



(12) CERERE DE BREVET DE INVENȚIE

(21) Nr. cerere: a 2020 00155

(22) Data de depozit: 25/09/2018

(30) Prioritate:

26/09/2017 US 62/563, 415  
03/10/2017 EP 17194608.0  
12/07/2018 US 62/697, 321  
18/07/2018 GB 1811749.9

(41) Data publicării cererii:

30/10/2020 BOPI nr. 10/2020

(86) Cerere internațională PCT:

Nr. US 2018/052736 25/09/2018

(87) Publicare internațională:

Nr. WO 2019/067478 04/04/2019

(71) Solicitant:

• NISSAN CHEMICAL AMERICA  
CORPORATION, 10333 RICHMOND  
AVENUE, SUITE 1100, TX77042, HUSTON,  
US;  
• LINDE AG, KLOSTERHOFSTRASSE1,  
80331, MUNCHEN, DE

(72) Inventatori:

• WATTS ROBIN, 307 OLIVE  
ST. SMITHVILLE, 7895, TEXAS, US;  
• WATTS KEVIN, 16118, RUDGEWICK  
LANE, SPRING, 77379, TEXAS, US;  
• SOUTHWELL JOHN EDMOND, 735  
PLEASANT AVE GLEN ELLYN, IL 60137,  
US;  
• HOLCOMB DAVID, 6760 WEST STONY  
QUAIL WAY FLORENCE, AZ 85132, US;  
• ASLAM NAVEED, 4424 JIM WEST  
BELLAIRE, 77401, TEXAS, US;  
• AHMAD YUSRA KHAN, 1606 FALCON  
RIDGE BLVD FRIENDSWOOD, TX 77546,  
US

(74) Mandatar:

PETOSEVIC S.R.L., STR. DIONISIE LUPU  
NR. 54, ET. 2, SECTOR 1, BUCUREȘTI

(54) UTILIZAREA GAZELOR ȘI A FLUIDELOR DE RECUPERARE  
A HIDROCARBURILOR CU CONȚINUT DE NANOPARTICULE  
PENTRU ÎMBUNĂTĂȚIREA RECUPERĂRII  
HIDROCARBURILOR

(57) Rezumat:

Invenția se referă la un procedeu de recuperare a hidrocarburilor din formațiunile subterane folosind gaze precum CO<sub>2</sub>, azot, gaze naturale, gaze naturale lichefiate, CO<sub>2</sub> lichefiat și/sau amestecuri ale acestora în combinație cu materiale funcționalizate, cum ar fi nanoparticule sau amestecuri de nanoparticule. Procedeu conform invenției constă în introducerea unui gaz, a unui gaz lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat, într-o formațiune subterană care conține hidrocarburi, cum ar fi petrolul brut și gazul, care permite ca gazul respectiv să fie absorbit de către respectivele hidrocarburi, urmată de extragerea respectivelor hidrocarburi care conțin gaz, în care un comprimat cu fluid de recuperare a hidrocarburilor, cuprinzând nanoparticule funcționalizate de suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi, înainte, în timpul sau după introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a gazului lichefiat vaporizat.

Revendicări: 14

Figuri: 6

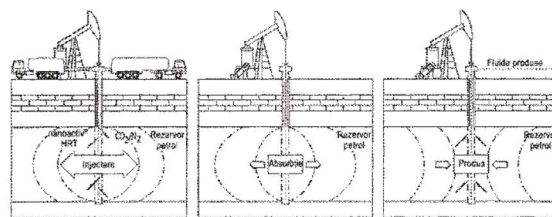


Fig. 6

Cu începere de la data publicării cererii de brevet, cererea asigură, în mod provizoriu, solicitantului, protecția conferită potrivit dispozițiilor art. 32 din Legea nr. 64/1991, cu excepția cazurilor în care cererea de brevet de invenție a fost respinsă, retrasă sau considerată ca fiind retrasă. Întinderea protecției conferite de cererea de brevet de invenție este determinată de revendicările conținute în cererea publicată în conformitate cu art. 23 alin. (1) - (3).



### Referință încrucișată la cererile de brevet de invenție conexe

Această cerere de brevet de invenție revendică prioritatea asupra cererii de brevet de invenție provizoriu US nr. 62/563.415, depuse la data de 26 septembrie 2017 și revendică prioritatea asupra cererii de brevet de invenție provizoriu US Nr. 62/697,321; depuse la data de: 12 iulie 2018. Aceste cereri sunt incluse în prezentul document în integralitate.

### Domeniul invenției

Prezenta invenție se referă la metode îmbunătățite de recuperare a hidrocarburilor folosind gaze precum dioxid de carbon, azot, gaze naturale, gaze naturale lichefiate, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora în combinație cu materiale funcționalizate, cum ar fi nanoparticule sau amestecuri de nanoparticule.

### Contextul invenției

Există aproximativ 1,7 milioane de puțuri de petrol și gaze active în SUA. În acest moment, sute de mii din aceste puțuri de petrol și gaze au scăzut sau s-au epuizat până la punctul de a fi marginal rentabile. În egală măsură cu vârsta puțurilor, la declinul producției contribuie mecanisme multiple.

Pe lângă defecțiunile mecanice ale infrastructurii unui puț, următoarele deteriorări ale formațiunii accelerează declinul producției:

- O scădere a presiunii la fundul puțului pe măsură ce acesta se epuizează, ceea ce scade permeabilitatea relativă și crește sarcina lichefiată
- Migrații de particule, induse mecanic de viteza fluxului<sup>1</sup>
- Desprinderi, depuneri, parafine/asfaltene și argilă expandabilă
- Apă sau bloc condensat
- Lovituri de fracturare (frac)

Îmbunătățirea productivității puțului s-a realizat în mod tradițional folosind metode de stimulare care cresc permeabilitatea rocii de acumulare sau scad viscozitatea petrolului. Acidizarea matricei (vezi: „Cunoștințe și dezvoltări viitoare despre acidizarea matricei de gresie” (Sandstone Matrix Acidizing Knowledge and

Future Development), de Mian Umer Shafiq și Hisham Ben Mahmud, J. Petrol Explor Prod Technol (2017) 7: 1205-1216), ca metodă de stimulare este relativ necostisitoare însă limitată ca arie de aplicabilitate. Candidații ideali pentru acest proces includ de obicei puțuri în formațiuni cu o permeabilitate  $> 10$  mD și în care substanțele uscate astupă porii în apropierea puțului și/sau la orificii. Procesul de refracturare este la celălalt capăt al spectrului. Acesta poate fi folosit pentru a stimula productivitatea, dar este o opțiune mai costisitoare și o propunere cu valoare mai riscantă, în special pentru puțurile neconvenționale.

Gazele și gazele lichefiate, cum ar fi dioxidul de carbon, azotul, gazul natural, gazul natural lichefiat și dioxidul de carbon lichefiat au o istorie lungă de îmbunătățire a permeabilității relative, oferind energie și antrenare în aplicații de recuperare miscibile și imiscibile. Studiile au arătat că tratamentele Huff n Puff (denumite în continuare „HNP”) cu gaz au obținut rezultate deosebit de pozitive pentru recuperarea petrolului și pentru producția pe termen scurt (figura 2).

Azot-HNP a prezentat, de asemenea, rezultate foarte benefice în studii de teren efectuate în formațiuni adecvate în bazinul Apalahian (consultați „Cazul de teren: Recuperarea ciclică a gazului pentru petrolul ușor folosind dioxid de carbon/azot/gaz natural”, de B.J. Miller și T. Hamilton-Smith, SPE 49169, Conferința: Reuniunea tehnică anuală și expoziția SPE, septembrie 1998). Tratamentele HNP pentru stimularea producției puțurilor sunt, de obicei, tratamente individuale, tratamente ciclice pentru puțuri, cuprinzând trei faze: injectarea, înmuierea și producția.

HNP oferă, de asemenea, informații importante despre injectivitate și comunicarea sub presiune cu puțurile adiacente. Ca metodă de stimulare dovedită, pentru un singur puț, acestea pot crește dramatic producția la puțurile de petrol de extracție, epuizate sau de joasă presiune. În anumite condiții, dioxidul de carbon și azotul pot deveni miscibile cu petrolul brut, scăzând vâscozitatea și, prin urmare, îmbunătățind în continuare recuperarea.

De-a lungul anilor, tratamentele HNP cu dioxid de carbon, azot, gaze naturale, gaze naturale lichefiate și dioxid de carbon lichefiat au fost utilizate ca mijloc accesibil și eficient de îmbunătățire a recuperării. Acestea sunt o soluție ideală pentru puțurile marginale în declin avansat și un mod eficient de stimulare a rezervoarelor cu comunicații inter-puțuri insuficiente. Mai recent, studiile au arătat că injectarea de HNP este o metodă mai eficientă pentru îmbunătățirea producției de petrol din șisturi decât inundarea continuă a gazelor (consultați „**Optimizarea injectării de gaz huff-n-puff în rezervoarele de petrol de șist**”), de J.J. Sheng, Petroleum, 2017 și „**Selecția de gaze pentru EOR Huff-n-Puff în rezervoarele de petrol de șist pe baza unui studiu experimental și numeric**”, de L. Li și J.J. Sheng, SPE-185066-MS, 2017.)

Tratamentele pot fi aplicate de mai multe ori la un singur puț pentru a sprijini recuperarea de petrol îmbunătățită (IOR) și recuperarea optimizată a petrolului (EOR). Volumele mici de dioxid de carbon pot genera creșteri semnificative ale rezervelor recuperabile și ale producției care asigură o amortizare rapidă ca urmare a producției sporite.

Nanoparticulele sunt în fruntea cercetării în diferite aplicații din industria petrolului și a gazelor de cel puțin un deceniu. Nanoparticulele sunt de obicei particule sub 100 nm și pot fi formate din diverse materiale anorganice, cum ar fi silice, alumina și oxizi de fier. Nanoparticulele pot fi structurate astfel încât să conțină un miez interior și o cochilie exterioară (consultați „**Știința și tehnologia nanofluidelor**”, de S.K. Das, S.U.S. Choi, W. Yu, and T. Pradeep, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc Publishing. ISBN 0470074736). Învelișul lor exterior poate fi modificat pentru a le altera umectabilitatea. Nanoparticulele (nemodificate sau modificate) pot fi apoi dispersate într-un mediu apos sau organic, cum ar fi apă, metanol sau izopropanol și dispuse. Nanoparticulele sunt extrem de versatile și pot fi proiectate pentru aplicații specifice.

