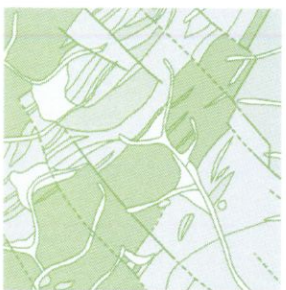


Odborná studie

pro nám. ministra životního prostředí

Ivo Hlaváče, ředitele sekce technické ochrany přírody,
dle dopisu ze dne 20.4.2011, č.j. 32304/ENV/11



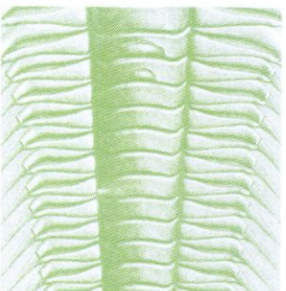
NEKONVENČNÍ ZEMNÍ PLYN Z BŘIDLIC (NZPB)

Potenciální zásoby a technologie jeho těžby



Odpovědný řešitel: RNDr. Vlastimila Dvořáková

Spoluautoři: RNDr. Juraj Franců, CSc., RNDr. Jan Pašava,
CSc., Doc. RNDr. Bohdan Kříbek, DrSc., RNDr. Ivo Sitenský,
CSc. (ČGS-Geofond)



Předkládá ředitel České geologické služby

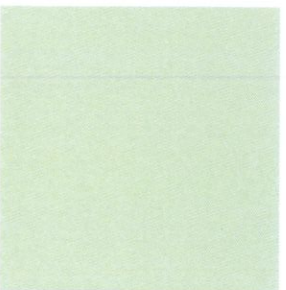
Mgr. Zdeněk Venera, PhD.

Česká geologická služba/ Czech Geological Survey

Leitnerova 22, 602 00 Brno

IČO 00025798, DIČ CZ 00025798

www.geology.cz



15.6.2011

Nekonvenční zemní plyn z břidlic (NZPB)

Potenciální zásoby a technologie jeho těžby

Studie pro Ministerstvo životního prostředí,
sekce technické ochrany přírody

RNDr. Vlastimila Dvořáková, RNDr. Juraj Franců, CSc., Doc., RNDr. Bohdan Kříbek, DrSc.,
RNDr. Jan Pašava, CSc., Česká geologická služba
RNDr. Ivo Sitenský, CSc., Česká geologická služba-Geofond

Kontakt: vlastimila.dvorakova@geology.cz, tel. +420 721 911 977

Abstrakt:

Nekonvenční zemní plyn z břidlic (NZPB) je **novou formou fosilního zdroje energie**. Jeho těžba se stala nejrychleji rostoucí těžařskou aktivitou v USA v posledních 10 letech. Na rozdíl od konvenčních ložisek ropy a plynu vyžaduje speciální technologie, zejména štěpení nepropustných jílovcových vrstev, které v klasickém pojetí nepředstavují nádržní, ale těsnící horniny.

Význam této suroviny je jak **obchodní**, tak **politický**. Těžba a distribuce NZPB je významnou podnikatelskou aktivitou, zvyšuje daňový příjem a přispívá k pozitivní ekonomické bilanci státu. V USA pokrývá nemalou část (20 %) domácí poptávky po fosilních palivech a snižuje závislost na jejich importu ze zahraničí. Z těchto důvodů věnuje například Polsko výjimečnou podporu průzkumu NZPB s vizí snížení závislosti na Rusku jako dovozci a Ukrajině, přes jejíž území plynovody vedou.

Na základě dosavadních průzkumných i těžebních zkušeností jsou definována **kritéria** pro hodnocení kvality plynodajných jílovců, nesprávně označovaných jako „břidlice“. Americké a evropské organizace provedly předběžné hodnocení NZPB potenciálu v řadě zemí. Česká republika je zatím charakterizována je orientačně. K základním kritériím plynodajných jílovců patří zejména: zvýšený obsah organického uhlíku a některých jílových minerálů, tepelná zralost hornin odpovídající zóně tvorby plynu, mocnost vrstev v prvních stovkách m, hloubka uložení 1-2 km, dobrá štěpnost, nízká tektonická deformace a zlomová porušenost. Nejdůležitější znakem plynodajných jílovců je obsah sorbovaného plynu v kerogenu a jílových minerálech. Tato vlastnost byla doposud měřena a hodnocena v ČR pouze na uhlí.

V České republice lze uvažovat o potenciální existenci plynodajných jílovců v následujících **souvrstvích a územích**:

- siluru a devonu pražské pánve (Barrandien)
- permokarbonu, zejména na Trutnovsku
- oligocénu menilitových vrstev vnějšího flyšového pásma Západních Karpat
- spodního karbonu (kulmu) pod karpatskou předhlubní a příkrovy Západních Karpat.

Těžba NZPB má většinu **technologických postupů** shodných s vrtnou činností průzkumu a těžby ropy a plynu, liší se aplikací štěpení, při kterém se využívá větší množství vody. Při dodržení technologické kázně lze provádět průzkum i těžbu NZPB bez poškození krajiny a po ukončení vrtných prací vrátit přírodní prostředí do původního stavu. Vlastní těžba pak může probíhat několik desetiletí bez konfliktu s **ekologickými hledisky**. Důležité je provádět projekty NZPB s důkladnou přípravou ekologických opatření zohledňující lokální geologickou stavbu a aplikaci monitoringu.

OBSAH

1. Vymezení základních pojmů – specifikace NZPB	3
Konvenční ložiska plynu:	3
Nekonvenční ložiska plynu:	3
2. Přehled aktivit a ekonomických výsledků probíhající a plánované těžby NZPB ve světě	7
Přehled některých vybraných oblastí s průzkumem a těžbou NZPB	15
3. Základní kritéria pro vymezení ložisek NZPB (Shale Gas Sweet Spots)	26
Principiální charakteristiky oblastí se zdroji břidličného zemního plynu ve světě:	26
4. Geologická charakteristika jílovců/ břidlic v ČR a jejich nadějnost z hlediska těžby plynu	27
Přehled plynodajných jílovců/ břidlic v ČR a jejich nadějnost z hlediska těžby plynu	34
Ordovik, silur a devon pražské pánve	35
Permokarbon Českého masívu	37
5. Odhad potenciálních zásob NZPB (Shale Gas Assessment)	42
A. Metodika odhadu světových prognózních zdrojů (dle U.S. Energy Information Administration)	42
B. Další nekonvenční typy zemního plynu v České republice	44
6. Horizontální vrty a technologie hydraulického štěpení	45
7. Environmentální rizika potenciální těžby NZPB	47
8. Těžba břidličného plynu a její ekonomika	49
9. Doporučení vyplývající z uvedené studie	51
10. Závěrečná doporučení	53
Literatura:	54
Seznam příloh	56

1. Vymezení základních pojmů – specifikace NZPB

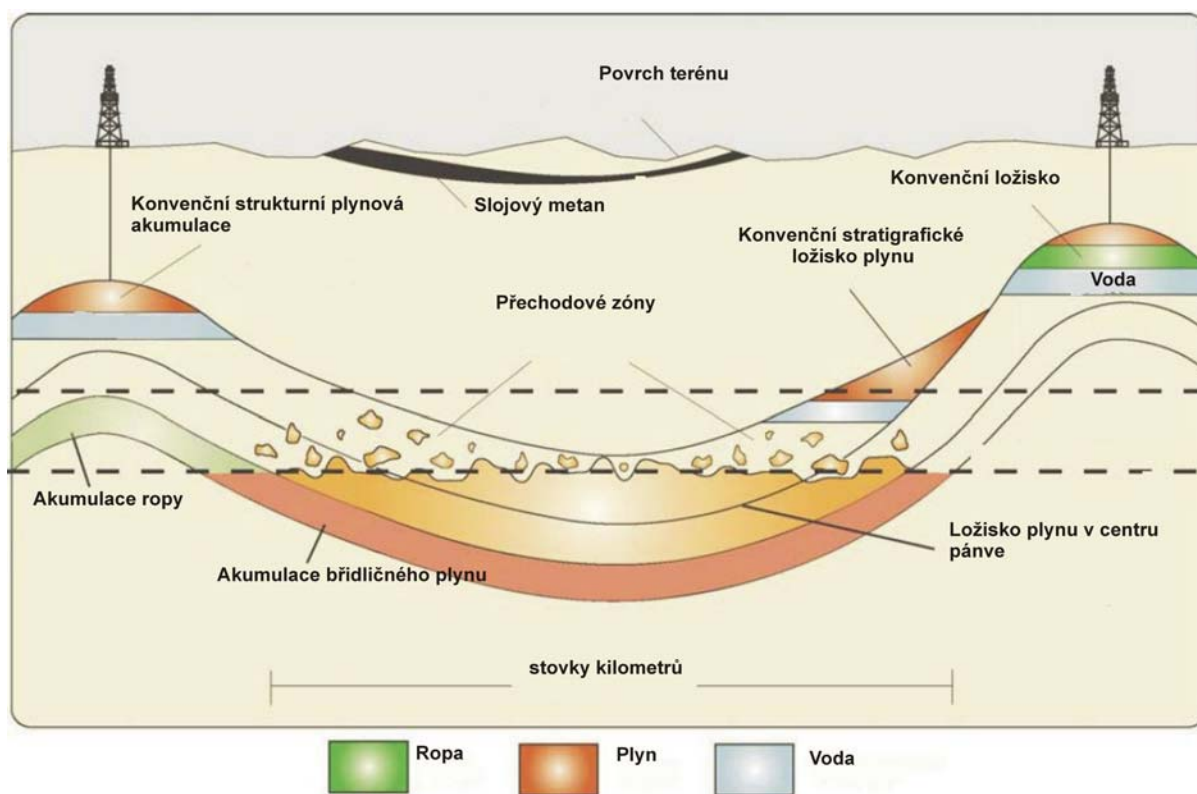
Ložiska plynu je možné klasifikovat několika způsoby. Jedním z nich, který charakterizuje místo vzniku plynu a způsob jeho těžby je rozdělení na ložiska konvenční (tradiční) a nekonvenční (netradiční) na základě následující charakteristiky:

Konvenční ložiska plynu:

Vrty v konvenčních (tradičních) ložiscích zemního plynu těží plyn z pískovcových vrstev a nebo karbonátů (vápence, dolomity), které obsahují plyn v komunikujících pórových prostorech, které umožňují tok plynu do vrtu pod tlakem. Plyn v pórech může migrovat v propustných vrstvách a tím pak v celém ložisku. V těchto ložiscích má plyn většinou zdrojovou horninu v organicky bohatých jílovcích, ležících v blízkosti porézních a propustných pískovců nebo karbonátů.

