



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial



CARTA PATENTE N.º PI 0418995-7

Patente de Invenção

O INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL concede a presente PATENTE, que outorga ao seu titular a propriedade da invenção caracterizada neste título, em todo o território nacional, garantindo os direitos dela decorrentes, previstos na legislação em vigor.

(21) Número do Depósito : PI 0418995-7

(22) Data do Depósito : 06/08/2004

(43) Data da Publicação do Pedido : 09/02/2006

(51) Classificação Internacional : C09K 8/12; C09K 8/22; E21B 43/25; E21B 43/26

(54) Título : MÉTODO PARA A INIBIÇÃO HIDRATAÇÃO DE ARGILAS NAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO, E, FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM BASE AQUOSA

(73) Titular : LAMBERTI SPA, Sociedade Italiana. Endereço: Via Piave 18, 21041 Albizzate (VA), Itália (IT).

(72) Inventor : Luigi Merli, Gerente Técnico. Endereço: 2323 Long Reach Dr. Apt. 7308 77478 Sugar Land, Texas, Estados Unidos.; Guido De Stefano, Pesquisador(a) Senior. Endereço: 2429 Winrock, 77057 Houston, Texas, Estados Unidos.; Giuseppe Li Bassi, Diretor(a) de Desenvolvimento. Endereço: Via Stretti 4, 21026 Gavirate (VA), Itália. Cidadania: Italiana.

Prazo de Validade : 10 (dez) anos contados a partir de 11/11/2014, observadas as condições legais.

Expedida em : 11 de Novembro de 2014.

Assinado digitalmente por
Júlio César Castelo Branco Reis Moreira
Diretor de Patentes

15 de Novembro
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
de 1889

“MÉTODO PARA A INIBIÇÃO DA HIDRATAÇÃO DE ARGILAS NAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO, E, FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM BASE AQUOSA”

CAMPO TÉCNICO

5 A presente invenção se refere aos inibidores da hidratação de argila para a indústria de perfuração, isto é, aos produtos que são eficazes para a inibição do intumescimento da argila (também chamada xisto) que entra em contato com os fluidos usados na perfuração e construção de poços de óleo e de gás para a indústria de petróleo.

10 Os inibidores da hidratação de argila da invenção são 1,2-diaminociclo-hexano e seus sais.

Na perfuração rotativa de poços um fluido de perfuração circula em todo o poço subterrâneo para carregar os cortes da broca e transportar estes cortes para a superfície.

15 Contemporaneamente, o fluido de perfuração esfria e limpa a pua, assim como reduz a fricção entre a coluna de perfuração e o furo perfurado, e também estabiliza as seções não revestidas do poço.

 Geralmente os fluidos de perfuração formam um bolo de filtro de permeabilidade baixa de modo a vedar qualquer permeabilidade associada
20 com as formações geológicas circundantes.

Os fluidos de perfuração podem ser classificados de acordo com sua base de fluido: fluidos com base em óleo com partículas sólidas colocadas em suspensão em uma fase contínua oleosa e, possivelmente, água ou salmoura pode ser emulsificada com o óleo.

25 Alternativamente, os fluidos com base em água contêm partículas sólidas colocadas em suspensão em água ou salmoura.

Vários sólidos podem ser adicionados, deliberadamente ou de outra maneira, nos fluidos de perfuração com base em água:

a) colóides orgânicos ou argilas usadas para conceder

viscosidade e propriedades de filtração;

b) minerais inorgânicos insolúveis para aumentar a densidade do fluido;

5 c) durante a operação de perfuração sólidos da formação podem se dispersar no fluido de perfuração.

Os sólidos da formação que se tornam dispersos em um fluido de perfuração incluem cortes da perfuração e solo e sólidos a partir da formação instável circundante.

10 Quando a formação produz sólidos que são minerais de argila que intumescem, esta pode potencialmente comprometer o tempo de perfuração e aumentar os custos.

As argilas são tipicamente compostas de lâminas que podem ter hidroxilas superficiais expostas.

15 Os átomos multivalentes podem criar um potencial negativo na superfície da argila e neste caso, um cátion pode ser adsorvido na superfície.

Estes cátions podem ser de permutáveis.

As substituições dentro da estrutura da argila e a presença de cátions permutáveis afetam a tendência da argila de intumescer em água.

20 Por exemplo, a hidratação superficial fornece intumescimento com moléculas de água adsorvidas nas superfícies da argila. Todos os tipos de argilas podem intumescer desta maneira.

25 Um outro tipo de intumescimento é chamado intumescimento osmótico, quando a concentração de íons na intercamada lixivia a água entre as camadas unitárias de argila, intumescendo a argila. Apenas algumas argilas podem passar por intumescimento osmótico.

Todos os tipos de argila que intumescem podem causar uma série de problemas.

Isto aumenta a resistência entre a coluna de perfuração e os lados do furo de sondagem. Isto pode causar perda de circulação do fluido e

aderência da coluna de perfuração e broca.

Este é o porquê do desenvolvimento de inibidores do intumescimento de argila eficazes ser importante para a indústria de exploração de óleo e gás.