Adevăratul mod de acțiune al nanoparticulelor într-un rezervor depinde de modul în care sunt proiectate și dispuse. Cu toate acestea, studiile de laborator au arătat că nanoparticulele în dispersie se pot alinia la unghiul de contact uleios, apos, solid

trifazat (consultați „**Răspândirea nanofluidelor pe solide**”, de D.T.Wasan și Nikolov, Journal of Nature (423): 156-159, A. 2003.). Alinierea nanoparticulelor într-o efilare între petrol și rocă generează ceea ce este cunoscut sub denumirea de presiune structurală disjunctivă, care ajută la crearea unui gradient de presiune suficient pentru a ridica o picătură de petrol de pe suprafața rocii. Acest fenomen duce la creșterea ratelor de recuperare a petrolului și a fost demonstrat în testele de absorbție și de curgere (consultați „**Răspândirea nanofluidelor pe solide**”, de D.T.Wasan și Nikolov, Journal of Nature (423): 156-159, A. 2003.).

Pe teren, au fost raportate studii de caz care au arătat eficiența dispersiilor de nanoparticule. Într-un studiu de teren, o dispersie de nanoparticule pe bază de dioxid de siliciu a fost implementată într-o aplicație de fracturare hidraulică (consultați: „**Aplicarea tehnologiei nanofluidelor pentru îmbunătățirea recuperării în puțurile de petrol și gaze**” de P.M. Mcelfresh, D.L. Holcomb și D. Ector, Societatea Inginerilor Petrolieri, doi: 10.2118/154827-MS, 2012, 1 ianuarie). Dispersia a fost dispusă ca un comprimat pre-tampon înainte de stadiul de tamponare într-o lucrare de fracturare pentru primul contact cu rezervorul în cinci puțuri din formațiunile Wolfcamp și Bone Spring din Bazinul Permian. Rezultatele de pe teren au prezentat creșteri semnificative ale producției inițiale de aproximativ 20 la sută în comparație cu curbele de tip. Aceste procente păreau a fi menținute pentru puțurile de succes chiar și în prezența unei descoperiri de fractură compensate. De asemenea, rezultatele au arătat o scădere a procentului efectiv inițial de declin.

Referințe suplimentare în acest domeniu includ:

Carpenter, C, Journal of Petroleum Technology, **Modelarea declinului de producție cauzat de migrația particulelor în rezervoarele de ape adânci**, februarie 2018; Curbă tip Eagle Ford, [eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf](http://eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf);

Wei, B., Pu, W., Pang, S., Kong, L., Mecanisme ale N<sub>2</sub> și CO<sub>2</sub> **Procesul asistat de abur Huff-n-Puff în îmbunătățirea recuperării petrolului greu: Un studiu de caz care folosește simularea experimentală și numerică**, Conferința: Conferința: Salonul și Conferința Petrol și Gaze, SPE din Orientul Mijlociu, ianuarie 2017;

Miller, B.J., Hamilton- Smith, T., SPE 49169 „**Caz teren: Recuperarea ciclică a gazului pentru petrolul ușor folosind dioxid de carbon/azot/gaz natural**”, Conferința: Reuniunea tehnică anuală și expoziția SPE, septembrie 1998;

Sheng, J. J., **Optimizarea injectării cu gaz huff-n-puff în rezervoarele de petrol de șist**, Petroleum, 2017;

Li, L., Sheng, J.J., **Selecția de gaze pentru EOR Huff-n-Puff în rezervoarele de petrol de șist pe baza unui studiu experimental și numeric**, SPE-185066-MS, 2017;

Palmer, F.S., Landry, R.W., Bou-Mikael, S. SPE 15497, „**Proiectarea și implementarea proiectelor de transfer a dioxidului de carbon imiscibil (CO2 Huff-Puff) în Louisiana de Sud**”, Conferință: Reuniunea tehnică anuală și expoziția SPE, octombrie 1986;

Das, S.K., Choi, S.U.S., Yu, W., și Pradeep, T. 2008. **Știința și tehnologia nanofluidelor**. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc Publishing. ISBN 0470074736;

Wasan, D.T., și Nikolov, **Răspândirea nanofluidelor asupra solidelor**. Journal of Nature (423): 156-159, A. 2003;

Mcelfresh, P. M., Holcomb, D. L., & Ector, D. **Aplicarea tehnologiei nanofluidelor pentru îmbunătățirea recuperării în puțurile de petrol și gaze**. Societatea Inginerilor Petrolieri, doi: 10.2118/154827-MS, 2012, 1 ianuarie și

Syfan, F. E., Holcomb, D. L., Lowrey, T. A., Nickerson, R. L., Sam, A. B., & Ahmad, Y. **Îmbunătățirea rezultatelor stimulării în Bazinul Delaware folosind tehnologia de dispersie a nanoparticulelor**. Societatea Inginerilor Petrolieri, doi: 10.2118/189876-MS, 2018, 23 ianuarie.

**Brevetul de invenție US nr. 4.390.068, „Procesul de recuperare a petrolului stimulat cu dioxid de carbon”**, emis la 8 iunie 1983, descrie și revendică un proces de stimulare a recuperării petrolului folosind dioxid de carbon în stare lichidă. Dioxidul de carbon este introdus într-o formațiune subterană, unde se dizolvă parțial în petrolul brut prezent în aceasta. O presiune posterioară în intervalul atmosferic până la aproximativ 300 psi este menținută asupra formațiunii, în timp ce petrolul cu conținut de dioxid de carbon este extras. Ulterior, dioxidul de carbon este separat de petrol.

**Brevetul de invenție U.S. nr. 5.381.863, „Huff-n-Puff ciclic cu injectare imiscibilă și etapele producției miscibile”** emis la 17 ianuarie 1995, descrie și revendică o metodă de recuperare a hidrocarburilor dintr-un rezervor sub un curs de apă activ sau prin împingerea de apă sub presiune prin injectarea unui fluid de recuperare care conține dioxid de carbon sau azot în condiții imiscibile, permițând înmuierea fluidului de recuperare și producerea de fluid de recuperare și de fluide ale formațiunii în condiții miscibile sau miscibile condiționate, după ce presiunea a crescut suficient în zona puțului.

10

**Brevetul de invenție U.S. nr. 7.216.712 „Tratarea puțurilor petroliere”** emis la 15 mai 2007, descrie și revendică o metodă în care solidele hidrocarbonate sunt îndepărtate dintr-un puț de petrol prin introducerea în puțul de petrol a unei compoziții cuprinzând cel puțin 40 vol. % dioxid de carbon în fază densă și cel puțin 30 vol. % dintr-un component alcanol  $C_3$  și, opțional, unul sau mai mulți tensioactivi, sub o presiune de 300 până la 10.000 psia și o temperatură de 90 °F. până la 120 °F., menținând compoziția în puț pentru a solubiliza solidele hidrocarbonate, apoi îndepărtând din puț o compoziție lichefiată cuprinzând solide hidrocarbonate solubilizate și alcanol. Gazele precum dioxidul de carbon, azotul, gazul natural și/sau lichidele cu gaze naturale pot fi, de asemenea, utilizate în fracturarea fără apă a unei formațiuni potrivite cu conținut de hidrocarburi.

15

20

**Articolul, „Tehnologii de fracturare fără apă pentru oportunități de rezervoare neconvenționale pentru azotul lichefiat”,** Journal of Natural Gas Science and Engineering, 35 (2016) 160-174, de Lei Wang et al., descrie tehnologiile de fracturare fără apă. În ultimele două decenii, fracturarea hidraulică a îmbunătățit semnificativ producția de petrol și gaze din rezervoarele de șist și gresie etanșă din Statele Unite și din alte părți. Având în vedere daunele formațiunii, consumul de apă și impactul asupra mediului asociate cu fluidele de fracturare pe bază de apă, s-au depus eforturi pentru dezvoltarea tehnologiilor de fracturare fără apă din cauza potențialului lor de a atenua aceste probleme. Sunt analizate teoriile și caracteristicile cheie ale tehnologiilor de fracturare fără apă, incluzând fracturarea energizată a petrolului pe bază de petrol și dioxid de carbon, fracturarea explozivă și prin propulsor a gazului de

25

30

petrol lichefiat („GPL”) și fracturarea alcoolului, fracturarea gazelor, fracturarea dioxidului de carbon și fracturarea criogenică. Sunt prezentate rezultatele experimentale care descriu eficacitatea azotului lichefiat în îmbunătățirea inițierii și propagării fracturilor în probe de beton și roci de rezervor de șist și gresie. În studiul de laborator, fracturile criogenice generate au fost caracterizate calitativ și cantitativ prin teste de descompunere sub presiune, măsurători acustice, fracturare de gaze și scanări CT. Capacitatea și aplicarea fracturării criogenice prin folosirea de azot lichefiat sunt demonstrate și examinate. Prin formularea corectă a procedurilor tehnice pentru implementarea pe teren, fracturarea criogenică prin folosirea de azot lichefiat ar putea fi o opțiune avantajoasă pentru fracturarea rezervoarelor neconvenționale.

Grupul Linde este una dintre cele mai importante companii de gaze și inginerie din lume, prezentă în peste 100 de țări la nivel mondial. Sediul Grupului Linde este în Klosterhofstrasse 1, 80 331 München, Germania, 80331. Încă de la începutul anilor 1990, Linde a implementat tehnologia Huff 'n Puff pentru a injecta dioxid de carbon în puțurile epuizate pentru creșterea incrementală a producției de petrol. Mai puțin costisitoare decât refracturarea, Huff 'n Puff asigură energia pentru a oferi hidrocarburilor din zonele cu presiune joasă forța ascensională necesară pentru a le face să curgă în puț.

Nissan Chemical America Corporation este un important producător de silice coloidală și soluții de oxizi electro-conductori coloidali. Cu sediul în 10333 Richmond Avenue, Suite 1100, Houston, TX 77042, Nissan Chemical America Corporation este o sucursală deținută în totalitate de Nissan Chemical Corporation, Ltd., o companie japoneză. Nissan Chemical America Corporation oferă produse din silice coloidală pentru comerț, precum și fluide de recuperare a hidrocarburilor care conțin produse de silice coloidală.

Metodele îmbunătățite de recuperare a petrolului joacă un rol din ce în ce mai important în industria petrolului și a gazelor, deoarece terenurile existente se epuizează, ceea ce duce la reducerea producției. Ceea ce ar fi de dorit sunt metode de stimulare (remediere) a puțurilor noi și modificate pentru a crește recuperarea



hidrocarburilor și reducerea conținutului de apă în țitei dintr-un puț subperformant, de preferință folosind materiale non-hidrice

#### Rezumatul invenției

5 Primul aspect al prezentei invenții revendicate este un proces de stimulare a recuperării hidrocarburilor, cuprinzând

(a) introducerea unui gaz, a unui gaz lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat, într-o formațiune subterană care conține hidrocarburi;

(b) permiterea absorbției gazului respectiv sau a unui gaz lichefiat  
10 vaporizat de către respectivele hidrocarburi,

(c) retragerea hidrocarburilor menționate care conțin gazul respectiv, gazul lichefiat sau gazul lichefiat vaporizat absorbit în acesta; și

în care un comprimat cu fluid de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață este introdus în formațiunea subterană  
15 care conține hidrocarburi, înainte, în timpul sau după introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a gazului lichefiat vaporizat.

