

DIRECȚIA GENERALĂ POLITICI INTERNE

DEPARTAMENTUL TEMATIC **A**
POLITICA ECONOMICĂ ȘI ȘTIINȚIFICĂ

Afaceri economice și monetare

Ocuparea forței de muncă și afaceri sociale

Mediu, sănătate publică
și siguranță alimentară

Industria, cercetare și energie

Piața internă și protecția consumatorilor



**Impactul extracției gazelor
de șist și a petrolului de șist
asupra mediului și a
sănătății umane**

ENVI



DIRECȚIA GENERALĂ POLITICI INTERNE
DEPARTAMENTUL TEMATIC A: POLITICI ECONOMICE ȘI
ȘTIINȚIFICE

Impactul extracției gazelor de șist și a petrolului de șist asupra mediului și a sănătății umane

STUDIU

Rezumat

Prezentul studiu analizează posibilul impact al fracturării hidraulice asupra mediului și a sănătății umane. Datele cantitative și impacturile calitative se bazează pe experiența americană, deoarece extracția gazelor de șist în Europa se află abia la început, în timp ce Statele Unite au o experiență în domeniu de peste 40 de ani, având deja peste 50 000 de puțuri forate. De asemenea, sunt evaluate emisiile de gaze cu efect de seră pe baza unei analize critice a literaturii existente și a calculelor efectuate de autori. Studiul examinează legislația europeană aplicabilă activităților de fracturare hidraulică și oferă recomandări de urmat pentru activitățile ulterioare. Acesta abordează resursele de gaz potențiale și disponibilitatea viitoare a gazelor de șist în raport cu situația aprovizionării actuale cu gaze convenționale și cu evoluția sa probabilă.

IP/A/ENVI/ST/2011-07

Iunie 2011

PE 464.425

RO

Prezentul document a fost solicitat de Comisia pentru mediu, sănătate publică și siguranță alimentară a Parlamentului European.

AUTORI

Stefan LECHTENBÖHMER, Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy
Matthias ALTMANN, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Sofia CAPITO, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Zsolt MATRA, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Werner WEINDRORF, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Werner ZITTEL, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

ADMINISTRATOR RESPONSABIL

Lorenzo VICARIO
Departamentul tematic A: Politici economice și științifice
Parlamentul European
1047 Bruxelles
E-mail: Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu

VERSIUNI LINGVISTICE

Original: EN
BG/ES/CS/DA/DE/ET/EL/FR/IT/LV/LT/HU/NL/PL/PT/RO/SK/SL/FI/SV

DESPRE EDITOR

Pentru a contacta departamentul tematic sau pentru a vă abona la buletinul său informativ, vă rugăm să scrieți la:
Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu

Manuscris finalizat în iunie 2011.
Bruxelles, © Parlamentul European, 2011.

Acest document este disponibil pe internet la adresa:
<http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=EN>

DECLINAREA RESPONSABILITĂȚII

Opiniile exprimate în prezentul document aparțin exclusiv autorului și nu reprezintă neapărat poziția oficială a Parlamentului European.

Reproducerea și traducerea în scopuri necomerciale sunt autorizate, cu condiția să se indice sursa, să se notifice în prealabil editorul și să i se trimită un exemplar.

CUPRINS

LISTA ABREVIERILOR	5
LISTA TABELELOR	8
LISTA FIGURILOR	8
SINTEZĂ	9
1. INTRODUCERE	13
1.1. Gazele de șist	13
1.1.1. Ce sunt gazele de șist?	13
1.1.2. Evoluții recente în ceea ce privește extracția de gaze neconvenționale	15
1.2. Petrolul de șist	16
1.2.1. Ce înseamnă „petrol de șist” și „petrol din formațiuni compacte”?	16
1.2.2. Evoluții recente în ceea ce privește extracția de petrol din formațiuni compacte	17
2. IMPACTUL ASUPRA MEDIULUI	18
2.1. Fracturarea hidraulică și impactul posibil asupra mediului	18
2.2. Impactul asupra peisajului	20
2.3. Emisiile de poluanți atmosferici și contaminarea solului	22
2.3.1. Poluanții atmosferici eliberați în urma operațiunilor normale	22
2.3.2. Poluanții proveniți de la explozii ale sondelor sau accidente pe siturile de foraj	24
2.4. Apele de suprafață și apele subterane	25
2.4.1. Consumul de apă	25
2.4.2. Contaminarea apei	26
2.4.3. Eliminarea apelor uzate	28
2.5. Cutremurele de pământ	29
2.6. Substanțele chimice, radioactivitatea și consecințele asupra sănătății umane	30
2.6.1. Materialele radioactive	30
2.6.2. Substanțele chimice utilizate	31
2.6.3. Consecințele asupra sănătății umane	33
2.7. Beneficii ecologice posibile pe termen lung	34
2.8. Discutarea riscurilor în cadrul dezbaterilor publice	35
2.9. Consumul de resurse	36
3. BILANȚUL GAZELOR CU EFECT DE SERĂ	38
3.1. Gazele de șist și gazele din formațiuni compacte	38
3.1.1. Experiența nord-americană	38
3.1.2. Transferabilitatea la condițiile europene	42
3.1.3. Aspecte neclarificate	45
3.2. Petrolul din formațiuni compacte	45

3.2.1. Experiența europeană	45
4. CADRUL DE REGLEMENTARE EUROPEAN	46
4.1. Directivele specifice privind industriile extractive	46
4.2. Directive nespecifice (axate pe mediu și sănătatea umană)	48
4.2.1. Riscuri generale miniere acoperite de directivele UE	48
4.2.2. Riscuri specifice gazelor de șist și petrolului din formațiuni compacte acoperite directivele UE	50
4.3. Lacune și aspecte neclarificate	57
5. DISPONIBILITATEA ȘI ROLUL ÎNTR-O ECONOMIE CU EMISII SCĂZUTE DE CARBON	60
5.1. Introducere	60
5.2. Volumul și amplasamentul zăcămintelor de gaze de șist și de petrol de șist bituminos în raport cu zăcămintele convenționale	61
5.2.1. Gazele de șist	61
5.2.2. Petrolul de șist și petrolul din formațiuni compacte	64
5.3. Analiza zăcămintelor de gaze de șist în producție în Statele Unite ale Americii	67
5.3.1. Rata de producție în primele luni	67
5.3.2. Profiluri de producție tipice	68
5.3.3. Potențialul total estimat (PTE) pe sondă	68
5.3.4. Exemple în Statele Unite	68
5.3.5. Parametri-cheie ai marilor șisturi gazeifere europene	70
5.3.6. Dezvoltarea ipotetică a zăcămintelor	71
5.4. Rolul extracției gazelor de șist în tranziția către o economie cu emisii scăzute de carbon și în reducerea pe termen lung a emisiilor de CO₂	71
5.4.1. Producția de gaze convenționale în Europa	71
5.4.2. Importanța probabilă a producției de gaze neconvenționale pentru aprovizionarea cu gaz a Europei	72
5.4.3. Rolul producției de gaze de șist în reducerea pe termen lung a emisiilor de CO ₂	73
6. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI	74
REFERINȚE	78
ANEXĂ: COEFICIENȚI DE CONVERSIE	86

LISTA ABREVIERILOR

- ACP** Africa, Caraibe și Pacific
- ac-ft** acru-picior (1 acru-picior = 1 215 m²)
- ACV** Analiza ciclului de viață
- ADR** Acordul european privind transportul rutier internațional de mărfuri periculoase
- AGS** Arkansas Geological Survey
- AIE** Agenția Internațională pentru Energie
- bbl** Baril (159 litri)
- bcm** Miliarde m³
- BREF** Documente de referință privind cele mai bune tehnici disponibile
- BTD** Cele mai bune tehnici disponibile
- CEE-ONU** Comisia Economică pentru Europa a Organizației Națiunilor Unite
- CO** Monoxid de carbon
- CO₂** Dioxid de carbon
- COT** Carbon organic total
- COV** Compuși organici volatili
- COVNM** Compuși organici volatili nemetanici
- D** Darcy (unitate de măsură pentru permeabilitate)
- DM** Deșeuri miniere
- EIM** Evaluarea impactului asupra mediului
- Gb** Gigabaril (10⁹ bbl)
- GES** Gaze cu efect de seră
- GIP** gaz *in situ*, cantitatea de gaz conținut într-un șist gazeifer

IENE	Industrii extractive non-energetice
km	Kilometru
kt	Kilotonă
m	Metru
m³	Metru cub
MJ	Megajoule
MMscf	Milioane picioare cub standard
MRN	Materiale radioactive naturale
Mt	Milioane tone
MZC	Metan din zăcămintele de cărbune
NO_x	Oxid de azot
OGP	International Association of Oil & Gas Producers
PA DEP	Pennsylvania Department of Environmental Protection
PCIP	Prevenirea și controlul integrat al poluării
PLTA	Pennsylvania Land Trust Association
PM	Particule
ppb	Părți pe miliard
ppm	Părți pe milion
PTE	Potențial total estimat (cantitatea de petrol preconizată a fi extrasă pe toată durata de exploatare)
Scf	Picior cub standard (1000 Scf = 28,3 m ³)
SO₂	Dioxid de sulf
SPE	Society of Petroleum Engineers
TCEQ	Texas Commission on Environmental Quality (Comisia pentru

calitatea mediului din Texas)

Tm³ Teramtru cub (10^{12} m³)

UE Uniunea Europeană

UK Regatul Unit

US-EIA United States Energy Information Administration

USGS United States Geological Survey

WEO World Energy Outlook

LISTA TABELELOR

Tabelul 1: Emisiile specifice tipice de poluanți atmosferici de la motoarele diesel staționare utilizate pentru foraj, fracturare hidraulică și finisare	24
Tabelul 2: Necesarul de apă al diferitelor puțuri pentru producția de gaze de șist (m ³)	26
Tabelul 3: Selecția substanțelor utilizate ca aditivi chimici în fluidele de fracturare în Saxonia Inferioară, Germania	33
Tabelul 4: Estimarea cantităților de materiale și a deplasărilor camioanelor asociate activităților de exploatare a gazelor naturale [NYCDEP 2009]	36
Tabelul 5: Emisiile de metan cauzate de fluidele de refulare de la patru sonde de gaz natural neconvenționale	39
Tabelul 6: Emisiile cauzate de explorarea, extracția și prelucrarea gazelor de șist în raport cu puterea calorică inferioară (PCI) a gazelor produse	41
Tabelul 7: GES emise de producția de electricitate din TGCC alimentate cu gaze naturale provenite de la diferite surse în raport cu producția de electricitate din cărbune, în echivalent CO ₂ pe kWh de electricitate	44
Tabelul 8: Toate directivele UE elaborate special pentru industriile extractive	47
Tabelul 9: Principalele texte legislative relevante pentru industriile extractive	49
Tabelul 10: Directivele UE relevante privind apa	51
Tabelul 11: Directivele UE relevante privind protecția mediului	53
Tabelul 12: Directivele UE relevante privind siguranța la locul de muncă	54
Tabelul 13: Directiva relevantă privind protecția împotriva radiațiilor	55
Tabelul 14: Directivele UE relevante privind deșeurile	55
Tabelul 15: Directivele UE relevante privind substanțele chimice și accidente asociate acestor produse	56
Tabelul 16: Evaluarea producției și a rezervelor de gaz neconvențional în raport cu resursele de gaz de șist (gaze <i>in situ</i> și resurse de gaze de șist recuperabile tehnic); GIP = gaze in situ; bcm = miliarde m ³ (datele originale sunt convertite în m ³ : 1000 Scf= 28,3 m ³)	62
Tabelul 17: Evaluarea marilor exploatații de șisturi gazeifere în Statele Unite (datele originale sunt convertite: 1000 Scf= 28,3 m ³ și 1 m = 3 ft)	63
Tabelul 18: Estimări privind resursele de petrol de șist bituminos în Europa (în Mt)	65
Tabelul 19: Evaluarea parametrilor-cheie ai marilor șisturi gazeifere europene (datele originale sunt convertite în unități SI și rotunjite)	70

LISTA FIGURILOR

Figura 1: Puțuri de gaz din formațiuni compacte săpate în piatră de nisip	21
Figura 2: Compoziția lichidului de fracturare utilizat la „Goldenstedt Z23” din Saxonia Inferioară, Germania	32
Figura 4: Emisiile de CH ₄ cauzate de explorarea, extracția și prelucrarea gazelor de șist..	39
Figura 5: Emisiile de gaze cu efect de seră cauzate de producția, distribuția și arderea gazelor de șist și a gazelor din formațiuni compacte în raport cu gazele naturale convenționale și cu cărbunele	43
Figure 6: Structura industriei extractive	48
Figura 7: Cele mai importante directive ale UE care vizează deșeurile extractive	49
Figure 8: Producția mondială de petrol de șist bituminos; unitățile originale sunt convertite astfel încât 1 tonă de șist bituminos = 100 l de petrol de șist bituminos	67
Figure 9: Producția de gaz din șistul Fayetteville, Arkansas	69
Figura 10: Dezvoltarea exploatației tipice de zăcămintele de șist prin adăugarea de sonde noi într-un ritm de dezvoltare constant de o sondă pe lună	71

SINTEZĂ

RECOMANDĂRI

- Nu există o directivă cuprinzătoare care să prevadă o legislație europeană în domeniul minier. Nu există o analiză completă și detaliată accesibilă publicului asupra cadrului normativ european referitor la extracția gazelor de șist și a petrolului din formațiuni compacte, astfel că elaborarea unei astfel de analize este o necesitate.
- Actualul cadru de reglementare european în materie de fracturare hidraulică - elementul central al extracției gazelor de șist și a petrolului din formațiuni compacte - prezintă o serie de lacune. Cea mai importantă carență a sa este că pragul fixat pentru realizarea evaluărilor impactului asupra mediului în cadrul activităților de fracturare hidraulică pentru extracția de hidrocarburi este mult prea ridicat pentru orice potențiale activități industriale de acest tip, motiv pentru care, acesta ar trebui coborât substanțial.
- Sfera de aplicare a Directivei-cadru privind apa ar trebui reevaluată, punându-se un accent deosebit pe activitățile de fracturare și pe posibilele consecințe ale acestora asupra apelor de suprafață.
- În cadrul unei analize a ciclului de viață (ACV), o analiză minuțioasă costuri/beneficii ar putea fi un instrument de evaluare a beneficiilor globale pentru societate și cetățenii săi. Trebuie, așadar, elaborată o abordare uniformă, care să se aplice la nivelul UE27, pe baza căreia autoritățile responsabile să efectueze evaluările ACV și să le discute împreună cu publicul.
- Ar trebui avută în vedere o eventuală interdicție generală a utilizării de substanțe chimice toxice. Cel puțin, toate produsele chimice utilizate ar trebui făcute publice, numărul produselor autorizate ar trebui limitat, iar utilizarea acestora ar trebui controlată. Ar trebui culese la nivel european statistici privind cantitățile injectate și numărul proiectelor.
- Autoritățile regionale ar trebui să aibă putere decizională extinsă în materie de autorizare a proiectelor care recurg la fracturare hidraulică. Participarea publicului și evaluările ACV ar trebui să fie obligatorii în cadrul procesului decizional.
- În momentul acordării autorizațiilor pentru proiect, monitorizarea fluxurilor apelor de suprafață și a emisiilor în atmosferă ar trebui să fie obligatorie.
- Ar trebui culese și analizate la nivel european statistici cu privire la accidente și plângeri. În momentul autorizării proiectelor, o autoritate independentă va trebui să culegă și să examineze plângerile.
- Având în vedere caracterul complex al posibilelor consecințe și riscuri ale fracturării hidraulice pentru mediu și sănătatea umană, ar trebui avută în vedere elaborarea unei noi directive la nivel european, care să reglementeze într-o manieră exhaustivă toate aspectele din acest domeniu.

Impactul asupra mediului

Un impact inevitabil al extracției de gaze de șist și de petrol din formațiuni compacte este gradul ridicat de ocupare a terenurilor necesară instalațiilor de foraj, spațiilor de parcare și staționare a camioanelor, echipamentului, infrastructurilor de prelucrare și transport al gazului, precum și căilor de acces. Printre consecințele posibile majore putem menționa emisiile de poluanți, contaminarea pânzei freatice din cauza fluxurilor necontrolate de gaz sau de fluide datorate erupțiilor sau deversărilor, scurgerile de fluid de fracturare și evacuările necontrolate ale apelor uzate. Fluidele de fracturare conțin substanțe periculoase, iar lichidele respinse conțin în plus metale grele și substanțe radioactive provenite din depozit. Experiența americană arată că accidentele sunt numeroase, ceea ce poate dăuna mediului și sănătății umane. La un procent de 1-2 % din totalul permiselor de forare, s-au semnalat încălcări ale cerințelor juridice. Multe dintre aceste accidente se datorează manipulărilor incorecte sau echipamentelor care prezintă orificii de scurgere. De asemenea, în proximitatea puțurilor de gaz, se semnalează cazuri de contaminare a apelor subterane cu metan, care în condiții extreme provoacă explozia unor imobile rezidențiale, precum și contaminări cu clorură de potasiu, care antrenează o salinizare a apei potabile. Aceste consecințe se acumulează odată cu densitatea puțurilor care exploatează formațiuni sistoase (până la șase platforme de foraj pe km²).

Emisiile de gaze cu efect de seră (GES)

Emisiile fugitive de metan provocate de procesele de fracturare hidraulică pot avea un impact uriaș asupra bilanțului gazelor cu efect de seră. Potrivit evaluărilor existente, pentru dezvoltarea și producția de gaz natural neconvențional se emit între 18 și 23 de g echivalent CO₂ pe MJ. Emisiile provocate de infiltrarea metanului în pânzele acvifere nu au fost încă evaluate. Cu toate acestea, emisiile specifice fiecărui proiect pot să varieze cu un factor de până la zece, în funcție de producția de metan a puțului.

În funcție de mai mulți factori, emisiile de GES ale gazului de șist în raport cu conținutul său energetic pot fi fie relativ scăzute, comparabile cu cele ale gazului natural convențional transportat pe distanțe lungi, fie extrem de ridicate, comparabile cu cele ale antracitului pe întregul său ciclu de viață (de la extracție la ardere).

Cadrul de reglementare european

Obiectivul unei legislații privind minele este să furnizeze un cadru juridic aplicabil activităților miniere în general. Obiectivul este acela de a facilita succesul sectorului industrial, de a garanta securitatea aprovizionării energetice și de a asigura o protecție suficientă a sănătății, a securității și a mediului. UE nu dispune de un cadru legislativ global pentru sectorul minier.

Există totuși patru directive consacrate în mod specific activităților miniere. De asemenea, industria extractivă este reglementată de o multitudine de directive și regulamente care nu vizează în mod special activitățile miniere. Punând accentul pe actele normative privind mediul și sănătatea umană, s-au identificat cele mai relevante 36 de directive în următoarele domenii legislative: apa, protecția mediului, siguranța la locul de muncă, protecția împotriva radiațiilor, deșeurile, substanțele chimice și accidentele asociate acestora.

Dată fiind multitudinea textelor legislative relevante din diferite domenii, riscurile specifice fracturării hidraulice nu sunt acoperite suficient. Au fost identificate nouă lacune majore: 1. lipsa unei directive-cadru în domeniul activităților miniere; 2. un prag insuficient, în Directiva privind evaluarea impactului asupra mediului (EIM), pentru extracția gazului natural; 3. caracterul facultativ al declarației privind materialele periculoase; lipsa obligativității aprobării substanțelor chimice rămase la sol; 5. lipsa documentelor de referință privind cele mai bune tehnici disponibile (Best Available Technique Reference, BREF) în domeniul fracturării hidraulice; 6. cerințele privind tratarea apelor uzate nu sunt definite în mod adecvat, iar capacitățile instalațiilor de tratare a apelor sunt probabil insuficiente în condițiile în care injecția și eliminarea în straturile subterane vor fi interzise; 7. participarea insuficientă a publicului la luarea deciziilor la nivel național; ineficacitatea directivei-cadru privind apa; 9. lipsa obligației de a efectua o ACV.

Disponibilitatea resurselor de gaze de șist și rolul acestora într-o economie cu emisii scăzute de carbon

Potențialul disponibilității gazului neconvențional trebuie observat în contextul producției de caz convențional:

- Producția europeană de gaz cunoaște un declin pronunțat de mai mulți ani și se așteaptă ca aceasta să scadă cu încă 30 % până în 2035.
- Se așteaptă ca cererea europeană să continue să crească până în 2035;
- Dacă aceste tendințe se confirmă, importurile de gaze naturale vor continua să crească inevitabil;
- Sub nicio formă nu se poate garanta realizarea unor importuri suplimentare necesare, de ordinul a 100 de miliarde m³ sau mai mult pe an.

Resursele de gaz neconvențional în Europa sunt prea limitate pentru a avea un impact semnificativ asupra acestor tendințe, cu atât mai mult cu cât profilurile de producție tipice nu vor permite decât extracția unei anumite părți a acestor resurse. În plus, emisiile de gaze cu efect de seră generate de aprovizionarea cu gaz neconvențional sunt semnificativ mai ridicate decât cele ale aprovizionării cu gaz convențional. Obligațiile de mediu vor genera totodată creșteri ale costurilor proiectelor și vor întârzia derularea acestora, ceea ce va reduce și mai mult impactul lor potențial.

Este foarte probabil ca investițiile în proiecte de extracție a gazului de șist – dacă vor exista – să aibă un impact de scurtă durată asupra aprovizionării cu gaz, impact ce ar putea fi contraproductiv, întrucât aceste proiecte ar putea da impresia unei securități a aprovizionării cu gaz într-un moment în care consumatorii ar trebui încurajați să reducă această dependență prin economii, prin măsuri în materie de eficiență energetică și prin utilizarea de surse alternative.

Concluzii

Acum că durabilitatea este esențială pentru generațiile viitoare, se pune întrebarea dacă ar trebui permisă injectarea de substanțe chimice periculoase în subsol, sau dacă ar trebui interzisă pe motiv că o astfel de practică riscă să restrângă sau să împiedice orice utilizare viitoare a stratului contaminat (de exemplu, în scopuri geotermice), iar efectele sale pe termen lung nu au fost studiate. În zonele active de extracție a gazului de șist, la fiecare metru pătrat sunt injectați aproximativ 0,1-0,5 litri de produse chimice.

Această constatare este cu atât mai valabilă cu cât eventualele zăcăminte de gaze de șist sunt prea mici pentru a avea un impact notabil asupra aprovizionării cu gaz în Europa.

Actualele avantaje ale explorării și extracției de petrol și gaze ar trebui reanalizate în lumina faptului că riscurile și sarcinile de mediu nu sunt compensate printr-un beneficiu potențial corespunzător, deoarece producția specifică de gaz este foarte scăzută.

1. INTRODUCERE

Prezentul studiu¹ oferă o imagine de ansamblu asupra activităților de extracție a hidrocarburilor neconvenționale și asupra potențialului lor impact asupra mediului. Accentul este pus pe activitățile efectuate în viitor în Uniunea Europeană. Evaluările studiului de față se axează în mod predominant pe gazele de șist, abordând pe scurt petrolul de șist bituminos și petrolul din formațiuni compacte.

Primul capitol face o scurtă prezentare a caracteristicilor tehnologiilor de producție, în special a procesului de fracturare hidraulică. Urmează o scurtă descriere a experiențelor în domeniu în Statele Unite, singura țară care a utilizat fracturarea hidraulică la scară mare în ultimele decenii.

Al doilea capitol se concentrează pe evaluarea emisiilor de gaze cu efect de seră asociate gazului natural produs prin metode de fracturare hidraulică. Evaluările existente sunt reexamineate și completate cu propria noastră analiză.

Al treilea capitol descrie cadrul legislativ aplicabil fracturării hidraulice la nivelul UE. După o descriere a cadrului legislativ din domeniul industriei miniere, accentul este pus pe directivele privind protecția mediului și a sănătății umane. Sunt conturate și discutate lacunele legislative privind impactul potențial asupra mediului pe care îl prezintă fracturarea hidraulică.

Al patrulea capitol prezintă o evaluare a resurselor și abordează impactul posibil al extracției de petrol de șist bituminos asupra aprovizionării cu gaz a Europei. Din acest motiv, studiul analizează experiențele producției de gaze de șist în Statele Unite și schițează dezvoltarea exploatației de șist tipică pe baza caracteristicilor comune ale profilurilor de producție. Referitor la producția și cererea de gaz în Europa, rolul probabil al extracției gazului de șist este discutat în raport cu producția și cererea actuală, cu extrapolări pentru deceniile următoare.

Ultimul capitol trage concluzii și emite recomandări privind modalitatea de gestionare a riscurilor specifice fracturării hidraulice.

1.1. Gazele de șist

1.1.1. Ce sunt gazele de șist?

Formațiunile de hidrocarburi geologice se creează, în anumite condiții, din compuși organici de sedimente marine. Petrolul și gazele convenționale provin din fractura termochimică a materiilor organice din rocile sedimentare, așa-numitele roci-mamă. Odată cu scufundările succesive sub alte roci, aceste formațiuni s-au încălzit cu circa 30⁰ C la fiecare 1 km de adâncime; odată atinsă temperatura de aproximativ 60⁰ C, materiile organice s-au descompus în petrol, iar apoi în gaze. Adâncimea, temperatura și durata de expunere au determinat gradul de descompunere.

¹ Ne exprimăm recunoștința față de Dr. Jürgen Glückert (Heinemann & Partner Rechtsanwälte, Essen, Germania) și dl Teßmer (Rechtsanwälte Philipp-Gerlach + Teßmer, Frankfurt, Germania) pentru lectura critică și comentariile utile referitoare la capitolul 4 (Cadrul de reglementare european).

Suntem, de asemenea, recunoscători pentru discuțiile fructuoase avute cu prof. Blendinger, Jean Laherrere și Jean-Marie Bourdairre și pentru comentariile prețioase ale acestora.

Temperatura și durata de expunere au permis o fracționare tot mai avansată a moleculelor organice complexe, acestea ajungând să se descompună până la componenta cea mai simplă, metanul, alcătuit dintr-un atom de carbon și patru atomi de hidrogen.

În funcție de formațiunea geologică, hidrocarburile lichide sau gazoase rezultate s-au desprins de roca-mamă și au migrat, de regulă în sus, înspre straturile poroase și permeabile. Pentru a antrena o acumulare de hidrocarburi, aceste straturi trebuie ca ele însele să fie acoperite de o rocă impermeabilă denumită rocă „protectoare”. Aceste acumulări de hidrocarburi formează zăcămintele de petrol și gaz convenționale. Conținutul lor de petrol relativ ridicat, poziția lor la câțiva kilometri de suprafață și facilitatea accesului de pe pământ permit extracția cu ușurință prin forarea de puțuri.

Unele acumulări de hidrocarburi se găsesc în rocile-rezervor foarte puțin poroase și permeabile. Aceste acumulări poartă denumirea de petrol sau gaz din formațiuni compacte. În mod normal, permeabilitatea acestora este de 10-100 de ori mai mică decât cea a zăcămintelor convenționale.

Hidrocarburile mai pot fi stocate în cantități mari în roci care, în principiu, nu sunt roci-rezervor, ci șisturi și alte roci cu granulație foarte fină, în care volumul necesar stocării este asigurat de fisurile subțiri și de spațiile poroase foarte mici. Aceste roci au o permeabilitate extrem de scăzută. Hidrocarburile prezente aici poartă denumirea de gaze de șist sau uleiuri de șist. Acestea din urmă nu conțin hidrocarburi aflate la maturitate, ci numai un precursor denumit kerogen, pe care instalațiile chimice îl pot transforma în țitei sintetic.

Un al treilea tip de gaz neconvențional este metanul din zăcăminte de cărbuni, care se află izolat în pungile depozitelor de cărbune.

În funcție de caracteristicile depozitelor, gazul conține diferite componente, în proporții variabile, printre care metan, dioxid de carbon, hidrogen sulfurat, radon radioactiv etc.

Comparativ cu zăcămintele convenționale, toate depozitele neconvenționale au în comun un conținut scăzut de petrol și gaz în raport cu volumul de rocă. De asemenea, ele sunt la fel de dispersate pe o suprafață considerabilă de ordinul a zeci de mii de kilometri pătrați și au o permeabilitate foarte scăzută. De aceea, pentru a extrage acest tip de petrol sau gaz, sunt necesare metode speciale. În plus, având în vedere faptul că rocile-mamă au un conținut scăzut de hidrocarburi, volumul de extracție pe sondă/puț este net inferior în raport cu depozitele convenționale, ceea ce le face mai puțin rentabile. Nu gazul în sine este neconvențional, ci metodele de extracție. Aceste metode necesită tehnologii sofisticate, cantități mari de apă și injecție de aditivi, care pot fi dăunătoare pentru mediu.

Nu există o deosebire netă între zăcămintele de gaz sau de petrol convenționale și neconvenționale. Există mai curând o tranziție constantă de la producția convențională de gaz și de petrol din zăcăminte cu conținut ridicat de gaz specific, cu porozitate și permeabilitate ridicate, în favoarea depozitelor de gaz din formațiuni compacte cu parametri de performanță inferiori, pentru a prefera în final extracția de gaze de șist din depozite cu conținut scăzut de gaz specific, porozitate scăzută și permeabilitate și mai scăzută. Trebuie precizat mai ales că deosebirea dintre gazul convențional și gazul din formațiuni compacte nu este întotdeauna foarte clară, cu atât mai mult cu cât, în trecut, statisticile oficiale nu făceau o distincție precisă între aceste două metode de producție. Efectele secundare inevitabile în materie de consum de apă, riscuri de mediu etc. se înmulțesc, de asemenea, de-a lungul acestui lanț de metode de extracție. De pildă, fracturarea hidrolică pentru extracția de gaz din formațiuni compacte necesită în mod normal câteva sute de mii de litri de apă (la care se adaugă agenți de susținere și alte substanțe chimice) de puț pentru fiecare proces de fracturare, în timp ce fracturarea hidrolică în formațiuni de gaze de șist consumă câteva milioane de litri de apă de puț. [ExxonMobil 2010]

1.1.2. Evoluții recente în ceea ce privește extracția de gaze neconvenționale

Experiența nord-americană

În Statele Unite, având în vedere maturitatea zăcămintelor de gaz convențional, întreprinderile au fost nevoite din ce în ce mai mult să foreze în formațiuni mai puțin productive. La început, platformele petroliere s-au extins până în vecinătatea formațiunilor convenționale, producând din formațiuni oarecum mai puțin permeabile. Pe fondul acestei tranziții progresive, numărul puțurilor a crescut, în timp ce volumul producției specifice s-a micșorat. Au fost explorate formațiuni din ce în ce mai dense. Această fază începea în anii 1970. Puțurile de gaz din formațiuni compacte nu au fost tratate separat de statisticile convenționale din cauza lipsei unor criterii clare care să permită diferențierea acestora.

