

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA				ET-2000.00-1100-612-PPQ-005					
	POÇOS							Folha 1 de 13		
	PERFURAÇÃO DE POÇOS							Revisão 0		
POCOS/CTPS/QC	SERVIÇOS DE MEDIÇÃO ONLINE DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO							PÚBLICO		
								POCOS/CTPS/QC		
ÍNDICE DE REVISÕES										
REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS									
0	Emissão original.									
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H	
DATA	15/08/2019									
PROJETO	POCOS/CTPS/QC									
EXECUÇÃO	POCOS/CTPS/DT									
VERIFICAÇÃO	POCOS/CTPS									
APROVAÇÃO	POCOS/CTPS									
AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.										
FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS										

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	ET-2000.00-1100-612-PPQ-005	REV. 0
	PERFURAÇÃO DE POÇOS		Folha 2 de 13
	SERVIÇOS DE MEDIÇÃO ONLINE DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO		PÚBLICO POCOS/CTPS/QC
1	INTRODUÇÃO		
1.1	<p>Determinação e aquisição de medidas de propriedades físicas de fluidos de perfuração <i>online</i> traz uma série de implicações positivas para indústria do petróleo. Que vai desde prover um diagnóstico mais rápido do estado geral do fluido de perfuração, como também serve para alimentar diversos simuladores em tempo real, enriquecendo as informações para os centros de suporte a decisão, acompanhamento e além disso contribuir para o aumento da segurança operacional.</p>		
2	ESCOPO		
2.1	<p>Esta especificação técnica define os requisitos mínimos necessários para a prestação de serviços de monitoramento, registro e transmissão de propriedades de fluidos de perfuração.</p>		
2.2	<p>O serviço de monitoramento, registro e transmissão de propriedades de fluidos de perfuração consiste na medida online e em tempo real das seguintes propriedades de fluidos de perfuração:</p> <ul style="list-style-type: none"> Densidade; Estabilidade elétrica; Razão água/óleo e teor de sólidos; Reologia; Filtração e teor de cloretos totais; Alcalinidade e Dureza 		
3	DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA		
3.1	<p>ISO 4259:2006(E)/ISO 4259-2:2017(E), Petroleum and related products -- Precision of measurement methods and results -- Part 1: Determination of precision data in relation to methods of test.</p>		
3.2	<p>API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 e 13B-2</p>		

4 TERMOS E DEFINIÇÕES

Densidade (massa específica) – grandeza física que relaciona o volume ocupado por uma massa no espaço. Neste caso, é a razão entre a massa de fluido de perfuração e seu respectivo volume;

Estabilidade elétrica – corresponde ao valor da tensão elétrica que produziu corrente circulante no fluido na intensidade de 61 μ A. O valor da tensão classifica quanto ao estado da emulsão;

Razão água/óleo – O valor, em porcentagem volumétrica, corresponde à proporção de água e óleo na emulsão de fluidos de perfuração;

Teor de sólidos totais – Porcentagem volumétrica de sólidos suspensos no fluido de perfuração;

Viscosidade – Grandeza física que corresponde à razão entre as tensões de cisalhamento e taxas de deformação experimentadas pelo fluido durante escoamento.

Reologia – Área da ciência que estuda o escoamento de fluidos;

Volume de filtrado – Determinação do volume final acumulado durante filtração de uma amostra de fluidos de perfuração;

Teor total de cloretos – Determinação da concentração do íon cloreto presente no fluido de perfuração (Cl^-);

Alcalinidade – Grandeza química que relaciona o pH e a reserva alcalina do fluido.

Dureza – Grandeza física que determina a concentração de minerais cátions em soluções aquosas. Refere-se à concentração dos íons Cálcio (Ca^{+2}) e Magnésio (Mg^{+2});

Tensão de cisalhamento – Tensão aplicada paralelamente ao sentido e plano de escoamento do fluido;

Taxa de deformação – Variação da velocidade do fluido em relação a posição no plano do escoamento;

Onda senoidal – Forma geométrica da do sinal elétrico enviado;