Al doilea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care gazul injectat, gazul lichefiat  
20 sau un gaz lichefiat vaporizat și fluidul de recuperare a hidrocarburilor cu conținut de nanoparticule funcționalizate la suprafață pot include, de asemenea, una sau mai multe substanțe injectate, selectate din grupul constând din apă proaspătă, apă KCl, derivatori și orice altă substanță injectată utilizată în prezent în remedierea câmpului de petrol ca parte a tratamentului.

25 Al treilea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care comprimatul de fluid de recuperare a hidrocarburilor cu conținut de nanoparticule funcționalizate la suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi înainte de  
30 introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat.

Al patrulea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care comprimatul de fluid de

recuperare a hidrocarburilor cu conținut de nanoparticule funcționalizate la suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi înainte de introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat.

5 Al cincilea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care comprimatul de fluid de recuperare a hidrocarburilor cu conținut de nanoparticule funcționalizate la suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi înainte de introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat.

10 Al șaselea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate, în care gazul menționat este selectat din grupul format din dioxid de carbon, azot, gaz natural, gaz natural lichefiat, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora.

15 Al șaptelea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care gazul menționat este dioxid de carbon.

20 Al optulea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care gazul menționat este azot.

25 Al nouălea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care gazul menționat este gaz natural.

Al zecelea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care gazul menționat este gaz natural lichefiat, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora.

30 Al unsprezecelea aspect al prezentei invenții revendicate constă în procesarea celui de-al șaselea aspect al prezentei invenții revendicate în care gazul menționat este un amestec de două sau mai multe gaze selectate din grupul format

din dioxid de carbon, azot, gaz natural, gaz natural lichefiat, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora.

Al doisprezecelea aspect al prezentei invenții revendicate constă în  
5 procesarea primului aspect al prezentei invenții revendicate în care procesul menționat face parte dintr-un proces de tratare huff and puff.

Al treisprezecelea aspect al prezentei invenții revendicate constă în  
10 procesarea celui de-al unsprezecelea aspect al prezentei invenții revendicate, în care procesul menționat este un proces de fracturare fără apă.

Al paisprezecelea aspect al prezentei invenții revendicate constă în  
15 procesarea celui de-al treisprezecelea aspect al prezentei invenții revendicate, în care procesul menționat este un proces de fracturare fără apă.

Procesul de stimulare a recuperării hidrocarburilor cuprinde injectarea unui gaz, cum ar fi dioxidul de carbon, azotul, gazul natural, gazul natural lichefiat, dioxidul de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora într-o formațiune subterană care conține hidrocarburi, permițând gazului respectiv să elimine lichide,  
20 cum ar fi condens, apă etc. etc. și resturi în zona de foraj apropiat și să presurizeze puțul până la 500 psi. În cazul în care gazul este miscibil în petrol brut, gazul va determina umflarea acestuia și va reduce vâscozitatea. Procesul de stimulare include combinarea injectării de gaz cu un comprimat de fluid de recuperare a hidrocarburilor care cuprinde nanoparticule funcționalizate la suprafață, care pot fi introduse înainte,  
25 în timpul sau după gaz.

Nanoparticulele funcționalizate la suprafață au proprietăți unice specifice care permit producerea de hidrocarburi de la spații de dimensiuni micro la spații nano, inclusiv acele spații clasificate ca goluri sau fracturi. Nanoparticulele  
30 funcționalizate la suprafață pot provoca modificarea umectabilității suprafețelor solide/lichide care facilitează curgerea. Procesul de stimulare presupune combinarea gazului și a fluidului de recuperare a hidrocarburilor, care cuprinde nanoparticule

funcționalizate la suprafață, ceea ce duce la o îmbunătățire a producției de hidrocarburi care este atribuită efectelor sinergice.

#### Descrierea pe scurt a desenelor

5 Fig 1. Exemplu de curbă de declinului productivității. Preluată de la Palmer, F.S., Landry, R.W., Bou-Mikael, S. SPE 15497, „Proiectarea și implementarea proiectelor de transfer a dioxidului de carbon imiscibil (CO<sub>2</sub> Huff-Puff) în Louisiana de Sud”, Conferință: Reuniunea tehnică anuală și expoziția SPE, octombrie 1986. Nu constituie exemplu al prezentei invenții revendicate.

10 Fig 2. Comparații ale recuperării petrolului folosind CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, și tratamentele cu abur HNP. Figură preluată de la Wasan, D.T., și Nikolov, Răspândirea nanofluidelor asupra solidelor. Journal of Nature (423): 156-159, A. 2003. Nu constituie exemplu al prezentei invenții revendicate.

15 Fig 3: Nanoparticule aliniat la unghiul de contact trifazat pentru susținerea recuperării hidrocarburilor (consultați Wasan et al., 2003). Nu constituie exemplu al prezentei invenții revendicate.

20 Fig 4. Producția cumulată de petrol pentru puțurile Austin Chalk înainte și după tratamentul cu N<sub>2</sub> și dezvoltarea fluidului de recuperare a hidrocarburilor nanoActiv® HRT care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață.

25 Fig 5. Producția cumulată BOE pentru puțurile Buda înainte și după tratamentul cu N<sub>2</sub> și fluidul de recuperare a hidrocarburilor nanoActiv® HRT de dezvoltare care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață.

Fig 6. Cele trei faze ale unui tratament HNP™.

#### Descrierea detaliată a invenției

30 Pe parcursul aplicării prezentului brevet de invenție, termenul „comprimat” are următoarea definiție: Comprimat - Orice cantitate relativ mică dintr-un amestec special de fluid de foraj pentru a îndeplini o sarcină specifică pe care fluidul de foraj

obișnuit nu o poate îndeplini. Comprimatele de fluid sunt preparate în mod obișnuit pentru o varietate de funcții speciale. Comprimatele sunt cantități mici de fluide de foraj și se înțelege că la o formațiune de hidrocarburi se pot adăuga mai multe comprimate.

5

Primul aspect al prezentei invenții revendicate este un proces de stimulare a recuperării hidrocarburilor, cuprinzând

(a) introducerea unui gaz, a unui gaz lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat, într-o formațiune subterană care conține hidrocarburi;

10

(b) permiterea absorbției gazului respectiv, gazului lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat de către respectivele hidrocarburi,

(c) retragerea hidrocarburilor menționate care conțin gazul respectiv, gazul lichefiat sau gazul lichefiat vaporizat absorbit în acesta; și

15 în care un comprimat cu fluid de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi, înainte, în timpul sau după introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a gazului lichefiat vaporizat.

20 Nanoparticulele funcționalizate la suprafață pot fi realizate din orice material adecvat. Exemple nelimitate de materiale de nanoparticule funcționalizate la suprafață includ ceramică, metale, oxizi metalici (de exemplu, silice, titană, alumină, zirconiu, vanadil, ceria, oxid de fier, oxid de antimoniu, oxid de staniu, aluminiu, oxid de zinc, bor și combinații ale acestora), polimeri (de exemplu, polistiren), rășini (de exemplu, rășină siliconică) și pigmenți (de exemplu, pigmenți spinel de crom). În  
25 unele situații concrete, nanoparticulele funcționalizate la suprafață cuprind o multitudine de nanoparticule hidrofobizate. În unele situații concrete, nanoparticulele funcționalizate la suprafață sunt nanoparticule de silice coloidală funcționalizate la suprafață.

30 În general, în aplicațiile de pe terenurile petroliere este binecunoscut faptul că formațiunile subterane conțin cantități mari de apă cu conținut de săruri dizolvate, cum ar fi NaCl, CaCb, KCl, MgCb și altele. Acest amestec apos de sare este de obicei denumit soluție salină. Condițiile de soluție salină pentru diferite regiuni și

puțuri variază foarte mult, cu diferite condiții ale fundurilor puțurilor și litologiei. În general, fluidele utilizate pe fundurile puțurilor trebuie fie să tolereze condițiile de salinitate, fie să aibă proprietăți de rezistență la soluția salină.

5           Sistemele coloidale în general și silica coloidală apoasă se bazează în principal pe repulsia electrostatică între particulele de silice încărcate pentru a evita fenomenele nedorite sau adverse, cum ar fi aglomerarea de particule, floclarea, gelificarea și sedimentarea. Această repulsie electrostatică este ușor perturbată în condiții de salinitate, care se găsesc de obicei în formațiuni subterane. Mai mult, 10 aglomerarea/floclarea/gelificarea/sedimentarea silicei coloidale și a lichidelor care conțin silice coloidală în aplicații pe fundul puțului ar avea potențialul de a deteriora puțul sau de a astupa puțul în întregime. Prin urmare, aplicarea silicei coloidale în aplicațiile de pe fundul puțului necesită imprimarea proprietăților rezistente la soluție salină silicei coloidale și fluidelor care conțin silice coloidală înainte de aplicare.

15           Pentru a nu se gelifica la expunerea la soluția salină (apă sărată), nanoparticulele trebuie să aibă o funcționalizare a suprafeței care stabilizează silica coloidală. Funcționalizarea suprafeței silicei coloidale permite silicei coloidale să fie rezistentă la efectele soluției saline (apa sărată) și ale căldurii. Silica coloidală 20 funcționalizată la suprafață este de obicei denumită „soluri de silice rezistente la soluție salină”. Se folosesc fluide de recuperare a hidrocarburilor care conțin silice coloidală funcționalizată la suprafață, împreună cu gazele descrise aici pentru a efectua îndepărtarea ulterioară a hidrocarburilor din puțurile subperformante.

25           Testele standard pentru stabilitatea soluției saline sunt prezentate în următoarele paragrafe:

Soluție salină API prin observație vizuală:

30           O soluție salină API 10wt% este preparată prin dizolvarea a 8wt% NaCl (SigmaAldrich) și 2wt% CaCb (Sigma Aldrich) în apă distilată. Testarea rezistenței la soluția salină se face plasând 1 gram de eșantion sol de silice în 10 grame de soluție salină API. Observațiile de stabilitate sunt efectuate la perioade standard de expunere la soluția salină de 10 minute și 24 de ore. Aceste observații includ claritatea și

transparența solului de silice. Rezultatele acestor observații sunt înregistrate pe aceste durate. Soluțiile de sol de silice care sunt stabile la expunerea la soluție salină vor rămâne clare și transparente/opalescente, în timp ce exemplele instabile devin vizibil neclare și opace după expunerea la soluția salină.

