeado pelo probe é direcionado para os sensores de resistividade e ótico da ferramenta, que envia os dados lidos para a superfície, possibilitando o acompanhamento das características do fluido que está sendo amostrado pela ferramenta. Quando o fluido coletado pela ferramenta indicar alta contaminação, este é devolvido continuamente para o anular do poço. Assim que for constatada baixa contaminação, o fluido da formação é bombeado para as garrafas na ferramenta e armazenado até o retorno para a superfície.

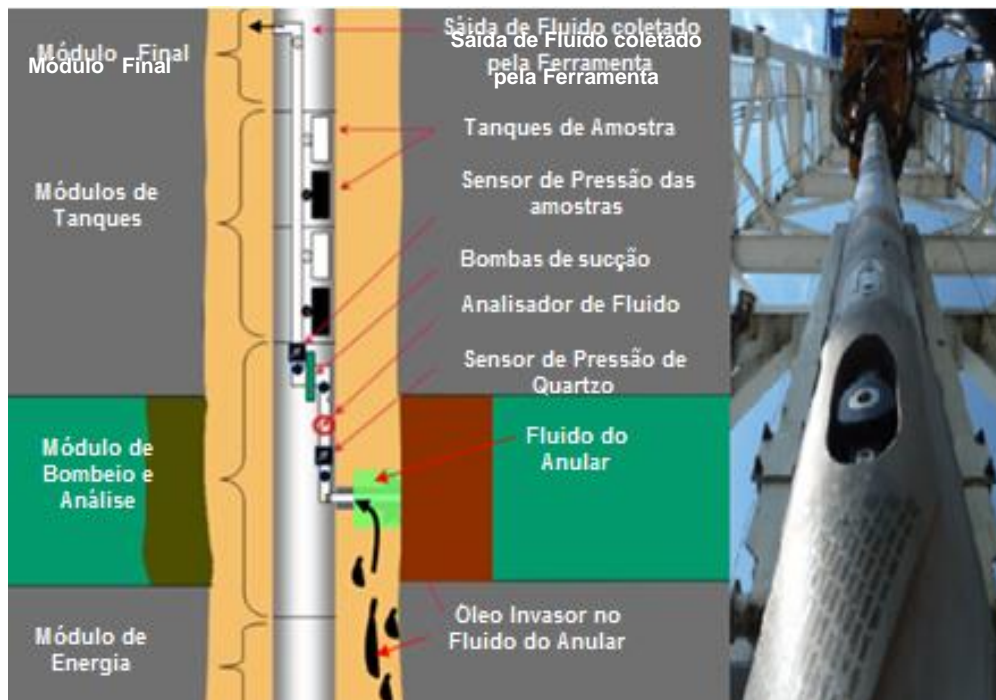


Figura 4.9. - Amostrador de fluido no BHA de perfuração.
Fonte: Adaptado de Baker Huges (2017).

A proposta seria utilizar a mesma ferramenta de amostragem utilizada em colunas de perfuração, porém com intuito de fazer a leitura das características do fluido do anular, sem necessariamente alterar a ferramenta significativamente.

A principal mudança da ferramenta, seria somente fazer com que o probe não expandisse, com isso não adentrando na formação, fazendo com que apenas recolhesse fluido do anular do poço. Ainda, para auxiliar que apenas seja coletado fluido do anular, a coluna poderia ser posicionada garantido que o probe fique no lado alto do poço, de forma que não entre na formação. Com isso, a ferramenta poderia coletar fluido no anular, passando pelos sensores e descartando para o anular do poço. Desta forma, poderíamos fazer uma leitura do fluido existente no poço.

Esta proposta é ainda conceitual, sem conhecimento deste autor em referências da literatura, merecendo um trabalho de desenvolvimento tecnológico dedicado devido à potencialidade de aplicação.

O estudo de alternativas para aumentar a segurança de poços perfurados com a técnica FMCD, estimulou a busca de soluções com ferramentas e adaptações de técnicas já existentes, porém com novas perspectivas de aplicação.

4.5. Margens de Segurança

Uma importante discussão é a margem de segurança a ser adotada na vazão mínima de injeção no anular a ser utilizada operacionalmente, para evitar ascensão de hidrocarbonetos que possam invadir o poço.

Como mencionado, a vazão de injeção no anular torna-se a principal medida de segurança na perfuração FMCD. No entanto, sua determinação baseada em modelos hidráulicos ou simuladores computacionais pode ser imprecisa.

Considerando os valores obtidos com o modelo de Hasan e Kabir (1999), quando comparados com resultados de experimentos em tubos de 200 mm (7,87") realizados por Vigneux et al (1988), é observado uma discrepância máxima de 20% para inclinações inferiores a 45°, mas grandes diferenças para inclinações superiores.

No modelo de Shi et al (2005), os resultados obtidos comparados com medidas experimentais em tubo de 152 mm (6"), indicaram discrepância inferior a 20% na grande maioria dos casos analisados (figura 3.8), indicando apenas *outliers* para resultados com tubo na inclinação de 88° em relação a vertical, alcançando uma discrepância máxima de 48%.

Assim, parece recomendável utilizar o modelo de Hasan e Kabir (1999), para poços com até 45° de inclinação, admitindo uma margem de segurança de 20% em relação aos valores calculados, enquanto que para o modelo de Shi et al (2005), a margem de segurança implícita é de 20% em poços com inclinação de até 80° e de 50% para inclinações superiores.

Em caso de utilização de simuladores computacionais, a margem de segurança em relação aos valores computados depende da confiabilidade do *software*, normalmente adquirida pela comparação entre resultados previstos e observados. A aferição entre resultados teóricos e experimentais é de grande importância para validar o uso de *software* e aprimorar as hipóteses de seu desenvolvimento.

No entanto, a incerteza de vazão necessária a ser injetada no anular, não está apenas associado ao valor calculado para evitar a migração de óleo, porém também associado à pressão de poros e produtividade do possível intervalo que possa ser encontrado com pressão superior a pressão de poros da zona de perda.

Com isso, a vazão de segurança a ser adotada deve ser a máxima possível que não cause dificuldades operacionais ou dano no reservatório, sempre respeitando o valor da vazão mínima obtida por modelos ou simuladores.

Poços de grande diâmetro e inclinação, como constado neste trabalho, poderão demandar vazões muito altas, que impossibilitem utilizar fatores de segurança desejado, considerando as limitações para o bombeio com altas vazões, como; autonomia *offshore* de produção de fluido, volume de produtos para compor o fluido ou risco de dano ao reservatório.

Tendo sempre em vista a premissa de evitar a migração de óleo até uma profundidade de liberação de gás, e considerando o tempo de migração do óleo na água, as seguintes propostas operacionais podem ser adotadas para aumentar a segurança do poço na perfuração FMCD:

- O poço poderá ser perfurado com vazão de injeção no anular adotando o fator de segurança mínimo de projeto, porém com bombeio em intervalos determinados em vazões mais altas, acima da utilizada para toda operação. Estes intervalos podem ser determinados considerando o tempo de um possível óleo invasor migrar até uma profundidade máxima que ainda não produza gás, podendo ser programado injeções preventivas, com alta vazão por tempo limitado, de acordo com a consideração definida em projeto.
- Bombeio frequentes de “tampões viscosos”, ou seja, volumes de fluido com alta viscosidade, variando de 20 a 200 bbl, de acordo com o diâmetro do poço e necessidade operacional. Pelo fato de ter alta viscosidade, terá maior capacidade de carrear bolhas de óleo para reinjeção na fratura. Importante que este fluido tenha massa específica mais baixa possível, considerando que quando menor a diferença de massa específica entre o óleo e o fluido, menor será a capacidade da migração do óleo através deste fluido.

Por fim, é importante considerar que poços em que haja pouco incerteza, sobre a possibilidade de atravessar zonas estratificadas, com pressão diferenciadas, e poços já perfurados em que as pressões máximas em todo o reservatório foram devidamente verificadas, as operações futuras, como alargamento, perfilagem ou completação, podem ser realizadas adotando o fator mínimo de segurança para vazão de injeção no anular definido em projeto, seja com base em modelos matemáticos ou simuladores hidráulicos.

5. Estudo de Casos com Simulador Computacional Olga

Com objetivo de verificar a adequabilidade de um simulador computacional na determinação da vazão mínima de injeção no anular na técnica de perfuração FMCD, foram realizadas simulações com o *software* de simulação hidráulica multifásica OLGA. Este programa computacional, amplamente utilizado na indústria de petróleo para previsão de fluxo bifásico e multifásico, foi inicialmente desenvolvido por Dag Malnes e Kjell Bendiksen no IFE - *Institute for Energy Technology*, Noruega, sendo atualmente comercializado pela empresa *Schlumberger*. De acordo com informações do IFE (2018), o software é capaz de simular fluxo multifásico em dutos com inclinações de 0° a 90°, em situações de fluxo ascendente ou descendente.

5.1. Descrição do Reservatório

A simulação foi realizada considerando perfuração em poço com lamina de água de 1200 m e topo do reservatório na profundidade de 4200 m. O reservatório, como representado na figura 5.1, é intercalado por zonas, à primeira das quais é depletada, com pressão equivalente aproximada de 6,0 lb/gal. Devido ao baixo índice de injetividade, não causa perdas severas de fluido.

O segundo intervalo é uma fratura de alta injetividade, também com pressão equivalente de 6,0 lb/gal, onde ocorre a perda severa do fluido do poço para a formação, causando a necessidade que a partir deste intervalo a perfuração prossiga com a técnica FMCD, ou seja, com perda total para formação. O terceiro intervalo atravessado, com pressão equivalente de 6,0 lb/gal, também apresenta baixo índice de injetividade, sem perda de fluido para formação.

No quarto intervalo, uma porção do reservatório encontra-se sob pressão equivalente de 9,1 lb/gal, acima da pressão no restante do reservatório. Como o poço já se encontra em perda ao perfurar esta região, o nível de fluido no poço está muito abaixo da mesa rotativa, buscando a equalização com a pressão de poros da fratura, sendo insuficiente para conter o influxo de óleo deste intervalo.

A tabela 5.1 resume as características dos intervalos do reservatório. O IP (índice de Produtividade) e o II (Índice de Injetividade) para cada intervalo são apresentados em (m³/d)/(kgf/cm²); esses índices são amplamente utilizados na indústria para determinar e comparar a capacidade de produção e injetividade de um poço ou de um intervalo do mesmo. O BSW (*Basic Sediments and Water*) é medida utilizada internacionalmente para porcentagem de água no óleo, considerada nesta simulação igual a zero, ou seja, o influxo é totalmente de óleo.

Tabela 5.1. - Características do reservatório considerado na simulação.

Intervalo	Topo (Profundidade) (m)	Base (Profundidade) (m)	Pressão Topo (psi)	Pressão Base (psi)	IP (*)	II (*)	BSW (%)
Superior	4200	4230	4294	4322	20	2	0
Fratura	4230	4280	4322	4364	100	800	0
Intermediário	4280	4350	4364	4432	20	2	0
Zona de kick	4350	4380	6745	6792	30	1	0

O óleo considerado nas simulações foi de grau API 40°, com características similares ao encontrado no Pré-sal da Bacia de Campos. O fluido de perfuração de injeção contínua considerado no anular foi água do mar com peso equivalente de 8,55 lb/gal.

