



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ
BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



**FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ
ENERGETICKÝ ÚSTAV**

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING
ENERGY INSTITUTE

TĚŽBA BŘIDLICOVÉHO PLYNU

SHALE GAS EXTRACTION

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE
BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE
AUTHOR

JAKUB PODHORSKÝ

VEDOUCÍ PRÁCE
SUPERVISOR

ING. LADISLAV ŠNAJDÁREK

BRNO 2015

Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství

Energetický ústav

Akademický rok: 2014/15

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

student(ka): Jakub Podhorský

který/která studuje v **bakalářském studijním programu**

obor: **Základy strojního inženýrství (2341R006)**

Ředitel ústavu Vám v souladu se zákonem č.111/1998 o vysokých školách a se Studijním a zkušebním řádem VUT v Brně určuje následující téma bakalářské práce:

Těžba břidlicového plynu

v anglickém jazyce:

Shale gas extraction

Stručná charakteristika problematiky úkolu:

Provést analýzu současného stavu těžby břidlicového plynu.

Popsat současnou technologii těžby spolu s premisou možného vývoje.

Srovnání světových zásob spolu s analýzou lokalit s možným využitím.

Cíle bakalářské práce:

Analýza těžitelných zásob břidlicového plynu.

Popis technologie těžby břidlicového plynu.

Srovnání možných lokalit pro komerční těžbu.

Odhad vlivy těžby na životní prostředí.

Seznam odborné literatury:

ALLISON, Eddith a LETCHER. Future energy improved, sustainable and clean options for our planet [online]. 1st ed. Amsterdam: Elsevier, 2008, s. 278 ISBN 9780080564876.

MORSE, Edward L. Welcome to the Revolution: Why Shale Is the Next Shale. Foreign Affairs: Big Fracking Deal. 2014, roč. 93, č. 3, s. 3–7.

Bloomberg. China Seen Outspending U.S. Drillers to Chase Shale-Gas Boom. In: [online]. 1. vyd. 2014

www.tzb-info.cz

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Ladislav Šnajdárek

Termín odevzdání bakalářské práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2014/15.

V Brně, dne 21.11.2014



doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.
Ředitel ústavu

doc. Ing. Jaroslav Katolický, Ph.D.
Děkan

ABSTRAKT

Bakalářská práce na téma Těžba břidlicového plynu se zabývá těžbou a světovými zásobami břidlicového plynu. Na začátku práce obsahuje uvedení do problematiky z hlediska geologie a historického vývoje těžby a klíčových technologií, které jsou v současnosti používány při těžbě. Stručně je uveden obecný průběh rozvoje těžby břidlicového plynu. Dále je blíže popsáno horizontální vrtání, hydraulické štěpení a uvedeno je také shrnutí používaného vybavení. Popsány jsou také možné negativní vlivy na životní prostředí spojené s těžbou nebo přímo s hydraulickým štěpením. Následně jsou popsány světové zásoby břidlicového plynu a možné oblasti těžby. Odhad technicky vytěžitelných světových zásob činí 205 bilionů m³. Břidlicový plyn je nyní komerčně těžen v USA, Kanadě a Číně.

KLÍČOVÁ SLOVA

Těžba břidlicového plynu, zásoby, horizontální vrty, hydraulické štěpení, spotřeba vody, kontaminace vody, znečištění ovzduší, emise metanu, uměle vyvolaná seismicita, štěpící tekutiny, nakládání s odpadní vodou

ABSTRACT

This bachelor's thesis on Shale gas extraction describes extraction and world shale gas resources. At the beginning it provides introduction to the terms of geology and overview of historical evolution of extraction and crucial technologies that are currently used in extraction. Shale gas exploration and extraction development is briefly mentioned. Horizontal drilling and hydraulic fracturing is then further described and also summary of the equipment is provided. Potential environmental risks associated with extraction or hydraulic fracturing itself are described. Subsequently world shale gas resources and potential extraction places are described. World technically recoverable resources are estimated at 7245 Tcf. Shale gas commercial production is currently underway in the United States, Canada and China.

KEYWORDS

Shale gas extraction, resources, horizontal drilling, hydraulic fracturing, fracking, water withdrawal, water contamination, air pollution, methane emissions, induced seismicity, fracturing fluids, wastewater management, flowback, produced water

BIBLIOGRAFICKÁ CITACE

PODHORSKÝ, J. *Těžba břidlicového plynu*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, 2015. 66 s. Vedoucí bakalářské práce Ing. Ladislav Šnajdárek.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem bakalářskou práci na téma *Těžba břidlicového plynu* vypracoval samostatně pod vedením Ing. Ladislava Šnajdárka s použitím podkladů uvedených v seznamu použitých zdrojů.

V Brně, dne 29. 5. 2015

.....

Jakub Podhorský

PODĚKOVÁNÍ

Na tomto místě bych rád poděkoval Ing. Ladislavu Šnajdárkovi za vedení, cenné rady a připomínky při tvorbě bakalářské práce. Poděkování patří také mým rodičům za to, že mi umožnili studovat, čehož si vážím. Děkuji také mým skvělým přátelům, že jsou mi oporou, a všem ostatním, kteří mi jakýmkoliv způsobem pomohli při tvorbě této bakalářské práce.

OBSAH

Úvod.....	10
1 Geologie	11
2 Zemní plyn	13
3 Historie technologií.....	15
4 Průzkum a těžba	17
5 Technologie těžby	18
5.1 Horizontální vrty	18
5.2 Hydraulické štěpení.....	19
5.3 Zařízení používaná při těžbě	22
6 Rizika hydraulického štěpení	24
6.1 Problémy spojené s vodou	24
6.2 Znečištění ovzduší a skleníkové plyny.....	25
6.3 Zemětřesení.....	26
7 Světové zásoby břidlicového plynu.....	28
7.1 Severní a Jižní Amerika	29
7.1.1 Kanada	29
7.1.2 Spojené státy americké.....	30
7.1.3 Mexiko	33
7.1.4 Kolumbie a Venezuela	33
7.1.5 Brazílie	34
7.1.6 Argentina.....	34
7.1.7 Bolívie, Chile, Paraguay, Uruguay.....	34
7.2 Evropa	36
7.2.1 Spojené království.....	36
7.2.2 Severní a západní Evropa.....	37
7.2.3 Střední Evropa.....	38
7.2.4 Polsko.....	40
7.2.5 Rusko	41
7.2.6 Východní Evropa	42
7.3 Asie	44
7.3.1 Turecko	44
7.3.2 Jordánsko	44
7.3.3 Indie a Pákistán	45
7.3.4 Mongolsko	45
7.3.5 Čína	46
7.3.6 Thajsko.....	46
7.3.7 Indonésie	47
7.4 Afrika	48
7.4.1 Maroko, Západní Sahara a Mauritanie.....	48
7.4.2 Alžírsko	48
7.4.3 Tunisko.....	48
7.4.4 Libye	49
7.4.5 Egypt	49
7.4.6 Jihoafrická republika.....	50
7.5 Austrálie.....	51
Závěr	52
Seznam použitých zdrojů	54
Seznam obrázků	61
Seznam tabulek	62
Seznam příloh	62

ÚVOD

Tato bakalářská práce má poskytnout čtenáři náhled do problematiky těžby a současného stavu poznání zásob břidlicového plynu. Břidlicový plyn patří mezi nekonvenční zdroje zemního plynu. Dalšími zástupci jsou slojový metan, plyn z nízkopropustných písků a hydráty metanu. Světové zásoby břidlicového plynu jsou značné, avšak těžba z těchto ložisek má svá specifická úskalí, vzhledem k nutnosti stimulaci ložiska kvůli nízké propustnosti vrstev břidlic, což s sebou nese nezanedbatelná rizika. Vzhledem k velkému nárůstu těžby břidlicového plynu v USA přibližně po roce 2000, který zamíchal nejen tamějším energetickým trhem, je toto téma velmi aktuální. Cílem práce je popis současné technologie těžby břidlicového plynu, odhad vlivů těžby na životní prostředí, srovnání světových zásob břidlicového plynu a analýza těchto lokalit.

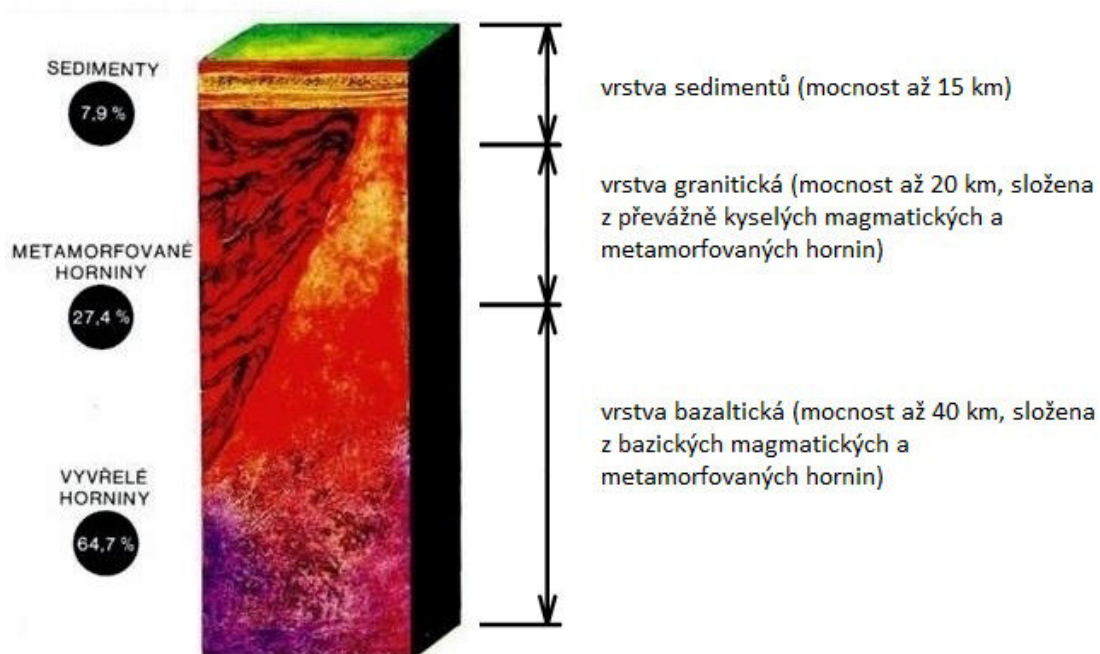
1 GEOLOGIE

Horniny nacházející se v zemské kůře můžeme podle původu a způsobu vzniku rozdělit na tři základní kategorie:

- horniny magmatické (vyvřelé)
- horniny sedimentární (usazené)
- horniny metamorfované (přeměněné)

Ke vzniku magmatických horniny dochází krystalizací magmatu v zemské kůře nebo na povrchu Země. Sedimentární horniny vznikají rozrušením (zvětváním) starších hornin, přesunem produktů zvětvávání a následným usazením a zpevněním. Dále mohou vznikat usazováním částic, které mají organický původ, nebo vysrážením chemickou cestou. Metamorfované horniny vznikají přeměnou magmatických a sedimentárních nebo dříve metamorfovaných hornin [1].

Magmatické a metamorfované horniny zabírají přibližně 92 % objemu zemské kůry. Sedimentární horniny zabírají přibližně 8 % z celkového objemu, avšak na zemském povrchu vystupují na asi 75 % plochy pevniny, dna moří a oceánů [2].



obr. 1-1 Procentuální zastoupení typů hornin v kontinentální zemské kůře a mocnost jednotlivých vrstev[1] [3]

Sedimentární horniny dělíme na základě geneze na tři obsáhlé skupiny. Je třeba si uvědomit, že toto třídění je účelové a existují výjimky a přechodné typy. Pro přesnější klasifikaci se nabízí využít rozšířené dělení. Širší dělení bude provedeno jen pro klastické sedimenty, kdy je kritériem dělení velikost úlomků [4]:

- sedimenty klastické (úlomkovité) – složeny z úlomků minerálů a hornin
 - psefity
 - psamity
 - aleurity
 - pelity
 - vulkanoklastické sedimenty
- sedimenty chemogenní
- sedimenty organogenní

Pelity jsou jemnozrnné sedimenty obsahující úlomky zejména o velikosti do 0,004 mm nebo takové sedimenty, jejichž hlavní složkou jsou jílové materiály. Pelity lze na základě stupně zpevnění rozdělit do následující řady:

- jíl
- jílovec
- jílová břidlice (angl. shale)

Velmi slabě metamorfovaná jílová břidlice se nazývá fylitická břidlice (slate). Další metamorfózou vzniká fylit (phyllite), následně pak svor (schist). Břidlice (shale) je tedy sedimentární klastická hornina složená převážně z jílu a siltu (prachu), je štípatelná nebo se rozpadá v tenké destičky [5]. V závislosti na konkrétním složení mohou mít břidlice různé zbarvení. Tmavá barva břidlic je dána přítomností organických materiálů [6].

Zemní plyn vznikl zjednodušeně tak, že před stovkami miliónů let byly zakryty zbytky odumřelých rostlin a těl bahnem. Postupnou sedimentací došlo k pohřbení do větších hloubek, takže v důsledku působení velkých tlaků a vysokých teplot došlo k přeměně organické hmoty postupně až na zemní plyn. Plyn vytvořený v matečné hornině migroval a přes kolektorovou horninu se dostal až do pasti, kde došlo k akumulaci. Tímto způsobem došlo k vytvoření konvenčního ložiska. Avšak část plynu zůstala stále zachycena v matečné hornině. Tato skutečnost byla známá, ale vzhledem k nízké propustnosti (permeabilitě) břidlic se těžba až do nedávné doby ekonomicky nevyplatila. Vzhledem k těžbě břidlicového plynu je vhodnější, pokud k sedimentaci břidlic docházelo v mořském prostředí, protože tyto břidlice mají obvykle menší obsah jílových materiálů a vysoký obsah minerálů (např. křemen, živec a uhličitany), což má za následek jejich křehkost a kvůli tomu vykazují vhodné chování při hydraulickém štěpení. Naproti tomu pokud docházelo k sedimentaci v jiném prostředí (jezerní, říční), obsahují břidlice většinou více jílových materiálů, což vede k větší houževnatosti břidlic. Tento typ břidlic reaguje méně příznivě na hydraulické štěpení [6] [7].

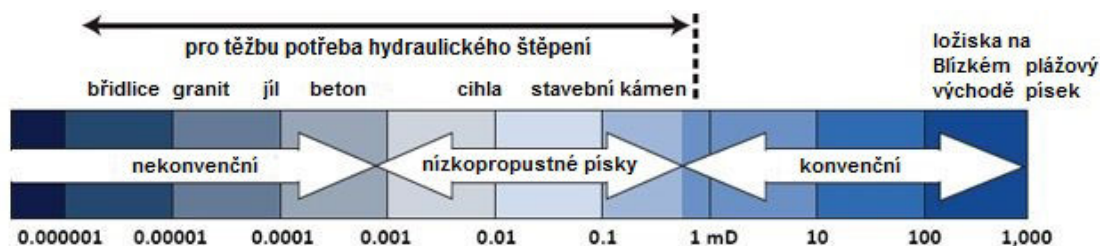
2 ZEMNÍ PLYN

Zemní plyn je směs plynných uhlovodíků, která se skládá hlavně z metanu (70 – 90 %) a různého množství další alkanů, v menších množstvích obsahuje oxid uhličitý, dusík a sulfan. Je hořlavý, bezbarvý a sám nezapáchá. Podle složení se zemní plyn dělí do čtyř základních skupin [8]:

- zemní plyn suchý (chudý) – je složen převážně z metanu a malého množství vyšších uhlovodíků
- zemní plyn vlhký (bohatý) – oproti suchému plynu má větší množství vyšší uhlovodíků a menší podíl metanu
- zemní plyn kyselý – obsahuje vyšší množství sulfanu
- zemní plyn s vyšším obsahem nehořlavých plynů (jedná se zejména o oxid uhličitý a dusík)

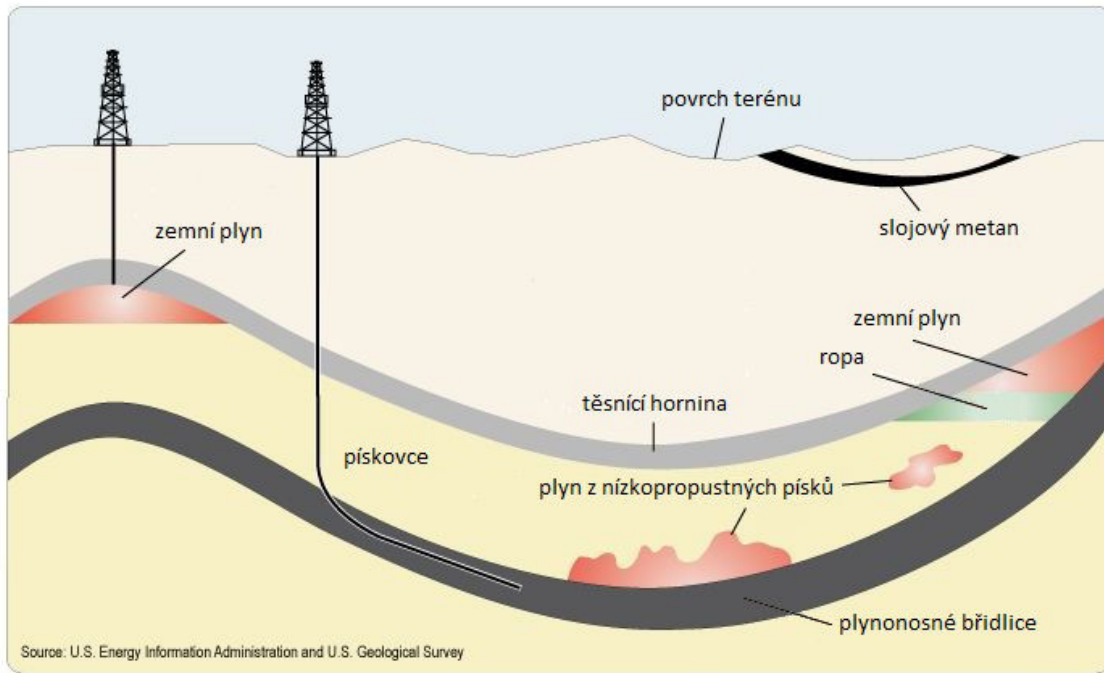
Nejpoužívanějším způsobem klasifikace ložisek zemního plynu je dělení na ložiska konvenční a nekonvenční. Konvenční ložiska jsou spojena s ložisky ropy nebo s ložisky uhlí. V konvenčních ložiscích se plyn těží z pískovcových vrstev anebo karbonátů (vápence, dolomity). Plyn je obsažen v propojených pórových prostorech a může se pohybovat v propustných vrstvách a tedy v celém ložisku. Zdrojovou horninou jsou většinou organicky bohaté jílovce nacházející se v blízkosti pískovcových vrstev nebo karbonátů. V nekonvenčních ložiscích je plyn těžen z nízko propustných hornin, vyznačující se malou propustností (nízkou permeabilitou¹). Propustnost bývá desetkrát až stokrát menší, než u konvenčních zdrojů. U břidlic se pohybuje v řádech μD až nD . Pro tyto horniny je při těžbě typické používání hydraulického štěpení, aby došlo ke zvýšení propustnosti vrstev. Mezi nekonvenční ložiska plynu patří [9]:

- břidlicový plyn
- slojový (uhelný) metan
- hydráty metanu
- plyn z nízko propustných písků



obr. 2-1 Rozsah propustnosti (permeability) různých ložisek zemního plynu [10]

¹ Propustnost se udává v jednotkách darcy (D). V případě hornin se většinou vyjadřuje v jednotkách milidarcy (mD).



obr. 2-2 Schématické znázornění geologie ložisek zemního plynu [9]

Břidlicový plyn je zemní plyn, který se nachází ve formacích břidlice, jež jsou zároveň jeho zdrojovou horninou, což znamená, že zde přímo vzniká. Plyn se nachází v prasklinách v břidlicích, pórech nebo je adsorbován na minerálech nebo organické hmotě uvnitř horniny. Břidlice bohaté na organickou hmotu jsou často také olejonosné. Většina současných ložisek břidlic s komerční produkcí plynu se nachází v hloubkách od 1 do 3,5 km s průměrnou hloubkou kolem 2 km [6] [10] [11].