5

Apă de mare artificială prin observație vizuală:

Apă de mare artificială este preparată prin dizolvarea Fritz Pro Aquatics RPM Reef Pro Mix (Fritz Industries, Inc.) la 6 wt% în apă distilată. Testarea rezistenței la soluția salină se face plasând 1 gram de eșantion sol de silice în  
10 10 grame de apă de mare artificială. Observațiile de stabilitate sunt efectuate la perioade standard de expunere la soluția salină de 10 minute și 24 de ore. Aceste observații includ claritatea și transparența solului de silice. Rezultatele acestor observații sunt înregistrate pe aceste durate. Soluțiile de sol de silice care sunt stabile la expunerea la soluție salină vor rămâne clare și transparente/opalescente,  
15 în timp ce exemplele instabile devin vizibil neclare și opace după expunerea la soluția salină.

Testul de rezistență la soluție salină API în cazul utilizării unui turbidimetru

Referință: US EPA 180.1 Determinarea turbidității prin nefelometrie

20

O diferență între acest test și testul US EPA 101.1 constă în faptul că în acest test, pasul 11.2 nu este urmat:

Pasul 11.2 se citește după cum urmează: Turbiditățile depășesc 40 de unități: Diluați eșantionul cu unul sau mai multe volume de apă fără turbiditate până  
25 când turbiditatea scade sub 40 de unități. Turbiditatea eșantionului inițial este apoi calculată din turbiditatea probei diluate și a factorului de diluare. De exemplu, dacă 5 volume de

apă fără turbiditate au fost adăugate la 1 volum de eșantion, iar eșantionul diluat a prezentat o turbiditate de

30 de unități, atunci turbiditatea eșantionului original era de 180 de unități.

Pentru această lucrare, se înregistrează valoarea reală („brută”) a turbidității, indiferent dacă este peste, sub sau egală cu 40.

Soluțiile de testare/solurile de silice tratate la suprafață sunt testate cu turbidimetrie în ceea ce privește rezistența la soluție salină.

5 Un turbidimetru calibrat Hach 2100 AN este utilizat pentru a măsura turbiditatea în unitățile NTU (unități de turbiditate nefelometrice).

Cantitățile de soluție de testare de 3,0 g sunt plasate în eprubetele standard de turbiditate de aproximativ 30 ml.

10

Douăzeci și șapte de grame (27g) de 10% soluție salină API (8wt% NaCl, 2wt% CaCb) se adaugă la eprubetă și amestecul se inversează de trei ori pentru a amesteca soluția de testare și soluția salină. Concentrațiile de soluție de testare sunt prin urmare 10wt% în soluție salină API.

15

Eșantioanele de testare sunt introduse în turbidimetru și o măsurare inițială a turbidității este efectuată imediat, urmată de o măsurare a turbidității după 24 de ore.

20

O modificare de turbiditate mai mare de 100NTU duce la concluzia că solul de silice nu este stabil în soluție salină. Invers, o modificare de turbiditate mai mică de 100NTU după expunerea la soluția salină API, duce la concluzia că solul de silice este stabil în soluție salină.

25

#### Metoda de difuzie dinamică a luminii

Dacă particulele de silice din solul apos de silice sunt dispersate sau coagulate, se poate determina prin măsurarea diametrului mediu al particulelor prin difuzia dinamică a luminii (diametrul mediu al particulelor DLS) pentru particulele de silice ale solului de silice în fluidul chimic.

30

Diametrul mediu al particulelor DLS reprezintă valoarea medie a diametrului secundar al particulelor (diametrul particulelor dispersate) și se spune că diametrul mediu al particulelor DLS într-o stare complet dispersată este aproximativ



de două ori diametrul mediu al particulelor (care reprezintă valoarea medie a diametrului particulelor primare în ceea ce privește diametrul specific al suprafeței obținut prin măsurarea prin adsorbție de azot (metoda BET) sau diametrul particulelor Sears). Atunci se poate determina că pe măsură ce diametrul mediu al particulelor DLS crește, particulele de silice din solul de silice apoasă sunt mai coagulate.

În cazul în care fluidul de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață are o rezistență bună la temperaturi ridicate și sare, diametrul mediu al particulelor DLS după un test de rezistență la temperatură ridicată și sare este aproape același cu diametrul mediu al particulelor DLS ale fluidului chimic. De exemplu, dacă raportul dintre diametrul mediu al particulelor DLS după un test la temperatură ridicată și rezistență la sare/diametrul mediu al particulelor DLS ale fluidului de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață este de 1,1 sau mai puțin, arată că fluidul de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață, după un test de temperatură ridicată și rezistență la sare, mențin starea de dispersie similară cu cea a fluidului de recuperare a hidrocarburilor, care cuprinde nanoparticule funcționalizate la suprafață. Cu toate acestea, atunci când rezistența la temperaturi ridicate și sare a fluidului de recuperare a hidrocarburilor cu conținut de nanoparticule funcționalizate la suprafață este slabă, diametrul particulelor DLS după un test de rezistență la temperaturi ridicate și sare este mult mai mare, arătând că fluidul de recuperare a hidrocarburilor care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață este într-o stare coagulată.

Pentru fluidul de recuperare a hidrocarburilor care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață, dacă raportul dintre diametrul mediu al particulelor DLS după un test de rezistență la temperaturi ridicate și sare la diametrul mediu al particulelor DLS ale fluidului de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață este de 1,5 sau mai puțin (raportul de modificare a diametrului mediu al particulelor este de 50 % sau mai puțin), concluzia la care s-a ajuns este că rezistența la temperaturi ridicate și sare este bună. Dacă raportul dintre diametrul mediu al particulelor DLS după un test de rezistență la temperaturi ridicate și

sare la diametrul mediu al particulelor DLS ale fluidului de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață este de 1,1 sau mai puțin (raportul de modificare a diametrului mediu al particulelor este de 10 % sau mai puțin), nu există degradare a solului de silice, concluzia la care s-a ajuns este că rezistența la temperaturi ridicate și sare este foarte bună.

După mai multe teste propuse ale solurilor de silice rezistente la soluție salină, s-a descoperit că rezistența la soluție salină a silicei coloidale apoase poate fi îmbunătățită peste silica coloidală netratată prin adăugarea anumitor tipuri de tratament organic la suprafață. Există multe tipuri diferite de tratamente organice la suprafață care pot fi utilizate. Ceea ce urmează sunt tabele care prezintă tehnologii de preparare a substanței pentru multe silice coloidale tratate la suprafață acceptabile. Aceste soluri de silice rezistente la soluție salină sunt cunoscute și sub denumirea de silice coloidale „funcționalizate la suprafață”.

În următoarele exemple potențiale, fiecare ingredient care este utilizat pentru a crea o silice coloidală tratată la suprafață, este listat ca părți ale ingredientului, la 100 de părți de silice coloidală tratată la suprafață.

ST-025 și ST-32C sunt silice coloidale disponibile în comerț de la Nissan Chemical America Corporation, cu sediul în 10333 Richmond Avenue, Suite 1100 Houston, TX 77042 sau de la Nissan Chemical Corporation, cu sediul în 5-1, Nihonbashi 2-Chome, Chuo-ku, Tokyo 103-6119, Japonia.

<b>Exemple→</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>Ingrediente↓</b>						
ST-O25	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Propilenglicol	10	10	10	10	10	10
Anhidridă succinică 3-(trietoxisilil)propil	2,9			1,9	1,9	

N-(trietoxisililpropil)-0- Uretan oxid de polietilenă			2,9				
Silan, trimetoxi[3- (oxiranil metoxi)propil]				2,9			
3-ureidopropil trietoxisilan					2,9		
2-(3,4 epoxiciclohexil)- etiltrimetoxisilan						1	
3-(trimetoxisilil)propil metacrilat							1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple→	7	8	9	10	11	12	13
<b>Ingrediente↓</b>							
ST-O25	76	76	76	76	76	76	76
Apă deiorizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Propilenglicol	10	10	10	10	10	10	10
Anhidridă succinică							
3-(trietoxisilil)propil	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Hexametil disiloxan	1						
Hexametil disilazan		1					
Trimetoxi metil silan			1				
Trimetoxi feril silan				1			
Vinil trimetoxisilan					1		
3-(N,N- dimetilaminopropil)- trimetoxisilan						1	
3- (dietilamino)propil trimetoxisilan							1

Total	100	100	100	100	100	100	100	100
-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Exemple→	14	15	16	17	18	19	20	21
<b>Ingrediente↓</b>								
ST-O25	76	76	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Propilenglicol	10	10	10	10	10	10	10	10
Anhidridă succinică 3-(trietoxisilil)propil	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Trimetoxi(octadecil)silan	1							
Izobutil trimetoxisilan		1						
Hexiltrimetoxisilan			1					
Deciltrimetoxisilan				1				
Isooctiltrimetoxisilan					1			
Hexadeciltrimetoxisilan						1		
Propiltrimetoxisilan							1	
Octiltriethoxisilan								1
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

Exemple→	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>Ingrediente↓</b>									
ST-O25	70	80	75	72	76	76	76	76	76
Apă deionizată	14,1	19,1	11,1	13,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Propilenglicol	13	8	10	12	10	10	10	10	10
Anhidridă succinică 3-(trietoxisilil)propil	2,9								
Uretan O-oxid de polietilenă N-(trietoxisililpropil)		2,9		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	

Silan, trimetoxi[3-(oxiranil metoxi)propil]			3,9						
3-ureidopropil trietoxisilan				2,9					
2-(3,4 epoxiciclohexil)-etiltrimetoxisilan					1				
3-(trimetoxisilil)propil metacrilat						1			
Hexametil disiloxan							1		
Hexametil disilazan								1	
Trimetoxi metil silan									1
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Exemple→	31	32	33	34	35	36	37
<b>Ingrediente↓</b>							
ST-O25	76	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Propilenglicol	10	10	10	10	10	10	10
Uretan O-oxid de polietilenă N-(triethoxisililpropil)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Trimetoxi fenil silan	1						
Vinil trimetoxisilan		1					
3-(N,N-Dimetilaminopropil)-Trimetoxisilan			1				











Vinil trimetoxisilan	1							
3-(N,N-Dimetilaminopropil)-trimetoxisilan		1						
3-(dietilamino)propil trimetoxisilan			1					
Trimetoxi(octadecil)silan				1				
Izobutil trimetoxisilan					1			
Hexiltrimetoxisilan						1		
Deciltrimetoxisilan							1	
Isooctiltrimetoxisilan								1
Hexadeciltrimetoxisilan								
Propiltrimetoxisilan								
Octiltriethoxisilan								
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple→	82	83	84
<b>Ingrediente↓</b>			
ST-O25	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1
Propilenglicol	10	10	10
3-ureidopropil trietoxisilan	1,9	1,9	1,9
Hexadeciltrimetoxisilan	1		
Propiltrimetoxisilan		1	
Octiltriethoxisilan			1
Total	100,00	100,00	100,00