Onshore – Operações em terra

Offshore – Operações em mar

WITSML – abreviação para Wellsite Information Transfer Standar Markup Language

5 SIGLAS OU ABREVIATURAS

V/s – Volts por segundo

RMS – *Root Mean Square*

mm – milímetros

μA – micro ampere

cm – centímetros

°C – graus Celsius

Bar – unidade de pressão manométrica

RPM – Rotações por minuto

API – *American Petroleum Institute*

6 DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS

A CONTRATADA deverá disponibilizar os sensores e/ou medidores descritos abaixo, instalados e operacionais na sonda de perfuração

6.1 Equipamentos para aferição de densidade

6.1.1 Os sensores para aferição de densidade deverão estar aptos para operar com qualquer tipo de fluido de perfuração, qualquer composição a base de água ou a base sintética e medir valores entre 6,00 a 16,00 lb/bbl com precisão na segunda casa decimal.

6.1.2 Os equipamentos deverão também tolerar sólidos em suspensão de até 1 mm de diâmetro médio. Deverão tolerar também concentração de sólidos de até 20 % em volume, temperatura do fluido em até 100°C e pressões manométricas de até 15 bar.

6.1.3 O equipamento deverá vir acompanhado de certificado de calibração prévia com fluidos de perfuração. O certificado deverá portar os resultados obtidos com fluidos de perfuração base óleo e base aquosa.

6.1.4 O certificado de calibração do equipamento *online* deverá conter, como resultado final, a média de um teste em triplicata com o desvio padrão das réplicas em relação a esta média. O desvio padrão não poderá ser superior a 2% em relação ao valor absoluto da média. Em seguida, a média da metodologia *online* ofertada será comparada diretamente a média da triplicata obtida a partir da metodologia API (13B-1 e/ou 13B-2) para aferição em bancada. A comparação entre as médias obtidas pela metodologia API e *online* ofertada será feita por intermédio do erro absoluto e não poderá ser maior do que 0,05 ppg.

6.1.5 As medidas densidade devem ser realizadas em, no mínimo, dois pontos amostragem: no retorno de fluido e no tanque ativo.

6.1.6 A frequência mínima de disponibilização de valores medidos de densidade deverá ser de 30 segundos.

6.2 Equipamentos para aferição da estabilidade elétrica

6.2.1 O equipamento para aferição de estabilidade elétrica deverá desempenhar as seguintes funções detalhadas abaixo:

- Aplicar onda senoidal a uma frequência de 340 Hz a uma taxa de 150 V/s;
- Ser capaz de aplicar até 2000 V pico a pico (1432 V RMS);
- Registrar a tensão em que a intensidade da corrente atingiu 61 μ A com precisão na primeira casa decimal e disponibilizar essa informação a cada 1 hora;
- A sonda emissora de sinal elétrico deverá ser dotada de sistema de autolimpeza e espaçamento entre polos de 0,155 cm;

6.2.2 As partes em contato com o fluido de perfuração deverão suportar até 100°C e 15 bar de pressão manométrica.

6.2.3 O equipamento deverá vir acompanhado de certificado de calibração prévia com fluidos de perfuração. O certificado deverá portar os resultados obtidos com fluidos de perfuração base óleo.

6.2.4 O certificado de calibração do equipamento *online* deverá conter, como resultado final, a média de um teste em triplicata com o desvio padrão das réplicas em relação a esta média. O desvio padrão não poderá ser superior a 10% em relação ao valor absoluto da média. Em seguida, a média da metodologia *online* ofertada será comparada diretamente a média da triplicata obtida a partir da metodologia API (13B-1 e/ou 13B-2) para aferição em bancada. A comparação entre as médias obtidas pela metodologia API e *online* ofertada será feita por intermédio do erro absoluto e não poderá ser maior do que 100 V.

6.2.5 A frequência mínima de disponibilização de valores medidos de estabilidade elétrica deverá ser de 180 segundos.

6.3 Equipamentos para aferição da razão água/óleo

6.3.1 O equipamento deverá aferir as frações volumétricas de óleo e água, estando em estado de emulsão ou não.

6.3.2 Os valores percentuais de água e óleo no fluido de perfuração deverão ser fornecidos com precisão na primeira casa decimal.

6.3.3 As aferições das frações volumétricas não deverão ser afetadas por quaisquer outras propriedades físico-químicas do fluido de perfuração, tais como teor de sólidos, viscosidade, densidade, salinidade etc. Os parâmetros utilizados deverão ser baseados nas características de propagação elétrica da água e óleo puros.

