



República Federativa do Brasil
Ministério da Indústria, Comércio Exterior
e Serviços
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 0507799-0 B1

(22) Data do Depósito: 11/02/2005

(45) Data de Concessão: 14/06/2016



* B R P I 0 5 0 7 7 9 9 B 1 *

(54) Título: MÉTODO PARA A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E/OU GÁS EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO E/OU GÁS E DISPOSITIVO ATUADOR

(51) Int.Cl.: E21B 43/32; E21B 34/06; F03G 7/00

(30) Prioridade Unionista: 20/02/2004 NO 20040774

(73) Titular(es): STATOIL PETROLEUM AS

(72) Inventor(es): HAAVARD AAKRE

“MÉTODO PARA A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E/OU GÁS EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO E/OU GÁS E DISPOSITIVO ATUADOR”

5 A presente invenção diz respeito a um dispositivo e método em relação a um atuador, em particular um atuador de pressão que é designado para ser usado em relação aos tubos de drenagem para a produção de petróleo e/ou gás em um reservatório de petróleo e/ou gás.

10 Os tubos de drenagem do tipo acima são normalmente divididos em várias seções com um ou mais dispositivos de restrição de influxo que regulam o influxo para o tubo de drenagem.

Os relatórios descritivos de patente US 4.821.801, 4.858.691 e 4.577.691 e relatório descritivo de patente GB Nº 2169018 descrevem os dispositivos da técnica anterior para a extração de petróleo ou gás em poços horizontais e verticais longos. Estes dispositivos da técnica anterior
15 compreendem um tubo de drenagem perfurado, por exemplo, com um filtro para o controle de areia ao redor do tubo. Uma desvantagem principal dos dispositivos da técnica anterior em relação à produção de petróleo e/ou gás em formações geológicas altamente permeáveis é que a pressão no tubo de drenagem aumenta exponencialmente na direção a montante como uma
20 consequência do atrito do fluxo no tubo. Conforme a diferença de pressão entre o reservatório e o tubo de drenagem diminui a montante como uma consequência disto, a quantidade de influxo de petróleo e/ou gás do reservatório para o tubo de drenagem também diminuirá conseqüentemente. A produção de petróleo e/ou gás total portanto será baixa com uma tal solução.
25 Para as zonas de petróleo fino e permeabilidade alta na formação geológica, existe um risco alto de formação de cones, isto é, o influxo de água ou gás indesejados no tubo de drenagem a jusante, onde a velocidade do fluxo de petróleo do reservatório para o tubo é máxima. Para evitar tal formação de cones, a produção portanto deve ser mais reduzida.

A produção um pouco mais alta do que com as soluções da técnica anterior acima é obtida usando o método de Stinger, que é debatido no pedido de patente NO 902544. Isto consiste de dois tubos de drenagem, dos quais o externo é perfurado, e um tubo interno (Stinger) sem perfuração, que se estende no tubo externo a uma posição desejada. O perfil da pressão e assim a produtividade do método de Stinger são um pouco melhores do que para os outros métodos da técnica anterior. Em zonas de petróleo fino com permeabilidade alta, entretanto, a formação de cones de água ou gás indesejados também pode ocorrer com este método com produtividade reduzida como um resultado.

World Oil, vol. 212, N. 11 (11/91), páginas 23-78, descreve um método de dividir um tubo de drenagem em seções com um ou mais dispositivos de restrição de influxo na forma de luvas deslocáveis ou dispositivos reguladores. Entretanto, esta publicação está envolvida principalmente com o controle de influxo para restringir o influxo das zonas a montante no tubo para impedir a formação de cones de água e gás.

A WO-A-9208875 mostra um tubo de produção horizontal compreendendo várias zonas de produção, cada uma das quais é conectada às câmaras de mistura que têm um diâmetro interno maior do que as zonas de produção. As zonas de produção compreendem um tubo perfurado externo, que pode ser considerado como um filtro. Entretanto, a seqüência das seções que têm diâmetros diferentes é inadequada visto que elas criam turbulência de fluxo através do tubo e impedem o uso do equipamento que é normalmente introduzido por meio de tratores de furo descendente ou sistemas de “tubulação em espiral”.