De la începutul dezbaterii pe tema schimbărilor climatice, unul dintre obiectivele stabilite a fost reducerea emisiilor de metan. Chiar dacă potențialul teoretic al metanului din zăcăminte de cărbune (MZC) este uriaș, contribuția sa a cunoscut totuși o creștere lentă în Statele Unite în ultimele două decenii, atingând la aproximativ 10 % în 2010. Având în vedere caracterul eterogen al dezvoltării diferitelor regimuri în materie de cărbune, unele state americane au descoperit această sursă de energie mai devreme decât altele. În anii 1990, New Mexico era cel mai mare producător de metan din zăcăminte de cărbune. Producția sa a atins, totuși, punctul maxim în 1997, fiind întrecută de dezvoltările din Colorado - care au atins un vârf în 2004 - și Wyoming, care în prezent este cel mai mare producător de MZC.

Abia în ultimă instanță sunt exploatate potențialele zăcăminte de gaze care prezintă cele mai multe probleme. Este vorba de depozitele de gaze de șist care sunt aproape impermeabile, sau în orice caz mai puțin permeabile decât alte structuri gazeifere. Dezvoltarea acestora a fost declanșată de progresele tehnologice în materie de foraj orizontal și fracturare hidraulică cu ajutorul aditivilor chimici, pe de o parte, dar mai important probabil, de scutirea de care au beneficiat activitățile de extracție a hidrocarburilor prin fracturare hidraulică în cadrul Safe Drinking Water Act [SDWA 1974], prevăzut în Legea privind politica energetică (Energy Policy Act) din 2005 [EPA 2005]. Conform articolului 322 din Energy Policy Act din 2005, fracturarea hidraulică se exceptează de la majoritatea cerințelor EPA.

Primele activități au început deja cu multe decenii în urmă, odată cu dezvoltarea șistului Bossier (Louisiana), în anii 1970, și a șistului Antrim (Michigan), în anii 1990. Accesul rapid la zăcămintele de gaze de șist a început totuși în jurul anului 2005, odată cu dezvoltarea șistului Barnett în Texas. În 5 ani, au fost forate aici aproape 15 000 de puțuri. Un efect secundar al acestei reușite economice îl reprezintă selecția unor companii mici precum Chesapeake, XTO și altele, care au asigurat forajul. Aceste companii au crescut odată cu acest boom, devenind întreprinderi de multe miliarde de dolari și atrăgând atenția unor mari companii precum ExxonMobil sau BHP Billiton. XTO a fost vândută pentru mai mult de 40 de miliarde de dolari societății ExxonMobil în 2009, iar Chesapeake și-a vândut activele deținute la Fayetteville pentru 5 miliarde de dolari în 2011.

În această perioadă, efectele secundare asupra mediului au devenit din ce în ce mai evidente pentru cetățeni și responsabili politici regionali. În principal, dezvoltarea șistului Marcellus a făcut obiectul unor discuții deoarece acest zăcământ acoperă o mare parte a statului New York. Unii cred că dezvoltarea sa ar putea avea un impact negativ asupra regiunilor protejate pentru alimentarea cu apă a orașului New York. În prezent, Agenția americană pentru protecția mediului realizează un studiu privind riscurile asociate fracturării hidraulice, tehnologia aleasă pentru dezvoltarea zăcămintelor gazeifere neconvenționale. Rezultatele acestui studiu vor fi publicate probabil în cursul anului 2012 [EPA 2009].

Situația dezvoltării la nivel european

În Europa, aceste evoluții prezintă o întârziere de câteva zeci de ani comparativ cu SUA. În Germania se exploatează zăcăminte de gaz din formațiuni compacte cu ajutorul fracturării hidraulice de aproape 15 ani (la Söhligen), deși la o scară foarte redusă. Volumul total al producției europene de gaz neconvențional este de ordinul a câteva milioane m³ pe an, în comparație cu cele câteva sute de miliarde m³ pe an în Statele Unite [Kern 2010]. De la sfârșitul anului 2009 însă, activitățile s-au intensificat. Cele mai multe concesiuni de explorare sunt acordate în Polonia [WEO 2011, p. 58], dar au început activități similare și în Austria (bazinul Vienei), Franța (bazinul parizian și bazinul de sud-est), Germania și Țările de Jos (bazinul Mării Nordului - bazinul german), Suedia (regiunea scandinavă) și Regatul Unit (Sistemele petroliere din nord și din sud). De exemplu, în octombrie 2010, autoritatea minieră regională a landului Renania de Nord-Westfalia a acordat autorizații de explorare² pentru o suprafață de 17 000 km², jumătate din teritoriul landului.

Opoziția publicului față de aceste proiecte, fondată pe informații provenite din Statele Unite, s-a intensificat rapid. De exemplu, în Franța, Adunarea Națională a impus un moratoriu pentru astfel de activități de foraj și a interzis fracturarea hidraulică. Proiectul de lege a fost aprobat de Adunarea Națională în mai, nu și de Senat. Ministrul francez al industriei propune un proiect diferit care ar permite fracturarea hidraulică exclusiv în scopuri științifice, sub controlul strict al unui comitet alcătuit din parlamentari, reprezentanți ai guvernului, ai ONG-urilor și ai localnicilor [Patel 2011]. Această lege modificată a fost aprobată de Senat în iunie.

În landul german Renania de Nord-Westfalia, locuitori, politicieni locali de la majoritatea partidelor și reprezentanți ai autorităților de administrare a apelor și ai întreprinderilor de producție a apei minerale și-au exprimat neliniștile față de fracturarea hidraulică. De asemenea, parlamentul regional al Renaniei de Nord-Westfalia a promis un moratoriu până la obținerea unor informații mai detaliate. Un prim pas a constat în plasarea protecției apelor pe același nivel cu legislația privind activitățile miniere și în garantarea faptului că nu se poate elibera niciun permis fără acordul autorităților de administrare a apelor. Discuțiile nu s-au finalizat încă. De asemenea, întreprinderea cel mai puternic implicată, ExxonMobil, a lansat un dialog deschis pentru a discuta preocupările cetățenilor și pentru a evalua impactul posibil.

1.2. Petrolul de șist

1.2.1. Ce înseamnă „petrol de șist” și „petrol din formațiuni compacte”?

Precum gazele de șist, petrolul de șist se compune din hidrocarburi blocate în porii rocii-mamă. Acest petrol se prezintă sub o formă intermediară, denumită kerogen. Pentru a transforma kerogenul în petrol, el trebuie încălzit la 450⁰ C. De aceea, producția de petrol de șist se înrudește cu practicile de exploatare minieră convențională a șisturilor, urmată de un tratament termic. Primele sale utilizări datează de mai bine de 100 de ani. La ora actuală, Estonia este singura țară al cărei echilibru energetic conține o parte importantă de petrol de șist (~50 %).

Foarte adesea, kerogenul este amestecat cu straturile de petrol aflat deja la maturitate din structurile situate între rocile-mamă cu permeabilitate scăzută. Acest petrol poartă denumirea de „petrol din formațiuni compacte”, cu toate că, foarte adesea, distincția este neclară și se constată o tranziție progresivă între diferitele niveluri de maturitate.

² În germană, „Aufsuchungserlaubnis”.

În stare pură, petrolul din formațiuni compacte este un petrol matur blocat în straturile de rocă impermeabilă cu porozitate scăzută. De aceea, extracția sa necesită în general tehnici de fracturare hidrolică.

1.2.2. Evoluții recente în ceea ce privește extracția de petrol din formațiuni compacte *Statele Unite*

Proiectele de producție a petrolului neconvențional din șist bituminos au început în America de Nord în jurul anului 2000 odată cu dezvoltarea șistului Bakken, care se situează în Dakota de Nord și în Montana și acoperă o suprafață de peste 500 000 [Nordquist 1953]. Formațiunea Bakken conține o combinație de șisturi bogate în kerogen, intercalate cu straturi de petrol de rocă-mamă.

Franța/Europa

Pe lângă producția de gaze de șist din Estonia, atenția se îndreaptă acum înspre bazinul parizian din Franța, când o mică întreprindere, Toreador, a obținut permise de explorare și a anunțat că va începe să dezvolte rezervoare de petrol din formațiuni compacte în acest bazin, prin forarea mai multor puțuri utilizând fracturarea hidrolică. Întrucât bazinul acoperă o suprafață întinsă, care include Parisul și zona viticolă din apropierea provinciei Champagne, acest proiect a antrenat o anumită opoziție în ciuda faptului că bazinul a cunoscut deja dezvoltarea de puțuri de petrol convenționale de circa 50 de ani încoace. [Leteurtrois 2011]

2. IMPACTUL ASUPRA MEDIULUI

CONSTATĂRI PRINCIPALE

- Un impact inevitabil este gradul ridicat de ocupare a terenurilor necesară instalațiilor de foraj, spațiilor de parcare și staționare a camioanelor, echipamentului, infrastructurilor de prelucrare și transport al gazului, precum și căilor de acces.
- Printre consecințele posibile majore putem menționa emisiile de poluanți, contaminarea pânzei freatice din cauza fluxurilor necontrolate de gaz sau de fluide datorate erupțiilor sau deversărilor, scurgerile de fluid de fracturare și evacuările necontrolate ale apelor uzate.
- Fluidele de fracturare conțin substanțe periculoase, iar lichidele respinse conțin în plus metale grele și substanțe radioactive provenite din depozite.
- Experiența americană arată că accidentele sunt numeroase, ceea ce poate dăuna mediului și sănătății umane. La un procent de 1-2 % din totalul permiselor de forare, s-au semnalat încălcări ale cerințelor juridice. Multe dintre aceste accidente se datorează manipulărilor incorecte sau echipamentelor care prezintă orificii de scurgere.
- În proximitatea puțurilor de gaz, se semnalează cazuri de contaminare a apelor subterane cu metan, care în condiții extreme provoacă explozia unor imobile rezidențiale, precum și contaminări cu clorură de potasiu, care antrenează o salinizare a apei potabile.
- Aceste consecințe se acumulează odată cu densitatea puțurilor care exploatează formațiuni șistoase (până la șase platforme pe km²).

2.1. Fracturarea hidraulică și impactul posibil asupra mediului

Una dintre caracteristicile comune ale formațiunilor geologice dense care conțin hidrocarburi este permeabilitatea lor scăzută. Din acest motiv, metodele utilizate pentru extracția gazului de șist, a gazului din formațiuni compacte și chiar a metanului din zăcăminte de cărbune sunt foarte asemănătoare. Ele diferă însă în plan cantitativ. Întrucât formațiunile de gaz de șist sunt de departe structurile cele mai impermeabile, sunt necesare cele mai mari eforturi pentru a accede la pungile de gaz. Exploatarea acestor formațiuni prezintă așadar cele mai ridicate riscuri de mediu. Cu toate acestea, se constată o tranziție continuă de la exploatarea structurilor permeabile de gaz convențional la exploatarea de șisturi gazoase aproape impermeabile, prin extracția de gaze din formațiuni compacte.

Caracteristica lor comună este faptul că trebuie ameliorat artificial contactul între puțurile forate și pungile de gaz. Acest contact se realizează prin așa-numita fracturare hidraulică, denumită și „simulare” sau „fracing” ori „fracking”.

Figura 1 prezintă o secțiune transversală a unui puț obișnuit. Instalația sapă vertical în stratul gazeifer. În funcție de grosimea acestui strat, puțurile sunt doar verticale sau sunt convertite în puțuri orizontale pentru a maximiza contactul cu punga de gaz.

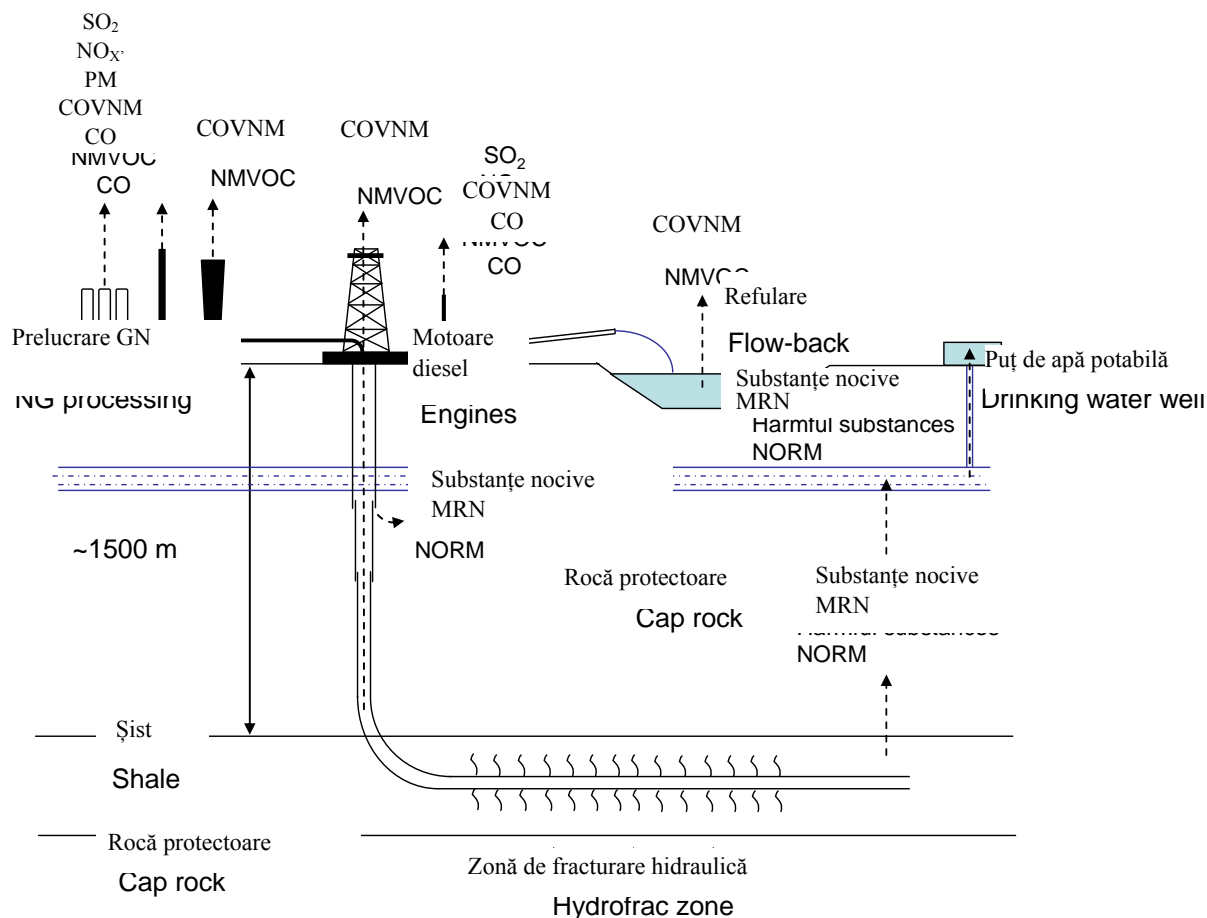
În interiorul acestui strat, sunt utilizați explozibili care să creeze mici fracturi prin perforarea coloanei de tubaj. Aceste fracturi sunt lărgite artificial prin injectarea de apă aflată sub presiune. Numărul fracturilor artificiale, lungimea și poziția acestora în strat (orizontală sau verticală) depind de caracteristicile precise ale formațiunii. Aceste caracteristici influențează lungimea fisurilor artificiale, distanța dintre puțuri (puțurile verticale sunt mai dense decât puțurile orizontale) și consumul de apă.

Apa sub presiune deschide fisurile și permite accesul la un număr cât mai mare de pungi. Odată redusă presiunea, apele uzate amestecate cu metale grele sau radioactive provenite din formațiunea de rocă sunt împinse spre suprafață concomitent cu gazul. Agenții de susținere, în general particule de nisip, sunt amestecați cu apa. Aceștia contribuie la menținerea fisurilor și permit continuarea extracției de gaz. La acest amestec se adaugă produse chimice pentru a asigura o distribuție omogenă a agenților de susținere prin formarea unui gel, pentru a reduce fricțiunile și, în fine, pentru a dizolva structura gelatinoasă la sfârșitul procesului de fracturare și a permite astfel refluxul fluidului.

Figura 1 poate fi utilizată la identificarea impacturilor posibile asupra mediului de-a lungul procesului. Acestea sunt:

- Consumul de spațiu în peisaj, deoarece instalațiile de foraj necesită spațiu pentru echipamentele tehnice, pentru stocarea fluidelor și pentru căile de acces necesare livrării.
- Poluarea atmosferică și fonică, întrucât mașinăria funcționează pe bază de motoare cu combustie: fluidele (inclusiv apele uzate) pot emite substanțe nocive în atmosferă, iar camioanele care asigură activitățile de transport frecvente pot emite compuși organici volatili, alți poluanți atmosferici și zgomot.
- Apa ar putea fi contaminată cu substanțe chimice provenite din procesul de fracturare, dar și cu apele uzate din depozit, care conține metale grele (de exemplu, arsenic sau mercur) ori particule radioactive. Substanțele poluante ar putea migra înspre apele de suprafață și cele subterane din cauze diverse cum ar fi transportul cu camionul, scurgerile din rețeaua colectoare, din bazinele de ape uzate, din compresoare etc., scurgerile provocate de accidente (de exemplu, explozii cu jerbă de lichid de fracturare sau de ape uzate), daunele provocate peretelui de ciment și coloanei de tubaj, sau pur și simplu fluxurile subterane necontrolate aflate de-a lungul fisurilor naturale sau artificiale prezente în formațiuni.
- Cutremurele de pământ provocate de procedeul de fracturare sau de injecția apelor uzate.
- Eliberarea de particule radioactive din subsol.
- În fine, consumul enorm de resurse naturale și tehnice în raport cu gazul sau petrolul recuperabil trebuie analizat printr-o analiză costuri-beneficii a acestor operațiuni.
- Există un risc de impact asupra biodiversității, cu toate că, până în prezent, acesta nu s-a putut dovedi.

Figura 1: Fluxuri potențiale de emisii poluante atmosferice, de substanțe nocive în apă și în sol și de materiale radioactive naturale (MRN)



Sursa: sursă proprie pe baza [SUMI 2008]

2.2. Impactul asupra peisajului

Experiența nord-americană

Exploatarea șisturilor bituminoase gazeifere necesită infrastructuri de foraj care să permită stocarea de material tehnic, de camioane cu compresoare, substanțe chimice, agenți de susținere, apă și containere pentru apele uzate, în cazul în care apa nu este extrasă din puțuri locale și colectată în bazine.

În Pennsylvania, o platformă obișnuită cu mai multe puțuri în fază de forare și fracturare acoperă aproximativ 4-5 acri (16 200-20 250 m²). După o restaurare parțială, platforma de producție poate acoperi o suprafață de 1-3 acri (4 050-12 150 m²) [SGEIS 2009].

Prin comparație, o suprafață similară (~10 000 m²) ocupată de o centrală solară ar putea să genereze aproximativ 400 000 kWh de electricitate pe an³, ceea ce corespunde unei producții de circa 70 000 m³ de gaz natural pe an dacă ar fi transformat în electricitate la un randament de 58 %. Producția medie a sondelor din șistul Barnett (Texas, SUA) se ridică la aproximativ 11 mil. m³ pe sondă în primul an, dar la numai 80 000 m³ în al 9-lea an și la aproximativ 40 000 m³ în al 10-lea an [Quicksilver 2005].

³ Radiații solare: 1 000 kWh pe m² și pe an; randamentul panoului fotovoltaic: 15 %; factor de performanță: 80 %; suprafața panourilor: 33 % din suprafața terenului.

Spre deosebire de extracția energiei fosile, o centrală electrică solară produce electricitate pentru o perioadă mai mare de 20 de ani. La sfârșitul vieții sale, centrala solară poate fi înlocuită cu o nouă centrală fără a fi necesară ocuparea unui spațiu mai mare în peisaj.

Exploatarea formațiunilor de gaz de șist sau de gaz din formațiuni compacte necesită o densitate ridicată a platformelor de foraj. În Statele Unite, distanța dintre puțuri este reglementată la nivel de stat. Aici, distanța obișnuită dintre puțurile convenționale este de un puț la fiecare 640 de acri (1 puț la 2,6 km²). În cazul șistului Barnett, densitatea medie în faza inițială a fost redusă la un puț pe 160 de acri (1,5 puțuri pe km²). Ulterior, au fost autorizate „puțuri intercalate”, care au fost săpate la o distanță de 40 de acri (~6 puțuri pe km²). Această densitate corespunde practicii obișnuite pentru majoritatea șisturilor exploatare intensiv [Sumi 2008; SGEIS 2009].

La sfârșitul anului 2010, fuseseră forate circa 15 000 de puțuri în formațiunea Barnett, a cărei suprafață totală este de 13 000 de km² [RRC 2011; ALL-consulting 2008]. Rezultă o densitate medie de 1,15 de puțuri pe km².

Figura 2 prezintă puțuri de producție a gazului din formațiuni compacte în SUA. În cazul producției de gaz din formațiuni compacte, puțurile iau forma unor platforme de suprafață a câte 6 puțuri fiecare. Densitatea este mai ridicată decât în cazul șistului Barnett, deoarece majoritatea puțurilor de gaz din formațiuni compacte sunt forate vertical.

Figura 2: Puțuri de gaz din formațiuni compacte săpate în piatră de nisip



Sursa: Fotografie realizată de EcoFlight, cu autorizarea SkyTruth – www.skytruth.org

Platformele sunt legate prin rute destinate transportului camioanelor, ceea ce sporește gradul de ocupare a terenului. În Statele Unite, o suprafață suplimentară este ocupată de bazinele de colectare a apelor uzate de reflux înainte ca acestea să fie evacuate de camioane sau conducte. Aceste suprafețe nu sunt încă incluse în dimensiunea platformelor indicată mai sus. Dacă ar fi incluse, suprafața ocupată de operațiunile de producție a gazului s-ar dubla ușor.

După extracție, gazul trebuie transportat la rețelele de distribuție. Dat fiind faptul că majoritatea puțurilor au o producție modestă aflată într-un declin rapid, gazul este foarte adesea stocat pe platformă și încărcat periodic în camioane. Dacă densitatea puțurilor este suficient de ridicată, se construiesc rețele de colectare cu stații de comprimare. Alegerea modului de stocare și de transport depinde de parametrii specifici ai proiectelor și de reglementările în vigoare, la fel și construcția de conducte deasupra sau sub nivelul solului.

Transferabilitatea la condițiile europene și aspecte neclarificate

Permisele de construcție a platformelor sunt acordate de autoritățile de control din industria minieră, pe baza legilor și reglementărilor în vigoare (vezi capitolul 4). Acestea pot să determine distanța minimă dintre puțuri. Este posibil să se urmeze exemplul Statelor Unite și să se întreprindă dezvoltarea unei formațiuni de șisturi cu o distanță mai mare, iar apoi să se crească densitatea pe măsură ce puțurile de producție își epuizează rezervele. După cum s-a indicat la capitolul 5, la majoritatea șisturilor din Europa, volumul obișnuit de gaz disponibil pe unitate de suprafață este probabil comparabil cu cel al șisturilor Barnett și Fayetteville din Statele Unite.

Odată terminate, puțurile trebuie interconectate cu rețelele de colectare. Dacă aceste conducte vor fi construite deasupra sau sub nivelul solului depinde de reglementările în domeniu și de anumite criterii economice. În acest caz, reglementările existente ar trebui adaptate și, poate, armonizate.

2.3. Emisiile de poluanți atmosferici și contaminarea solului

Emisiile pot proveni din următoarele surse:

- Emisii de la camioane și de la echipamentele de foraj (zgomot, particule, SO₂, NO_x, COVNM și CO);
- Emisii provenite în urma prelucrării și transportului gazului natural (zgomot, particule, SO₂, NO_x, COVNM și CO);
- Emisii de substanțe chimice prin evaporare provenite de la bazinele de ape uzate;
- Emisii datorate deversărilor și exploziilor sondelor (dispersia fluidelor de forare sau de fracturare amestecate cu particule provenite din depozit).

Funcționarea echipamentului de foraj consumă mari cantități de carburant, a cărui ardere emană CO₂. De asemenea, în procesul de producție, prelucrare și transport, se pot produce unele emisii fugitive de metan, un gaz cu efect de seră. Aceste emisii sunt evaluate la capitolul 4, dedicat emisiilor de gaze cu efect de seră.

2.3.1. Poluanții atmosferici eliberați în urma operațiunilor normale

Experiența nord-americană

Mai multe plângeri invocând probleme de sănătate pentru oameni și chiar decese în rândul animalelor survenite în apropierea orașelului Dish, în Texas, l-au obligat pe primarul orașului să angajeze un consultant independent care să studieze calitatea aerului și impactul operațiunilor gazifere din interiorul și din afara orașului [Michaels 2010 și referințe citate].

S-au semnalat plângeri similare cu privire la alte situri, însă studiile efectuate la Dish sunt cele mai documentate. În absența oricărei alte activități industriale în regiune, activitățile de extracție a gazului natural în oraș și în împrejurimile sale reprezintă cauza unică a efectelor observate.

Studiul, realizat în august 2009, a confirmat „prezența în concentrații ridicate a unor compuși cancerigeni și neurotoxici în aerul înconjurător și/sau în proprietățile rezidențiale.” Iar apoi: „O mare parte dintre acești compuși analizați în laborator erau metaboliți ai unor substanțe cancerigene umane demonstrate și depășeau nivelurile de depistare pe termen scurt și lung în virtutea normelor TECQ. Compușii care reprezintă un adevărat motiv de îngrijorare sunt aceia care prezintă risc de catastrofă, conform definiției TECQ [Texas Commission on Environmental Quality]” [Wolf 2009].

Potrivit acestui studiu, „au fost adresate municipalității numeroase plângeri cu privire la zgomotul constant și vibrațiile provenite de la stațiile compresoare, precum și mirosurile grele”. Potrivit studiului, un „motiv de îngrijorare deosebit l-au reprezentat cazurile de îmbolnăviri grave și decese semnalate în rândul copiilor tineri în perioada 2007-2008, fără să fie cunoscută etiologia” [Wolf 2009].

De asemenea, în regiunea ce înconjoară Dallas-Forth Worth, activitățile de foraj pentru gaze naturale în șistul Barnett au avut consecințe dramatice asupra calității aerului, conform [Michaels 2010]. Un studiu complet, intitulat „Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements” (Emisiile datorate producției de gaze naturale din regiunea de formațiuni de șist Barnett și posibilități de îmbunătățiri economice rentabile) a fost publicat în 2009 [Armendariz 2009]. Potrivit analizei respective, cinci din cele 21 de comitate vizate unde au loc aproape 90 % dintre activitățile petroliere și gaziere înregistrează ușor cele mai ridicate valori ale emisiilor. De exemplu, proporția compușilor generatori de smog proveniți de la cele cinci comitate a fost măsurată la 165 de tone pe zi în perioada de vârf din vara anului 2009, comparativ cu 191 de tone pe zi în perioada de vârf pentru toate sursele de petrol și gaz (inclusiv transportul) din aceste 21 de comitate [Armendariz 2009]. Astfel, valorile medii la nivel de stat ascund faptul că, în cele mai active cinci comitate, emisiile de poluanți atmosferici sunt cu mult mai ridicate decât valorile medii, ceea ce antrenează niveluri scăzute ale calității aerului.

Comisia pentru calitatea mediului din Texas (Texas Commission on Environmental Quality, TCEQ) a creat un program de control care confirmă parțial concentrațiile deosebit de ridicate în vapori de hidrocarburi proveniți din instalațiile de foraj și din rezervoarele de stocare, precum și niveluri ridicate de benzen în anumite locuri [Michaels 2009]. În ianuarie 2010, TCEQ a publicat un memorandum intern cu privire la programul său de control. Printre principalele sale observații, putem menționa următoarele [TCEQ 2010]:

- „La un eșantion instantaneu prelevat la nivelul gurii sondei de gaz natural Devon Energy, au fost depistate 35 de substanțe chimice care depășeau valorile de referință corespunzătoare pe termen scurt, cu o concentrație a benzenului de 15 000 ppb.” Acest eșantion de aer ambiental din proximitatea gurii sondei - la 1,5 m de sursă - a fost recoltat cu titlu de referință.
- Pe lângă concentrația de benzen din eșantionul recoltat la gura sondei, la unul dintre cele 64 de situri supuse controlului s-a detectat benzen peste valoarea de referință pe termen scurt pentru sănătate de 180 ppb.
- Departamentul Toxicologic este îngrijorat în legătură cu anumite zone unde s-a detectat benzen peste valoarea de referință pe termen scurt pentru sănătate de 1,4 ppb. „S-a detectat benzen peste valoarea de referință pe termen scurt pentru sănătate la 21 de situri monitorizate.”

Transferabilitatea la condițiile europene

Emisiile de compuși aromatici, precum benzenul și xilenul, constatate în Texas, provin în principal de la procesele de comprimare și prelucrare a gazelor naturale, care provoacă o eliberare a celor mai grei compuși în atmosferă. În Uniunea Europeană, emisiile unor substanțe de acest tip este limitată prin lege.

Mașinile utilizate în procesul de forare și extracție, cum ar fi motoarele diesel, sunt probabil identice, la fel și poluanții atmosferici emiși de aceste mașini. Tabelul 1 ilustrează emisiile de poluanți atmosferici provenite de la motoarele diesel staționare utilizate la foraj, fracturare hidraulică și finisare a sondelor, pe baza datelor [GEMS 2010] privind emisiile motoarelor diesel, a cerințelor diesel și a producției de gaz natural preconizate pentru șistul Barnett în [Horwarth *et al.* 2011].

Tabelul 1: Emisiile specifice tipice de poluanți atmosferici de la motoarele diesel staționare utilizate pentru foraj, fracturare hidraulică și finisare

	Emisii pe ieșire mecanică [g/kWh _{mech}]	Emisii pe intrare diesel [g/kWh _{diesel}]	Emisii pe debit de gaz natural al sondei [g/kWh _{NG}]
SO ₂	0,767	0,253	0,004
NO _x	10,568	3,487	0,059
PM	0,881	0,291	0,005
CO	2,290	0,756	0,013
COVNM	0,033	0,011	0,000

Pe lângă factorii de emisie, se recomandă limitarea impactului lor global, întrucât emisiile de la mai multe platforme de foraj au caracter cumulativ atunci când se exploatează un șist cu o sondă, sau mai multe, pe km². Emisiile din faza de dezvoltare trebuie să fie limitate și monitorizate, la fel și emisiile provenite din prelucrarea și transportarea ulterioare, când se adaugă mai multe conducte colectoare.