5 A presente invenção trabalha em direção a uma solução para esta dificuldades.

FUNDAMENTOS DA TÉCNICA

Muitos inibidores de argila são conhecidos incluindo o uso de sais inorgânicos tais como cloreto de potássio que eficazmente inibe o
10 intumescimento da argila e que é bem conhecido daqueles versados na técnica.

Numerosas patentes têm sido depositadas que descrevem as técnicas ou produtos que podem ser utilizadas para inibir o intumescimento da argila. Sem completamente resumir a literatura de patente, e por meio de
15 exemplo, podemos citar as composições inibidoras com base em:

a) fosfatos inorgânicos, descritos na US 4.605.068 (YOUNG ET AL.);

b) diaminas de polialcóxi e seus sais, nas US 6.484.821, US 6.609.578, US 6.247.543 e US 20030106718, todas por Patel et al.;

20 c) derivados de colina na US 5.908.814 (PATEL ET AL.);

d) diaminas de oligometileno e seus sais, na US 5.771.971 (HORTON ET AL.) e US 20020155956 (CHAMBERLAIN ET AL.).

Em particular a US 5.771.971 descreve o uso de diaminas com um comprimento de cadeia de 8 ou menos, mas não menciona o uso de
25 diaminas alicíclicas tais com 1,2-diaminociclo-hexano.

Na US 5.771.971 é além disso mencionado que na faixa de pH da aplicação específica os inibidores de argila (aminas ou diaminas) seriam completamente ou quase completamente protonados.

1,6-Hexametilenodiamina possui uma grande porcentagem dos

grupos de amina convertidos no íon de diamônio em um pH de 10 (85%), enquanto 1,2-etilenodiamina apenas 0,31%.

Na US 5.771.971 é postulado que a razão para este comportamento é que as duas unidades de amina de 1,6-hexametilenodiamina são separadas por seis grupos de metileno, e que os grupos de metileno possuem efeitos indutivos positivos; 1,6-hexametilenodiamina foi portanto observada de oferecer várias vantagens em relação aos inibidores de argila correntemente utilizados.

APRESENTAÇÃO DA INVENÇÃO

Foi agora observado que a estrutura alicíclica de 1,2-diaminociclo-hexano e seus sais positivamente afetam o efeito de estabilização sobre o intumescimento da argila.

O 1,2-diaminociclo-hexano e seus sais têm se revelado ser excelentes inibidores da hidratação de argila para a indústria de petróleo, sendo capaz de eficazmente inibir o intumescimento da argila nas formações subterrâneas.

É portanto um objetivo fundamenta da presente invenção um método para a inibição da hidratação de argilas nas operações de perfuração que compreende o uso de um fluido de perfuração com base aquosa contendo de 0,2 a 5% em peso, preferivelmente de 2 a 4% em peso, de 1,2-ciclo-hexanodiamina e/ou seus sais.

Em mais um outro aspecto a presente invenção é um fluido de perfuração com base aquosa compreendendo de 0,2 a 5% em peso, preferivelmente de 2 a 4% em peso, de 1,2-diaminociclo-hexano e/ou seus sais.

O sais de 1,2-diaminociclo-hexano úteis para a realização da invenção são da espécie inorgânica ou orgânica, os sais preferidos sendo sais formados com HCl e ácidos monocarboxílicos tais como ácido acético.

Os testes de aplicação nos inibidores de argila da invenção e

nos inibidores de argila da técnica anterior foram levados avante mediante o uso de 1,2-diaminociclo-hexano purificado (cerca de 99% em peso), 70% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano de grau técnico, e um 1,2-diaminociclo-hexano de grau técnico de 53% em peso.

5 O 1,2-diaminociclo-hexano de grau técnico também contém 1,6-hexametilenodiamina, e em quantidades menores, tais compostos como, 2-metil-1,5-pentametilenodiamina, hexametilenoimina, 2-(aminometila) ciclopentilamina.

10 1,2-diaminociclo-hexano purificado e de grau técnico são comercialmente disponíveis; ambos os produtos, respectivamente, contendo de 90 a 99% em peso e de 40 a 89% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano, podem ser usados como inibidores de argila de acordo com esta invenção.

15 As 1,2-diaminociclo-hexano e/ou seus sais são eficazes em qualquer faixa de pH e podem ser adicionados diretamente na lama de perfuração com base aquosa.

20 A lama de perfuração com base aquosa contém uma fase contínua com base aquosa e os aditivos normalmente usados, bem conhecidos pelas pessoas versadas na técnica, tais como materiais de peso e agentes de viscosidade; a ordem em que os aditivos e os inibidores de argila da invenção são adicionados na lama de lubrificação não é crítica.

Os materiais de peso úteis podem ser selecionados de: barita, hematita, óxido de ferro, carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, sais orgânicos e inorgânicos de magnésio, cloreto de cálcio, brometo de cálcio, cloreto de magnésio, haletos de zinco e combinações destes.

25 A fase contínua com base aquosa pode ser selecionada de: água doce, água do mar, salmoura, misturas de água e compostos orgânicos solúveis em água e misturas destes.

Os testes de aplicação foram conduzidos para determinar a capacidade de 1,2-diaminociclo-hexano (e suas misturas comercialmente

disponíveis) em inibir o intumescimento de uma argila bentonita em um fluido aquoso, e comparar sua capacidade de inibição do intumescimento da bentonita com aquela de cloreto de potássio, que é um inibidor de argila bem conhecido.