Konvenční ložiska zemního plynu:

- *geneticky spojena s ložisky ropy, např. vídeňská pánev, karpatská předhlubeň, jv. svahy Českého masívu (těžena např. MND a.s., UNIGEO, a.s.)*
- *s ložisky uhlí (některé části hornoslezské pánve - těžena např. Green Gas DPB, a.s.)*



Schematický diagram znázorňující koncept konvenčních a nekonvenčních ložisek plynu a ropy (upraveno podle Palestro et al. 2003)

Nekonvenční ložiska plynu:

K nekonvenčním typům ložisek zemního plynu patří ložiska v nízkopropustných pískích (Tight Gas, Tight Sandstones), jílovcový (břidličný) plyn, tedy plyn vázaný na jílovce (břidlice) - Shale Gas, hydrát metanu v sedimentech mořských den nebo trvale zmrzlé polární půdy (permafrostu)

(Gas Hydrate), slojový metan těžený při důlní degazaci (CBM - Coal Bed Methane). Obecně řečeno, neexistují žádná typická nekonvenční ložiska zemního plynu, ta mohou být mělká a hluboká, vysokotlaká i nízkotlaká, vysokoteplotní a nízkoteplotní, homogenní i tektonicky porušená, s jednou horninovou vrstvou i multivrstevní. Optimální vrtání, otvírka i těžba ložiska závisí na konkrétních fyzikálních parametrech a také na ekonomických aspektech průzkumu a těžby ložisek.

Vrty v nekonvenčních (netradičních) ložiscích těží plyn z málo propustných vrstev (s nízkou permeabilitou) – nízkopropustných písků (Tight Sands) nebo karbonátů, uhlí a jílovců (břidlic). Vzhledem k nízké propustnosti těchto hornin je typické používání hydraulického štěpení za účelem zvýšení propustnosti vrstev a možnosti těžby plynu z těchto vrstev = hornin.

Nekonvenční ložiska, vyžadující speciální postupy a technologii těžby:

- *Nízkokapacitní ložiska plynu („Tight Gas“), vyžadující speciální štěpení kolektoru*
- *Plyn z břidlic („Shale Gas“), geologicky přesnější termín – plyn z jílovců (břidlic), dříve pokládáných výlučně za těsnicí vrstvy*
- *CBM neboli slojový metan (Coal Bed Methane), těžený po aplikaci hydraulického štěpení*

Distribuce světových nekonvenčních ložisek plynu a jejich těžba

Region	Coal Bed Methane (Tcf)	Shale Gas (Tcf)	Tight Sand Gas (Tcf)	Total (Tcf)
North America	3,017	3,842	1,371	8,228
Latin America	39	2,117	1,293	3,448
Western Europe	157	510	353	1,019
Central and Eastern Europe	118	39	78	235
Former Soviet Union	3,957	627	901	5,485
Middle East and North Africa	0	2,548	823	3,370
Sub-Saharan Africa	39	274	784	1,097
Centrally planned Asia and China	1,215	3,528	353	5,094
Pacific (Organization for Economic Cooperation and Development)	470	2,313	705	3,487
Other Asia Pacific	0	314	549	862
South Asia	39	0	196	235
World	9,051	16,112	7,406	32,560

Zdroj: *Working Document of the NPC Global Oil& Gas Study, July 2007. Topic Paper #29 – Unconventional Gas.*

Pozn.:

1Tcf = 27 mrd m³ plynu (již těženého nebo vytěžitelného)

a/ Plyn z nízkopropustných písků (Tight Gas)

Vrty těží plyn z nízké porézních pískovců nebo karbonátů. Zemní plyn vzniká v matečné hornině mimo tyto horniny a migroval do ložiska v průběhu několika milionů let. Většina vrtů, používaných pro těžbu plynu v těchto ložiscích je horizontálních a většina hornin musí být hydraulicky štěpena.

Dle <http://www.wisegeek.com/what-is-tight-gas.htm> : v případě nízkopropustných písků, resp. pískovců se jedná o nepříliš propustné horniny, které v řezu vypadají velmi kompaktně. Nedostatek propustnosti uzamyká těsný plyn v horninách, takže je obtížné otevřít toto ložisko klasickou formou těžebního vrtu bez následné stimulace (hydraulickým štěpením). K tomu, aby bylo možné „Tight Gas“ získat, je nezbytné najít jeho akumulaci v místech, kde bude dosažitelné velké množství plynu a také použít různé prostředky k vytvoření tlakového vakua ve vrtu, které „odsaje“ plyn z okolní horniny.

Nesprávně je někdy používán společný výraz „Tight Gas“ i pro CBM, plyn z nízkopropustných kompaktních hornin (zejména pískovců – Tight Sandstones) a plyn vázaný na jílovce či břidlice (Shale Gas). Ale prosadila se také praxe označovat jako „Tight Gas“ i zemní plyn v jiných než pískovcových horninách, termín břidličný plyn (Shale Gas) používat pro zemní plyn v jílovcích či břidlicích a výraz CBM pro zemní plyn pocházející z uhelných slojí.

Plyn z nízkopropustných písků má s jílovcovým (břidličným) plynem společný těžební postup. Plynonosné horniny jsou navrtány kolmo na mocnost (čili horizontálně k - při obvykle téměř horizontálním průběhu hornin) a hydraulicky rozštěpeny, aby se zemní plyn mohl uvolnit. Poté dojde k odčerpání kapaliny použité k rozpukání a k samotné těžbě plynu (podrobněji viz kapitola 6 této studie). Zemní plyn je v horninách přítomen jak v mikroskopických pórech obvykle desítky a stovky nanometrů v průměru, tak vázán na povrchu organických částic a jílových minerálů v těchto horninách.

b/ Jílovcový plyn (břidličný plyn) – (Shale Gas)

Vrty těží plyn z nízkopropustných vrstev jílovcových hornin, které jsou rovněž jeho zdrojovou (matečnou) horninou. Objem plynu je obsažen v lokálním makroporozitním systému (puklinová poróznost) v jílovcích (břidlicích) nebo v mikropórech a nebo může být rovněž adsorbován na minerálech nebo organické hmotě uvnitř těchto hornin. Těžební vrty mohou být vertikální nebo horizontální (většinou), převážně doplněné hydraulickým štěpením ke stimulaci těžby. Co se týká hloubek, objemu těžby či rychlosti těžby a nebo způsobu vrtání, mohou být tyto vrty obdobné jako u konvenčních ložisek plynu.

Jílovcový (břidličný) plyn vzniká a je uložen ve vrstvách jílovcových hornin (břidlic). Zemní plyn je generován z organické hmoty, která je součástí jílovcové matrix horniny.

Z hlediska ekonomiky těžby tohoto plynu je nutné, aby tato hornina obsahovala potřebný /dostatečný objem plynu ve zdrojové hornině. Potenciál zdrojové horniny = jílovcových vrstev (břidlic) je zpravidla evaluován potvrzením specifických charakteristik (fyzikálních a strukturně geologických vlastností) zdrojové horniny. Zejména se pak jedná o TOC (celkový organický uhlík), termální vývoj (thermal maturity), analýzu kerogenu. Porovnáním a studiem těchto vlastností (současně s ostatními parametry – viz kap. 3 této studie) je pak posouzena pravděpodobnost perspektivnosti a potenciál těchto hornin produkovat zemní plyn v ekonomicky rentabilních objemech. Pro ověření těchto ložisek je potřeba odvrátit potřebné množství testovacích

vrťů. Toto množství kolísá v souvislosti s celkovou rozlohou pánve/ložiska a podmínkami pro vrtání v těchto oblastech.

Každá z pánví (Shale Gas Basin), kde je těžen jílovcový (břidličný) plyn má jiné geologické a fyzikální parametry (kap.3), jiná těžební kritéria a těžební či technologické podmínky, jiné demografické či právní podmínky pro udělení licence a povolení k těžbě či jiná opatření z hlediska životního prostředí.

c/ Slojový metan těžený při použití technologie štěpení nebo důlní degazaci (CBM – Coal Bed Methane, CSM Coal Seam Methane), u nás také používaný termín plyn sorbovaný v uhelných slojích

Slojový metan vzniká v procesu přeměny rostlinného materiálu na uhlí. Původní bujná vegetace se po odumření hromadila v bažinách, kde probíhal proces tlení. Postupem času se přes zetlelou organickou hmotu ukládaly různé sedimenty. Se zvětšováním mocnosti sedimentů překrývajících organickou hmotu se zvyšovala i její teplota. Tento proces vyvolal v organické hmotě fyzikální a chemické změny, které pak vedly ke vzniku uhelné hmoty, metanu, oxidu uhličitého, dusíku a vody.