5.2. Simulações executadas

O conjunto de simulações realizadas procura determinar a vazão mínima de injeção contínua no anular para que o óleo invasor da zona pressurizada migre no máximo até a topo da fratura, sendo reinjetando integralmente na zona de perda, de forma a impedir que frações de óleo subam ao longo do poço, o que poderia causar a liberação de gás e, com isso, aumentar o risco de descontrole do poço. É esperado haver fluxo cruzado contínuo, com a invasão de óleo na zona pressurizada do reservatório e redirecionamento deste óleo para a zona da fratura, empurrado pelo fluido de injeção.

Foram executadas análises comparativas com poços de diâmetros internos de 8 ½” e 12 ¼”, os mais comuns em perfuração com técnica FMCD em poços *offshore*, considerando poço vertical e inclinados de 30° e 60° em relação à vertical. As profundidades verticais dos diferentes intervalos do reservatório

foram mantidas iguais para as três inclinações, ajustando-se apenas as profundidades medidas ao longo do poço para cada caso, conforme figura 5.1.

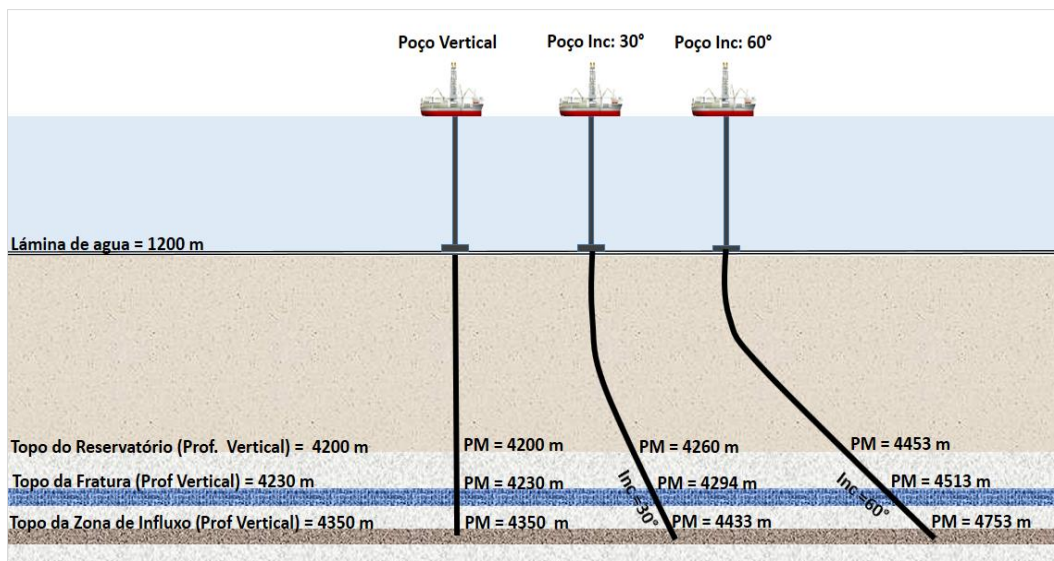


Figura 5.1. - Representação do reservatório e dos poços analisados.

Nos gráficos apresentados nas figuras deste capítulo adotou-se a seguinte legenda de cores:

- A linha azul - QLT (bbl/m), representa a vazão total de fluido nas diversas profundidades do poço, em barris por minuto.
- A linha vermelha - HOLHL(%), representa a fração de óleo presente no fluido, em porcentagem, nas diversas profundidades do poço.
- A linha preta - PT (psig), representa a pressão hidrostática no anular do poço, em psi, para cada profundidade do poço.

Para auxiliar na interpretação dos resultados, deve-se observar que:

- na região com fração de óleo (HOLHL) nula, é possível verificar no gráfico a vazão de injeção no anular, pois nesta região apenas haverá um fluido, a água do mar;
- ao longo da linha preta (PT), que representa a pressão hidrostática no anular, pode-se verificar que o poço está com nível de fluido muito abaixo da mesa rotativa, pois a pressão hidrostática é zero em determinado intervalo da mesa rotativa até acima do BOP, coerente com o esperado em uma operação FMCD;

- a zona de perda, onde ocorre a injeção de todo o fluido para formação, está bem caracterizada nos gráficos; no intervalo onde ocorre pico de vazão (QLT) e fração de óleo (HOLHL), o fato deve-se ao somatório da vazão de água injetada e do óleo invasor;
- o principal objetivo, foi determinar a vazão mínima de injeção no anular, representada pela linha azul (QLT), para que não ocorram frações de óleo (HOLHL), representado pela linha vermelha, acima da zona de injeção de todo fluido e óleo para a formação, ou seja da zona de alto índice de injetividade.

5.3.

Resultados com poço de 8 1/2"

5.3.1.

Poço vertical

A primeira simulação foi realizada com poço de 8 1/2", vertical, com bombeio de 0,5 bpm pelo anular. Foi observado que após 5h de operação, o óleo já vencia a frente de injeção de água, alcançando a profundidade de 3000 m (figura 5.2). A simulação foi então repetida com bombeio de 0,5 bpm pelo anular, porém inserindo uma injeção de 10 bpm pela broca. Foi observado que, após 5h de operação, o óleo novamente vencia a frente de injeção de água alcançando a profundidade de 3000 m (figura 5.3).

Aumentando a vazão de injeção para 1,0 bpm pelo anular, foi observado que 1% de óleo migrava até a cabeça de poço após 10h de simulação (figura 5.4). Mantendo o bombeio de 1,0 bpm pelo anular, porém acrescentando uma vazão de 10 bpm pela broca, foi constatado o mesmo cenário, após 10h de operação (figura 5.5).

Finalmente, aumentando a vazão de injeção no anular para 1,5 bpm, foi verificado na simulação computacional que óleo foi mantido em frente ao reservatório e reinjetado totalmente na fratura (figura 5.6).

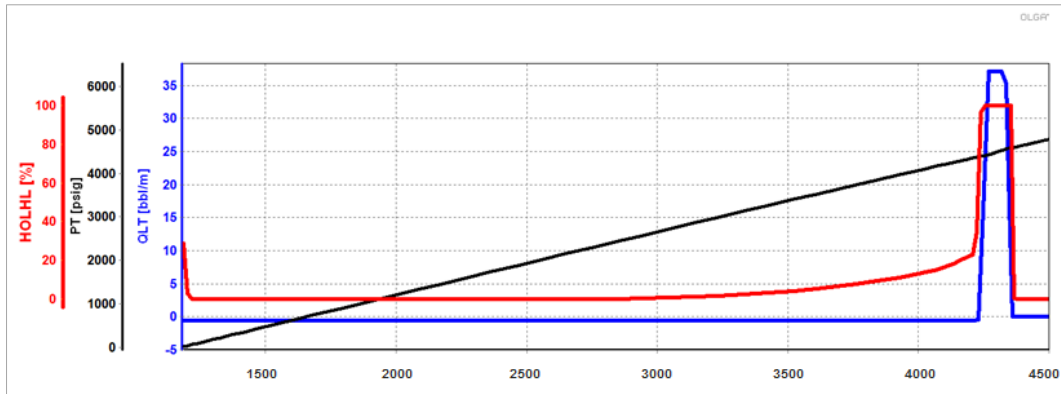


Figura 5.2. - Poço de 8 ½”, vertical, 0,5 bpm pelo anular.

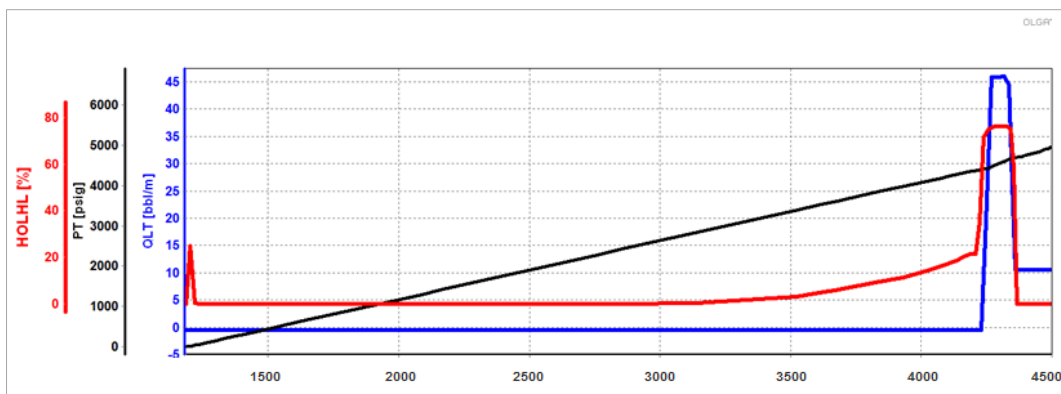


Figura 5.3. - Poço de 8 ½”, vertical com bombeio de 0,5 bpm pelo anular e 10 bpm pela coluna.

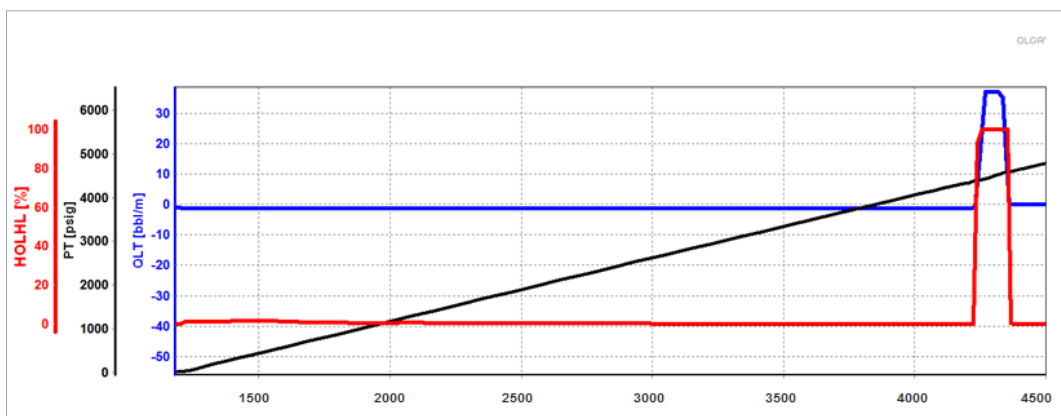


Figura 5.4. - Poço de 8 ½”, vertical, 1 bpm pelo anular.