5 O método usado no teste de aplicação pe o seguinte:

350 g de água da bica e 10 g (10 ppb) de inibidor de argila são adicionados a um frasco de vidro limpo.

10 10 g (10 ppb) de bentonita são adicionados e a mistura (lama de lubrificação) é agitada com um Hamilton Beach Shaker durante 30 minutos.

Todas as amostras foram ajustadas para pH de 12, exceto para a lama de lubrificação bruta, cujo pH foi 8.

A mistura é revirada em 150°F (65,6°C) durante 16 horas, depois sua reologia é medida com um Fann 35A Viscometer.

15 O procedimento é realizado novamente, até que a lama de lubrificação se torne demasiada viscosa para se medir.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

Os exemplos foram levados avante como descrito acima e são ilustrados nos desenhos.

20 Nos desenhos as seguintes abreviações são usadas para indicar o inibidor de argila contido na lama de lubrificação:

Base = lama de lubrificação bruta sem inibidor de argila;

KCl = cloreto de potássio, da Aldrich Chemicals Co.;

25 DCH = 1,2-diaminociclo-hexano purificado (99% em peso da Dupont, US);

DCH 99 = 1,2-diaminociclo-hexano purificado (99% em peso da Dupont, US);

DCH bruto = 70% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano de grau técnico;

DCH residual = 53% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano de grau técnico.

As Fig 1 e Fig 5 fornecem Valores do Limite de Resistência.

As Fig 2 e Fig 6 fornecem os Dados de Viscosidade Plástica.

5 A Fig 3 fornece os Dados de Gel 10''

A Fig 4 fornece os Dados de Gel 10'.

A Fig 7 fornece os dados de reologia em 600 rpm.

Os resultados mostram que o 1,2-diaminociclo-hexano, mesmo tendo diferentes graus de pureza, é um excelente inibidor da hidratação de argila.

10

Embora as composições e métodos desta invenção tenham sido descritas em termos das formas de realização preferidas, será evidente para aqueles de habilidade na técnica que variações podem ser aplicadas ao processo aqui descrito sem divergir do conceito e escopo da invenção. Todos os tais substitutos similares e modificações, evidentes para aqueles versados na técnica, são supostos de estarem dentro do escopo e conceito da invenção como é exposto nas reivindicações que seguem.

15

REIVINDICAÇÕES

1. Método para a inibição da hidratação de argilas nas operações de perfuração, caracterizado pelo fato de que compreende o uso de um fluido de perfuração com base aquosa contendo de 0,2 a 5% em peso de 1,2-ciclo-hexanodiamina e/ou seus sais.

2. Método para a inibição da hidratação de argilas nas operações de perfuração de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende o uso de um fluido de perfuração com base aquosa de 2 a 4% em peso de 1,2-ciclo-hexanodiamina e/ou seus sais.

3. Método para a inibição da hidratação de argilas nas operações de perfuração de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que compreende de 2 a 4% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano purificado.

4. Método para a inibição da hidratação de argilas nas operações de perfuração de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que compreende de 2 a 4% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano de grau técnico.

5. Fluido de perfuração com base aquosa, caracterizado pelo fato de conter de 0,2 a 5% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano e/ou seus sais.

6. Fluido de perfuração com base aquosa de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que contém de 2 a 4% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano e/ou seus sais.

7. Fluido de perfuração com base aquosa de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato de que contém de 2 a 4% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano purificado.

8. Fluido de perfuração com base aquosa de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato de que contém de 2 a 4% em peso de 1,2-diaminociclo-hexano de grau técnico.