Exemple→	85	86	87	88	89
<b>Ingrediente↓</b>					
ST-O25	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	10	10	10	10

Anhidridă succinică 3-(trietoxisililpropil)propil	2,9				1,9
Uretan O-oxid de polietilenă N-(trietoxisililpropil)		2,9			
Silan, trimetoxi[3-(oxiranil metoxi)propil]			2,9		
3-ureidopropil trietoxisilan				2,9	
2-(3,4 epoxiciclohexil)-etiltrimetoxisilan					1
3- (Trimetoxisilil)propil metacrilat					
Hexametil disiloxan					
Hexametil disilazan					
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

<b>Exemple→</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>92</b>
<b>Ingrediente↓</b>			
ST-O25	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	10	10
Anhidridă succinică 3-(trietoxisililpropil)propil	1,9	1,9	1,9
3- (Trimetoxisilil)propil metacrilat	1		
Hexametil disiloxan		1	
Hexametil disilazan			1
Total	100,00	100,00	100,00



28

Etilenglicol	8	12	10	10	10	10	10
Anhidridă succinică 3-(trietoxisilil)propil	1,45						
Uretan O-oxid de polietilenă N-(trietoxisililpropil)	1,45	1,45			1,9	1,9	1,9
Silan, trimetoxi[3-(oxiranil metoxi)propil]		1,45	1,45				
3-ureidopropil trietoxisilan			1,45	1,45			
2-(3,4 epoxiciclohexil)-etiltrimetoxisilan				1,45	1		
3-(trimetoxisilil)propil metacrilat						1	
Hexametil disiloxan							1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple→	113	114	115	116	117	118
<b>Ingrediente↓</b>						
ST-O25	76	76	76	76	76	76
Apă de ionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	10	10	10	10	10
Uretan O-oxid de polietilenă N-(trietoxisililpropil)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Hexametil disilazan	1					
Trimetoxi metil silan		1				
Trimetoxi fenil silan			1			

Vinil trimetoxisilan				1		
3-(N,N-Dimetilaminopropil)-trimetoxisilan					1	
3- (diethylamino)propil trimetoxisilan						1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple→	119	120	121	122	123	124	125	126
<b>Ingrediente↓</b>								
ST-O25	76	76	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	10	10	10	10	10	10	10
Uretan O-oxid de polietilenă N-(trietoxisililpropil)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Trimetoxi(octadecil)silan	1							
Izobutil trimetoxisilan		1						
Hexiltrimetoxisilan			1					
Deciltrimetoxisilan				1				
Isooctiltrimetoxisilan					1			
Hexadeciltrimetoxisilan						1		
Propiltrimetoxisilan							1	
Octiltrietoxisilan								1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple→	127	128	129	130	131	132	133	134
<b>Ingrediente↓</b>								
ST-O25	76	76	78	74	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	9,1	9,1	12,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	12	10	10	10	10	10	10
Anhidridă succinică (trietoxisililpropil)propil	1,45							



Exemple→	142	143	144	145	146	147
<b>Ingrediente↓</b>						
ST-O25	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	10	10	10	10	10
Silan, trimetoxi[3-(oxiranil metoxi)propil]	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Hexiltrimetoxisilan	1					
Deciltrimetoxisilan		1				
Isooctiltrimetoxisilan			1			
Hexadeciltrimetoxisilan				1		
Propiltrimetoxisilan					1	
Octiltriethoxisilan						1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple	148	149	150	151	152	153	154
<b>Ingrediente</b>							
ST-O25	76	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	6,1	7,1	8,1	9,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	15	14	13	12	10	10	10
Anhidridă succinică 3-(triethoxisililpropil)propil	2,9						
Uretan O-oxid de polietilenă N-(triethoxisililpropil)		2,9					
Silan, trimetoxi[3-(oxiranil metoxi)propil]			2,9				
3-ureidopropil triethoxisilan				2,9	1,9	1,9	1,9
2-(3,4 epoxiciclohexil)-etiltrimetoxisilan					1		



3- (Trimetoxisilil)propil metacrilat						1	
Hexametil disiloxan							1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple→	155	156	157	158	159	160	161
<b>Ingrediente↓</b>							
ST-O25	76	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	10	10	10	10	10	10
3-ureidopropil trietoxisilan	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Hexametil disilazan	1						
Trimetoxi metil silan		1					
Trimetoxi fenil silan			1				
Vinil trimetoxisilan				1			
3-(N,N-Dimetilaminopropil)-trimetoxisilan					1		
3-(dietilamino)propil trimetoxisilan						1	
Trimetoxi(octadecil)silan							1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Exemple→	162	163	164	165	166	167	168
<b>Ingrediente↓</b>							
ST-O25	76	76	76	76	76	76	76
Apă deionizată	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Etilenglicol	10	10	10	10	10	10	10
3-ureidopropil							
Trietoxisilan	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Izobutil trimetoxisilan	1						

Hexiltrimetoxisilan		1					
Deciltrimetoxisilan			1				
Isooctiltrimetoxisilan				1			
Hexadeciltrimetoxisilan					1		
Propiltrimetoxisilan						1	
Octiltriethoxisilan							1
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

	Exemple→	169	170	171	172	173	174	175
Descriere	Ingrediente↓							
Silice coloidală 25 gr% materii solide silice de la Nissan Chemical America	ST-O-25	52,68		50		51		25
Silice coloidală alcalină de la Nissan Chemical Company, Japonia	ST-32C		59,28		48		45	25
	Apă deionizată	36,05	27,97	40	41,5	38,5	43	35
	Propilenglicol				8	7,5	8,5	
	Etilenglicol	8,06	9,85	7,5				10
→	Silan, trimetoxi[3-(oxiranil metoxi)propil]	3,21	2,9	2,5	2,5	3	3,5	5
	Total (g)	100	100	100	100	100	100	100

Solurile de silice rezistente la soluție salină și fluidele de recuperare a hidrocarburilor care conțin nanoparticule funcționalizate la suprafață, unde nanoparticulele funcționalizate la suprafață sunt soluri de silice rezistente la soluție salină, pot fi găsite în cererea de brevet de invenție U.S. Nr. 15/946.252; depusă la data de 5 aprilie 2018, cu titlul „Soluri de silice rezistente la soluție salină”; Cerere brevet de invenție U.S. Nr. 15/946.338, depusă la data de 5 aprilie 2018, cu titlu „Soluții micelare

pentru tratarea hidrocarburilor formațiunii”; Cerere brevet de invenție U.S. Nr. 16/129.688; depusă la data de: 12 septembrie 2018, cu titlul „Fluide chimice pentru recuperarea petrolului brut”, cerere care revendică prioritate față de cererea de brevet de invenție din Japonia nr. JP 2017-175511; și cerere brevet de invenție U.S. Nr.

5 16/129.705; depusă la data de: 12 septembrie 2018, cu titlul „Fluide chimice pentru recuperarea petrolului brut”, cerere care revendică prioritate față de cererea de brevet de invenție din Japonia nr. JP 2017-175511; în care toate cererile de brevet de invenție US sunt încorporate aici prin referință, în integralitatea lor.

10 Atunci când selectați/utilizați un fluid care va fi utilizat în tratarea unui puț de petrol și/sau gaz, este important ca fluidul să aibă o combinație potrivită de aditivi și componente pentru a atinge caracteristicile necesare ale aplicației specifice de utilizare finală. Un obiectiv principal printre multe aspecte ale tratamentului cu hidrocarburi a formațiunii este optimizarea recuperării petrolului și/sau gazului din  
15 formațiune. Cu toate acestea, în parte, deoarece fluidele utilizate în timpul exploatării unui puț de petrol și/sau gaz sunt adesea utilizate pentru a efectua o serie de sarcini simultan, atingerea caracteristicilor necesare până la optime ale fluidului de recuperare a hidrocarburilor care conțin nanoparticule funcționalizate de suprafață este întotdeauna dificilă.

20 Compozițiile suplimentare disponibile în comerț adecvate pentru fluidul de recuperare a hidrocarburilor includ linia de produse nanoActiv® HRT de la Nissan Chemical America Corporation, cu sediul în 10333 Richmond Avenue, Suite 1100 Houston, TX 77042. Aceste produse, inclusiv produse de dezvoltare care sunt în  
25 curs de testare, folosesc particule de dimensiuni nano într-o dispersie coloidală, ceea ce permite ca fluidul să funcționeze provocând un mecanism de mișcare brownian, dirijat prin difuzie, cunoscut sub numele de presiune disjunctivă pentru a produce o eficacitate îndelungată în recuperarea hidrocarburilor în rezervoarele convenționale și neconvenționale.

30 Produsele nanoActiv®HRT disponibile momentan în comerț includ, dar nu se limitează la:

a. HRT BIO/G - o versiune ecologică

- b. OFS CORR PRO - o versiune care conține un sistem de epurare a gazului cu sulf pentru reducerea coroziunii țevăriei din fier datorită H<sub>2</sub>S
- c. HRT-78 - o versiune formulată pentru temperaturi ridicate
- d. CPD-60 - o versiune conținând un agent tensioactiv hidroxisultain
- 5 e. CPD-37 - versiunea originală care a fost vândută inițial
- f. HRT- 53 - produs comercial economic, foarte performant
- g. HRT-53 C - o altă versiune a HRT-53C cu o compoziție mai diluată

10 Fluidele suplimentare de recuperare a hidrocarburilor care conțin amestecuri de silice coloidală funcționalizată, adecvate pentru această invenție, includ o soluție chimică de recuperare a petrolului brut care este excelentă în ceea ce privește rezistența la temperaturi ridicate și sare, caracterizată prin faptul că conține un compus silanic, un sol apos de silice având o dimensiune medie a particulelor de aproximativ 3 nm până la aproximativ 200 nm.

15 Într-o situație concretă cu privire la fluidul de recuperare a hidrocarburilor care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață, solul apos de silice conține particule de silice în care cel puțin o parte din compusul de silan este legat pe suprafața a cel puțin o parte din particulele de silice din sol.

20 Într-o altă situație concretă cu privire la fluidul de recuperare a hidrocarburilor care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață, compusul silanic este cel puțin un compus selectat din grupul constând dintr-un agent de conjugare silanic având cel puțin un grup funcțional organic selectat din grupul format

25 dintr-o grupare vinil, o grupare eter, o grupare epoxidică, o grupă stiril, o grupare metacril, o grupare acril, o grupare amino și o grupare izocianurat, o grupare alcoxisilan, o grupare silazan și o grupare siloxan.

30 Într-o altă situație concretă cu privire la fluidul de recuperare a hidrocarburilor care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață, solul apos de silice este prezent într-o cantitate de la aproximativ 0,1 % din masă până la aproximativ 20 % din masă, pe baza masei totale a soluției chimice de recuperare a petrolului brut, în termeni de conținut solid de silice.