Se zvyšováním teploty a tlaku, narůstal i obsah uhlíku v uhlí neboli stupeň prouhelnění. Obecně tedy platí, že čím je stupeň prouhelnění uhelné sloje vyšší, tím vyšší je i množství vzniklého metanu. Uhlenné sloje obvykle slojový metan neuvolňují do atmosféry, pokud nejsou navrtány, vystaveny působení eroze nebo narušeny těžbou.

Program stimulace vertikálních vrťů za účelem zvýšení propustnosti slojí byl zahájen v USA již v roce 1970 a současně byla publikována první přímá metoda měření plynonosti včetně ztrátového plynu. Posléze započaly i práce na některých dolech s využitím horizontálních vrťů a hydraulického štěpení. U nás se výzkumné práce a testovací vrty soustředily do oblasti hornoslezské uhelné pánve, komerčně však tento zdroj plynu nebyl nikdy uveden do těžby.

- *V následujících kapitolách a přehledech, popř. přílohách nebo tabulkách jsou uváděny údaje, které souvisí se zásobami zemního plynu, ať již vypočítanými nebo odhadnutými. Pro přehled tedy uvádíme:*

Zásoby ložiska se ve výpočtech zásob klasifikují (viz Zákon Federálního shromáždění č. 44/1988 Sb., o ochraně a využití nerostného bohatství (horní zákon), §14):

- a) *podle stupně prozkoumanosti výhradního ložiska a znalosti jeho úložních poměrů nebo jeho části, jakosti a technologických vlastností nerostů a báňsko-technických podmínek na zásoby vyhledané a zásoby prozkoumané.*
- b) *podle podmínek využitelnosti na zásoby bilanční, které jsou využitelné v současnosti a vyhovují stávajícím technickým a ekonomickým podmínkám využití výhradního ložiska, a zásoby nebilanční, které jsou v současnosti nevyužitelné, protože nevyhovují stávajícím technickým a ekonomickým podmínkám využití, ale jsou podle předpokladu využitelné v budoucnosti s ohledem na očekávaný technický a ekonomický vývoj,*

Ve výpočtu zásob, který je součástí návrhu na povolení hornické činnosti (§ 24 odst. 1), uvede organizace zásoby, které plánuje k vytěžení (dále jen "vytěžitelné zásoby"). Vytěžitelné zásoby jsou bilanční zásoby zmenšené o hodnotu předpokládaných těžebních ztrát souvisejících se zvolenou technologií dobývání nebo s vlivem přírodních podmínek.

Zásoby, které jsou ve výpočtu (geologických) zásob, ale které neumíme (nemáme techniku a technologii) nebo nemůžeme (z důvodu ochrany bezpečnosti práce nebo ochrany zákonem chráněných zájmů) vydobýt, nelze považovat za "vytěžitelné zásoby". Tato kategorie není absolutní - v důsledku změny technologie nebo změny právních předpisů se mohou vytěžitelné zásoby měnit.

- *Srovnání naší a mezinárodní terminologie klasifikace zásob a zdrojů nerostů je zpracováno a publikováno každoročně v ročence MŽP a ČGS - Geofond "Surovinové zdroje České republiky". V poslední ročence z října 2010 je uvedeno na str. 14 - 21.*

2. Přehled aktivit a ekonomických výsledků probíhající a plánované těžby NZPB ve světě

USA

První komerční těžba v černých břidlicích byla zahájena v USA v Appalačském pohoří (Appalachian basin) už před více než sto lety (v roce 1821) v horninách paleozoika a mesozoika (Devonian Dunkirk, Fredonia, stát New York). Vysoké ceny plynu, technologicky dokonalejší průzkum a těžba učinily tuto těžbu vysoce ziskovou i přes vyšší rizika v průběhu ověřování zásob, či následné těžbě.

Na počátku 90. let, kdy se začalo s těžbou slojového metanu (CBM) se postupně začaly používat stejné technologie a ověřovat zásoby jílovcového (břidličného) plynu a uvádět ložiska do těžby. Plně se tak stalo až po ověření velkých zásob plynu v ložiscích jako Barnett a zejména pak Marcellus v roce 2005. Zejména Barnett shale spustil v posledních letech boom v těžbě těchto netradičních ložisek plynu na území USA a dále pak Marcellus v Pennsylvánii v devonských černých břidlicích.

Pozn.: Pro charakteristiku jednotlivých pánví v USA byl použit následující zdroj:

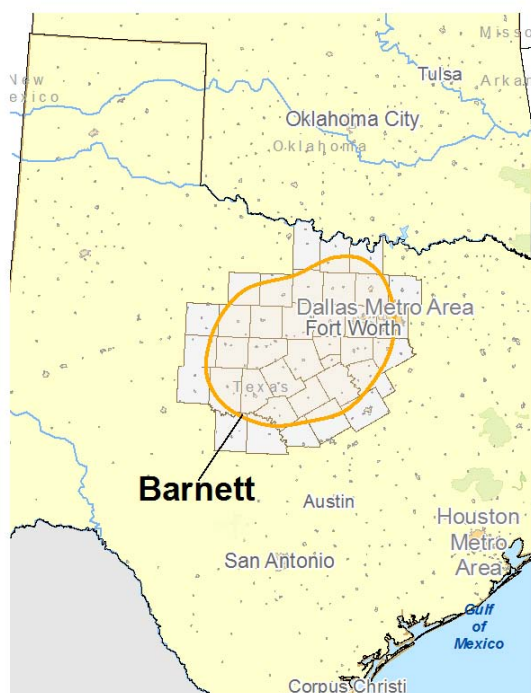
*Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer
Ground Water Protection Council, Oklahoma City, Oklahoma, Prepared for U.S. Department of Energy, August 2009.*

Barnett Shale

se nachází ve Fort Worth Basin v severo-centrálním Texasu. Jeho stáří je Mississippian a je lokalizován v hloubce od 1980 – 2590 m; shora je ohraničen převládajícími vápencovými formacemi - Marble Falls Limestone a v podloží Chappel Limestone.

S 10 000 doposud odvrtnými vrty je Barnett Shale nejprozkoumanějším ložiskem břidličného plynu v USA, na němž byla otestována řada technologií, včetně nových postupů v horizontálním vrtání a hydraulickém štěpení.

Barnett shale se nachází na rozloze cca 8000 km², průměrné mocnosti břidlic se pohybují v rozmezí 30 – 180 m. TOC = 4,5 %, porózita = 4-5 %, průměrný počet vrtů na akr (1 akr = 4 046.85642 m²) je 60-160. U Barnett Shale se předpokládá Gas-In-Place 327 Tcf a předpokládané vytěžitelné zásoby 44 Tcf (1 Tcf = 27 mrd m³ plynu).

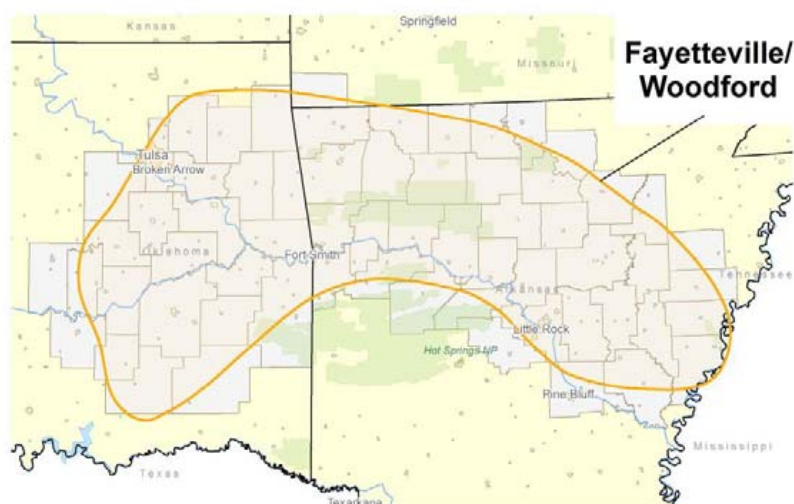


Fayetteville Shale

se nachází v Arkoma Basin v severním Arkansasu a východní Oklahomě v hloubce od 304 – 2 133 m a je také stáří Mississipian. Ložisko je převážně ohraničeno shora vápencovými formacemi - Pitkin Limestone a v podloží pískovci (Batesville Sandstone).

Průzkum v Fayetteville Shale byl zahájen kolem roku 2000 na základě úspěšného průzkumu v Barnett Shale a jeho obdobné geologické stavby. Ekonomicky byl prvotní průzkum v této oblasti také velmi úspěšný, protože se zhodnotily poznatky z horizontálního vrtání a technologie hydraulického štěpení v Barnett Shale. V rozmezí let 2004 – 2007 se zvýšil počet průzkumných vrtů z 13 na 600 a těžba plynu vzrostla na 9 679 miliard m^3 /rok (85 bcf/year). S více než 1000 vrtů je v současnosti jedním z neaktivnějších a nejproduktivnějších ložisek břidličného plynu v USA.

Rozloha Fayetteville je zhruba dvojnásobná v porovnání s Barnett Shale s 14 400 km^2 a rozložením vrtů mezi 80 – 160 na akr, průměrná mocnost plynosných vrstev je mezi 9 – 60 m, TOC = 4 – 9,8 %, porózita = 2-8 %. U Fayetteville Shale se předpokládá Gas-In-Place 52 Tcf s předpokládanými vytěžitelnými zásobami 41.6 Tcf (1 Tcf = 27 mrd m^3 plynu).