Fig 1

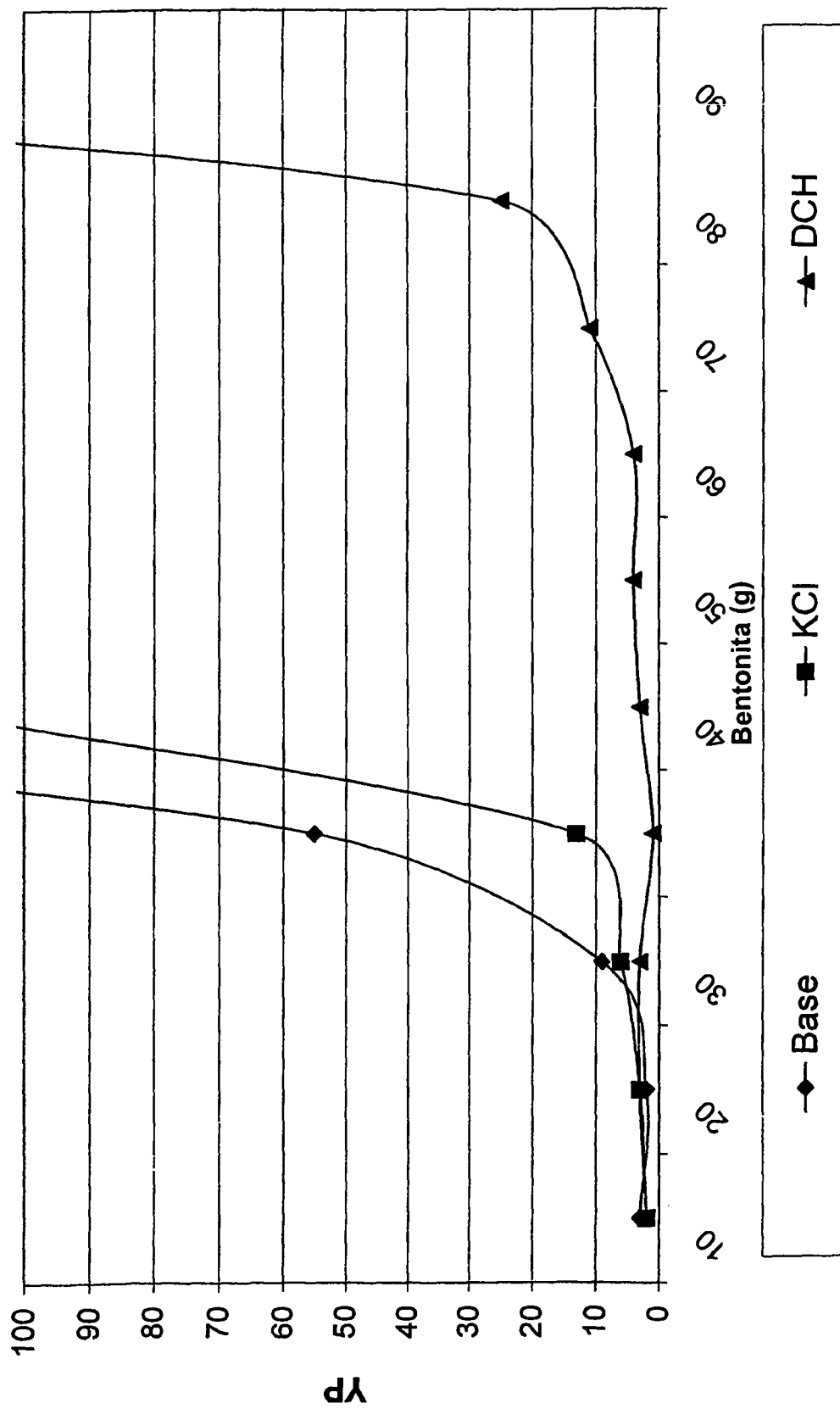


Fig 2

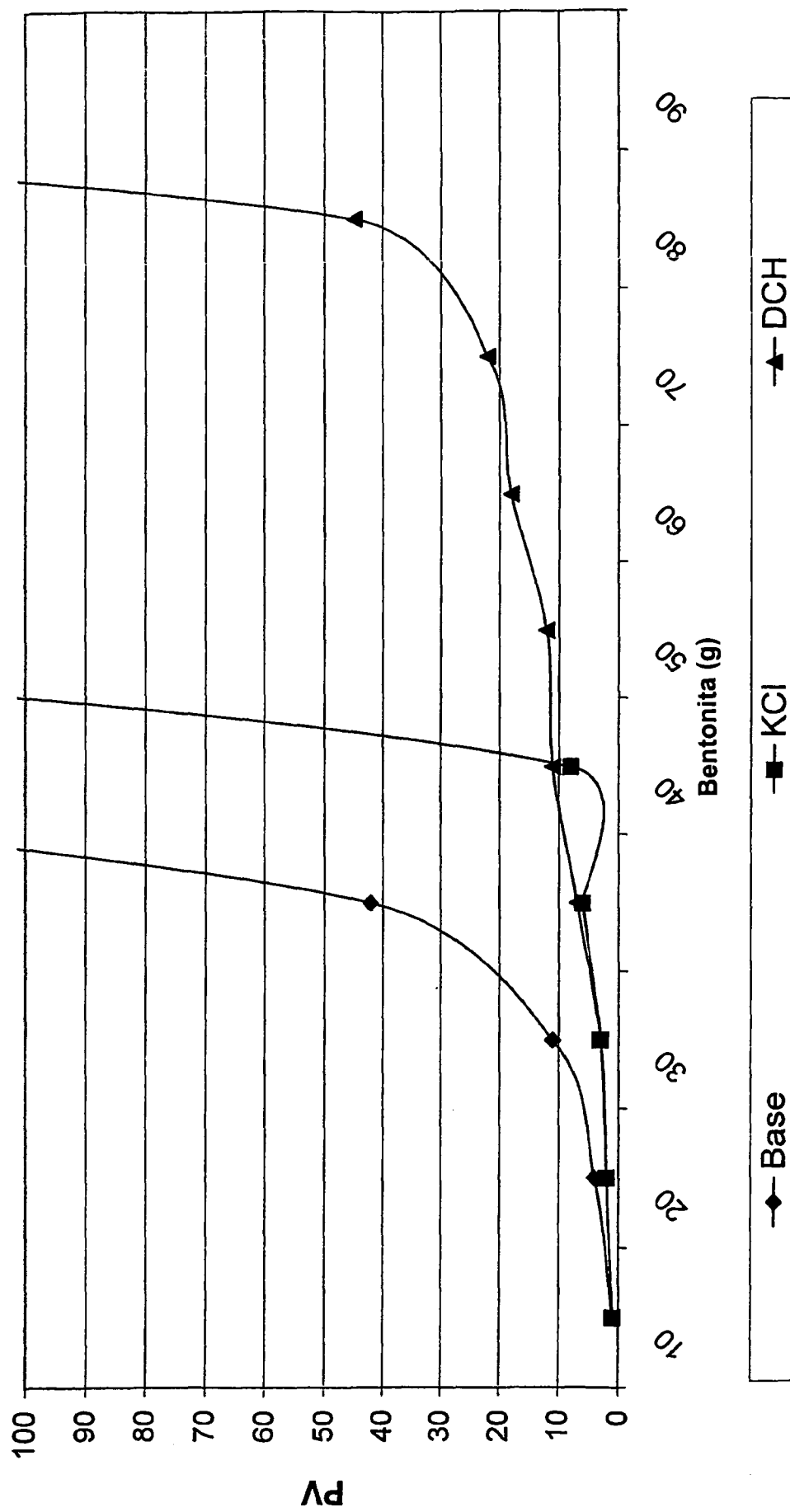


Fig 3

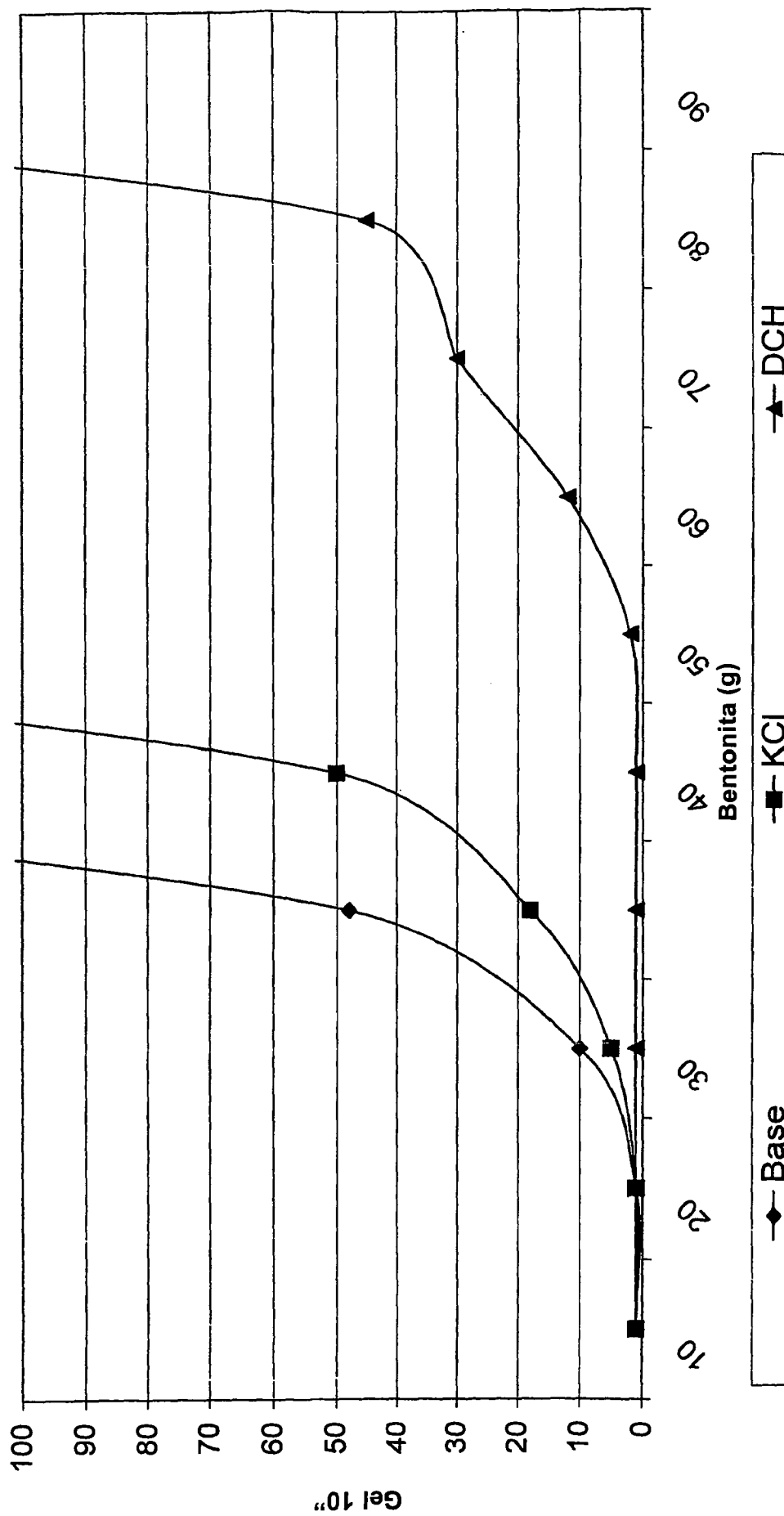


Fig 4