Într-o altă situație concretă cu privire la fluidul de recuperare a hidrocarburilor care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață, compusul de silan este prezent într-un raport de 0,1 până la 3,0 compus de silan bazat pe masa conținutului solid de silice al solului apos de silice.

Într-o altă situație concretă cu privire la fluidul de recuperare a hidrocarburilor care conține nanoparticule funcționalizate la suprafață, agenții tensioactivi sunt prezenți într-o cantitate de la aproximativ 2 % din masă până la aproximativ 50 % din masă, pe baza masei totale a soluției chimice de recuperare a petrolului brut.

Fluidele suplimentare de recuperare a hidrocarburilor care conțin amestecuri de silice coloidală funcționalizate la suprafață, adecvate pentru această invenție, includ un fluid de dispersie micelară care cuprinde:

- (a) o fază uleioasă pe bază de terpenă care include mai puțin de aproximativ 20,0 gr. % d-limonen,
- (b) unul sau mai mulți agenți tensioactivi selectați din grupul format din tensioactivi anionici, tensioactivi cationici, tensioactivi nonionici și tensioactivi amfoteri;
- (c) un alcool selectat din grupul format din alcooluri C<sub>1</sub>-C<sub>8</sub> ca de exemplu, dar fără a se limita la etilenglicol și izopropanol;
- (d) un alcool cosolvent, ca de exemplu, dar fără a se limita la alcooluri etil-hexil;
- (e) apă; și
- (f) o silice coloidă apoasă funcționalizată, care trebuie să fie o silice coloidală funcționalizată la suprafață, rezistentă la soluție salină.

Într-o altă situație concretă cu privire la fluidul de recuperare a hidrocarburilor, care este o dispersie micelară, fluidul de recuperare a hidrocarburilor cuprinde nanoparticule funcționalizate la suprafață, fluidul cuprinde:

- (a) un fluid uleios care nu este o terpenă,

(b) unul sau mai mulți agenți tensioactivi selectați din grupul format din tensioactivi anionici, tensioactivi cationici, tensioactivi nonionici și tensioactivi amfoteri;

(c) un alcool selectat din grupul format din alcooli Ci-C<sub>8</sub>; ca de exemplu, dar fără a se limita la etilenglicol și izopropanol;

(d) un alcool cosolvent; ca de exemplu, dar fără a se limita la alcooli etil-hexil;

(e) apă; și

(f) o silice coloidală apoasă funcționalizată, care trebuie să fie o silice coloidală funcționalizată la suprafață, rezistentă la soluție salină.

Exemple de fluide de recuperare a hidrocarburilor potențial adecvate care conțin soluri de silice rezistente la soluție salină, sunt prezentate în următoarele tabele.

15

		Exemple→	A	B	C	D
Furnizor	Chimie	Ingrediente↓				
NCAC	Oricare dintre exemplele 1-175	Sol de silice tratat la suprafață	79,00	84,50	84,00	84,00
		NaOH (1%)	10,00	10,00	9,00	9,50
Akzo Nobel	Nonionic	Etilan 1206	0,40	0,40	0,40	0,40
Stepan	Nonionic	BioSoft N91-6	0,50	0,50	1,00	1,00
Stepan	Sulfonat de olefină Alkyl	BioTerge AS-40	5,5			
Stepan	Sultain cocamidopropil	Petrostep SB	4,60	4,60		
Stepan	Betaină lauramidopropil	Amphosol LB			5,60	
Stepan	Betaină cocamidopropil	PetroStep CG-50				5,10

	Total	100,00	100,00	100,00	100,00
--	-------	--------	--------	--------	--------

		Exemple→	E	F	G	H
<b>Furnizor</b>	<b>Chimie</b>	<b>Ingrediente↓</b>				
	Oricare dintre exemplele 1-175	Sol de silice tratat la suprafață	84,90	84,60	83,6	83,00
NCAC		NaOH (1%)	10,00	10,00	10	9,50
Akzo Nobel	Nonionic	Etilan 1206	0,40	0,40	0,4	
Evonik	Nonionic	Surfynol 420				0,50
Stepan	Nonionic BioSoft N91-6	1,00	1,00	1,00	1,00	
Stepan	Sulfonat de olefină Alkyl	BioTerge AS-40			5	6,00
StepanB	betaină împrumutată	PetroStep MM E 50	3,70			
Stepan	Sulfat tridecet de sodiu	Cedepal TD 407		4,00		
		Total	100,00	100,00	100,00	100,00

		Exemple→	I	J	K	L
<b>Furnizor</b>	<b>Chimie</b>	<b>Ingrediente↓</b>				
	Oricare dintre exemplele 1-175	Sol de silice tratat la suprafață	84,00	84,00	84,00	84,00
NCAC		NaOH (1%)	10,00	10,00	10,00	10,00
Stepan	Nonionic	BioSoft N91-6	0,50	1,00	1,00	1,00

Stepan	Sulfonat de olefină Alkyl	BioTerge AS- 40	5,5			
Croda	Ulei de ricin etoxilat	Etocas 200 SO MV		5,00		
Croda	Ulei de ricin etoxilat	Etocas 29 LQ RB			5,00	
Croda	Ulei de ricin etoxilat	Etocas 35 LQ MH				5,00
		Total	100,00	100,00	100,00	100,00

		Exemple→	M	N	O
Furnizor	Chimie	Ingrediente↓			
NCAC	Oricare dintre exemplele 1- 175	Sol de silice tratat la suprafață	84,00	84,00	84,00
		NaOH (1%)	10,00	10,00	10,00
Evonik	Nonionic	Surfynol 420		5	
Stepan	Nonionic	BioSoft N91- 6	1,00	1,00	1,00
Stepan	Sulfonat de olefină Alkyl	BioTerge AS- 40			5,00
		Total	100,00	100,00	100,00

	Exemple→	P	Q	R	S	T	U	V	W
Furnizor	Ingrediente↓								
Solul cu silice rezistent la	Sol de silice tratat la suprafață	21	20,5	16,5	14,4				



soluție salină realizat din ST-32C, disponibil de la Nissan Chemical Corporation Ltd.									
Solul cu silice rezistent la soluție salină realizat din ST-025, disponibil de la Nissan Chemical America Corporation	Sol de silice tratat la suprafață					42	37,4	33,5	29,4
Dipentenă (faza uleioasă) disponibilă de la Vertec Biosolvents	VertecBio DLR	0,5	1,05	1	1,1	0,5	1,05	1	1,1
Metil Soyate	VertecBio Gold	11	11,5	12	12,5	11	11,5	12	12,5

(faza uleioasă)									
Apă	Orice sursă	9	6	7	8	9	8	7	6
Isopropanol	Orice furnizor	10	11	12	13	13	12	11	10
Sulfonat de olefină Alkyl, 40 % activi disponibil de la Solvay	AOS-40	39	40	41	40	15	20	25	30
Agent tensioactiv nonionic disponibil de la AkzoNobel	Etilan 1206	9,5	10	10,5	11	9,5	10	10,5	11
	Total	100	100	100	100	100	100	100	100

- Gazul este selectat din grupul format din dioxid de carbon, azot, gaz natural, gaz natural lichefiat, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora. Motilitatea gazului este utilizată pentru a distribui mai eficient nanoparticulele și a le împinge mai adânc în formațiuni, permițând gazului și nanoparticulelor să-și maximizeze capacitățile de îmbunătățire a producției. Tratamentul de succes îmbunătățește producția timp de șase luni sau mai mult datorită penetrării efective și valorii reziduale a nanoparticulelor. Acest proces este extrem de flexibil și, prin urmare, poate fi utilizat cu toate tipurile de puțuri, inclusiv puțuri convenționale, neconvenționale și puțuri de petrol și gaze.

Prima generație de nanoparticule nanoActiv® HRT este proiectată special pentru a fi utilizată în combinație cu dioxid de carbon, azot, gaz natural, gaz natural lichefiat, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora. Prima generație de

nanoparticule nanoActiv® HRT nu este proiectată pentru a funcționa corespunzător cu abur. Nu este necesar sau de dorit ca aburul să fie utilizat în combinație cu prima generație a tehnologiei brevetate nanoActiv® HRT. Aburul rămâne un gaz potențial pentru utilizare în combinație cu generațiile viitoare de fluide de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând produse de nanoparticule funcționalizate la suprafață.

Gazul în sine oferă o serie de beneficii, de exemplu:

- Stimularea puțului cu presiune, mobilizarea petrolului sau a gazului în puț;
- Îndepărtarea resturilor, a particulelor și a altor materii (îndepărtarea membranei puțului);
- Umflarea și reducerea vâscozității petrolului, facilitarea mobilizării petrolului atunci când este miscibil;
- Deplasarea petrolului sau a gazului în rezervor, mobilizându-l spre puț;
- și
- Modificarea caracteristicilor de umectabilitate, eliminarea fluidelor care provoacă blocaje în apropierea zonei de foraj, schimbându-le umectabilitatea într-o stare umedă mai neutră.

RECHARGE HNP™ este denumirea comercială a unui tratament prescris, simplu și flexibil de remediere a puțurilor constând din cele trei faze Huff n Puff: injectare, înmuiere și producție. Datorită sinergiilor dintre fluidele de recuperare a hidrocarburilor nanoActiv® de dezvoltare care conțin produse de nanoparticule funcționalizate la suprafață și gaz, timpii de înmuiere pot fi reduși dramatic în comparație cu tratamentele tradiționale HNP. În funcție de tipul de formațiune, istoricul puțului și problemele identificate, este prescris un plan de tratament specific.

Tratamentul RECHARGE HNP™ cuprinde un proces în trei faze constând în:

- 1) screeningul puțurilor candidate,
- 2) specificarea și prescrierea tratamentului și
- 3) implementarea tratamentului.

Aceasta include, de asemenea, monitorizarea producției post-tratament până la 180 de zile pentru a determina cel mai potrivit tratament pentru următoarea etapă. Puțurile trebuie supuse screeningului și analizate pentru a se asigura aplicarea tratamentului corect. Acest lucru este vital pentru a asigura că tratamentul are efectul dorit asupra productivității.