Aceste aspecte ar trebui abordate în discuțiile referitoare la directivele relevante, de exemplu propunerea de Directivă a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 97/68/CE privind emisiile de poluanți gazoși și pulberi provenite de la motoarele instalate pe mașinile fără destinație rutieră.

2.3.2. Poluanții proveniți de la explozii ale sondelor sau accidente pe siturile de foraj

Experiența nord-americană

În Statele Unite au avut loc câteva explozii grave, majoritatea documentate în [Michaels 2010]. Această listă de referință prezintă pe scurt urătoarele cazuri:

- La 3 iunie 2010, o explozie la o sondă de gaz din Clearfield County, Pennsylvania, a eliberat în atmosferă, timp de 16 ore, cel puțin 35 000 de galoane (132 m³) de ape uzate și gaze naturale.
- În iunie 2010, o explozie la o sondă de gaz din Marshall County, Virginia de Vest, a provocat rănirea și spitalizarea a șapte muncitori.
- La 1 aprilie 2010, un rezervor și o fosă deschisă utilizată la stocarea lichidului de fracturare au luat foc pe o platformă de sonde Atlas. Flăcările au atins 33 m în înălțime și 15 m lățime.

În toate aceste cazuri, întreprinderile implicate au fost amendate. Se pare că aceste accidente se datorează în principal erorilor de manipulare, fie de către personalul nepregătit, fie din cauza unei manevre false. Mai mult, se pare că există diferențe semnificative de la o companie la alta. În subcapitolele următoare sunt descrise și alte accidente.

Transferabilitatea la condițiile europene

Pentru a reduce la minim riscurile de deversări în Europa, se recomandă adoptarea unor regulamente stricte și monitorizarea strictă a aplicării lor. Mai exact, se recomandă să se culeagă statistici la nivel european cu privire la accidente, să se analizeze cauzele acestor accidente și să se tragă concluziile care se impun. În cazul în care anumite companii au antecedente deosebit de negative, poate fi avută în vedere refuzul unor permise noi de explorare sau de producție. Aceste cazuri fac obiectul unor discuții în Parlamentul European în contextul activităților petroliere și gaziere offshore. Un raport din proprie inițiativă pe această temă va fi votat în Comisia pentru industrie, cercetare și energie în iulie 2011.

2.4. Apele de suprafață și apele subterane

2.4.1. Consumul de apă

Forajul convențional al unui puț consumă cantități mari de apă pentru răcirea și lubrifierea capului de forare, dar și pentru eliminarea noroiului de foraj. Fracturarea hidrolică consumă aproximativ de zece ori mai multă apă pentru a stimula puțul prin injecția de apă sub presiune, pentru a crea fisurile.

Un studiu complet al necesarului de apă pentru exploatarea șistului Barnett a fost realizat în numele Texas Water Development Board [Harden 2007]. Studiul conține o analiză a literaturii consacrate consumului specific de apă: Puțurile orizontale necimentate mai vechi cu un singur etaj de fracturare consumau circa 4 MGal (~15 milioane de litri) de apă. Puțurile orizontale cimentate mai recente efectuează fracturarea pe mai multe etaje, pe mai multe grupuri de perforare în același timp. La unul și același puț orizontal, distanța tipică dintre două etaje de fracturare este cuprinsă între 130 și 200 m. Un puț orizontal obișnuit numără aproximativ 3 etaje de fracturare, dar acest lucru nu este obligatoriu. Potrivit unei analize statistice efectuate la circa 400 de puțuri, consumul de apă tipic este de 25-30 m³/m pentru fracturările cu apă [Grieser 2006] și de circa 42 m³/m pentru fracturările mai recente, care folosesc un amestec cu vâscozitate scăzută, distanța fiind lungimea acoperită de partea orizontală a puțului [Schein 2004].

Acest studiu din 2007 conține, de asemenea, scenarii privind consumul de apă pentru exploatarea șistului Barnett în 2010 și 2025. Pentru 2010, necesarul de apă a fost estimat între 12 și 24 milioane m³, care ar urma să fie de 6-24 de milioane m³, în funcție de activitățile de explorare viitoare.

Tabelul 2 prezintă date mai recente cu privire la noile sonde tipice. Dacă facem o estimare aproximativă, cifra de 15 000 m³ pe sondă pare una realistă pentru șistul Barnett. Pe baza acestor cifre, cele 1146 de sonde nou dezvoltate în 2010 (vezi capitolul 4) ar antrena un consum de apă de circa 17 miliarde de litri în 2010, cifră în concordanță cu previziunea pentru 2010, amintită mai sus. Acest consum trebuie comparat cu consumul de apă pentru toți ceilalți consumatori, care se ridică la circa 50 de miliarde de litri (Harden 2007). Această comparație se bazează pe consumul de apă din acele comitate unde au avut loc principalele activități de foraj (Denton, Hood, Johnson, Parker, Tarrant și Wise).

Tabelul 2: Necesarul de apă al diferitelor puțuri pentru producția de gaze de șist (m³)

Sit/regiune	Total (pe puț)	Exclusiv fracturare	Sursa:
Șistul Barnett	17 000		Chesapeake Energy 2011
Șistul Barnett	14 000		Chesapeake Energy 2011
Șistul Barnett	Nu există date	4500 - 13250	Duncan 2010
Șistul Barnett	22 500		Burnett 2009
Bazinul Horn River (Canada)	40 000		PTAC 2011
Șistul Marcellus	15 000		Arthur <i>et al.</i> 2010
Șistul Marcellus	1500 - 45 000	1135 - 34 000	NYCDEP 2009
Șistul Utica, Québec	13 000	12 000	Questerre Energy 2010

De asemenea, este posibil ca puțurile forate în vederea producerii gazelor de șist să trebuiască fracturate de mai multe ori în cursul exploatării lor. Fiecare operațiune de fracturare suplimentară poate să necesite mai multă apă decât precedentă [Sumi 2008]. În anumite cazuri, puțurile pot fi refracturate de până la 10 ori [Ineson 2010].

2.4.2. Contaminarea apei

Experiența nord-americană

Contaminarea apei poate fi provocată de următorii factori:

- Deversarea noroiului de foraj, a lichidului de refulare și a fluidului sărat din bazine sau din rezervoarele de reziduuri, provocând contaminarea și salinizarea apei.
- Scurgeri sau accidente provocate de activitățile de suprafață, de exemplu scurgerile din conducte sau bazine cu lichide sau ape uzate, manipularea neprofesionistă sau echipamentul învechit.
- Scurgeri cauzate de cimentarea incorectă a puțurilor.
- Scurgeri prin structurile geologice, prin fisurile sau pasajele naturale sau artificiale.

De fapt, majoritatea plângerilor la adresa fracturării hidraulice se referă la riscul de contaminare a apelor subterane. Practic, pe lângă accidentele și deversările specifice, accentul se pune pe intruziunea lichidelor de fracturare sau a metalelor provenite din structurile mai adânci.

O analiză detaliată a fost efectuată în 2008 în comitatul Garfield, Colorado. „Colorado Oil and Gas Conservation Commission” păstrează arhive ale deversărilor semnalate imputabile activităților petroliere și gaziere. În perioada ianuarie 2003 – martie 2008, s-au semnalat în total 1549 de deversări. [COGCC 2007; citat în Witter 2008]. Douăzeci la sută dintre aceste deversări au provocat o contaminare a apei. De notat faptul că numărul deversărilor este în creștere. De exemplu, în comitatul Garfield s-au semnalat 5 deversări în 2003 și 55 în 2007.

Potrivit unui studiu ulterior cu privire la contaminarea apelor subterane, se constată „o tendință de creștere a concentrațiilor de metan în cursul ultimilor șapte ani, creștere care coincide cu înmulțirea numărului de sonde de gaz instalate pe zăcămintul Mamm Creek.

Valorile metanului din apele subterane observate înaintea forajului indică o concentrație naturală mai mică de 1 ppm, exceptând cazurile de metan biogenic captat în elesteie și pe fundul cursurilor de apă. [...] Datele izotopice pentru eșantioanele de metan arată că majoritatea eșantioanelor care prezintă o concentrație ridicată de metan sunt de origine termogenă. În paralel cu creșterea concentrației de metan, se constată o creștere a numărului de puțuri de apă subterană cu concentrație ridicată de cloruri, care poate fi corelată cu numărul puțurilor de gaz.” [Thyne 2008] Firește, există o corelație clară între spațiu și timp: nivelurile de metan sunt mai ridicate în regiunile care prezintă o densitate mai ridicată a puțurilor, iar aceste niveluri au crescut în timp, odată cu înmulțirea numărului de puțuri.

Un studiu mai recent, efectuat de [Osborne 2011] confirmă aceste rezultate în pânzele freatice situate deasupra formațiunilor de șist Marcellus și Utica din nord-estul Pennsylvaniei și în nordul statului New York. În zonele active de extracție a gazului, concentrațiile medii de metan din puțurile de apă potabilă erau de 19,2 mg/l, cu un nivel maxim de 64 mg/litru, ceea ce reprezintă un risc de explozie. În regiunile învecinate cu structură geologică similară dar fără activități de extracție a gazului, concentrația de referință era de 1,1 mg/litru [Osborn 2011].

În total, au fost înregistrate peste 1000 de plângeri legate de contaminarea apei potabile. Un raport care afirmă că se bazează pe datele Departamentului de protecție a mediului din Pennsylvania (Pennsylvania Department of Environmental Protection) numără 1614 de abateri de la legislația de stat în materie de petrol și gaz în cursul operațiunilor de foraj în șistul Marcellus pe o perioadă de doi ani și jumătate [PLTA 2010]. Două treimi dintre aceste infrațiuni au „cel mai probabil un impact negativ asupra mediului”. Unele dintre acestea sunt incluse în [Michaels 2010].

Accidentul cel mai spectaculos documentat oficial a fost explozia unui imobil de locuințe provocată de operațiunile de foraj și infiltrarea ulterioară a metanului în sistemul de alimentare cu apă al locuinței [ODNR 2008]. Raportul Departamentului de resurse naturale (Department of Natural Resources) a identificat trei factori care au condus la explozia casei: (i) cimentarea incorectă a tubajului de producție, (ii) decizia de a începe fracturarea hidraulică a puțului fără o cimentare suficientă a coloanei de tubaj și, cel mai important, (iii) perioada de 31 de zile de după fracturare, în cursul căreia spațiul inelar dintre suprafață și tuburile de producție a fost „în cea mai mare parte blocată” (citată după [Michaels]).

În majoritatea cazurilor, contaminarea apei cu metan sau clorură s-a putut atesta, în schimb, infiltrarea benzenului și a altor lichide de fracturare rareori poate fi demonstrată. Cu toate acestea, o eșantionare din 2009 a puțurilor de apă potabilă din Wyoming efectuată de Agenția americană de protecție a mediului (Environmental Protection Agency) a relevat prezența unor substanțe chimice utilizate frecvent în procesul de fracturare hidraulică: „La începutul acestei luni, Regiunea VIII și-a publicat rezultatele eșantionării efectuate în puțurile de apă din Pavillion, WY – la cererea locuitorilor regiunii – care au demonstrat prezența unor contaminanți de foraj la 11 din cele 39 de puțuri testate, inclusiv 2-butoxi-etanol (2-BE), o componentă cunoscută prezentă în lichidele de fracturare hidraulică, la trei puțuri testate, precum și prezența metanului, a unor compuși organici din sfera diesel și a unui tip de hidrocarburi cunoscute sub denumirea de adamantan” [EPA 2009].

În multe cazuri, companiile responsabile au fost deja amendate pentru încălcarea legilor în vigoare în statul în cauză. De exemplu, Cabot Oil & Gas a primit o notă din partea Pennsylvania Department of Environmental Protection, potrivit căreia: „Cabot a provocat infiltrarea gazului din formațiunile inferioare în apa dulce subterană”. [Lobbins 2009]

Pe baza datelor istorice disponibile pentru statul New York, s-a estimat o rată a accidentelor de 1 la 2 %. [Bishop 2010] Cifra pare plauzibilă. Cu toate acestea, având în vedere cele peste 1600 de încălcări menționate mai sus doar în partea din Pennsylvania a șistului Marcellus, se poate atinge o rată mult mai ridicată dacă se iau în considerare cele aproximativ 2300 de puțuri forate în această regiune până la finele anului 2010.

Transferabilitatea la condițiile europene

Majoritatea accidentelor și a infiltrațiilor în apele subterane par să se datoreze erorilor de manipulare, ceea ce ar putea fi evitat. Statele Unite au adoptat reglementări, însă controlul și supravegherea operațiunilor sunt insuficiente, fie din cauza constrângerilor bugetare cu care se confruntă autoritățile publice, fie din alte motive. De aceea, problema de bază nu o reprezintă o reglementare incorectă, ci execuția sa printr-o supervizare adecvată. Trebuie să se garanteze nu numai faptul că bunele practici sunt cunoscute, ci și aplicate într-o manieră sistematică.

În plus, continuă să existe un anumit risc ca pasajele nedetectate (de exemplu, vechi puțuri abandonate dar neînregistrate, cu cimentare incorectă, riscuri imprevizibile datorate cutremurelor de pământ etc.) să permită metanului și substanțelor chimice să se infiltreze în apele subterane.

2.4.3. Eliminarea apelor uzate

Lichidele de fracturare sunt injectate în formațiunile geologice sub înaltă presiune. Odată eliberată presiunea, un amestec de lichid de fracturare, metan, compuși și apă din depozit este împins înapoi la suprafață. Apa trebuie colectată și evacuată în mod corespunzător. Potrivit anumitor surse din industrie, între 20 % și 50 % din apa utilizată la fracturarea hidraulică a puțurilor de gaz revine la suprafață sub formă de reflux. O parte din această apă este reciclată pentru a servi la fracturarea altor puțuri [Questerre Energy 2010]. Potrivit altor surse, procentul lichidului care revine la suprafață se situează între 9 % și 35 % [Sumi 2008].

Experiența nord-americană

Eliminarea corectă a apelor uzate pare să fie o preocupare majoră în America de Nord. Problema principală o reprezintă cantitatea enormă de ape uzate și configurația incorectă a stațiilor de tratare. Reciclarea ar fi posibilă, dar acest lucru ar genera o creștere a costurilor proiectelor. Se semnalează numeroase probleme legate eliminarea incorectă a apelor uzate. Câteva exemple:

- În august 2010 „Talisman Energy” a fost amendată în Pennsylvania pentru o deversare din 2009 care eliberat 4200 de galoane (~16 m³) de lichid de fracturare hidraulică de reflux într-o zonă umedă și într-un afluent al Webier Creek, care se varsă în râul Tioga, un sit de pescuit în apă rece. [Talisman 2011]
- În ianuarie 2010, „Atlas Resources” a fost amendată pentru încălcarea legislației de mediu la 13 situri de forare din sud-estul Pennsylvaniei, SUA. Atlas Resources nu luase măsuri adecvate pentru controlul eroziunii și sedimentării, ceea ce a provocat scurgeri de nămoluri. De asemenea, Atlas Resources deversase în sol carburant diesel și lichide de fracturare. Atlas Resources este titular a peste 250 de premise de foraj pentru formațiunile Marcellus. [PA DEP 2010]

- La 6 octombrie 2009, Range Resources a fost amendată pentru deversarea a 250 de barili (~40 m³) de lichid de fracturare hidraulică diluat. Motivul deversării a fost o îmbinare defectuoasă la o conductă de transmisie. Lichidul s-a scurs într-un afluent a râului Brush Run, în municipalitatea Hopewell din Pennsylvania [PA DEP 2009].
- În august 2010, în Pennsylvania, Atlas Resources a luat o amendă pentru faptul că a permis lichidului de fracturare hidraulică să deverseze dintr-un bazin de ape uzate, contaminând un bazin hidrografic de înaltă calitate din comitatul Washington. [Pickels 2010]
- Pe o platformă de foraj cu trei sonde de gaz din Troy, Pennsylvania, Fortune Energy a deversat ilegal fluide de refulare într-o fosă de drenaj. Aceste fluide au traversat o zonă de vegetație, ajungând în final într-un afluent al Sugar Creek (citată după [Michaels 2010]).
- În iunie 2010, Departamentul pentru protecția mediului din Virginia de Vest (West Virginia Department of Environmental Protection, DEP) a publicat un raport în care a ajuns la concluzia că, în august 2009, Tapo Energy a deversat o cantitate necunoscută de „substanțe pe bază de petrol” provenite din activități de foraj, într-un afluent al Buckeye Creek din comitatul Doddridge. Această deversare a contaminat râul pe un tronson de circa 5 km (citată după [Michaels 2010]).

Transferabilitatea la condițiile europene

Și de această dată, majoritatea cazurilor de contaminare a apei se datorează manevrelor incorecte. De aceea, aceste probleme trebuie tratate într-o manieră foarte strictă. În Europa, de exemplu în Germania, operațiunile de fracturare hidraulică s-au soldat deja cu accidente. În 2007, de exemplu, conductele de apă uzată de la zăcămintul de gaz din formațiuni compacte „Söhlingen” din Germania s-au rupt, provocând o contaminare cu benzen și mercur. Cu toate că autoritatea minieră regională („Landesbergbehörde”) din Saxonia Inferioară a fost informată corect, publicul a avut cunoștință de acest accident abia în 2011, când întreprinderea a început să înlocuiască terenurile agricole afectate de fluidele scurse în sol. [NDR 2011; Kummetz 2011]

2.5. Cutremurele de pământ

Este binecunoscut faptul că fracturarea hidraulică poate să provoace cutremure mici cu o magnitudine situată între 1 și 3 pe scara Richter [Aduschkina 2000]. De exemplu, în Arkansas, SUA, numărul cutremurelor mici s-a înmulțit de zece ori în ultimii ani [AGS 2011]. Există temeri potrivit cărora aceste cutremure sunt rezultatul intensificării activităților de foraj în șistul Fayetteville. De asemenea, regiunea Fort Worth a cunoscut cel puțin 18 cutremure mici din decembrie 2008 încoace. Numai în orașul Cleburne s-au înregistrat 7 cutremure pământ în perioada iunie-iulie 2009, într-o regiune care nu cunoscuse niciun cutremur în decurs de 140 de ani [Michaels 2010].

În aprilie 2011, în orașul Blackpool din Marea Britanie a avut loc un cutremur mic (1,5 pe scara Richter) care a fost urmat în iunie 2001 de unul mai puternic (2,5 pe scara Richter). Întreprinderea Cuadrilla Resources, care realiza operațiuni de fracturare hidraulică în zona lovită de seism, și-a încetat operațiunile și a comandat o anchetă pe această temă. Aceasta și-a anunțat intenția de a pune capăt operațiunilor în eventualitatea în care se demonstrează existența unei legături între cutremure și activitățile sale de foraj [Nonnenmacher 2011].

2.6. Substanțele chimice, radioactivitatea și consecințele asupra sănătății umane

2.6.1. Materialele radioactive

Materialele radioactive naturale (MRN) sunt prezente în toate formațiunile geologice, în concentrații foarte scăzute măsurate în ppm și ppb. Majoritatea șisturilor negre din Statele Unite au un conținut de uraniu situat între 0,0016 și 0,002 % [Swanson 1960].

Sub efectul procesului de fracturare hidrolică, aceste materiale radioactive naturale precum uraniul, toriul și radiul, fixate în rocă, sunt aduse la suprafață odată cu lichidul de refulare. Uneori se injectează particule radioactive odată cu lichidele în scopuri specifice (de exemplu, pentru a servi drept marcatoare). De asemenea, MRN pot pătrunde prin fisurile din rocă în apele subterane și de suprafață. De obicei, MRN se acumulează în conducte, rezervoare și bazine.

Concentrația de substanțe radioactive diferă de la un șist la altul. Șistul Marcellus, de exemplu, conține mai multe particule radioactive decât alte formațiuni geologice. În cadrul operațiunilor de prelucrare a gazului, MRN pot apărea sub formă de radon în fluxul de gaz natural. Radonul se descompune pentru a forma ^{210}Pb (izotop de plumb), apoi ^{210}Bi (izotop de bismut), ^{210}Po (izotop de poloniu) și, în final, ^{206}Pb (plumb) stabil.

Elementele provenite din descompunerea radonului formează un înveliș subțire pe suprafața interioară a conductelor de intrare, a unităților de tratare, a pompelor și vanelor asociate în principal fluxurilor de tratare a propilenei, a etanului și a propanului. Având în vedere faptul că materialele radioactive se concentrează pe echipamentul utilizat la sondele de petrol și gaze, persoanele cele mai expuse MRN de petrol și de gaz sunt lucrătorii responsabili cu decuparea și alezarea conductelor, eliminarea reziduurilor solide din rezervoare și bazine și renovarea echipamentului de prelucrare a gazului [Sumi 2008].

Experiența nord-americană

În comitatul Onondaga, New York, s-a constatat prezența de radon radioactiv (^{222}Rn) în aerul interior și în pivnițele a 210 case. Toate locuințele situate deasupra șistului Marcellus prezentau concentrații de ^{222}Rn ale aerului interior de peste 148 Bq/m^3 ⁴, concentrația medie din aceste locuințe fiind de 326 Bq/m^3 , adică un nivel mai mult decât dublu față de „nivelul de acțiune” (adică nivelul la care se recomandă proprietarilor să ia măsuri în vederea reducerii concentrației de radon) fixat de Agenția americană de protecție a mediului (EPA) la 148 Bq/m^3 . Concentrația medie a radonului în interiorul locuințelor în Statele Unite este de 48 Bq/m^3 [Sumi 2008]. O creștere cu 100 Bq/m^3 în aer provoacă o creștere cu 10 % a incidenței cancerului pulmonar [Zeeb *et al.* 2009].

Resturile de piatră provenite din zăcămintul de gaze de șist bituminos Marcellus sunt foarte radioactive (de 25 de ori decât radioactivitatea normală la suprafață). Aceste deșeuri au fost răspândite parțial pe sol. Analize ale solurilor efectuate în 1999 indică o concentrație a ^{137}Cs (izotop radioactiv de cesiu) de 74 Bq la kg de sol [NYDEC 2010]. ^{137}Cs este utilizat la analiza formațiunilor geologice în cadrul explorărilor pentru gazele de șist.

Transferabilitatea la condițiile europene

Materialele radioactive naturale (MRN) sunt prezente și în Europa. De aceea, Europa întâmpină aceleași probleme legate de MRN. Concentrația de MRN variază totuși de la un loc la altul. Prin urmare, relevanța particulelor radioactive trebuie evaluată la fiecare bazin gazier de șist sau din formațiuni compacte.

⁴ Valoare convertită din picoCurie pe litru în Bq pe m^3 , $1 \text{ Ci} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Bq}$.

Din acest motiv, înainte eliberării oricărui permis de producție, trebuie dezvăluită compoziția eșantionului prelevat din miezul șisturilor vizate.

2.6.2. Substanțele chimice utilizate

În general, fluidul de fracturare este compus din 98 % apă și nisip și 2 % aditivi chimici. Aditivii chimici conțin substanțe toxice, alergene, mutagene și cancerigene.

Experiența nord-americană

Din motive de secret comercial, compoziția aditivilor nu este divulgată în întregime publicului [Wood *et al.* 2011]. Analiza unei liste cu 260 de substanțe furnizată de statul New York dă următoarele rezultate:

- 58 din cele 260 de substanțe prezintă una sau mai multe proprietăți alarmante.
- 6 sunt prezente în lista 1 din listele 1-4 ale substanțelor prioritare, pe care Comisia Europeană le-a publicat în ceea ce privește substanțele care necesită o atenție imediată din cauza efectelor lor potențiale asupra omului și mediului: acrilamida, benzenul, etilbenzenul, izopropilbenzenul (cumen), naftalenul, acidul etilen diamino tetraacetic de tetrasodiu.
- Una dintre aceste substanțe, naftalenul bis (1-metiletil), face în prezent obiectul unei anchete, fiind considerat substanță persistentă, bioacumulativă și toxică (PBT).
- 2 substanțe (naftalenul și benzenul) sunt prezente în prima listă a celor 33 de substanțe prioritare indicată în anexa X a Directivei-cadru privind apa (DCA) 2000/60/CE – în prezent, anexa II la Directiva privind substanțele prioritare (Directiva 2008/105/CE).
- 17 sunt clasificate ca fiind toxice pentru organismele acvatice (toxicitate acută și/sau cronică).
- 38 sunt clasificate toxine foarte periculoase (pentru sănătatea umană), cum ar fi 2-butoxi etanolul.
- 8 substanțe sunt clasificate drept cancerigene cunoscute, cum ar fi benzenul (clasificare GHS: Carc. 1A) și acrilamida, oxidul de etilen și diferiții solvenți pe bază de petrol cu conținut de substanțe aromatice (clasificare GHS⁵: Carc. 1B).
- 6 sunt suspectate a fi carcinogene (Carc. 2), cum ar fi clorhidratul de hidroxilamină.
- 7 sunt clasificate ca mutagene (Muta. 1B), cum ar fi benzenul și oxidul de etilen.
- 5 sunt clasificate ca având efecte asupra reproducerii (Repr. 1B, Repr. 2).

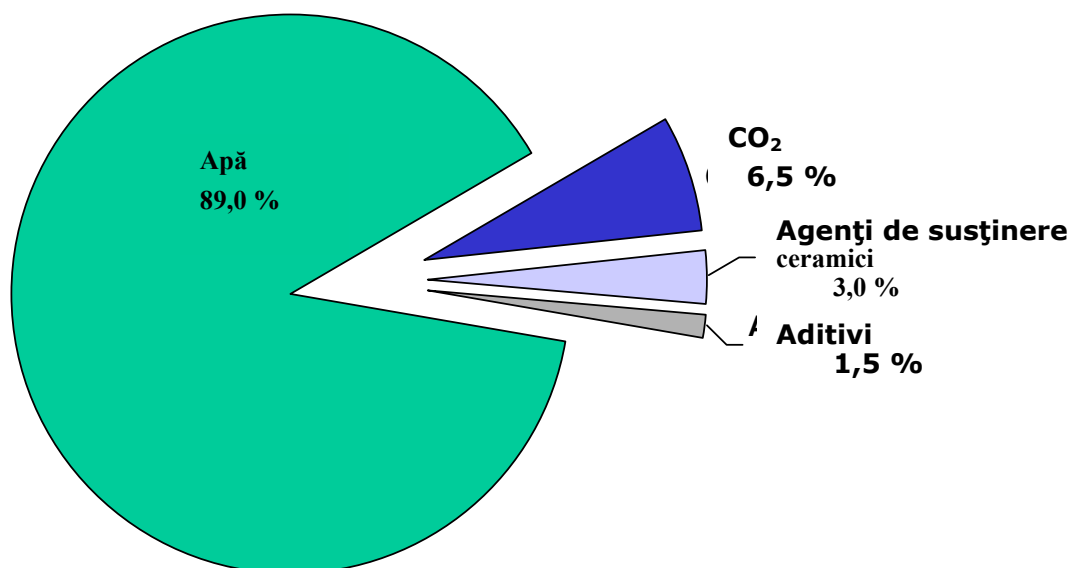
2-butoxi etanolul (denumit și etilenglicol monobutil eter) este utilizat adesea ca aditiv chimic [Bode 2011], [Wood *et al.* 2011]. Acesta este toxic la niveluri de expunere relativ scăzute. Timpul de semi-dezintegrare a 2-butoxi etanolului din apele de suprafață naturale durează între 7 și 28 de zile. Cu un nivel de biodegradare aerobă atât de lent, există riscul unui contact direct între persoane, animale sălbatice și domestice și 2-butoxi-etanol, prin ingestie, inhalare, sorbție dermică și prin contact ocular, prin forma sa lichidă sau de vapori, în momentul în care apele blocate ajung la suprafață. Biodegradarea aerobă necesită oxigen, ceea ce înseamnă că 2-butoxi-etanolul persistă mai mult cu cât acesta este injectat mai adânc în straturile subterane [Colborn 2007].

Transferabilitatea la condițiile europene

⁵ Sistemul global armonizat de clasificare și etichetare a substanțelor chimice.

Figura 3 prezintă componența fluidului de fracturare (6405 m³) utilizat la puțul de gaz din formațiuni compacte „Goldenstedt Z23” din Saxonia Inferioară, Germania.

Figura 3: Componența lichidului de fracturare utilizat la „Goldenstedt Z23” din Saxonia Inferioară, Germania



Fluidul de fracturare conține 0,25 % substanțe toxice, 1,02 % substanțe dăunătoare sau toxice pentru sănătatea umană (0,77 % sunt clasificate ca dăunătoare „Xn”, iar 0,25 % ca prezentând o toxicitate acută „T”) și 0,19 % substanțe nocive pentru mediu. La platforma Goldenstedt Z23 din Saxonia Inferioară, Germania, s-au utilizat circa 65 m³ (mai mult decât echivalentul a două camioane cisternă de 26 t încărcătură utilă și 40 t încărcătură brută) de substanțe nocive pentru sănătatea umană, dintre care 16 t de substanțe cu toxicitate acută.

De cele mai multe ori, compoziția detaliată a aditivilor chimici este confidențială și, de aceea, nu este publicată. Una dintre aceste substanțe este clorura de tetrametilamoniu, care este toxică și nocivă în apa potabilă, chiar și în cantități mici. Conform [Bode 2011], pentru fracturarea hidraulică din Saxonia Inferioară, Germania, s-au utilizat ca aditivi chimici substanțe toxice cum ar fi 2-butoxietanolul, 5-cloro-2-metil-4-izotiazol-3-onă și 2-metilizotiazol-3(2H)-onă.