Fayetteville Shale

známý také jako Haynesville/Bossier je situován v severní Louisianě v North Louisiana Salt Basin a v části východního Texasu v hloubkách mezi 3 200 m – 4 100 m. Haynesville Shale je svrchně jurského stáří, ohraničen shora pískovci (Cotton Valley Group) a zdola vápenci (Smackover Formation).

V roce 2007, po mnoha letech vrtání a testování se Haynesville Shale stal potenciálním ložiskem břidličného plynu, i když přesné vyčíslení vytěžitelných zásob bude známo až po odvrtání dalších vrtů a testování, včetně hydraulického štěpení vybraných geologických horizontů.

Haynesville se rozkládá na rozloze zhruba 14 400 km² s průměrnými mocnostmi produktivních vrstev mezi 60 – 90 m, TOC = 0,5 – 4 %, poróznost = 8-9 %. U Haynesville Shale se předpokládá Gas-In-Place 717 Tcf a předpokládané vytěžitelné zásoby 251 Tcf (1 Tcf = 27 mrd m³ plynu).



Marcellus Shale

Toto ložisko břidličného plynu zažívá s v současné době největší expanzi, co se týká počtu odvrtných vrtů, prováděného 3D seismického měření, hydraulického štěpení a testování. Nachází se na rozloze 152 000 km² a na území několika států – Virginia, West Virginia, Pennsylvania, New York, Maryland a New Jersey, na východním pobřeží USA ve střední a severní části Appalačského pohoří.

Produktivní horizont se nachází v hloubkách mezi 1 200 m – 2 590 m. Marcellus Shale je středně devonského stáří, ohraničen nadložními břidlicemi (Hamilton Group) a podložními vápenci (Tristates Group).

V důsledku nízkých cen plynu v průběhu 80. let došlo v této oblasti k poklesu vrtných a těžebních aktivit a to až do konce 90. let. V roce 2003 vyvrtala firma Range Resources Corp. první pozitivní a produktivní vrt v Marcellus Shale v Pennsylvánii s použitím horizontálního vrtání a hydraulického štěpení, obdobně jako u Barnett Shale. Těžba byla zahájena v roce 2005. V září 2008 bylo již uděleno 518 vrtných licencí jen ve státě Pennsylvánie a v témže roce bylo také odvrtno 277 horizontálních vrtů.

Marcellus Shale má průměrné mocnostmi produktivních vrstev mezi 15 –60 m, TOC = 3 – 12 %, porózita = 10%. U Marcellus Shale se předpokládá Gas-In-Place 1 500 Tcf a předpokládané vytěžitelné zásoby 262 Tcf (1Tcf = 27 mrd m³ plynu).



Woodford Shale

se nachází v severní - střední Oklahomě v hloubkách kolem 1 820 m – 3 350 m. Woodford Shale je devonského stáří, ohraničen nadložními vápenci (Osage Lime) a podložími nerozlišenými horninami různého stáří.

Těžba břidličného plynu byla zahájena v roce 2003 a 2004 a to vertikálními vrty. Posléze byly odvrtny také horizontální vrty, podobně jako u Barnett Shale.

Woodford Shale se rozkládá na rozloze zhruba 17 600 km² s průměrnými mocnostmi produktivních vrstev mezi 36 – 67 m, TOC = 1 – 14 %, porózita = 3-9 %. U Woodford Shale se předpokládá Gas-In-Place 23 Tcf a předpokládané vytěžitelné zásoby 11,4 Tcf (1Tcf = 27 mrd m³ plynu). Toto ložisko je v počáteční fázi těžby a pokračujícího průzkumu.



Antrim Shale

se nachází ve svrchní části Michiganského poloostrova v Michigan Basin v hloubkách kolem 180 m – 670 m. Antrim Shale je pozdně devonského stáří, ohraničen nadložními břidlicemi (Bedford Shale) a podložními vápenci (Squaw Bay Limestone).

Kromě Barnett Shale patří toto ložisko mezi první, kde byl uskutečněn průzkum již v průběhu 80. let.

Antrim Shale se rozkládá na rozloze zhruba 19 200 km² s velmi malými průměrnými mocnostmi produktivních vrstev, TOC = 1 – 20 %, porózita = 9 %. U Antrim Shale se předpokládá Gas-In-Place 76 Tcf a předpokládané vytěžitelné zásoby 20 Tcf (1Tcf = 27 mrd m³ plynu).



New Albany Shale

se nachází v jihovýchodní části státu Illinois, severozápadní části státu Indiana a severozápadním Kentucky v Illinois Basin, v hloubkách kolem 150 m – 600 m.

New Albany Shale je devonského a mississipiánského stáří, ohraničen nadložními vápenci (Rockford Limestone) a podložními vápenci (North Vernon Limestone).

New Albany Shale se rozkládá na celkové rozloze zhruba 69 600 km² a patří tak mezi nejrozsáhlejší ložisko břidličného plynu s průměrnými velmi malými mocnostmi produktivních vrstev mezi 15m – 30 m nasycenými vodou, TOC = 1 – 25 %, porózita = 10-14 %. U Albany Shale se předpokládá Gas-In-Place 160Tcf a odhadované zásoby méně než 20 Tcf (1 Tcf = 27 mrd m³ plynu). Toto ložisko je také v počátečních fázích těžby a pokračujícího průzkumu.



Oblasti mimo USA

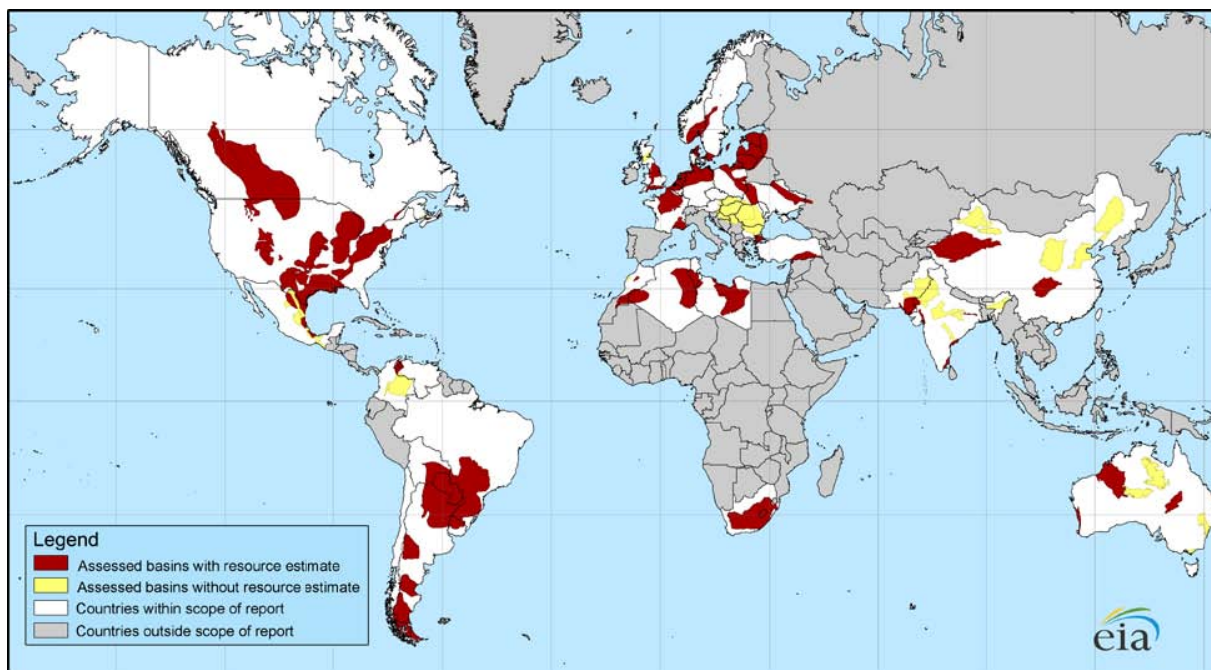
V následující kapitole byly vybrány reprezentativní oblasti/pánve, kde se již buď těží břidličný plyn nebo probíhá intenzivní průzkum na NZPB, a to napříč kontinenty s výjimkou USA, jejichž zdroje jsou hodnoceny v předchozím textu.

Pro charakteristiku jednotlivých pánví a oblastí ve světě, kde v současné probíhá průzkum na břidličný plyn, byl použit následující zdroj (včetně všech níže v textu použitých obrázků a příslušných příloh):

World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information Administration (EIA). April 2011.

V této aktuální zprávě je uveden úplný přehled aktivit vázaný na NZPB, včetně geologické situace, stratigrafického přehledu, vypočítaných zásob, reprezentativních profilů a detailního popisu ložisek. Celkem je zde hodnoceno 14 regionů a 32 zemí světa. Ve zprávě nejsou hodnoceny

potenciální zásoby NZPB v Rusku a na Středním Východě. Rovněž nejsou započítávány (zejména do výpočtu zásob) části ložisek offshore (mimo pevninu, tj. na moři, šelfu atd.), pouze kontinentální části pánví, v nichž se nacházejí NZPB. Je hodnocen pouze břidličný plyn. CBM nebo plyn z nízkopropustných písků (Tight Gas) není uváděn, stejně tak jako Tight Oil = ropa z nízkopropustných písků.



Obrázek uvádí lokalizaci 48 hlavních pánví s výskyty břidličného plynu v 32 zemích světa (World Shale Gas Resources, EIA, April 2011).