**Tabelul α** de mai jos scoate în evidență criteriile actuale de screening:

<b>Producția</b>	Producție inițială bună (IP) cu curbă de declin treptată care indică o epuizare continuă a puțului, probleme de umectabilitate Actual <10-20 % din IP și preferabil <5-10 BOPO sau 20mscfd
<b>Date teren</b>	Performanța puțului ar trebui să fie la fel cu alte puțuri de pe teren; Zonele de luare a probelor și fracturile extinse trebuie să fie înțelese
<b>Tratamente</b>	Acidul și alte tratamente chimice au impact negativ asupra proprietăților nanoActiv®
<b>Echiparea puțului</b>	Să fie în stare mecanică bună. Pompe, căptușeli, garnituri. Asigurați presiunea testată sau garantarea nivelurilor de tratare a presiunii.
<b>Apă</b>	Conținutul prea ridicat de săruri (de ex., KCl) și TDS poate afecta negativ nanoActiv®
<b>Conținut de apă în țiței</b>	<80% (N <sub>2</sub> ), <90% (CO <sub>2</sub> ) ideal, poate fi mai ridicat la dozaje de tratament mai mari
<b>Zonă productivă netă</b>	<100 ft (30m) vertical pentru a optimiza 60-90 zile amortizare.
<b>Porozitate</b>	Porozitate/ >8% convențional, >4% neconvențional
<b>Petrol</b>	Țiței greu y <30 API, CO <sub>2</sub> preferat Evitați condițiile de precipitare a asfaltenelor

### EXEMPLU

Acest exemplu descrie lucrările realizate în combinarea azotului și a unui produs de dezvoltare nanoActiv®, un fluid de recuperare a hidrocarburilor care  
5 conține nanoparticule de silice rezistente la soluție salină, hidroxid de sodiu, un agent tensioactiv anionic și un agent tensioactiv nonionic în formațiunile Austin Chalk și Buda.

Acest studiu de caz se concentrează pe un număr de puțuri vechi,  
10 epuizate (unele închise) în formațiunile Buda și Austin Chalk din Texas Central (SUA). Aceste puțuri sunt executări orizontale cu găuri deschise. Înainte de această lucrare, operatorul puțurilor a injectat inițial cantități mici de N<sub>2</sub> în fiecare puț (60 tone per puț) pentru a încerca să îmbunătățească productivitatea.

15 Un produs de dezvoltare nanoActiv®, fluidul de recuperare a hidrocarburilor descris anterior, este utilizat în combinație cu azot, ca mod de a obține rezultate mai bune și de durată mai lungă.

Procesul de tratare a fiecărui puț este următorul:

- 20
- 1) Un comprimat de apă dulce este introdusă în formațiunea puțului,
  - 2) Produsul de dezvoltare nanoActiv®, fluidul de recuperare a hidrocarburilor, este introdus în formațiunea puțului,
  - 3) apoi azotul este introdus în formațiunea puțului,
  - 4) Pașii 2) și 3) se repetă în secvență de cel puțin patru ori.

25

### Programul de tratament pe teren

Cinci puțuri sunt tratate cu diferite cantități de fluid de recuperare a hidrocarburilor nanoActiv®, care conține nanoparticule funcționalizate de suprafață,  
împreună cu un volum constant de 60 de tone de azot per puț.

30

Puțurile, cantitățile de azot și stadiile de injectare sunt alese de operator.

În continuare este prezentat un rezumat al tratamentului pentru fiecare dintre puțurile identificate:

- Buda puțul A - totaluri: comprimat de 500 de galoane de apă proaspătă, 2500 de galoane nanoActiv® de dezvoltare, 60 tone azot
- 5       • Buda puțul B - totaluri: comprimat de 500 de galoane de apă proaspătă, 2500 de galoane nanoActiv® de dezvoltare, 60 tone azot
- Buda puțul C - totaluri: comprimat de 500 de galoane de apă proaspătă, 3000 de galoane nanoActiv®, 60 tone azot
- Austin Chalk puțul A - totaluri: comprimat de 500 de galoane de apă
- 10      proaspătă, 7500 de galoane nanoActiv® , 60 tone azot
- Austin Chalk puțul B - totaluri: comprimat de 500 de galoane de apă
- proaspătă, 7500 de galoane nanoActiv® , 60 tone azot

După monitorizarea productivității timp de 180 de zile după tratament și  
15 analiza detaliată a rezultatelor producției, sunt înregistrate mai multe observații. Toate cele cinci puțuri răspund la tratament. Analizând doza de tratament în raport cu zona de tratament, există o corelație directă, unu la unu, între doză și răspunsul la tratament. Zonele care primesc doze mai mari de gaz și nanoparticule produc rezultate mai bune.

20 Răspunsurile a patru dintre cele cinci puțuri, două din Austin Chalk și două din Buda, sunt prezentate în figurile 4 și 5. Al cincilea puț primește cea mai mică doză de tratament (cu 45 % mai mică decât cea mai mare doză) și inițial singurul răspuns observat la acest puț este eliminarea apei în exces. După aproximativ  
25 160 de zile de producție și eliminarea apei în exces, se înregistrează o creștere de 20 % în producția medie zilnică de petrol.

Pe lângă corelația directă între doza aplicată pe puțuri și răspunsurile acestora (îmbunătățirea producției de hidrocarburi exprimată în procente), există și o  
30 corelație directă între doză și durata răspunsului la tratament. Aceasta se poate vedea în **Tabelul β**.

Corelație ridicată între doză și randament

	Răspuns producție la tratament (zile)	Dozaj tratament (clasificare)	Răspuns puț (clasificare)
Buda, puțul A	90	3	4
Buda, puțul B	180	1	1
Austin Chalk, puțul A	90	4	3
Austin Chalk, puțul B	180	2	2

Tabelul ̢ Corelația dintre doza de azot pentru tratament și nanoActiv® de dezvoltare

5

Lichidul de recuperare a hidrocarburilor cu conținut de nanoparticule funcționalizate de suprafață) în puțurile Austin Chalk și Buda și răspunsul la producție a puțului respectiv durata răspunsului.

10 RECHARGE HNP™ este un tratament de remediere brevetat, cu mai multe spectre, pentru puțuri cu o serie de probleme de producție. Combinarea proprietăților gazului și nanoparticulelor creează un tratament unic, sinergic, care abordează simultan mai multe probleme potențiale de producție, fiind în același timp mai puțin costisitor decât soluțiile alternative. Domeniul extins este extrem de util,  
15 deoarece puțurile se confruntă adesea cu o combinație de probleme care duc la o scădere a productivității sau, în multe cazuri, operatorii nu cunosc în totalitatea problemele care vizează fundul puțului.

20 Tratamentele de succes sporesc producția cu șase luni sau mai mult, reducând astfel periodicitatea tratamentelor repetate. RECHARGE HNP™ este extrem de flexibil și ușor de implementat: poate fi utilizat cu toate tipurile de puțuri, inclusiv puțuri convenționale, neconvenționale și puțuri de petrol și gaze.

25 În timp ce dezvoltarea precedentă tratează aspecte ilustrative și/sau situații concrete, trebuie menționat faptul că aici pot fi aduse diferite schimbări și modificări fără a se îndepărta de la sfera aspectelor descrise și/sau a situațiilor concrete definite prin revendicările anexate. Mai mult, deși elementele aspectelor

descrise și/sau situațiilor concrete pot fi descrise sau revendicate la singular, pluralul este avut în vedere dacă nu este specificată în mod explicit limitarea la singular. În plus, toate sau o parte din orice aspect și/sau situație concretă pot fi utilizate cu toate sau o parte a oricărui alt aspect și/sau situație concretă, cu excepția cazului în care se prevede altfel. Toate brevetele, cererile de brevet de invenție și referințele citate oriunde în această dezvăluire sunt încorporate pentru referință în integralitatea lor.

---



## REVENDICĂRI

Ce se revendică:

1. Un proces de stimulare a recuperării hidrocarburilor, cuprinzând
  - 5 (a) introducerea unui gaz, a unui gaz lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat, într-o formațiune subterană care conține hidrocarburi;
  - (b) permiterea absorbției gazului respectiv de către respectivele hidrocarburi,
  - (c) retragerea hidrocarburilor menționate care conțin gazul respectiv, gazul lichefiat sau gazul lichefiat vaporizat absorbit în acesta; și
- 10 în care un comprimat cu fluid de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate de suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi, înainte, în timpul sau după introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a gazului lichefiat vaporizat.
- 15 2. Procesul aferent Revendicării 1 în care gazul injectat, gazul lichefiat sau gazul lichefiat vaporizat și fluidul de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață pot include, de asemenea, una sau mai multe substanțe injectate, selectate din grupul constând din apă proaspătă, apă KCl, derivatori și orice altă substanță injectată utilizată în prezent în remedierea câmpului
- 20 de petrol ca parte a tratamentului.
3. Procesul aferent Revendicării 1 în care comprimatul de fluid de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate de suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi înainte de introducerea gazului, a
- 25 gazului lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat.
4. Procesul aferent Revendicării 1 în care comprimatul de fluid de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață este introdus în formațiunea subterană care conține hidrocarburi în timpul introducerii gazului, a
- 30 gazului lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat.
5. Procesul aferent Revendicării 1 în care comprimatul de fluid de recuperare a hidrocarburilor cuprinzând nanoparticule funcționalizate la suprafață este introdus în

formațiunea subterană care conține hidrocarburi după introducerea gazului, a gazului lichefiat sau a unui gaz lichefiat vaporizat.

6. Procesul aferent Revendicării 1 în care gazul este selectat din grupul format din dioxid de carbon, azot, gaz natural, gaz natural lichefiat, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora.
7. Procesul aferent Revendicării 1 în care gazul menționat este dioxid de carbon.
8. Procesul aferent Revendicării 1 în care gazul menționat este azot.
9. Procesul aferent Revendicării 1 în care gazul menționat este gaz natural.
10. Procesul aferent Revendicării 1 în care gazul menționat este gaz natural lichefiat sau dioxid de carbon lichefiat.
11. Procesul aferent Revendicării 6 în care gazul respectiv este un amestec de două sau mai multe gaze selectate din grupul format din dioxid de carbon, azot, gaz natural, gaz natural lichefiat, dioxid de carbon lichefiat și/sau amestecuri ale acestora.
12. Procesul aferent Revendicării 6 în care procesul menționat face parte dintr-un proces de tratare huff and puff.
13. Procesul aferent Revendicării 12 în care procesul menționat este un proces de fracturare fără apă.
14. Procesul aferent Revendicării 13 în care procesul menționat este un proces de fracturare fără apă.