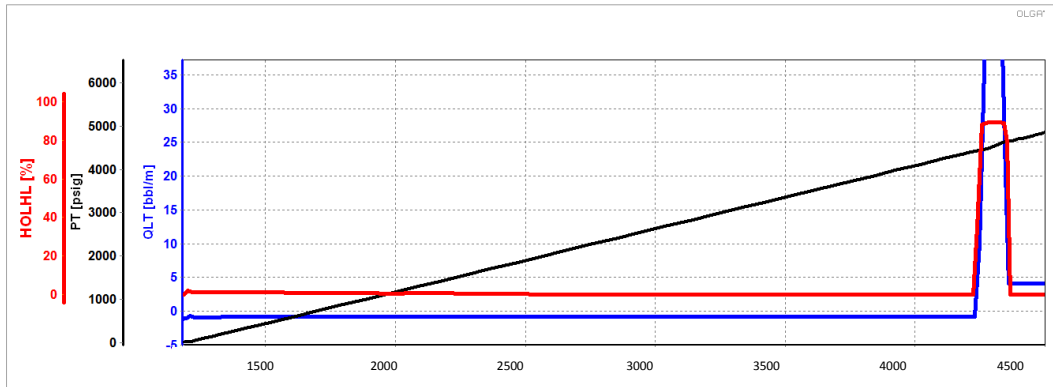


Figura 5.5. - Poço de 8 1/2", vertical, com bombeio de 1 bpm pelo anular e 10 bpm pela coluna.

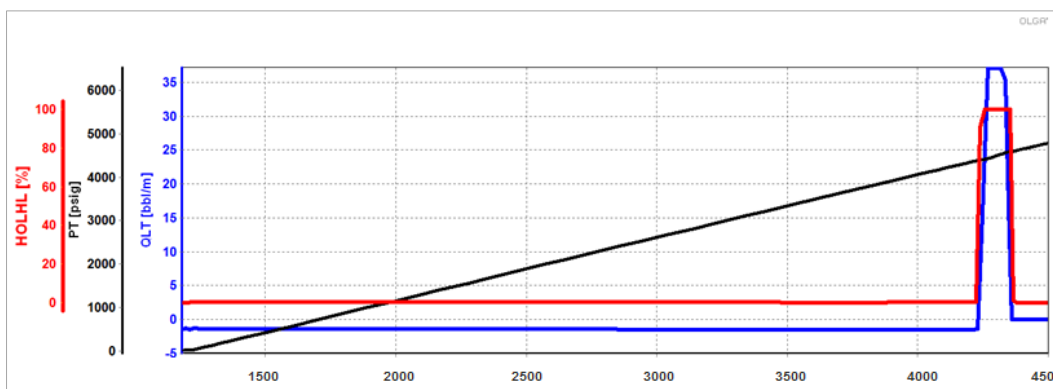


Figura 5.6. - Poço de 8 1/2", vertical, 1,5 bpm pelo anular.

5.3.2. Poço inclinado de 30°

Para o poço de 8 1/2" inclinado em 30° em relação a vertical, a primeira simulação foi executada com bombeio contínuo de 2 bpm pelo anular. Após 5h, 5% do óleo alcançou a profundidade de 2520 m (figura 5.7). Aumentando a vazão de bombeio no anular para 3 bpm, foi observado o óleo cortando a frente de água e alcançando a profundidade de 3540 m, após 2 h de simulação (figura 5.8).

A vazão de bombeio pelo anular foi sucessivamente incrementada de 3 bpm até 6 bpm. A simulação indicou que somente com vazão de 6 bpm injetada pelo anular, o óleo foi mantido em frente ao reservatório e reinjetado totalmente na fratura durante as 12 h de simulação (figura 5.11).

Atentar que o poço tem a inclinação de 30° do fundo até 4200 m, ou seja principal intervalo analisado. A partir desta profundidade perde inclinação até a

profundidade de 2515 m, onde alcança a inclinação igual a zero (vertical) que é mantida até a superfície

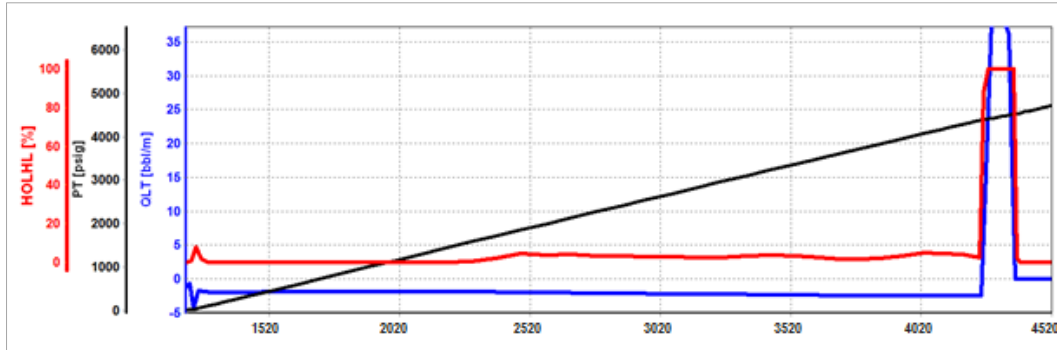


Figura 5.7. - Poço de 8 1/2", inclinação de 30°, 2 bpm pelo anular.

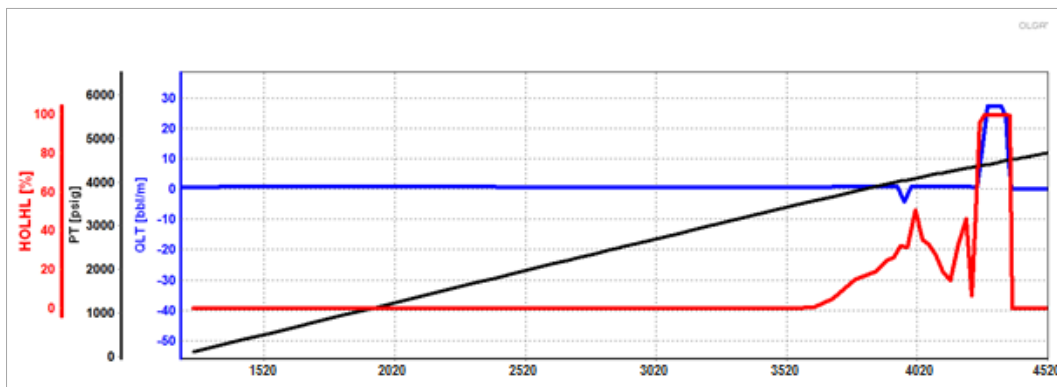


Figura 5.8. - Poço de 8 1/2", inclinação de 30°, 3 bpm pelo anular.

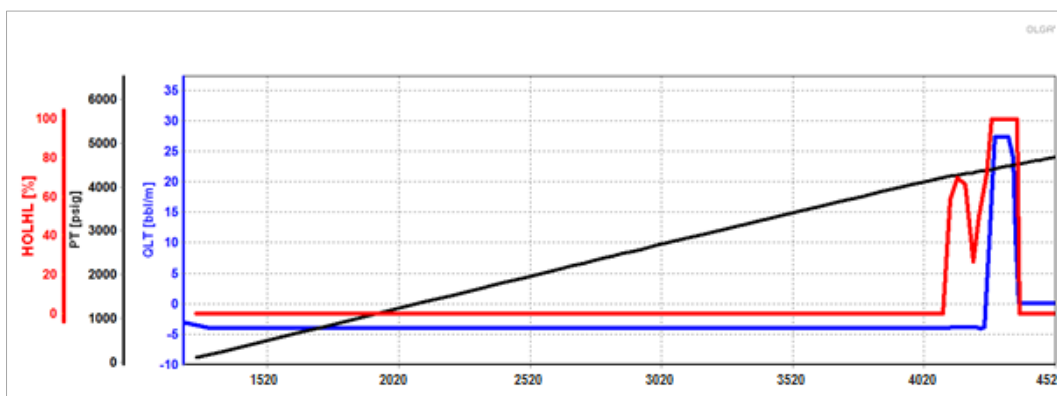


Figura 5.9. - Poço de 8 1/2", inclinação de 30°, 4 bpm pelo anular.

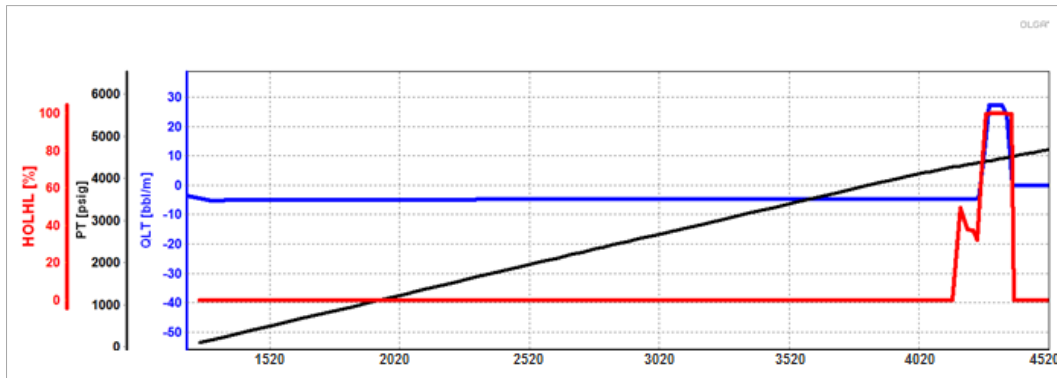


Figura 5.10. - Poço de 8 ½”, inclinação de 30°, 5 bpm pelo anular.

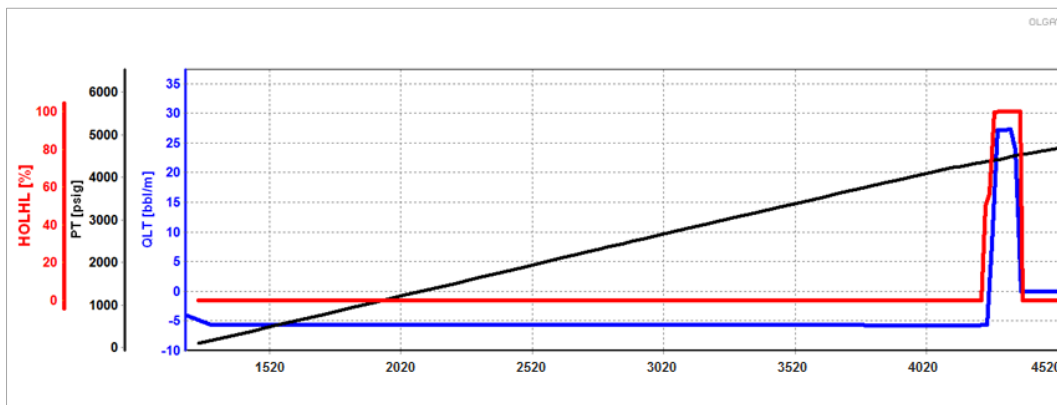


Figura 5.11. - Poço de 8 ½”, inclinação de 30°, 6 bpm pelo anular.

5.3.3. Poço inclinado de 60°

Nesta simulação o poço tem a inclinação de 60° do fundo até 4097 m, ou seja, principal intervalo analisado. A partir desta profundidade perde inclinação até a profundidade de 2790 m, onde alcança a inclinação igual a zero (vertical) que é mantida até a superfície

Na primeira simulação com bombeio de 5 bpm pelo anular, foi observado que o óleo foi reinjetado na fratura e mantido abaixo do topo do reservatório até 3h de simulação. No entanto, decorridas 3,5h o óleo alcançou a profundidade de 4050 m (profundidade em que a inclinação correspondente é de 40°), com uma fração de 35% se mantendo abaixo desta profundidade até ao final das 12 h de simulação (figura 5.12).

