

GEOMECÂNICA E PERFURAÇÃO EM FORMAÇÕES SALINAS

Fernanda Silva Calixto (1), Vítor Gama Rodrigues (2)

Universidade Federal de Sergipe, fernanda.s.calixto@hotmail.com (1);

Universidade Tiradentes, vg.profissional@gmail.com (2)

Resumo: A perfuração de poços sempre representou um cenário desafiador à engenharia, sobretudo quanto ao seu planejamento. Com as otimizações da tecnologia de exploração na última década, locais antes inacessíveis tornaram-se os principais alvos exploratórios. A descoberta de enormes reservatórios carbonáticos abaixo de espessas camadas de sal, realizada pela PETROBRAS em 2006 no litoral brasileiro, elevou a produção nacional à um patamar observado em grandes exportadores ao mesmo tempo que tornou a engenharia de poços ainda mais complexa. Geólogos, geofísicos e engenheiros têm se dedicado à identificação e mapeamento de estruturas salinas ao redor do mundo, uma vez que a presença deste tipo de rocha em uma bacia sedimentar aumenta as chances de sucesso exploratório. Os desafios inerentes a este tipo de rocha se dá às propriedades geomecânicas intrínsecas do sal, que muito difere das rochas siliciclásticas e carbonáticas convencionais, quando sob um estado de tensões e temperatura constantes, apresentando comportamento de fluxo plástico (*creep*). Atravessar trechos salinos exige muita expertise e a identificação destes através de levantamentos geofísicos e em *real time* é de fundamental importância para elaboração de estratégias e controle da perfuração, implementando o que há de mais sofisticado para este campo.

Palavras-chave: Perfuração, geomecânica, *creep*, rochas salinas.

Introdução

O desenvolvimento tecnológico, principalmente tecnologia brasileira, permitiu que a exploração por novas reservas portadoras de excelentes acumulações de hidrocarbonetos se estendesse à lâminas de água profundas e ultraprofundas na última década. Assim, as interessantes descobertas em cenários do pré-sal fizeram a exploração de bacias sedimentares *offshore* contendo estruturas salinas torna-se o novo modelo exploratório em todo o mundo. Este novo modelo traz consigo grandes desafios para a engenharia, as propriedades geomecânicas das rochas salinas as diferem das demais formações, ocasionando potenciais problemas tanto dentro do corpo salino – instabilidade da parede do poço e colapso do revestimento por fluência – quanto próximas de sua estrutura – intervalos sobrepressurizados e severos *kicks* (*rubble zones*). A fluência do sal dificulta também a perfuração quando próximo a estruturas dômicas salinas, pois a ascendência natural dos domos deforma as camadas acima e ao redor deste, resultando em tortuosidade acentuada na trajetória do poço e alteração das geopressões (FIRME, 2013).

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

Apesar dos riscos de se perfurar através de uma estrutura salina, estas rochas estão associadas a presença de potenciais reservatórios com óleo de boa qualidade. Estas estruturas, quando espessas, formam trapas estruturais bastante efetivas por possuírem porosidade funcionalmente nula, impedindo a migração do óleo que se acumula nas imediações de sua base. Devido a halocinese do sal, janelas são abertas e parte do óleo migra para a região pós-sal onde entra em contato com a água de subsuperfície que contém bactérias degradantes, tornando-o mais pesado e ácido, enquanto o óleo trapeado mantém suas características originais (FALCÃO, 2007).

Formações salinas representam um desafio por suas particularidades geomecânicas, porém, ressalta-se que nem todos os sais causam prejuízos à perfuração. A identificação prévia de zonas problemáticas é imprescindível ao planejamento da estratégia de perfuração, enquanto que a interpretação de alguns parâmetros durante a perfuração auxilia na detecção destas zonas em *real time*.

Metodologia

Este artigo foi elaborado através de estudos da literatura técnica descritiva constituindo uma revisão que enfoca a análise geomecânica do sal e melhores estratégias de detecção e perfuração em formações salinas, estabelecendo um complemento aos artigos que abordam estratégias de perfuração nestas zonas, mas, não contam com os parâmetros de detecção, especialmente durante a perfuração.