6.3.4 As partes em contato com o fluido de perfuração deverão suportar até 100°C e 15 bar de pressão manométrica.

6.3.5 O equipamento deverá vir acompanhado de certificado de calibração prévia com fluidos de perfuração. O certificado deverá portar os resultados obtidos com fluidos de perfuração base óleo.

6.3.6 O certificado de calibração do equipamento *online* deverá conter, como resultado final, a média de um teste em triplicata com o desvio padrão das réplicas em relação a esta média. O desvio padrão não poderá ser superior a 2% em relação ao valor absoluto da média. Em seguida, a média da metodologia *online* ofertada será comparada diretamente a média da triplicata obtida a partir da metodologia API (13B-1 e/ou 13B-2) para aferição em bancada. A comparação entre as médias obtidas pela metodologia API e *online* ofertada será feita por intermédio do erro absoluto e não poderá ser maior do que 0,5%.

6.3.7 A frequência mínima de disponibilização de valores percentuais de água e óleo no fluido de perfuração deverá ser de 30 segundos.

6.4 Aferição do teor de sólidos

6.4.1 O equipamento deverá aferir as frações concentrações volumétrica de sólidos presentes em fluidos de perfuração de base aquosa ou oleosa. Deverá estar apto a medir teores de sólidos de até 20% em volume. Os valores percentuais de concentração volumétrica de sólidos deverão ser reportados com precisão na primeira casa decimal.

6.4.2 Caso a medição física não seja possível, a estimativa poderá ser feita por meio de balanço de massa utilizando dados de densidade dos sólidos em suspensão, densidades das fases líquidas, razão água/óleo e densidade do fluido de perfuração conforme as recomendações da API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1.

6.4.3 As aferições de concentração volumétricas de sólidos não deverão ser afetadas por quaisquer outras propriedades físico-químicas do fluido de perfuração, reologia, densidade, salinidade etc.

6.4.4 As partes em contato com o fluido de perfuração deverão suportar até 100°C e 15 bar de pressão manométrica.

6.4.5 O equipamento deverá vir acompanhado de certificado de calibração prévia com fluidos de perfuração. O certificado deverá portar os resultados obtidos com fluidos de perfuração base óleo e aquosa.

6.4.6 O certificado de calibração do equipamento *online* deverá conter, como resultado final, a média de um teste em triplicata com o desvio padrão das réplicas em relação a esta média. O desvio padrão não poderá ser superior a 5% em relação ao valor absoluto da média. Em seguida, a média da metodologia *online* ofertada será comparada diretamente a média da triplicata obtida a partir da metodologia API (13B-1 e/ou 13B-2) para aferição em bancada. A comparação entre as médias obtidas pela metodologia API e *online* ofertada será feita por intermédio do erro absoluto e não poderá ser maior do que 0,5% v/v.

6.4.7 As medidas de concentração de sólidos devem ser realizadas em, no mínimo, dois pontos amostragem: no retorno de fluido e no tanque ativo.

6.4.8 Os valores percentuais de concentração volumétrica de sólidos deverão ser reportados a cada 30 segundos.

6.5 Equipamentos de aferição de viscosidade (reologia)

6.5.1 A determinação do comportamento reológico deverá ser fornecida com base em diferentes taxas de cisalhamento, que deverão ser impostas aos fluidos de perfuração (base aquosa ou oleosa).

6.5.2 As taxas de cisalhamento que o equipamento deverá impor ao fluido, no mínimo, devem seguir o API 13B-1 e/ou 13B-2 ou conforme detalhado abaixo:

Taxa de Cisalhamento (s^{-1})	Equivalência FANN 35A (RPM)
5,1	3
10,2	6
170,2	100
340,5	200
510,7	300
1021,4	600

6.5.3 A curva reológica (Tensão de Cisalhamento x Taxa de deformação) deverá ser reportado nas temperaturas de 120°F e 150°F, mantendo precisão

na segunda casa decimal e os resultados disponibilizados, no mínimo, a cada 30 minutos.

6.5.4 As medidas reológicas devem ser realizadas em, no mínimo, dois pontos amostragem: no retorno de fluido e no tanque ativo.