Repetindo a análise, com bombeio de 5 bpm pelo anular, mas inserindo uma vazão adicional de 10 bpm pela broca, uma situação semelhante foi

verificada, com fração de 38 % do óleo alcançando 4200 m (trajetória com inclinação de 60°), após 3,5h de simulação, se mantendo abaixo desta profundidade até a final da simulação em 12 h (figura 5.13).

Incrementando a vazão para 6 bpm pelo anular (sem injeção pela broca), foi então constatado na simulação computacional que óleo foi mantido em frente ao reservatório e reinjetado totalmente na fratura (figura 5.14).

Finalmente, como análise de sensibilidade, o índice de Injetividade na fratura foi reduzido para 100 (m³/d)/(kgf/cm²) e a simulação com bombeio de 6 bpm pelo anular foi repetida. Observou-se que novamente o óleo foi mantido em frente ao reservatório e reinjetado totalmente na fratura, mesmo cenário anteriormente verificado com índice de injetividade $II = 800 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$ (figura 5.15).

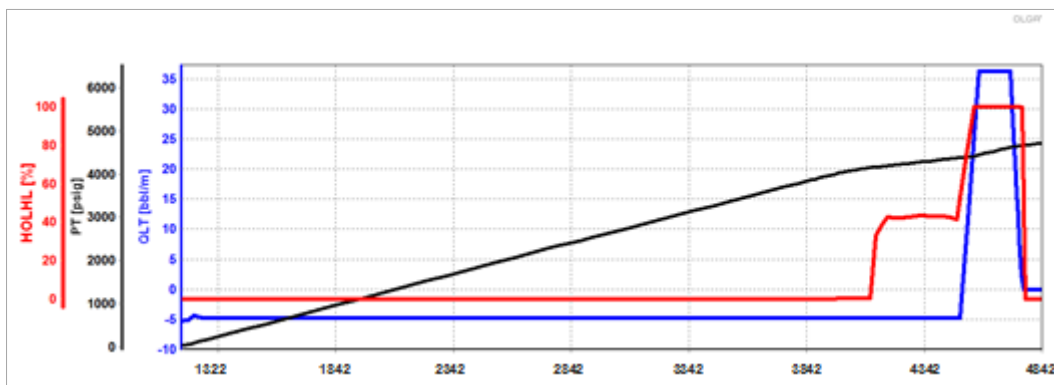


Figura 5.12. - Poço de 8 1/2", inclinação de 60°, vazão de 5 bpm pelo anular.

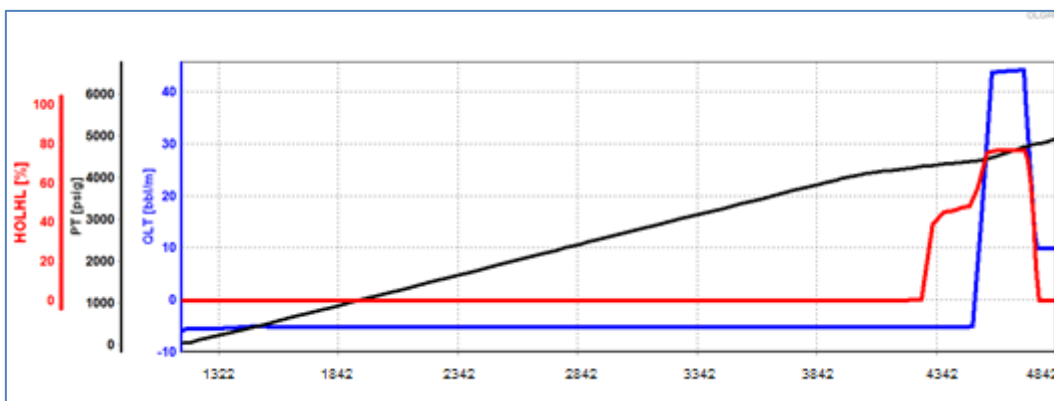


Figura 5.13. - Poço de 8 1/2", inclinação de 60°, vazão de 5 bpm pelo anular e 10 bpm pela coluna.

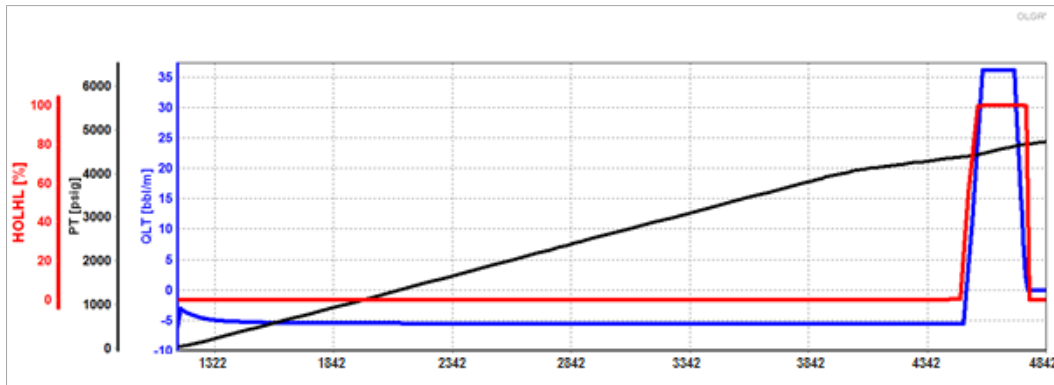


Figura 5.14. - Poço de 8 ½”, inclinação de 60°, vazão de 6 bpm pelo anular.

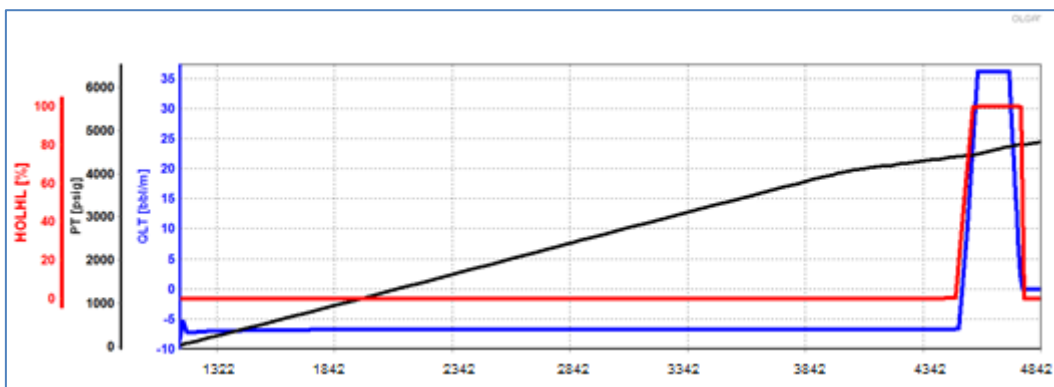


Figura 5.15. - Poço de 8 ½”, inclinação de 60°, bombeio de 6 bpm pelo anular e redução do índice de injetividade.

5.4. Resultados com poço de 12 ¼”

5.4.1. Poço vertical

Com o poço vertical de 12 ¼” a primeira simulação foi realizada com bombeio de 2 bpm pelo anular. Após 5h, 4% de óleo havia alcançado a profundidade de 2520 m (figura 5.16). Incrementando a vazão para 3 bpm, o óleo foi totalmente mantido em frente ao reservatório e reinjetado na fratura (figura 5.17). O mesmo cenário ocorreu quando, mantida a vazão de 3 bpm pelo anular, o índice de injetividade da fratura foi reduzido para 100 (m³/d)/(kgf/cm²) (figura 5.18).

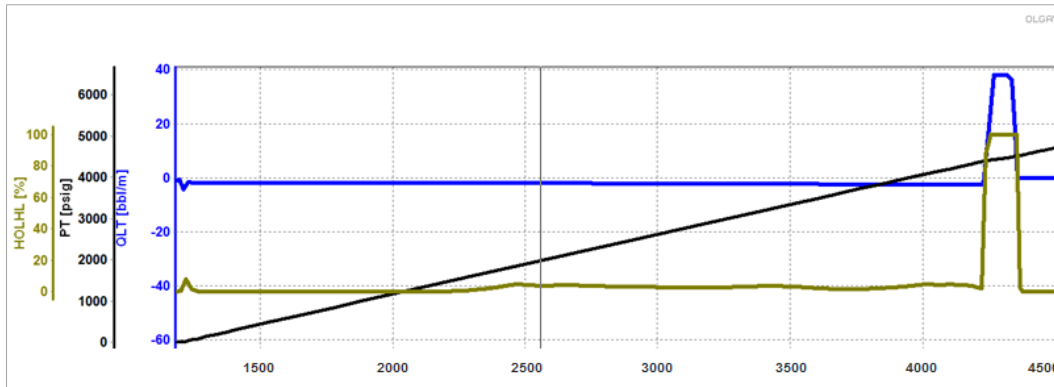


Figura 5.16. - Poço vertical de 12 1/4", vazão de 2 bpm pelo anular.

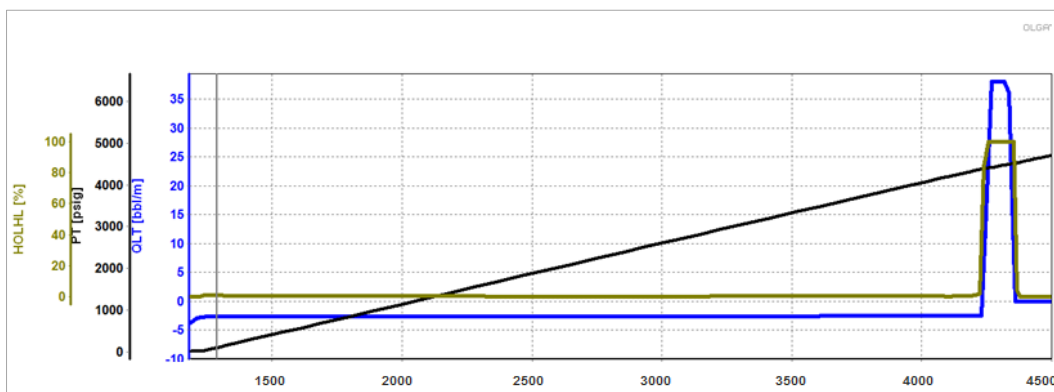


Figura 5.17. - Poço vertical de 12 1/4", vazão de 3 bpm pelo anular.