Fig. 1

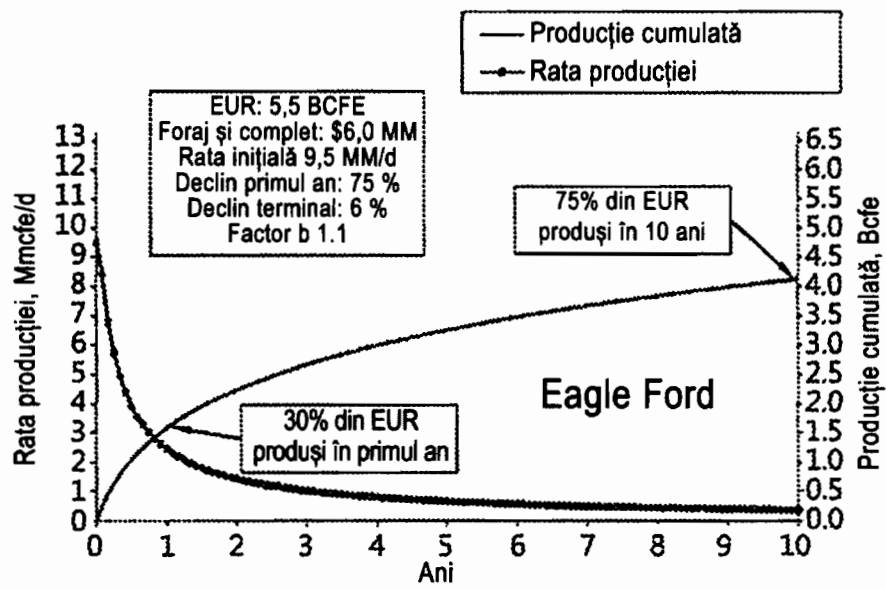


Fig. 2

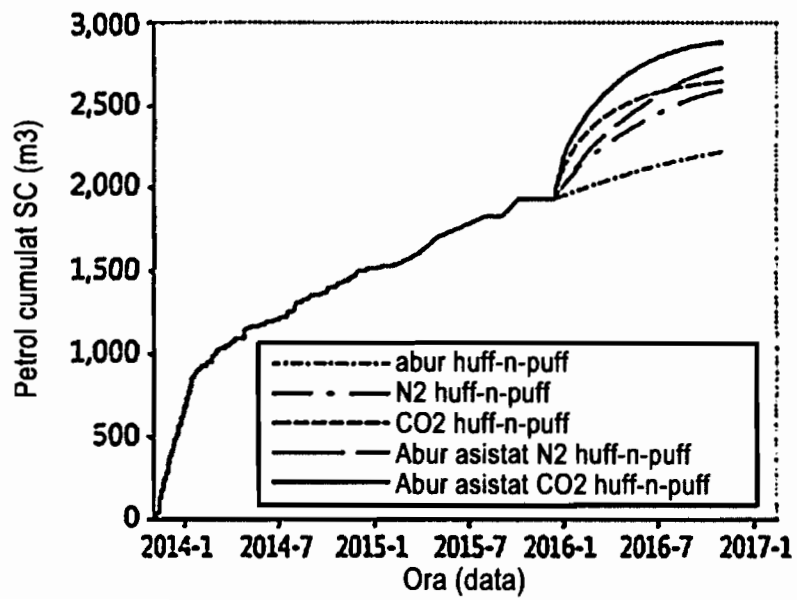


Fig. 3

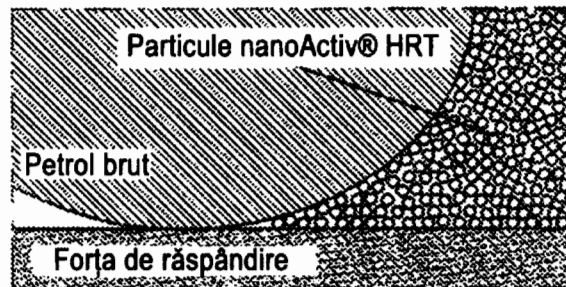


Fig. 4

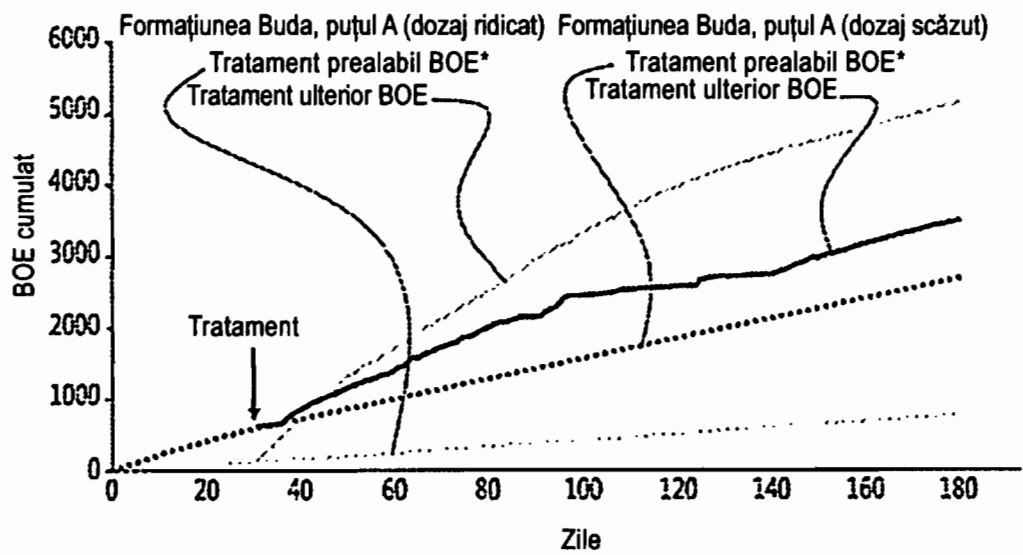
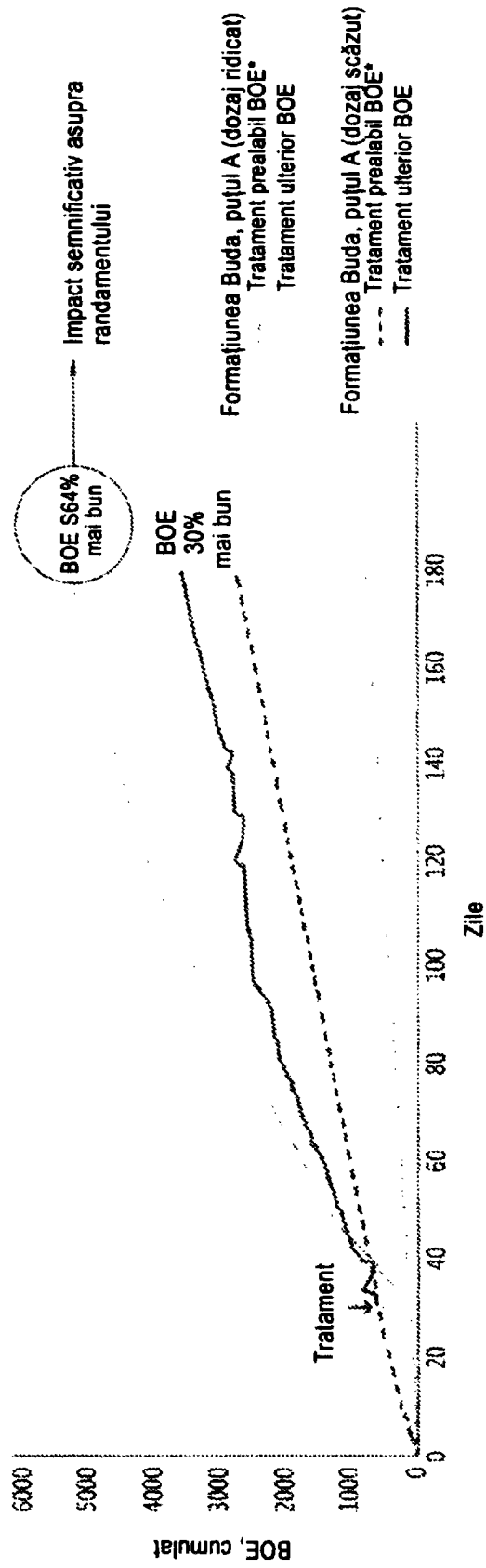


Fig. 5



\*Proiecție post-tratament bazată pe traiectoria de la valorile efective ale tratamentului prealabil de 30 de zile.

474

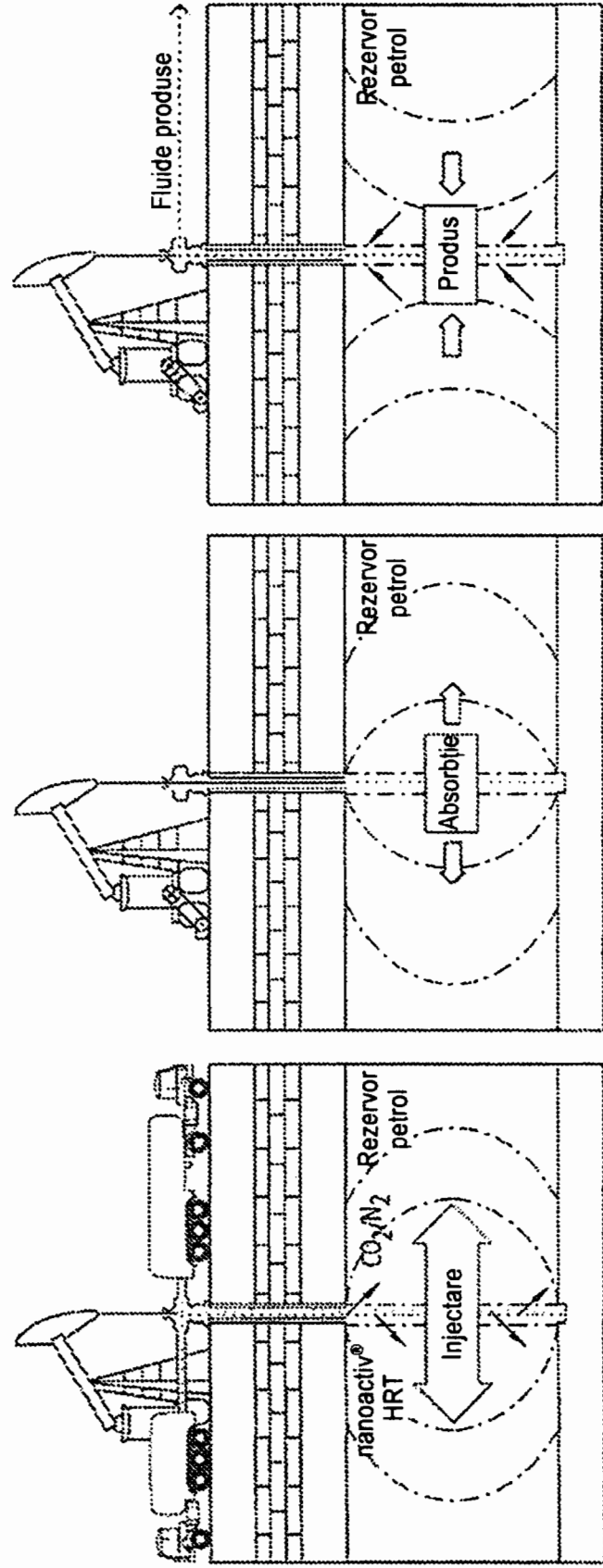


Fig. 6

EUROPEAN PATENT OFFICE  
 EUROPEAN PATENT OFFICE  
 1 17752/2003  
 1