O estudo de produções científicas acerca do tema foi realizado no período de março a junho de 2018, utilizando-se para a pesquisa livros técnicos e a base de dados das bibliotecas virtuais *OnePetro*, *PB Publishing* e do portal da PUC-Rio (Teses e Dissertações), reunindo os principais artigos publicados entre 2001 e 2017. O critério de seleção de artigos foi definido como: publicados pela *Society Petroleum Engineers (SPE)*, *Offshore Technology Conference (OTC)* e *American Rock Mechanics Association (ARMA)*. Durante o levantamento de dados, os materiais mais pertinentes ao tema foram publicados na língua inglesa, sendo as pesquisas ao *OnePetro* limitadas a este idioma e de onde foram adquiridos a maioria dos artigos científicos, sendo apenas um retirado do Boletim Técnico de Produção de Petróleo, na plataforma da *PB Publishing*. Os principais pontos observados durante o estudo foram coletados e abordados no presente artigo.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

1.1 Gemecânica do sal

Geologicamente o sal é uma estrutura evaporítica, possuindo porosidade funcionalmente nula, servindo como uma camada selante que aprisiona com maior efetividade os fluidos que chegam até a sua base ou que estão envoltos ao seu corpo, não havendo, idealmente, poropressão em seu interior, salve intercalações com formações permoporosas. Do ponto de vista geomecânico, o sal não sofre compactação, não variando (ou variando muito pouco) sua densidade com o contínuo soterramento, contrariando os princípios da geotecnia, gerando a hipótese de que o comportamento geomecânico do sal não depende do confinamento (ROCHA e AZEVEDO 2009).

A halocinese do sal é o que mais a diferencia das demais formações. Rochas salinas apresentam baixa resistência mecânica, deformando plástica e lentamente de modo progressivo ao longo do tempo quando submetidas a regimes de tensões cisalhantes ou axiais. A fluência ocorre, pela ascensão do corpo menos denso para áreas de menor resistência ao fluxo, induzindo inclinações e deformações nas rochas sobrejacentes e ao seu redor (*rubble zones*). Devido a esta mobilidade, muitas vezes, maiores tensões horizontais são esperadas dentro e ao redor do corpo salino, conferindo ao sal altos gradientes de fratura, em valores próximos ou superiores aos gradientes de sobrecarga. As discontinuidades e tricas geradas durante a fluência são naturalmente fechadas pelas deformações lentas do sal, processo conhecido por cura ou *self-healing*. Defeitos pontuais (vacância, auto-intersticial e impurezas) e lineares (discordância de aresta, espiral e mista) são as principais falhas que engatilham os mecanismos de fluência (DUSSEAULT et al, 2004; POIATE, 2012; FIRME, 2013).

A taxa de fluência varia com o tipo de sal predominante na estrutura salina, da temperatura e tensões atuantes e da sua espessura. Sais de cloreto apresentam as maiores variações de taxas de fluência, principalmente os sais hidratados. Assim, taquidritas ($\text{CaMg}_2\text{Cl}_6 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) e carnalitas ($\text{MgKCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) são classificados como sais mais móveis, enquanto halitas (NaCl) apresenta uma menor mobilidade. Sais mais móveis são também mais solúveis em água, o que pode gerar problemas para perfuração caso fluidos inadequados sejam utilizados para tal. Outros evaporitos, como carbonatos e sulfatos, são essencialmente imóveis e menos solúveis. A profundidade afeta diretamente a fluência do sal, pois maiores tensões verticais – aplicadas pelo soterramento – e gradientes geotérmicos estarão atuando sobre estes corpos. A espessura do sal determina o seu

comportamento halocinético. Seções menos espessas estão mais sujeitas ao movimento, ascendendo e formando estruturas dômicas conhecidas como diápiros, enquanto seções mais espessas não apresentam tanta mobilidade. Ótimas acumulações de óleo são encontradas abaixo de grandes estruturas salinas por não haver movimentos significativos que possam abrir janelas e permitam a migração do óleo para a região pós-sal (AMER et al, 2016; POIATE, 2012).

1.2 Principais parâmetros à detecção do sal

As abordagens realizadas por POIATE (2012) e FIRME (2013), como a sensibilidade e condutividade térmica, podem ser consideradas para detecção de trechos salinos durante a perfuração. ROCHA e AZEVEDO (2009) e FALCÃO et al (2007) destacam os principais parâmetros de detecção de rochas salinas antes e também durante a perfuração através da sísmicas e ferramentas de perfilagem que podem estar instaladas no LWD (*Logging While Drilling*) do BHA (*Bottom Hole Assembly*). Tais parâmetros podem ser considerados:

Antes da perfuração:

- Levantamentos geofísicos através da sísmica (2, 3 e 4D, imageamento e geoprocessamento) para identificar o corpo salino e ter uma ideia de suas dimensões;
- Levantamento dos históricos de poços próximos para correlação. Informações como a estratigrafia ajudam a identificar os principais sais que constituem a estrutura salina e dados de geopressões dão uma ideia das zonas que podem gerar perdas de circulação ou *kicks*.