Tabelul 3: Selecția substanțelor utilizate ca aditivi chimici în fluidele de fracturare în Saxonia Inferioară, Germania

Nr. CAS	Substanța	Formula	Efectele asupra sănătății	Clasificarea GHS
111-76-2	2-butoxietanol	$C_6H_{14}O_2$	toxic	GHS07
26172-55-4	5-cloro-2-metil-4-izotiazol-3-onă	C_4H_4ClNOS	toxic	GHS05 GHS08 GHS09
2682-20-4	2-metilizotiazol-3(2H)-onă	C_4H_5NOS	toxic	GHS05 GHS08 GHS09
9016-45-9	Etoxilat de nonilfenol	$C_mH_{2m+1}-C_6H_4OH(CH_3CH_2O)_n$	toxic	GHS05 GHS07 GHS09
75-57-0	Clorură de tetrametil-amoniu	$C_4H_{12}ClN$	toxic	GHS06 GHS07

Sursa: GHS: Sistemul global armonizat (GHS)

Fracturarea hidraulică poate să afecteze, de asemenea, mobilitatea substanțelor prezente în mod natural sub suprafață, cum ar fi mercurul, plumbul și arsenicul. Dacă aceste fracturi se extind dincolo de formațiunea-țintă, ori dacă tubajul sau cimentarea din jurul canalului de forare cedează sub presiunea exercitată de fracturarea hidraulică, aceste substanțe își pot croi drum până la o sursă subterană de apă potabilă. Se pot forma și alte substanțe toxice sub efectul reacțiilor biogeochimice complexe cu aditivii chimici utilizați în fluidul de fracturare [EPA 2011].

Substanțele chimice prezente în mod natural pot să apară, de asemenea, în lichidele de refulare. Există cunoștințe limitate referitoare la eficacitatea procedurilor actuale de tratare pentru suprimarea adecvată a anumitor compuși ai lichidului refulat și ai apei produse. [EPA 2011].

2.6.3. Consecințele asupra sănătății umane

Posibilele efecte asupra sănătății sunt cauzate în mare parte de emisiile în aer sau în apă. În principal, este vorba de cefalee și de efecte pe termen lung provocate de compuși organici volatili. Contaminarea apelor subterane poate fi periculoasă dacă locuitorii intră în contact cu apa contaminată. De exemplu, copiii mici spălați frecvent cu apa contaminată pot să sufere alergii și să aibă probleme de sănătate. Fosele de ape uzate și fluidele de refulare pot fi periculoase dacă vin în contact cu pielea.

Experiența nord-americană

Dincolo de efectele potențiale, efectele reale asupra sănătății și legătura lor directă cu activitățile de fracturare hidraulică sunt rareori documentate. În general, cefaleea figurează printre problemele semnalate cel mai frecvent.

În vecinătatea comunității Dish din Texas, SUA, s-au raportat deja boli și decese ale cailor tineri (vezi capitolul 2.3) [Wolf 2009].

Vom descrie în cele ce urmează două cazuri extreme destul de bine documentate, cu toate că nu s-a putut demonstra o legătură cu activitățile de extracție a gazului. Primul caz este descris într-o mărturie scrisă prezentată Comisiei de control și reformă guvernamentală a Camerei Reprezentanților din Statele Unite (House Committee on Oversight and Government Reform):

„O femeie [Laura Amos] din Silt, comitatul Garfield, Colorado, m-a contactat pentru a-mi spune că a dezvoltat o tumoare suprarenală foarte rară, fiind nevoită să sufere extracția tumorii și a glandei suprarenale. Tumorile suprarenale reprezintă unul dintre efectele 2-BE [2-butoxietanol]. Ea mi-a spus că locuiește la o distanță de 270 m de o platformă activă de forare a gazului angajată în activități de fracturare frecvente. În timpul unei astfel de fracturări, puțul de apă al casei a explodat. Aceasta a început să descrie problemele de sănătate ale altor persoane care locuiesc în apropiere”. [Colborn 2007]

și:

„La mijlocul lunii august [2008], dezbaterile s-au intensificat în Colorado în urma unei știri potrivit căreia Cathy Behr, o infirmieră în serviciul de urgențe din Durango, Colorado, era să-și piardă viața după ce a tratat un prospector care fusese împrăscat cu lichid în timpul unei deversări a fluidului de fracturare pe un sit de gaz natural al BP. Behr a fost cea care l-a dezbrăcat pe bărbat și i-a strâns hainele în saci de plastic.... Câteva zile mai târziu, Behr se afla în stare critică, suferind de insuficiența mai multor organe.” [Lustgarten 2008]

2.7. Beneficii ecologice posibile pe termen lung

Cu excepția unei reduceri posibile a emisiilor de gaze cu efect de seră, extracția gazelor de șist nu prezintă niciun avantaj ecologic potențial pe termen lung. O diminuare a emisiilor de gaze cu efect de seră ar fi posibilă dacă resursele fosile cele mai poluante, îndeosebi cărbunele și petrolul, ar fi înlocuite cu gaze de șist și dacă extracția gazelor de șist ar genera emisii de gaze cu efect de seră mai puține decât extracția cărbunelui și a petrolului, de-a lungul întregului ciclu al carburantului. Rezultatele descrise la capitolul 3 indică faptul că acest lucru probabil nu se va întâmpla, sau se va întâmpla într-o mică măsură. Rezultatele prezentate la capitolul 5 arată că gazele de șist aduc doar o contribuție modestă, chiar marginală, la aprovizionarea Europei cu energie.

Consecințele descrise la secțiunile de mai sus demonstrează că extracția gazelor de șist antrenează o serie de riscuri grave pentru mediu. Prin urmare, nu putem pretinde că va exista o diminuare a riscurilor în raport cu activitățile convenționale de extracție a petrolului și gazului, inclusiv a riscului de poluare accidentală de mare amploare, cum ar fi recenta catastrofă din Golful Mexic. Trebuie subliniat aici că tipurile de risc, probabilitățile și consecințele lor potențiale sunt diferite în plan cantitativ și calitativ. O evaluare detaliată a acestora ar ieși din cadrul prezentei analize.

2.8. Discutarea riscurilor în cadrul dezbaterilor publice

În cadrul dezbaterilor publice consacrate fracturării hidraulice, au fost avansate diferite argumente menite să submineze importanța evaluării impactului de mediu descrisă mai sus. Este vorba de următoarele argumente:

- *Infracțiunile și incidentele constatate se datorează relor practici ale companiilor în cauză, care sunt, în mare, companii mici neimplicate în activități derulate în Europa.* Se poate considera că acest argument politic subliniază importanța unui control independent al riscurilor și al consecințelor posibile ale operațiunilor de fracturare hidraulică.
- *Contaminarea apelor subterane cu metan se datorează nivelurilor naturale ale metanului, create de descompunerea metanului biogenic din subsol.* Analiza științifică a compoziției izotopilor și analiza statistică a corelațiilor dintre creșterea concentrațiilor de metan și intensificarea activităților de fracturare demonstrează [fără echivoc](#) că contaminarea cu metan a apelor subterane este provocată de metanul fosil provenit din formațiuni geologice.
- *Nu s-a dovedit în mod clar că activitățile de fracturare hidraulică și antrenează o contaminare a apelor subterane.* Evident, este foarte dificil să se dovedească o legătură directă între contaminări și activitățile menționate. Cu toate acestea, nu lipsesc cazuri în care astfel de dovezi au fost găsite, precum și multe situații în care dovezile indirecte au demonstrat legătura.
- *Prin utilizarea unei tehnologii de vârf și a unui personal format, accidentele și problemele întâlnite în cadrul activităților din Statele Unite pot și vor fi evitate în Europa.* Unul dintre marile obiective ale acestei analize este de a evalua consecințele și riscurile potențiale, pentru a permite Europei să le evite. Trebuie notat totuși că respectarea cerințelor necesare va presupune anumite costuri care vor frâna dezvoltarea, ceea ce poate să elimine atractivitatea economică a extracției gazelor de șist și să reducă contribuția energetică la un nivel marginal.
- *Riscurile (mici) rămase trebuie evaluate în raport cu avantajele economice ale exploatării zăcămintelor europene de gaze de șist.* Aspectele economice ale extracției gazelor de șist ies din cadrul prezentei analize. Cu toate acestea, se cuvine subliniat faptul că fracturarea hidraulică este mult mai costisitoare decât metodele de extracție convenționale. Atractivitatea economică a dezvoltării gazelor de șist în Europa nu a fost încă demonstrată. Înainte de acordarea unui permis de extracție, trebuie să se efectueze în mod obligatoriu, pentru fiecare puț, o analiză a costurilor și a beneficiilor, ținând seama de toate aspectele pertinente cuprinse în ACV.

2.9. Consumul de resurse

Experiența nord-americană

Tabelul 4 prezintă o sinteză a materialelor și a deplasărilor camioanelor, asociate activităților de exploatare a gazelor naturale.

Tabelul 4: Estimarea cantităților de materiale și a deplasărilor camioanelor asociate activităților de exploatare a gazelor naturale [NYCDEP 2009]

Activitate	Materiale/deșuri	Cantitate ⁽¹⁾	Deplasări conexe ale camioanelor
Platformă cu o singură sondă, cu o lungime totală a puțului situată între 1500 și 4000 m, cu o adâncime de 900-2100 m și un parcurs lateral de 600-1800 m, cu un tubaj de producție de 15 cm în diametru și o gaură de foraj de 20 cm în diametru. Parcursul lateral este tubat, dar necimentat.			
Accesul la sit și construcția platformei de foraj	Îndepărtarea vegetației și lucrări de terasament	0,8-2,0 ha pe sit, plus căi de acces necesare	20-40
Instalarea sondei de foraj	Echipament		40
Produce chimice de foraj	Diferite substanțe chimice		
Apă de foraj	Apă	40-400 m ³	5-50
Tubaj	Conductă	2100-4600 m (60 - 130 t) de tubaj	25-50
	Ciment (pastă)	14-28 m ³	5-10
Deșuri de foraj	Rocă/pământ/material e din formațiune	71-156 m ³	În funcție de tratarea ulterioară a deșeurilor
Ape uzate de foraj	Deșuri de câmp de foraj	40-400 m ³	5-50
Instalare de simulare	Echipament		40
Perforarea tubajului	Explozibili	Sarcină unică ~25 g, nicio estimare privind numărul de sarcini per parcurs lateral	
Fluid de fracturare - apă	Apă	11 355-34 065 m ³	350-1 000
Fluid de fracturare - substanțe chimice	Diferite substanțe chimice	Între 114 și 681 m ³ , presupunând că produsele chimice constituie între 1 și 2 % din volumul fluidului de fracturare	5-20
Fluid de fracturare - ape uzate	Fluide de fracturare uzate	11 355-34 065 m ³	350-1 000
Finisarea platformei de foraj	Echipament		10
Colectarea gazelor	Apa produsă	57 m ³ pe puț și pe an în medie	2-3
Număr total estimat al deplasărilor camioanelor pe puț			800 - peste 2 000

⁽¹⁾ Unități americane convertite în unități metrice

Transferabilitatea la condițiile europene

Informațiile disponibile până la această dată conduc la concluzia că consumul de resurse, cerințele energetice (și emisiile de GES conexe – vezi capitolul 3) sunt mai ridicate pentru dezvoltarea zăcămintelor de gaze de șist decât pentru dezvoltarea zăcămintelor convenționale de gaze naturale. Producția de gaze naturale pe fiecare puț prezintă diferențe considerabile, unele puțuri producând de până la zece ori mai mult decât altele. Astfel, consumul specific de resurse și energie și emisiile de GES conexe variază cu un factor de peste zece pentru fiecare m³ de gaz natural extras. În consecință, pentru a obține date pertinente și fiabile, fiecare formațiune de gaz de șist trebuie evaluată separat.

3. BILANȚUL GAZELOR CU EFECT DE SERĂ

CONSTATĂRI PRINCIPALE

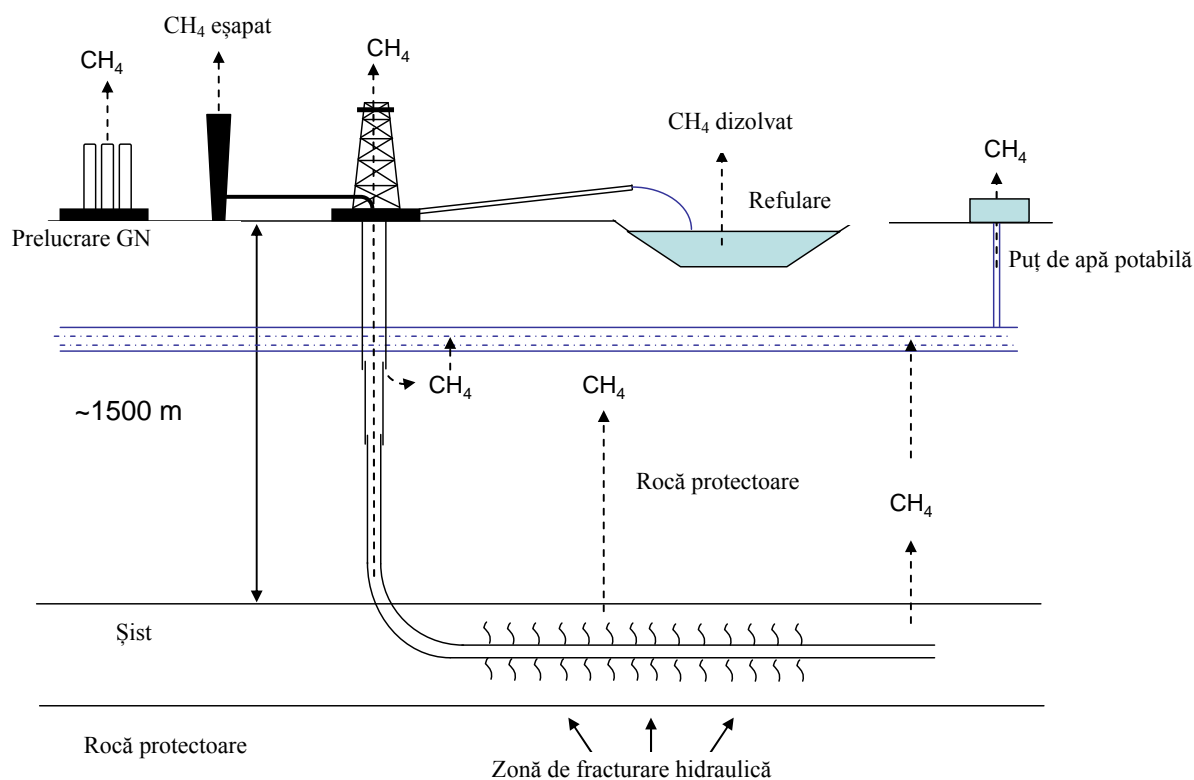
- Emisiile fugitive de metan au un impact uriaș asupra bilanțului gazelor cu efect de seră.
- Potrivit evaluărilor existente, pentru producția și prelucrarea gazului natural neconvențional se emit între 18 și 23 g echivalent CO₂ pe MJ, reprezentând emisii indirecte de GES.
- Emisiile potențiale provocate de infiltrarea metanului în pânzele acvifere nu au fost încă evaluate.
- Cu toate acestea, emisiile specifice fiecărui proiect pot să varieze cu un factor de până la zece, în funcție de producția totală de metan a puțului.
- În funcție de mai mulți factori, emisiile de GES ale gazului de șist în raport cu conținutul său energetic pot fi fie relativ scăzute, comparabile cu cele ale gazului natural convențional transportat pe distanțe lungi, fie extrem de ridicate, comparabile cu cele ale antracitului pe întregul său ciclu de viață (de la extracție la ardere).

3.1. Gazele de șist și gazele din formațiuni compacte

3.1.1. Experiența nord-americană

Emisiile de CO₂ apar în procesele de ardere la turbinele de gaz, la motoarele diesel și la boilerile utilizate pentru explorarea, extracția și procesarea gazului de șist. În funcție de conținutul de CO₂ al gazului natural extras, în faza de prelucrare a gazelor naturale pot apărea emisii de CO₂ fără combustie. Conținutul de CO₂ al gazului extras poate atinge 30 % [Goodman *et al.* 2008], ceea ce ar antrena emisii specifice de circa 24 g de CO₂ pe MJ de gaz extras.

În plus, aceste activități eliberează metan, al cărui potențial de încălzire climatică este de 25 g de echivalent CO₂ pe g de CH₄ (conform PCIP și pentru o perioadă de 100 de ani). În faza de explorare și de dezvoltare, emisiile de metan se produc în timpul forajului (evacuarea metanului „de suprafață”), în timpul refulării lichidelor după procesul de fracturare hidrolică și la ieșirea bușonului de foraj după fracturarea hidrolică. În faza de extracție și de prelucrare, apar scurgeri de metan din vane și compresoare, în timpul descărcării lichidelor (al descărcării hidrocarburilor lichide separate) și în timpul prelucrării gazelor naturale. De asemenea, metanul poate fi emis din platformele petroliere avariate. În Statele Unite, se estimează că între 15 și 25 % dintre sonde nu sunt etanșe.

Figura 4: Emisiile de CH₄ cauzate de explorarea, extracția și prelucrarea gazelor de șist

Sursa: sursă proprie pe baza [SUMI 2008]

Explorarea și exploatarea gazelor de șist (foraj inițial și finisare), inclusiv procedura de refulare, contribuie într-o mare măsură la emisiile totale de metan. Tabelul 5 prezintă emisiile de metan provocate de procedura de refulare la patru sonde neconvenționale.

Tabelul 5: Emisiile de metan cauzate de fluidele de refulare de la patru sonde de gaz natural neconvenționale

Bazin	Emisii în timpul refulării [10 ³ m ³ CH ₄]	Producția pe toată sa de viață [10 ⁶ m ³]	Procent emisii de refulare în raport cu producția totală	Emisii de refulare în g ech. CO ₂ /MJ ⁽¹⁾
Haynesville (Șistul Louisiana)	6 800	210 (75)	3,2 %	20,1
Barnett (șistul Texas)	370	35	1,1 %	6,6
Piceance (Colorado, nisip din formațiuni compacte)	710	55	1,3 %	7,9
Uinta (Utah, nisip din formațiuni compacte)	255	40	0,6 %	3,8

(1) 25 g de echivalent CO₂ pe g de CH₄, conform PCIP și pentru o perioadă de 100 de ani.

Sursa: [Cook et al. 2010], [Howarth et al. 2011]

Pentru cele patru sonde neconvenționale de la tabelul 5, emisiile medii de metan datorate fluidelor de refulare reprezintă circa 1,6 % din gazul natural extras. De asemenea, extragerea bușonului, care se efectuează după fracturarea hidraulică, antrenează emisii de metan de aproximativ 0,3 % din gazul natural extras, însumând emisii totale de 1,9 % pentru explorare și dezvoltare. Metanul poate fi parțial captat și ars, pentru a reduce emisiile de metan. În general, circa 50 % din metanul emis poate fi captat și ars. De asemenea, [Howarth *et al.* 2011] avansează ipoteza unui conținut de metan de 78,8 % din gazul natural pentru conversia pierderilor de metan pe volum în pierderi de volum per unitate de energie.

Trebuie notat faptul că emisiile specifice de GES provenite din combustia de foraj depind în mare măsură de cantitatea de gaze naturale care poate fi extrasă. Cantitatea de CO₂ arsă în timpul forării depinde de adâncimea forajului. Cu cât producția de gaz natural pe sondă este mai mică, cu atât sunt mai ridicate emisiile de GES pe MJ de gaz natural extras. Pentru șistul Haynesville, în Louisiana, producția totală pe sondă pe toată durata vieții indicată de [Howarth *et al.* 2011] este surprinzător de ridicată (210 milioane m³ față de 35 - 55 milioane m³ pentru celelalte șisturi și zăcăminte de gaz din formațiuni compacte). Conform [Cook *et al.* 2010], producția totală medie pe sondă din șistul Haynesville Louisiana ar fi de circa 75 milioane m³, și nu de 210 milioane m³ cum o indică [Howarth *et al.* 2011]. Dacă cifra de 75 milioane m³ este realistă și dacă emisiile de metan provenite din refulare sunt constante, emisiile specifice de metan ar fi de 9,0 % în loc de 3,2 %, după cum indică tabelul 5. Emisiile de GES provenite din refulare la șistul Haynesville Louisiana ar crește de la 20 g/MJ la aproximativ 57 g/MJ din gazul natural extras.

Tabelul 6 descrie emisiile de GES provocate de explorarea, extracția și prelucrarea gazelor de șist și a gazelor din formațiuni compacte, calculate în Statele Unite⁶. Emisiile de metan provenite din refulare (incluse în emisiile de metan provenite din „finisare”) au fost calculate pe baza mediei sondelor prezentate la tabelul 5.

⁶ Valoare convertită din g C pentru CO₂ și CH₄ (unitate utilizată în documentul-sursă) în g CO₂ și CH₄.

Tabelul 6: Emisiile cauzate de explorarea, extracția și prelucrarea gazelor de șist în raport cu puterea calorică inferioară (PCI) a gazelor produse

	CO ₂ [g/MJ]	CH ₄ [g/MJ]	N ₂ O [g/MJ]	g ech, CO ₂ /MJ ⁽¹⁾
Pregătirea sitului:				
Perturbări	0,018	-	-	0,018
Defrișări	0,018	<0,01	<0,01	0,018
Consum de resurse	0,550	<0,01	-	0,550
Explorare și dezvoltare:				
Combustie de forare (sonde și fracturări)	0,660 (0,878)	<0,01	<0,01	0,827 (1,045)
Combustie de foraj (mobilă)	0,293 (0,493)	<0,01	<0,01	0,460 (0,660)
Finisare (50 % gaz ars, 50 % gaz eșapat)	0,733 (1,145)	0,254 (0,417)	-	7,077 (11,578)
Producție de gaz:				
Combustie	2,089	-	-	2,089
Rezervor de saramură	-	<0,01	-	
Emisii fugitive diverse	-	0,147	-	3,673
Prelucrare:				
Combustie	1,905	<0,01	-	2,239
Emisii fugitive	0,330	0,027	-	0,998
Total	6,60 (7,43)	0,454 (0,618)	0,00	17,9 (22,9)

⁽¹⁾ 25 g de echivalent CO₂ pe g de CH₄, conform PCIP și pentru o perioadă de 100 de ani. Valori între paranteze: calculate pentru un randament mai scăzut la Haynesville conform Cook *et al.* 2010.

Sursa: [Cook *et al.* 2010], [Howarth *et al.* 2011]

Dacă se aplică randamentul indicat de [Cook *et al.* 2010] pentru șistul Haynesville Louisiana și, dacă emisiile de metan provocate de refulare rămân constante, emisiile globale de GES cauzate de explorarea, extracția și prelucrarea gazelor de șist pentru cele patru puțuri de gaze naturale neconvenționale vor crește de la 17,9 g/MJ la 22,9 g/MJ.

Mai mult, metanul se poate infiltra în apele subterane. În pânzele freatice de deasupra formațiunilor de șist Marcellus și Utica, în nord-estul Pennsylvaniei și în nordul statului New York, există semne care indică o contaminare a apei potabile datorată activităților de fracturare [Osborn *et al.* 2011]. Acest metan poate fi eliberat în atmosferă în timpul utilizării acestei ape, antrenând astfel emisii de GES suplimentare. Aceste emisii, ca și emisiile provocate de eșaparea în timpul forajului, nu sunt incluse în tabelul 6.

În Ohio, Statele Unite, gazele naturale au pătruns în locuințe prin intermediul puțurilor de apă. În satul Bainbridge din comitatul Geauga, o casă a explodat. Cele două persoane aflate în locuință în momentul deflagrației au scăpat nevătămate, însă casa a suferit avarii importante [ODNR 2008]. Se poate concluziona așadar că, astfel, cantități importante de metan pot să migreze înspre pânzele freatice pentru a ajunge în cele din urmă în atmosferă.

În cazul în care nivelul de CO₂ din gazul natural extras depășește valorile avansate în tabelul 6, emisiile de CO₂ în faza de prelucrare a gazelor naturale vor fi și ele mai ridicate (până la 23,5 g/MJ în loc de 0,33 g/MJ pentru un nivel de CO₂ de 30 %). Întrucât nivelul metanului va fi de 70 % în loc de 78,8 %, conform valorilor indicate în [Howarth *et al.* 2011], toate celelalte valori vor crește, atingând o valoare de aproximativ 43,3 g/MJ, și nu de 17,9 g/MJ.

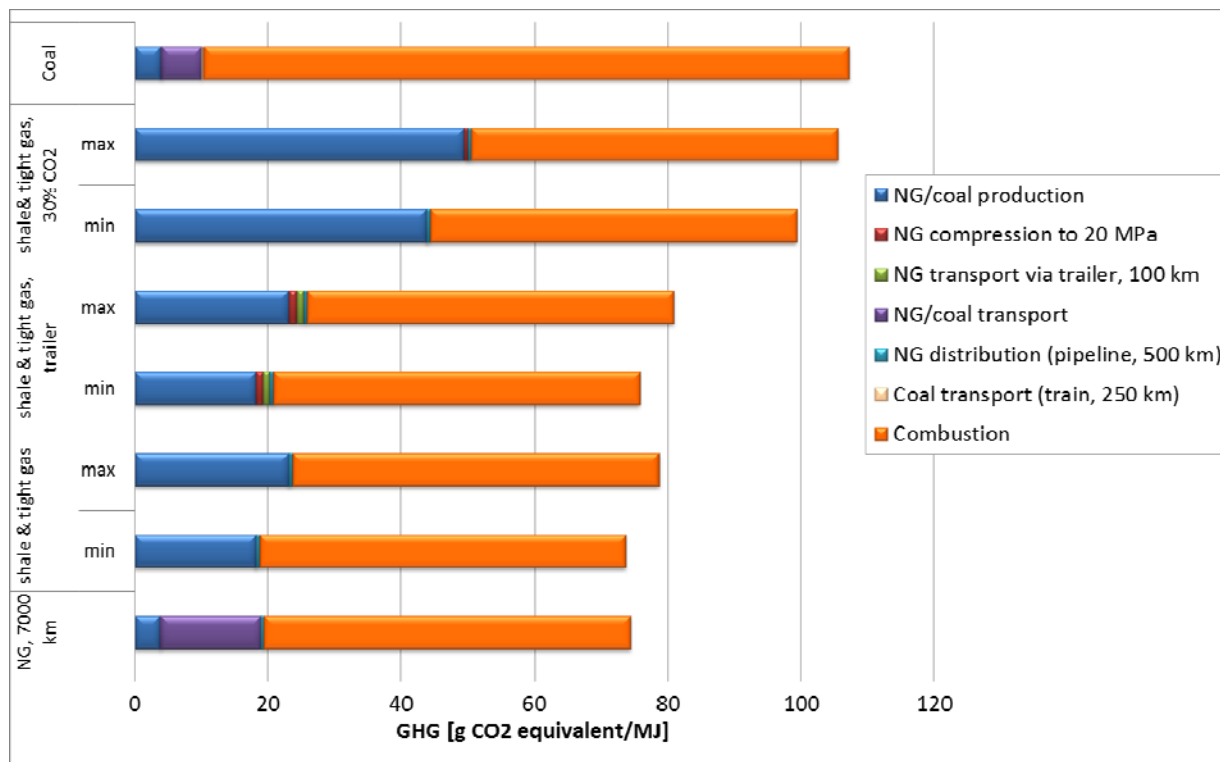
Un alt aspect de luat în considerare este transportul gazelor naturale de la sondă la rețeaua de distribuție a gazelor naturale. Pentru puțurile cu producție de gaz natural relativ scăzută, acesta este transportat sub presiune de camioane-remorcă cu cisternă GNC.

3.1.2. Transferabilitatea la condițiile europene

Există câteva proiecte de exploatare a gazelor naturale neconvenționale în UE. Fracturarea se utilizează nu numai pentru gazele de șist, ci și pentru metanul din zăcăminte de cărbune și pentru gazul din formațiuni compacte. De pildă, ExxonMobil intenționează să producă metan din zăcăminte de cărbune în Renania de Nord-Westfalia, Germania.

Figura 5 ilustrează emisiile de gaze cu efect de seră provocate de dezvoltarea, extracția, distribuția și arderea gazelor de șist și a gazelor din formațiuni compacte și estimate mai sus. În funcție de ipotezele alese, valorile inferioare ale emisiilor totale de GES pentru gazele șist și gazele din formațiuni compacte sunt similare celor ale gazelor naturale convenționale transportate pe distanțe lungi, în timp ce valorile superioare sunt mai apropiate de cele asociate antracitului.

Figura 5: Emisiile de gaze cu efect de seră cauzate de producția, distribuția și arderea gazelor de șist și a gazelor din formațiuni compacte în raport cu gazele naturale convenționale și cu cărbunele



Sursa: sursă proprie

Dacă pierderile de metan din apele subterane ar fi evitate și dacă s-ar porni de la ipoteza că gazul de șist este ars într-o centrală electrică pe bază de turbină pe gaz cu ciclu combinat (TGCC) cu un randament de 57,7 %, emisiile totale de GES legate de alimentarea cu gaze naturale și utilizarea lor ar fi de 460 g pe kWh de electricitate (producție de gaze de șist: 113,5 g/kWh de electricitate; distribuție GN: 3,6 g/kWh de electricitate; ardere: 344,3 g/kWh de electricitate), dacă emisiile de GES pentru producția gazelor de șist ar fi similare cu cele avansate în Statele Unite. Dacă nivelul de CO₂ din gazul extras ar fi de 30 % și dacă emisiile specifice de metan cauzate de refulare ar fi mai ridicate în virtutea unui randament mai scăzut în gaze naturale, emisiile de GES ar crește la circa 660 g pe kWh de electricitate. Pentru a face o comparație, producția de electricitate pe bază de gaze naturale transportate prin gazoduct pe distanțe lungi (7 000) s-ar ridica la 470 g pe kWh de electricitate. Cărbunele produs în Australia și ars într-o centrală electrică utilizând o turbină pe vapori (TV) de generație nouă, alimentată cu cărbune și cu un randament de 46 % ar genera circa 850 g pe kWh de electricitate.