6.5.5 As partes em contato com o fluido de perfuração deverão suportar até 100°C e 15 bar de pressão manométrica.

6.5.6 O equipamento deverá vir acompanhado de certificado de calibração prévia com fluidos de perfuração. O certificado deverá portar os resultados obtidos com fluidos a base de água e sintéticos, com diferentes composições e a diferentes temperaturas.

6.5.7 O certificado de calibração do equipamento *online* deverá conter, como resultado final, a média de um teste em triplicata com o desvio padrão das réplicas em relação a esta média. O desvio padrão não poderá ser superior a 5% em relação ao valor absoluto da média. Em seguida, a média da metodologia *online* ofertada será comparada diretamente a média da triplicata obtida a partir da metodologia API (13B-1 e/ou 13B-2) para aferição em bancada. Para esta medida será considerada para avaliação somente as viscosidades aparentes médias nas taxas de 5,1 s⁻¹, 10,2 s⁻¹, 170,2 s⁻¹, 340,4 s⁻¹, 510,7 s⁻¹ e 1021,4s⁻¹. A comparação entre as médias obtidas pela metodologia API e *online* ofertada será feita por intermédio do erro absoluto e não poderá ser maior do que 100cP nas taxas de 5,1 e 10,2 e 10cP nas taxas de 170,2, 340,4 510,7 e 1021,4 s⁻¹.

6.6 Equipamentos de aferição de volume de filtrado

6.6.1 O equipamento deverá captar amostra de fluido de perfuração automaticamente, vertê-lo em uma câmara de pressão e efetuar filtração isotérmica e isobárica.

6.6.2 O equipamento deverá ser capaz de registrar e reportar o volume final de filtrado ao longo de 30 minutos, aferido por técnica gravimétrica.

6.6.3 O meio filtrante utilizado deverá ser de papel de filtro nas especificações recomendadas pela API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1

6.6.4 As partes em contato com o fluido de perfuração deverão suportar até 100°C e 35 bar de pressão manométrica.

6.6.5 Os volumes de filtrado medidos devem ser realizadas em dois pontos amostragem pelo menos: no retorno de fluido e no tanque ativo.

6.6.6 O valor do volume de filtrado deverá ser reportado a uma frequência de 30 minutos.

6.7 Equipamentos de aferição de teor total de cloretos, alcalinidade e dureza

6.7.1 O equipamento deverá executar titulações automáticas em fluidos de perfuração. As medidas não deverão ter influência de quaisquer outras propriedades físico-químicas do fluido de perfuração, tais como teor de sólidos, viscosidade (reologia), densidade e salinidade.

6.7.2 Toda metodologia e procedimento para determinação do teor total de Cloretos, alcalinidade e dureza deverão seguir conforme as recomendações da API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 1.

6.7.3 O equipamento deverá vir acompanhado de certificado de calibração prévia com fluidos de perfuração. O certificado deverá portar os resultados obtidos com fluidos a base de água e sintéticos, com diferentes composições e a diferentes temperaturas.

6.7.4 O certificado de calibração do equipamento *online* deverá conter, como resultado final, a média de um teste em triplicata com o desvio padrão das réplicas em relação a esta média. O desvio padrão não poderá ser superior a 2% em relação ao valor absoluto da média. Em seguida, a média da metodologia *online* ofertada será comparada diretamente a média da triplicata obtida a partir da metodologia API (13B-1 e/ou 13B-2) para aferição em bancada. A comparação entre as médias obtidas pela metodologia API e *online* ofertada será feita por intermédio do erro relativo e não poderá ser maior do que 5%.

6.7.5 Os valores de teor total de cloretos, alcalinidade e dureza deverão ser reportados com uma frequência de 30 minutos.

7 REQUISITOS TÉCNICOS COMPLEMENTARES

7.1 Requisitos de Transmissão de dados em tempo real

7.1.1 A CONTRATADA deverá disponibilizar os dados em padrão WITSML, em tempo real, de todas as unidades em contrato obedecendo aos seguintes critérios:

7.1.1.1 Estes dados deverão ter como destino um Switch Petrobras e/ou outro (s) computador (es) instalado na sonda a pedido da PETROBRAS.

7.1.1.2 Todo cabeamento e aparato adicional e necessário para a disponibilização dos referidos dados são de inteira responsabilidade de aquisição e instalação da CONTRATADA.