Vysvětlivky:

červená – hodnocené pánve s odhadovanými NZPB

žlutá – hodnocené pánve bez odhadovaných NZPB

bílá – země, které byly hodnoceny

šedá – země, které nebyly hodnoceny

Rozdělení jednotlivých oblastí (studovaných a prezentovaných ve výše uvedené studii) :

- Kanada
- Mexiko
- Severní část Jižní Ameriky (Kolumbie, Venezuela)
- Jižní Amerika (Argentina, Chile, Uruguay, Paraguay, Bolívie, Brazílie)
- Centrální severní Afrika (Alžírsko, Tunis, Libye)
- Západní severní Afrika (Maroko, Mauretánie, Západní Sahara)
- Jižní Afrika (JAR)
- Západní Evropa (Francie, Německo, Holandsko, Norsko, Dánsko, Švédsko, UK)
- Polsko
- Ukrajina, Litva a další země východní Evropy
- Čína
- Indie a Pákistán
- Turecko
- Austrálie

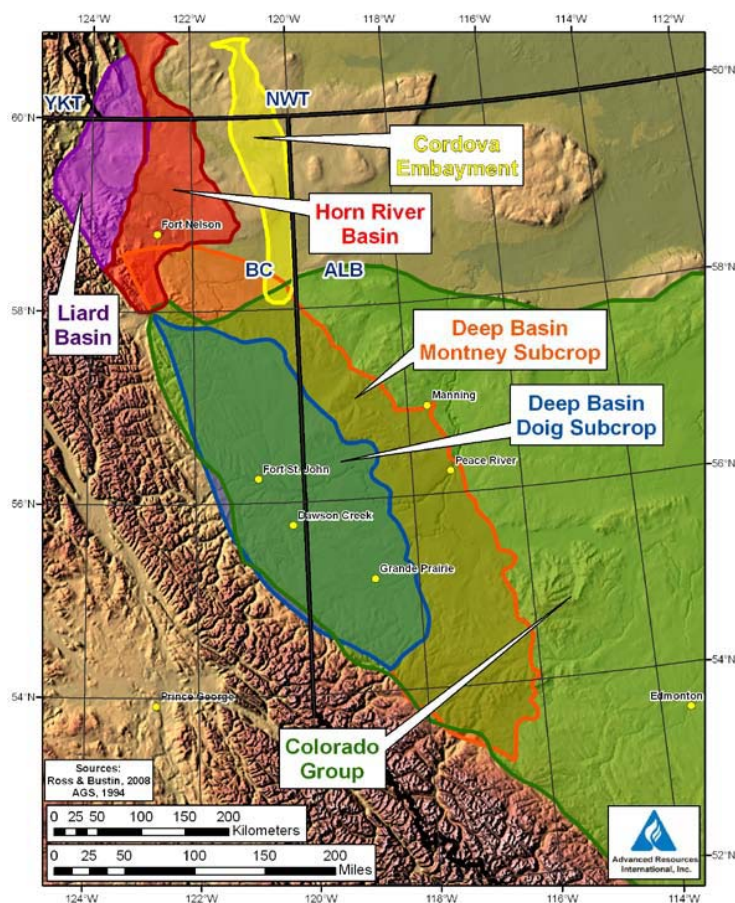
Příloha 6 uvádí souhrn Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob v Tcf (27 miliard m³ plynu) u 32 států 5 kontinentů.

Přehled všech hlavních pánví , jejich stratigrafických formací, objem Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob v Tcf je uveden v Přílohách 7a, 7b a 7c.

Přehled některých vybraných oblastí s průzkumem a těžbou NZPB

Kanada

Nekonvenční ložiska zemního plynu v břidlicích jsou soustředěna do provincií Alberta a British Columbia, na východě pak v provincii Quebec, Nova Scotia a New Brunswick.



Západní Kanada má pět velkých sedimentárních pánví s výskytem NZPB – Horn River, Cordova Embayment, Liard, Deep Basin/Montney a Colorado Group. Jejich celkový Gas-In-Place je 1 326 Tcf., objem vytěžitelných zásob je 355 Tcf.

Východní Kanada má čtyři potenciální ložiska NZPB – Utika Shale, Lorraine Shale, Horton Bluff ve Windsor Basin a Frederick Brook Shale v Maritimes Basin. Všechny jsou ve fázi předběžného průzkumu. Odhad potenciálních zásob je vypočítán pouze pro dvě ložiska - Utika S. a Horton Bluff S. a činí 33 Tcf, Gas-In-Place je 164 Tcf.

Mexiko

Mocné vrstvy termálně zralých zdrojových hornin jurského a křídového stáří o mocnostech větších než 5000 m se nachází v severovýchodním a středním Mexiku (současně s částí Mexického zálivu) a tvoří potenciální zdroj břidličného plynu (analogie s Eagle Ford, Haynesville nebo Bossier Shales v USA). Geologicky se však jedná o komplexnější tektoniku pohoří Sierra Madre, oblasti, kde se současně těží i konvenční ložiska zemního plynu a ropy. Celkový Gas-In-Place je odhadován na 2 366 Tcf a předpokládané vytěžitelné zásoby na 681 Tcf. Ve všech těchto oblastech nebyl doposud zahájen ani průzkum, ani těžba.

Severní část Jižní Ameriky

NZPB představují v této oblasti především organicky bohaté, pozdně jurské břidlice, zejména na území Kolumbie a Venezuely a to v Maracaibo Basin a Catatumbo Sub-basin (analogie s Ford Shale v Texasu). Gas-In-Place je odhadován na 120 Tcf a technicky vytěžitelné zásoby na 30 Tcf. I v tomto případě se jedná o formace ve velkých hloubkách (více než 5 000 m) a termálně velmi nezralé. V této oblasti byl odvrtný první testovací vrt v Catatumba Sub-basin s pozitivním výsledkem na NZPB.

Jižní část Jižní Ameriky

Nejperspektivnějším ložiskem z hlediska NZPB v této oblasti v současné době ve fázi průzkumu a testovacích vrtů je Neuquen Basin (devonské břidlice) v Argentině. Dále pak jsou perspektivní křídové břidlice v Golfo San Jorge Basin a Austral-Magallanes Basin (na hranicích s Chile).

Horniny v těchto pánvích vykazují poněkud vyšší obsah jílové složky, což může být jedním z rizikových faktorů. Celkově je odhadován Gas-In-Place v oblasti na 4 449 Tcf a vytěžitelné zásoby na 1 195 Tcf.

Perspektivně se jedná o nejnadějnější oblast na jihoamerickém kontinentu, kde je rovněž průzkum na NZPB v nejpokročilejší fázi (průzkum provádí firmy Apache a Repsol). Byl odvrtný první horizontální vrt a provedeno hydraulické štěpení s pozitivním výsledkem. Rovněž bylo provedeno nové 3D seismické měření, jehož výsledky nebyly ještě publikovány.



Čína

V této oblasti se nachází dvě hlavní pánve s potenciálem NZPB a to Sichuan a Tarim Basin, které obsahují mocné, organikou bohaté paleozoické břidlice mořského původu, vhodným obsahem TOC, termálním vývojem a vhodnými hloubkami.

V současné době probíhá první etapa průzkumu (místní i mezinárodní naftové firmy), výsledky však doposud nebyly publikovány. V různých oblastech bylo odvrtno několik desítek testovacích vrtů a provedeno rovněž hydraulické štěpení na zájmové horizonty. Celkový odhadovaný Gas-in-Place je 5 100 Tcf a odhad vytěžitelných zásob činí 1 275 Tcf.

Kromě toho se v Číně nachází dalších pět potenciálních ložisek NZPB, většinou sladkovodního původu a poměrně mělce uložených, s vysokým obsahem jílovité složky, termálně nezralé, což představuje rizikové faktory při potenciálním průzkumu.