3 HISTORIE TECHNOLOGIÍ

Vůbec první vrt v USA určený speciálně pro těžbu zemního plynu byl vyvrtán roku 1823 v malém městě Fredonia ve státě New Yorku, které leží u jezera Erie. Tento plyn pocházel z popraskaných břidlic a využíval se pro osvětlení ve městě. V roce 1850 byl vrt prohlouben a v roce 1858 byl vyvrtán druhý. Nakonec došlo k nárůstu počtu vrtů podél jezera Erie a plyn byl využíván na osvětlení a topení. Stejně jako první vrt ve Fredonii byl tento plyn z břidlic bohatých na organickou hmotu [12]. Ve 20. letech 20. století se začalo rozvíjet plynové pole Big Sandy ve Floyd County (Kentucky), kde byl těžen plyn z břidlic rozštěpených přírodní cestou [13]. Ve 30. letech docházelo k nálezům velkého množství zemního plynu v oriskanských pískovcích v New Yorku a Pensylvánii. Nad těmito pískovci se nachází břidlice z formace Marcellus, takže skoro každý vrt jimi pronikl. To způsobovalo velmi silné výlevy plynu, které vedly k zastavení vrtání na několik dnů. Proudění plynu vždy brzo přestalo, a tak jim posléze již nebyla věnována pozornost. Tento plyn pocházel z kapes a jeho tok nebylo možné udržet na delší dobu. Bylo jasné, že ve formaci Marcellus se nachází ložiska plynu, ale odhadovalo se, že jsou příliš malá pro provedení vrtu [12].



obr 3-1 První hydraulické štěpení v plynovém poli Hugoton [14]

Počátky technologie štěpení můžeme datovat až do 60. let 19. století, kdy se používal nitroglycerin ke stimulaci tvrdých hornin v malých hloubkách při těžbě ropy v Pensylvánii, New Yorku, Kentucky a Západní Virginii. Do vrtu se vložila nálož (patentováno jako „explodující torpédo“), která byla poté odpálena, čímž došlo k rozpraskání horniny. Posléze se tento způsob začat využívat u vodních vrtů a vrtů na zemní plyn. Ve 30. letech 20. století dochází k prvním pokusům se vstřikováním nevybušných tekutin (kyselin) za účelem stimulace vrtu. Proces štěpení byl lépe pochopen, až Floyd Farris ze Stanolind Oil and Gas Corporation studoval souvislost mezi výkonností vrtu a tlakem při procesu. Na základě této práce formuloval myšlenku využít hydraulické štěpení ve formacích hornin s cílem zvýšit produkci vrtů na ropu a zemní plyn. První experimentální štěpení provedl v roce 1947 Halliburton Oil Well Cementing Company pro firmu Stanolind Oil v plynovém poli Hugoton (viz obr. 3-1), které se nachází na jihozápadě Kansasu, avšak nedošlo ke znatelnému nárůstu produkce.

Ke stimulaci byl použit benzín zahuštěný napalmem a písek z řeky Arkansas. Tato metoda byla ropnému průmyslu blíže představena v roce 1948 v článku, který napsal J. B. Clark ze Stanolind Oil. V roce 1949 si Stanolind tuto technologii patentoval a exkluzivní licence na vykonávání samotného procesu štěpení byla udělena Halliburton Oil Well Cementing Company, jejíž výhradní postavení trvalo až do roku 1953, kdy došlo ke zrušení tohoto uspořádání a licence byla udělena také dalším firmám poskytující služby v ropném průmyslu. 17. března 1949 Halliburton provedl první dvě komerční štěpení v Archer County (Texas) a ve Stephnes County (Oklahoma). V 50. letech se použití této metody ke stimulaci těžby ropy a zemního plynu rychle rozšířilo [14] [15] [16]. Od roku 1949 až dodnes bylo po celém světě provedeno přes 2,5 milionů štěpících procedur [17].



obr. 3-2 Hydraulické štěpení v současnosti v Pensylvánii ve formaci břidlic Marcellus [18]

První horizontální vrt byl dokončen u Texonu v Texasu v roce 1929. Čína zkusila horizontální vrtání již roku 1957 a o něco později také Sovětský svaz. Avšak skutečné aplikace při těžbě ropy začaly až na začátku 80. let [19]. V polovině 70. let, částečně v reakci na ropnou krizi, začala spolupráce soukromých společností, Ministerstva energetiky Spojených států amerických a Gas Research Institute. Ministerstvem financovaný program Eastern Gas Shales Project, který trval od roku 1977 do 1992, měl zhodnotit pánve na východě USA, vyvinout a zavést nové technologie, které by zlepšily těžební potenciál. Tato spolupráce pomohla podporovat technologie, které se nakonec ukázaly jako klíčové pro těžbu břidlicového plynu: horizontální vrtání, vícestupňové hydraulické štěpení, mikroseismická tomografie, štěpení pomocí vody. Obrovské investice Ministerstva energetiky v 70. letech čítající 92 milionů dolarů pomohly postupně nastartovat domácí těžbu břidlicového plynu. Avšak nástup těžby břidlicového plynu ve velkém měřítku nastal až kolem roku 2000 po úspěších v břidlicové formaci Barnett v Texasu, kde Mitchell Energy and Development Corporation experimentovala během 80. a 90. let v břidlicové formaci Barnett v Texasu s různými metodami hydraulického štěpení, až se jí podařilo najít techniku, jak ekonomicky těžít břidlicový plyn [20] [21].

4 PRŮZKUM A TĚŽBA

Tempo průzkumu a stavebních prací silně závisí na komplexnosti zdroje, místních poměrech, tržních podmínkách atd.

Průzkum pod povrchem začíná udělením licence pro danou oblast na určitou dobu. Zkoumáním zdrojové horniny a podpovrchové geologické situace lze zjistit, jestli je oblast potenciální zásobou. Tato fáze trvá přibližně jeden až dva roky a je založena na analýze vzorků zdrojové horniny z odkryvů na povrchu, vrtných jader a již existujících dat jako jsou seismická data, informace z jader a vrtných úlomků z předchozích vrtů atd. Z rozborů lze odhadnout tloušťku zdrojové horniny, její rozlohu, minerální složení a podíl jílovců. Pokud se rozměry a geologické vlastnosti ložiska jeví jako slibné, lze postoupit do další fáze s cílem odhadnout množství plynu in situ ve zdrojové hornině [22] [23].

Další fáze trvá také jeden až dva roky. V této fázi je potřeba získat přesnější informace, aby mohlo být ložisko lépe popsáno. Hlavní náplní je vyvrtání alespoň jednoho nebo dvou vertikálních vrtů do zdrojové horniny. Získaná vrtná jádra jsou využita k přesnému změření vlastností horniny, jako je porozita a propustnost. Tato fáze slouží k vybrání slibnějších oblastí, co se týče množství plynu a případné těžby [22] [23].

V následující fázi, která zase trvá jeden až dva roky, je cílem zhodnotit ziskovost nejslibnějších oblastí. Počátečním krokem je provedení testů hydraulického štěpení a zjistit, jak se v jejich průběhu bude hornina chovat. Většinou jsou k tomuto účelu použity vrty z předchozího kroku, ale může být výhodné vyvrtat další, také mohou proběhnout další seismologické průzkumy. Testování vrtů trvá několik týdnů. Pokud jsou dosavadní výsledky povzbudivé, jsou podniknuty další kroky, a to vyvrtání horizontálních vrtů, hydraulické štěpení zdrojové horniny, sledování produkce vrtu po několik týdnů a vypracování studie ekonomické proveditelnosti se zahrnutím výsledků z testů produkce a technických, environmentálních a společenských požadavků [22] [23].

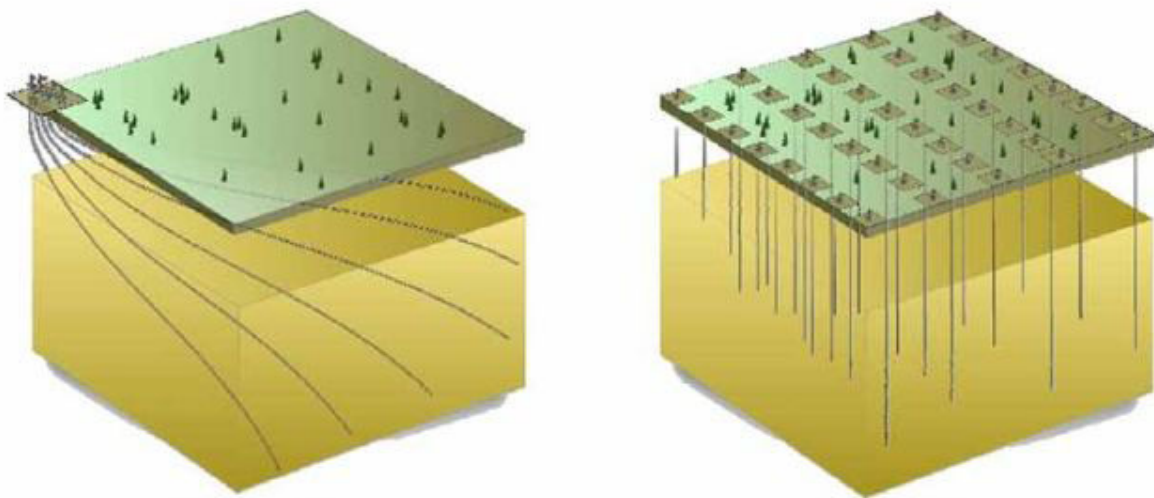
Po dokončení všech uvedených analýz je teprve rozhodnuto, zda se bude v rozvoji a činnosti pokračovat. Pokud se vrt dostane až do komerční produkce, může takto dodávat zásoby plynu až 30 let, někdy i déle. Většina vrtů na břidlicový plyn se vyznačuje počátečním výrazným nárůstem produkce, který je následován poklesem o 50 až 75 % v prvním roce a většina vytěžitelných zásob je vytěžena po několika letech. Jakmile dojde k ukončení těžby, je zahájen proces na obnovu a rekultivaci místa vrtu, což si může vyžádat až pět let [22] [23] [24].

5 TECHNOLOGIE TĚŽBY

Většina nekonvenčních ložisek zemního plynu má malou propustnost (nízkou permeabilitu) a tudíž je třeba nějakým způsobem zvětšit množství zásob, které jsou v přímém kontaktu s vyvrtanou dírou. Nejběžnější metody využívané při těžbě břidlicového plynu jsou horizontální vrtání a hydraulické štěpení.

5.1 HORIZONTÁLNÍ VRTY

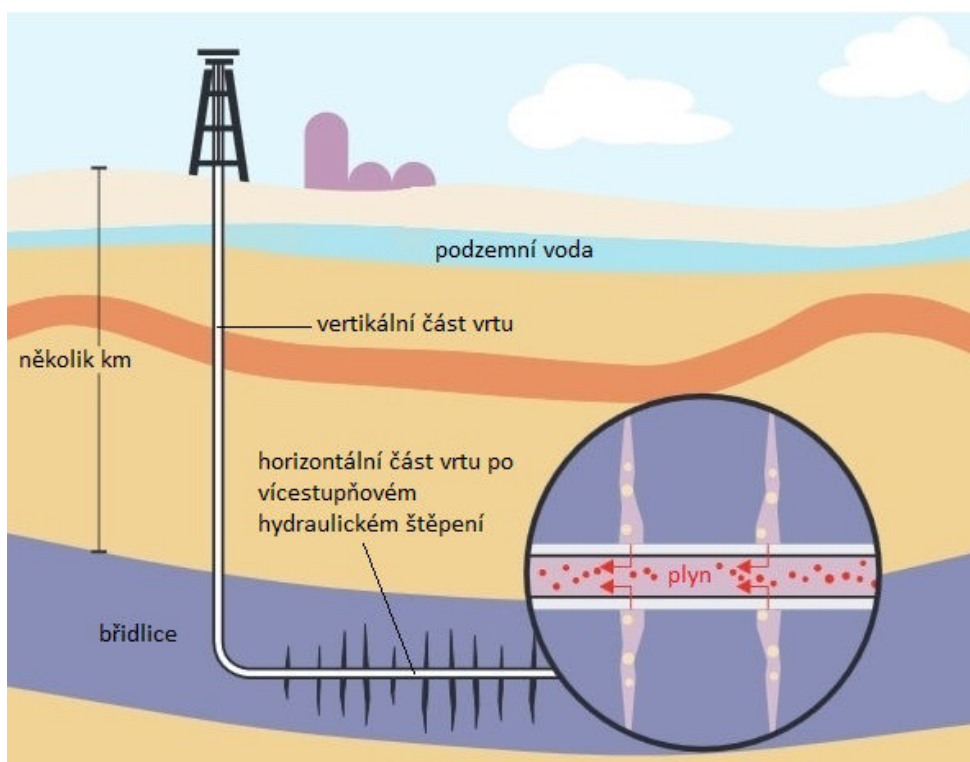
Při této metodě nejprve dojde k vyvrtání vertikálního vrtu do dané hloubky nad ložisko břidlicového plynu. Vrtání poté pokračuje pod zvětšujícím se úhlem, dokud nedojde ke kontaktu s vrstvou ložiska v horizontální rovině. Dále již dochází jen k prodlužování vrtu. Oproti klasickému vertikálnímu vrtu dojde tímto způsobem k výraznému zvětšení kontaktu vrtané díry se zásobami plynu. Při vrtání jsou do vrtu vkládány různé typy pažnicových kolon, který se na místě upevňují pomocí cementu. Mezi hlavní funkce kolon patří udržet stabilitu vrtu, zabránit kontaminaci podzemní vody, kontrolovat tlak ve vrtu, dopravovat plyn na povrch atd. Finálním krokem je perforace trubek pomocí náloží, čímž dojde k vytvoření řady děr, pomocí kterých se vrt propojí s formací horniny. Obvyklá délka horizontální část se pohybuje v rozmezí od 0,6 do 1,8 km, ale v ojedinělých případech může dosáhnout 3,5 km. Spotřeba vody při vyvrtání jednoho vrtu pro těžbu břidlicového plynu může být 0,2 až 2,5 milionů litrů vody. Horizontální vrtání snižuje narušení povrchu, protože k dosažení stejného množství horniny je potřeba méně vrtů, než při vertikálním vrtání, avšak cena horizontálního je oproti vertikálnímu vyšší [10] [19] [25].



obr. 5-1 Srovnání rozrušení povrchu při použití několika horizontálních vrtů z jedné vrtné plochy (vlevo) a při použití vertikálních vrtů (vpravo) [26]

5.2 HYDRAULICKÉ ŠTĚPENÍ

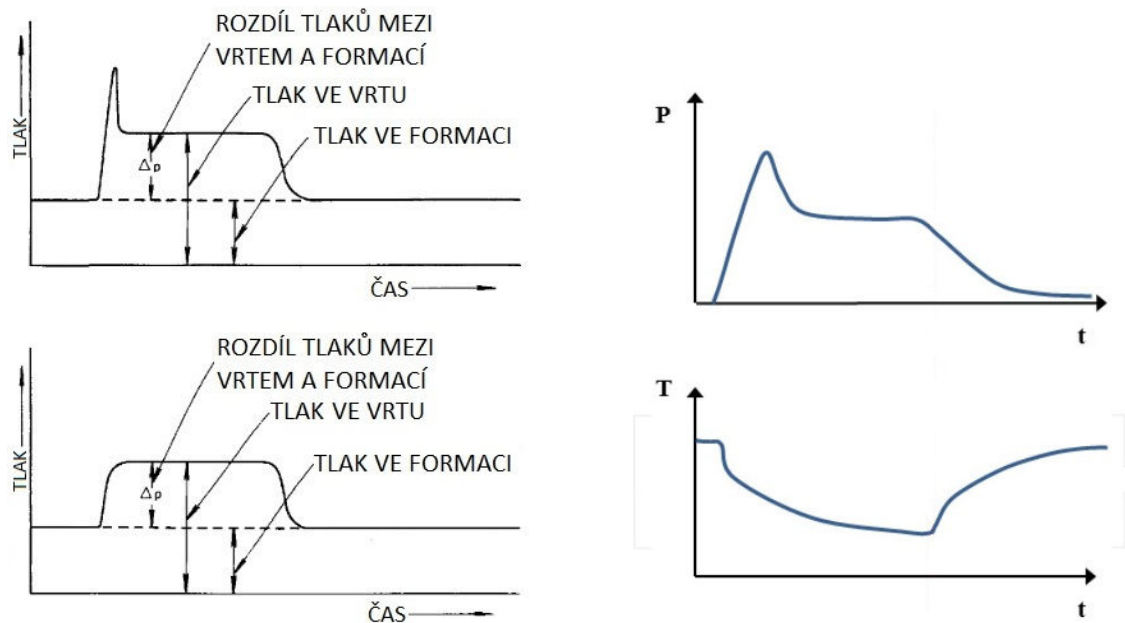
Hydraulické štěpení není nově vyvinutou metodou. V těžbařském průmyslu se tato technologie používá již přes šedesát let. Vzhledem k velké odlišnosti jednotlivých formací břidlic neexistuje pouze jedna univerzální metoda. V současnosti nejběžněji používanou štěpící tekutinou ke stimulaci nekonvenčních ložisek plynu jsou směsi na bázi vody. Princip hydraulického štěpení tekutinou na bázi vody smíchané s výplňovým materiálem a aditivami (angl. slick water fracturing) spočívá v pumpování tekutiny pod tlakem do vrtu s cílem vytvořit nebo otevřít již existující pukliny v zdrojové hornině, které povedou plyn. Takto dojde ke zvýšení propustnosti horniny a produktivity vrtu. Štěpící tekutina může být v závislosti na geologických vlastnostech dané formace břidlic čerpána do vrtu pod různými tlaky, které mohou dosáhnout až 100 MPa při čerpacím průtoku až 265 l/s [26]. Pro představu lze uvést, že ve formaci Marcellus v USA se štěpící tlaky pohybují od 35 do 69 MPa [28] [38] a tento proces trvá 2 až 5 dní se spotřebou vody přibližně 11 až 19 milionů litrů [28]. Spotřeba vody na štěpení horizontální části vrtu se obvykle pohybuje v rozmezí 7 až 29 milionů litrů vody [10] [18] [25] [28] [29]. Pukliny se šíří v horizontálním a vertikálním směru. Obvyklá šířka prasklin je 2 až 3 mm [10]. Ve většině horizontálních vrtů s rozsáhlou horizontální částí je potřeba provést víceetapňové hydraulické štěpení, aby došlo k účinné stimulaci ložiska. Horizontální část vrtu je rozdělena do několika zón a každá postupně projde hydraulickým štěpením. Jednotlivé zóny jsou izolovány od zbytku vrtu pomocí různých typů zátek a těsnění, které jsou po dokončení všech štěpení odstraněny [23].



obr. 5-2 Zjednodušené znázornění principu hydraulického štěpení [24]

Proces hydraulického štěpení lze v podstatě rozdělit do čtyř kroků. V prvním kroku jsou přetlakováním ložiska tekutinou vytvořeny pukliny. Ve druhém kroku je neustálým pumpováním tekutiny zajištěn růst vytvořených puklin. Třetí krok spočívá v dopravení výplňového materiálu (rozmíchaný ve štěpící tekutině) do prasklin. Ve čtvrtém kroku dochází po snížení pumpovacího tlaku ke zpětnému odebrání tekutiny z vrtu, přičemž

výplňový materiál zůstává na místě. Protože ložiska jsou pod tlakem, plyn sám vytlačí tekutinu zpět na povrch. První plyn začíná z vrtu proudit po 2 až 20 dnech po štěpení v závislosti na tlaku a propustnosti břidlicové formace [10].



obr. 5-3 (vlevo) Dva možné idealizované průběhy tlaku při hydraulickém štěpení v závislosti na podmínkách v hornině [93]

obr. 5-4 (vpravo) Průběh přetlaku a teploty ve spodní části vrtu při hydraulickém štěpení [94]

Složení štěpicí tekutiny na bázi vody smíchané s výplňovým materiálem (proppant) a aditivy je následující. Hlavní složkou této štěpicí tekutiny je voda. Jako výplňový materiál se používá písek nebo zrnka keramiky. Částice materiálu se dostávají do puklin a po zastavení pumpování a snížení tlaku zůstávají v prasklinách, čímž je udržují otevřené. Mezi aditiva používaná v tekutinách patří látky zpomalující korozi a zanášení trubek. Dalším aditivem jsou látky zmenšující tření, což má za následek snížení potřebného výkonu pump. Přítomny jsou také desinfekční a biocidní látky, surfaktanty a jiné chemické látky [10]. V tabulce níže jsou podrobněji popsány nejběžněji používané chemikálie, důvody jejich aplikace a procentuální zastoupení² v tekutině.

tab. 5-1 Obecné složení štěpicí tekutiny na bázi vody [13] [30] [31]

příspěvek	funkce	reakce ve vrtu	příklad zastoupení látek ¹
voda	vytváří praskliny a umísťuje výplňový materiál	část zůstává ve formaci a zbylá část se vrací na povrch	90,6 %
výplňový materiál (proppant)	udržuje otevřené praskliny	zůstává ve formaci zachycený v puklinách	8,95 %

² Jako příklad bylo uvedeno procentuální zastoupení složek štěpicí tekutiny při hydraulickém štěpení tekutinou na bázi vody (slick water fracturing) ve formaci břidlic Fayetteville v Arkansasu v USA [30]

kyselina	napomáhá rozpouštět minerály a iniciovat praskliny v hornině	reaguje s minerály v hornině za vzniku solí, vody a oxidu uhličitého	0,11 %
látka snižující tření	snižuje tření mezi vodou a stěnou trubek	zůstává ve formaci; malá část se vrací na povrch	0,08 %
surfaktant	snižuje povrchové napětí tekutiny a pomáhá zlepšit návrat tekutiny	některé surfaktanty reagují s horninou, jiné se vrací ve zpětném toku nebo až v produkovaném plynu	0,08 %
stabilizátor jílu	zajišťuje, že jíl zůstává ve struktuře břidlic a neobtná	reaguje s formací za vzniku chloridu sodného a zachovává neporušenost formace tím, že nahrazuje chlorid vápenatý, když se rozpouští	0,05 %
želatinační činidlo	zahušťuje vodu, aby lépe přenášela výplňový materiál	ve formaci se breaker a želatinační činidlo slučují	0,05 %
inhibitor úsad	zabraňuje usazování a vytváření povlaku v potrubí a ve formaci	zachycuje se na formaci a potrubí; většina se vrací zpět na povrch	0,04 %
činidlo upravující pH	zachovává účinnost ostatních přísad	reakcí při neutralizaci jiných látek vznikají minerální soli, voda a oxid uhličitý; tyto látky se vrací zpět na povrch	0,01 %
breaker	umožňuje rozklad gelu v potřebnou chvíli; přidává se ke konci štěpení, aby zlepšil zpětný tok	ve formaci se s touto látkou slučuje crosslinker a gel, což umožňuje lepší tok tekutiny z vrtu; produktem reakce jsou amoniak a sírany, které se vrací na povrch	0,009 %
crosslinker	udržuje viskozitu při stoupající teplotě	ve formaci se breaker a crosslinker slučují, což vytváří soli, jež putují zpět z vrtu	0,006 %
látka upravující železo	chelatační činidlo pohámající zabránit precipitaci kovových oxidů	reaguje s minerály v hornině za vzniku solí, oxidu uhličitého a vody; vše se vrací na povrch	0,004 %
inhibitor koroze	chrání kovový plášť vrtu proti korozi	naváže se na kovové povrchy ve vrtu	0,001 %
biocid	hubí bakterie produkující korozivní látky	reaguje s mikroorganismy v tekutině a hornině, čímž dojde k jejímu rozkladu; část látky se vrací zpět na povrch	0,001 %
antiemulgátor	rozkládá nebo zabraňuje vzniku nežádoucích emulzí	obvykle se vrací ve zpětném toku vodu, ale někde se může vrátit až se zemním plynem	-

Podíl vrácené štěpící tekutiny se pohybuje mezi 5 až 50 % z původního množství a zbylá část zůstává v hornině [10] [29]. Tento zpětný tok (flowback water) trvá obvykle do 2 až 3 týdnů. Z počátku je na několik hodin zpětný průtok 8 až 16 l/s a během 24 hodin většinou následuje pokles na 2 l/s. Poté ještě dochází k postupnému snižování průtoku. Průtok vody většinou rychle klesne, jakmile začne být produkován plyn. Chemické složení navrácené vody je dáno složením štěpící tekutiny a chemickými

látkami, které se nacházejí v břidlicích [10] [32]. Těžba plynu je doprovázena výtokem odpadní vody (produced water), jejíž složení již příliš nesouvisí se štěpící tekutinou, ale s geochemickými vlastnostmi formace břidlic. Množství generované odpadní vody se zhruba pohybuje v rozmezí od 318 do 1590 litrů za den [32].