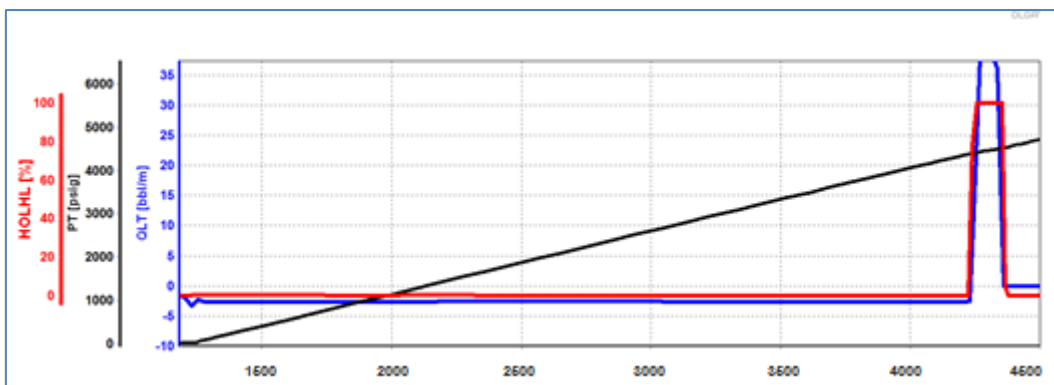


Figura 5.18. - Poço vertical de 12 1/4", vazão de 3 bpm pelo anular, redução do índice de injetividade para 100 (m3/d)/(kgf/cm2).

5.4.2. Poço inclinado de 30°

Nesta simulação o poço tem a inclinação de 30° do fundo até 4200 m, ou seja, principal intervalo analisado. A partir desta profundidade perde inclinação até a profundidade de 2515 m, onde alcança a inclinação igual a zero (vertical) que é mantida até a superfície

Considerando poço com 30° de inclinação e bombeio de 6 bpm pelo anular, foi constatado, após 4h de simulação computacional, um pico de migração do óleo na profundidade de 2910 m, alcançando 16 % de fração de óleo em 12 h de simulação (figura 5.19).

Incrementando a vazão no anular para 8 bpm, foi observado que após 6 h de simulação, o óleo também migra até 4100 m. Um pico de fração de óleo é observado na profundidade de 3870 m, alcançando fração de 11% em 12 h de simulação (figura 5.20).

Somente com uma vazão de bombeio no anular de 9 bpm não foi observado migração de óleo para superfície, considerando 12 h de simulação (figura 5.21).

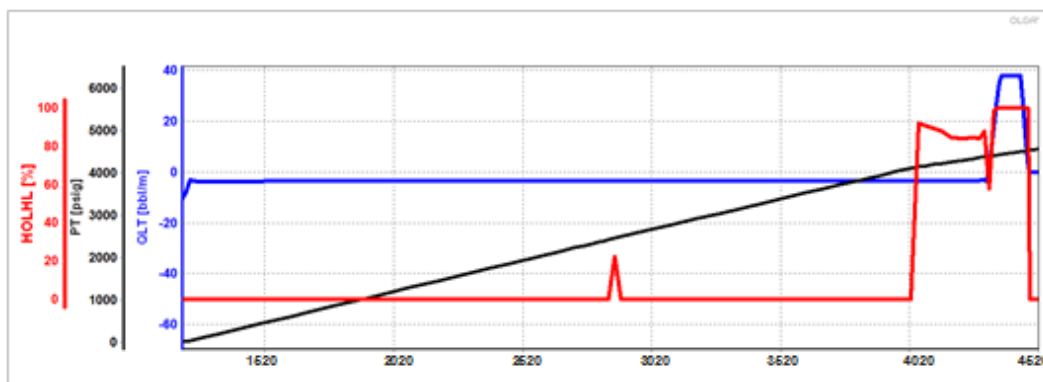


Figura 5.19. - Poço de 12 1/4", inclinação de 30°, vazão de 6 bpm pelo anular.

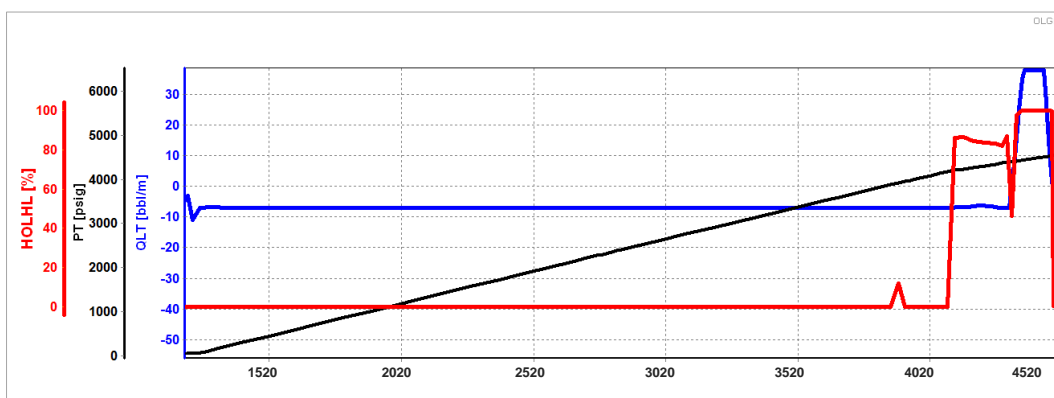


Figura 5.20. - Poço de 12 1/4", inclinação de 30°, vazão de 8 bpm pelo anular.

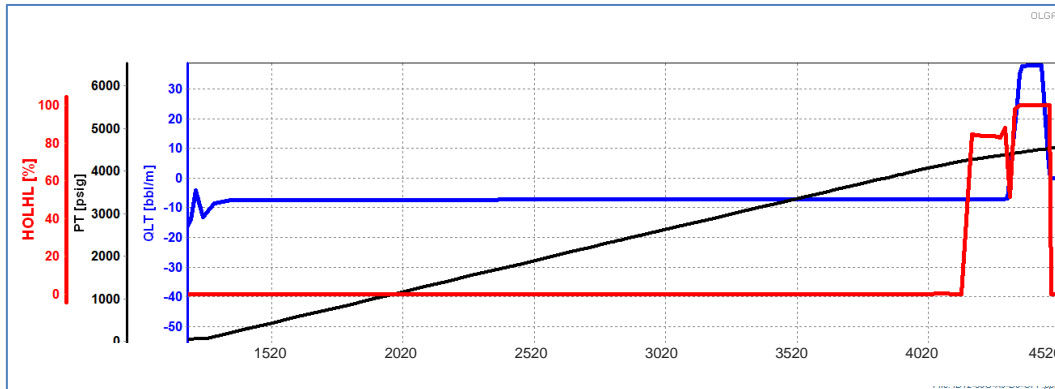


Figura 5.21. - Poço de 12 1/4", inclinação de 30°, vazão de 9 bpm pelo anular.

5.4.3. Poço inclinado de 60°

Por fim, foi alterada a inclinação do poço de 12 1/4" em frente ao reservatório para 60°. Nesta simulação o poço tem a inclinação de 60° do fundo até 4097 m, ou seja, principal intervalo analisado. A partir desta profundidade perde inclinação gradativamente até a profundidade de 2790 m, onde alcança a inclinação igual a zero (vertical) que é mantida até a superfície

O primeiro estudo foi feito com bombeio de 10 bpm pelo anular. Após 12h de simulação foi constatada a subida do óleo acima do reservatório e mantido na profundidade 4050 m (figura 5.22). Incrementando a vazão para 15 bpm o óleo foi mantido após 12h na profundidade de 4110 m (figura 5.23) e com novo incremento de vazão para 17 bpm foi então observado que o óleo permaneceu em frente ao reservatório por 3,5h, mas migrou posteriormente e se manteve na profundidade de 4000 m com inclinação aproximada de 40° (figura 5.24). Este cenário não variou significativamente quando, além da vazão de 17 bpm pelo anular, foi acrescentada uma vazão de 20 bpm pela broca, com o óleo sendo mantido durante 2,8h abaixo de 4000m antes de iniciar a migração (figura 5.25).

Somente com a bombeio de 18 bpm pelo anular, foi constatada a situação do óleo não migrar acima do reservatório e ser totalmente reinjetado para a fratura (figura 5.26).

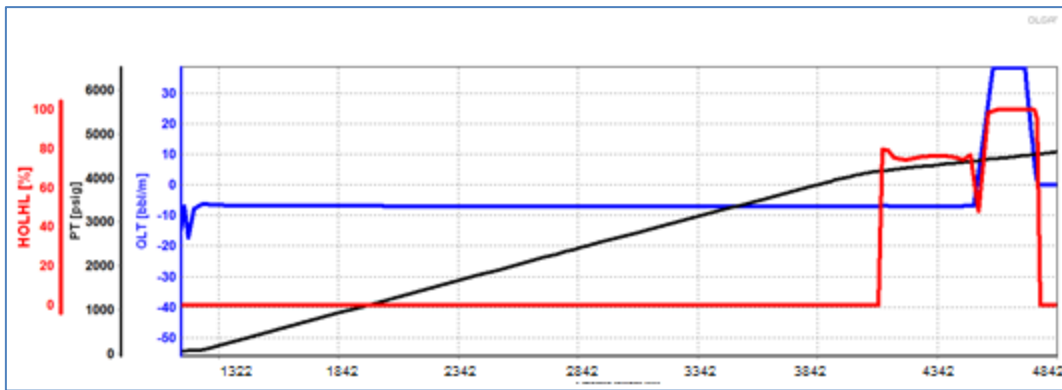


Figura 5.22. - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 10 bpm pelo anular.

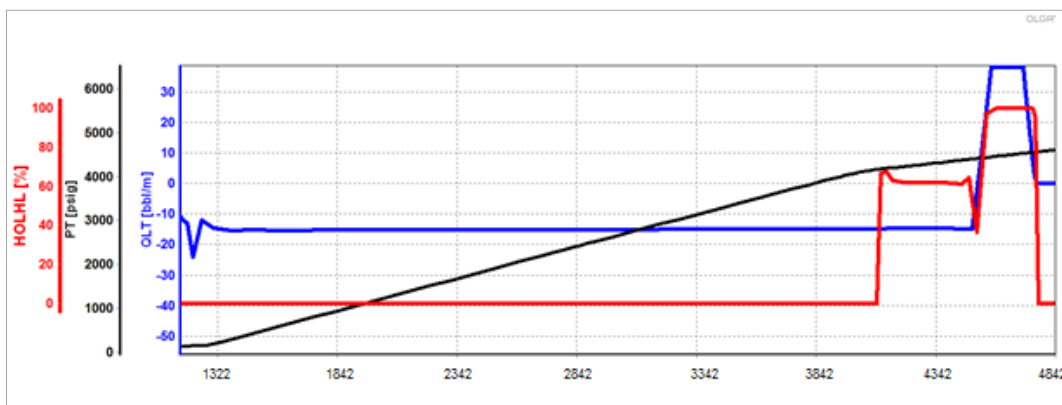


Figura 5.23. - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 15 bpm pelo anular.