7.1.1.3 A CONTRATADA deverá disponibilizar, três meses após o início do contrato, os dados das seguintes variáveis básicas de instrumentação e controle em Tempo Real, de acordo com suas respectivas unidades de medida listadas entre colchetes:

- Volume de Filtrado (ml);
- Teor de Sólidos (% volumétrica)
- Densidade (ppg)
- Estabilidade Elétrica (Volts)
- Reologia: Viscosidade (cP), Tensão de Cisalhamento (lbf/100 ft²) e Taxa de cisalhamento (s⁻¹).
- Razão óleo/água (%)
- Teor total de cloretos, alcalinidade e dureza (ppm)

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	ET-2000.00-1100-612-PPQ-005	REV. 0
	PERFURAÇÃO DE POÇOS		Folha 12 de 13
	SERVIÇOS DE MEDIÇÃO ONLINE DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO		PÚBLICO POCOS/CTPS/QC
<p>7.1.2 A PETROBRAS poderá requisitar o envio de dados adicionais, quando tecnicamente disponíveis que devem começar a ser enviados no prazo de 180 dias após a solicitação à CONTRATADA.</p> <p>7.1.3 Quando da necessidade de transmissão de dados em protocolo não previamente especificado pela PETROBRAS, a CONTRATADA terá até 120 (cento e vinte) dias, após a assinatura do contrato, para a adequação e início da transmissão dos dados.</p> <p>7.1.4 Os dados devem ser enviados pela CONTRATADA ininterruptamente com um intervalo igual ao intervalo de medida de cada sensor entre duas medidas consecutivas.</p> <p>7.1.5 Os dados quando os sistemas de medição estiverem operantes devem estar disponíveis e a transmissão dos mesmos deve ocorrer de forma ininterrupta durante todo o período de vigência contratual.</p> <p>7.1.6 A CONTRATADA deverá fornecer o endereço IP e a porta TCP para que o computador da PETROBRAS possa conectar via uma interface de rede Ethernet e receber os dados no padrão estabelecido pela PETROBRAS.</p> <p>7.1.7 Caso não haja disponibilidade de transferência dos dados via TCP sobre rede Ethernet, então poderá ser negociada, mediante consulta à PETROBRAS, bem como de forma atestada pela CONTRATADA tal impossibilidade, a conexão via Porta Serial. Esta conexão deve ser fornecida e suportada pela CONTRATADA, sem custo adicionais à PETROBRAS.</p> <p>7.2 Condições gerais do sistema de medição</p> <p>7.2.1 Os sensores ou sistema de medição não deverá, em hipótese alguma, interferir em qualquer área ou procedimento utilizado na sonda. Seu funcionamento deverá ser autônomo e paralelo à rotina da sonda.</p> <p>7.2.2 Todos os sensores, equipamentos, unidades e cabos deverão estar de acordo com as exigências, certificados, normas e legislações compatíveis para sua perfeita utilização.</p> <p>7.2.3 Os sistemas de monitoramento online de fluidos de perfuração deverão atender os requisitos de SMS para operar em áreas de risco, tais como: serem à prova de fogo e além disso, os sensores, os equipamentos, o cabeamento e os terminais elétricos deverão ser intrinsecamente seguros e à prova de explosão;</p> <p>7.2.4 A CONTRATADA deverá disponibilizar os materiais necessários para o correto funcionamento e calibração dos sensores.</p> <p>7.2.5 Todos os equipamentos deverão estar disponíveis e operacionais, com realização de calibrações e aferições, onde constem os valores obtidos em relação aos limites definidos para cada sensor. Este procedimento deverá ser</p>			

realizado no início de cada fase de perfuração ou quando solicitado pela fiscalização PETROBRAS.

- 7.2.6 As calibrações ou aferições efetuadas em laboratório ou na sonda deverão ser devidamente registradas e apresentadas à fiscalização PETROBRAS, sempre que solicitado.
- 7.2.7 A CONTRATADA deverá manter os equipamentos, sensores e materiais em número adequado à prestação dos serviços;
- 7.2.8 A CONTRATADA deverá possuir procedimentos de segurança relacionados à montagem e instalação do sistema na sonda;