Tabelul 7: GES emise de producția de electricitate din TGCC alimentate cu gaze naturale provenite de la diferite surse în raport cu producția de electricitate din cărbune, în g echivalent CO₂ pe kWh de electricitate

	TGCC (gaze de șist și gaze din formațiuni compacte)		TGCC (gaze de șist și gaze din formațiuni compacte, camion-remorcă)		TGCC (gaze de șist și gaze din formațiuni compacte, 30% CO ₂)		TGCC (GN, 7 000 km	TV pe cărbune
	113,5	144,6 ⁽¹⁾	113,5	144,6 ⁽¹⁾	274,1	309,1 ⁽¹⁾		
Producție GN/cărbune	113,5	144,6 ⁽¹⁾	113,5	144,6 ⁽¹⁾	274,1	309,1 ⁽¹⁾	24,1	31,1
Comprimare GN la 20 MPa	-	-	7,2	7,7	-	3,6	-	-
Transport GN cu camion- remorcă, 100 km	-	-	6,2	6,2	-	-	-	-
Transport GN/cărbune	-	-	-	-	-	-	94,0	47,7
Distribuția GN (gazoduct, 500 km	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	-
Transport cărbune (tren, 250 km)	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Combustie	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	772,8
Total	461	493	475	506	622	661	466	854

⁽¹⁾ Valoarea superioară reprezintă emisiile specifice de metan mai importante datorate producției de gaz natural inferioare celei indicate în [Howarth *et al.* 2011]

Emisiile considerabile de GES legate de producția și utilizarea gazelor de șist în Statele Unite indicate în [Howarth *et al.* 2011] și [Osborn *et al.* 2011] (aproape la fel de ridicate ca în cazul cărbunelui) se explică prin emisiile de metan extrem de ridicate asociate transportului, stocării și distribuției gazelor naturale în Statele Unite (între 1,4 și 3,6 %, plus 7,0-18,0 g de echivalent CO₂ pe MJ care se adaugă la cele 17,9 g/MJ din tabelul 6), în principal din cauza calității precare a echipamentului utilizat în Statele Unite. Pe de altă parte, scurgerile de metan în apele subterane și emisiile de metan eșapate direct în atmosferă în timpul operațiunilor de foraj pot să antreneze emisii de GES mult mai mari decât cele descrise mai sus.

În cazul gazelor naturale convenționale, pierderile de metan în Uniunea Europeană sunt în general mai puține decât cele constatate în Statele Unite, datorită calității superioare a echipamentelor (etanșeitățile gazoductelor, a vanelor etc.). În ceea ce privește procesele specifice gazului neconvențional, nu se cunoaște dacă și în ce măsură emisiile de GES din Uniunea Europeană sunt mai puține decât cele constatate în Statele Unite.

Procesul de fracturare prezintă riscul de eliberare a metanului în apa potabilă și, ulterior, în atmosferă, așa cum s-a întâmplat în Statele Unite.

Potrivit declarațiilor experților, monitorizarea cimentării puțului este obligatorie în Germania, ceea ce reduce riscul pierderilor de metan și al contaminării apelor subterane cu substanțe toxice. De altfel, proiectele din Renania de Nord-Westfalia, Germania, prevăd sisteme închise în locul bazinelor deschise pentru colectarea fluidelor de refulare. În consecință, varianta „50 % gaze arse, 50 % eșapate” avansată de [Horwarth *et al.* 2011] și selectată pentru emisiile de GES indicate în tabelul 6 ar putea fi realistă pentru Europa.

3.1.3. Aspecte neclarificate

Trebuie precizat faptul că, în absența unor date fiabile, există incertitudini mari în ceea ce privește emisiile generate de producția de gaze de șist și gaze din formațiuni compacte. Toate puțurile sunt diferite, însă primele care vor fi exploatate sunt puțurile cele mai productive (care sunt la originea celor mai multe dintre date). Astfel, datele publicate tind să supraestimeze volumul mediu de metan recuperabil dintr-un puț.

Evaluarea cantității metanului provenit din procesul de fracturare hidraulică care se infiltrează în apele subterane și apoi în atmosferă rămâne, de asemenea, un aspect nesoluționat.

3.2. Petrolul din formațiuni compacte

Diferența dintre producția de petrol convențional și producția de petrol din formațiuni compacte nu este întotdeauna bine definită, trecerea de la petrolul convențional la petrolul din formațiuni compacte fiind progresivă. De exemplu, există zăcăminte de petrol brut convențional unde este practică fracturarea hidraulică pentru a crește cantitatea de petrol recuperată. Întrucât producția de petrol din formațiuni compacte folosește fracturarea hidraulică, se pot produce emisii de metan provocate de refulare ca și în cazul gazelor de șist și al gazelor din formațiuni compacte. Nu există date accesibile publicului în ceea ce privește emisiile de metan provenite din producția de petrol din formațiuni compacte.

3.2.1. Experiența europeană

Producția de petrol din formațiuni compacte nu trebuie confundată cu producția de petrol de șist bituminos. În Estonia, șistul bituminos se extrage din 1921 înapoi (din mine de suprafață sau subterane). Petrolul de șist se extrage prin procedeul denumit „autoclavare”, care este de fapt un procedeu de piroliză care generează petrol de șist și gaze de șist. În schimb, petrolul din formațiuni compacte este produs prin foraj și prin fracturare hidraulică.

În Franța, în bazinul parizian, s-au extras 5 milioane de barili din 2 000 de sonde, echivalentul a 2 500 de barili de petrol pe sondă [Anderson 2011]. Este vorba de o extracție convențională a petrolului, fără a recurge la fracturare hidraulică. Pe baza PCI a țigieiului extras, 2 500 de barili de petrol pe sondă pe întreaga sa durată de viață conțin aproape aceeași energie precum 0,5 milioane Nm³ de gaze naturale.

Dacă bazinul parizian ar fi considerat un exemplu tipic de extracție a petrolului din formațiuni compacte, cantitatea de energie care ar putea fi extrasă pe sondă este cu mult mai mică decât în cazul gazelor de șist (0,4 milioane Nm³ în loc de 35 milioane Nm³ pe sondă în cazul șistului Barnett Texas). Dacă aceste puțuri sunt tipice pentru petrolul din formațiuni compacte, emisiile de GES totale cauzate de foraj și fracturarea hidraulică ar fi cu mult mai mari decât în cazul extracției convenționale a petrolului, mai mari și decât în cazul producției de gaze de șist și gaze din formațiuni compacte.

4. CADRUL DE REGLEMENTARE EUROPEAN

CONSTATĂRI PRINCIPALE

- Nu există o directivă (cadru) europeană care să reglementeze activitățile miniere.
- Încă nu s-a elaborat o analiză completă și detaliată accesibilă publicului asupra cadrului normativ european referitor la extracția gazului de șist și a petrolului din formațiuni compacte.
- Actualul cadru de reglementare european în materie de fracturare hidraulică prezintă numeroase lacune. Cea mai importantă carență a sa este că pragul fixat pentru realizarea evaluărilor impactului asupra mediului în cadrul activităților de fracturare hidraulică pentru extracția de gaz natural sau de petrol din formațiuni compacte este mult prea ridicat pentru orice potențiale activități industriale de acest tip, motiv pentru care, acesta ar trebui coborât substanțial. În paralel, sfera de aplicare a Directivei-cadru privind apa ar trebui reevaluată.
- Ar trebui să se efectueze o analiză detaliată și completă a cerințelor în materie de declarare a materialelor periculoase utilizate în procesul de fracturare hidraulică.
- În cadrul unei analize a ciclului de viață (ACV), o analiză minuțioasă costuri/beneficii ar putea fi un instrument de evaluare a beneficiilor globale pentru fiecare stat membru în parte și cetățenii săi.

Scopul acestui capitol este să prezinte o vedere de ansamblu a actualului cadru normativ european în ceea ce privește:

- extracția gazelor de șist, a gazelor din formațiuni compacte și a petrolului din formațiuni compacte; și
- chestiunea dacă există dispoziții adecvate pentru evita riscurile potențiale pentru mediu și sănătatea umană asociate acestor activități.

Subcapitolul 4.1 prezintă cele patru directive europene consacrate activităților miniere. Subcapitolul următor (4.2) oferă mai întâi o imagine de ansamblu asupra altor 10 directive pe care literatura științifică actuală le consideră relevante pentru activitățile miniere. A doua parte a acestui subcapitol (4.2.2) se focalizează pe cele aproximativ 40 de directive cu privire la riscurile specifice gazelor de șist și petrolului din formațiuni compacte. În fine, sunt identificate nouă deficiențe majore ale legislației actuale. Acestea se referă la riscurile potențiale pentru mediu, apă și sănătatea umană, riscuri asociate fracturării hidraulice. Unele dintre aceste deficiențe reflectă dificultățile întâlnite în Statele Unite, altele fac în prezent obiectul unor discuții la nivelul statelor membre ale UE.

4.1. Directivele specifice privind industriile extractive

Obiectivul unei legislații miniere este acela de a crea un cadru juridic care să faciliteze succesul sectorului industrial, să garanteze securitatea aprovizionării energetice și să asigure o protecție suficientă a sănătății, a securității și a mediului.

UE nu dispune de un cadru legislativ global pentru sectorul minier [Safak 2006]. La ora actuală, legislația minieră este, într-o foarte mare măsură, responsabilitatea statelor membre. În majoritatea țărilor, această legislație este rezultatul unei evoluții istorice și nu reflectă neapărat nevoile actuale [Tiess 2011].

Direcția Generală Întreprinderi și Industrie a Comisiei Europene dispune de un sector „Minerit, metale și minerale” al cărui site Internet afirmă că pentru industria extractivă au fost elaborate în mod specific doar trei directive [EC 2010 MMM]. Tabelul 8 completează aceste trei directive cu o a patra directivă, conform [Kullmann 2006].

Tabelul 8: Toate directivele UE elaborate special pentru industriile extractive

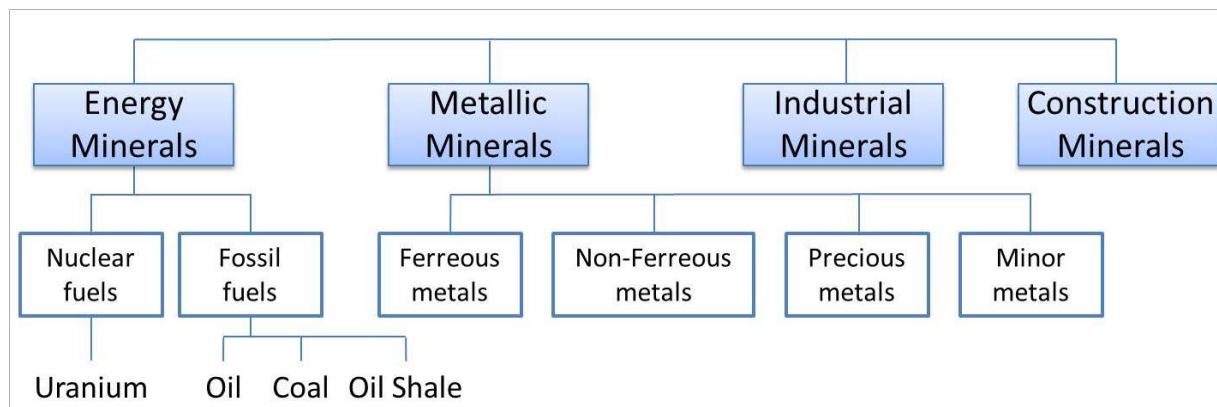
Directiva	Directivele privind industria minieră
2006/21/CE	Directiva privind gestionarea deșeurilor din industriile extractive Directiva privind deșeurile miniere
1992/104/CEE	Directiva privind cerințele minime pentru îmbunătățirea securității și protecției sănătății lucrătorilor din industria extractivă de suprafață și în subteran [a douăsprezecea directivă specială în sensul articolului 16 alineatul (1) din Directiva 89/391/CEE]
1992/91/CEE	Directiva privind cerințele minime pentru îmbunătățirea securității și protecției sănătății lucrătorilor din industria extractivă de foraj [a unsprezecea directivă specială în sensul articolului 16 alineatul (1) din Directiva 89/391/CEE]
1994/22/CE	Directiva privind condițiile de acordare și folosire a autorizațiilor de prospectare, explorare și extracție a hidrocarburilor

Sursa: [CE 2010, Kullmann 2006]

Fracturarea hidrolică produce mari cantități de apă contaminată cu substanțe cancerigene și biocide, cu radon radioactiv și alte substanțe chimice periculoase (vezi subcapitolul 2.6). Directiva privind deșeurile miniere este fundamentală pentru manipularea în siguranță a acestui amestec cumulativ. Fracturarea hidrolică, ca orice activitate de foraj importantă, necesită mașini grele operate de lucrători. Aspectele juridice privind securitatea și protecția sănătății lucrătorilor din mediul minier sunt definite în alte două directive, prezentate în tabelul 8. Cea de-a patra directivă specifică industriei miniere vizează suveranitatea statelor membre pentru acordarea de permise de explorare a hidrocarburilor.

În afara acestor directive, există diferite acte care clarifică în mod special mediul concurențial, de exemplu deschiderea de piețe interne în noile state membre. Un exemplu în acest sens este Declarația privind restructurarea pieței șisturilor bituminoase în Estonia: 12003T/AFI/DCL/08. Întrucât studiul de față se limitează la cadrul juridic privind riscurile potențiale pentru mediu și sănătatea umană, reglementarea piețelor nu este abordată în detaliu.

Figure 6: Structura industriei extractive



Sursa: [Papoulias 2006]

Din perspectivă juridică, industria extractivă prezentată în figura 6 cuprinde două categorii:

- industriile extractive non-energetice (IENE) care exploatează minerale metalice, industriale și de construcții; și
- industriile care exploatează minerale energetice (inclusiv gazele de șist și petrolul din formațiuni compacte).

În general, legislația și lucrările Comisiei Europene se axează în mod explicit pe IENE și, astfel, nu acoperă exploatarea gazelor naturale [CE IENE].

4.2. Directive nespecifice (axate pe mediu și sănătatea umană)

Industria extractivă este reglementată de o multitudine de directive și regulamente care nu vizează în mod special activitățile miniere. Acest paragraf se concentrează asupra actelor normative privind mediul și sănătatea umană. La punctul 4.2, o analiză a literaturii permite o identificare a celor 7-12 directive cele mai relevante și o trimitere la o bază de date completă și structurată care conține sute de acte normative europene. Nu există deocamdată nicio sursă documentară privind cadrul de reglementare european acoperit de prezentul studiu. De aceea, lista prezentată la punctul 4.2.2 este rezultatul unor cercetări derulate special pentru prezentul studiu. În ceea ce privește aspectele de securitate ale fracturării hidraulice, s-au identificat ca fiind relevante aproximativ 40 de directive.

4.2.1. Riscuri generale miniere acoperite de directivele UE

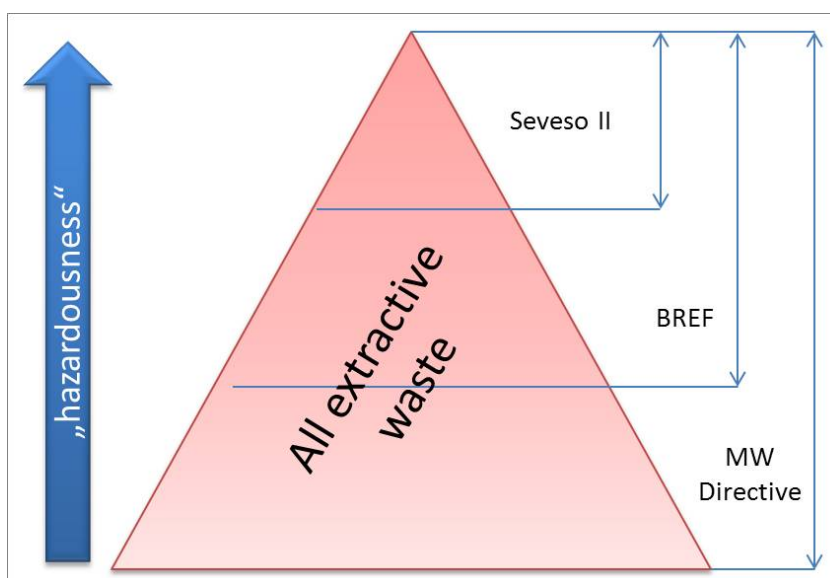
După cum s-a precizat la capitolul 4.1, nu există decât patru directive europene adaptate cerințelor specifice ale industriei extractive. Există totuși alte texte legislative, în special în domeniul mediului, al sănătății și al securității, care acoperă și activitățile miniere [Safak 2006].

Tabelul 9 oferă o primă impresie asupra multitudinii de legislații generice din diferite domenii.

Tabelul 9: Principalele texte legislative relevante pentru industriile extractive

Principalele texte legislative relevante pentru industriile extractive	
Directiva privind deșeurile miniere	Natura 2000
Calitatea aerului înconjurător	Directiva privind apele subterane
Nota BTM (BREF)	Directivele „Habitare” și „Păsări”
Seveso II	Strategia pentru aerul înconjurător
Directiva EIM	Directiva-cadru privind apa
REACH	Răspunderea pentru mediul înconjurător

Un aspect important este faptul că directivele dedicate activităților miniere nu sunt neapărat cele mai stricte. În urma unor incidente grave din trecut, s-a adoptat o legislație mai strictă care vizează îndeosebi substanțele chimice periculoase. După cum o demonstrează figura 7, Directiva privind deșeurile miniere (DM) are un domeniu de aplicare mai larg decât, de exemplu, Directiva Seveso II⁷ [Papoulias 2006].

Figura 7: Cele mai importante directive ale UE care vizează deșeurile extractive

Sursa: [Papoulias 2006]

⁷ Directiva Seveso II este în prezent în curs de revizuire.

Literatura cea mai recentă indică următorul număr de texte legislative relevante pentru industria minieră:

- 7 texte [CE 2010 Grantham și Schuetz 2010],
- 9 texte [Weber 2006],
- Până la 18 texte [Hejny 2006],
- 12 texte [Kullmann 2006].

La extrema cealaltă, există o colecție completă fascinantă de legislații de mediu europene, repartizate pe subiecte [UWS GmbH]. Numai pentru legislația UE în domeniul deșeurilor sunt enumerate 36 de directive, regulamente, recomandări etc. În total, această colecție conține probabil sute de documente relevante pentru aspectele de mediu.

Pentru a evalua actualul cadru de reglementare european axat pe fracturarea hidrofracturării, listele cu până la 12 directive nu sunt exhaustive, în timp ce culegerea de sute de documente normative ar fi prea enciclopedică. Cu toate acestea, anumite liste au fost alcătuite special pentru a oferi o imagine de ansamblu asupra cadrului de reglementare european relevant pentru exploatarea gazelor de șist, de exemplu [Schuetz 2010], care enumeră următoarele șapte directive:

1. Directiva-cadru privind apa
2. Directiva privind apele subterane
3. REACH
4. Natura 2000
5. EIM
6. Directiva-cadru privind deșeurile
7. Directiva privind zgomotul

4.2.2. Riscuri specifice gazelor de șist și petrolului din formațiuni compacte acoperite directivele UE

În principiu, un anumit număr de pericole potențiale asociate exploatării gazelor de șist, a gazelor din formațiuni compacte sunt aceleași pentru sursele de energie convenționale. Prin urmare, legislația existentă acoperă suficient o mare parte dintre riscuri. Cu toate acestea, gazele neconvenționale sunt asociate unor riscuri neconvenționale. Acestea nu pot fi acoperite suficient, ele putând fi legate de:

- cantitățile mari de substanțe chimice utilizate în procesul de fracturare hidrofracturării;
- diferitele substanțe chimice utilizate ca aditivi în fluidele de fracturare, printre care substanțe toxice, cancerigene și mutagene, precum și produse nocive pentru mediu (de exemplu, biocide);
- cantitatea de apă de refulare contaminată cu substanțe radioactive precum radonul și uraniul, precum și cu alte materii prezente în subsol (de exemplu, metale grele);
- numărul mare de situri de foraj;
- infrastructură, de exemplu, rețeaua de conducte colectoare;
- cantitățile mari de apă utilizată în fluidul de fracturare; și
- emisiile de metan potențial ridicate generate de finisarea sondelor.

Pentru mai multe detalii referitoare la riscurile specifice, vezi capitolul 2. Lista care urmează și care conține cele mai relevante 36 de directive oferă o bază unică pentru alte studii complexe.

Directivele sunt prezentate în ordinea relevanței, în fiecare tabel. Nu toate aceste directive sunt aplicate în mod necesar la ora actuală din cauza întârzierilor posibile în ceea ce privește transpunerea lor (corectă) în dreptul național. Primele studii consacrate substanțelor chimice utilizate la fracturarea hidraulică în Statele Unite [Waxman 2011] furnizează un fundament robust pentru analiza caracterului adecvat al legislației europene în materie de substanțe chimice.

În contextul fracturării hidraulice, principala preocupare se referă în general la posibilele efecte asupra calității apei. Punctele critice (vezi capitolul 2.4.2) sunt următoarele:

- Procesul normal de fracturare: substanțele chimice rămase în subsol și susceptibile să ajungă în pânzele freatice.
- Accidentele survenite în timpul fracturării hidraulice: fisurile în echipamentul instalat permit accesul direct la apele subterane și de suprafață.
- În funcție de numărul sondelor, consumul unor cantități uriașe de apă dulce (vezi tabelul 2).

Tabelul 10 enumeră cele mai relevante șase directive privind apa, care sunt sau ar trebui probabil să fie pertinente pentru activitățile de fracturare hidraulică. Aceste directive ar trebui evaluate în cadrul unor analize mai detaliate.

Tabelul 10: Directivele UE relevante privind apa

	Directiva	Titlu
1.	2000/60/CE	Directiva de stabilire a unui cadru de politică comunitară în domeniul apei (Directiva-cadru privind apa)
2.	1980/68/CEE	Directiva 80/68/CEE privind protecția apelor subterane împotriva poluării cauzate de anumite substanțe periculoase (abrogată prin Directiva 2000/60/CE, cu efect începând din 22 decembrie 2013)
3.	2006/118/CE	Directiva privind protecția apelor subterane împotriva poluării și deteriorării
4.	1986/280/CEE	Directiva Consiliului privind valorile limită și obiectivele de calitate pentru evacuările anumitor substanțe periculoase incluse în lista I din anexa la Directiva 76/464/CEE
5.	2006/11/CE	Directiva privind poluarea cauzată de anumite substanțe periculoase deversate în mediul acvatic al Comunității (versiune codificată)
6.	1998/83/CE	Directiva privind calitatea apei destinate consumului uman

Riscul de poluare a apei este legat în mod indisolubil de riscul de poluare a mediului. Aceste riscuri constituie un subansamblu al riscurilor de mediu, care pot fi repartizate *grosso modo* în următoarele domenii:

- Emisii în sol
 - Contaminarea apei potabile și a apelor subterane
 - Contaminarea solurilor
- Emisii în aer
 - Gaze de eșapament
 - Zgomot
 - Produse chimice
- Accidente în afara siturilor de exploatație
 - Transportul rutier
 - Depozitele de deșeuri

Această listă se referă în principal la consecințele asupra mediului în condiții normale de exploatare. În toate aceste domenii, există în mod evident riscuri de accident. Tabelul 11 enumeră cele mai relevante nouă directive privind consecințele în condiții normale și în caz de accident.

Tabelul 11: Directivele UE relevante privind protecția mediului

	Directiva	Titlu
7.	2010/75/UE	Directiva privind emisiile industriale (prevenirea și controlul integrat al poluării) Directiva PCIP
8.	2008/1/CE	Directiva privind prevenirea și controlul integrat al poluării (versiune codificată)
-	Decizia 2000/479/CE	Decizia privind crearea unui Registru european al emisiilor de poluanți (EPER) în conformitate cu dispozițiile articolului 15 din Directiva 96/61/CE a Consiliului privind prevenirea și controlul integrat al poluării (PCIP) Anexa A1: Lista poluanților care trebuie declarați în cazul în care se depășește valoarea limită
9.	1985/337/CEE	Directiva privind evaluarea impactului asupra mediului Directiva EIM
10.	2003/35/CE	Directiva de instituire a participării publicului la elaborarea anumitor planuri și programe privind mediul și de modificare a directivelor 85/337/CEE și 96/61/CE ale Consiliului în ceea ce privește participarea publicului și accesul la justiție
11.	2001/42/CE	Directiva privind evaluarea efectelor anumitor planuri și programe asupra mediului Directiva privind evaluarea strategică de mediu (ESM)
12.	2004/35/CE	Directiva privind răspunderea pentru mediul înconjurător în legătură cu prevenirea și repararea daunelor aduse mediului
13.	1992/43/CEE	Directiva privind conservarea habitatelor naturale și a speciilor de floră și faună sălbatică Natura 2000
14.	1979/409/CEE	Directiva privind conservarea păsărilor sălbatice
15.	1996/62/CE	Directiva privind evaluarea și gestionarea calității aerului înconjurător

Fracturarea hidraulică este strâns legată de utilizarea unor mașini grele (vezi capitolul 2.3) și a unor substanțe chimice periculoase. Cetățenii trebuie protejați, dar și lucrătorii care utilizează aceste produse și mașini în fiecare zi. Există directive europene globale privind siguranța la locul de muncă. Tabelul 12 prezintă o listă cu nouă directive relevante care protejează lucrătorii care utilizează substanțe chimice periculoase, îndeosebi în industria minieră.

Tabelul 12: Directivele UE relevante privind siguranța la locul de muncă

	Directiva	Titlu
16.	1989/391/CEE	Directiva privind punerea în aplicare de măsuri pentru promovarea îmbunătățirii securității și sănătății lucrătorilor la locul de muncă
17.	1992/91/CEE	Directiva privind cerințele minime de îmbunătățire a protecției securității și a sănătății lucrătorilor din industria extractivă de foraj
18.	1992/104/CEE	Directiva privind cerințele minime de îmbunătățire a protecției securității și a sănătății lucrătorilor din industria extractivă de suprafață și în subteran
19.	2004/37/CE	Directiva privind protecția lucrătorilor împotriva riscurilor legate de expunerea la agenți cancerigeni sau mutageni la locul de muncă (versiune codificată)
20.	1991/322/CEE	Directiva privind stabilirea valorilor limită cu caracter orientativ prin aplicarea Directivei 80/1107/CEE a Consiliului privind protecția lucrătorilor împotriva riscurilor legate de expunerea la agenți chimici, fizici și biologici la locul de muncă
21.	1993/67/CEE	Directiva de stabilire a principiilor de evaluare a riscurilor pentru om și pentru mediu prezentate de substanțele notificate în conformitate cu Directiva 67/548/CEE a Consiliului
22.	1996/94/CE	Directiva privind stabilirea unei a doua liste de valori-limită cu caracter orientativ prin aplicarea Directivei 80/1107/CEE a Consiliului privind protecția lucrătorilor împotriva riscurilor legate de expunerea la agenți chimici, fizici și biologici la locul de muncă
23.	1980/1107/CEE	Directiva Consiliului din 27 noiembrie 1980 privind protecția lucrătorilor împotriva riscurilor legate de expunerea la agenți chimici, fizici și biologici la locul de muncă
24.	2003/10/CE	Directiva privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de agenții fizici (zgomot)

Majoritatea formațiunilor de rocă conțin „materiale radioactive naturale” (MRN). În majoritatea cazurilor, gazul natural conține radon radioactiv, un produs din lanțul de dezintegrare a uraniului. International Association of Oil & Gas Producers (OGP) descrie acest efect secundar negativ al exploatarei gazelor naturale după cum urmează:

„Radonul este un gaz radioactiv prezent în diferite concentrații în gazul natural și în formațiunile petrolifere și gazeifere. În absența gazului natural, radonul se dizolvă în faza de hidrocarbură (ușoară) și apoasă. Atunci când este produs cu petrol și gaz, radonul urmează în general fluxul gazului. [...] Eliminarea deșeurilor de tip MRN trebuie să respecte reglementările în vigoare privind eliminarea deșeurilor radioactive.” [OGP 2008]

Nu doar gazele naturale conțin radon; acesta se regăsește, de asemenea, în cantități enorme de apă de refulare extrasă după fracturarea hidrolică. Există o directivă Euratom dedicată special normelor de securitate aplicabile MRN.

Tabelul 13: Directiva relevantă privind protecția împotriva radiațiilor

	Directiva	Titlu
25.	1996/29/Euratom	Directiva de stabilire a normelor de securitate de bază privind protecția sănătății lucrătorilor și a populației împotriva pericolelor prezentate de radiațiile ionizante Directiva MRN (materiale radioactive naturale)

După cum s-a menționat deja la capitolul 4.1, există o directivă privind deșeurile concepută special pentru industriile extractive. Alte câteva directive, dar în special o serie de decizii de stabilire a valorilor-limită sunt relevante în acest context (pentru mai multe detalii privind chestiunile legate de deșeuri, vezi capitolul 2). Aceste patru directive și patru decizii sunt enumerate în tabelul 14. Se regăsesc aici și alte texte legislative privind deșeurile miniere, inclusiv referitoare la aspectele legate de garanțiile financiare, pe site-ul internet al Comisiei Europene consacrat deșeurilor miniere [CE 2011 DM].

Tabelul 14: Directivele UE relevante privind deșeurile

	Directiva	Titlu
26.	2006/21/CE	Directiva privind gestionarea deșeurilor din industriile extractive și de modificare a Directivei 2004/35/CE Directiva privind deșeurile miniere
-	Decizia 2009/359/CE a Comisiei	Decizia de completare a definiției deșeurilor inerte, în aplicarea articolului 22 alineatul (1) litera (f) din Directiva 2006/21/CE privind gestionarea deșeurilor din industriile extractive
27.	2006/12/CE	Directiva privind deșeurile Directiva-cadru privind deșeurile
28.	1999/31/CE	Directiva privind depozitele de deșeuri
-	Decizia 2000/532/CE a Comisiei	Decizia de stabilire a unei liste de deșeuri (periculoase) în temeiul unor directive diferite (de înlocuire a Deciziei 94/3/CE)
-	Decizia 2009/360/CE a Comisiei	Decizia de completare a cerințelor tehnice pentru caracterizarea deșeurilor stabilite de Directiva 2006/21/CE privind gestionarea deșeurilor din industriile extractive
-	Decizia 2009/337/CE a Comisiei	Decizia privind definirea criteriilor de clasificare a instalațiilor de gestionare a deșeurilor în conformitate cu anexa III la Directiva 2006/21/CE privind gestionarea deșeurilor din industriile extractive
29.	Decizia 2002/1600/CE	Decizia de stabilire a celui de-al șaselea program comunitar de acțiune pentru mediu [Articolul 6 alineatul (2) litera (b): „...aplicarea de noi măsuri care să contribuie la prevenirea accidentelor grave, în special a celor legate de sistemele de transport prin conducte, de activități extractive, de transportul maritim de substanțe periculoase, precum și elaborarea de măsuri referitoare la deșeurile rezultate din activități extractive...”]

În aprilie 2011, a fost publicat în Statele Unite un prim studiu complet privind „Substanțele chimice utilizate în fracturarea hidraulică”. Acest studiu descrie în special cantitatea și calitatea produselor chimice utilizate:

„Între 2005 și 2009, cele 14 companii de petrol și gaze au utilizat peste 2 500 de produse de fracturare hidraulică ce conțin 750 de substanțe chimice și alți compuși. În total, aceste companii au utilizat 780 de milioane de galoane de produse de fracturare hidraulică – fără a calcula apa adăugată – în perioada 2005-2009.” [Waxman 2011]

Printre aceste 750 de substanțe chimice se regăsesc numeroși poluanți atmosferici periculoși și produse cancerigene pentru om, care s-au utilizat în cantități mari. Tabelul 15 enumeră cele mai relevante opt directive europene cu privire la utilizarea substanțelor chimice, inclusiv legislația destinată să prevină accidentele.