A tecnologia para perfurar os poços horizontais foi conhecida no passado em 1920, mas hoje muitos ainda a consideram como a tecnologia pioneira. Nos últimos vinte anos, o trabalho de desenvolvimento ocorreu continuamente para perfurar os poços horizontais em uma maneira segura,

eficaz. O estado presente da tecnologia é que a segurança na perfuração é alta, e os custos são aproximadamente 50% mais altos do que para os poços verticais, mas os poços horizontais produzem três a quatro vezes a quantidade, dependendo das características do reservatório.

5 Foi demonstrado que os poços horizontais são uma pré-condição financeira para explorar, por exemplo, o petróleo em formações geológicas onde a zona de petróleo é fina, a permeabilidade é alta e a formação de cones de água ou gás indesejados freqüentemente ocorre. É esperado que os poços horizontais sejam ainda mais relevantes no futuro para
10 a exploração de campos de petróleo ou gás pequenos e, em termos financeiros, marginais.

 A patente EP 0 588 421 do próprio requerente descreve um método para melhorar o perfil da pressão no tubo de drenagem além daquele que é conhecido das soluções acima introduzindo-se restrições que restringem
15 a diferença de pressão entre o reservatório e o anel fora do tubo de drenagem e equilibrando assim fora do perfil da pressão ao longo do poço imediatamente fora do tubo de drenagem. Isto é feito pelos dispositivos de restrição de influxo para cada seção do tubo que é arranjada de modo que suas entradas são conectadas a um anel entre a formação geológica e o tubo de
20 drenagem ou um anel entre um filtro e o tubo de drenagem e a saída sendo conectada ao compartimento de fluxo do tubo de drenagem. Esta solução compreende dispositivos de restrição de influxo com um ajuste fixo (fluxo direto fixo), que é uma desvantagem.

 Conforme a tecnologia de perfuração de poço foi
25 desenvolvida, os requerimentos para a tecnologia de escoamento de reservatório também aumentaram. A tecnologia de escoamento da técnica anterior presente não tem soluções satisfatórias para o escoamento controlado do reservatório, que é sempre adaptado ao influxo de água existente do reservatório.

A presente invenção representa uma solução que fornece tal controle, em que o influxo para cada seção ou área do tubo de drenagem é automaticamente ajustado em relação à quantidade de água que flui, mantendo a produção de água a um nível mínimo.

5 O procedimento de acordo com a presente invenção é caracterizado em que, para a operação do atuador, uma célula osmótica, colocada no fluxo de fluido, é usada, por meio da qual a força e movimento necessários para o atuador conduzir ou ajustar uma válvula ou dispositivo de controle de influxo são obtidos utilizando-se a diferença de pressão osmótica
10 entre a solução na célula e o fluxo de fluido ou reservatório de fluido externos em relação à célula, como especificado na reivindicação 1 anexa.

A reivindicação independente associada com o dispositivo em relação ao atuador de acordo com a presente invenção é caracterizada ainda em que o atuador compreende uma célula osmótica que é designada para ser
15 colocada no fluxo de fluido, por meio do qual a força e movimento necessários para o atuador conduzir ou ajustar uma válvula ou dispositivo de controle de influxo são obtidos utilizando-se a diferença de pressão osmótica entre a solução na célula e o fluxo de fluido ou reservatório de fluido externos em relação à célula, como especificado na reivindicação 4 anexa.

20 As reivindicações dependentes 2 a 3 e 5 a 9 indicam as características vantajosas da presente invenção.

A presente invenção será descrita no seguinte em mais detalhe com referência aos desenhos anexos, onde:

A Fig. 1 mostra um diagrama esquemático de uma célula de
25 membrana que separa duas soluções e que indica o princípio da presente invenção,

A Fig. 2 mostra um diagrama esquemático de uma solução em que um atuador de acordo com a presente invenção é usado em relação a um dispositivo de restrição de influxo ou dispositivo de válvula em um tubo de

drenagem para a extração de petróleo e gás das formações (um poço) sob a superfície do solo.