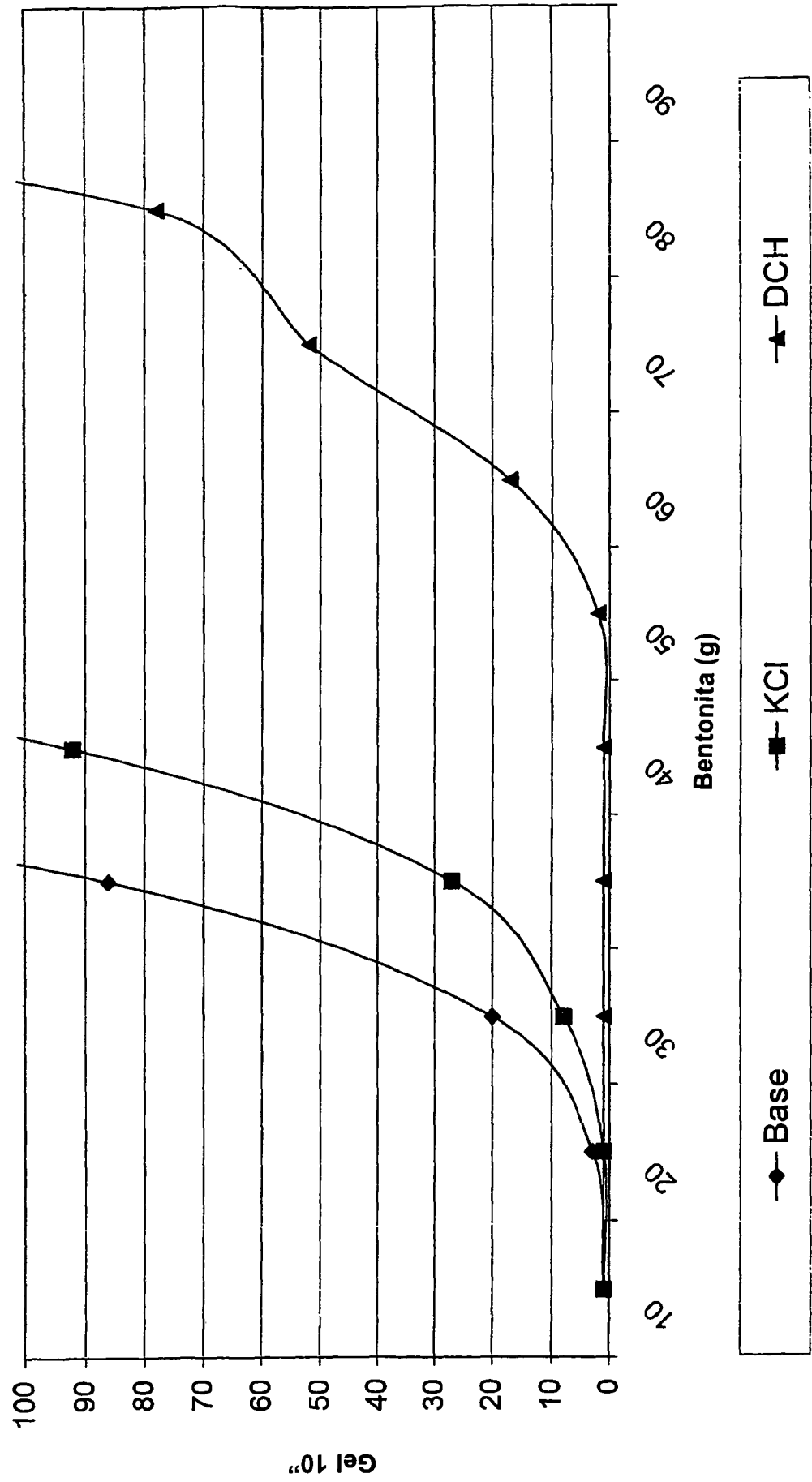


Fig 5

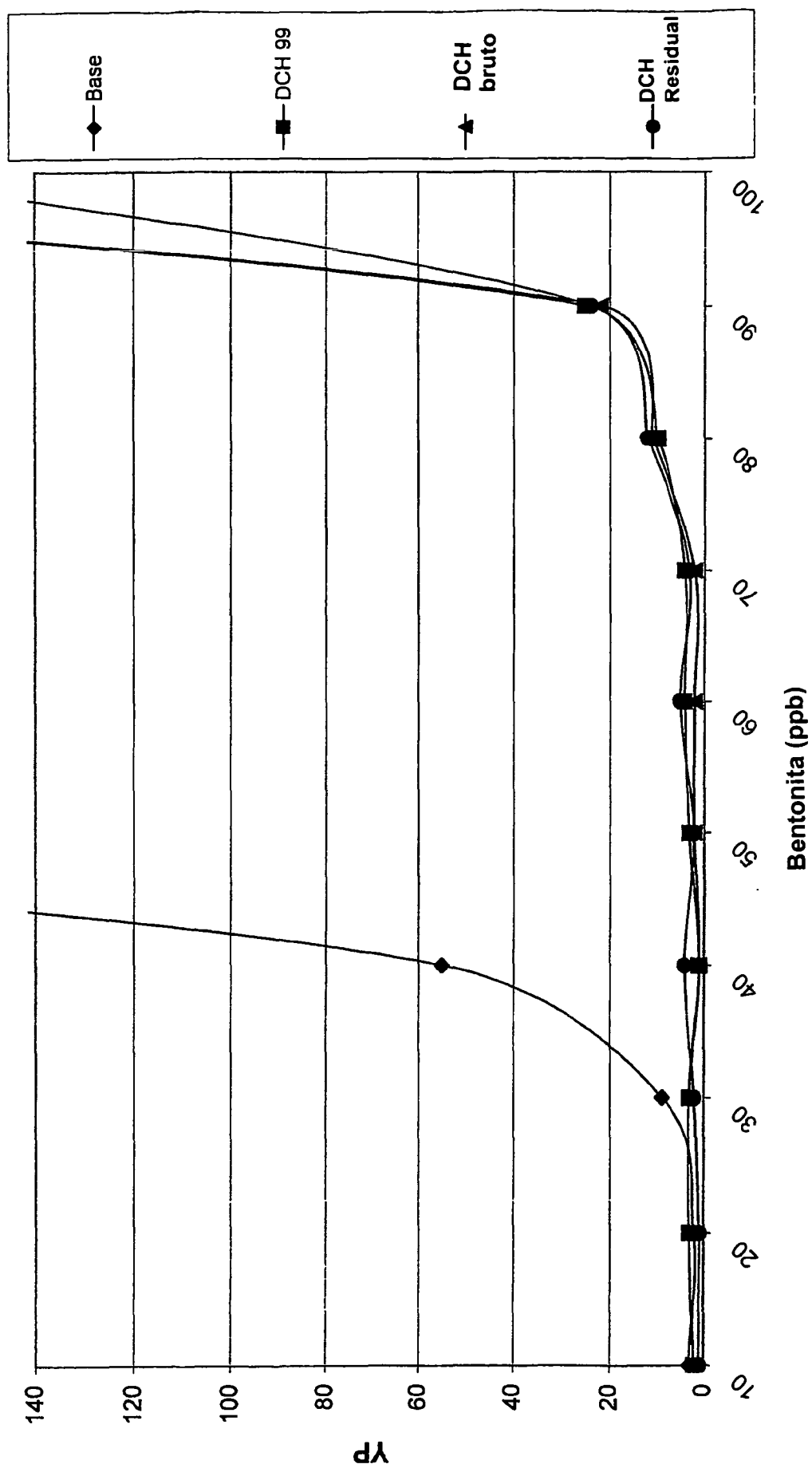


Fig 6

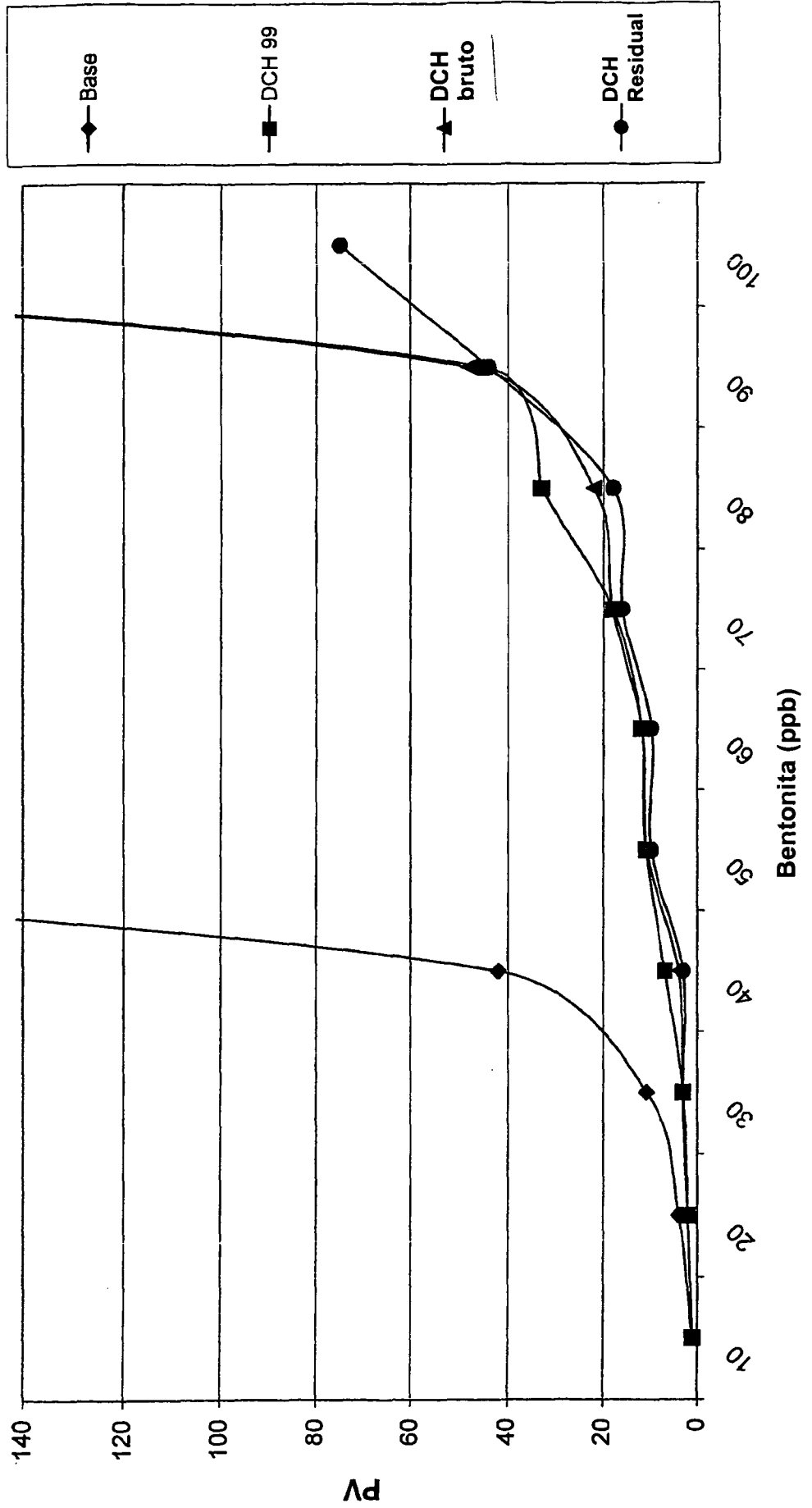