Obecně existuje množství typů štěpících tekutin využívajících se při těžbě ropy nebo zemního plynu. V USA se v současné době ke stimulaci ložisek břidlicového plynu hydraulickým štěpením v drtivé většině případů používají štěpící tekutiny na bázi vody. Avšak v některých případech může být vhodné použít další typy. Tekutý dusík a oxid uhličitý se s vodou používá pro vytvoření pěn nebo posílených tekutin. Pěny se skládají z plynu, který zabírá obvykle 65 až 80 % objemu. V posílených tekutinách plyn představuje obvykle kolem 20 až 30 % objemu a pomáhá zlepšit návratnost tekutiny z formace tím, jak se rozpíná. Použití plynu snižuje množství vody, což je vhodné zejména pro formace, které jsou citlivé na vodu. V omezeném množství se používají tekutiny, ve kterých není žádná voda. Mezi ně patří tekutiny na bázi alkoholů nebo směsí uhlovodíků [33] [34].

Je nutné si uvědomit, že uvedené hodnoty tlaků, průtoku, procent navracené tekutiny atd. vychází hlavně ze zkušeností s těžbou břidlicového plynu v USA a Kanadě. Tyto hodnoty se budou v závislosti na konkrétní formaci břidlic lišit, protože jednotlivé formace se mohou svou charakteristikou značně odlišovat.

5.3 ZAŘÍZENÍ POUŽÍVANÁ PŘI TĚŽBĚ

Jelikož je proces těžby břidlicového plynu technologicky náročnou operací, využívá se řada vybavení a zařízení. Mnoho těchto zařízení je postaveno jako nástavba na nákladním voze, což zajišťuje mobilitu. Dále bude uveden výběr zařízení a jejich krátký popis [14] [30] [90]:

- vrtná souprava – k provedení celého vrtu může být využita jedna vrtná souprava, nebo mohou být postupně použity dvě nebo tři různé soupravy
- čerpadla – mají široké využití zejména při cementaci vrtu a hydraulickém štěpení; v prvních pokusech s hydraulickým štěpením čerpadla dosahovala průtoku 5 až 8 l/s, dnešní čerpadla umožňují průtok přes 260 l/s (obr. 5-5)
- míchací zařízení – slouží k míchání štěpící tekutiny a dávkování jednotlivých přísad (obr. 5-6)
- monitorovací vůz – vůz vybavený výpočetní technikou, který slouží k řízení a kontrole procesu hydraulického štěpení (obr. 5-7)
- vybavení na uskladnění vody – voda je většinou uchovávána v uměle vytvořených vodních nádržích nebo bazénech, další voda může být skladována v cisternách
- vybavení na uskladnění vrácené štěpící tekutiny – pro tento účel se může použít vypouštění do uměle vytvořených vodních nádrží nebo čerpání do cisteren
- kontejnery a nádrže – kontejnery (označované zkratkou IBC) se používají pro přepravu a skladování chemikálií

- cisternové vozy – mohou být použity na přepravu vody, která je získaná z vodních ploch nebo vodovodu, a na přepravu chemikálií
- další zařízení – dále se využívají různé druhy potrubí, generátory elektrické energie, těžká technika pro stavbu přístupové cesty a vrtné plochy, zásobníky na výplňový materiál, nákladní vozy pro přepravu vybavení a materiálu atd.



obr. 5-5 Čerpadlo pro hydraulické štěpení [91]



obr. 5-6 Míchací a dávkovací zařízení pro přípravu štěpící tekutiny [92]



obr. 5-7 Monitorovací vůz [30]

6 RIZIKA HYDRAULICKÉHO ŠTĚPENÍ

6.1 PROBLÉMY SPOJENÉ S VODOU

Těžba břidlicového plynu ovlivňuje zásoby vody několika způsoby. Provedení vrtu je energeticky náročné a spotřebuje hodně vody. Formace břidlic často leží hluboko pod zvodněmi, takže přes ně prochází vrty, což vyvolává obavy z možného znečištění podzemních vod.

Dostupnost zásob vody je velmi důležitá, protože během vrtání a samotného procesu štěpení se spotřebuje značné množství sladké vody během relativně krátké doby. Tyto hodnou jsou závislé na mnoha faktorech, jako jsou například hloubka vrtu, délka horizontální části vrtu, počet stupňů štěpení a geologické vlastnosti horniny. Množství běžně spotřebované vody bylo zmíněno v kapitole 5.1 a 5.2. Zásoby břidlicového plynu jsou po světě rozprostřeny nerovnoměrně a velká část z nich se nachází v oblastech bez vydatných zásob sladké vody. 38 % zásob se nachází v oblastech, které jsou suché nebo s velkým nedostatkem vody [25].

Často jmenovaným rizikem spojeným s těžbou je možnost kontaminace povrchových a podzemních vod chemikáliemi, které jsou součástí štěpících tekutin, a zvýšení koncentrace metanu, nebezpečných a radioaktivních látek v těchto vodách [31] [35].

Výzkumná zpráva Sněmovny reprezentantů Spojených států amerických z dubna roku 2011 [36] popisuje množství a typy chemikálií, které byly použity 14 ropnými a plynárenskými společnostmi při hydraulickém štěpení v období od roku 2005 do roku 2009 v USA. Ze zprávy vyplývá, že bylo použito víc než dva a půl tisíce produktů využívaných na štěpení, jež obsahovaly 750 chemikálií a dalších složek. Některé z těchto látek byly neškodné a běžně používané, jako sůl nebo kyselina citronová. Jiné z nich byly toxické, například benzen nebo olovo. Podle počtu použití v produktech byl nejpoužívanější chemikálií methanol (342x), izopropylalkohol (274x), 2-butoxyethanol (126x) a ethylenglykol (119x). 29 chemikálií patřilo mezi látky, které jsou známé karcinogeny nebo s podezřením na karcinogenní účinky, zdraví škodlivé nebo znečišťující ovzduší. Těchto 29 chemikálií bylo složkou více než 650 různých produktů. Některé z látek byly předmětem obchodního tajemství. Zpráva Agentury pro ochranu životního prostředí [34] analyzuje data z více než 39 tisíc údajů o složení štěpících tekutin ve vrtech z období od ledna 2011 do února 2013 zveřejněných v registru FracFocus (registr chemikálií používaných při hydraulickém štěpení v USA). Nejčastěji používanými přísadami štěpících tekutin pro produkci plynu byla kyselina chlorovodíková (73 %), methanol (72 %) a lehké hydrogenované ropné destiláty (70 %).

Ke kontaminování podzemních vod může dojít kvůli nehodě nebo narušení celistvosti vrtu, ať už během konstrukce, štěpení, produkce nebo po odstavení. Další možným způsobem je migrace znečišťujících látek skrz pukliny vytvořené při štěpení nebo přes již existující praskliny, štěrby a zlomy v horninách, dále pak kolem pláště vrtu a nakonec mohou být zdrojem znečištění staré vrty ve špatném stavu. Může také nastat kontaminace povrchové vody a půdy únikem štěpící tekutiny při převozu a mísení nebo unikem navrácené tekutiny při skladování a přepravě. Příčinou mohou být technické závady nebo lidské chyby [26].

Vedlejším produktem hydraulického štěpení je odpadní voda kontaminovaná řadou látek netoxických, toxických a radioaktivních (NORM, neboli radioaktivní materiály

přírodního původu). Tato voda je směsí vrácené štěpící tekutiny, chemických látek a slané vody přítomné v hloubkách ve formacích břidlic. Následná těžba plynu je také doprovázena produkcí odpadní vody. Existuje několik možností, jak nakládat s touto odpadní vodou. Základem by měla být snaha minimalizovat množství odpadních vod. Produkovaná voda je na povrchu skladována v nádržích nebo cisternách. Nejlevnější možností je přímé opětovné využití bez dalších úprav, kdy dojde ke zředění smícháním se sladkou vodou a tekutinu lze znovu použít na hydraulické štěpení, jenže nevýhodou tohoto řešení je možné ucpání vrtu. Opětovné využití vody, která ale byla upravena přímo na pracovišti, příliš nezvedne cenu a sníží riziko ucpání vrtu. Recyklace tekutin snižuje celkovou spotřebu vody a zmenšuje množství, které má být zlikvidováno. Další možností je přeprava tekutin a úprava a čištění vody v čistírnách odpadních vod. Potom je možné vodu znovu použít na hydraulické štěpení, vypustit do recipientu, zlikvidovat pomocí injektáže do speciálních vrtů nebo jinak využít [26] [32].

V USA byla zdokumentována řada případů, kdy došlo ke znečištění vody při těžbě břidlicového plynu. Dále bude uvedeno několik příkladů těchto incidentů. V roce 2004 došlo v Garfield County v Coloradu ke znečištění podzemních a povrchových vod metanem a benzenem. Analýza prvních vzorků podzemní vody ukázala rozmezí koncentrace benzenu od 65 $\mu\text{g/l}$ do 240 $\mu\text{g/l}$. Firma ignorovala prvotní problémy při kompletaci vrtu a štěpení, nepodařilo se jí pořádné zacementování vrtu a nic neohlásila úřadům. Špatná konstrukce ve spojení se sítí zlomů a prasklin v horninách vedle ke znečištění [27] [37]. V červenci 2009 ve McNett Township v Pensylvánii byl objeven únik plynu. Dvě vodní plochy a několik studní bylo zasaženo únikem metanu. Předpokládaná příčina úniku byla závada na plášti vrtu [27]. V září 2009 v Dimocku v Pensylvánii došlo k několika vylitím složky štěpící tekutiny v celkovém množství přes 30 tisíc litrů, což způsobilo znečištění mokřad a úhyn ryb. Příčinou bylo selhání spojů trubek [27]. Ve studii [38] z roku 2011 bylo analyzováno 68 soukromých studní na území nad formacemi Marcellus a Utica (oblast severovýchodní Pensylvánie a New Yorku), kde probíhá těžba břidlicového plynu. Hloubka studní se pohybovala v rozmezí 36 až 190 m. Analýza vzorků ukázala, že průměrná koncentrace metanu ve vodě ze studní, které se nacházely v aktivní oblasti (jeden nebo více vrtů v okruhu 1 km) byla 19,2 mg/l a nejvyšší zjištěná koncentrace byla 64 mg/l. Průměrná hodnota metanu v neaktivní oblasti (žádný vrt v okruhu 1 km) byla 1,1 mg/l. Původ metanu ve studních v aktivních oblastech byl termogenický (vznik ve velkých hloubkách). V neaktivních oblastech byl původ biologický (vznik metanogenezí v malých hloubkách) nebo smíšený. Z výsledků analýz vyplývá, že kontaminace pitné vody může být přímo spojena s těžbou břidlicového plynu. Jako nejpravděpodobnější mechanismus se jeví buď únik plynu kvůli netěsnostem v plášti vrtů, nebo migrace metanu vzhůru přes systém prasklin v hornině, které by mohly být zvětšeny nebo vytvořeny nad formací břidlic při hydraulickém štěpení. Na druhou stranu nebyl nalezen žádný důkaz, že by studny v blízkosti aktivních vrtů byly kontaminovány štěpící tekutinou a/nebo solankou.

Uvedené příklady ukazují, že k nehodám dochází a tato rizika nemůžou být ignorována.

6.2 ZNEČIŠTĚNÍ OVZDUŠÍ A SKLENÍKOVÉ PLYNY

Zhotovení vrtu a proces hydraulického štěpení jsou energeticky náročné operace. Vrty jsou obecně prováděny v oblastech, které jsou odlehlé, a je tedy nutné k výrobě elektrické energie používat generátory spalující fosilní paliva. Při stavbě je potřeba převést velké množství různého vybavení a materiálu. Při těchto činnostech dochází ke znečištění ovzduší, které pochází z dieselových generátorů, kompresorů, nákladních

automobilů atd. Látky znečišťující ovzduší vypouštěné při těžbě břidlicového plynu jsou podobné jako při konvenční těžbě zemního plynu, ale mohou být produkovány intenzivněji, protože je třeba vynaložit větší úsilí k vytěžení plynu z břidlic [39].

Při těžbě břidlicového plynu může docházet k únikům metanu a dalších skleníkových plynů do ovzduší. Metan, který je hlavní složkou zemního plynu, patří mezi velmi významné skleníkové plyny. Úniky mohou nastat hlavně při zpětném toku štěpící tekutiny a dále například při vrtání, štěpení, v ústí vrtu a v distribučním systému. Řada studií se zabývala tématem, jestli je z hlediska emisí horší břidlicový plyn nebo konvenční zemní plyn a uhlí, ale výsledky jsou protichůdné, z části kvůli různým odhadům životního cyklu emisí metanu a nejistém množství úniků [31]. Ve studiích zabývajících se emisemi metanu při těžbě zemního plynu se odhadované množství úniku metanu celkově v místě vrtu a ve zpracovatelském závodě pohybuje od 0,6 až do 7,7 % z celkového množství metanu vyprodukovaného během celé funkce vrtu. Uvedené rozmezí odhadů platí pro nekonvenční plyn (zde bráno jako břidlicový plyn plus plyn z nízkopropustných písků) [40].

Dříve se během zpětného toku štěpící tekutiny zemní plyn vypouštěl do ovzduší, nebo se spaloval. V posledních letech je stále častější využívání technologií na zachycení a oddělení tohoto zemního plynu [39].

6.3 ZEMĚTŘESENÍ

Řada studií naznačuje, že hydraulické štěpení by mohlo způsobit zemětřesení [31]. Avšak riziko, že dojde k vyvolání zemětřesení, které by bylo možno pocítit na povrchu, je malé a může být ještě sníženo důkladným monitorováním seismicity při samotném štěpení. Proces hydraulické štěpení vyvolává otřesy o momentovém magnitudu -4 až -1 v prostředí bez zlomů a může dosáhnout až hodnot -0,5, pokud prasklina narazí na typický zlom ve formaci. Uvedené hodnoty jsou měřitelné, jen pokud jsou měřicí přístroje umístěny velmi blízko prasklin [10]. Mikro seismicitu lze vhodně využít k monitorování průběhu štěpení a geometrie prasklin, což se provádí buď pomocí geofonů a akcelerometrů umístěných v jednom nebo několika monitorovacích vrtech, nebo pomocí velkého počtu (od 100 až přes 1000) geofonů rozmístěných na povrchu [41].

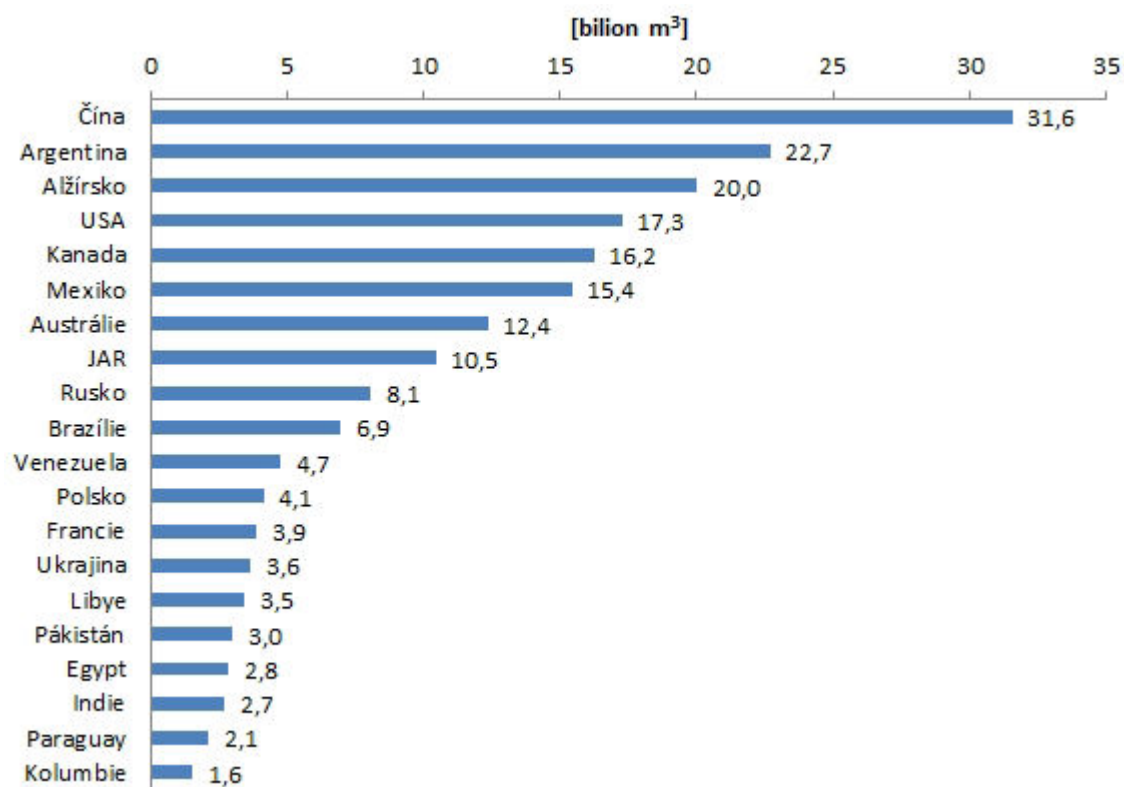
Příkladem zemětřesení, u kterého bylo potvrzeno, že bylo vyvoláno hydraulickým štěpením, jsou zemětřesení v blízkosti Blackpoolu ve Spojeném království z roku 2011 (více viz kapitola 7.2.1). Dále jsou v literatuře ještě zmiňovány tři možné případy zemětřesení, které by mohly být spojeny s hydraulickým štěpením v Oklahomě, z nichž jen jeden případ souvisí s těžbou břidlicového plynu. Proces hydraulického štěpení v lednu roku 2011 v poli Eola v Oklahomě v USA časově splýval s řadou zemětřesení. Seismicita byla hlášena večer 18. ledna a hlubší analýza ukázala, že od 17. do 19. ledna proběhlo přes 50 zemětřesení, z nichž 43 bylo dostatečně velkých, aby mohla být lokalizována a jejich magnitudo se pohybovalo v rozmezí 1 až 2,8. Zemětřesení místně i časově splývala se štěpením vrtu Picket Unit B well 4-18 a všechna se odehrála během 24 hodin od začátku činnosti. Uvedené skutečnosti naznačují, že štěpení vyvolalo zemětřesení, ale kvůli nepřesnostem v datech (přesné určení místa a hloubky) je nemožné s určitostí říct, zda tato zemětřesení byla způsobena hydraulickým štěpením. Další dva případy v Oklahomě z roku 1978 a 1979 jsou spojována se štěpením ke stimulaci konvenčního ropného a plynového pole [42] [43].