A presente invenção é fundamentada no princípio de utilizar a diferença de pressão osmótica em uma célula como o “mecanismo acionador” ou unidade acionadora para um atuador. Mais precisamente, a presente invenção é fundamentada em uma célula osmótica que é usada para operar o atuador. A célula osmótica é colocada no fluxo de fluido, por meio do qual a força e movimento necessários para o atuador conduzir ou ajustar por exemplo uma válvula ou dispositivo de controle de influxo são obtidos utilizando-se a diferença de pressão osmótica entre a solução na célula e o fluxo de fluido externo em relação à célula.

O método fundamental de operação de uma célula de acordo com a presente invenção pode ser ilustrado como mostrado na Fig. 1 com um recipiente “fechado” 1 com duas câmaras 2, 4, em que uma das paredes consiste de uma membrana semipermeável 3. A membrana semipermeável 3 é permeável em relação à solução, convenientemente uma solução de água/sal, localizada em uma câmara 2, mas impermeável em relação ao meio dissolvido, convenientemente um meio salino. A água assim pode se mover livremente da câmara 2 na célula, através da membrana 3 para a água ou uma solução aquosa com um nível de sal mais baixo na outra câmara 4. O transporte de água através da membrana causará uma diferença de pressão sobre a membrana. Isto é chamado a diferença de pressão osmótica. A linha grossa em cada uma das câmaras 5, 6 indica os níveis de líquido nelas.

A pressão osmótica pode ser definida por meio de equações termodinâmicas clássicas em que um equilíbrio sobre a membrana é assumido. O potencial químico da solução será o mesmo em cada lado da membrana quando o equilíbrio for obtido, assumindo condições isotérmicas. Com referência à Fig. 1, o potencial químico para as duas fases nas câmaras 2 e 4 respectivamente será fornecido por:

$$\mu_{i,1} = \mu_{i,1}^{\circ} + R T \ln a_{i,1} + V_i P_1 \quad (1)$$

$$\mu_{i,2} = \mu_{i,2}^{\circ} + R T \ln a_{i,2} + V_i P_2 \quad (2)$$

onde R é a constante de gás universal, T é a temperatura, V é o volume molar, P é a pressão e a é a concentração da solução. As moléculas da solução na fase diluída têm um potencial químico mais alto (mais negativo) do que as moléculas na fase concentrada. Este desequilíbrio químico causa um fluxo de moléculas da solução (água) da fase menos concentrada à fase mais concentrada. Este fluxo continua até que o equilíbrio osmótico tenha sido obtido e

$$\mu_{i,1} = \mu_{i,2} \quad (3)$$

Todos os parâmetros na expressão para o potencial químico (equações 1 e 2 acima) podem ser mudados, por exemplo a temperatura, concentração e pressão. Em outras palavras, com referência a uma solução de água/sal, a água mover-se-á rapidamente ao lado mais concentrado para diluir a solução, enquanto que o sal rapidamente tentará se mover na outra direção para tentar aumentar a concentração. O transporte do sal apenas ocorrerá se a membrana não for uma membrana perfeitamente semipermeável. Combinando-se as equações (1), (2) e (3), obtemos o seguinte:

$$R T (\ln a_{i,2} - \ln a_{i,1}) = (P_1 - P_2) V_i; = \Delta \pi V_i; \quad (4)$$

A diferença de pressão hidrodinâmica ($P_1 - P_2$) é chamada a diferença de pressão osmótica $\Delta \pi = \pi_1 - \pi_2$. Se apenas uma solução pura (água) é usada na fase 2 ($a_{i,2} = 1$ na câmara 4), a equação (4), a pressão, torna-se:

$$\pi = - \frac{R T}{V_i} \ln a_{i,1}$$

Como estabelecido acima, a Fig. 2 mostra um diagrama esquemático de uma solução em que um atuador 10 de acordo com a presente invenção é usado em relação a um tubo de drenagem 8 para a extração de petróleo e gás das formações (um poço, não mostrado) sob a superfície do solo. No exemplo mostrado aqui, o atuador é uma parte integrada de uma

válvula ou dispositivo de restrição de influxo no tubo de drenagem.