Durante a perfuração:

- Alterações bruscas no ROP. Um rápido aumento na taxa de penetração pode indicar a perfuração em zonas fraturadas próximos ao corpo salino (o que pode gerar consideráveis perdas de circulação, por isso, o material de combate a perda deve estar pronto para uso) ou através do próprio sal. Halitas apresentam altos valores de ROP (>10m/h). Quedas bruscas do ROP (~1m/h) podem indicar a perfuração de anidritas ou dolomitas, rochas evaporíticas de maior dureza;
- Utilizar do VSP (*Vertical Seismic*

Profile) ou SWD (*Seismic While Drilling*) na coluna de perfuração para prever a aproximação das rochas salinas;

- Perfis térmicos podem ser usados para determinação do topo e base do sal, pois as rochas salinas apresentam uma alta condutividade térmica, demonstrando menores valores geotérmicos do que as formações que estão acima e abaixo dela;
- Alteração dos dados de perfis elétricos: no perfil densidade, pode ser observado a leitura de valores menores, entre 1,5 e 2,2 g/cm³. Sais, em geral, têm densidade menor do que as outras formações, que variam entre 2,5 e 2,8 g/cm³. Sais mais duros, como anidritas, possuem os maiores valores para densidade, variando próximo a 2,97 g/cm³. No perfil resistividade, há um aumento considerável dos valores lidos. Esta característica, contra intuitiva, se dá pelo fato deste perfil identificar a resistividade dos fluidos presentes nos poros das rochas e sabendo-se que sal possui porosidade desprezível, os valores obtidos são elevados. Uma alteração mais intuitiva ocorre no perfil *caliper*. A leitura do diâmetro do poço pode fornecer altos valores indicando um alargamento por dissolução ou valores mais baixos, indicando fechamento do trecho por fluência;

1.3 Perfuração no sal

A perfuração através do sal já ocorria em diversas partes do mundo (Mar do Norte, Golfo Pérsico, Golfo do México, Brasil, etc.), porém, em extensões que consistiam entre dezenas e centenas de metros, devido as dificuldades encontradas. FALCÃO et al (2007) relembra que até a década de 80, na Bacia de Campos, foram perfurados 22 poços que atravessavam mais de 10 metros de sais solúveis, onde, destes, 11 tiveram problemas com fechamento do poço, 1 teve o revestimento colapsado, 3 foram desviados e 3 foram perdidos.

Atualmente, descritos na literatura técnica, mais de 3 mil metros de halita foram perfurados com sucesso no Golfo do México e, aproximadamente, 2 mil metros de sais entre anidritas, halitas e taquidritas foram atravessados na Bacia de Santos. De fato, nem todos os sais causam problemas à perfuração e durante o planejamento do poço, simulações numéricas são utilizadas para prever o comportamento do sal medindo a sua taxa de fechamento. WHITSON et al (2001) ressalta que formações salinas

de menor mobilidade, como halitas puras, são preferíveis à perfuração, principalmente se mais espessas. Por não conter propressão e possuir altos gradientes de fratura, seções mais longas do que nas demais formações sedimentares poderão ser perfuradas, estendendo-se o comprimento das fases.

A estabilidade do poço frente a zona de sal depende da correta escolha do fluido de perfuração utilizado para atravessar tal seção. Existem basicamente dois tipos de fluidos para esta operação: fluidos aquosos saturados com NaCl e fluidos não-aquosos (também chamados de fluidos a base de óleo e, mais recentemente, fluidos sintéticos).

WHITFILL et al (2002), FALCÃO et al (2007) e AMER et al (2016) concordam que os fluidos sintéticos são os mais empregados para a perfuração em águas profundas e ultraprofundas, principalmente em formações salinas. Em maiores profundidades, fluidos aquosos são desconsiderados, pois tendem a formar hidratos próximos ao fundo do mar. Além disso, as maiores temperaturas aumentam sua solubilidade, necessitando cada vez mais de NaCl para mantê-lo saturado, não garantindo a dissolução de outros sais presentes na formação. Fluidos a base de óleo *diesel* foram amplamente utilizados, sendo recentemente substituídos pelos fluidos sintéticos. Estes fluidos são menos tóxicos (a base de n-Parafina), mais toleráveis a contaminação e mais estáveis termicamente. Também maximizam a taxa de penetração e diminuem a vibração da coluna. Principais desvantagens são quanto aos elevados custos e maior limitação do uso de produtos de combate a perda.

Quanto a cimentação de revestimentos, VALLEJO et al. (2017) realizou ensaios para determinar a concentração ideal dos sais mais utilizados nas misturas das pastas de cimento, cloreto de sódio (NaCl) e cloreto de potássio (KCl), em poços no Golfo do México, região comumente utilizada como padrão na indústria petrolífera. Ao final, foi observado que as pastas contendo KCl apresentam maiores controles de perda de fluido, fluido livre, tempo de espessamento e quanto a sua reologia, sendo mais recomendada para pastas empregadas em zonas profundas e ultraprofundas por apresentar, também, maiores resistências a compressão e custos menores quando comparadas as pastas que contêm o NaCl, pois para estas, maiores concentração do sal são necessários, enquanto que com KCl, menores concentrações são necessárias para se atingir valores ótimos.