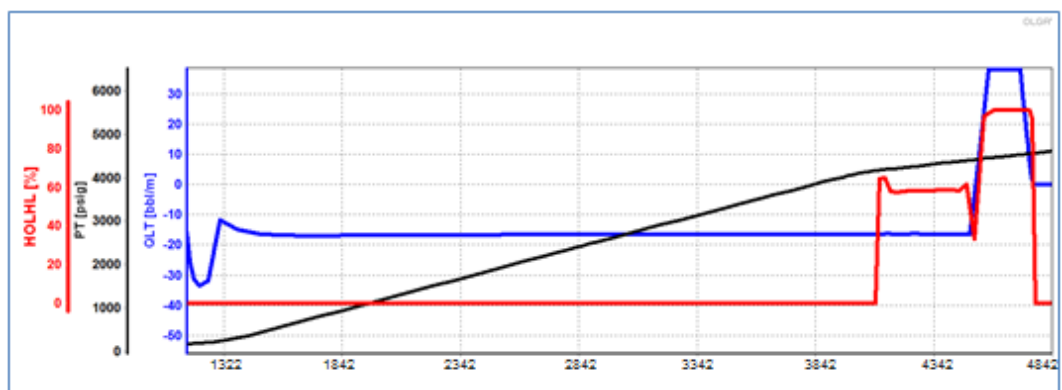


Figura 5.24. - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 17 bpm pelo anular.

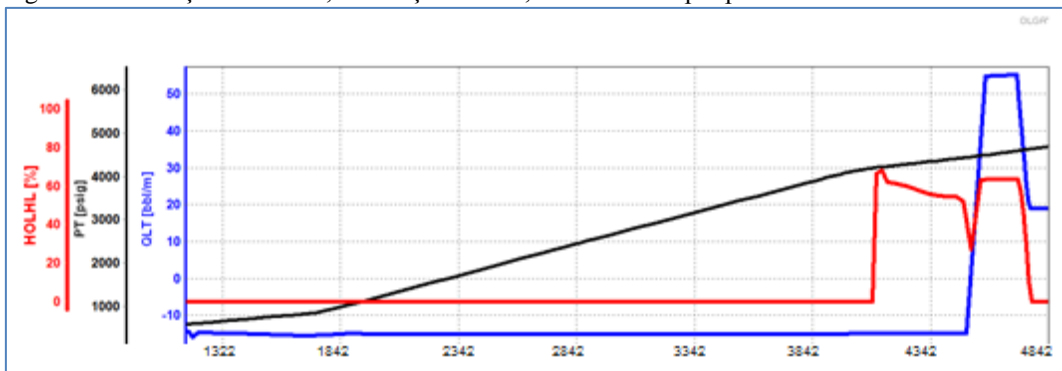


Figura 5.25. - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 17 bpm pelo anular e 20 bpm pela coluna.

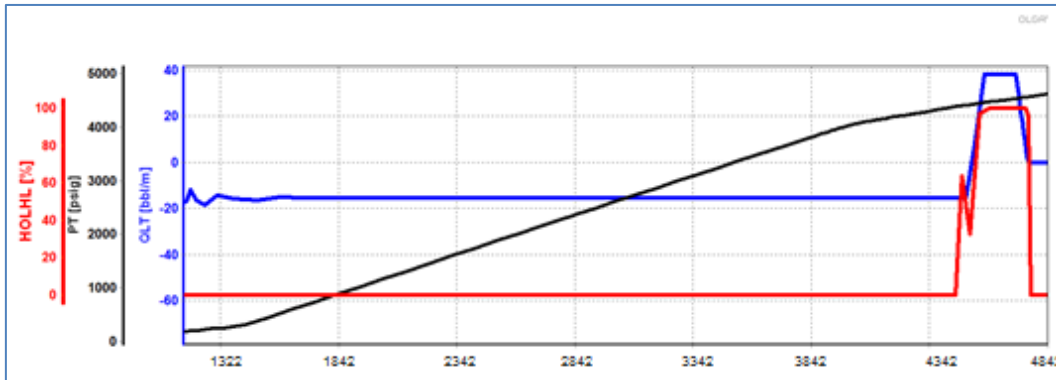


Figura 5.26. - Poço de 12 1/4", inclinação de 60°, vazão de 18 bpm pelo anular.

5.5. Comentários

- Com este *software* foi possível desenvolver um modelo que representou a princípio, coerência com o comportamento físico esperado em uma perfuração FMCD, e também obter nas simulações, resultados preliminares de vazão mínima de injeção no anular para evitar a migração de óleo para superfície.
- Como esperado, a vazão de injeção no anular para evitar migração de óleo obtida foi maior para poços inclinados e de maiores diâmetros.
- A alteração da vazão de bombeio pela broca apresentou pouca influência no resultado da vazão mínima a ser injetada no anular.
- A alteração do índice de injetividade, desde que haja um valor mínimo na fratura que mantenha a perda total de fluido para formação, não altera o valor de vazão mínima necessária.
- Em todas as simulações foi possível constatar que nos intervalos do poço com fração de óleo igual a zero o regime variava entre slug (golfadas) e bubble (bolhas), mesmos padrões considerados nos modelos empíricos estudados. Nos intervalos com fração de óleo superior que zero, o software indicou fluxo estratificado, a princípio não esperado em poços com inclinação até 60° ou mesmo fluxo anular em poços com diâmetro de 8 1/2". Tanto no fluxo estratificado quanto no fluxo anular, devido a ocorrência de fases distintas se movimentando no tubo, torna-se improvável impedir a migração do óleo com o contra fluxo de água. Por

isso, a vazão de injeção foi aumentada nas simulações até ser obtida a vazão mínima que não ocorria fluxo estratificado ou anular pelo poço, acima do reservatório, coincidindo com a vazão mínima para impedir o movimento de óleo para superfície.

Contudo, as simulações realizadas com o programa computacional Olga não foram suficientes para comprovar a habilidade do *software* para determinação da vazão mínima de injeção de água do mar pelo anular para evitar a migração de óleo.

No caso de poços verticais de 8 ½” e 12 ¼” de diâmetro, as vazões mínimas calculadas foram, respectivamente, 1,5 bpm e 3 bpm, enquanto que a previsão pelos modelos *drift flux* com resultados mais conservadores obtidos foi de aproximadamente de 0,5 bpm, para poço de 8 ½”, e 1,6 bpm, para poço de 12 ¼”.

Para poços com inclinação de 30° e 60°, os valores previstos pelo software Olga foram significativamente superiores em relação àqueles estimados com os modelos *drift flux*, conforme indica a Tabela 5.3.

Tabela 5.2. - Vazão mínima de injeção para evitar migração de óleo.

Diâmetro do poço (“)	Inclinação (°)	Vazão anular software Olga (bpm)	Vazão Modelo <i>drift flux</i> (Hasan e Kabir) (bpm)	Vazão Modelo <i>drift flux</i> (Shi et al) (bpm)
8 ½	Vertical	1,5	0,41	0,52
8 ½	30	6	0,85	0,68
8 ½	60	6	1,0	1,62
12 ¼	Vertical	3,0	1,24	1,6
12 ¼	30	9	2,6	2,09
12 ¼	60	18	3,0	4,97

O *software* Olga, adotado nas simulações, oferece alto potencial para análise de fluxos multifásicos, no entanto apresenta considerável complexidade, sendo voltado para simulações de elevação e escoamento. Os resultados obtidos, ainda não possibilitam validar o *software* para determinação da vazão mínima de segurança em perfuração FMCD. Porém, o possível refinamento do modelo com adequação do *software*, poderá trazer resultados mais robustos para a análise de fluxos em poços perfurados com a técnica estuda.

6. Conclusões e sugestões

6.1. Conclusões

A perfuração com técnica FMCD apresenta desafios e riscos consideráveis sob ponto de vista de segurança de poço, principalmente devido à dificuldade de detecção de *kicks* pois não há retorno do fluido pelo anular, aumentando assim o potencial de um *blow out* e acidentes de grande impacto ambiental.

Ao longo deste trabalho ficou evidenciado que na perfuração FMCD, a principal medida de segurança para evitar a migração de hidrocarbonetos para superfície é o dimensionamento de uma vazão de injeção, mínima e contínua, de fluido pelo anular, para evitar a migração de hidrocarbonetos para superfície.

Considerando óleo como fluido invasor e o fluido utilizado na perfuração com técnica FMCD a água do mar, os estudos dos modelos *Drift Flux*, óleo-água, estabeleceram um bom paralelo para análise de migração de *kicks* de óleo em poços de petróleo. E dentre os modelos estudados, o de Hasan e Kabir (1999) e o de Shi et al (2005), foram os mais indicados de serem utilizados, considerando tubos inclinados, de diâmetros mais próximos aos usuais adotados em poços de petróleo e para análise específica de migração do óleo na água

Com base nestes dois modelos *drift flux*, foi possível investigar os efeitos do diâmetro e da inclinação do poço na vazão mínima de injeção no anular necessária na perfuração FMCD. Ficou evidenciado que para um aumento da inclinação, em relação à vertical, até aproximadamente 60°, é necessário também aumentar gradualmente a vazão de injeção para impedir a migração do óleo. No entanto, para inclinações próximas a 90°, o efeito do atrito das gotas de óleo com as paredes do poço aumentam consideravelmente, minimizando o efeito do empuxo e o deslizamento entre as fases. Com isso, o óleo experimenta velocidades de migração menores em trechos horizontais, em comparação com as velocidades obtidas em poços com inclinações de 60°.

O grau API, diretamente associado com a massa específica do óleo, também influi consideravelmente na velocidade de migração do óleo em água.

Os estudos paramétricos realizados e apresentados permitiram um melhor entendimento da influência da geometria do poço em relação a migração de hidrocarbonetos, podendo vir a auxiliar no desenvolvimento de projetos de poços com técnica FMCD, mais seguros.

A proposta de adotar conceitos de teste de Índice de Injetividade, já utilizada na completação de poços convencionais, se mostrou interessante para estabelecer valores de vazões e pressões, que possam auxiliar na previsão e interpretação de alterações de parâmetros durante a perfuração do poço em perda total, permitindo subsidiar informações para diferenciar entre a ocorrência de influxo ou redução de injetividade da formação durante a operação.

Sob ponto de vista de detecção e monitoramento de influxos, foi constatado não ser possível adotar os indícios primários e secundários convencionais de detecção de *kicks* na perfuração com técnica FMCD. Sendo detalhado nesta dissertação a proposta da adoção de outra abordagem, com o acompanhamento do nível do fluido no anular, baseado no monitoramento da pressão do PWD instalado na coluna de perfuração e da pressão obtida no sensor do BOP.

Outra proposta interessante discutida neste trabalho, é o acompanhamento do perfil de temperaturas para detecção de *kicks*, pelas ferramentas de MWD e LWD. Apesar do histórico de pouca utilização com este propósito, essas ferramentas podem fornecer importantes informações para auxiliar na segurança durante a perfuração de poços com técnica FMCD.

Foi introduzido os métodos de confirmação de ocorrência de *kick* com a utilização de ferramentas já existentes, mas sob nova abordagem que podem trazer maior segurança operacional. O uso da ferramenta de tomada de pressão, para obter a pressão de poros de formações mais pressurizadas que o restante do reservatório em um cenário de poço em perda total, bem como a amostragem de fluido do anular, utilizando ferramentas de amostragem de fluido da formação, apresentam grande potencial para auxiliar na confirmação de *kicks*, possibilitando que sejam tomadas a tempo, medidas de combate apropriadas, como fechamento do poço e *bullheding* reativo.