Riziko spojené s injektáží odpadních tekutin pod zem je větší. Přestože v USA funguje velké množství odpadních vrtů (přibližně 150 tisíc určených pro odpadní vodu a další tekutiny pocházející z produkce ropy a zemního plynu [41] [44]), bylo zaznamenáno jen několik případů. Jedním z nich je například zemětřesení o magnitudu 4 v Youngstownu v Ohiu z roku 2011 [31].

Zmíněná rizika lze minimalizovat pečlivým výběrem oblasti, důsledným monitorováním a řízením celého procesu.

7 SVĚTOVÉ ZÁSoby BŘIDLICOVÉHO PLYNU

V následující kapitole jsou uvedeny zásoby břidlicového plynu v jednotlivých zemích. Odhadovaná číselná množství plynu pro zhodnocené země (vyjma USA) vycházejí především ze studií [45] a [46]. Formace břidlic nebyly zařazeny do analýzy, pokud alespoň jedna z následujících podmínek byla pravdivá: (1) neznámé geofyzikální vlastnosti formace břidlic, (2) průměr celkového organického uhlíku byl menší než 2 %, (3) hloubka menší než 1000 m nebo větší než 5000 m, (4) relativně velké nerozvinuté zásoby ropy nebo zemního plynu. Při hodnocení množství břidlicového plynu byl nejprve stanoven prvotní odhad zásob břidlicového plynu a následně byl započítán faktor úspěšnosti formace (reprezentuje pravděpodobnost, že část formace bude poskytovat atraktivní průtok plynu) a faktor vytěžitelnosti (zahrnuje schopnosti současné technologie těžit plyn z formací s podobnými geofyzikálními vlastnostmi). Tím byly získány celkové zásoby plynu (risked shale gas in-place) a technicky vytěžitelné zásoby (risked technically recoverable shale gas resource). Technicky vytěžitelné zásoby představují objem plynu, který je možný vytěžit s použitím současných technologií, bez ohledu na cenu zemního plynu a nákladů na těžbu.



obr 7-1 Pořadí zemí podle technicky vytěžitelných zásob břidlicového plynu, na základě dat z [46] [47]

Obrázek 7-1 ukazuje pořadí prvních 20 zemí světa podle počtu technicky vytěžitelných zásob břidlicového plynu. Celkové světové technicky vytěžitelné zásoby jsou značné a jejich hodnota činí přibližně 205 bilionů m³ [46] [47]. Přesto je v současnosti břidlicový plyn komerčně produkován pouze ve třech zemích: v USA, Kanadě a Číně [48].

7.1 SEVERNÍ A JIŽNÍ AMERIKA

7.1.1 KANADA



obr. 7-2 Oblasti těžby břidlicového plynu v Kanadě [49]

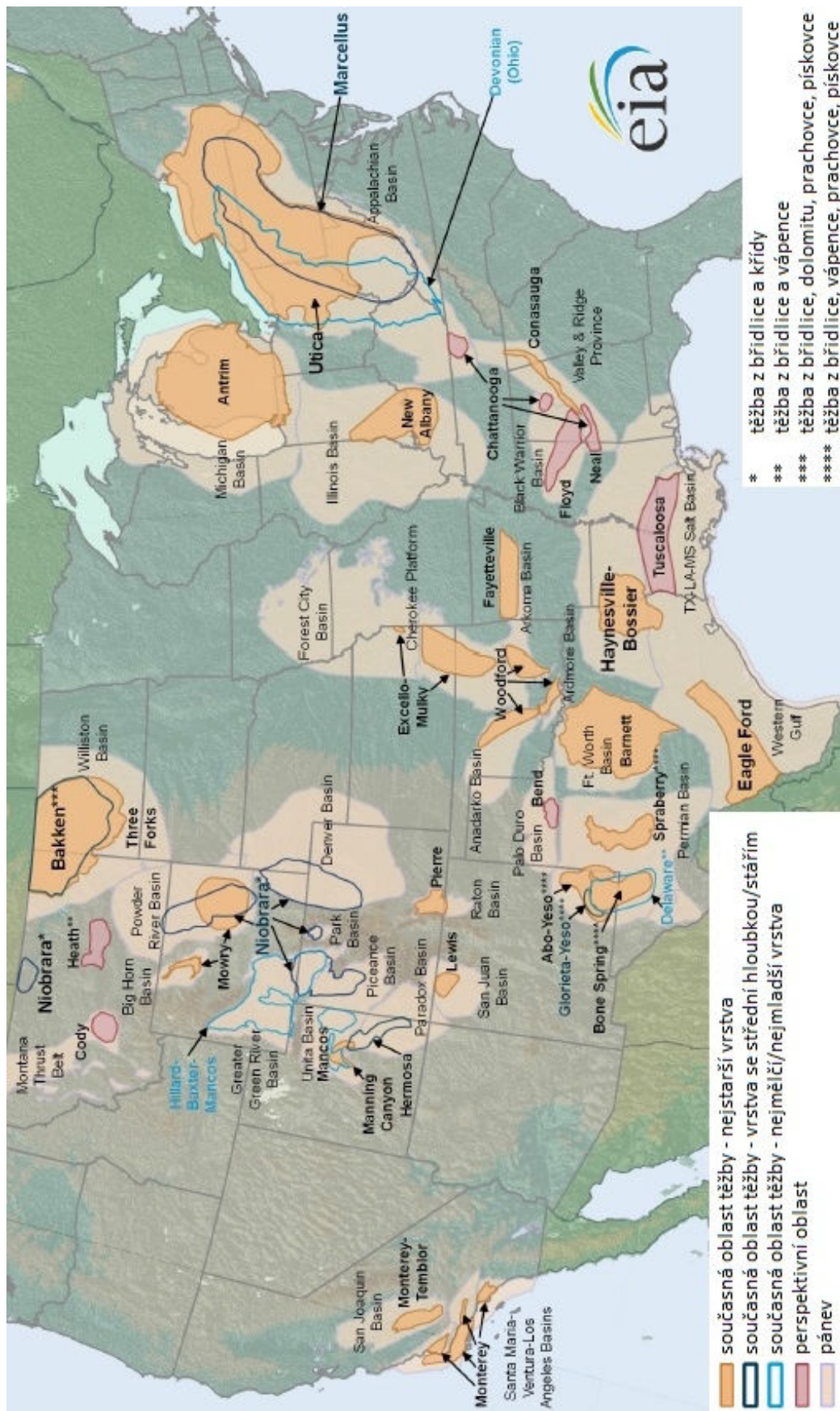
Přestože má Kanada relativně menší podíl světových zásob zemního plynu, je pátým největším producentem suchého zemního plynu na světě. Kanada v současné době patří mezi pouhé tři země, které těží břidlicový plyn [48]. V Kanadě se nachází řada velkých pánví s tlustou vrstvou břidlic, které jsou bohaté na organickou hmotu. Tyto pánve se rozprostírají na území Alberta, Britské Kolumbie, Severozápadních teritorií, Québecu, Saskatchewanu, Nového Skotska a Manitoby [50].

Celkový objem rizikového plynu činí 68,3 bilionů m³, přičemž objem vytěžitelného plynu je 16,2 bilionů m³. Je však jisté, že dojde ke změnám těchto odhadů, jelikož stále přibývají nové vrty a jsou získávány přesnější informace o zásobách. V tabulce 7.1 jsou uvedeny odhady zásob v pánvích v perspektivních oblastech Kanady. Skoro ve všech pánvích uvedených v tabulce probíhá hodnocení zásob, průzkumné vrtání. V Britské Kolumbii a Albertě je již z některých pánví produkován břidlicový plyn [46] [50].

tab. 7-1 Množství zásob břidlicového plynu v pánvích v Kanadě [46]

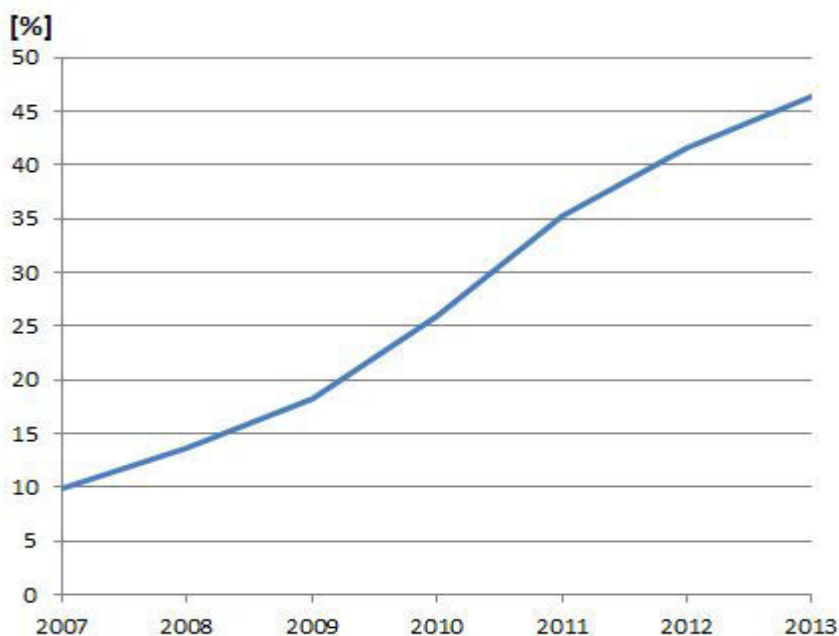
pánev	formace	zásoby břidlicového plynu [bilion m ³]	technicky vytěžitelné zásoby bř. plynu [bilion m ³]
Horn River	Muskwa / Otter Park	10,6	2,66
	Evie / Klua	4,4	1,09
Cordova	Muskwa / Otter Park	2,3	0,57
Liard Basin	Lower Besa River	14,9	4,47
Deep Basin	Doig Phosphate	2,8	0,71
Alberta Basin	Banff / Exshaw	0,1	0,01
East and West Shale Basin	Duvernay	13,7	3,20
Deep Basin	NorthNordegg	2	0,38
Northwest Alberta Area	Muskwa	4	0,89
Southern Alberta Basin	Colorado Group	8,1	1,21
Williston Basin	Bakken	0,5	0,06
Appalachian Fold Belt	Utica	4,4	0,88
Windsor Basin	Horton Bluff	0,5	0,10
celkem		68,3	16,2

7.1.2 SPOJENÉ STÁTY AMERICKÉ



obr. 7-3 Oblasti těžby břidlicového plynu v USA [51]

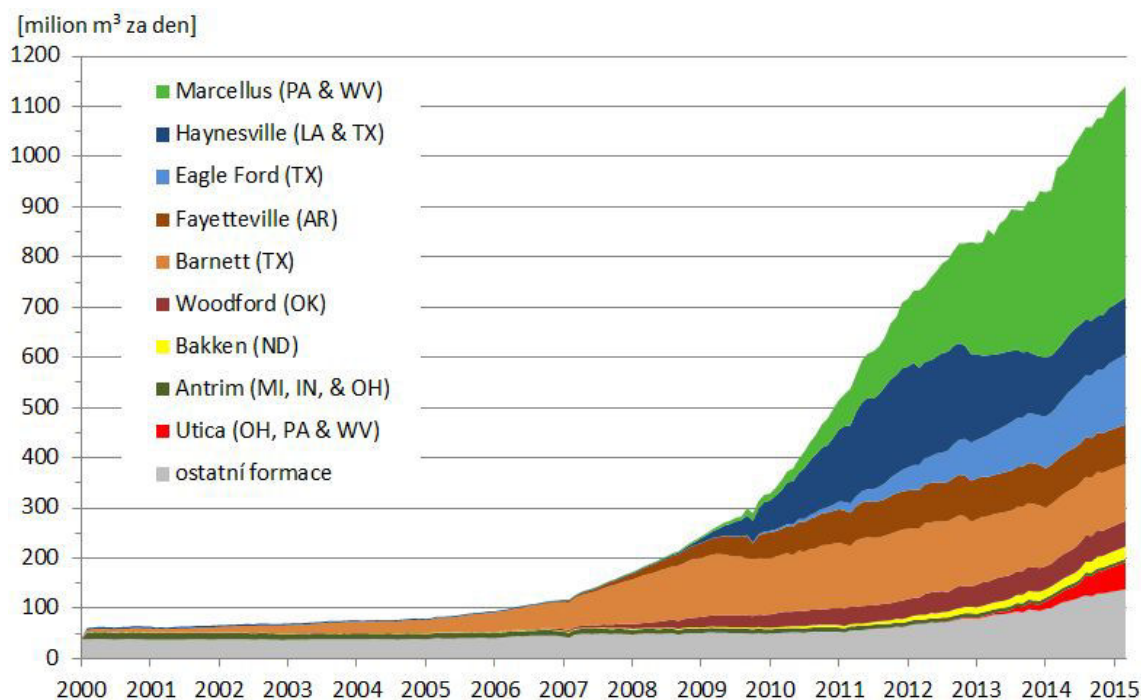
V poslední dekádě jsme mohli být svědky rychlého nárůstu těžby břidlicového plynu v USA, který transformoval tamější energetický trh. Existuje řada faktorů, které se podílely na revoluci v těžbě břidlicového plynu v USA. Energetické krize v 70. letech vedly mimo jiné ke změně přístupu vlády v podpoře nových zdrojů zemního plynu včetně nekonvenčních ložisek, což vedlo například k deregulaci cen plynu, úpravě daní vztahujících se k těžbě nekonvenčních ložisek, spuštění řady výzkumných programů. Významnou roli hrál především úspěch firmy Mitchell Energy v rozvoji a komercializaci těžby břidlicového plynu ve formaci Barnett v průběhu 80. a 90. let. Dalším důležitým faktorem byly také vysoké ceny zemního plynu kolem roku 2000. Mezi další faktory patří soukromé vlastnictví pozemků a nerostného bohatství, rozsáhlá síť plynovodů a potřebné infrastruktury, dostupnost vody, nízká hustota zalidnění ve většině oblastí pro těžbu břidlicového plynu a jiné dílčí činitele [52] [89]. Na obr. 7.4 lze vidět, jak se postupně zvyšoval podíl břidlicového plynu na těžbě zemního plynu. V následujících letech se předpokládá, že těžba plynu bude nadále růst (obr. 7.6). Odhad objemu vytěžitelných zásob břidlicového plynu je 17,3 bilionů m³ [47] [54] [55].



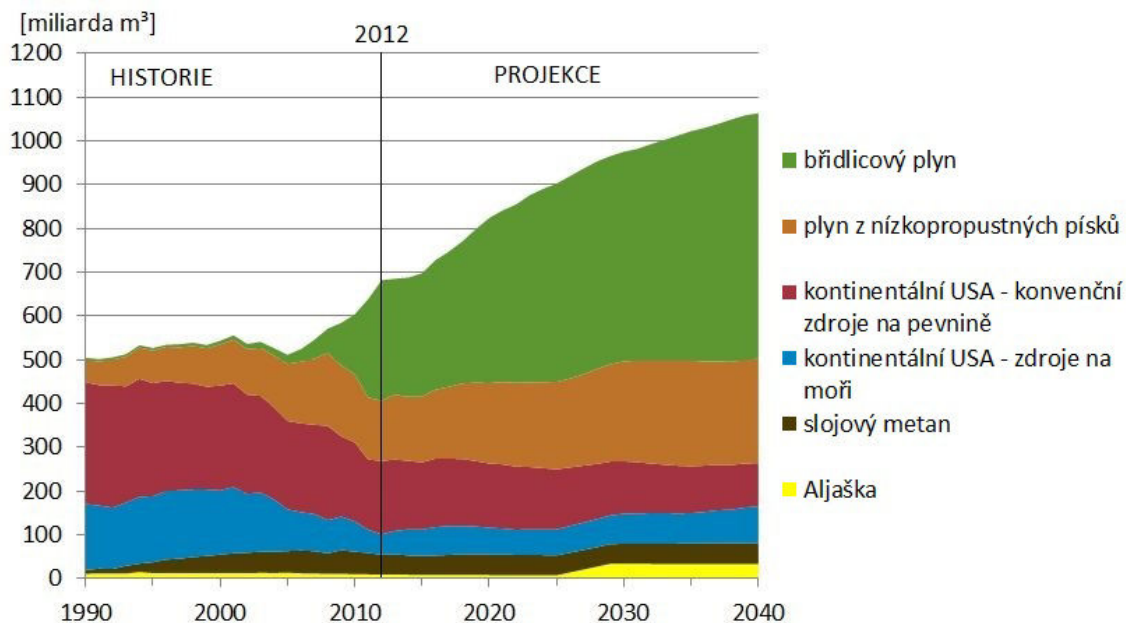
obr. 7-4 Podíl vytěženého množství břidlicového plynu na celkovém množství vytěženého zemního plynu dodaného na trh v USA, na základě dat z [53]

Na obr. 7-5 je patrný vývoj denní produkce v čase ve vybraných formacích břidlic. Formace Marcellus je rozlohou největší oblast těžby břidlicového plynu v USA. Rozprostírá se na území států Pensylvánie, Západní Virginie, Ohia, New Yorku, Marylandu a Virginie. V roce 2003 zde firma Range Resources Corporation vyvrtala první ekonomicky produkující vrt a v roce 2005 rozjela těžbu z tohoto ložiska. Rozvoj těžby je velmi rychlý a v roce 2013 byl plyn těžen z více než 3600 vrtů. Formace Haynesville se nachází na území Texasu a Louisiany. V roce 2013 plyn produkovalo přes 3300 vrtů. Formace Eagle Ford, která se nachází v jižní části Texasu, patří mezi nejrychleji rozvíjející se ložiska břidlicového plynu v USA. V roce 2013 se plyn těžil v přibližně 5800 vrtech. Těžba z formace Fayetteville se začala rozvíjet po roce 2000 s tím, jak firmy, které byly úspěšné v Barnett, pozorovaly podobnosti mezi těmito formacemi. V roce 2013 bylo hlášeno skoro 5000 aktivních vrtů. Oblast zasahuje na území států Oklahoma a Arkansas. Formace břidlic Barnett se nachází v Texasu. Do

roku 2013 zde bylo vyvrtáno přes 16500 vrtů. Experimenty s horizontálním vrtáním a hydraulickým štěpením v 80. a 90. letech dokázaly, že je možné ekonomicky těžít plyn z břidlic, což spustilo rozvoj těžby i v dalších oblastech. Kromě zmíněných hlavních oblastí těžby se na území USA nachází ještě řada ložisek, které jsou buď velmi rozvinuté, rozvíjející se nebo se nacházejí v počáteční fázi průzkumu a testování. [12][56].



obr. 7-5 Produkce břidlicového plynu z jednotlivých formací břidlic v USA [57]



obr. 7-6 Vývoj a předpověď produkce zemního plynu z jednotlivých zdrojů v USA [58]

7.1.3 MEXIKO

Mexiko má značné geologicky perspektivní zdroje břidlicového plynu v severovýchodní části země, které se táhnou podél pobřeží Mexického zálivu. Těmito oblastmi jsou pánve Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan a Veracruz. Průzkum zaměřený na zásoby břidlicového plynu začal v roce 2011 a je prováděn mexickou státní naftařskou společností PEMEX. Souhrnný objem plynu je odhadován na 63,2 bilionů m³. Objem vytěžitelného plynu je 15,4 bilionů m³ [45] [46].

7.1.4 KOLUMBIE A VENEZUELA



obr. 7-7 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Kolumbii a Venezuele

Na severu Jižní Ameriky se nacházejí 3 perspektivní pánve. V Kolumbii je to pánve Middle Magdalena Valley, Llanos a dále pak pánve Maracaibo/Catatumbo, která z velké části leží na také území Venezuely. V oblasti Middle Magdalena Valley již před několika lety společnosti zahájily průzkumné programy v místech konvenčních zdrojů. Ve zbylých dvou pánvích neprobíhá žádná aktivita. V jižní části Kolumbie se ještě nachází čtvrtá pánve Putamayo, která by mohla být potenciální z hlediska břidlic, ale není k ní dostatek dat. Celkový objem plynu v prvních třech zmíněných pánvích je odhadován na 31,8 bilionů m³ a objem vytěžitelného plynu na 6,3 bilionů m³, z toho 1,6 bilionů m³ v Kolumbii a 4,7 bilionů m³ v západní části Venezuely [45] [46].

7.1.5 BRAZÍLIE



obr. 7-8 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Jižní Americe

Od 80. let minulého století se Brazílie zaměřuje převážně na těžbu ropy a plynu na volném moři, tudíž je těžbě na pevnině věnována menší pozornost. Z celkového počtu pevninských pánví jen 3 produkují významnější množství ropy a plynu. Jedná se o pánve Amazonas, Solimões a Paraná. Zmíněné pánve poskytují dostatek dat pro zhodnocení množství břidlicového plynu, ale na žádné z nich neprobíhá průzkum. Celkový objem plynu v těchto pánvích je 36,2 bilionů m^3 , přičemž objem vytěžitelného plynu je odhadován na 6,9 bilionů m^3 . Některé z dalších pánví by mohly být perspektivní pro těžbu břidlicového plynu, avšak vzhledem k nedostatku dat nebyly ještě důkladně zhodnoceny [45] [46].

7.1.6 ARGENTINA

Argentina má velký potenciál pro těžbu břidlicového plynu. Perspektivními oblastmi pro těžbu jsou pánve Paraná, Neuquén, San Jorge a Austral-Magallanes, z nichž nejperspektivnější je pánve Neuquén, která leží ve střední části Argentiny. V této pánvi probíhá intenzivní průzkum a komerční těžba je v počáteční fázi. Ve zbývajících třech oblastech neprobíhá průzkum. Celkový objem plynu nacházející se v argentinských pánvích je odhadován na 91,9 bilionů m^3 , z toho objem vytěžitelného plynu je 22,7 bilionů m^3 [45] [46].