Para o planejamento da perfuração no sal, FALCÃO et al (2007) e WHITSON et al (2001) abordam estratégias construídas dos

aprendizados na evolução da perfuração.

Utilizar de simuladores de fluência para prever o comportamento do sal e determinar os pesos ideais do fluido de perfuração a manter a estabilidade do poço. Sais de menor mobilidade (como halitas puras) são mais favoráveis à perfuração, pois apresentam carregamentos mais uniformes e, sendo homogêneas, inibem os problemas de controle de poço, permitindo que longas extensões destes sais possam ser perfuradas em uma única fase. Ferramentas analíticas como o LWD e o MWD (*Measurement While Drilling*) devem estar presentes na coluna de perfuração para prever regiões problemáticas, principalmente na saída do sal, onde os altos pesos utilizados para manter a estabilidade do sal acarretam em severas perdas de circulação ao atingir formações extremamente fragilizadas, acompanhando e corrigindo os ganhos de ângulo que possam ocorrer.

Para perfuração das rochas salinas, brocas PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*) apresentam melhores resultados quando comparados às brocas de cones, sendo mais indicadas para esta operação. Existem também algumas variações destas brocas, tais como as brocas bicêntricas, que podem aumentar em até 20% o diâmetro nominal. Mais comumente, alargadores do tipo *underreamer* são utilizados nas operações junto a estabilizadores. Estes alargadores possuem de duas a três peças móveis que são acionados hidráulicamente quando há a necessidade de aumentar o diâmetro do poço, instaladas pouco acima da broca. Estas ferramentas permitem alargar de 20 a 40% o diâmetro nominal, ideal para formações com maior taxa de fluência, sendo muito utilizadas também para realizar repasses.

Boas práticas são estabelecidas como: acompanhar todos os parâmetros de perfuração metro a metro, realizar repasses a cada seção perfurada, realizar repasses de toda a seção caso seja detectado fechamento, realizar manobras curtas até a última sapata em intervalos de até 10 horas, circular o poço a cada 12 horas pelas linhas de *kill* e *choke* do BOP (*Blowout Preventer*) e do *choke manifold*, evitando obstruções por acúmulo de sal no fluido.

Conclusão

Formações salinas estão associadas a excelentes reservatórios petrolíferos, constituindo um novo cenário exploratório em todo o mundo. O comportamento mecânico das rochas salinas as diferem das rochas sedimentares convencionais, trazendo novos desafios à engenharia. Por vezes, estes corpos salinos se mostram mais vantajosos quanto a perfuração por não apresentarem os principais problemas

observados nos carbonatos e siliciclásticos, contudo, regiões ao entorno destas estruturas merecem mais atenção. Zonas com sais de maior mobilidade devem ser evitadas, isolando-as rapidamente se intercaladas nos trechos perfurados, demonstrando a importância de se detectar regiões problemáticas a tempo de tomar as ações mitigadoras. Assim, um bom planejamento e as boas práticas operacionais irão garantir a integridade estrutural do poço.

Referências

AMER, A. et al. *Drilling Through Salt Formations: A Drilling Fluids Review*. Society of Petroleum Engineers (SPE), paper nº180326-MS, 2016.

DUSSEAULT, M. B. et al. *Drilling Around Salt: Risks, Stresses and Uncertainties*. American Rock Mechanics Association (ARMA), paper nº 04-647, 2004.

FALCÃO, J. L. et al. **Perfuração em Formações Salinas**. PB Publishing, PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 2, n. 2, p. 261 – 286, 2007.

FIRME, P. A. L. P. **Modelagem Constitutiva e Análise Probabilística Aplicadas a Poços em Zonas de Sal**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, Rio de Janeiro.

POIATE JUNIOR, E. **Mecânica das Rochas e Mecânica Computacional para Projetos de Poços de Petróleo em Zonas de Sal**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio, Rio de Janeiro.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2009.

VALLEJO, V. et al. *Ultra Deepwater Salt Zones Cementing in Gulf of Mexico Wells*. Offshore Technology Conference (OTC), paper nº 27960-MS, 2017.

WHITFILL, D. et al. *Drilling Salt: Effect of Drilling Fluid on Penetration Rate and Hole Size*. IADC/SPE Drilling Conference, paper nº 74546, 2002.

WHITSON, C. D.; McFADYEN, M. K. *Lessons Learned in the Planning and Drilling of Deep Subsalt Wells in the Deepwater Gulf of Mexico*. Society of Petroleum Engineers (SPE), paper nº 71363, 2001.