Como mostrado na Fig. 2, o atuador 10 consiste de um alojamento 7 com uma célula de osmose interna 9. O alojamento 7 com a célula 9 está localizado dentro e fixado ao tubo 8 exatamente oposto a um furo 11. O petróleo, gás e/ou água são designados a fluir da formação no tubo 8 por intermédio do furo 11, através da célula 9 e por intermédio de aberturas ou furos 12 no alojamento, através de uma placa de corte ou similar 13 e no tubo 8. A célula 9, por sua vez, consiste de um corpo oco ou câmara dos quais o lado final voltado para a parede do tubo do tubo 8 consiste de uma membrana semipermeável 14, enquanto que a parede no lado oposto consiste de uma membrana flexível, impermeável 15. A placa de corte 13, que está localizada oposta aos furos 12, é fixada à membrana flexível 15. Dentro da cavidade, a célula 9 é fornecida com uma solução de água/sal, e blocos de sal 16 são fornecidos de modo a manter a solução sempre saturada.

O atuador com a célula 9 trabalha como segue. Quando apenas fluxo de petróleo e/ou gás atravessa a membrana 14, a membrana flexível 15 com a placa de corte 13 será comprimida e o fluido será capaz de passar entre os furos 12 e a placa de corte (aberta). Quando água começa a fluir através da membrana com o petróleo/gás, a água gradualmente passará através da membrana 14 na câmara, fazendo com que o volume da solução dentro da câmara aumente e a membrana flexível 15 com a placa 13 se mova para fora e gradualmente suspenda o fluxo através dos furos 12. Se existe grande quantidade de água, por exemplo no evento da formação de cones de água, como mencionado na introdução, a membrana flexível com a placa mover-se-á completamente para fora e suspenderá completamente o fluxo direto. Deste modo, o atuador de acordo com a presente invenção pode ser usado para regular o influxo de petróleo e/ou gás parcial ou completamente, dependendo da quantidade de água que acompanha.

Favor observar que a presente invenção como ela é definida

nas reivindicações anexas não é limitada ou exemplo mostrado acima. Por exemplo, um dispositivo de cilindro/pistão em que o pistão move a placa de corte pode ser usado ao invés de uma membrana flexível. Ou uma solução de agulha/bocal em que a agulha é movida por uma membrana flexível ou pistão

5 pode ser usada ao invés de uma solução de furo/placa 12, 13.

A presente invenção não é limitada ao uso em relação à extração de petróleo e/ou gás como descrito acima. Ela pode ser usada em qualquer situação em que existam líquidos ou soluções onde o princípio de osmose pode ser usado.

10 De outro modo, a presente invenção pode ser usada para ser vantajosa em relação a um dispositivo de restrição de influxo como mostrado na patente EP 0 588 421 do próprio requerente.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para a produção de petróleo e/ou gás em um reservatório de petróleo e/ou gás, em relação a um atuador (7) em relação a um fluxo de fluido ou reservatório de fluido, em particular um atuador que é designado para ser usado em relação a um tubo de drenagem (8) para a produção de petróleo e/ou gás em um reservatório de petróleo e/ou gás, caracterizado pelo fato de que uma célula osmótica (9) é usada para operar o atuador (10) e é colocada no fluxo de fluido, por meio do qual a força e movimento necessários para o atuador conduzir ou ajustar uma válvula ou dispositivo de controle de influxo (10) são obtidos utilizando-se a diferença de pressão osmótica entre a solução na célula (9) e o fluxo/reservatório de fluido externos em relação à célula.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que uma solução de água/sal é usada como a solução na célula.