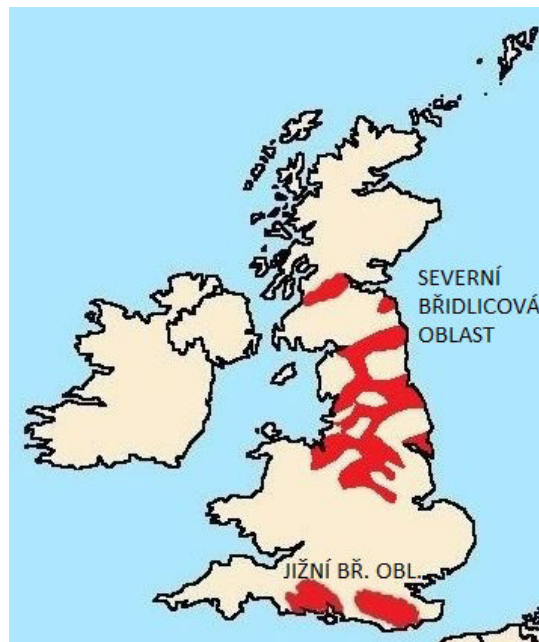
7.1.7 BOLÍVIE, CHILE, PARAGUAY, URUGUAY

Perspektivní pánve v Jižní Americe můžeme dále nalézt v dalších čtyřech zemích. Patří sem pánve Paraná (na území Paraguaye a Uruguaye), Chaco (Bolívie a Paraguay)

a Austral-Magallanes (Chile). Tyto pánve se také rozprostírají na území Argentiny a Brazílie, ale jejich přesahy byly zahrnuty v samostatných odstavcích o Argentíně a Brazílii. Souhrnný objem plynu v těchto zemích je 21,1 bilionů m^3 . Objem vytěžitelného plynu zabírá 4,6 bilionů m^3 (2,1 bilionů m^3 v Paraguayi, 1,4 bilionů m^3 v Chile, 1 bilion m^3 v Bolívii a 57 miliard m^3 v Uruguayi). Počáteční hodnocení zásob již běží, ale průzkumné vrtání ještě nezačalo [45] [46].

7.2 EVROPA

7.2.1 SPOJENÉ KRÁLOVSTVÍ



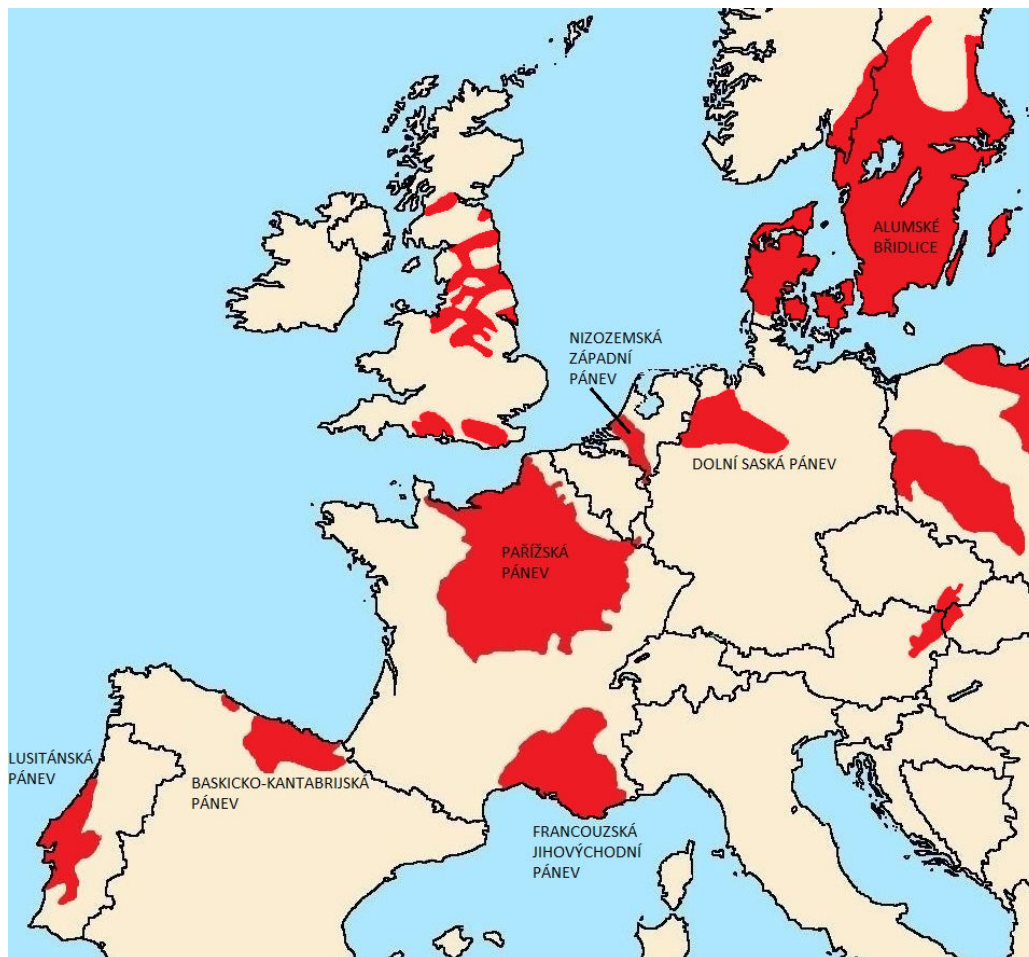
obr. 7-9 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu ve Spojeném království

Británie má značné zásoby plynu ve formacích břidlic rozkládajících se v severní, střední a jižní části země. Sever a střed je reprezentován zejména oblastmi Bowland, Cleveland, Cheshire, Lancashire, Northumberland, Midlands, Gainsborough, Midland Valley a dalšími. Jižní část je zastoupena pánvemi Wessex a Weald, které jsou předními ropnými oblastmi na pevnině ve Velké Británii, kde současná produkce ropy a zemního plynu pochází z konvenčních ložisek. Souhrnný objem plynu je odhadován na 991 miliard m^3 a z toho objem vytěžitelného plynu je 198 miliard m^3 [45] [46].

V srpnu 2010 firma Cuadrilla vyvrtala první průzkumný vertikální vrt ve Spojeném království nedaleko Blackpoolu pojmenovaný Preese Hall-1. Během roku 2011 byl tento vrt stimulován pomocí hydraulického štěpení, což vyvolalo několik malých zemětřesení v dubnu (magnitudo 2,3) a květnu (magnitudo 1,5). Průzkumný vrt byl stimulován v pěti stupních v hloubce 2,7 km. Dubnové otřesy nastaly při štěpení ve druhém stupni a otřesy z května se objevily během čtvrtého stupně. Po rozmístění dalších seismických stanic bylo zaznamenáno asi 50 slabších otřesů. Firma Cuadrilla Resources iniciovala rozsáhlou studii události zahrnující mimo jiné detailní seismickou analýzu, rozbory vrtných jader a geomechanické studie. Výsledky byly uveřejněny na webových stránkách firmy. Ze studií vyplývá, že podle všeho neaktivní zlom, který se nacházel v blízkosti, byl znovu aktivován zvýšením tlaku štěpící tekutiny, což způsobilo zemětřesení. Na povrchu nebyly zaznamenány žádné škody, ale došlo k oválné deformaci části pažnicové kolony. V reakci na vyvolaná zemětřesení vláda zastavila od května 2011 do prosince roku 2012 všechny operace, aby mohla být lépe zvážena rizika spojená s těžbou. Po 18 měsících bylo usouzeno, že environmentální rizika jsou malá a lze je zvládnout, takže od prosince 2012 byl průzkum znovu povolen, i když za zpřísněných podmínek [46] [41] [59] [60].

Testování pokračuje pomalým tempem a je stále v počáteční fázi. Mezi oblastí s největší vrtnou činností patří Bowland, Lancashire a Cheshire. Hlavními firmami angažující se v průzkumu zásob břidlicového plynu jsou Cuadrilla Resource (zatím provedeny 4 vrty) a iGAS (zatím provedeny 3 vrty) [61]. V říjnu 2014 iGAS dokončil akvizici konkurenční společnosti Dart Energy a stal se tak největší firmou prozkoumávající břidlicové zásoby ve Spojeném království [62].

7.2.2 SEVERNÍ A ZÁPADNÍ EVROPA



obr. 7-10 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu na západě a severu Evropy

Francie

Na území Francie lze nalézt značné zásoby břidlicového plynu. Pařížská a jihovýchodní pánev dohromady obsahují souhrnný objem plynu čítající 20,6 bilionů m^3 , z čehož je 3,9 bilionů m^3 technicky vytěžitelných. Od roku 2011 je ve Francii zakázána těžba břidlicového plynu [45] [46] [63] [64].

Nizozemsko

Nizozemské zásoby břidlicového plynu se nacházejí v západní nizozemské pánvi a celkový objem se odhaduje na 4,3 bilionů m^3 . 733 miliard m^3 plynu má být technicky vytěžitelných. V roce 2013 bylo vyhlášeno moratorium na těžbu břidlicového plynu [45] [46] [65].

Německo

V Německu je jedna perspektivní pánev. Celkové odhadované zásoby ve spodní saské pánvi zahrnují celkem 2,3 bilionů m³. Odhad vytěžitelného plynu je 481 miliard m³. V současné době se v Německu jedná zákonu, který by povoloval hydraulické štěpení [45] [46] [66].

Švédsko

Perspektivním zdrojem břidlicového plynu ve Švédsku jsou alumské břidlice. Odhad celkového objemu plynu je 1,4 bilionů m³ a vytěžitelného plynu 278 miliard m³. Licence na průzkum byly uděleny firmám Shell, Gripen Gas a Energigas. Mezi lety 2008 a 2011 Shell vyvrtal 3 vrty, avšak podle Geologické služby Dánska nebyly ekonomické [45] [46].

Dánsko

Souhrnný objem plynu je odhadován na 4,5 bilionů m³. Objem vytěžitelného plynu je 898 miliard m³. Total drží v Dánsku licence na průzkum ve dvou oblastech: okolí Copenhagenu a Nordjylland. V květnu 2015 dánská vláda zastavila průzkum v jedné oblasti, protože byla použita chemikálie, která nebyla povolena místními úřady [45] [46] [67].

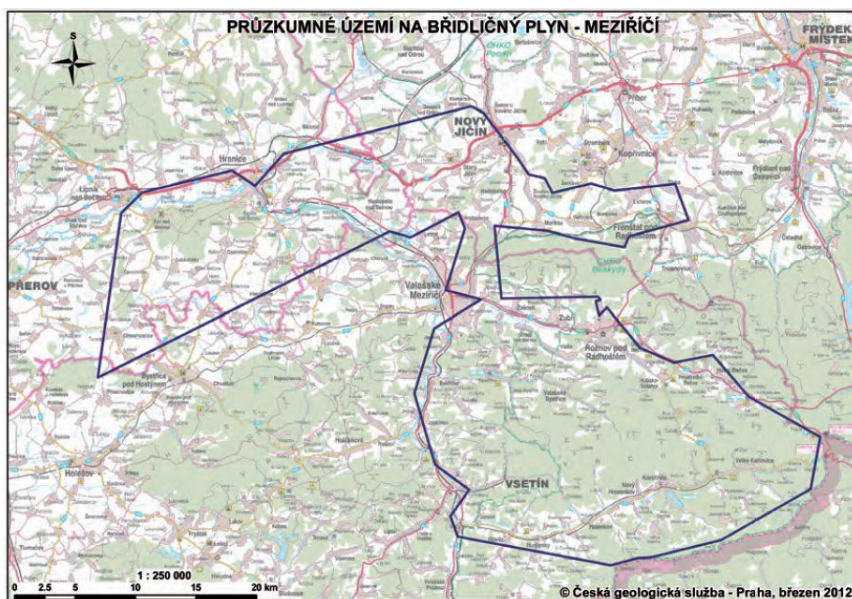
Španělsko

Baskicko-Kantábrijská pánev nacházející se na severu Španělska obsahuje řadu břidlic bohatých na organickou hmotu, které jsou potenciálním zdrojem břidlicového plynu. Odhadovaný objem plynu je 1,2 bilionů m³ a vytěžitelný objem je 227 miliard m³. Několik společností aktivně prozkoumává zmíněnou oblast. Dalším potenciálním ložiskem by mohla být pánev Ebro, avšak nebyla hodnocena [46].

7.2.3 STŘEDNÍ EVROPA

Hlavní perspektivní oblastí střední Evropy, která se rozkládá v severovýchodním Rakousku a zasahuje i do České republiky je Vídeňská pánev [45]. V České republice byly podány tři žádosti na stanovení průzkumného území pro vyhledávání a průzkum ložisek ropy a zemního plynu (PÚ), které souvisely s břidlicovým plynem. Postupně byla všechna průzkumná území zrušena, jelikož se plány potkaly s odporem obcí a sdružení [68] [69].

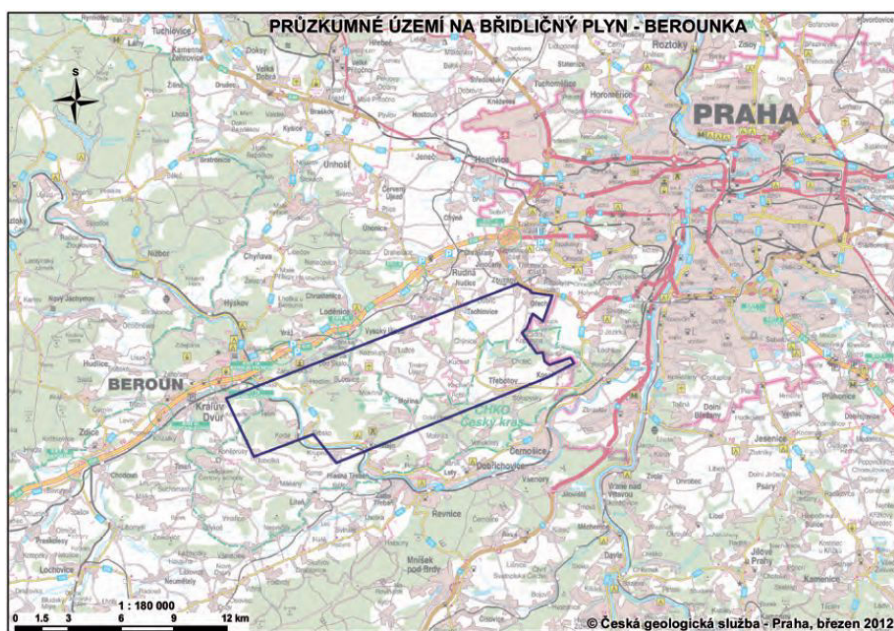
V roce 2011 Cuadrilla Morava s. r. o. (dceřiná firma britské firmy Cuadrilla Resources) požádala Ministerstvo životního prostředí (MŽP) o stanovení průzkumného území Meziříčí zaujímající plochu 945,7 km² [70]. Ohraničené průzkumné území lze vidět na obr. 7-11. Geologická stavba hornin se vyznačuje častým zlomovým porušením, zvlněním a tektonickým rozčleněním [71].



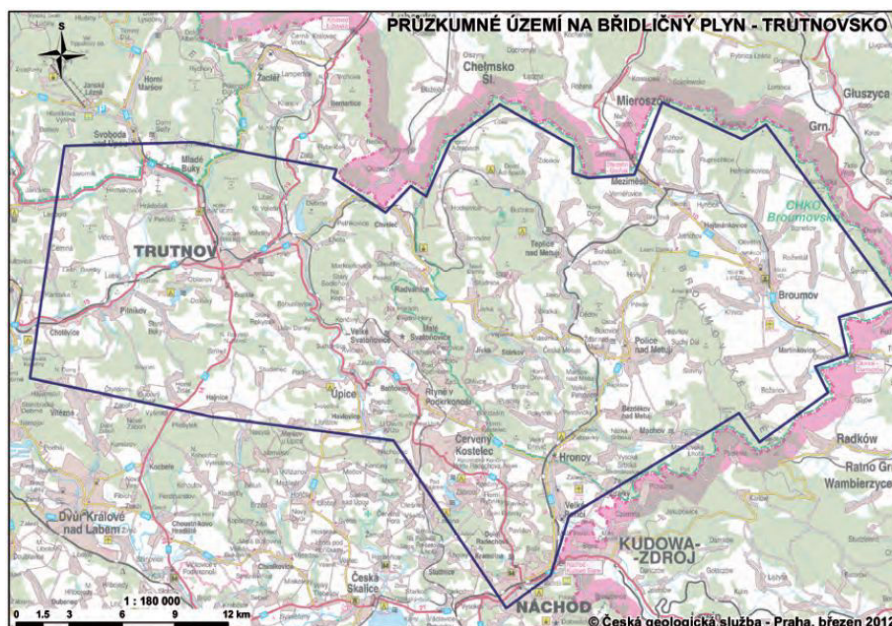
obr. 7-11 PÚ Meziříčí [71]

V témže roce firma Basgas Energia Czech s. r. o. (dceřiná firma australské BasGas Pty Ltd.) zažádala MŽP o stanovení PÚ Berounka s rozlohou 92,62 km² [70]. Na obr. 7-12 jsou zřetelné hranice tohoto PÚ. Značná část leží na území CHKO Český kras a jsou zde dvě národní přírodní rezervace a jedna národní přírodní památka. Území se vyznačuje složitou strukturou hornin a výrazným tektonickým postižením a předpokládá se, že oběh podzemní vody zasahuje do hloubek okolo 500 m [71].

Basgas Energia také zažádala o stanovení PU Trutnovsko (obr. 7-13) o rozloze 777,54 km² [69]. Do severní části zasahuje Krkonošský národní park. V ohraničeném území se nachází Chráněná oblast přirozené akumulace vod Polická pánev a do jihozápadní části zasahuje Chráněná oblast přirozené akumulace Východočeská křída. Nalézají se zde také ochranná pásma vodních zdrojů, které se využívají jako zásoba pitné vody [71].



obr. 7-12 PÚ Berounka [71]



obr. 7-13 PÚ Trutnovsko [71]

7.2.4 POLSKO



obr. 7-14 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Polsku

V Polsku se nachází rozsáhlé zásoby břidlicového plynu. Polsko vidí v břidlicovém plynu velký potenciál a v jeho průzkumu je nejdál z evropských zemí, avšak počáteční velká očekávání zatím nebyla naplněna. Celkové zásoby jsou odhadovány na 20,9 bilionů m^3 a technicky vytěžitelné zásoby jsou 4,1 bilionů m^3 . V roce 2012 spolupracoval Polský geologický institut (PGI) a Geologická služba USA (USGS) na odhad stavu polských zásob. Odhad PGI byl 230,5 až 619,4 miliard m^3 a odhad USGS činil 38 miliard m^3 . Perspektivními oblastmi jsou hlavně Baltská, Lublinská, Podlašská pánev a Předsudetický blok [45] [46].

Udělování licencí započalo v roce 2007 a od roku 2010 bylo v Polsku do dubna 2015 vyvrtáno 70 průzkumných vrtů (16 horizontálních a 54 vertikálních). Zatím ve 29 vrtech bylo provedeno prvotní zhodnocení produktivity daných vrtů [70]. Na konci ledna 2015

Chevron oznámil, že ukončuje průzkum v Polsku a následoval tak firmy jako Exxon Mobil, Total, Eni, Talisman Energy, Marathon Oil, 3Leg Resources a jiné, které již své aktivity v Polsku zastavily. Důvodem byly obtížné geologické podmínky, snížení odhadů zásob, nepříznivé výsledky a nejisté regulační podmínky. Většinu nynějších operací provádí polské firmy PGNiG Orlen a Lotos. Předsedkyně vlády Ewa Kopaczová 3. února 2015 novinářům sdělila, že Polsko bude dál pokračovat v průzkumu břidlicového plynu [73] [74] [75].

7.2.5 RUSKO

Rusko je druhým největším světovým producentem a největším světovým exportérem zemního plynu. Pro těžbu břidlicového plynu je perspektivní Baženovská formace břidlic v Západosibiřské pánvi. Další možnou oblastí je Timanská-Pečorská pánev, ale kvůli nedostatku dat nebyla důkladně vyhodnocena [46].

Západosibiřská pánev se rozprostírá na velké části území. Ze západu je ohraničena pohořím Ural a na východě řekou Jenisej, na severu pokračuje až pod Karské moře a na jihu sahá až ke Kazachstánským hranicím. Je největší oblastí na světě s ropou a zemním plynem. Těžba ropy a zemního plynu zde probíhá od šedesátých let 20. století. Ropná pole jsou soustředěna především v jižní a střední části pánve, zatímco pole se zemním plynem se nacházejí spíše na severu. Podíl této pánve na roční produkci ropy v Rusku je přes 60 %, přičemž produkce dosáhla vrcholu v osmdesátých letech a od té doby má klesající charakter. Celkový objem břidlicového plynu je odhadován na 54,4 bilionů m^3 a z toho je 8,1 bilionů m^3 objem vytěžitelného plynu. V Kaliningradské oblasti se rozléhá část Baltské pánve, která obsahuje zásoby plynu o celkovém objemu 566 miliard m^3 , a z toho 57 miliard m^3 jsou technicky vytěžitelné zásoby. Ropné společnosti plánují, nebo již zahájily vrty, avšak představenstvo Gazpromu se shoduje, že produkce z plynu z břidlic není v tuto chvíli uskutečnitelná. Hlavním důvodem je, že náklady na těžbu zemního plynu ze současných ložisek jsou nižší, než by byly na těžbu plynu z břidlic a dalším důvodem jsou negativní dopady na životní prostředí [46] [76].