Nas simulações realizadas com o *software* multifásico Olga, as vazões mínimas de injeção para impossibilitar a migração de óleo para superfície, resultaram bastante superiores aos valores estimados com modelos simples *drift flux* e de casos reais descritos na literatura. Apesar da coerência das simulações, sob ponto de vista qualitativo, ainda há necessidade de refinamento do *software*, do ponto de vista quantitativo, para análise específica de vazões mínimas necessárias em perfuração FMCD.

6.2. Sugestões para trabalhos futuros

Com objetivo de prosseguir com o desenvolvimento da técnica de perfuração FMCD, e das propostas discutidas nesta dissertação, as seguintes sugestões são propostas para trabalhos futuros:

- Execução de experimentos em laboratório para validar as vazões mínimas de bombeio de fluido pelo anular para evitar a migração de hidrocarbonetos para superfície, utilizando diâmetros de tubo usuais em poços de petróleo, variando a inclinação do tubo, vazões de água e volumes de óleo.
- Estudos de premissa de segurança para perfuração de poço com técnica FMCD, especificamente para poços a serem perfurados em reservatórios com gás livre. Como citado, devido aos métodos não convencionais de detecção de *kick*, e se tratar de uma técnica em desenvolvimento, está dissertação propõe que a utilização da técnica FMCD em sondas flutuantes seja empregada inicialmente na perfuração de poços em reservatórios de óleo, sem gás livre, sendo uma premissa adotada para desenvolvimento desta dissertação. No entanto, para perfuração de poços *offshore* em reservatório com gás livre, a princípio, há possibilidade de ser feita com a técnica FMCD, porém sendo necessário discutir modelos e simulações específicas para migração de gás no meio aquoso, avaliando métodos de definição de vazão de segurança e de identificação de *kick*, especialmente para este cenário.
- Aprofundamento das análises de vazão de segurança em poços horizontais, considerando modelos e características específicas de fluxo neste cenário.

- Testes de laboratório e campo da utilização da análise do perfil de temperatura para detecção de *kick* com as ferramentas de MWD/LWD, que já dispõem de sensores de temperatura e podem fornecer, em tempo real, o perfil de temperaturas durante a perfuração. Na prática este perfil é pouco aproveitado e é escassa na literatura informação de sua utilização para detecção de *kick*. No entanto, como proposto nesta dissertação, pode auxiliar na detecção de influxo principalmente em perfurações sem retorno de fluido, onde a detecção de *kick* por meios convencionais é impossibilitada. Para validação desta proposta é importante a execução de testes em laboratórios, verificando a acuracidade e o tempo necessário para detecção de influxos.
- Estudo, adaptação e teste da ferramenta de amostragem de fluido da formação com LWD, para utilização na amostragem de fluido no anular do poço e detecção de hidrocarbonetos. Trata-se de uma proposta ainda conceitual, sem referência na literatura, porém com grande potencialidade, já que a adaptação não necessitaria de alterações físicas da ferramenta e sim do procedimento de uso. No entanto, precisa ser verificado o comportamento para diferentes diâmetros de poço, inclinações, vazões de perfuração e volumes de óleo invasor no anular do poço.

7. Referências Bibliográficas

ABDUVAYT, P.; MANABE, R.; WATANABE, T. **Analysis of Oil-Water Flow Tests in Horizontal, Hilly-Terrain, and Vertical Pipes**. SPE -90096-PA, 2006.

ALVES I.N; SHOHAM, I; TAITEL, Y. **Drift velocity of elongated bubbles in inclined pipes**, Chemical Engineering Science, 1991.

ANP; **Relatorio de Investigação do Incidente – Exsudação e Subsidência no Campo de Frade**, julho de 2016.

ARIRACHAKARAN, S. ET AL.; **An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes**, SPE -18836 -MS , 1989.

ATMACA, S., SARICA, C., ZHANG, H. – Q. ET AL . **Characterization of Oil/Water Flows in Inclined Pipes**, SPE Journal Paper, 115485-PA, 2009.

AZEVEDO, F. G. **Estudo sobre poços de alívio para controle de blowout em poço marítimo de gás**. 249 f. Dissertação (Mestrado), Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Pontificia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2017.

AZIZ, K., GOVIER, G.W., and FOGARASI, M. **Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas**,” J. Cdn. Pet. Tech. 38, 1972.

BAKER HUGHES. **FASTrak LWD Fluid Analysis Sampling and Testing Service. Technical Brochure** , abril de 2013

BARNES, H. A.; HUTTON, J.F; WALTERS, K. **An Introduction to Rheology**; First Edition, New York, USA; Elsevier, 1991.

BEGGS, H. D. AND BRILL, J. P. **Study of Two-phase Flow in Inclined Pipes**, Journal of Petroleum Technology, 1973.

_____. **Two-Phase Flow in Pipes**, 4th ed., University of Tulsa. Printer, USA, 1982.

BENDLKEN, KJELL H.; MAINES, D; MOE, R; NULAND, S. **The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application**. Inst. For Energy Tchnology. SPE 19451, 1991.

BORCHARDT, John K. **Desconstruction the Deepwater Horizon Blowout**. Disponível em: <<https://.asme.org/engineering-topics/articles/safety-and-risk-assessment/deconstructing-the-deepwater-horizon-blowout>>, 2011. Acesso em: Dezembro de 2017.

BOURGOYNE, A. T., RADER, D.W., WARD, R.H. **Factors Affecting Bubble Velocity of Gas Kicks**”, Journal of Petroleum Technology, maio 1975.

BOURGOYNE, T. A., MILLHEIM, K. K., CHENEVERT, M. E., YOUNG, F. S. **Applied Drilling Engineering**, 1985.

BRAUNER, N. **Two-Phase Liquid-Liquid Annular Flow**. International Journal of Multiphase Flow, v. 17, n. 1, 1991.

BRILL, J.P., MUKHERJEE, H. **Multiphase Flow in Wells**, Monograph Series, SPE, Richardson, Texas 17. 1999.

CARTELLIERI, A., PRAGT, J., & MEUISTER, M. **Fluid Analysis and Sampling - The Next Big Step for Logging While Drilling Tools**. SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, Colorado Springs, Colorado, 2011

CIMM. **Pesquisadores da UFSC criam simuladores para Petrobras**. Disponível em: <https://www.cimm.com.br/portal/noticia/exibir_noticia/8075-pesquisadores-da-ufsc-criam-simuladores-para-petrobras>, 2011, Acesso em: Dezembro de 2017

CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**, Editora Prentice Hall. Agosto de 2014.

DAVARZANI, M.J. and MILLER, A.A. **Investigation of Oil and Water Mixtures in Large Diameter Vertical Pipes**, SPWLA Annual Logging Symposium, Calgary, 1983.

DAVIES, R. M.; TAYLOR, G. **The Mechanics of Large Bubbles Rising through Extended Liquids and through Liquids in Tubes**, Proc. Royal Soc, 1950.

DRILLIG CONTRACTORS Site. **Dual BOPs: When one just isn't enough**, <<http://www.drillingcontractor.org/dual-bops-when-one-just-isnt-enough-10663>>, 2011. Acesso em dezembro de 2017

FERNANDES, A. A. **Modelagem e avaliação de controladores não-lineares para perfuração de poços com gerenciamento de pressão**. 155 f. Dissertação (Mestrado), Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2015.

FERNANDES, A. A., GOZZI, D. S., NOGUEIRA, E. F., TERRA, F. S., VANNI, G. S. FRAZÃO, R. S. **MPD/MCD Offshore Application on a Dynamic Positioning Rig**, 173825-MS, SPE Conference Paper, 2015.

FERNANDES, A. A., TOMITA, R. A., JUNIOR, A. C. R., Abdu, J. P. S., Vanni, G. S., Grandi, R. F., ... Silva, L. F. M. (2017, March 28). **Overview of Different Applications for MPD and MCD Techniques on Deepwater Wells**. Society of Petroleum Engineers. 185279-MS SPE Conference Paper , 2017.

FLORES, J.G. Et AL. **“Investigation of Holdup and Pressure Drop Behavior for Oil–Water Flow in Vertical and Deviated Wells,”** Trans. ASME 120, 1998.

FOX, R. W.; PRITCHARD, P. J.; MCDONALD, A. T. **Introdução à Mecânica dos Fluidos.** 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2006.

GLOBO. **Vazamento de óleo na Bacia de Campos.**<Disponível: <https://oglobo.globo.com/economia/chevron-fonte-do-vazamento-foi-vedada-so-resta-oleo-residual-3266234>>,2011. Acesso em: Maio de 2017.

GOODWIN, B., NAUDURI, S., & MEDLEY, G. (2014, April 8). **MudCap Drilling: New Variations, Drivers, Limitations, and Lessons Learned Case Histories.** 168956-MS, SPE Conference Paper, 2014.

GOVIER, G.W., SULLIVAN, G.A., and WOOD, R.K. **The Upward VerticalFlow of Oil-Water Mixtures,”** Can. J. Chem. Eng. 67, 1961.

GREENBERG,J. **Weatherford sensors track vibration to increase ROP, temperature change for early kick detection”**, Drilling contractor Magazine, 2018

HAGEDORN, A. R.; BROWN, K. E. **Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits.** Journal of Petroleum Technology, 1965.

HAMIZAN, A., HASBULLAH, U. P., UPADHYAY, A., BUCH, M., EREN, S., M ZAHARI, M. Z., ... HUONG, C. S. (2014, August 25). **Mud Cap Drilling (MCD) with Continuous Annular Injection - Offshore Malaysia.** 170544-MS SPE Conference Paper, 2014.

HARMANTHY, T. Z.. **Velocity of Large Drops and Bubles in Media of Restricted Extended,** AIChE J. 1960.

HASAN, A. R.; KABIR, C. S. **Simplified Two-phase flow in vertical and inclined Wellbores,** : Journal Petroleum Science and Engineering, 2010.

HASAN, A.R., KABIR, C.S. **A Simplified Model for Oil-Water Flow in Vertical and Deviated Wellbores.** SPE 49163 - Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 1999.

IFE – Institute for Energy Technology. **Well Flow Loop.** Disponível em: <HTTPS://www.ife.no/en/ife/laboratories/well_flow_loop/well-flow-lopp>, 2017. Acesso em: Abril de 2018.

IFE – Institute for Energy Technology; **Well Flow Loop.** Disponível em : <https://www.ife.no/en/ife/laboratories/well_flow_loop/well-flow-loop>, 2017. Acesso em: setembro de 2017

JOHNSTON, M. “**Expected Accuracy of Fluid Density Measurements in Deviated Wells,**” paper presented at SPWLA Annual Logging Symposium, New Orleans, 1984.

KUEHN, A. **Managed Pressure Drilling Operations in Deepwater and Total Circulation Losses Environments.** 181389-MS, SPE Conference Paper, 2016

LADRON DE GUEVARA, J. E. T., LOZADA, M. A., TORRES, M. F., SILVA, J. G., ZALVIDAR, J. A., GONZALEZ, R. A., & SIZER, J. P. **Mud Cap Application Solves Chronic Drilling Problem in a Highly Fractured, Low Pressure Reservoir.** 151085-MS, SPE Conference Paper, 2012.