Indie / Pákistán

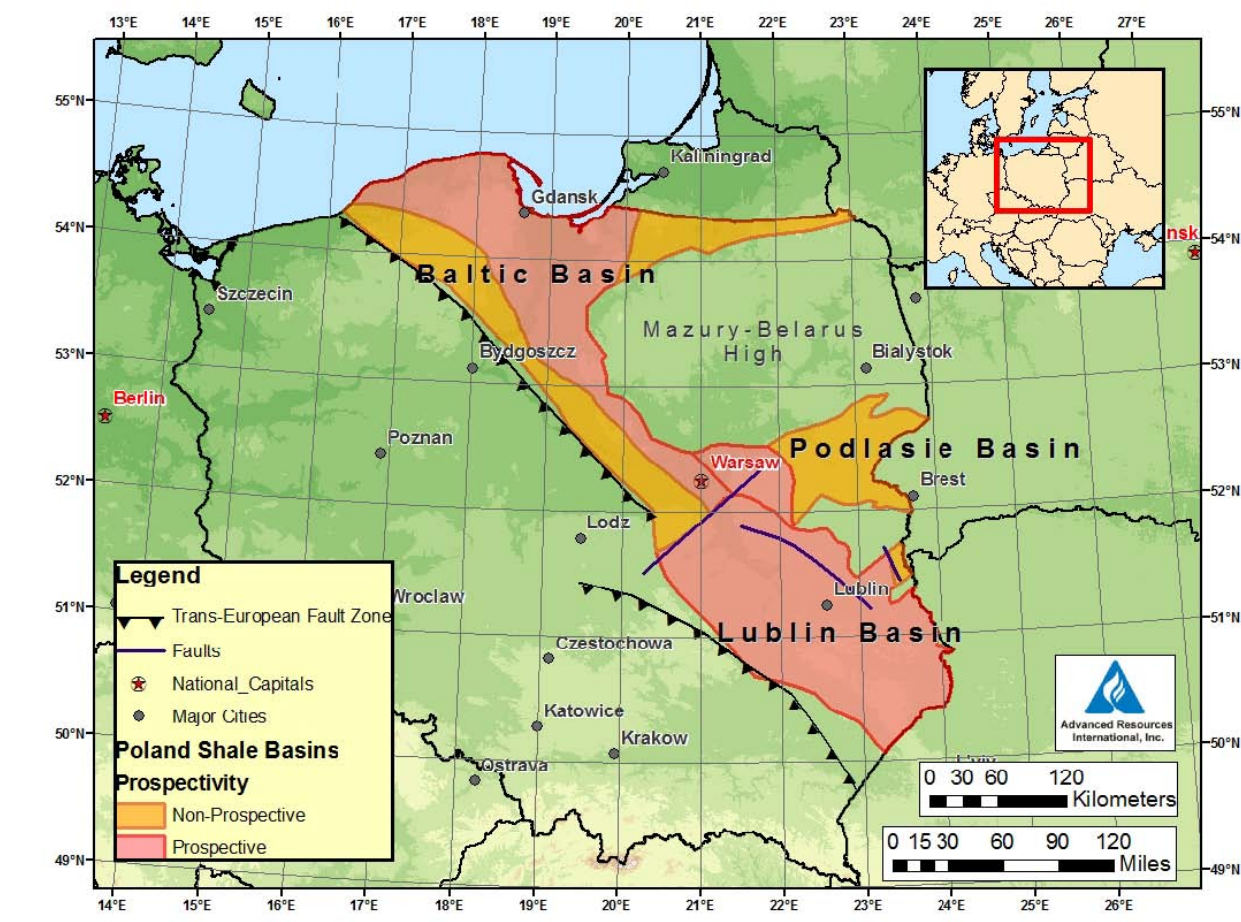
V této oblasti se nachází čtyři pánve, které mají potenciál na NZPB. Jedná se o Cambay, Krishna Godavari, Cauvery a Damodar Valley Basin v Indii a Southern Indus Basin v Pákistánu.

Všechny pánve v této oblasti mají složitou geologickou stavbu, komplexní tektoniku, mocnost břidlic je poměrně vysoká, není však známý jejich termální vývoj. Gas-In-Place je odhadován na 496 Tcf, vytěžitelné zásoby pak na 114 Tcf. Zatím byly oficiálně publikovány pouze první průzkumné aktivity (s výjimkou průzkumu na konvenční zdroje plynu) v této oblasti. Koncem března 2011 byl odvrtán první horizontální vrt, výsledky zatím nejsou známy. Tento vrt byl prvním ze čtyř plánovaných v oblasti Ranigaj sub-Basin.

Austrálie

Čtyři pánve tvoří hlavní potenciál z hlediska NZPB: Cooper Basin, Maryborough Basin, Perth Basin a Canning Basin. Jejich celkové technicky vytěžitelné zásoby jsou odhadovány na 396 Tcf. Ve velké většině se jedná o sladkovodní, permské nebo karbonské horniny - břidlice s nízkým TOC (1,0 %), s průměrnými mocnostmi od 37 m do 100 m a nízkou propustností. V současné době probíhají evaluační práce pro jednotlivé pánve a projektová činnost v souvislosti s odvrtáním prvních průzkumných vrtů na nekonvenční ložiska plynu.

Polsko

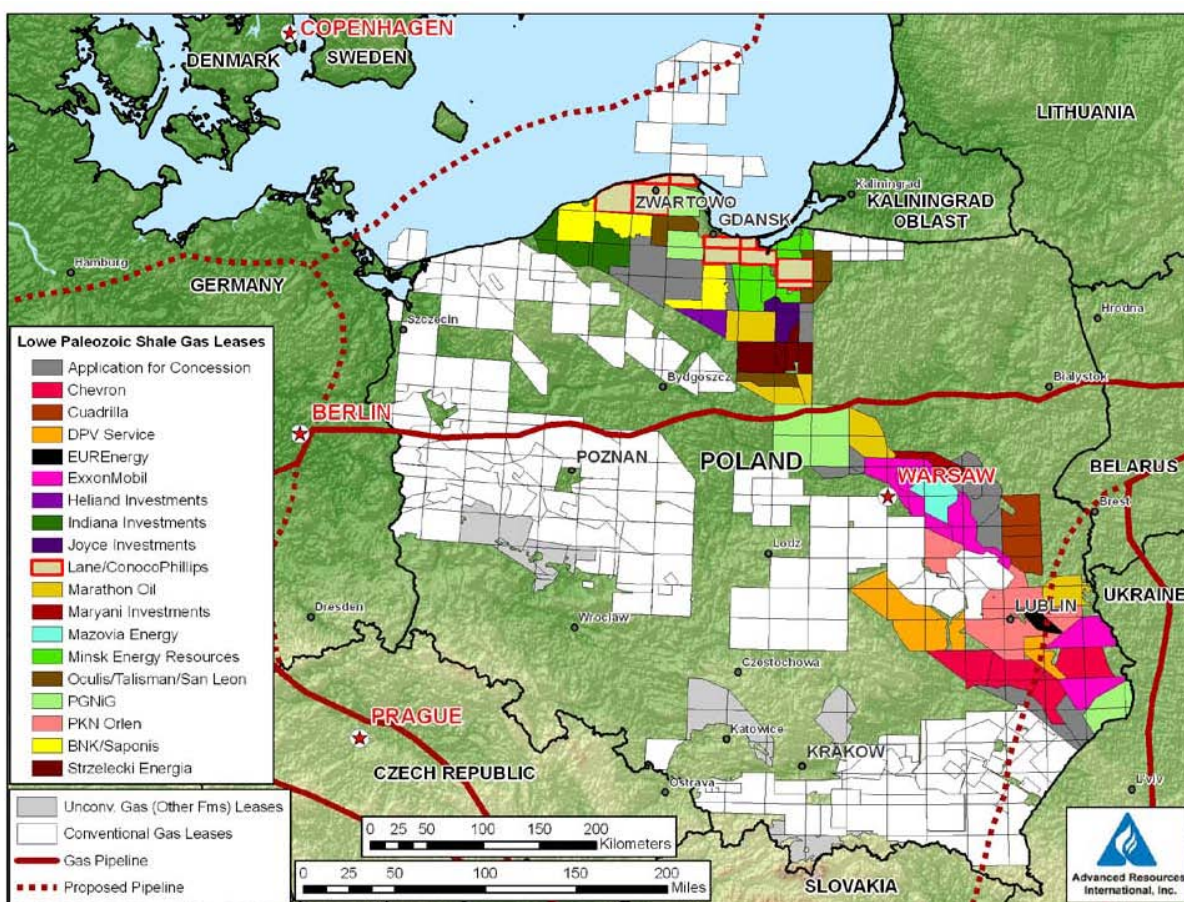


V Polsku probíhají v současné době nejrozsáhlejší průzkumné aktivity v Evropě na NZPB, které jsou zaměřeny zejména na ordovické až spodně silurské, organicky bohaté břidlice, které se nachází ve spodně paleozoických sedimentárních pánvích - Baltické, Podlaské a Lublinské. Předpokládaný Gas-In-Place činí 792 Tcf, vytěžitelné zásoby jsou odhadovány na 187 Tcf.

Následující obrázek uvádí přehled licencí, které byly doposud uděleny za účelem průzkumu na NZPB.

Bílé plochy představují licence na těžbu zemního plynu v konvenčních ložiscích. Barevně jsou označeny licence udělené jednotlivým domácím a především zahraničním subjektům – firmám, které do této oblasti přesunuly svoji techniku a technologie (zejména na horizontální vrtání a hydraulické štěpení - většinou z USA).

Doposud bylo odvrtno 5 testovacích vrtů (plánovány jsou další 4 tento rok), na 3 z nich bylo provedeno hydraulické štěpení, všechny s předběžnými pozitivními výsledky, dále je projektován 3D seismický průzkum na několika lokalitách. Další vrty jsou plánovány na rok 2012 (výsledky budou prezentovány mimo jiné na AAPG ICE konferenci v Miláně v říjnu tohoto roku).