7.2.6 VÝCHODNÍ EVROPA



obr. 7-15 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu na východě Evropy

Ukrajina

Oblasti s potenciálem k těžbě břidlicového plynu na Ukrajině jsou hlavně Karpatská a Dněprodoněcká pánev. Odhadované technicky vytěžitelné zásoby jsou 3,6 bilionů m³. V lednu 2013 byla podepsána s firmou Shell první dohoda o sdílení produkce (production sharing agreement) na 50 let pro pole Juzivska v Dněprodoněcké pánvi. V létě 2014 Shell zastavil průzkum z bezpečnostních důvodů kvůli probíhající válce na Ukrajině. V prosinci téhož roku Chevron oznámil rozhodnutí odstoupit od dohody pro pole Olesska na západě Ukrajiny [45] [46] [75] [77] [78].

Rumunsko

Technicky vytěžitelné zásoby Rumunska čítající 1,4 bilionů m³ se nacházejí v Karpatské pánvi a v Moeské platformě. Na začátku března 2012 Chevron získal několik průzkumných licencí. Mezi další firmy, které obdržely licence na průzkum, patří např. maďarský MOL, rumunská státní společnost Romgaz a Sterling Resources společně s TransAtlantic Petroleum. V květnu 2012 začal vládní zákaz průzkumu zásob břidlicového plynu, avšak v březnu 2013 bylo moratorium ukončeno. Na konci února 2015 Chevron oznámil, že ukončí průzkumné aktivity v Rumunsku [45] [46] [79] [80].

Bulharsko

Perspektivní oblastí pro těžbu v Bulharsku je především Moeská platforma. Technicky vytěžitelné zásoby, které se zde nacházejí, jsou 481 miliard m³. Několik společností obdrželo povolení k průzkumu (např. Chevron, TransAtlantic Petroleum, Park Place Energy), ale byl proveden pouze jeden vrt. TransAtlantic a LNG Energy vyvrtaly v listopadu 2011 vrt určený k průzkumu a testům, ze kterého byla odebrána vrtná jádra.

Tento vrt neprošel hydraulickým štěpením. V lednu 2012 byl zakázán průzkum a těžba břídlcového plynu [45] [46].

Litva

Část Baltské pánve, jež zasahuje na území Litvy, obsahuje zásoby plynu o celkovém objemu 113 miliard m³. Technicky vytěžitelné zásoby představují 11 miliard m³ [45] [46].

7.3 ASIE

7.3.1 TURECKO



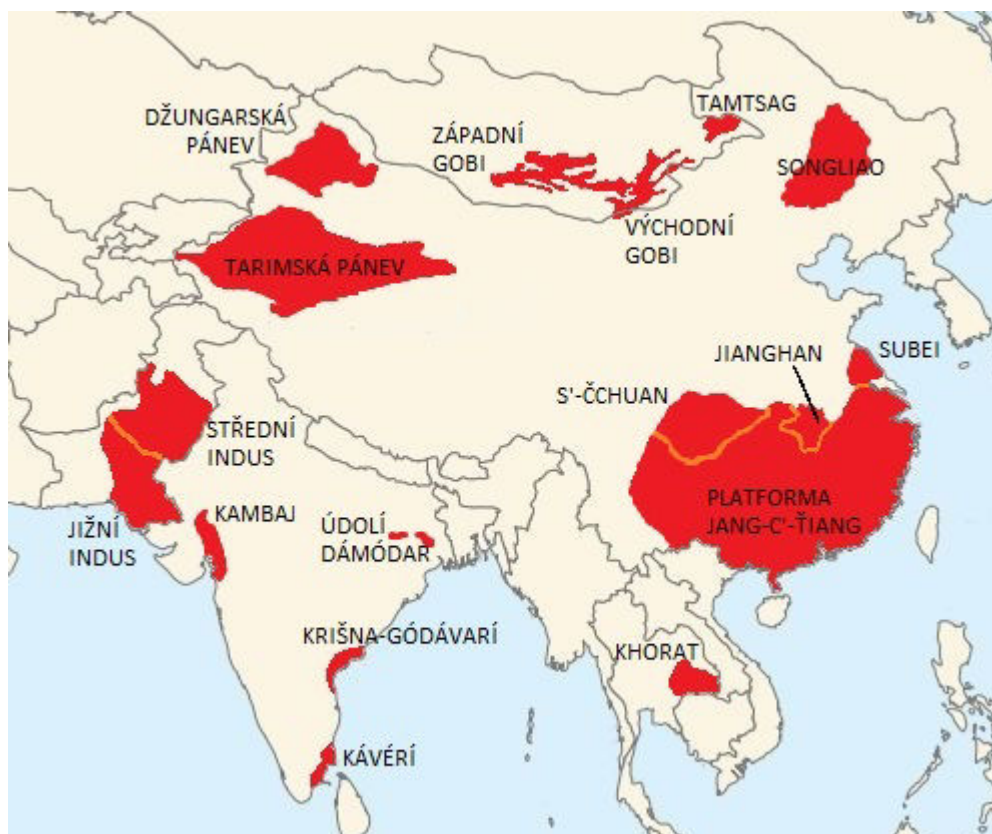
obr. 7-16 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Turecku

Turecko se stále víc stává závislé na dovozu zemního plynu, jelikož jeho domácí spotřeba každým rokem stoupá. Zemní plyn se využívá hlavně při výrobě elektřiny. Potenciál pro břidlicový plyn se skrývá především ve dvou oblastech. Thrácká pánev je důležitým místem pro těžbu zemního plynu, jelikož na ni připadá 85 % celkové produkce země. Anatolská pánev na jihovýchodě Turecka je oblastí s probíhající těžbou zaměřenou na ropu. V těchto lokacích je objem břidlicového plynu odhadován na 4,6 bilionů m^3 . Odhad vytěžitelného plynu je 680 miliard m^3 . Na obou místech probíhá zkoumání zásob, přičemž v Thrácké pánvi bylo již provedeno několik zkušebních vrtů. Další ložiska břidlicového plynu by se mohla nacházet ve střední části Turecka v pánvích Sivas a Salt Lake, ale existuje k nim dostupné jen omezené množství informací o stavu zásob [45] [46].

7.3.2 JORDÁNSKO

Na území Jordánska se nachází dvě oblasti, které mají potenciál pro těžbu břidlicového plynu. Jsou to pánve Hamad a Wadi Sirhan, které obsahují souhrnný objem plynu 991 miliard m^3 a z toho objem vytěžitelného plynu je 198 miliard m^3 [46].

7.3.3 INDIE A PÁKISTÁN



obr. 7-17 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Asii

V Indii a Pákistánu je celá řada pánví, které mají břidlice, jež jsou bohaté na organickou hmotu. V Pákistánu byla vyhodnocena rozsáhlá pánev Indus, přesněji její střední a jižní část. Již zde došlo k objevení ropy a zemního plynu, ale nejsou k dispozici veřejná data o průzkumu zaměřeném přímo na břidlicový plyn. Celkový objem břidlicového plynu se odhaduje na 16,6 bilionů m^3 a objem vytěžitelného plynu je 3 biliony m^3 [45] [46].

Z hlediska možných zásob břidlicového plynu v Indii je zajímavých nejméně devět oblastí, avšak důkladně byly zhodnoceny jen čtyři, jelikož o zbývajících pěti nebyl dostatek informací. Tyto čtyři perspektivní oblasti jsou pánve Kambaj, údolí Dámódar, Krišna-Gódávarí a Kávéri. Souhrnný objem plynu se odhaduje na 16,5 bilionů m^3 a objem vytěžitelného plynu je 2,7 bilionů m^3 . Indický státní podnik Oil and Natural Gas Corporation Limited provedl první testovací vrt severozápadně od Kalkaty v Západním Bengálsku v lednu roku 2011 a v říjnu 2013 se mu podařilo úspěšně vyvrtat první vrt v pánvi Kambaj. Na roky 2014 a 2015 plánoval podnik provést třicet vrtů po celé Indii [45] [46] [81] [82].

7.3.4 MONGOLSKO

Mongolsko má relativně malé zdroje břidlicového plynu, které se nalézají v pánvi východní Gobi na jihovýchodě země a v pánvi Tamtsag ve východní části území. Ve východní Gobi probíhá komerční těžba ropy; její vrstvení a struktura hornin je obdobná jako v severovýchodní Číně. V pánvi Tamtsag neprobíhá těžba ropy ani plynu, i když se geologicky podobá Východní Gobi. Celkový objem rizikového plynu činí 1,6 bilionů

m³, přičemž objem vytěžitelného plynu je 113 miliard m³. Ani v jedné oblasti neprobíhá průzkumné vrtání zaměřené na břidlicový plyn [46].

7.3.5 ČÍNA

Čína v současnosti patří mezi tři země, které těží břidlicový plyn [48]. Odhad celkového objemu plynu činí 134,4 bilionů m³, přičemž objem vytěžitelného plynu je 31,6 bilionů m³, což řadí Čínu na první místo v žebříčku světových zásob břidlicového plynu. Hodnota odhadu vytěžitelných zásob, kterou provedlo čínské Ministerstvo přírodních zdrojů, byla stanovena na 25 bilionů m³ v roce 2012. Mezi pánve skrývající největší potenciál pro těžbu patří S'-čchuan, Jianghan, Subei, Songliao, platforma Jang-c'-ťiang, Džungarská a Tarimská pánev. V tabulce 7-2 jsou uvedeny zásoby pro jednotlivá místa [45] [46].

Velká část perspektivních oblastí prochází hodnocením a průzkumem, které jsou vedeny převážně firmami Sinopec, PetroChina a Shell. Překážkou pro rychlý rozvoj těžby břidlicového plynu je geologická složitost většiny břidlicových pánví, další překážkou je přístup k informacím o geologii a vrtech, jelikož jsou Čínou považovány za tajné. Nejvíce zásob je v pánvi S'-čchuan a Tarimské pánvi. V pánvi S'-čchuan se těží hlavně zemní plyn a v menším rozsahu také ropa. Probíhá zde nejaktivnější průzkum břidlicového plynu v celé Číně. V roce 2014 v této oblasti zaznamenala firma Sinopec úspěch v plynovém poli Fuling, které se tak stalo prvním místem v Číně s komerční produkcí břidlicového plynu. Tarimská pánev je největší pevninská sedimentární pánev v Číně. V tomto regionu se těží ropa a zemní plyn. Asi polovina produkce ropy pochází z horizontálních vrtů. Neprobíhá zde udělování licencí ani průzkumné vrty se zaměřením na břidlicový plyn nejspíš proto, že se břidlice nacházejí v příliš velké hloubce a celá oblast je značně odlehlá. Z hlediska geologie je asi nejlepší Džungarská pánev. Songliao je největší čínská oblast s produkcí ropy. Na území Číny se rozkládají další pánve, které mají potenciál, ale nebyly hodnoceny kvůli nedostatečným informacím o geologii [45] [46] [83] [84].

tab. 7-2 Množství zásob břidlicového plynu v pánvích v Číně [46]

oblast	zásoby břidlicového plynu [bilion m ³]	technicky vytěžitelné zásoby bř. plynu [bilion m ³]
pánev S'-čchuan	66,9	17,72
platforma Jang-c'-ťiang	16,9	4,22
pánev Jianghan	3,2	0,78
pánev Subei	5,1	1,28
Tarimská pánev	27,7	6,11
Džungarská pánev	10,2	1,02
pánev Songliao	4,4	0,44
celkem	134,4	31,6

7.3.6 THAJSKO

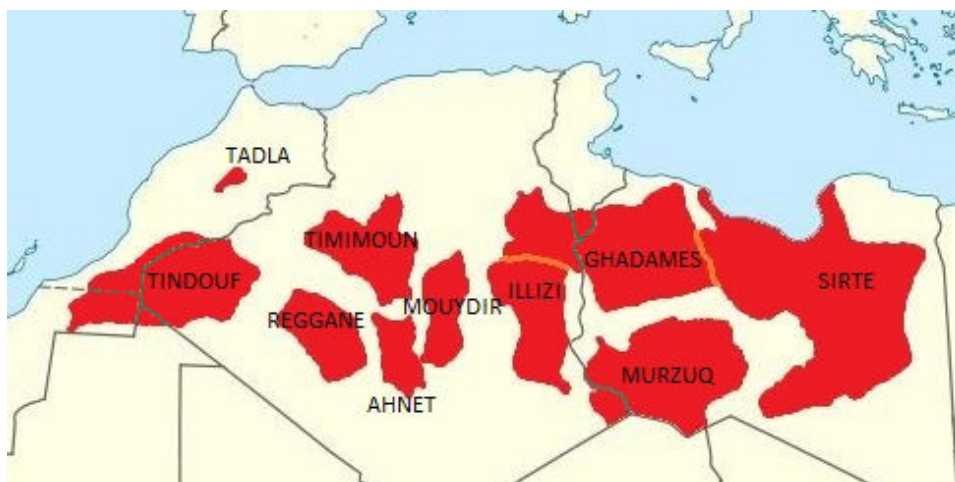
V Thajsku se podařilo během posledních třiceti let vybudovat významný ropný a plynařský průmysl. V podstatě celá domácí produkce ropy a zemního plynu pochází z konvenčních ložisek. Během let 2004 až 2006 bylo uskutečněno několik průzkumných

vrťů na slojový metan, ale vše bez komerčního úspěchu. Největší potenciál pro těžbu břidlicového plynu má pánev Khorat na severovýchodě Thajska. Nachází se zde již existující síť plynovodů, vhodné vrtné soupravy a malá skupina nezávislých aktivních těžařů ropy a plynu. Celkový objem plynu je v pánvi odhadován na 623 miliard m^3 , z čehož je 142 miliard m^3 vytěžitelných. V Thajsku neprobíhá průzkum se zaměřením na zásoby břidlicového plynu [46].

7.3.7 INDONÉSIE

Indonésie je významným producentem uhlí, ropy a zemního plynu a do roku 2009 byla členem OPEC. Mezi lety 2002 a 2012 stoupla těžba zemního plynu o 25%. Ačkoliv Indonésie vyváží asi polovinu svých zásob zemního plynu, domácí spotřeba roste společně s těžbou. Perspektivními oblastmi pro těžbu břidlicového plynu jsou pánve střední a jižní Sumatra, Kutei, Tarakan, Salawati, Bintuni. Pánev Bintuni by pro svůj objem zásob mohla být nejlepším cílem těžby, ačkoliv je vzdálená od trhu a služeb, ale pánve na Sumatře se jeví jako celkově nejvíc perspektivní. Odhadovaný objem plynu je 8,6 bilionů m^3 a vytěžitelný objem je 1,3 bilionů m^3 . V roce 2012 byly vládou spuštěny čtyři studie zaměřené na břidlicový plyn. V Indonésii v současné době neprobíhá těžba břidlicového plynu. Překážkou pro případnou produkci je vysoká cena těžby z důvodu odlehlosti ložisek od míst spotřeby a infrastruktury potřebné pro transport plynu [46].

7.4 AFRIKA



obr. 7-18 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu na severu Afriky

7.4.1 MAROKO, ZÁPADNÍ SAHARA A MAURITÁNIE

Tyto tři země mají břidlicový potenciál v pánvích Tindouf a Tadla. Tindouf leží na rozhraní Maroka, Západní Sahary, Mauritánie a Alžírsko. Marocká státní těžařská společnost ONHYM provádí od roku 2010 hodnocení zásob břidlicového plynu. Má plány zde sesbírat seismická data a poté zahájit průzkumné vrty. Tadla se nachází ve střední části Maroka a není v ní hlášena žádná průzkumná činnost. Celkový objem plynu v obou pánvích byl odhadnut na 2,7 bilionů m³, na Maroko připadá 1,6 bilionů m³ a na Západní Saharu 1,1 bilionů m³. Objem vytěžitelného plynu je 566 miliard m³, z čehož v Maroku je 340 miliard m³ a v Západní Sahaře 227 miliard m³. V Mauritánii nalezneme pouze nepatrné množství zdrojů [45] [46].

7.4.2 ALŽÍRSKO

Alžírsko má významné zásoby břidlicového plynu. Ze všech pánví jich bylo hodnoceno sedm. Patří sem Reggane a Tindouf na jihozápadě Alžírsko, dále Timimoun, Ahnet a Mouydir ve střední části země a na východě Illizi a Ghadames, jejíž část leží také na území Tuniska a Libye. Těchto sedm pánví obsahuje celkově 96,8 bilionů m³ plynu. Objem vytěžitelného plynu má hodnotu 20 bilionů m³. Alžírská státem vlastněná těžařská společnost Sonatrach vyvinula velké úsilí, aby zjistila kvalitu a velikost zásob břidlicového plynu. V únoru 2015 měl být dokončen druhý pilotní průzkumný vrt a v plánu jsou další [45] [46] [85].

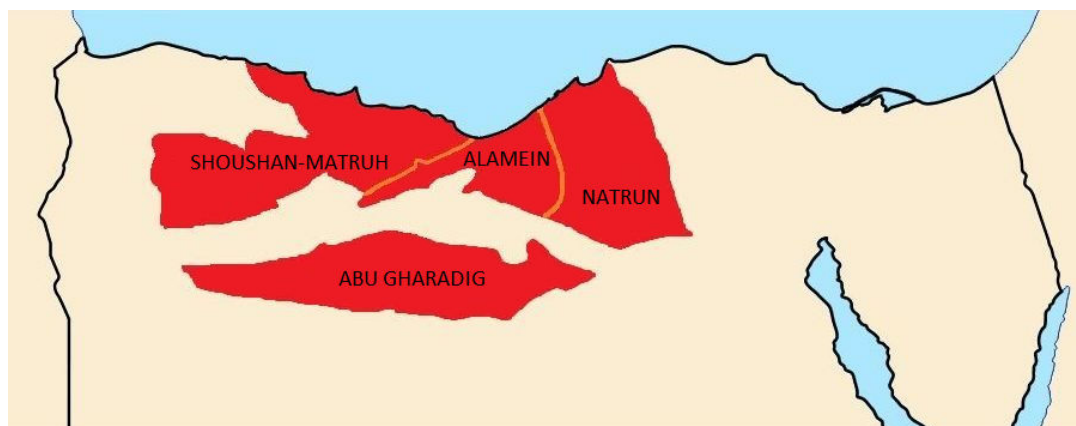
7.4.3 TUNISKO

Již zmíněná pánev Ghadames zasahuje do jižního cípu Tuniska a je perspektivní pro těžbu břidlicového plynu. Běží zde významná průzkumná činnost, ale se zaměřením především na konvenční zdroje ropy a plynu. Odhad celkového objemu plynu v této oblasti byl stanoven na 3,2 bilionů m³ a z toho 651 miliard m³ je vytěžitelných. Dodatečným zdrojem by dále mohla být pánev Pelagian na východě státu, ve které již několik společností zahájilo počáteční zkoumání [45] [46].

7.4.4 LIBYE

Za účelem určení zásob možných zásob byly zhodnoceny pánve Ghadames, Murzuq a Sirte, která je nejproduktivnější pánví pro těžbu uhlovodíků v Severní Africe. Souhrnný objem plynu ve zmíněných lokacích je odhadován na 26,7 bilionů m³, z čehož je 3,5 bilionů m³ objem vytěžitelných zásob. Další uvažovaným místem je pánev Kufra, avšak není jisté, zda se v ní nachází vhodná matečná hornina. Nicméně současná situace v Libyi příliš nepřeje průzkumu a případné těžbě břidlicového plynu. V důsledku občanské války v roce 2011 výrazně klesl objem těžby plynu a ropy. Po konfliktu následoval opětovný nárůst avšak na úroveň nižší než před rokem 2011. Předseda National oil company v listopadu 2012 řekl, že Libye plánuje zvednout produkci zemního plynu a zjišťuje možnosti průzkumu nekonvenčních zásob. Možností je přivést do země mezinárodní společnosti se zkušenostmi s průzkumem a těžbou nekonvenčních zdrojů. V průběhu roku 2013 došlo k vlně nepokojů a od roku 2014 v Libyi probíhá další občanská válka. Neklidná politická situace a nebezpečnost prostředí tudíž zamezují možnému rozvinutí těžby nekonvenčních ložisek [45] [46] [86] [87].

7.4.5 EGYPT



obr. 7-19 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Egyptě

Pro Egypt je potenciál břidlicového plynu uložen v části Libyjské pouště rozkládající se na západě země, konkrétně se jedná o pánve Shoushan-Matruh, Alamein, Natrun a Abu Gharadig. V oblasti na západě Egypta najdeme velký počet významných ropných a plynových polí. Zásoby břidlicového plynu jsou odhadovány na 15,1 bilionů m³. Objem vytěžitelného plynu je 2,8 bilionů m³. V březnu 2015 byla podepsána smlouva na těžbu plynu s firmami Shell Egypt a Apache Corporation. V rámci smlouvy mají být provedeny tři vrty [46] [88].