Tabelul 15: Directivele UE relevante privind substanțele chimice și accidentele asociate acestor produse

	Directiva	Titlu
30.	Regulamentul 1907/2006	Regulamentul privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH), de înființare a Agenției Europene pentru Produse Chimice
-	ECE/TRANS/215 ⁸	Comisia Economică pentru Europa a Organizației Națiunilor Unite (CEE-ONU): Acordul european privind transportul rutier internațional de mărfuri periculoase (ADR). ADR aplicabil începând cu 1 ianuarie 2011.
31.	1996/82/CE	Directiva privind controlul asupra riscului de accidente majore care implică substanțe periculoase Directiva Seveso II
32.	2003/105/CE	Directiva de modificare a Directivei 96/82/CE a Consiliului (Directiva Seveso II) privind controlul asupra riscului de accidente majore care implică substanțe periculoase (această directivă este în curs de revizuire) [Principalele extinderi ale sferei de aplicare a acestei directive vizează să acopere riscurile legate de activitățile de stocare și prelucrare în industria minieră, de substanțele pirotehnice și explozive și de stocarea nitrului de amoniu și a îngrășămintelor pe bază de nitrat de amoniu.]
33.	1991/689/CEE	Directiva privind deșeurile periculoase
34.	1967/548/CEE	Directiva privind apropierea actelor cu putere de lege și a actelor administrative referitoare la clasificarea, ambalarea și etichetarea substanțelor periculoase
35.	1999/45/CE	Directiva privind apropierea actelor cu putere de lege și a actelor administrative ale statelor membre referitoare la clasificarea, ambalarea și etichetarea preparatelor periculoase
36.	1998/8/CE	Directiva privind comercializarea produselor biocide

⁸ Toți membrii Uniunii Europene sunt și membri ai CEE-ONU (Comisia Economică pentru Europa a Organizației Națiunilor Unite). ADR este menționat aici deoarece are o mare importanță în acest context.

4.3. Lacune și aspecte neclarificate

Multitudinea de perspective juridice care afectează proiectele miniere indică deja că legislația actuală nu este în mod necesar adecvată nevoilor specifice ale industriilor extractive. Explorarea și exploatarea gazelor de șist și a petrolului din formațiuni compacte, în special, creează noi provocări.

Lacuna 1 - Securitatea investițiilor pentru industriile extractive

La ora actuală, industriile extractive întâmpină probleme legate de insuficiența legislației, după cum a explicat Thomas Chmal, partener la White & Case, în cadrul conferinței *Shale Gas Eastern Europe 2011* de la Varșovia, Polonia:

„Polonia este, prin tradiție, o țară producătoare de gaz, însă legea geologică și minieră nu menționează fracturarea hidraulică și nici forajul orizontal. Nici legea care face în prezent obiectul discuțiilor nu abordează aceste practici.” [NGE 2011]

După cum s-a menționat la începutul capitolului 4, legislațiile naționale se bazează adesea pe nevoi istorice și nu există o directivă-cadru europeană în domeniul minier. După cum o arată citatul de mai sus, această carență constituie un obstacol. De aceea, analizele ulterioare ar trebui să evalueze necesitatea și sfera de aplicare posibilă a unei directive-cadru privind activitățile miniere.

Lacuna 2 - Protecția mediului și a sănătății umane

Directiva 97/11/CE care modifică Directiva EIM la anexa I, definește un prag de 500 000 m³ de extracție zilnică pe sondă de gaz natural, iar orice depășire a acestuia face obligatorie efectuarea unei evaluări a impactului asupra mediului [cod EIM]⁹. Exploatarea gazelor de șist este departe de a atinge acest prag, motiv pentru care nu se efectuează evaluări EIM [Teßmer 2011]. Întrucât directiva EIM face în prezent obiectul unei evaluări în vederea revizuirii, ar trebui adăugate la anexa I proiectele care recurg la fracturarea hidraulică fără a impune un prag de producție sau fără a coborî acest prag (de exemplu, la 5 000 sau 10 000 m³ / zi la începutul exploatației) pentru a elimina această lacună.

Lacuna 3 - Declararea materialelor periculoase

Un prim studiu american oferă o listă aproape completă a substanțelor chimice utilizate la fracturarea hidraulică [Waxman 2011]. Experiența americană arată că înseși companiile de extracție nu știu întotdeauna ce produse chimice utilizează de fapt. Industria chimică propune o varietate de aditivi, dar nu descrie îndeajuns componenții acestora sub pretextul secretului comercial. În această privință, ar trebui evaluată legislația actuală privind obligația de declarare, precum și valorile-limită autorizate pentru produsele chimice de fracturare.

Cel puțin pentru următoarele trei directive și, eventual, pentru altele, această temă este importantă:

- REACH: În 2012, s-a solicitat Comisiei să efectueze o evaluare a regulamentului REACH, ceea ce va da ocazia unei ajustări a legislației actuale.
- Calitatea apei: aceleași aspecte sunt pertinente pentru Directiva 98/83/CE privind calitatea apei destinate consumului uman. Sunt prevăzute pentru 2011 lucrări având ca temă această directivă.

⁹ Aceasta este o versiune codificată neoficială a Directivei EIM furnizată de Uniunea Europeană.

- Seveso II este în prezent în curs de revizuire. Ar trebui avută în vedere revizuirea acestei directive, ținând seama de noile riscuri specifice legate de fracturarea hidraulică, precum și obligativitatea unei declarații detaliate a substanțelor susceptibile a fi implicate în accidente.

Lacuna 4 - Aprobarea produselor chimice rămase în sol

La sfârșitul fracturării hidraulice, un amestec de materiale periculoase rămâne în sol. Aceste produse chimice se răspândesc în timp și în spațiu într-o manieră imposibil de prevăzut și de controlat. [Teßmer 2011] sugerează că introducerea de produse chimice care vor rămâne parțial în sol ar trebui să necesite o aprobare care să țină seama de posibilele lor efecte pe termen lung.

Lacuna 5 - Lipsa BREF (Best Available Technique Reference - Documentele de referință privind cele mai bune tehnici disponibile)

Biroul PCIP european publică documente de referință privind cele mai bune tehnici disponibile (BTD). „Fiecare document furnizează în general informații referitoare la un anumit sector industrial/agricol din UE, la tehnicile și procedeele utilizate în acel sector, la nivelurile actuale de emisii și consum, la tehnicile de avut în vedere pentru determinarea BTD, la cele mai bune tehnologii disponibile (BTD) și la tehnicile emergente.” [CE BREF] Autoritățile legislative naționale și internaționale pot să facă referire la aceste documente și să le integreze în dispozițiile lor legislative. Nu există încă un document de acest tip cu privire la fracturarea hidraulică. Având în vedere riscurile pe care le prezintă fracturarea hidraulică pentru mediu și sănătatea umană, ar trebui avută în vedere posibilitatea definirii unor cerințe armonizate pentru acest proces complex, în cadrul unui BREF privind fracturarea hidraulică.

Lacuna 6 - Capacitatea infrastructurilor de prelucrare a apei

În Statele Unite, s-au semnalat probleme legate de capacitățile de prelucrare ale stațiilor de tratare a deșeurilor, care au deversat apă în râuri. În octombrie 2008, nivelul materiilor solide totale (*total dissolved solids*, TDS) din râul Monongahela a depășit normele de calitate a apei. Drept consecință, volumul apelor uzate pe care această stație îl putea accepta a fost redus de la 20 % la 1 % din fluxul lor cotidian [NYC Riverkeeper].

Din rațiuni de precauție, ar trebui impusă o analiză prealabilă a capacităților infrastructurilor de tratare a apelor uzate¹⁰.

Lacuna 7 - Participarea publicului în procesul decizional la nivel regional

În general, cetățenii au tendința de a reclama un drept de participare mai pronunțat în luările de decizie cu privire la proiectele industriale care au un impact asupra mediului și, eventual, asupra sănătății umane. În cadrul revizuirii Directivei Seveso II, una dintre principalele modificări propuse este următoarea:

„consolidarea dispozițiilor privind accesul publicului la informații privind siguranța, participarea la procesul decizional și accesul la justiție, precum și îmbunătățirea modului de colectare, gestionare, popularizare și partajare a informațiilor” [CE 2011 S]

Proiectele industriale cum ar fi exploatarea gazelor de șist sau a petrolului din formațiuni compacte, care sunt susceptibile a avea un impact major asupra mediului și a locuitorilor ar trebui să necesite o consultare publică în cadrul procedurii de autorizare.

¹⁰ Directiva privind gestionarea deșeurilor din industriile extractive va fi modificată în paralel cu modificarea regulamentelor privind asigurările.

Lacuna 8 - Eficacitatea juridică a directivei-cadru privind apa și a legislației conexe

Directiva-cadru privind apa a intrat în vigoare în anul 2000. Cum fracturarea hidrolică nu era un subiect de actualitate la vremea respectivă, această tehnologie și riscurile care o însoțesc nu au fost luate în considerare. Lista substanțelor prioritare este revizuită odată la patru ani; următoarea revizuire este prevăzută în 2011. Această directivă ar trebui reevaluată sub aspectul capacității sale de a proteja în mod eficient apele împotriva accidentelor și chiar împotriva activităților normale care însoțesc operațiunile de fracturare hidrolică.

Lacuna 9 - Obligativitatea analizei ciclului de viață (ACV)

Comisia Europeană promovează activ analizele ciclului de viață, declarând pe site-ul său internet:

„Obiectivul principal al perspectivei ciclului vieții este acela de a evita transferul de sarcini. Aceasta implică reducerea la minim a impactului într-o anumită etapă a ciclului de viață sau într-o regiune geografică, sau într-o categorie specifică de impact, evitând în același timp creșterea impactului la un alt nivel sau într-un alt domeniu.” [CE ACV]

Acest principiu se aplică în special fracturării hidrolice, care va avea un impact puternic în anumite regiuni geografice, îndeosebi din cauza numărului de sonde pe km² și a infrastructurii necesare. Trebuie avută în vedere obligativitatea unei analize a costurilor și beneficiilor, pe baza unei ACV complete (care să includă emisiile de gaze cu efect de seră și consumul de resurse) pentru fiecare proiect în parte, cu scopul de a demonstra beneficiile globale pentru societate.

5. DISPONIBILITATEA ȘI ROLUL ÎNTR-O ECONOMIE CU EMISII SCĂZUTE DE CARBON

CONSTATĂRI PRINCIPALE

- Multe țări dispun de resurse de gaz de șist, însă doar o mică parte a gazelor *in situ* ar putea fi convertite în rezerve și, în final, produse.
- Șisturile gazeifere se întind pe suprafețe întinse, care prezintă un conținut specific de gaz scăzut. De aceea, volumul extras pe sondă este mult mai mic decât în cazul extracției de gaze naturale convenționale. Exploatarea gazelor de șist necesită multe puțuri, ceea ce antrenează un impact cumulat asupra peisajului, consumului de apă și mediului în general.
- Producția puțurilor de gaze de șist poate să scadă cu 85 % în cursul primului an. Profilul general tipic al producției crește rapid dar încetinește după o scurtă perioadă de timp. După câțiva ani, toate puțurile noi servesc la compensarea declinului înregistrat de cele mai vechi. De îndată ce se întrerupe dezvoltarea unor puțuri noi, producția globală intră imediat în declin.
- În cel mai bun caz, chiar și în condițiile unei dezvoltări agresive a șisturilor gazeifere în Europa, contribuția acestei surse la aprovizionarea cu gaz a Europei nu ar fi mai mare de un procent. Aceste activități nu ar inversa tendința de declin a producției europene și de dependență crescută de importuri. Influența sa asupra emisiilor de gaze cu efect de seră în Europa va rămâne modestă, chiar neglijabilă, sau ar putea fi chiar negativă dacă alte proiecte mai promițătoare nu sunt concretizate din cauza măsurilor de stimulare și a semnalelor incorecte.
- La nivel regional, gazele de șist ar putea juca un rol mai important, de exemplu în Polonia, care posedă resurse șistoase consistente și prezintă o cerere de gaz foarte mică (~14 bcm/an), dintre care 30 % este deja asigurată de producția locală.
- Șisturile bituminoase din bazinul parizian conțin mari cantități de petrol în formațiuni compacte. Din această formațiune se extrage petrol de mai bine de 50 de ani. Întrucât volumul ușor de produs a fost deja consumat, continuarea extracției ar necesita numeroase puțuri orizontale (6 sau mai multe sonde pe km²) și fracturare hidrolică.

5.1. Introducere

Prezentul capitol evaluează resursele potențiale de gaze de șist, petrol de șist bituminos și petrol din formațiuni compacte și descrie rolul lor probabil în sectorul european al gazelor. În absența unei experiențe europene în materie de exploatare a gazelor de șist, aceste afirmații orientate spre viitor sunt într-o oarecare măsură speculative.

Pentru a reduce pe cât posibil incertitudinile, experiențele americane sunt descrise și analizate pentru a înțelege caracteristicile tipice ale exploatațiilor de gaze de șist. Pe baza acestei experiențe, studiul schițează un profil de producție ipotetică pe care îl ajustează la situația europeană. Chiar dacă detaliile cantitative pot să difere, comportamentul calitativ ar putea contribui la o mai bună înțelegere a rolului posibil pe care îl joacă gazele de șist.

Primul subcapitol rezumă cea mai recentă evaluare disponibilă a zăcămintelor de gaze de șist din Europa. Această evaluare a fost realizată de Agenția americană de informații privind energia (US Energy Information Administration) [US-EIA 2011]. Ea include specificarea anumitor parametrii-cheie ai șisturilor din Statele Unite. Acest subcapitol prezintă totodată o analiză a depozitelor de petrol de șist bituminos din Europa și un istoric al producției mondiale de petrol de șist bituminos, în corelație cu petrolul din formațiuni compacte, aceste două produse fiind adesea confundate. Acest capitol prezintă o scurtă descriere a exploatării petrolului din formațiuni compacte în bazinul parizian.

Având în vedere importanța fundamentală de a înțelege profilurile de producție tipice ale zăcămintelor de gaze de șist, analiza principalelor evoluții în Statele Unite este rezumată într-un capitol special care se încheie prin a contura o exploatare de șisturi ipotetică, prezentând caracteristicile tipice ale declinului rapid al diferitelor puțuri. Acest model este combinat cu o analiză mai detaliată a șisturilor europene. În fine, am tras câteva concluzii cu privire la rolul posibil al producției de gaze de șist în reducerea emisiilor de CO₂.

5.2. Volumul și amplasamentul zăcămintelor de gaze de șist și de petrol de șist bituminos în raport cu zăcămintele convenționale

5.2.1. Gazele de șist

Evaluarea resurselor de șisturi gazeifere europene

Zăcămintele de hidrocarburi sunt clasificate în resurse și rezerve. O clasificare mai detaliată descrie gradul de certitudine geologică a formațiunii (speculativă, posibilă, indicată, dedusă, măsurată, dovedită), precum și aspectele tehnologice și economice. În general, estimarea unei resurse prezintă o calitate mult mai scăzută decât estimarea unei rezerve, deoarece se bazează pe o analiză mult mai modestă a datelor geologice. Deși nu este un fapt obligatoriu, resursele se măsoară în general în termeni de „gaze *in situ*” (*gas-in-place*, GIP), în timp ce rezervele includ deja ipoteze legate de recuperarea acestora în condiții economice și tehnice obișnuite. În mod normal, pentru zăcămintele de gaze convenționale, procentul de gaze in situ (GIP) extras este de 80 %, cu toate că - în funcție de complexitatea geologică - acest procent poate să varieze între 20 % și peste 90 %. Rata de extracție a zăcămintelor de gaze neconvenționale este mult mai scăzută. Drept urmare, resursele de gaz de șist nu trebuie confundate cu rezervele de gaz. Pe baza experiențelor actuale, este o probabilitate de numai 5-30 % ca gazul din depozit evaluat să poată fi convertit în rezerve de gaz recuperabile în următoarele câteva decenii.

Tabelul 16 prezintă producția de gaze convenționale („Producție 2009”) și rezervele („Rezerve confirmate de gaze convenționale”). Aceste cifre sunt comparate cu resursele ipotetice de gaze de șist. Datele privind resursele sunt extrase dintr-o evaluare recentă a US Energy Information Agency [US-EIA 2011]. Conform definiției, rezervele de gaz confirmate ar trebui să poată fi exploatare cu sonde existente sau preconizate, în condițiile economice și tehnice actuale. Resursele in situ de gaze de șist sunt estimări bazate pe parametrii geologici aproximativi, cum ar fi întinderea și adâncimea zonei, porozitatea și cantitatea de gaz pe volum etc. În parte, aceste date au fost verificate prin experimente, dar în cea mai mare parte este vorba de estimări aproximative la scară mare. Aceste date referitoare la resursele de gaze in situ sunt prezentate în cea de-a patra coloană (GIP - gaz de șist”).

Resursele de gaze de șist recuperabile din punct de vedere tehnic sunt acele cantități care, potrivit estimărilor, pot fi produse cu tehnologiile existente dacă situl este exploatat intensiv. Împărțind resursele de gaze de șist recuperabile tehnic la totalul resurselor de gaze in situ, se obține factorul de recuperare, sau randamentul. Aceste date figurează în ultima coloană („Factor de recuperare ipotetică”).

În medie, US-EIA a estimat un factor de recuperare sau un randament de 25 % între gazele in situ și resursele recuperabile tehnic. Unitățile americane originale au fost convertite în unități SI¹¹.

Tabelul 16: Evaluarea producției și a rezervelor de gaz neconvențional în raport cu resursele de gaz de șist (gaze *in situ* și resurse de gaze de șist recuperabile tehnic); GIP = gaze in situ; bcm = miliarde m³ (datele originale sunt convertite în m³: 1000 Scf= 28,3 m³)

Țara	Producție 2009 ⁽¹⁾ [bcm] 2009 ⁽¹⁾ [bcm]	Rezerve confirmate de gaz convențional [bcm] ⁽¹⁾	GIP gaz de șist [bcm] ⁽²⁾	Resurse de gaz de șist recuperabile tehnic [bcm] ⁽²⁾	Factor de recuperare ipotetică ⁽²⁾
Franța	0,85	5,7	20,376	5,094	25 %
Germania (date pentru 2010)	15,6 (13,6)	92,4 (81,5)	934	226	24,2 %
Țările de Jos	73,3	1,390	1,868	481	25,7 %
Norvegia	103,5	2,215	9,424	2,349	24,9 %
Regatul Unit	59,6	256	2,745	566	20,6 %
Danemarca	8,4	79	2,604	651	25 %
Suedia	0	0	4,641	1,160	25 %
Polonia	4,1	164	22,414	5,292	23,6 %
Lituania	0,85	0	481	113	23,5 %
Total UE 27 +Norvegia	266	4202	65,487	16,470	~25 %

Sursa: ⁽²⁾ US-EIA (2011), ⁽¹⁾ BP (2010)

Pentru a evalua relevanța acestor estimări ale resurselor, analiza anumitor șisturi gazeifere mari din Statele Unite este utilă, în condițiile în care experiența europeană în materie de exploatare a gazelor de șist se află încă într-o fază embrionară. Având în vedere faptul că există restricții suplimentare care limitează accesul la totalitatea șisturilor, doar o parte din resursele de gaz de șist recuperabile tehnic va fi convertită în rezerve și produsă în timp. De exemplu, geografia de suprafață, zonele protejate (rezervoare de apă potabilă, rezerve naturale, parcuri naționale) sau zonele dens populate limitează accesul la șisturi. Este motivul pentru care vom prezenta în cele ce urmează o scurtă comparație cu experiența americană, pentru a înțelege mai bine cât de mare este cota de resurse recuperabile care ar putea fi produse în cele din urmă. Chiar dacă activitățile nu sunt încă terminate, se pot trage, pe alocuri, anumite învățăminte din tendințele istorice și extrapolarea acestora. Pe baza experienței americane, nu este exclus ca producția în cursul următoarelor decenii să rămână cu mult sub 10 % din gazele in situ.

¹¹ Anexa conține un tabel al coeficienților de conversie.

Evaluarea resurselor de șisturi gazeifere majore în Statele Unite și parametri-cheie

Statele Unite au o experiență îndelungată, cu peste 50 000 de sonde într-o perioadă ce depășește 20 de ani. Tabelul 17 prezintă anumiți parametri-cheie ai marilor șisturi gazeifere americane. Acești parametri se referă la suprafața acoperită, adâncimea și grosimea șistului, precum și conținutul de carbon organic total (COT). Nivelul COT și porozitatea rocii permit măsurarea conținutului de gaz al șistului. Pe baza acestor date, ALL Consulting a estimat gazele in situ și resursele recuperabile în Europa. Aceste date, precum și rata de producție estimată pentru fiecare sondă, provin de la [ALL Consulting 2008]. Ele sunt comparate cu evoluțiile recente, cum ar fi producția cumulată până în 2011 și rata de producție pe sondă în 2010.

Rata de producție pe sondă în 2010 (vezi tabelul 17, ultimul rând) corespunde exact previziunii pentru proiectele din șisturile Barnett și Fayetteville. Șistul Antrim, dezvoltat mai devreme, afișează o rată de producție pe sondă net inferioară, așa cum s-a prezis, în timp ce formațiunea exploatată cel mai recent, șistul Haynesville, continuă să afișeze o rată mai ridicată. Aceste aspecte sunt abordate mai pe larg în cele ce urmează.

Tabelul 17: Evaluarea marilor exploatații de șisturi gazeifere în Statele Unite (datele originale sunt convertite: 1000 Scf= 28,3 m³ și 1 m = 3 ft)

Bazin de șist gazeifer	Unități	Antrim	Barnett	Fayetteville	Haynesville
Suprafață estimată	km ²	30000	13,000	23,000	23,000
Adâncime	km	0,2-0,7	2,1-2,8	0,3-2,3	3,5-4,5
Grosime netă	m	4-25	30-200	7-70	70-100
COT	%	1-20	4,5	4-9,8	0,5-4
Porozitate totală	%	9	4-5	2-8	8-9
Gaz in situ	Mil. m ³ /km ²	70	720	65	880
Gaz in situ	Tm ³	2,2	9,3	1,5	20,3
Resurse recuperabile	Tm ³	0,57	1,2	1,2	7,1
Randament	%	26 %	13 %	80 %	35 %
Producție cumulată (ian 2011)	Tm ³	0,08	0,244	0,05	0,05
Rată de producție estimată	1000 m ³ /zi/sondă	3,5-5,7	9,6	15	18-51
Rată reală de producție de gaz 2010	1000 m ³ /zi/sondă	~1	9,5	21,8	~90

Sursa: Arthur (2008)

Producția cumulată a acestor șisturi și tendințele lor istorice indică dacă este realist sau nu să presupunem că extrapolarea lor se va apropia de resursele recuperabile estimate. La prima vedere, după aproape 30 de ani de dezvoltare a șistului Antrim, s-a produs doar 14 % din resursele recuperabile, sau 3,5 % din gazul in situ, în timp ce zăcămintul a cunoscut producția sa maximă în 1998. Este evident faptul că nu ne mai putem aștepta decât la creșteri minore, întrucât producția a scăzut în ultimii 10 ani cu 4-5 % în fiecare an. Chiar și șistul Barnett a cunoscut volumul de producție maximă în 2010 [Laherrere 2011], când s-a produs 20 % din resursele recuperabile, sau 2,5 % din gazul in situ. Se pare că șistul Fayetteville a atins maximumul în decembrie 2010 (vezi figura 9), când s-a produs 4 % din resursele recuperabile, sau 3 % din gazul in situ. Doar Haynesville, formațiunea cea mai recentă în curs de exploatare, afișează o creștere rapidă a producției după doi ani de dezvoltare. Până în prezent, din acest șist s-a extras mai puțin de 0,1 % din resursele recuperabile, sau 0,02 % din gazul in situ.

Pe baza acestor considerații, se pare că trebuie să ne așteptăm la o producție de mai puțin de 5 % din gazul in situ în șistul Antrim și la 5 % și 6 % în șistul Barnett, respectiv, șistul Fayetteville. Doar șistul Haynesville ar putea cunoaște totuși o creștere a producției, cu o rată de extracție eventual puțin mai ridicată, dar este prea devreme să tragem concluzii finale pe acest subiect.

5.2.2. Petrolul de șist și petrolul din formațiuni compacte

Istoria geologică a zăcămintelor de gaz descrisă mai sus este valabilă și pentru originea petrolului de șist bituminos, singura diferență fiind faptul că hidrocarburile din șisturi bituminoase se află încă într-un stadiu intermediar al formațiunii de petrol, denumit kerogen. Pentru a transforma kerogenul în petrol, el trebuie încălzit la 350-450°C. Geologii numesc această plajă de temperatură „fereastra petrolului”. Gradul de maturitate a unei roci-mamă determină compoziția materiei organice și proporția de kerogen, sau chiar a țigiei care rezultă la finalul procesului de încălzire. De aceea, orice zăcămint de petrol poate să prezinte caracteristici individuale care îi influențează proprietățile de producție. În majoritatea cazurilor, maturitatea insuficientă a șistului necesită eforturi energetice, economice și tehnologice uriașe, cu efectele secundare conexe asupra mediului, pentru a transforma kerogenul imatur în țigie, prin încălzire.

În general, resursele de șist bituminos sunt enorme. La nivel mondial, ele depășesc probabil rezervele de petrol convențional. Tabelul 18 prezintă o estimare a resurselor pentru Europa. Șisturile bituminoase sunt exploatare de decenii și, în anumite locuri, chiar de secole. Având în vedere însă randamentul lor scăzut, aceste zăcăminte nu au jucat niciodată un rol major, iar dezvoltarea lor a fost întreruptă atunci când au devenit disponibile alternative mai bune. De aceea, aceste estimări ale resurselor nu reprezintă decât o măsurare aproximativă a prezenței lor. În prezent, doar Estonia produce petrol pe bază de șisturi bituminoase la o rată de 350 kt pe an [WEC 2010].

Tabelul 18: Estimări privind resursele de petrol de șist bituminos în Europa (în Mt)

Țara	Resursă in situ (WEC 2010) [Gb]	Resursă in situ (WEC 2010) [Mt]
Austria	0,008	1
Bulgaria	0,125	18
Estonia	16,286	2 494
Franța	7	1 002
Germania	2	286
Ungaria	0,056	8
<i>Italia</i>	73	10 446
Luxemburg	0,675	97
Polonia	0,048	7
Spania	0,28	40
Suedia	6,114	875
<i>Regatul Unit</i>	3,5	501
UE	109,1	15 775

Sursa: [WEC 2010].

Datele privind resursele de petrol din formațiuni compacte sunt foarte incerte și uneori inexistente, fiind integrate în statisticile privind petrolul convențional. De asemenea, șisturile bituminoase bogate în kerogen sunt amestecate cu țițeiul din pungile și straturile intermediare cu permeabilitate scăzută. Compoziția acestui amestec depinde dacă o parte a kerogenului din roca-mamă a trecut sau nu de fereastra petrolului în decursul istoriei sale geologice. Extracția acestui petrol intră la categoria producției de petrol din formațiuni compacte, chiar dacă are loc între șisturile bituminoase. De exemplu, bazinul parizian conține o formațiune enormă de șisturi bituminoase.

Cu toate acestea, proiectele relevante la ora actuală se concentrează pe extracția de petrol din formațiuni compacte captat în aceste șisturi [Leteurtrous *et al.* 2011].

Bazinul parizian se situează în partea de sud și în jurul Parisului, în Franța; el prezintă o formă mai mult sau mai puțin ovală, se întinde pe 500 km de la est la vest și pe 300 km de la nord la sud, acoperind o suprafață totală de 140 000 km² [Raestadt 2004]. La est de Paris, straturile petrolifere sunt mai apropiate de suprafață [Leteurtrous *et al.* 2011]. Primul puț a fost forat în 1923. În anii 1950 și 1960, interesul companiilor petroliere a crescut și au început să fie forate numeroase puțuri de explorare. Au fost descoperite o serie de zăcăminte mai mici, dar doar circa 3 % dintre aceste prime puțuri au devenit comerciale [Kohl 2009]. O a doua fază de expansiune a avut loc în anii '80, după cele două șocuri petroliere când au fost aduse pe Champs Elysées camioane seismice pentru a analiza structura geologică a subsolului Parisului. Cu această ocazie, s-au descoperit mai multe zăcăminte de petrol convențional aflate pe o întindere mai mare. În total, din 1950, peste 800 de sonde au extras circa 240 Mb de petrol din bazinul parizian. Toate aceste dezvoltări au fost activități de extracție a petrolului convențional fără fracturare hidraulică.

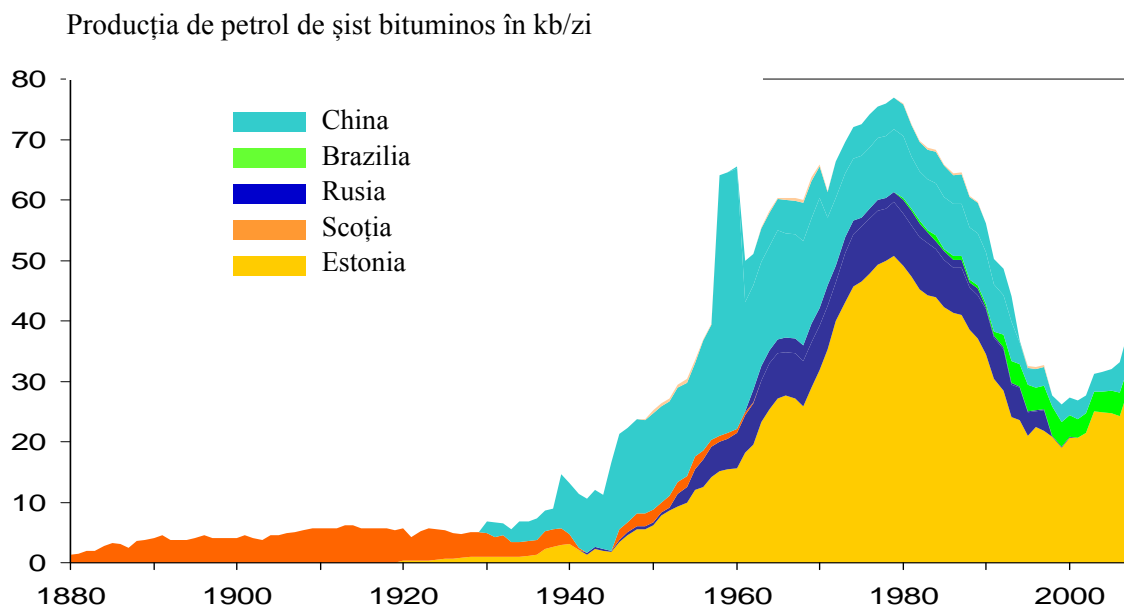
Interesul s-a intensificat recent, când mica societate Treador, după o analiză a vechilor protocoale de explorare, a anunțat primele estimări cu privire la posibilitatea ca bazinul petrolier să se întindă de la Paris înspre regiunea viticolă Champagne. Treador și-a concentrat activitățile comerciale în Franța și a încheiat un parteneriat cu Hess Corp. pentru exploatarea formațiunii șistoase [Schaefer 2010]. Se preconizează că fracturarea hidrolică va juca un rol major în dezvoltarea bazinului și extracția de petrol. Se presupune că această formațiune ar putea conține până la 65 gigabarili (Gb), sau chiar mai mult [Kohl 2009]. Aceste cifre însă nu sunt confirmate independent, de aceea, ar trebui interpretate cu prudență.