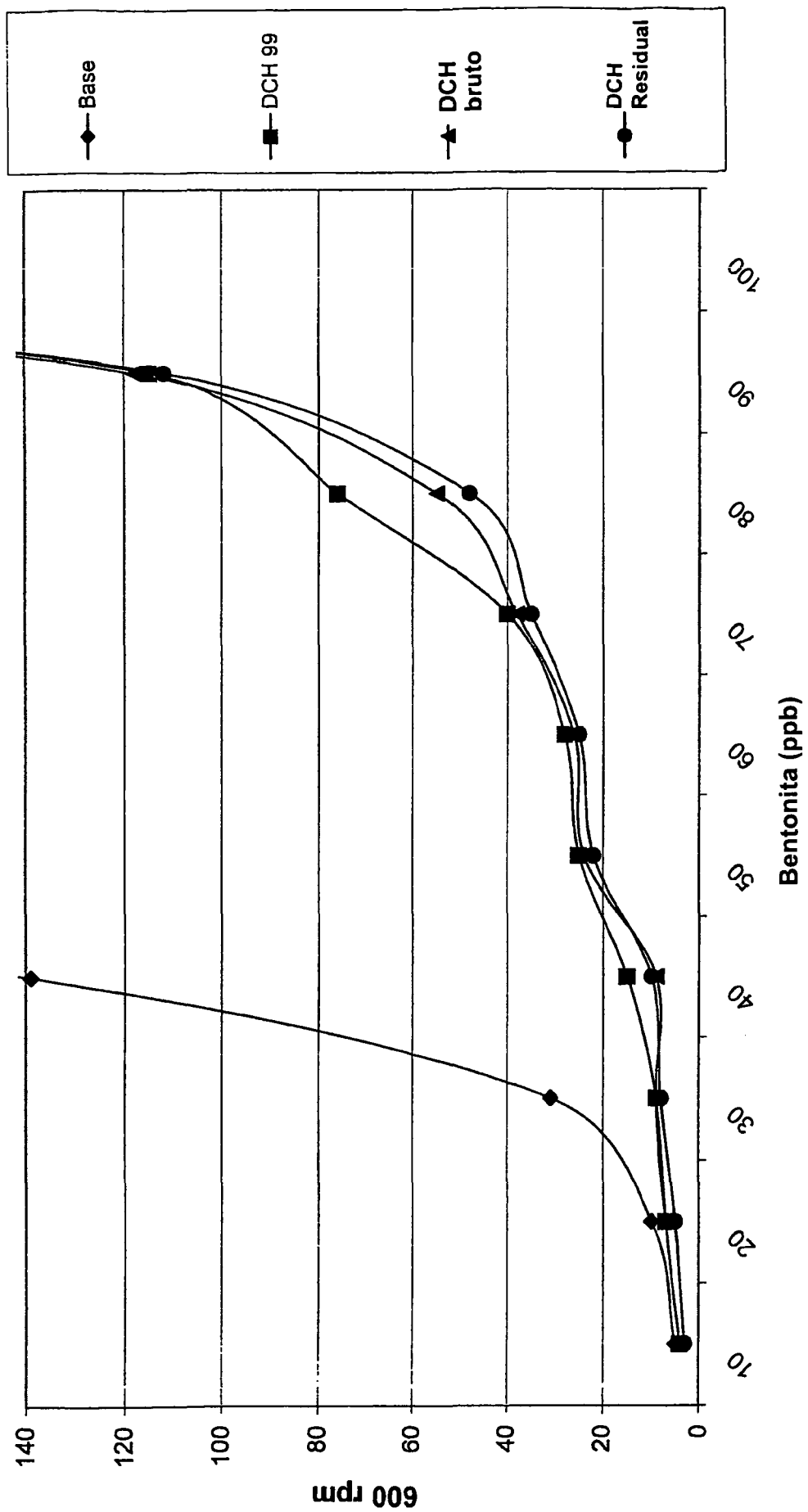


Fig 7



RESUMO

“MÉTODO PARA A INIBIÇÃO DA HIDRATAÇÃO DE ARGILAS NAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO, E, FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM BASE AQUOSA”

- 5 A presente invenção diz respeito a um método para a inibição da hidratação de argilas nas operações de perfuração que compreende o uso de um fluido de perfuração com base aquosa contendo de 0,2 a 5% em peso de 1,2-ciclo-hexanodiamina e/ou seus sais.