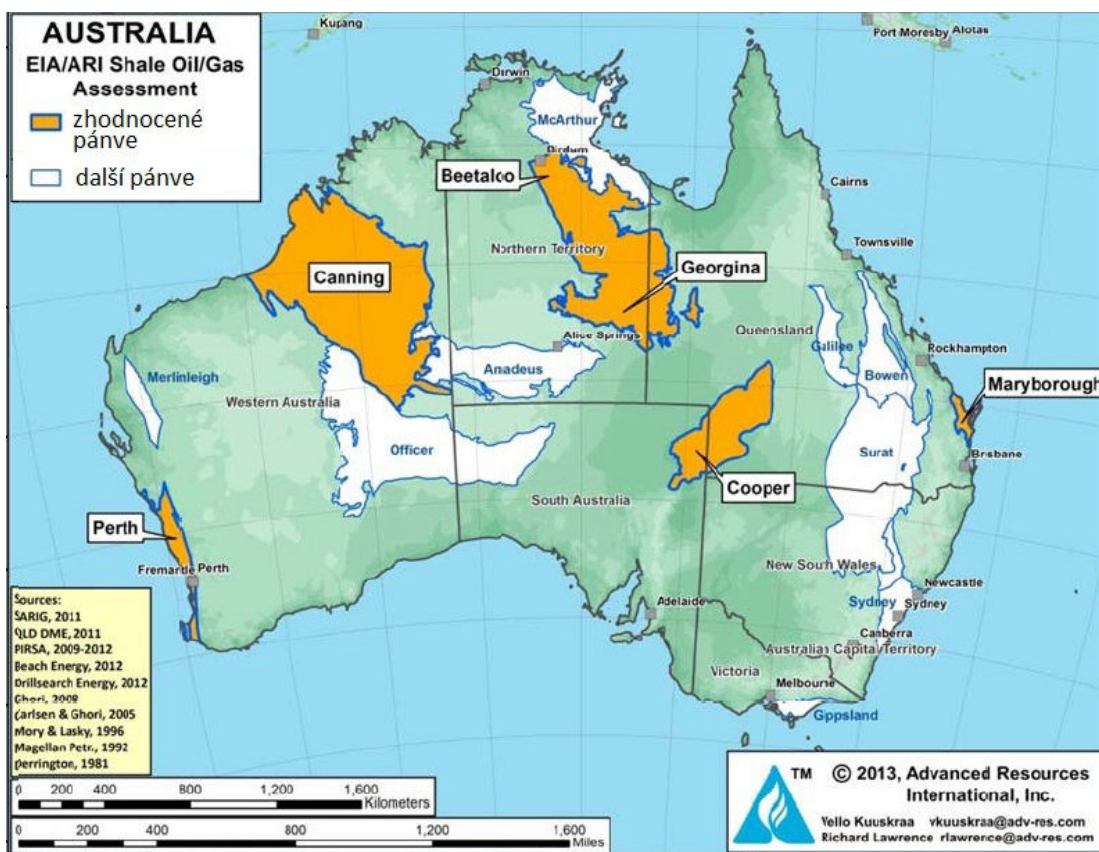
7.4.6 JIHOAFRICKÁ REPUBLIKA



obr. 7-20 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v JAR

Jihoafrická republika svou spotřebu zemního plynu pokryje jen částečně ze svých vlastních rezerv, a tudíž musí zbytek dovážet z Mosambiku a Namibie. Proto je prioritou prozkoumávat domácí zásoby plynu a ropy. Pánev Karoo je hlavní oblastí obsahující tlustou vrstvu břidlic bohatých na organickou hmotu. Svoji rozlohou pokrývá skoro dvě třetiny území JAR. Souhrnný objem plynu je odhadován na 44,1 bilionů m^3 . Objem vytěžitelného plynu je 10,5 bilionů m^3 . Avšak zvýšeným rizikem pro průzkum jsou četné oblasti s obsahem magmatických ložních žil, které by mohly ovlivňovat kvalitu břidlic a omezit využití seismické tomografie [45] [46].

7.5 AUSTRÁLIE



obr. 7-21 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Austrálii [46]

Austrálie má potenciál stát se jednou z dalších zemí, která bude mít komerčně životaschopnou produkci břidlicového plynu. Nahrávají tomu průmyslové a geologické podmínky podobné jako v USA a Kanadě. Na pevnině Austrálie se rozkládá řada pánví. Ložiska břidlicového plynu byla zatím zkoumána v šesti hlavních pánvích, avšak předpokládá se, že další zatím nehodnocené pánve mohou být perspektivní z hlediska zdrojů břidlicového plynu. Zhodnoceny byly pánve Cooper, Maryborough, Perth, Canning, Georgina, Beeraloo. Cooper je již několik desetiletí hlavní australskou pevninskou pánví, která produkuje zemní plyn a ropu a nachází se na ní zpracovatelské závody a přepravní infrastruktura. Ve všech zhodnocených oblastech probíhá aktivní průzkum břidlicového plynu. Odhad celkového objemu plynu je 57,9 bilionů m³, z čehož objem vytěžitelného plynu je 12,4 bilionů m³ [45] [46].

ZÁVĚR

Cílem této bakalářské práce bylo popsat těžbu břidlicového plynu a jeho zásoby. Bakalářská práce byla zpracována na základě rešerše veřejně dostupných zdrojů zabývajících se problematikou těžby břidlicového plynu.

Pro nezbytné uvedení do tématu byl v prvních dvou kapitolách nastíněn teoretický základ z oblasti geologie břidlic a dělení zemního plynu. Břidlice patří mezi nekonvenční ložiska zemního plynu a vyznačují se nízkou propustností. Břidlicový plyn se nachází přímo ve vrstvách břidlic, které jsou současně jeho zdrojovou horninou. Těžba břidlicového plynu je sice v současnosti hojně diskutované téma, avšak technologie a principy využívané při těžbě nejsou výdobytkem několika posledních let, a proto bylo ve třetí kapitole stručně pojednáno o historickém vývoji klíčových technologií umožňující těžbu plynu z břidlic, tedy především se jedná o horizontální vrtání a hydraulické štěpení. Ve čtvrté kapitole je uveden obecný průběh rozvoje těžby břidlicového plynu. Pátá kapitola blíže popisuje technologii horizontálního vrtání a hydraulického štěpení. Horizontální vrtání umožňuje dosáhnout na větší množství zásob, protože vrt neprojde skrz vrstvu zdrojové horniny, ale je odkloněn a pokračuje vrstvou v horizontálním směru. Pomocí hydraulického štěpení dochází ke stimulaci ložiska, které by jinak neposkytovalo dostatečný průtok plynu. Princip spočívá ve vhánění štěpící tekutiny do horniny pod tlaky, které mohou dosáhnout až 100 MPa při čerpacím průtoku až 265 l/s. Tím dojde k vytvoření puklin, které jsou drženy otevřené pomocí výplňového materiálu, který je součástí štěpící tekutiny. Vícestupňové hydraulické štěpení horizontální části vrtu může spotřebovat až 29 milionů litrů vody. Jednotlivé parametry jsou silně závislé na vlastnostech konkrétních břidlic. Dále je uvedeno vybavení, které se používá při těžbě. Vzhledem k možným negativním dopadům hydraulického štěpení a těžby celkově na životní prostředí, jsou v šesté kapitole vyjmenována a popsána hlavní rizika. Patří sem hlavně kontaminace podzemních a povrchových vod, znečištění ovzduší a emise methanu, a také uměle vyvolaná zemětřesení. V kapitole sedm jsou rozebrány světové zásoby břidlicového plynu. U každé zmíněné země jsou uvedeny odhady množství zásob a popsány oblasti pro možnou těžbu (popřípadě oblasti s již aktivní produkcí). Pro Jižní Ameriku, Evropu, Asii a Afriku byly na základě rešerše vytvořeny mapky, které zobrazují perspektivní oblasti pro těžbu. Pro lepší pochopení stavu světových zásob břidlicového plynu bude nutné podrobněji zkoumat již identifikovaná ložiska (pro přesné určení množství zásob je potřeba provést množství průzkumných vrtů) a zhodnotit oblasti, kterým nebylo zatím věnováno tolik pozornosti. Světové zásoby břidlicového plynu jsou obrovské a čítají 205 bilionů m³, ale je jisté, že konkrétní hodnota se bude v budoucnosti měnit v závislosti na stavu prozkoumání zásob. V současné době je břidlicový plyn komerčně těžen v USA, Kanadě a Číně. Jako doplněk se příloze nacházejí fotografie, které zachycují různé etapy z těžby břidlicového plynu.

V budoucnu by mohlo docházet k nahrazování některých chemikálií pro přípravu štěpících tekutin tzv. zelenými chemikáliemi, což by mělo za následek zmenšení rizika možného znečištění a kontaminace. Další možností je rozšíření využití elektromotorů pro pohon vybavení, které se využívá při pracích spojených s těžbou, namísto klasických spalovacích motorů, což by mohlo vést ke snížení hluku a emisí v místech prováděných vrtů. Důležité budou inovace do technologií, čímž může dojít k dalšímu zvýšení efektivity a produktivity těžby a snížení rizik s těžbou spojených. Je obtížné jednoznačně predikovat vývoj těžby břidlicového plynu, jelikož možná těžba v perspektivních oblastech nebude záležet pouze na objemu odhadovaných zásob, ale

také na cenách zemního plynu, politickém klimatu a reakcích veřejnosti v daných oblastech, na složitosti geologie a s tím souvisejících nákladech na průzkum a těžbu, na rozvinutosti a dostupnosti potřebné infrastruktury atd. Autor se dále domnívá, že v Evropě v následujících několika letech nedojde ke komerčnímu rozvoji těžby břidlicového plynu, zejména z environmentálních důvodů. Z evropských zemí je nejbližší k těžbě Polsko, avšak možná až příliš velká původní očekávání se zdají být v nedohlednu s tím, jak ze země postupně odešly největší zahraniční firmy. Je velmi pravděpodobné, že v Číně poroste objem těžby břidlicového plynu, ale ne do takové míry, aby se významně podílel na tamější celkové produkci zemního plynu. Hlavní místem těžby tedy zatím zůstávají Spojení státy americké a Kanada. V USA v současné době dosahuje podíl vytěženého množství břidlicového plynu na celkovém množství vytěženého zemního plynu dodaného na trh víc než 45 %.

Autor považuje za důležité seznámit se s problematikou těžby břidlicového plynu vzhledem k její aktuálnosti a myslí si, že každý podporovatel nebo odpůrce břidlicového plynu by měl mít dobré znalosti toho tématu, jelikož jen tak je možné objektivně posuzovat tento fenomén.

SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ

- [1] MARSCHALCO, Marian, Radomír GRYGAR, Arnošt LIBERDA a Jana MANFRINOVÁ. Základní složky zemské kůry - horniny a minerály. VYSOKÁ ŠKOLA BÁŇSKÁ - TECHNICKÁ UNIVERZITA OSTRAVA, Hornicko - geologická fakulta, Institut geologického inženýrství. *Geologie - výukové multimediální texty* [online]. 2005 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://geologie.vsb.cz/geologie/KAPITOLY/3_slo%C5%BEky_zemsk%C3%A9_k%C5%AFry/3_z%C3%A1kladn%C3%AD_slo%C5%BEky.htm
- [2] ŠTELCL, Jindřich a Václav VÁVRA. Horniny a jejich vlastnosti. MASARYKOVA UNIVERZITA, Přírodovědecká fakulta, Ústav geologických věd. *Multimediální atlas hornin* [online]. 11.1.2013 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: http://atlas.horniny.sci.muni.cz/horniny_obecne.html
- [3] Horniny a jejich vlastnosti - obrazové přílohy. *Multimediální atlas hornin* [online]. 2013 [cit. 2015-03-20]. Dostupné z: http://atlas.horniny.sci.muni.cz/horniny_obecne_obr1.html
- [4] ŠTELCL, Jindřich a Václav VÁVRA. Systematický přehled sedimentárních hornin. MASARYKOVA UNIVERZITA, Přírodovědecká fakulta, Ústav geologických věd. *Multimediální atlas hornin* [online]. 11.1.2013 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://atlas.horniny.sci.muni.cz/sedimentarni/sedimenty_system.html
- [5] ČESKÁ GEOLOGICKÁ SLUŽBA. *Geologická encyklopedie* [online]. 19.1.2013 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.geology.cz/aplikace/encyklopedie/term.pl>
- [6] Shale: Sedimentary Rock - Pictures, Definition and More. In: KING, Hobart M. *Geology.com: News and Information for Geology and Earth Science* [online]. © 2005-2015 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://geology.com/rocks/shale.shtml>
- [7] Shale gas. In: *Encyclopedia Britannica* [online]. 30.11.2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.britannica.com/EBchecked/topic/1789294/shale-gas>
- [8] MUSIL, Ladislav. Co možná nevíte o zemním plynu. In: *TZB-info - stavebnictví, úspory energií, technická zařízení budov* [online]. 30.3.2004 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/1908-co-mozna-nevite-o-zemnim-plynu>
- [9] The geology of natural gas resources. In: *U.S. Energy Information Administration (EIA)* [online]. 14.2.2011 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=110>
- [10] KING, George E. APACHE CORPORATION. *Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells* [online]. 2012 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/hydraulic_fracturing_101.pdf
- [11] GUILTINAN, Tiffany. Inside Shale Gas and Oil Geology. In: *DrillingInfo* [online]. 20.11.2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://info.drillinginfo.com/shale-gas-oil-geology/>
- [12] HARPER, John A. The Marcellus Shale—An Old “New” Gas Reservoir in Pennsylvania. *PENNSYLVANIA GEOLOGY* [online]. 2008, VOL. 38, NO. 1, s. 2-13 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.marcellus.psu.edu/resources/PDFs/pageologydcnr.pdf>
- [13] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer* [online]. 2009 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf
- [14] MONTGOMERY, Carl T. a Michael B. SMITH. Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. *Journal of Petroleum Technology (JPT)* [online]. 2010, December, s. 26-32 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/07/Hydraulic.pdf>

- [15] GOW, Bonar Alexander. *Roughnecks, rock bits and rigs: the evolution of oil well drilling technology in Alberta, 1883-1970*. Calgary: University of Calgary Press, 2005, xii, 451 p. ISBN 15-523-8067-X.
- [16] Hydraulic Fracturing 101. *Halliburton* [online]. © 2015 [cit. 2015-04-14]. Dostupné z: http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/fracturing_101.html#
- [17] Hydraulic Fracturing: History. *Cuadrilla Resources* [online]. © 2015 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.cuadrillaresources.com/what-we-do/hydraulic-fracturing/history/>
- [18] SUCHY, Daniel R. a David NEWELL. KANSAS GEOLOGICAL SURVEY, The University of Kansas. *Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells in Kansas* [online]. 2012 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.kgs.ku.edu/Publications/PIC/PIC32r1.pdf>
- [19] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Drilling Sideways: A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application* [online]. 1993 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/drilling_sideways_well_technology/pdf/tr0565.pdf
- [20] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays* [online]. 2011 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>
- [21] DOE's Early Investment in Shale Gas Technology Producing Results Today. *U.S. Department of Energy: Office of Fossil Energy* [online]. 2011 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://energy.gov/fe/articles/does-early-investment-shale-gas-technology-producing-results>
- [22] A Lengthy Preliminary Phase of Subsurface Exploration. *Total* [online]. 2014 [cit. 2015-04-19]. Dostupné z: <http://www.total.com/en/energies-savoir-faire/petrole-gaz/exploration-production/secteurs-strategiques/gaz-non-conventionnels/focus-gaz-de-schiste/des-techniques-de-production-specifiques/lengthy-preliminary-phase-subsurface-exploration>
- [23] CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL GAS. *Understanding Shale Gas in Canada* [online]. 2009 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://www.csur.com/sites/default/files/shale_gas_English_Web.pdf
- [24] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas* [online]. 2012 [cit. 2015-04-19]. Dostupné z: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf
- [25] REIG, Paul, Tianyi LUO a Jonathan N. PROCTOR. WORLD RESOURCES INSTITUTE. *GLOBAL SHALE GAS DEVELOPMENT: Water Availability and Business Risks* [online]. 2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://www.wri.org/sites/default/files/wri14_report_shalegas.pdf
- [26] ENCANA. *Montney Development* [online]. 2012 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <https://www.encana.com/pdf/operations/canada/montney-development-book.pdf>
- [27] HOFFMAN, A., G. OLSSON a A. LINDSTRÖM. STOCKHOLM INTERNATIONAL WATER INSTITUTE, SIWI. *Shale Gas and Hydraulic Fracturing: Framing the Water Issue* [online]. 2014 [cit. 2015-04-06]. ISBN 978-91-981860-1-7. Dostupné z: http://www.siw.org/wp-content/uploads/2014/08/2014_Fracking_Report_web.pdf
- [28] BRODERICK, John, Kevin ANDERSON, Ruth WOOD, Paul GILBERT, Maria SHARMINA, Anthony FOOTITT, Steven GLYNN a Fiona NICHOLLS. TYNDALL CENTRE, University of Manchester. *Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts* [online]. 2011 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.co-operative.coop/Corporate/Fracking/Shale%20gas%20update%20-%20full%20report.pdf>

- [29] BOSCHÉE, Pam. Produced and flowback water recycling and reuse: Economics, Limitations, and Technology. *Oil and Gas Facilities* [online]. 2014, Volume 3 Number 1, 16–21 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: http://www.spe.org/ogf/print/subscribers/2014/02/07_Feat_Unconventional.pdf
- [30] ARTHUR, J. Daniel, Brian BOHM, Bobbi Jo COUGHLIN a Mark LAYNE. ALL CONSULTING. *Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs* [online]. 2008 [cit. 2015-04-13]. Dostupné z: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ArthurHydrFracPaperFINAL.pdf>
- [31] WANG, Qiang, Xi CHEN, Awadhesh N. JHA a Howard ROGERS. Natural gas from shale formation – The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2013, Volume 30, s. 1-28 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113006059>
- [32] HAMMER, Rebecca a Jeanne VANBRIESEN. NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL. *In Fracking's Wake: Rules are Needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater* [online]. 2012 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.nrdc.org/energy/files/fracking-wastewater-fullreport.pdf>
- [33] GANDOSSO, Luca. EUROPEAN COMMISSION, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport. *An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production* [online]. 2013 [cit. 2015-04-06]. ISBN 978-92-79-34729-0. Dostupné z: https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/an_overview_of_hydraulic_fracturing_and_other_stimulation_technologies_%282%29.pdf
- [34] BURDEN, Susan, Jill DEAN a Jonathan KOPLOS. U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical Disclosure Registry 1.0* [online]. 2015 [cit. 2015-05-08]. Dostupné z: http://www2.epa.gov/sites/production/files/2015-03/documents/fracfocus_analysis_report_and_appendices_final_032015_508_0.pdf
- [35] SOEDER, Daniel J., Shikha SHARMA, Natalie PEKNEY, Leslie HOPKINSON, Robert DILMORE, Barbara KUTCHKO, Brian STEWART, Kimberley CARTER, Alexandra HAKALA a Rosemary CAPO. An approach for assessing engineering risk from shale gas wells in the United States. *International Journal of Coal Geology* [online]. 2014, Volume 126, s. 4-19 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0166516214000068>
- [36] UNITED STATES HOUSE OF REPRESENTATIVES COMMITTEE ON ENERGY AND COMMERCE MINORITY STAFF. *CHEMICALS USED IN HYDRAULIC FRACTURING* [online]. 2011 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic-Fracturing-Chemicals-2011-4-18.pdf>
- [37] Order No. 1V-276. *Colorado Oil and Gas Conservation Commission* [online]. 2004 [cit. 2015-05-20]. Dostupné z: <http://cogcc.state.co.us/orders/orders/1v/276.html>
- [38] OSBORN, Stephen G., Avner VENGOSH, Nathaniel R. WARNER a Robert B. JACKSON. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS)* [online]. 2011, vol. 108, no. 20, 8172–8176 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: <http://www.pnas.org/content/108/20/8172.full.pdf>
- [39] GREEN, Kenneth P. *Managing the risks of hydraulic fracturing* [online]. Fraser Institute, 2014 [cit. 2015-04-20]. ISBN 978-0-88975-329-7. Dostupné z: <http://www.fraserinstitute.org/uploadedFiles/fraser-ca/Content/research-news/research/publications/managing-the-risks-of-hydraulic-fracturing.pdf>
- [40] HOWARTH, Robert, Drew SHINDELL, Renee SANTORO, Anthony INGRAFFEA, Nathan PHILLIPS a Amy TOWNSEND-SMALL. *Methane Emissions from Natural Gas Systems: Background Paper Prepared for the National Climate Assessment* [online]. 2012 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z:

- http://www.eeb.cornell.edu/howarth/publications/Howarth_et_al_2012_National_Climate_Assessment.pdf
- [41] NATIONAL RESEARCH COUNCIL OF THE NATIONAL ACADEMIES. *Induced seismicity potential in energy technologies*. Washington, D.C.: National Academies Press, 2013, xiii, 248 pages. ISBN 03-092-5367-5.
- [42] HOLLAND, Austin. OKLAHOMA GEOLOGICAL SURVEY. *Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola field, Garvin County, Oklahoma* [online]. 2011 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: http://www.ogs.ou.edu/pubsscanned/openfile/OF1_2011.pdf
- [43] NICHOLSON, Craig a Robert L. WESSON. *Earthquake Hazard Associated With Deep Well Injection - A Report to the U.S. Environmental Protection Agency* [online]. 1990 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: <http://pubs.usgs.gov/bul/1951/report.pdf>
- [44] Class II Wells - Oil and Gas Related Injection Wells (Class II). *United States Environmental Protection Agency* [online]. 2012 [cit. 2015-04-21]. Dostupné z: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/>
- [45] KUUSKRAA, Vello A., Scott H. STEVENS, Tyler Van LEEUWEN a Keith D. MOODHE. ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL, Inc. *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States* [online]. 2011 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2011/pdf/fullreport.pdf>
- [46] KUUSKRAA, Vello A., Scott H. STEVENS a Keith D. MOODHE. ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL, Inc. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States* [online]. 2013 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>
- [47] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2014* [online]. 2014 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554%282014%29.pdf>
- [48] Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries. *U.S. Energy Information Administration* [online]. 2015 [cit. 2015-05-21]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19991>
- [49] North American shale plays. *U.S. Energy Information Administration* [online]. 2011 [cit. 2015-05-20]. Dostupné z: http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/northamer_gas.jpg
- [50] RIVARD, Christine, Denis LAVOIE, René LEFEBVRE, Stephan SÉJOURNÉ, Charles LAMONTAGNE a Mathieu DUCHESNE. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. *International Journal of Coal Geology* [online]. 2013, Volume 126, s. 64–76 [cit. 2015-05-11]. Dostupné z: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0166516213002711>
- [51] Lower 48 states shale plays. *U.S. Energy Information Administration* [online]. 2015 [cit. 2015-05-20]. Dostupné z: http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shale_gas.pdf
- [52] WANG, Zhongmin a Alan KRUPNICK. RESOURCES FOR THE FUTURE. *A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?* [online]. 2013 [cit. 2015-04-17]. Dostupné z: <http://www.rff.org/RFF/documents/RFF-DP-13-12.pdf>
- [53] U.S. Natural Gas Gross Withdrawals and Production. *U.S. Energy Information Administration* [online]. 2015 [cit. 2015-04-30]. Dostupné z: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_u_NUS_a.htm
- [54] Continuous Gas Resources (Includes coalbed gas, shale gas, tight gas). *U.S. Geological Survey* [online]. 2013 [cit. 2015-03-28]. Dostupné z: http://certmapper.cr.usgs.gov/data/noga00/natl/tabular/2013/Summary_13_Cont_Gas.pdf

- [55] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2012* [online]. 2012 [cit. 2015-03-27]. Dostupné také z: <http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/pdf/0383%282012%29.pdf>
- [56] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Modern Shale Gas Development in the United States: An Update* [online]. 2013 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/shale-gas-primer-update-2013.pdf>
- [57] ENERGY IN BRIEF: Shale in the United States. In: *U.S. Energy Information Administration* [online]. 2015 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm
- [58] ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2015: Market Trends: Natural gas. *U.S. Energy Information Administration* [online]. 2015 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/mt_naturalgas.cfm
- [59] DE PATER, C. J. a S. BAISCH. *Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity: Synthesis Report* [online]. 2011 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: http://www.cuadrillaresources.com/wp-content/uploads/2012/02/Geomechanical-Study-of-Bowland-Shale-Seismicity_02-11-11.pdf
- [60] GREEN, Christopher A., Peter STYLES a Brian J. BAPTIE. *PREESE HALL SHALE GAS FRACTURING REVIEW & RECOMMENDATIONS FOR INDUCED SEISMIC MITIGATION* [online]. 2012 [cit. 2015-04-20]. Dostupné z: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/15745/5075-preese-hall-shale-gas-fracturing-review.pdf
- [61] VAUGHAN, Adam. UK's shale gas revolution falls flat with just 11 new wells planned for 2015. *The Guardian* [online]. 19.1.2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.theguardian.com/environment/2014/may/09/igas-acquires-dart-energy-biggest-shale-gas-explorer>
- [62] MACALISTER, Terry. IGas acquires Dart Energy to create UK's biggest shale gas explorer. *The Guardian* [online]. 9.5.2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.theguardian.com/environment/2014/may/09/igas-acquires-dart-energy-biggest-shale-gas-explorer>
- [63] PATEL, Tara. France Outlaws 'Fracking' Shale for Natural Gas, Oil. *Bloomberg* [online]. 1.7.2011 [cit. 2015-03-06]. Dostupné z: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2011-07-01/france-vote-outlaws-fracking-shale-for-natural-gas-oil-extraction>
- [64] PATEL, Tara a Gregory VISCUSI. France's Fracking Ban 'Absolute' After Court Upholds Law. *Bloomberg* [online]. 11.10.2013 [cit. 2015-03-06]. Dostupné z: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-10-11/fracking-ban-upheld-by-french-court-as-constitutional>
- [65] ZILLMAN, Donald N, Aileen MCHARG, Lila Katz BARRERA-HERNÁNDEZ a Adrian J BRADBROOK. *The law of energy underground: understanding new developments in subsurface production, transmission, and storage*. First edition. Oxford: Oxford University Press, 2014, xxv, 519 pages. ISBN 978-0-19-870318-1.
- [66] NESLEN, Arthur. Germany moves to legalise fracking. *The Guardian* [online]. 14.2.2015 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.theguardian.com/environment/2015/feb/14/germany-legalise-fracking-shale-gas-hydraulic-fracturing>
- [67] Danish Government Halts Total's Shale Gas Exploration in Jutland. *Natural Gas Europe* [online]. 6.5.2015 [cit. 2015-05-12]. Dostupné z: <http://www.naturalgaseurope.com/danish-government-stops-totals-shale-gas-exploration-in-jutland-23572>
- [68] *STOP HF* [online]. 2015 [cit. 2015-05-22]. Dostupné z: <http://stophf.cz/>
- [69] DVOŘÁKOVÁ, Vlastimila, Juraj FRANČŮ, Jan PAŠAVA, Bohdan KŘÍBEK a Ivo SITENSKÝ. ČESKÁ GEOLOGICKÁ SLUŽBA. *NEKONVENČNÍ PLYN Z BŘIDLIC (NZPB): Potenciální*

- zásoby a technologie jeho těžby* [online]. 2011 [cit. 2015-04-05]. Dostupné z: <http://www.geology.cz/extranet/vav/nerostne-suroviny/bridlicny-plyn.pdf>
- [70] EVROPSKÁ KOMISE. *Úřední věstník Evropské unie C 105* [online]. 2011 [cit. 2015-04-03]. ISSN 1725-5163. Dostupné také z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2011:105:FULL:CS:PDF>
- [71] DVOŘÁKOVÁ, Vlastimila, Juraj FRANČO, Jan ČURDA, Petr BOHDÁLEK, Petr BUDIL, Jiří BURDA, Karel DUŠEK, Josef GODÁNY, Oldřich KREJČÍ, et al. *ČESKÁ GEOLOGICKÁ SLUŽBA. Podkladový materiál pro ministra životního prostředí k problematice nekonvenčního zemního plynu z břidlic a podzemního zplyňování uhlí* [online]. 2012 [cit. 2015-04-02]. Dostupné z: http://stophf.cz/wp-content/uploads/2012/02/Zprava_bridl_nahl_FINAL_20_4_2012.pdf
- [72] Shale gas exploration status in Poland as of April 2015. In: *News service of Polish Geological Survey* [online]. 11.4.2015 [cit. 2015-04-12]. Dostupné z: <http://infolupki.pgi.gov.pl/en/exploration-status/news/shale-gas-exploration-status-poland-april-2015>
- [73] Prime Minister Kopacz: Poland will continue shale gas exploration. In: *News service of Polish Geological Survey* [online]. 16.3.2015 [cit. 2015-04-12]. Dostupné z: <http://infolupki.pgi.gov.pl/en/news/prime-minister-kopacz-poland-will-continue-shale-gas-exploration>
- [74] PGNiG Continues Shale Gas Work in Poland. In: *Natural Gas Europe* [online]. 3.2.2015 [cit. 2015-04-12]. Dostupné z: <http://www.naturalgaseurope.com/pgnig-continues-shale-gas-work-poland>
- [75] MAROCCHI, Tania a Taras FEDIRKO. *Shale gas in Poland and Ukraine: a great potential and an uncertain future* [online]. 2013 [cit. 2015-04-14]. Dostupné z: <http://www.pecob.eu/flex/cm/pages/ServeAttachment.php/L/EN/D/5%252F9%252F6%252FD.a75a4655ea084d9bfa76/P/BLOB%3AID%3D3872>
- [76] USA sees shale gas production decline, no progress observed in shale gas development abroad. In: *Gazprom* [online]. 27.11.2014 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: <http://www.gazprom.com/press/news/2014/november/article207983/>
- [77] Bloomberg: Ukraine Crisis Forces Shell to Halt Shale Wells in Restive East. In: *Natural Gas Europe* [online]. 4.6.2014 [cit. 2015-04-12]. Dostupné z: <http://www.naturalgaseurope.com/shell-ukraine-shale-wells>
- [78] POLITYUK, Pavel. Ukraine says Chevron plans to pull out of \$10 bln shale gas deal. *Reuters* [online]. 15.12.2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2014/12/15/ukraine-crisis-gas-idUSL6N0TZ29A20141215>
- [79] VILCU, Irina. Romania Ends Moratorium on Shale Gas Exploration, Premier Says. *Bloomberg* [online]. 19.3.2013 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-03-19/romania-ends-moratorium-on-shale-gas-exploration-premier-says>
- [80] MARINAS, Radu. Chevron says plans to give up Romania shale gas project. *Reuters* [online]. 22.2.2015 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2015/02/22/chevron-romania-shale-idUSL5N0VW10N20150222>
- [81] Shale gas: ONGC to drill more wells in Cambay. *The Hindu* [online]. 1.1.2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.thehindu.com/business/Industry/shale-gas-ongc-to-drill-more-wells-in-cambay/article5526061.ece>
- [82] Shale Gas Find near Durgapur. In: *Oil and Natural Gas Corporation Limited* [online]. 27.1.2011 [cit. 2015-04-19]. Dostupné z: http://ongcindia.ongc.co.in/wps/wcm/connect/ongcindia/home/media/press_release/shale%20gas%20find%20near%20durgapur

- [83] CHINA PETROLEUM AND CHEMICAL CORPORATION. *China's First Large-scale Shale Gas Field Enters into Commercial Production Ahead of Schedule* [online]. 2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.sinopecgroup.com/group/Resource/Pdf/201403241737.pdf>
- [84] HUA, Judy a Chen AIZHU. Sinopec's Fuling verified as China's first large shale gas play. *Reuters* [online]. 17.7.2014 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://in.reuters.com/article/2014/07/17/china-sinopec-shalegas-idINL4N0PS2BX20140717>
- [85] Shale gas: SONATRACH will not carry out activities detrimental to citizens, environment. *Algeria Press Service* [online]. 8.2.2015 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.aps.dz/en/economy/6015-shale-gas-sonatrach-will-not-carry-out-activities-detrimental-to-citizens,-environment>
- [86] BAUEROVA, Ladka. Libya Renews Focus on Natural Gas, Plans to Explore Shale. *Bloomberg* [online]. 7.11.2012 [cit. 2015-03-06]. Dostupné z: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2012-11-07/libya-renews-focus-on-natural-gas-plans-to-explore-shale>
- [87] YEE, April. Libya pins its hopes on foreign investors to develop shale gas. *The National* [online]. 11.12.2013 [cit. 2015-03-06]. Dostupné z: <http://www.thenational.ae/business/industry-insights/energy/libya-pins-its-hopes-on-foreign-investors-to-develop-shale-gas>
- [88] FAROUK, Ehab a Shadi BUSHRA. Egypt sets price for shale gas at \$5.45 per mmBtu-official. *Reuters* [online]. 9.3.2015 [cit. 2015-04-06]. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2015/02/22/chevron-romania-shale-idUSL5N0VW10N20150222>
- [89] STREJČEK, Petr. Americká a globální břidlicová revoluce. *TZB-info - stavebnictví, úspory energií, technická zařízení budov* [online]. 2014 [cit. 2015-04-15]. Dostupné z: <http://energetika.tzb-info.cz/11597-americka-a-globalni-bridlicova-revoluce>
- [90] NEW YORK DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION. *Final Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program* [online]. 2015 [cit. 2015-05-22]. Dostupné z: http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/fsgeis2015.pdf
- [91] SCOTT, Katherine. Dual-fuel systems power up. *Drilling Contractor* [online]. 2013 [cit. 2015-05-22]. Dostupné z: <http://www.drillingcontractor.org/dual-fuel-systems-power-up-25425>
- [92] New-Generation Trailer-Mounted Blender. *Calfrac Well Services* [online]. 2015 [cit. 2015-05-22]. Dostupné z: <http://www.calfrac.com/Custom-Centre/Service-Line-Equipment/Fracturing-Equipment-Profiles/New-Generation-Trailer-Mounted-Blender.php>
- [93] HUBBERT, M. King a David G. WILLIS. *Mechanics of Hydraulic Fracturing* [online]. 1957 [cit. 2015-05-22]. Dostupné z: http://www.depts.ttu.edu/gesc/Fac_pages/Yoshinobu/4361_5361_Folder/2013-readings/Hubbert%20and%20Willis,%201972%20mechanics%20of%20hydr%20frac.pdf
- [94] TALEGHANI, Arash Dahi, Milad AHMADI a J. E. OLSON. *Secondary Fractures and Their Potential Impacts on Hydraulic Fractures Efficiency* [online]. 2013 [cit. 2015-05-22]. Dostupné z: <http://cdn.intechopen.com/pdfs-wm/44788.pdf>
- [95] An Illustrated Guide to Shale Gas Drilling Equipment and Practices in Pennsylvania. *The Pennsylvania State University College of Agricultural Sciences* [online]. 2014 [cit. 2015-05-22]. Dostupné z: <http://ecosystems.psu.edu/presenter/4-h-water/GasFieldGuide/>
- [96] DONNAN, Robert M. 6 franc sand tanks (upper right) for hydraulic fracturing operation, PA. *The FracTracker Alliance* [online]. 2014 [cit. 2015-05-27]. Dostupné z: https://lh3.googleusercontent.com/-oLndmUzAjbU/VJh6hs4iu-I/AAAAAAAAAD3g/TeDbicwyKsA/w808-h537-no/DSC_0797.jpg
- [97] STERN, Pete. Drilling in Loyalsock State Forest, PA. *The FracTracker Alliance* [online]. 2013 [cit. 2015-05-27]. Dostupné z: https://lh6.googleusercontent.com/-DSkSnUr-tow/U17Y0tepmzI/AAAAAAAAADBw/BZk27bDYN00/w809-h537-no/_DSC4433.jpg

SEZNAM OBRÁZKŮ

1. obr. 1-1 Procentuální zastoupení typů hornin v kontinentální zemské kůře a mocnost jednotlivých vrstev[1] [3]
2. obr. 2-1 Rozsah propustnosti (permeability) různých ložisek zemního plynu [10]
3. obr. 2-2 Schématické znázornění geologie ložisek zemního plynu [9]
4. obr. 3-1 První hydraulické štěpení v plynovém poli Hugoton [13]
5. obr. 3-2 Hydraulické štěpení v současnosti v Pensylvánii ve formaci břidlic Marcellus [17]
6. obr. 5-1 Srovnání rozrušení povrchu při použití několika horizontálních vrtů z jedné vrtné plochy (vlevo) a při použití vertikálních vrtů (vpravo) [26]
7. obr. 5-2 Zjednodušené znázornění principu hydraulického štěpení [23]
8. obr. 5-3 (vlevo) Dva možné idealizované průběhy tlaku při hydraulickém štěpení v závislosti na podmínkách v hornině [93]
9. obr. 5-4 (vpravo) Průběh přetlaku a teploty ve spodní části vrtu při hydraulickém štěpení [94]
10. obr. 5-5 Čerpadlo pro hydraulické štěpení [91]
11. obr. 5-6 Míchací a dávkovací zařízení pro přípravu štěpící tekutiny [92]
12. obr. 5-7 Monitorovací vůz [30]
13. obr. 7-1 Pořadí zemí podle technicky vytěžitelných zásob břidlicového plynu, na základě dat z [46] [47]
14. obr. 7-2 Oblasti těžby břidlicového plynu v Kanadě [49]
15. obr. 7-3 Oblasti těžby břidlicového plynu v USA [51]
16. obr. 7-4 Podíl vytěženého množství břidlicového plynu na celkovém množství vytěženého zemního plynu dodaného na trh v USA, na základě dat z [53]
17. obr. 7-5 Produkce břidlicového plynu z jednotlivých formací břidlic v USA [57]
18. obr. 7-6 Vývoj a předpověď produkce zemního plynu z jednotlivých zdrojů v USA [58]
19. obr. 7-7 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Kolumbii a Venezuele
20. obr. 7-8 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Jižní Americe
21. obr. 7-9 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu ve Spojeném království

22. obr. 7-10 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu na západě a severu Evropy
23. obr. 7-11 PÚ Meziříčí [69]
24. obr. 7-12 PÚ Berounka [69]
25. obr. 7-13 PÚ Trutnovsko [69]
26. obr. 7-14 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Polsku
27. obr. 7-15 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu na východě Evropy
28. obr. 7-16 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Turecku
29. obr. 7-17 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Asii
30. obr. 7-18 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu na severu Afriky
31. obr. 7-19 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Egyptě
32. obr. 7-20 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v JAR
33. obr. 7-21 Perspektivní oblasti pro těžbu břidlicového plynu v Austrálii [46]

SEZNAM TABULEK

1. tab. 5-1 Obecné složení štěpící tekutiny na bázi vody [13] [30] [31]
2. tab. 7-1 Množství zásob břidlicového plynu v pánvích v Kanadě [46]
3. tab. 7-2 Množství zásob břidlicového plynu v pánvích v Číně [46]

SEZNAM PŘÍLOH

Příloha 1 – Obrazová příloha k vybraným momentům z těžby břidlicového plynu

PŘÍLOHA 1

Obrazová příloha k vybraným momentům z těžby břidlicového plynu (fotky nepochází pouze z jednoho místa těžby).



Přístupová cesta [90]



Stavba vrtné plochy [95]



Stavba řídicích pažnicových kolon [95]



Izolace proti průsakům [95]



Další ochranná vrstva [95]



Vrtná souprava [90]



Vrtný nástroj [95]



Vrtné trubky [95]



Stavba vodní nádrže [90]



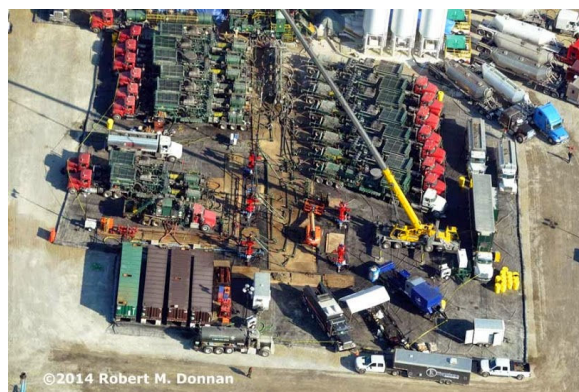
Hotová vodní nádrž [90]



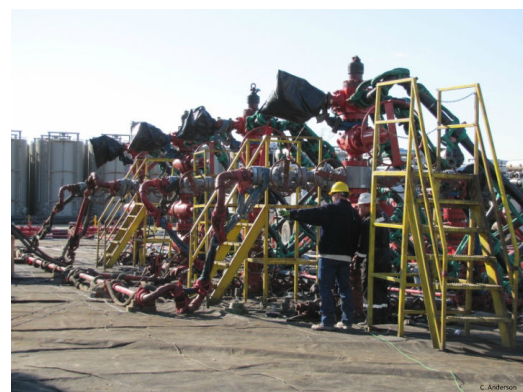
Nádrže na další vodu [30]



Nádrž na vrácenou štěpící tekutinu[90]



Vybavení pro hydraulické štěpení [96]



Vrty připravené na štěpení[95]



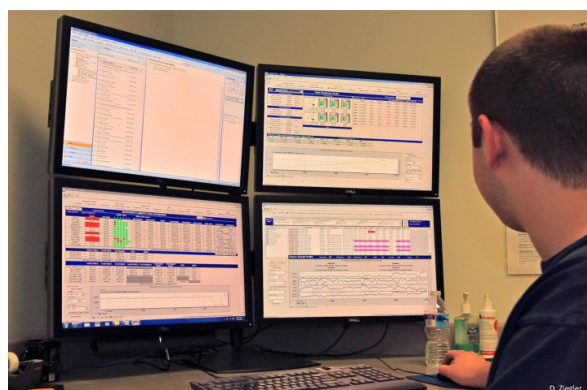
Kontejnery s chemikáliemi[90]



Zásobník a podavač písku [95]



Monitorovací vůz [90]



Monitorování hydraulického štěpení [95]



Nádrže na vrácenou štěpící tekutinu [95]



Plocha po štěpení [90]



Produkční kříže několika vrtů [56]



Zařízení na oddělení produkované vody a nádrže na její dočasné uskladnění [56]



Produkce břidlicového plynu [97]