Trebuie amintit faptul că proiectele majore de dezvoltare care implică resurse posibile enorme ascund întotdeauna interese comerciale, care trebuie așadar evaluate cu multă prudență. Foarte adesea, aceste cifre sunt estimări optimiste brute, care nu iau în considerare problemele de natură să împiedice extracția posibilă. În prezent, este aproape imposibilă culegerea de informații suficiente pentru a evalua dimensiunea reală și potențialul de producție ale acestui șist. Literatura conține atât comentarii entuziaste [Schaefer 2010] cât și unele mai sceptice [Kohl 2009]. O noutate ar putea fi utilizarea la scară largă, în acest bazin, a unor sonde orizontale utilizând fracturarea hidrolică. Se estimează că există circa 5 Mb de petrol in situ pe km², care ar putea fi extras prin fracturare hidrolică. Estimarea optimistă a ratei de producție tipică pe sondă este 400 de barili/zi în primele luni de producție, urmată de un declin de 50 % pe an [Schaefer 2010].

O formațiune similară, deși diferită sub anumite aspecte, este șistul Bakken din Statele Unite, care conține petrol în formațiuni compacte în interiorul șisturilor bituminoase.

Figura 8 prezintă evoluția istorică a producției mondiale de petrol de șist bituminos din 1880 încoace. În Franța, petrolul de șist se produce din 1830. Producția s-a sistat în 1959 [Laherre 2011]. Volumul de petrol extras este însă prea scăzut pentru a fi vizibil în acest grafic. Pentru această figură, șistul bituminos este convertit în petrol de șist, presupunând un conținut de petrol de 100 l sau 0,09 tone de petrol la tona de șist.

Figure 8: Producția mondială de petrol de șist bituminos; unitățile originale sunt convertite astfel încât 1 tonă de șist bituminos = 100 l de petrol de șist bituminos



Sursa: 1880-2000: WEC 2010, Date pentru 2005, 2007 și 2008, WEC 2007, 2009 și 2010.
Alte date interpolate de LBST

Sursa: [WEC 2007, 2009, 2010]. Unele date pentru 2001-2005 și 2007 sunt estimări LBST

5.3. Analiza zăcămintelor de gaze de șist în producție în Statele Unite ale Americii

5.3.1. Rata de producție în primele luni

Caracteristicile comune ale tuturor zăcămintelor de gaz de șist:

- permeabilitate scăzută (de o sută de mii la un milion de ori mai puțin permeabile decât zăcămintele convenționale [Total 2011]);
- conținut specific scăzut pe volum; și
- suprafața enormă a formațiuni șistoase.

În șistul care conține gaz se forează puțuri. Pentru a crește suprafața de contact între pungile gazeifere și puț, se creează fisuri prin fracturare hidraulică. Cu toate acestea însă, volumul accesibil total rămâne modest în raport cu cel al puțurilor convenționale.

De aceea, rata de producție inițială este foarte mică în raport cu puțurile forate în zăcămintele de gaz convenționale. În plus, companiile încearcă să dezvolte în primul rând zonele cele mai promițătoare ale unei formațiuni. De pildă, primele puțuri verticale forate în șistul Barnett au produs în mod obișnuit 700 000 m³ (25 MMcf) în prima lună completă de exploatare. A urmat o scădere la circa 400 000 m³ (15 MMcf) pe lună pentru puțurile cele mai recente [Charpentier 2010].

Un studiu recent realizat de USGS confirmă că, în medie, la toate puțurile verticale analizate, prima lună completă de producție se situează sub 700 000 m³. Singura excepție este șistul Bossier, care prezintă o rată de producție inițială de patru ori mai ridicată (2,8 milioane m³ pe an). Exploatarea acestor șisturi a început totuși în urmă cu 40 de ani, ceea ce confirmă că zăcămintele cele mai productive sunt dezvoltate primele.

În mediu, puțurile orizontale prezintă o rată de producție inițială mai ridicată. În șistul Barnett sau șistul Fayetteville, această rată inițială se ridică la 1,4 milioane m³ pe lună (50 MMcf). Numai ultimul șist exploatat, Haynesville, prezintă o rată de producție inițială neobișnuit de ridicată de 7-8 milioane m³/lună (~260 MMcf). Această rată de producție inițială mai ridicată era deja așteptată datorită parametrilor geologici ai acestui șist (vezi tabelul 17).

5.3.2. Profiluri de producție tipice

Presiunea inițială după fracturare depășește cu mult presiunea naturală a depozitului. După fracturare, această presiune este eliberată. Rezultă de aici o refulare a apelor uzate (ape de fracturare), care conțin toate ingredientele mobile și contaminările depozitului, inclusiv gazul natural în sine. Având în vedere debitul mare în raport cu dimensiunea depozitului, presiunea scade rapid. Rezultă astfel o diminuare rapidă a profilului de producție. În timp ce zăcămintele gazeifere convenționale prezintă scăderi de ordinul a câteva procente pe an, producția din șisturi gazeifere scade cu câteva procente pe lună. O analiză istorică a mai multor situri de exploatare americane arată că producția inițială este mult mai scăzută, iar declinul următor al producției este mult mai brusc decât în cazul zăcămintelor convenționale. În general, producția scade cu 50-60 %, sau chiar mai mult, în cursul primului an [Cook 2010]. Experiența arată că șistul dezvoltat cel mai recent, Haynesville, înregistrează scăderi de 85 % în primul an și 40 % în anul al doilea. Chiar și după nouă ani, rata scăderii rămâne la 9 % [Goodrich 2010]. Se pare că companiile din Haynesville încearcă să optimizeze producția extrăgând gazul cât mai rapid posibil.

5.3.3. Potențialul total estimat (PTE) pe sondă

Analiza statistică a profilurilor de producție permite calcularea potențialului total pe sondă comparând diferitele formațiuni de șisturi. Primele puțuri verticale forate în șistul Barnett prezintă un potențial total de aproximativ 30 milioane m³. Acest potențial s-a dublat pentru sondele noi, ajungând la 60 milioane m³ atât pentru puțurile verticale cât și orizontale. Majoritatea celorlalte formațiuni șistoase (Fayetteville, Nancos, Woodford, bazinul Arkoma) prezintă cantități de gaz mult mai mici, de ordinul a 30 milioane m³ sau mai puțin. Șistul Bossier, una dintre primele formațiuni exploatate, este singurul cu un potențial total pe sondă de 90 milioane m³. Șistul Haynesville prezintă potențiale cumulate pe sonde intermediare, cu o medie de circa 75 milioane m³ pe sondă [Cook 2010].

5.3.4. Exemple în Statele Unite

Șistul Antrim din Michigan se află la numai câteva sute de metri sub nivelul solului. De aceea, dezvoltarea sa a început devreme, fiind adăugate rapid puțuri noi. În 1998, el a atins producția maximă. Zăcămintul a cunoscut apoi un declin de 4-4,5 % pe an, deși se dezvoltă chiar și astăzi noi puțuri.

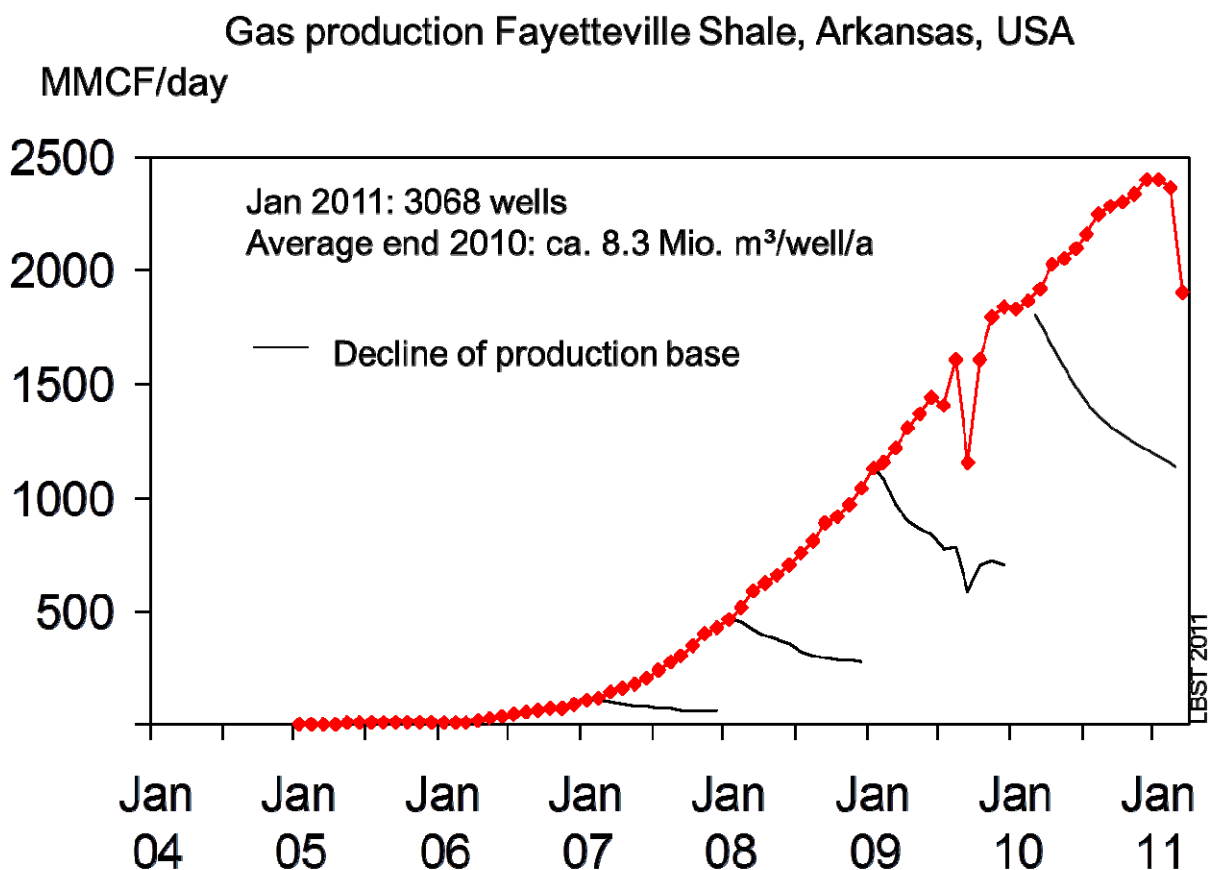
În paralel cu adoptarea *Clean Energy Act* de către Congresul american în 2005, care excludea forajele pentru hidrocarburi de la restricțiile impuse de *Save Drinking Water Act* din 1974, exploatarea șistului Barnett s-a accelerat. În câțiva ani, producția sa a crescut la 51 miliarde m³ în 2010, cu aproximativ 15 000 de sonde. În medie, zăcămintul de 13 000 km² numără 1 sondă pe km², deși, în zonele de prospectare, s-au forat nu mai puțin de 5 puțuri pe km². Datorită dezvoltării sale rapide, zăcămintul a atins producția maximă în 2010.

Adăugarea a peste 2000 de sonde în 2010 nu a putut să împiedice debutul unui declin al producției. La sfârșitul anului 2010, rata de producție tipică pe sondă era de 3,4 milioane m³ pe an.

Șistul Fayetteville a fost dezvoltat începând din 2005. Deși mai modest sub aspectul dimensiunii și al randamentului, șistul prezintă un profil de producție tipic ilustrat în figura 9. Liniile negre indică scăderea producției de bază dacă nu s-ar fi dezvoltat niciun puț nou în decursul anilor.

Declinul cumulat al producției de bază reflectă rata de declin ridicată care în Fayetteville este de 5 % pe lună. Recesiunile din septembrie 2009 și martie 2011 se datorează închiderii sondelor într-o parte a zăcămintului din motive legate de condiții meteorologice dificile. Pe baza analizei profilurilor diferitelor puțuri, se poate presupune că Fayetteville a atins producția maximă în decembrie 2010. Rata de producție medie la finele anului 2010 era de aproximativ 8 milioane m³/an pe sondă.

Figure 9: Producția de gaz din șistul Fayetteville, Arkansas



Data: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, May 2011

<http://www.aogc.state.ar.us/Fayproinfo.htm>

Sursa: sursă proprie pe baza [Arkansas 2009]

În 1993, Chesapeake, o mică întreprindere cu o cifră de afaceri de 13 milioane de dolari, a cunoscut o creștere importantă odată cu dezvoltarea șistului Fayetteville [Chesapeake 2010]. Datorită boom-ului gazelor de șist, cifra sa de afaceri a depășit 5 miliarde de dolari, în 2009. Anul trecut, ea și-a vândut toate activele deținute la șistul Fayetteville companiei BHP Billiton pentru 5 miliarde de dolari [Chon 2011].

Zăcămintul dezvoltat cel mai recent este Haynesville. În 2010, el a devenit zăcămintul de gaze de șist cu producția cea mai ridicată din Statele Unite, depășind șistul Barnett. Creșterea rapidă a producției se explică mai ales prin nivelurile de producție inițială ridicate, de până la 7-8 milioane m³ pe sondă în cursul primei luni.

Această rată de producție ridicată era de așteptat având în vedere parametrii geologici diferiți ai acestui zăcămint și strategia de extracție a gazului într-un mod cât mai rapid posibil. După cum s-a menționat deja, această abordare este urmată de un declin fără precedent de 85 % în cursul primului an.

5.3.5. Parametri-cheie ai marilor șisturi gazeifere europene

Tabelul 19 prezintă anumiți parametri-cheie ai marilor șisturi gazeifere europene. Datorită aplicării anumitor criterii de excludere, zona de prospectare studiată este mult mai restrânsă decât suprafața totală a formațiunii de șist. Acest aspect trebuie avut în vedere atunci când gazul in situ specific pe suprafață este comparat cu datele din tabelul 17, care se bazează pe suprafața totală a formațiunii. Gazele in situ (GIP) pe km² oferă o indicație asupra cantității de gaze care poate fi produsă de la un singur puț.

Conținutul de carbon organic total (COT) măsoară conținutul de gaz al șistului, ceea ce permite estimarea resurselor. Împreună cu grosimea straturilor, acest conținut determină preferința pentru forajul vertical sau orizontal, extinderea acestor puțuri și densitatea lor optimă.

Pe baza acestor considerații, șisturile din Polonia par să fie șisturile europene cele mai promițătoare, cu cel mai mare volum de gaze in situ. Alte șisturi sunt mult mai puțin productive, deși sunt mult mai extinse. Acest lucru înseamnă că eforturile specifice necesare pentru a produce acest gaz cresc considerabil, cu consecințe în ceea ce privește utilizarea terenurilor, cererea de apă etc.

Ținând cont de aceste aspecte, este foarte probabil ca majoritatea șisturilor europene, exceptând șisturile din Polonia și poate cele din Scandinavia, să prezinte niveluri de extracție comparabile sau inferioare șisturilor Fayetteville sau Barnett din Statele Unite.

Tabelul 19: Evaluarea parametrilor-cheie ai marilor șisturi gazeifere europene (datele originale sunt convertite în unități SI și rotunjite)

Regiune	Bazin/șist	Suprafață de prospectare (km ²)	Grosime netă (m)	COT (%)	GIP (Mil. m ³ /km ²) ⁽²⁾
Polonia	Baltic	8846	95	4	1600
Polonia	Lublin	11660	70	1,5	900
Polonia	Podlasie	1325	90	6	1600
Franța	Paris	17940	35	4	300
Franța	Sud-est	16900	30	3,5	300
Franța	Sud-est	17800	47	2,5	630
Europa Centrală	Posidonia	2650	30	5,7	365
Europa Centrală	Namurian	3969	37	3,5	600
Europa Centrală	Wealden	1810	23	4,5	290
Scandinavia	Alum	38221	50	10	850
Regatul Unit	Bowland	9822	45	5,8	530
Regatul Unit	Liassic	160	38	2,4	500

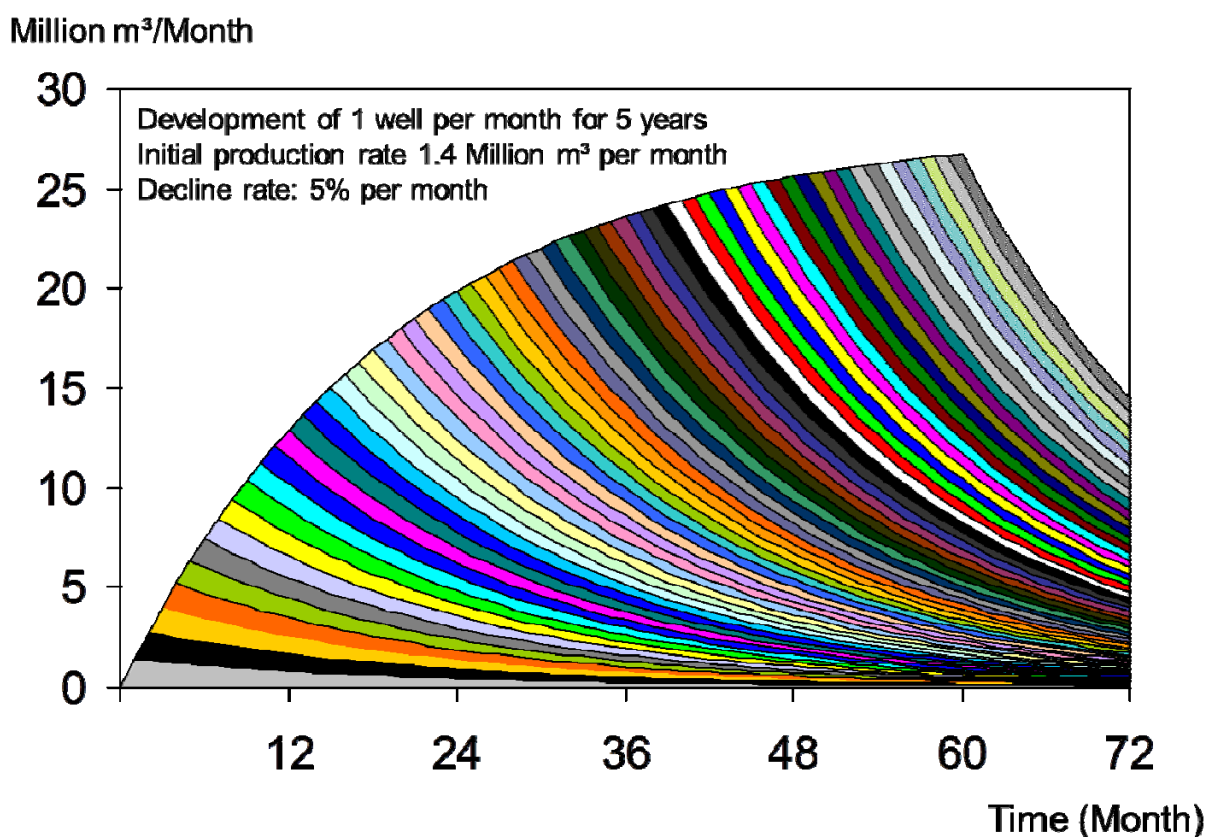
Sursa: US-EIA (2011)

5.3.6. Dezvoltarea ipotetică a zăcămintelor

O caracteristică majoră care face distincția între producția de gaz de șist și producția de gaz convențional este declinul rapid al producției puțurilor. Se poate simula dezvoltarea ipotetică a unui zăcământ comparând mai multe profiluri de producție identice. Figura 10 prezintă rezultatul unui scenariu de acest gen totalizând profilurile de producție ale unui șist cu adăugarea unei sonde noi în fiecare lună. Datele utilizate sunt similare cu cele pentru zăcământul Barnett, cu o producție tipică de 1,4 milioane m^3 în prima lună și un declin de 5 % pe lună. După 5 ani, sunt în producție 60 de sonde care produc circa 27 milioane m^3 /lună sau 325 milioane m^3 /an. Dat fiind declinul rapid al sondelor de producție, rata de producție pe sondă scade la 5 milioane m^3 pe sondă pe an după 5 ani.

Acest scenariu de dezvoltare este utilizat în cele ce urmează pentru a estima impactul producției de gaz de șist asupra pieței europene a gazului.

Figura 10: Dezvoltarea exploatației tipice de zăcăminte de șist prin adăugarea de sonde noi într-un ritm de dezvoltare constant de o sondă pe lună



Sursa: sursă proprie

5.4. Rolul extracției gazelor de șist în tranziția către o economie cu emisii scăzute de carbon și în reducerea pe termen lung a emisiilor de CO_2

5.4.1. Producția de gaze convenționale în Europa

Producția de gaze naturale în Uniunea Europeană a atins nivelul maxim în 1996, cu o rată a producției de 235 bcm/an. În 2009, producția a scăzut deja cu 27 %, la 171 bcm/an. În paralel, consumul a crescut de la 409 bcm în 1996 la 460 bcm în 2009, o creștere de 12 %. Proporția cererii asigurate prin producția internă (europeană) a scăzut astfel de la 57 % la 37 %.

Dacă includem Norvegia, vârful de producție a fost atins în 2004, cu 306 bcm/an, pentru a scădea la 275 bcm/an în 2009 (-11 %). Importurile din afara UE și a Norvegiei au crescut de la 37 % în 2004 la 40 % în 2009 [BP 2010].

Cele mai recente „Perspective energetice mondiale” (World Energy Outlook, WEO) publicate de Agenția Internațională pentru Energie (AIE) prevăd o continuare a acestei scăderi a producției la sub 90 bcm/an în 2035 (sau 127 bcm/an dacă includem Norvegia).

Cererea de gaze naturale va continua să crească cu 0,7 % pe an, atingând 667 bcm/an în 2035 [WEO 2011]. În mod inevitabil, decalajul dintre cerere și o aprovizionare internă în scădere se va accentua, obligând Uniunea Europeană să-și intensifice importurile la peste 400 bcm/an în 2035, ceea ce înseamnă un procent al importurilor de 60 %.

5.4.2. Importanța probabilă a producției de gaze neconvenționale pentru aprovizionarea cu gaz a Europei

Ediția specială 2011 a perspectivelor energetice mondiale a AIE se concentrează pe rolul potențial al gazelor naturale neconvenționale. Dezvoltarea de resurse de gaze naturale neconvenționale în Europa va fi probabil dirijată de Polonia, care ar dispune de 1,4 – 5,3 Tcm de gaze de șist [WEO 2011], în principal în nord. Până la mijlocul anului 2011, Polonia eliberase deja 86 de permise de explorare a zăcămintelor de gaz neconvențional.

Cu toate acestea, potrivit [WEO 2011], există o serie de obstacole de surmontat: „Având în vedere numărul relativ mare de puțuri de forat, este posibil ca obținerea aprobărilor de la autoritățile și comunitățile locale să fie dificilă. De asemenea, tratarea și eliminarea unor mari cantități de ape uzate riscă să complice proiectele. În plus, accesul terților la infrastructura de gazoducte va necesita reforme politice la nivel național.” Chiar și în aceste condiții, potențialul estimat este important: „În ciuda obstacolelor tehnice, de mediu și de reglementare, gazele de șist ar putea modifica radical peisajul energetic polonez.” [WEO 2011].

În ciuda acestor remarci, raportul apreciază că producția de gaze de șist nu va avea decât o importanță minoră la nivelul Europei. Scăderea medie a producției de gaz în Europa, incluzând aici gazul convențional și gazul neconvențional, este estimată la 1,4 % pe an.

Scenariul de bază următor, care se sprijină pe profilurile de producție prezentate, arată efortul necesar pentru a transforma în producție resursele potențiale de gaze de șist. De asemenea, el ilustrează influența maximă a forajelor în șisturile gazeifere și confirmă faptul că gazul neconvențional nu va fi probabil în măsură să inverseze tendința de scădere a producției de gaz în Europa.

Europa deține aproximativ 100 de platforme de foraj [Thornhäuser 2010]. Presupunând o durată de foraj medie de 3 luni pe sondă, s-ar putea așadar fora maximum 400 de puțuri pe an în Europa. Acest lucru ar presupune că toate instalațiile de foraj servesc la forarea în șisturile gazeifere, dar nu toate instalațiile sunt adecvate în acest scop, în timp ce alte puțuri abia sunt în curs de dezvoltare. Presupunând în continuare o rată de producție de 1,4 milioane m³ în prima lună, după 5 ani vor fi fost forate 2000 de puțuri cu o producție combinată de 900 milioane m³/lună sau 11 miliarde m³/an. Profilul de producție ar fi similar cu cel din figura 10, dar cu volumele mai mari corespunzătoare numărului mai ridicat de puțuri. Aceste puțuri ar contribui cu mai puțin de 5 % la producția europeană de gaz în cursul următoarelor decenii, sau ar asigura 2-3 % din necesarul de gaz. Chiar și în condițiile continuării dezvoltării în același ritm (400 de sonde noi pe an), creșterea producției ar fi neglijabilă, deoarece rata de scădere rapidă reduce producția cu circa 50 % numai într-un singur an în absența unor sonde noi.

5.4.3. Rolul producției de gaze de șist în reducerea pe termen lung a emisiilor de CO₂

Combinarea tuturor aspectelor tehnice, geologice și de mediu descrise mai sus face aproape imposibil ca dezvoltarea (chiar agresivă) a șisturilor gazeifere să aibă o influență semnificativă asupra emisiilor viitoare de CO₂ în Europa.

După cum s-a menționat deja, succesul producției de gaze de șist în Statele Unite este în parte rezultatul unei atenuări a restricțiilor de mediu cuprinse în Clean Energy Act din 2005. Chiar și cu această dezvoltare agresivă și ieftină, cele câteva mii de sonde active nu reprezintă decât 10 % din producția totală de gaze naturale în Statele Unite.

În același timp, fracturarea hidraulică suscită controverse în Statele Unite. Impunerea unor restricții de mediu ar putea frâna considerabil dezvoltarea ulterioară a exploatațiilor de șisturi gazeifere, după cum o indică studiul efectuat de Ernst&Young cu privire la acest sector: „Principalul factor de natură să frâneze creșterea prevăzută a producției de gaz de șist este noua legislație de mediu”. Cităm în continuare: „Agenția americană pentru protecția mediului efectuează în prezent un studiu global privind impactul fracturării hidraulice asupra calității apei și sănătății publice. În cazul în care concluziile acestui studiu antrenează o interdicție sau o restricție majoră a utilizării fracturării hidraulice, investițiile în exploatarea gazelor de șist ar putea fi stopate.” [Ernst&Young 2010].

O dezvoltare agresivă a producției de gaz de șist în Europa ar putea avea o contribuție de până la câteva procente la producția europeană de gaz. Având în vedere durata de timp îndelungată, este foarte probabil ca producția să fie aproape neglijabilă pentru următorii 5-10 ani.

Aceste afirmații însă nu exclud totuși posibilitatea producerii unei anumite cantități de gaz importante pe plan regional.

Dacă presupunem că restricțiile de mediu vor crește costurile și vor frâna dezvoltarea, producția de gaz de șist în Europa va rămâne aproape marginală.

Producția europeană de gaz se află în scădere de mai mulți ani. Dezvoltarea gazului neconvențional nu va opri acest declin. Potrivit studiilor consacrate acestui sector, contribuția gazelor de șist la aprovizionarea cu gaz a Europei va crește foarte lent și nu va depăși câteva procente din cerere [Korn 2010].

În consecință, producția de gaz neconvențional în Europa nu va permite o reducere importată a nevoilor Europei de gaz natural. Nu același lucru se poate spune neapărat pentru Polonia. Aici, producția de gaz de șist ar putea avea un impact vizibil, în condițiile în care producția actuală modestă de 4,1 bcm acoperă circa 30 % din cererea internă scăzută de 13,7 bcm [BP 2010].

Având în vedere creșterea cererii de gaz în alte regiuni ale lumii și reducerea producției de bază în Rusia, este foarte posibil ca importurile de gaze naturale în Europa să nu poată crește suficient, în cursul următoarelor două decenii, așa cum o spun previziunile privind cererea europeană. În acest caz, politica europeană de creștere a cererii de gaz ar putea fi contraproductivă. O măsură de adaptare adecvată ar fi reducerea sistematică a cererii de gaz prin măsuri de stimulare adecvate. Investițiile în proiecte de gaz de șist ar putea chiar să aibă efecte nefaste deoarece pot avea o influență pozitivă scurtă și limitată asupra aprovizionării europene cu gaz, riscând astfel să transmită semnale false înspre consumatori și piețe, încurajându-le să-și mențină dependența față de aceste resurse la un nivel care nu ar putea fi acoperit printr-o aprovizionare garantată. Declinul mai rapid, inevitabil, ar agrava situația deoarece ar reduce perioada necesară introducerii substituenților disponibili. De asemenea, vor fi fost alocate investiții uriașe pentru aceste proiecte și pentru atenuarea acestei dependențe, în loc să fie consacrate tehnologiilor de tranziție.

6. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Legislațiile miniere din Europa și reglementările privind activitățile miniere nu abordează aspectele specifice fracturării hidraulice. La nivelul statelor membre ale UE, există diferențe importante între reglementările în materie de minerit. În numeroase cazuri, drepturile de exploatare sunt plasate înaintea drepturilor cetățenilor, iar responsabilii politici locali de multe ori nu pot interveni în ceea ce privește posibilele proiecte sau situri de exploatare, deoarece permisele sunt acordate de guverne naționale sau regionale și de administrațiile acestora.