METZNER, A. B and REED, J.C.; **Flow of Now-Newtonian Fluids Correlation of the Laminar, Transition and Turbulent Flow Regions.** AICHE Journal, 1955

MOREIRA, G. A. R.; **Metodologia Simplificada para injeção de kick de gás em zona de perda durante operações de Pressurized Mud Cap Drilling.** 108 f. Trabalho (Conclusão do Curso), Departamento de Engenharia Química e Pétroleo, Universidade Federal Fluminense, Niteroi, 2014.

MUFSON, Steven; **BP’s big bill for the world’s largest oil spill reaches \$61,6 billion.** Disponível em : < <https://notionscapital.wordpress.com/2016/07/14/bps-bill-for-the-worlds-largest-oil-spill-61-6-billion/>>, 2010. Acesso em Dezembro de 2017

Mukherjee, H., BRILL, J.P., and BEGGS, H.D. “**Experimental Study of Oil-Water Flow in Inclined Pipes,**” J. Energy Resources Tech. , 1981.

MUNSON, B. R. **Fundamentos da Mecânica de Fluidos.** 4. ed. São Paulo: EDGARD BLUCHER, 2004.

NASSOS, G.P. and Bankoff, S.G.: **Slip Velocity Ratios in Air – Water System Under Steady-State and Transient Conditions,** Chem. Eng. Sci, 1967.

NAVALUNIVALI.; **Tipos de Plataforma.** Disponível em: <<https://navalunivali.wordpress.com/2012/09/10/para-conhecimento-tipos-de-plataformas/>>, 2012, Acesso em: Dezembro de 2017.

NICKENS, H. V.; **A Dynamic Computer Model of a Kicking Well.** SPEDE, Trans. AIME. 283, June 1987.

NICOLAS, Y. and WITTERHOLT, E.J.; “**Measurements of Multiphase Fluid Flow,**” paper SPE 4023, SPE Annual Meeting, San Antonio, 1972 .

ODDIE, G et al. **Experimental Study of Two and Three Phase Flows in Large Diameter Inclined Pipes.** Int. J. Multiphase Flow, 20037.

OLGA. **Dynamic Multiphase Flow Simulator.** versão 2. [S.l.]:Schlumberger, 2014.

OTTO S. **Segurança de poço na perfuração**. Editora: EDGARD BLUCHERIS 2013.

PETALAS, N. and AZIZ, K. **A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes**, J. Cdn. Pet. Tech, 2000.

PETROBRAS. **Documentário Petrobras – Blow Out de Enchova**, Rio de Janeiro, 1993.

PETROBRAS. **Fatos e Dados**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes-tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.htm>>, 2015. Acesso em: Dezembro de 2018

QUEIROZ GALVÃO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. **Tipos de Reservatório**, <<http://www.qgep.com.br/static/ptb/tipos-de-reservatorio.asp?idioma=ptb>>, 2016. Acesso em dezembro de 2017.

RADESPIEL, E. **Notas de aula- Power Point -Escoamento Multifásico**”, setembro de 2017.

RAMEY, H.J. **Correlations of Surface and Interfacial Tensions of Reservoir Fluids**, Society of Petroleum Engineers, SPE 4429, 1973.

REYNA, E. **Case History of Floating Mud Cap Drilling Techniques-Ardalin Field**, 29423-MS, SPE Conference Paper, 1995.

ROCHA, L. A., AZEVEDO, C. T. **Projetos de poços de petróleo- Geopressões e Assentamentos de Colunas de Revestimentos**, Petrobras, Interciência, Rio de Janeiro, 2007

ROCHA, L. A., AZUAGA, D., ANDRADE, R., VIEIRA, J. L. B., SANTOS, O. L. A. **Perfuração Direcional**, Petrobras, Interciência, 2008.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Interciência, 2006.

SANTOS et al. **optimizing and Automating Pressurized Mud Cap Drilling with the Micro-Flux Control Method**. SPE 116492. Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, 2008

SCHEID, C. M., CALCADA, L.A., ROCHA D., ARANHA, P. E. ARAGAO, A. F. L., MARTINS, A. L.. **Prediction Of Pressure Losses In Drilling Fluid Flows In Circular And Annular Pipes And Accessories**, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, Colombia , SPE 122072-MS, 2009.

SETTARI. A. **Note on the Calculation of PWRI Well Injectivity**, TAURUS Reservoir Solutions, dezembro de 2000

SHI, H., HOLMES, J.A., DIAZ, L.R., DURLOFSKY, L.J., Aziz, K. **Drift-Flux Parameters for Two-Phase Steady-State Flow in Wellbores.** SPE Journal, SPE 89836, 2005.

SIAHAAN, H. B., VEFRING, E. H., NIKOLAOU, M., GRAVDAL, J. E. **Evaluation of Coordinated Control During Back Pressure MPD Operations.** SPE 169205-MS, 2014.

STRAZZA, D., GRASSI, B., DEMORI, M. ET AL. **Core-Annular Flow in Horizontal and Slightly Inclined Pipes: Existence, Pressure Drops, and Hold-up.** Chemical Engineering Science, 2011.

TERRA, F. T. **Migração de gás em anular de poço em perfuração pressurized mud cap,** 169 f. Dissertação (Mestrado), Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Pontificia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2016.

THOMAS, J, E (Org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo,** Petrobras, Interciência, Rio de Janeiro, 2001

TRABANT, P. K. **Deep Water Drilling Shallow Water Flows: Practical Applications of Pleistocene Seismic Stratigraphy,** Houston, Offshore Technology Conference 7675, maio de 1995.

TRALLERO, J. L. **A study of oil/water flow patterns in horizontal pipes,** Society of Petroleum Engineers, Production & Facilities, 1997.

VIGNEAUX, P., CHENAIS, P., and HULIN, J.P.; **Liquid-Liquid Flows in an Inclined Pipe,”** AIChE. J. 781,1988.

WALLIS, G.B.;; **One Dimensional Two-Phase Flow,** McGraw-Hill, New York City,1969.

YOSHIZAWA, C. J. **Estudos de Modelos para a Forma de Bolhas em um escoamento Intermitente Padrão Golfadas.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná – UFPR, Paraná, 2005.

YOUNGPETRO. **How to get entry into directional drilling professional.** Disponível em: <<http://youngpetro.org/2013/10/14/how-to-get-entry-into-directional-drilling-profession>>, 2013. Acesso em: Dezembro de 2017.

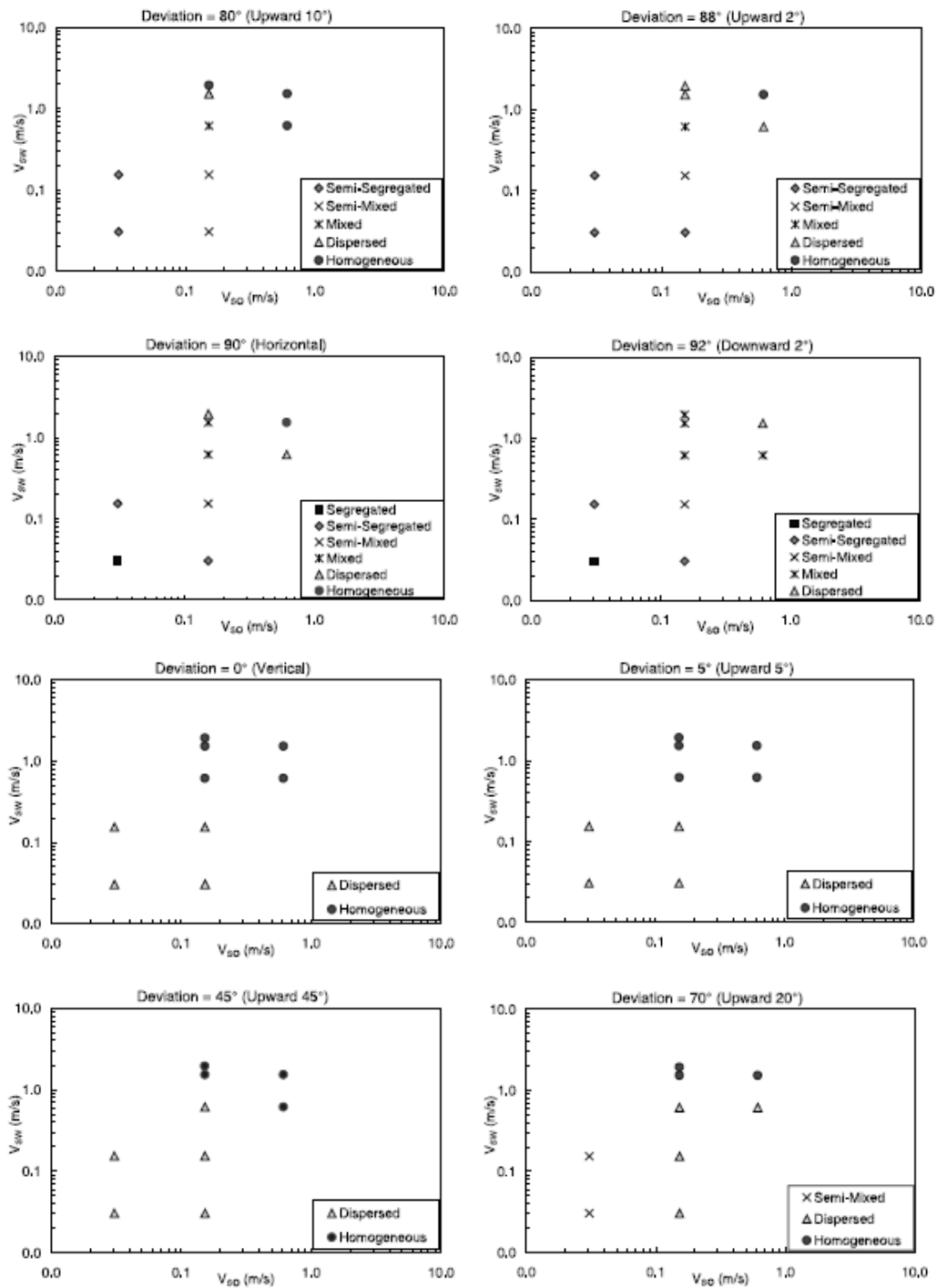
ZAVAREH, F., HILL, A.D., and PODIO, A.L.. **“Flow Regimes in Vertical and Inclined Oil/Water Flow in Pipes,”** paper SPE 18215, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1988.

ZHANG, H-Q. and SARICA, C. **Unified Modeling of Gas/Oil/Water-Pipe Flow – Basic Approaches and Preliminary Validation.** 95749-PA, SPE Journal Paper,- 2006

ZOVEIDAVIANPOOR, M., & FARAHANI, V. **Mud Cap Drilling in a Highly Fractured HPHT Carbonate Formation: A Case Study in an Iranian Offshore Field Persian**, 178302-MS SPE Conference Paper, 2015

ZUBER, N. and FINDLAY, J. **“Average Volumetric Concentration in Two-phase Flow Systems,”** Trans. J. Heat Transfer, ASME, 1965.

8. Anexos



Determinação do regime óleo-água de fluxo em tubo horizontal e semi-horizontais.

Fonte: Modificado de Oddie et al.