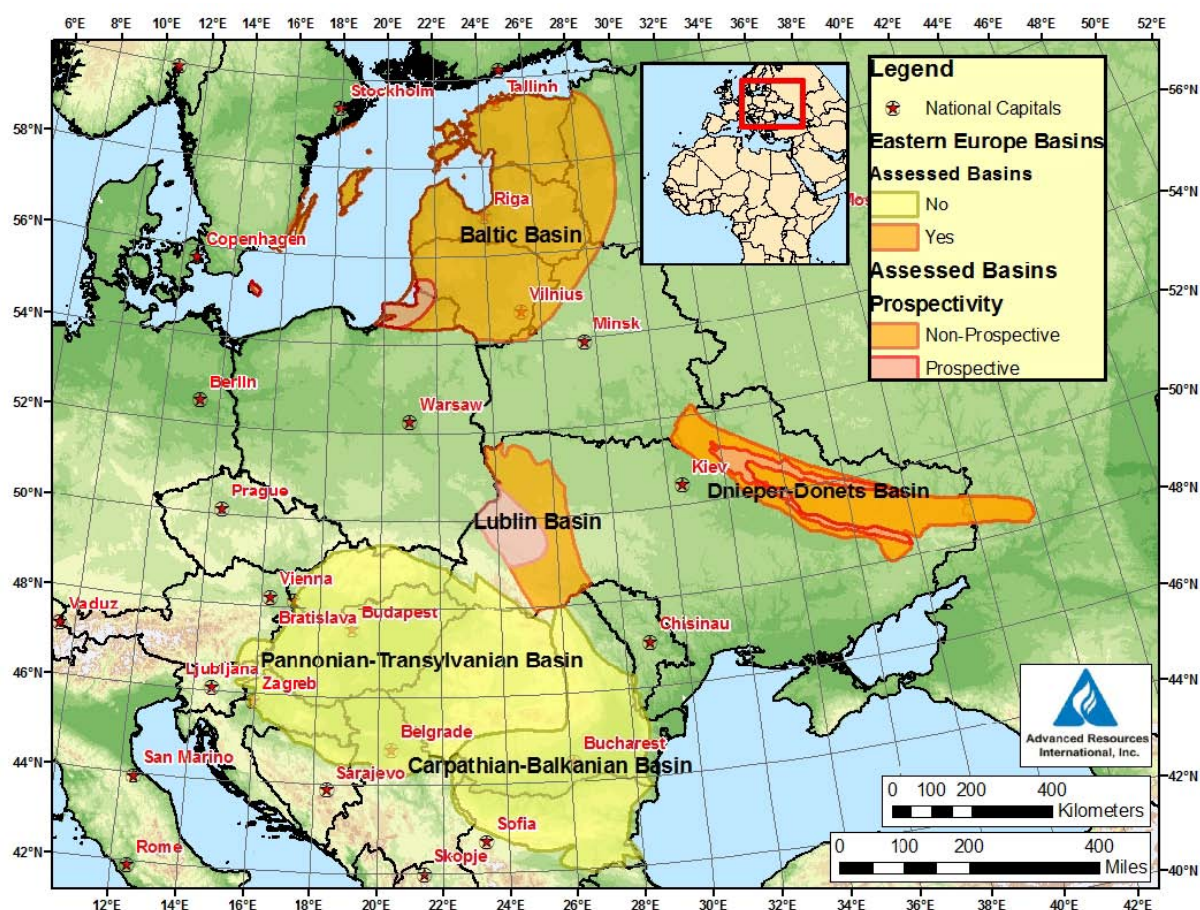
Východní Evropa

Kromě probíhajících aktivit v Polsku nejsou v této oblasti v současné době prováděny žádné průzkumné (vrtné, seismické či jiné speciální geologické) práce.

Jak dokládá následující obrázek, probíhají však v mnoha oblastech tohoto regionu hodnotící - evaluační projekty, které byly vyhodnoceny jako „potenciální“ z hlediska možnosti existence NZPB a jejich možné těžby.

Jedná se především o Baltic Basin v Litvě, pokračování Lublin Basin na Ukrajině a dále Dnieper-Donets Basin na Ukrajině. Mezi další perspektivní pánve lze zařadit Pannonian-Transylvanian Basin v Maďarsku a Rumunsku, Carpathian-Balkanian Basin v jižním Rumunsku a Bulharsku.

V převážné většině se jedná o silurské břidlice, průměrný TOC = 4%, s průměrným obsahem jílovité složky, hloubky se pohybují od 1 100 m do cca 4 000 m. Pro pánve v Litvě a na Ukrajině byly stanoveny předběžné odhady Gas-In-Place na 290 Tcf a technicky vytěžitelné zásoby na 65 Tcf. Pro další pánve není dosud k dispozici dostatek relevantních údajů, které by umožnily podobné výpočty, popř. odhady.



Panonská pánev (Pannonian-Transylvanian Basin)

Tato extenzní neogenní pánev o rozloze 198 400 km² se rozkládá na území Maďarska, Rumunska a Slovenska. Ze severu je ohraničena pohořím Karpaty, z jihu pak Dinaridami a Východními Alpami. Tato pánev se vyznačuje vysokým geotermálním gradientem, potenciální horniny jako NZPB však obsahují poměrně vysoký podíl jílovité složky, což je řadí do rizikové oblasti. V jižní části pánve mají navíc horniny nízké obsahy organických látek.

V současné době probíhají evaluační projekty v Rumunsku. V Maďarsku byl odvrtn doposud jeden testovací vrt firmou ExxonMobil ve spolupráci s firmami MOL a Falcon Oil. Jednalo se o vrt v oblasti Makó Trough na plyn z nízkopropustných písků (Tight Gas), avšak s negativním výsledkem. Další práce jsou naplánovány na konec roku 2011 a to v Rumunské části pánve.

Karpato-Balkánská pánev

Tato geologicky složitá oblast se nachází na území jižního Rumunska a Bulharska, je ohraničena ze západě panonskou pánví, z východu pak Moldávií a ze severu Ukrajinou. Jižní hranici tvoří moesijská platforma, kde se podobně jako u getické deprese mohou nacházet oblasti, které jsou nadějně na přítomnost břidličného plynu a to především v silurských břidlicích Tanderei formace, jurských Dogger Balls a liaských Etropole formací s vysokým obsahem organické hmoty a charakterem termálně zralých hornin. Od roku 2008 se některé zahraniční firmy (např. Chevron) podílí na reinterpetaci dat a přípravě průzkumných prací, které by mohly být zahájeny v průběhu 2012.

Západní Evropa

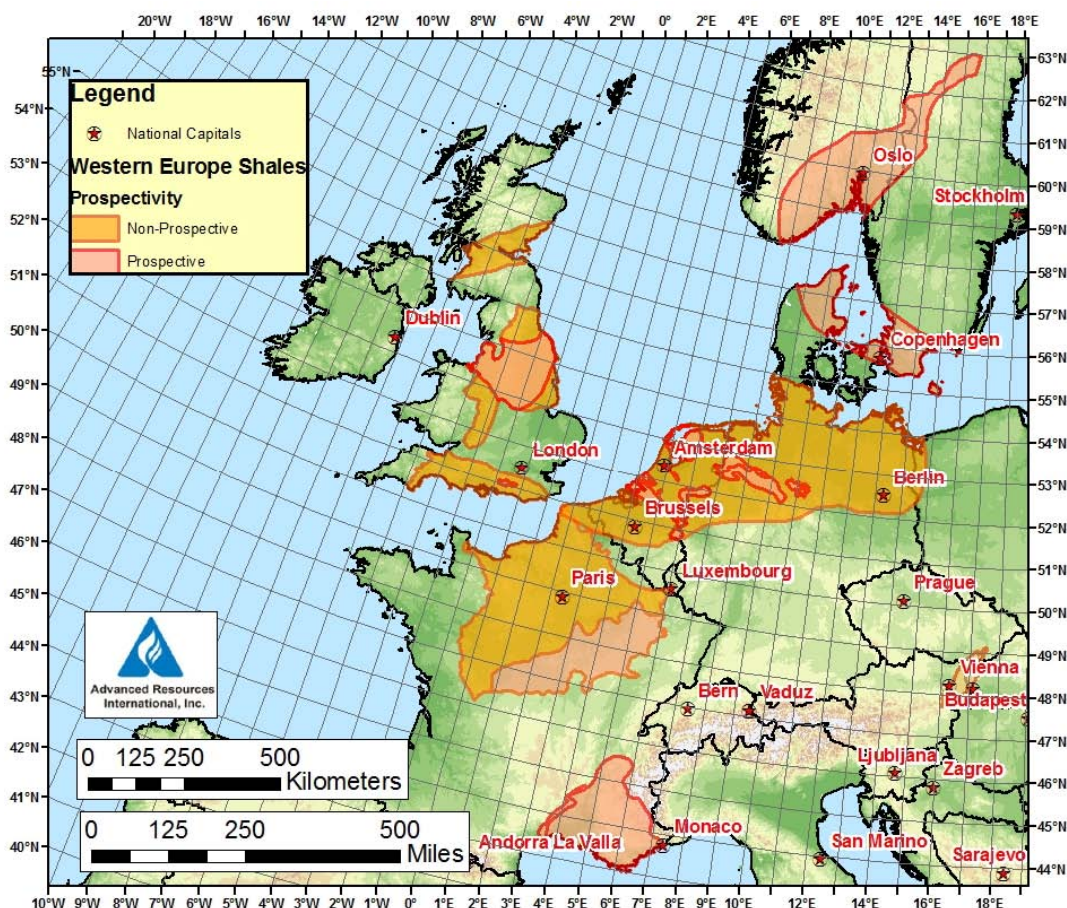
Výskyt břidličného plynu se v této oblasti předpokládá v karbonských, permských, jurských a ordovických horninách, které jsou v současné době ve fázi průzkumu zejména v Německu, Francii a Holandsku a dále se nachází ve Švédsku, Dánsku a Rakousku, kde mohou být potenciálním zdrojem NZPB.

Odhadovaný Gas-In-Place pro celou zmíněnou oblast je 1 505 Tcf, s technicky vytěžitelnými zásobami odhadnutými na 372 Tcf. Největší podíl na těchto objemech tvoří Alum Shale ve Švédsku, dále pak pařížská pánev ve Francii a severomořské pánve v Německu.

Pařížská pánev

S rozlohou přes 98 000 km² je tato intra-kratonická pánev v centrální části Francie ohraničena na východě pohořím Vogézy, na jihu masívem Central a na západě Armorickým masívem, na severu pak kanálem La Manche.

Pařížská pánev obsahuje dva typy organicky bohatých černých břidlic - Toarcian Schistes Carton, které jsou také zdrojovou horninou pro konvenční ložiska zemního plynu v pařížské pánvi. Dále jsou to permo-karbonské břidlice, které jsou méně prozkoumané, jsou formovány variskou orogenezí, leží v hloubkách od 2 800 m do 4 200 m a jsou v centrální části mocné cca 48 m. Mocnost narůstá směrem k východu až na cca 2 000 m. Průměrná mocnost je 345 m. Odhaduje se, že zhruba jedna třetina této mocnosti je organicky bohatá, odhadovaný TOC (dle analogie s Lublin Basin) je 3%. Odhad Gas-In-Place je 303 Tcf, vytěžitelné zásoby jsou odhadovány na 76 Tcf. První licence na průzkum byly již uděleny, průzkum však ještě nebyl zahájen.