Într-un mediu social și tehnologic în schimbare, în care schimbările climatice și trecerea la un sistem energetic durabil reprezintă priorități principale și în care participarea publicului la nivel regional și local se consolidează, interesele naționale legate de activitățile miniere și interesele guvernelor regionale și locale, precum și ale populațiilor în cauză, trebuie reevaluate.

O condiție esențială a acestei evaluări ar trebui să fie obligativitatea analizei ciclului de viață pentru proiectele noi, inclusiv o analiză a impactului asupra mediului. Doar o analiză completă a costurilor și a beneficiilor permite o evaluare corectă a pertinentei diferitelor proiecte și a justificării acestora.

Tehnologia fracturării hidraulice are un impact notabil în Statele Unite, singura țară la ora actuală cu câteva decenii de experiență și arhive statistice pe termen lung.

Având în vedere caracteristicile sale, tehnologia utilizată pentru dezvoltarea gazelor de șist are un impact de mediu inevitabil. Ea prezintă un risc ridicat în caz de utilizare incorectă și, chiar și atunci când este aplicată corect, poate să prezinte un risc ridicat de daune aduse mediului și de pericole pentru sănătatea umană.

Una dintre consecințele inevitabile este nivelul uriaș de ocupare a terenurilor și modificările importante aduse peisajului, în condițiile în care este necesară o densitate foarte ridicată a sondelor pentru a fractura rocile-mamă la scară mare și a accede astfel la gaz. Diferitele platforme de foraj - în Statele Unite, 6 platforme pe km², sau chiar mai multe - trebuie pregătite, dezvoltate și conectate prin căi de acces pentru vehicule de transport de mare tonaj. Puțurile de producție trebuie conectate prin conducte colectoare cu debit scăzut, dar și prin unități de epurare, care să separe apa și produsele chimice, metalele grele sau ingredientele radioactive de gazul produs înainte ca acesta să fie injectat în rețeaua de distribuție de gaz existentă.

Printre riscurile posibile legate de manevrele incorecte, amintim accidente precum refularea cu deversare a apei de fracturare, scurgerile de ape uzate sau din bazinele sau conductele cu fluid de fracturare, sau contaminarea apelor subterane din cauza unei manipulări incorecte sau a cimentării neprofesioniste a coloanei de tubaj. Aceste riscuri pot fi reduse și probabil evitate prin directive tehnice adecvate, practici de manipulare prudente și o supraveghere din partea autorităților publice. Pe de altă parte, toate aceste măsuri de siguranță sporesc costurile proiectelor și încetinesc dezvoltarea. De aceea, în fața presiunii economice crescânde și a necesității accelerării dezvoltării, riscurile de accidente se înmulțesc. Mai multe puțuri în același timp necesită eforturi de supraveghere și control mai pronunțate.

În fine, există riscuri inerente fracturării necontrolate, care provoacă o mobilizare necontrolată a fluidelor de fracturare, sau chiar a gazului natural însuși. De exemplu, este știut faptul că fracturarea hidrolică poate să provoace cutremure mici și să genereze acumulări de gaze și de fluide în fisurile create „în mod natural”.

Experiența americană arată că, în practică, accidentele sunt posibile. Mult prea adesea, companiile în cauză sunt amendate de autoritățile competente pentru abaterile respective.

Aceste accidente sunt provocate fie de un echipament defectuos sau care prezintă scurgeri, fie prin practici deficiente aplicate pentru a economisi bani și timp, fie din cauza unei cimentări neprofesioniste a tubajului sau prin contaminarea apelor subterane în urma unor scurgeri nedetectate.

Acum că durabilitatea este esențială pentru generațiile viitoare, se pune întrebarea dacă ar trebui permisă injectarea de substanțe chimice periculoase în subsol sau dacă ar trebui interzisă pe motivul că o astfel de practică riscă să restrângă sau să împiedice orice utilizare viitoare a stratului contaminat (de exemplu, în scopuri geotermice), iar efectele sale pe termen lung nu au fost studiate. În zonele active de extracție a gazului de șist, pentru fiecare metru pătrat sunt injectate aproximativ 0,1-0,5 litri de produse chimice.

Cu circa 200 g echivalent de CO₂ pe kWh, emisiile de gaze cu efect de seră ale gazului natural sunt în general mai scăzute decât cele provenite de la alți combustibili fosili. Având în vedere volumul mic de producție de gaz pe sondă, pierderile fugitive de metan, eforturile mai mari necesare dezvoltării și debitul scăzut al conductelor colectoare și al compresoarelor, emisiile specifice ale utilizării gazului de șist sunt mai ridicate decât cele provenite din exploatarea zăcămintelor de gaz convențional. Cu toate acestea, evaluarea practicilor americane nu poate fi pur și simplu transpusă situației europene. Nu există încă o evaluare realistă bazată pe date de proiect. Evaluarea efectuată pentru prezentul studiu poate fi însă considerată a fi un prim pas în direcția acestei analize.

Cadrul legislativ european actual impune realizarea unei evaluări a impactului asupra mediului numai atunci când producția puțului depășește 500 000 m³ pe zi. Această limită este mult prea ridicată și ignoră realitatea puțurilor de gaz de șist a căror producție inițială este de ordinul a câteva zeci de mii de m³ pe zi. O evaluare a impactului asupra mediului cu participarea publicului ar trebui să fie obligatorie pentru fiecare sondă.

Autoritățile regionale ar trebui să aibă dreptul de a interzice activități de fracturare în zonele sensibile (zone de protecție a apei potabile, sate, teren arabil etc.). Mai mult, autoritățile regionale ar trebui să aibă o mai mare autonomie în a decide interzicerea sau autorizarea fracturării hidraulice pe teritoriul lor.

Actualele privilegii de care beneficiază activitățile de explorare și producție a petrolului și gazelor ar trebui reevaluate în lumina următorilor factori:

- Producția europeană de gaz cunoaște un declin pronunțat de mai mulți ani și se așteaptă ca aceasta să scadă cu încă 30 % până în 2035;
- Se așteaptă ca cererea europeană să continue să crească până în 2035;
- Dacă aceste tendințe se confirmă, importurile de gaze naturale vor continua să crească inevitabil;
- Sub nicio formă nu se poate garanta realizarea unor importuri suplimentare, de ordinul a 100 de miliarde m³ sau mai mult pe an.

Resursele de gaz neconvențional în Europa sunt prea limitate pentru a avea un impact semnificativ asupra acestor tendințe, cu atât mai mult cu cât profilurile de producție tipice nu vor permite decât extracția unei părți limitate a acestor resurse. Obligațiile de mediu vor genera totodată creșteri ale costurilor proiectelor și vor întârzia derularea acestora, ceea ce va reduce și mai mult contribuția lor potențială.

Oricare ar fi motivele autorizării fracturării hidraulice, justificarea că ar contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră abia dacă stă în picioare. Din contră, este foarte probabil ca investițiile în proiecte de extracție a gazului de șist - dacă vor exista - să aibă un impact de scurtă durată asupra aprovizionării cu gaz, impact ce ar putea fi contraproductiv, întrucât aceste proiecte ar putea da impresia unei securități a aprovizionării cu gaz într-un moment în care consumatorii ar trebui încurajați să reducă această dependență prin economii, prin măsuri în materie de eficiență energetică și prin utilizarea de surse alternative.

RECOMANDĂRI

- Nu există o directivă cuprinzătoare care să prevadă o legislație europeană în domeniul minier. Nu există o analiză completă și detaliată accesibilă publicului asupra cadrului normativ european referitor la extracția gazelor de șist și a petrolului din formațiuni compacte, astfel că elaborarea unei astfel de analize este o necesitate.
- Actualul cadru de reglementare european în materie de fracturare hidraulică - elementul central al extracției gazelor de șist și a petrolului din formațiuni compacte - prezintă o serie de lacune. Cea mai importantă carență a sa este că pragul fixat pentru realizarea evaluărilor impactului asupra mediului în cadrul activităților de fracturare hidraulică pentru extracția de hidrocarburi este mult prea ridicat pentru orice potențiale activități industriale de acest tip, motiv pentru care, acesta ar trebui coborât substanțial.
- Sfera de aplicare a Directivei-cadru privind apa ar trebui reevaluată, punându-se un accent deosebit pe activitățile de fracturare și posibilele consecințe ale acestora asupra apelor de suprafață.
- În cadrul unei analize a ciclului de viață (ACV), o analiză minuțioasă costuri/beneficii ar putea fi un instrument de evaluare a beneficiilor globale pentru societate și cetățenii săi. Trebuie așadar elaborată o abordare uniformă, care să se aplice la nivelul UE27, și pe baza căreia autoritățile responsabile să efectueze evaluările ACV și să le discute împreună cu publicul.
- Ar trebui avută în vedere o eventuală interdicție generală a utilizării de substanțe chimice toxice. Cel puțin, toate produsele chimice utilizate ar trebui divulgate public, numărul produselor autorizate ar trebui limitat, iar utilizarea acestora ar trebui controlată. Ar trebui culese la nivel european statistici privind cantitățile injectate și numărul proiectelor.
- Autoritățile regionale ar trebui să aibă putere decizională extinsă în materie de autorizare a proiectelor care recurg la fracturare hidraulică. Participarea publicului și evaluările ACV ar trebui să fie obligatorii în cadrul procesului decizional.
- În momentul acordării autorizațiilor pentru proiect, monitorizarea fluxurilor apelor de suprafață și a emisiilor în atmosferă ar trebui să fie obligatorie.
- Ar trebui culese și analizate la nivel european statistici cu privire la accidente și plângeri. În momentul autorizării proiectelor, o autoritate independentă va trebui să culegă și să examineze plângerile.
- Având în vedere caracterul complex al posibilelor consecințe și riscuri ale fracturării hidraulice pentru mediu și sănătatea umană, ar trebui avută în vedere elaborarea unei noi directive la nivel european, care să reglementeze într-o manieră exhaustivă toate aspectele din acest domeniu.

REFERINȚE

- Aduschkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A. (2000). Seismicity in the Oilfields, Oilfield Review Summer 2000, Schlumberger, URL: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2000/or2000sum01_seismicity.aspx
- AGS (2011). Arkansas Earthquake Updates, internet-database with survey of earthquakes in Arkansas, Arkansas Geological Survey. 2011. URL: <http://www.geology.ar.gov/geohazards/earthquakes.htm>
- Arthur J. D., Bruce P.E., Langhus, P. G. (2008). An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States, ALL Consulting. 2008. URL: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>
- Anderson S. Z. (2011). Toreador agrees interim way forward with French Government in Paris Basin tight rock oil program. February 2011
- Arkansas (2011). Fayetteville Shale Gas Sales Information, Oil and Gas Division, State of Arkansas, URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayproinfo.htm>
- Arkansas Oil and Gas Commission. (2011). January 2011. URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayproinfo.htm>
- Armendariz AI (2009). Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements, AI. Armendariz, Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University, Dallas, Texas, ordered by R. Alvarez, Environmental Defense Fund, Austin, Texas., Version 1.1., January 26, 2009
- Arthur J. D., Bohm B., Coughlin B. J., Layne M. (2008). Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Fayetteville Shale. 2008
- Blending W. (2011). Stellungnahme zu Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen - Sorgen der Bürger ernst nehmen - Bergrecht ändern (Antr Drs 15/1190) - Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 31.05.2011. Landtag Nordrhein-Westfalen, 20. Mai 2011
- Bode, J. (2011). Antwort der Landesregierung in der 96. und 102. Sitzung des Landtages der 16. Wahlperiode am 21. Januar und 17. März 2011 auf die mündlichen Anfragen des Abgeordneten Ralf Borngreber (SPD) – Drs. 16/3225 Nr. 18 und 16/3395 Nr. 31. Niedersächsischer Landtag – 16. Wahlperiode, Drucksache 16/3591. April 2011
- BP (2010). BP Statistical Review of World Energy, June 2010. URL: <http://www.bp.com>
- Charpentier (2010). R.R. Charpentier, T. Cook, Applying Probabilistic Well-Performance Parameters to Assessments of Shale-Gas Resources, U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1151, 18p.
- Chesapeake (2010). Annual reports, various editions, Chesapeake corp., URL: <http://www.chk.com/Investors/Pages/Reports.aspx>
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration I, May 2011
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration II, May 2011
- Chon (2011). G. Chon, R.G. Matthews. BHP to buy Chesapeake Shale Assets, Wallstreet Journal, 22nd February 2011, URL: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703800204576158834108927732.html>

- COGCC (2007). Colorado Oil and Gas Conservation Commission, Oil and Gas Accountability Project
- COGCC Garfield Colorado County IT Department. Gas Wells, Well Permits&Pipelines, Including Public Lands, Western Garfield County, Colorado, Glenwood Springs, Colorado: Composed Utilizing Colorado Oil and Gas Conservation Commission Well Site
- Colborn T. (2007). Written testimony of Theo Colborn, PhD, President of TEDX, Paonia, Colorado, before the House Committee on Oversight and Government Reform, hearing on The Applicability of Federal Requirements to Protect Public Health and the Environment from Oil and Gas Development, October 31, 2007.
- Cook (2010). Cook, Troy and Charpentier, Assembling probabilistic performance parameters of shale-gas wells: US-Geological Survey Open-File Report 2010-1138, 17p.
- D.B. Burnett Global Petroleum Research Institute, Desalination of Oil Field Brine, 2006
- Duncan, I., Shale Gas: Energy and Environmental Issues, Bureau of Economic Geology, 2010
- EC 2010 Grantham: European Commission – Enterprise and Industry (Grantham J., Owens C., Davies E.) (2010). Improving Framework Conditions for Extracting Minerals for the EU. July 2010. URL: http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/best-practices/sust-full-report_en.pdf [6.6.2011]
- EC 2010 MMM: European Commission, Sector “Mining, metals and minerals”. Reference Documents. (last update: 31/10/2010). URL: http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/metals-minerals/documents/index_en.htm [6.6.2011]
- EC 2011 MW: European Commission – Environment. Summary of EU legislation on mining waste, studies and other relevant EU legislation. Last updated: 18/02/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/waste/mining/legis.htm> [6.6.2011]
- EC 2011 S: European Commission – Environment, Last updated: 19/01/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/seveso/review.htm> [5.6.2011] Review of Seveso II until June 2015
- EC BREF: EC European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, URL: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> [6.6.2011]
- EC LCA: European Commission – Joint Research Centre – Institute for the Environment and Sustainability: Life Cycle Thinking and Assessment. URL: http://lct.jrc.ec.europa.eu/index_jrc [16.6.2011]
- EC NEEI: European Commission (2010). Natura 2000 Guidance Document. Non-endergy mineral extraction and Natura 2000. July 2010. URL: http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/nee_i_n2000_guidance.pdf [16.6.2011]
- EIA cod: Publications Office of the European Union (2009). Council Directive of 27 June 1985 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment – including amendments. This document is meant purely as a documentation tool and the institutions do not assume any liability for its contents. June 2009. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:1985L0337:20090625:EN:PDF> [10.6.2011]

- EPA (2005). The relevant section 322 in the Energy Policy Act of 2005 explicitly states: "Paragraph (1) of section 1421(d) of the Safe Drinking Water Act (U.S.C. 300h(d)) is amended to read as follows: (1) Underground injection. – The term underground injection – (A) means the subsurface emplacement of fluids by well injection; and (B) excludes – (i) the underground injection of natural gas for purposes of storage; and (ii) the underground injection of fluids or propping agents (other than diesel fuels) pursuant to hydraulic fracturing operations related to oil, gas, or geothermal production activities." (see Public law 109 – 58 Aug 8 2005; Energy Policy Act of 2005, Subtitle C Production, Section 322, Page 102.
- EPA (2009). Discovery of "fracking" chemical in water wells may guide EPA review, Inside EPA, Environmental Protection Agency, August 21, 2009,
- Ernst&Young (2010) The global gas challenge, Ernst&Young, September 2010, page 4, URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/\\$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf)
- ExxonMobil (2010) H. Stapelberg. Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, Presentation at a hearing on a side event of the German Parliament, organized by the Bündnis90/Die Grünen, Berlin, 29th October 2010
- Gény (2010). Florence Gény (2010). Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? The Oxford Institute for Energy Studies, NG 46, December 2010.
- Goodman W. R., Maness T. R. (2008). Michigan's Antrim Gas Shale Play—A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development. September 2008
- Goodrich (2010) Goodrich Petroleum Corporation Presentation at the IPAA oil and gas investment symposium, New York, New York, 11th April 2010, URL: <http://www.goodrichpetroleum.com/presentations/April2010.pdf>
- Grieser B., Shelley B. Johnson B.J., Fielder E.O., Heinze J.R., and Werline J.R. (2006). Data Analysis of Barnett Shale Completions: SPE Paper 100674
- Hackl (2011). Personal communication with the responsible employee of a huge European reinsurance company. March 2011.
- Harden (2007). Northern Trinity/Woodbine GAM Assessment of Groundwater Use in the Northern Trinity Aquifer Due to Urban Growth and Barnett Shale Development, prepared for Texas Water Development Board, Austin Texas, TWDB Contract Number: 0604830613, URL: http://rio.twdb.state.tx.us/RWPG/rpgm_rpts/0604830613_BarnetShale.pdf
- Hejny H., Hebestreit C. (2006). EU Legislation and Good Practice Guides of Relevance for the EU Extractive Industry. December 2006. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Paper%20Hejny%20TAIEX%202006%20Tallinn.pdf> [6.6.2011]
- Howarth B., Santoro R., Ingraffea T. (2011) Developing Natural Gas in the Marcellus and other Shale Formations is likely to Aggravate Global Warming. March 2011
- Ineson, R. (INGAA Foundation) Changing Geography of North American Natural Gas, April 2008, Page 6]

- Kim Y.J., Lee H.E., Kang S.-A., Shin J.K., Jung S.Y., Lee Y.J. (2011). Uranium Minerals in black shale, South Korea, Abstract of Presentation to be held at the Goldschmidt 2011 Conference, Prague, August 14-19, URL: <http://www.goldschmidt2011.org/abstracts/originalPDFs/4030.pdf>
- Kohl (2009). The Paris oil shale basin – Hype or Substance?, K. Kohl, Energy and Capital, 23rd November 2009, URL: <http://www.energyandcapital.com/articles/paris-basin-oil-shale/1014>
- Korn (2010). Andreas Korn, Prospects for unconventional gas in Europe, Andreas Korn, eon-Ruhrgas, 5th February 2010, URL: http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205_Unconventional_gas_in_Europe.pdf
- Kullmann U. (Federal Ministry of Economics and Technology) (2006). European legislation concerning the extractive industries. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/European%20legislation%202006.pdf> [6.6.2011]
- Kummetz D., Neun Lecks – null Information (nine leaks, zero information), taz, January 10, 2011, URL: <http://www.taz.de/1/nord/artikel/1/neun-lecks-null-information/>
- Laherrere (2011) Laherrère J.H. 2011 «Combustibles fossiles: donnees, fiabilite et perspectives» Ecole Normale Superieure CERES-04-02 Choix energetiques Paris 7 avril. URL : http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_ENS_avril2011.pdf
- Leteurtois J.-P., J.-L. Durville, D. Pillet, J.-C. Gazeau (2011). Les hydrocarbures de roche-mère en France, Rapport provisoire, Conseil général de l'énergie et des technologies, CGEIT n° 2011-04-G, Conseil général de l'environnement et du développement durable, CGEDD n° 007318-01
- Lobbins C. (2009). Notice of violation letter from Craib Lobbins, PA DEP Regional Manager, to Thomas Liberatore, Cabotr Oil& Gas Corporation, Vice President, February 7, 2009.
- Louisiana Department of Natural Resources (LDNR). Number of Haynesville Shale Wells by Month. June 2011
- Lustgarten A. (2008). Buried Secrets: Is Natural Gas Drilling Endangering U.S. Water Supplies?, Pro Publica, November 13, 2008.
- Michaels, C., Simpson, J. L., Wegner, W. (2010). Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. September 2010
- NDR (2011). Grundwasser von Söhlingen vergiftet? News at Norddeutscher Rundfunk, January 10, 2011, 18.25 p.m., URL: <http://www.ndr.de/regional/niedersachsen/heide/erdgas109.html>
- New York City Department of Environmental Protection (NYCDEP). (2009). Rapid Impact Assessment report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. September 2009
- NGE 2011: Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/shale-gas-regulatory-framework-work-progress.htm> [6.6.2011]
- Nonnenmacher P. (2011). Bohrungen für Schiefergas liessen die Erde beben, Basler Zeitung, June 17, 2011.
- Nordquist (1953). "Mississippian stratigraphy of northern Montana", Nordquist, J.W., Billings Geological Society, 4th Annual Field Conference Guidebook, p. 68–82, 1953

- NYC Riverkeeper, Inc. (2010). Fractured Communities – Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. p. 13. September 2010. URL: <http://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2010/09/Fractured-Communities-FINAL-September-2010.pdf> [16.6.2011]
- ODNR (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management, September 1, 2008.
- OGP International Association of Oil & Gas Producers (2008). Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry. September 2008
- Ohio Department of Natural Resources (ODNR), Division of Mineral Resources Management. (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. September 2008
- Osborn St. G., Vengosh A., Warner N. R., Jackson R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. April 2011
- PA DEP (2009). Proposed Settlement of Civil Penalty Claim, Permit Nos. 37-125-23165-00, Pennsylvania Department of Environmental Protection, September 23, 2009, URL: http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/range_resources_consent_assessment090923.pdf
- PA DEP (2010). Department of Environmental Protection fines Atlas \$85000 for Violations at 13 Well sites, January 7, 2010, URL: <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=2612&typeid=1>
- Papoulias F. (European Commission, DG Environment) (2006). The new Mining Waste Directive towards more Sustainable Mining. November 2006. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Mining%20waste%20dir%20-%20Tallinn%2030-11-06.pdf> [6.6.2011]
- Patel 2011. French Minister Says “Scientific” Fracking Needs Strict Control, Tara Patel, Boloombnerg News, 1st June 2011, see at <http://www.bloomberg.com/news/2011-06-01/french-minister-says-scientific-fracking-needs-strict-control.html>
- Penn State, College of Agricultural Science. (2010). Accelerating Activity in the Marcellus Shale: An Update on Wells Drilled and Permitted. May 2010. URL: <http://extension.psu.edu/naturalgas/news/2010/05/accelerating-activity>
- Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). (2011). Evolving Water Use Regulations British Columbia Shale Gas. 7th Annual Spring Water Forum May 2011
- Pickels, M. (2010). Moon's Atlas Energy Resources fined \$85K for environmental violations, January 09, 2010, URL: http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz
- PLTA (2010). Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008, Pennsylvania Land Trust Association (PLTA), September 1, 2010, URL: <http://conserveland.org/violationsrpt>
- Quicksilver. (2005). The Barnett Shale: A 25 Year “Overnight” Success. May 2005
- Raestadt (2004). Nils Raestadt. Paris Basin – The geological foundation for petroleum, culture and wine, GeoExpoPro June 2004, p. 44-48, URL: http://www.geoexpo.com/sfiles/7/04/6/file/paris_basin01_04.pdf
- Resnikoff M. (2019). Memo. June 2010. URL: http://www.garyabraham.com/files/gas_drilling/NEWSNY_in_Chemung/RWMA_6-30-10.pdf

- RRC (2011) see Texas Railroad Commission (2011)
- Safak S. (2006). Discussion and Evaluation of Mining and Environment Laws of Turkey with regard to EU Legislation. September 2010. URL: <http://www.belgeler.com/blg/lgt/discussion-and-evaluation-of-mining-and-environment-laws-of-turkey-with-regard-to-eu-legislation-turk-maden-ve-cevre-kanunlarinin-avrupa-birligi-mevzuatiyla-karsilastirilmesi-ve-degerlendirilmesi> [6.6.2011]
- Schaefer (2010). Keith Schaefer, The Paris Basin Oil Shale Play, Oil and Gas Investments Bulletin, 30th December 2010, see at <http://oilandgas-investments.com/2010/investing/the-paris-basin-oil-shale-play/>
- Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. (2004). Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale: SPE Paper 90838 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas.
- Schuetz M (European Commission: Policy Officer Indigenous Fossil Fuels) (2010). Schiefergas: Game-Changer für den europäischen Gasmarkt? October 2010
- SDWA (1974). Safe Drinking Water Act, codified generally at 42 U.S.C. 300f-300j-25, Public Law 93-523, see art. 1421(d).
- SGEIS (2009) Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) prepared by the New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC), Division of Mineral Resources on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Draft September 2009, URL: <http://dec.ny.gov/energy/45912.html>, and Final Report 2010, URL: <http://www.dec.ny.gov/energy/47554.html>
- Stapelberg H. H. (2010). Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Oktober 2010
- Sumi L. (2008). Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. May 2008
- Swanson V.E. (1960). Oil yield and uranium content of black shales, USGS Series Numbered No. 356-A, URL: <http://pubs.er.usgs.gov/publication/pp356A>
- Sweeney M. B, McClure S., Chandler S., Reber C., Clark P., Ferraro J-A., Jimenez-Jacobs P., Van Cise-Watta D., Rogers C., Bonnet V., Shotts A., Rittle L., Hess S. (2010). Marcellus Shale Natural Gas Extraction Study - Study Guide II - Marcellus Shale Natural Gas: Environmental Impact. January 2010
- Talisman (2011). A list of all notices of violations by Talisman received from the PA DEP, are listed at URL: http://www.talismanusa.com/how_we_operate/notices-of-violation/how-were-doing.html
- TCEQ (2010). Health Effects Review of Barnett Shale Formation Area Monitoring Projects including Phase I (August 24-28, 2009), Phase II (October 9-16, 2009), and Phase III (November 16-20, 2009): Volatile Organic Compound (VOCs), Reduced Sulfur Compounds (RSC), Oxides of Nitrogen (NOx), and Infrared(IR) Camera Monitoring, Interoffice Memorandum, Document Number BS0912-FR, Shannon Ethridge, Toxicology Division, Texas Commission on Environmental Quality, January 27, 2010.
- Teßmer D. (2011). Stellungnahme Landtag NRW 15/621 zum Thema: "Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen – Sorgen der Bürger ernst nehmen – Bergrecht ändern". Report on legal framework concerning exploitation of shale gas. May 2011.

- Texas Rail Road Commission (RRC). (2011). URL: <http://www.rrc.state.tx.us/>
- Thonhauser (2010): G. Thonhäuser. Presentation at the Global Shale Gas Forum, Berlin, 6-8th September 2010, Cited in "The Drilling Champion of Shale gas", Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/?p=2342>
- Thyne G. (2008). Review of Phase II Hydrogeologic Study, Prepared for Garfield County, December 20, 2008, URL: http://cogcc.state.co.us/Library/Presentations/Glenwood_Spgs_HearingJuly_2009/GlenwoodMasterPage.html
- Tiess G. (2011). Legal Basics of Mineral Policy in Europe – an overview of 40 countries. Springer, Wien, New York.
- Total (2011). The main sources of unconventional gas, internet presentation of Total. URL: <http://www.total.com/en/our-energies/natural-gas/-exploration-and-production/our-skills-and-expertise/unconventional-gas/specific-fields-201900.html> [15.06.2011]
- United States Environmental Protection Agency (EPA), Office of Research and Development. (2011). Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. February 2011
- US EIA, (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US, US- Energy Information Administration, April 2011. URL: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/?src=email>
- UWS Umweltmanagement GmbH. All relevant legislation on german and european level concerning environmental protection, security at work, emissions, etc. URL: http://www.umwelt-online.de/recht/wasser/ueber_eu.htm [6.6.2011]
- Waxman H., Markey E., DeGette D. (United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce) (2011). Chemicals Used in Hydraulic Fracturing. April 2011. URL: <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> [6.6.2011]
- Weber L. (2006). Minerals Policy in Austria in the Framework of EU Legislation. Presentation at TAIEX-Meeting Tallinn 2006. URL: http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taieux/presentations/Taieux_tallinn_weber.pdf [6.6.2011]
- WEC (2010). 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council, London, 2010, URL: www.worldenergy.org
- WEO (2011). World Energy Outlook 2011, special report: Are we entering a golden age of gas?, International Energy Agency, Paris, June 2011, URL: http://www.worldenergyoutlook.org/golden_age_gas.asp
- Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S. Kinney G. Teitelbaum D., Newman L. (2008). Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A White Paper, University of Colorado Denver, Colorado School of Public Health, Denver, Colorado, and Colorado State University, Department of Psychology, Fort Collins, Colorado, September 15, 2008.
- Wolf (2009). Town of Dish, Texas, Ambient Air Monitoring Analysis, Final Report, prepared by Wolf Eagle Environmental, September 15, 2009, URL: www.wolfeagleenvironmental.com
- Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Anderson K. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. January 2011

- Zeeb H., Shannoun F. (2009). WHO handbook on indoor radon: a public health perspective. World Health Organization (WHO) 2009

DIRECȚIA GENERALĂ POLITICI INTERNE

DEPARTAMENTUL TEMATIC POLITICA ECONOMICĂ ȘI ȘTIINȚIFICĂ **A**

Rol

Departamentele tematice sunt unități de cercetare care asigură consultanță de specialitate pentru comisii, delegații interparlamentare și alte organisme parlamentare.

Domenii tematice

- Afaceri economice și monetare
- Ocuparea forței de muncă și afaceri sociale
- Mediu, sănătate publică și siguranță alimentară
- Industrie, cercetare și energie
- Piața internă și protecția consumatorilor

Documente

Vizitați site-ul web al Parlamentului European: <http://www.europarl.europa.eu/studies>

FOTOGRAFIE POSKYTOL:
iStock International Inc.



ANEXĂ: COEFICIENȚI DE CONVERSIE

Table: Unități uzuale în Statele Unite

Unitate	Echivalent
1 inch (in)	2,54 cm
1 picior (ft)	0,3048 m
1 yard (yd)	0,9144 m
1 milă (mi)	1,609344 km
1 picior pătrat (sq ft) sau (ft ²)	0,09290341 m ²
1 acru	4046,873 m ²
1 picior cub (cu ft) sau (ft ³)	28,31685 L
1 yard cub (cu yd) sau (yd ³)	0,7645549 m ³
1 acru-picior (acre ft)	1233,482 m ³
1 galon american (gal)	3,785412 L
1 baril de petrol (bbl)	158,9873 L
1 bushel (bu)	35,23907 L
1 livră (lb)	453,59237 g
1 tonă (americană)	907,18474 kg
Fahrenheit (F)	$(5/9) * (F - 32)^\circ C$
1 British thermal unit (BTU) sau (Btu)	1055,056 J

Sursa: http://en.wikipedia.org/wiki/US_units_of_measurement