3. Método de acordo com as reivindicações 1 e 2, caracterizado pelo fato de que o atuador (7) é usado para operar uma válvula (13, 7) que regula o influxo do fluido através de aberturas de influxo no tubo de drenagem (8).

4. Dispositivo atuador (7) em relação a um fluxo de fluido, em particular um atuador que é designado para ser usado em relação a um tubo de drenagem (8) para a produção de petróleo e/ou gás em um reservatório de petróleo e/ou gás, caracterizado pelo fato de que o atuador (10) compreende uma célula osmótica (9) que é designada para ser colocada no fluxo de fluido, por meio do qual a força e movimento necessários para o atuador (10) conduzir ou ajustar uma válvula ou dispositivo de controle de influxo são obtidos utilizando-se a diferença de pressão osmótica entre a solução na célula (9) e o fluxo/reservatório de fluido externos em relação à célula.

5. Dispositivo de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato de que a solução na célula é uma solução de água/sal.

6. Dispositivo de acordo com as reivindicações 4 e 5, caracterizado pelo fato de que o atuador (10) é uma parte integrada de uma válvula ou dispositivo de controle de influxo por meio dos quais a célula (9) é arranjada em um alojamento (7) que é fixado à parede dentro do tubo de drenagem (8) em relação a um furo (11) na parede do tubo, por meio do qual o fluido da formação fora do tubo de drenagem é designado para fluir através do(s) furo(s) (11), dentro através do alojamento (7) e fora através de aberturas (12) nele, e uma placa de válvula (13) é designada para fechar ou abrir as aberturas (12) por meio da célula (9).

7. Dispositivo de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato de que a placa de válvula (13) é designada para ser movida por meio de uma membrana flexível (5) que compõe toda ou parte de uma parede da célula (9).

8. Dispositivo de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato de que a placa de válvula (13) é designada para ser movida por um pistão e a célula consiste de um arranjo de pistão/cilindro em que uma parede é designada como um pistão movente no alojamento da célula.

9. Dispositivo de acordo com as reivindicações precedentes 5 a 8, caracterizado pelo fato de que os blocos de sal (16) são fornecidos dentro da célula.

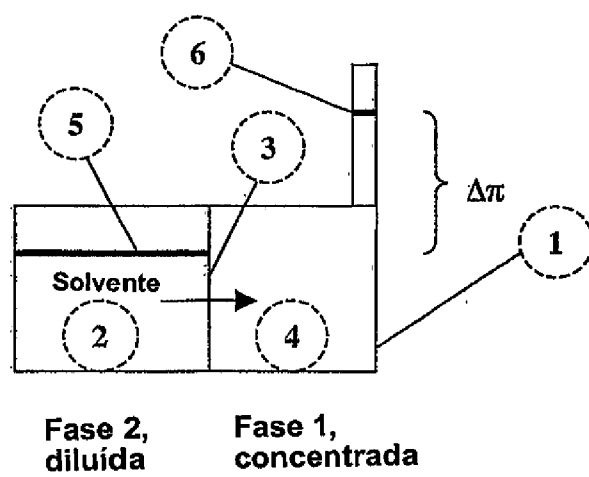
**Fig. 1**



Fig. 2

RESUMO

“MÉTODO PARA A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E/OU GÁS EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO E/OU GÁS E DISPOSITIVO ATUADOR”

5 Um método e um dispositivo em relação a um atuador (7) intencionado para o uso em relação a um fluxo de fluido ou reservatório de fluido, em particular um atuador que é designado para ser usado em relação a uma tubo de drenagem (8) para a produção de petróleo e/ou gás em um reservatório de petróleo e/ou gás. Uma célula osmótica (9) é usada para
10 operar o atuador (10). A célula osmótica é colocada no fluxo de fluido, por meio da qual a força e movimento necessários para o atuador (10) ajustar ou conduzir um dispositivo ou válvula de controle de fluido são obtidos utilizando-se a diferença de pressão osmótica entre a solução na célula (9) e o fluxo/reservatório de fluido externos em relação à célula.