Jihovýchodní (Akvitánská) pánev

Je nejmočnějším sedimentárním komplexem ve Francii s 10 km mocnými mesozoickými až kenozoickými sedimenty. První naftový průzkum se v této oblasti uskutečnil již v roce 1940 a to odvrtním zhruba 140 vrtů, avšak bez nálezu významných ložisek co do objemu zásob. Přesto se po současné reinterpetaci dat (IFP) dostala tato oblast znovu do centra zájmu a to zejména díky svrchně jurským břidlicím (Terres Niores).

Jedná se o mořské sedimenty, které se nachází v hloubkách od 2 000 m do 3 000 m, průměrný TOC je 2%, břidlice se nachází v ropném okně a jsou zhruba 100 m mocné, průměrná reflektance vitrinitu je 1,25%. Gas-In-Place je poměrně nízký, pouze 112 Tcf, díky poměrně nízkým mocnostem vrstev a nízkým průměrným TOC, vytěžitelné zásoby jsou odhadovány na 28 Tcf. Svrchně liaské břidlice mají poměrně příznivější parametry, Gas-In-Place 305 Tcf, vytěžitelné zásoby pak 76 Tcf a to zejména díky jejich větší mocnosti.

První průzkum byl již v této oblasti zahájen. Bylo uděleno 6 licencí na průzkum v ceně řádově prvních stovek milionů USD. V současné době byl průzkum pozastaven (moratorium na vrtání a hydraulické štěpení) z důvodu přezkoumávání dopadu uvedených technologií na životní prostředí. Výsledek má být znám do konce června 2011. Případná navržená opatření mají být rovněž posouzena příslušnými komisemi EU.

Severoněmecká oblast

Jedná se o oblast vyplněnou převážně paleozoickou až terciární výplní, sahající od Belgie do severních oblastí Německa, od Severního moře po Tornquistovu zónu. Tvoří ji množství menších pánví, jako jsou např. Dolnosaská, Musterland, Západoholandská aj.

Z hlediska perspektivnosti na NZPB se jako nejnadějnější jeví spodnojurské břidlice „Posidonia Shale“, dále deltaické spodnokřídové břidlice „Wealden Shale“ a mořské karbonské (namurské) břidlice v oblasti severozápadního Německa a části Holandska. Uvedené horniny jsou současně vedeny jako zdrojové horniny konvenčních ložisek ropy a plynu a s tímto záměrem byly také prozkoumávány. Až v posledních letech se začalo uvažovat v souvislosti s těmito horninami o potenciálním zdroji NZPB. Pro nejmocnější formace Posidonia je odhadovaný Gas-In-Place 100 Tcf, vytěžitelné zásoby jsou odhadovány na 25 Tcf.

Geologická hodnocení byla prováděna v této oblasti zejména Holandskou geologickou službou (TNO), která rovněž vedla evropský projekt, který hodnotil potenciál břidličného plynu v Evropě. Na tomto projektu se podíleli rovněž pracovníci ČGS.

V této oblasti probíhá první průzkum, v rámci kterého bylo odvrtno prvních pět testovacích vrtů (ExxonMobil v Německu, Posidonia Shales) s tím, že realizace dalších 10 je plánována ještě do konce roku 2011. Evaluační práce probíhají i v dalších dílčích oblastech. Byly uděleny licence na průzkum v celé této oblasti.

Skandinávie

Výhradní oblastí s výskytem potenciálních NZPB je Alum Basin, kambricko ordovická pánev, která se rozkládá v oblasti od Norska po Estonsko, sahá na sever Německa a zasahuje také až do severního Polska. Jedná se o vysoce organicky bohaté horniny s netypicky vysokou koncentrací uranu.

Ve Švédsku se v této pánvi těží plyn jako u konvenčního ložiska po mnohá desetiletí. Hloubka Alum Shale se pohybuje kolem 1 100 m, průměrné mocnosti jsou kolem 100 m. V oblasti, která má rozlohu zhruba 61 153 km² je odhadován Gas-In-Place na 589 Tcf a vytěžitelné zásoby na 147 Tcf.

V této oblasti bylo uděleno několik licencí na odvrtní 3 vrtů v první fázi (Shell) a provedení dalších průzkumných prací. Zahájení prací bylo zpožděno v důsledku environmentálních protestů, v současné době bylo však dokončeno odvrtní dvou testovacích vrtů, jsou analyzovány výsledky, které zřejmě ovlivní další pokračování průzkumného projektu.

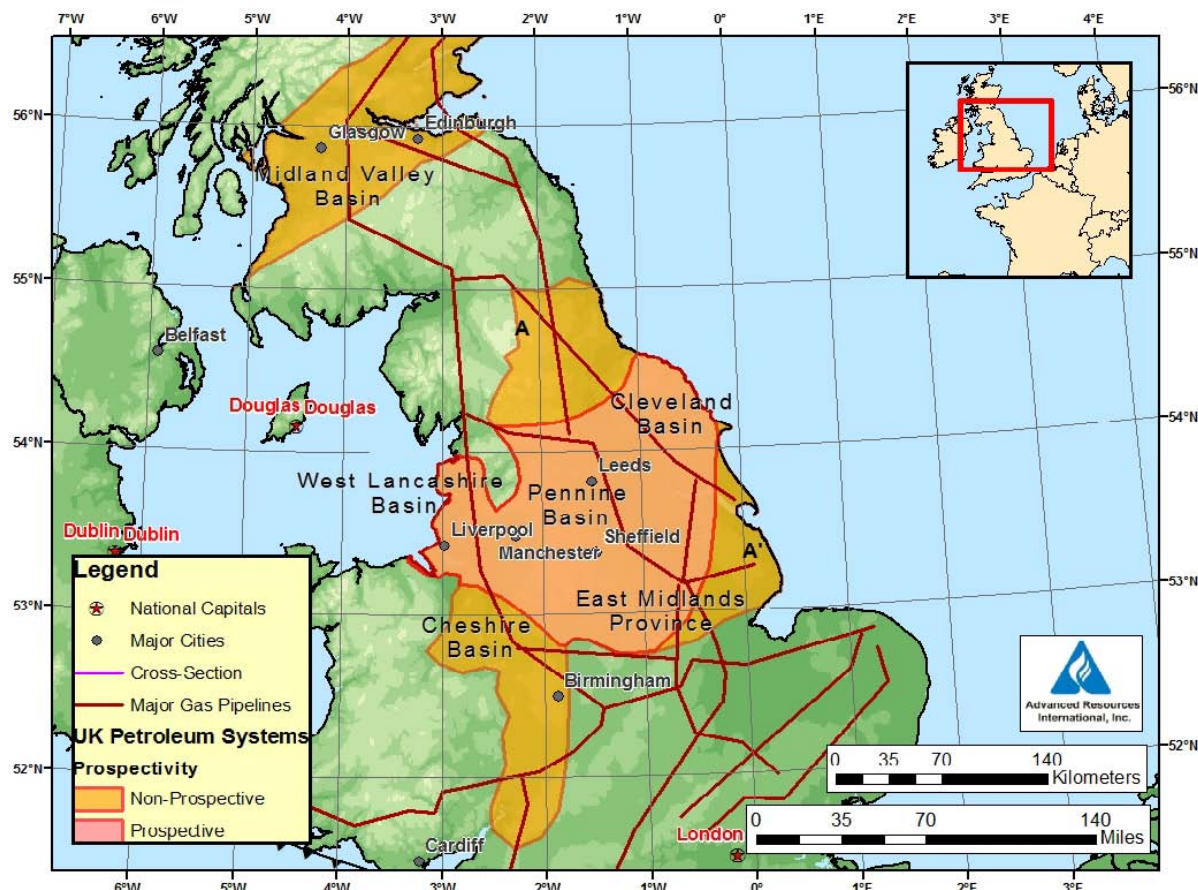
Alum Shale je rovněž studován v rámci výzkumného projektu GASH, na němž se mimo jiné podílejí GFZ (GeoForschung Centrum Potsdam) a Dánská geologická služba (GEUS). Společně by měly tyto instituce odvrtní mělký průzkumný vrt na dánském ostrově Bornholm.

Oblast Velké Británie

Velká Británie zahrnuje dva uhlovodíkové systémy: *karbonský severní britský systém*, který sahá od variské zóny ve střední Anglii po severní část ve Skotsku a dále *mesozoický jižní systém*, který leží v oblasti mezi variskou zónou a kanálem v Anglii a Walesu. I když se jedná o několik dílčích pánví, všechny mají více či méně shodné úložné poměry a tektonickou historii a obsahují obdobné

formace břidlic, jako potenciálních zdrojů NZPB. Průzkum na uhlovodíky (konvenční ložiska) probíhá v těchto oblastech už přes 100 let, vytěženo bylo dosud přes 2 miliardy barelů ropy.

Hlavní zdrojovou horninou v severním systému jsou namurské břidlice Bowland Shale v hrabství Cheshire a West Lancashire. Hloubky se pohybují od 960 m do 1 890 m, s průměrnou hloubkou v celé oblasti kolem 1 440 m, mocnost organicky bohatých břidlic se udává kolem 150 m. Odhadovaný Gas-In-Place je 95 Tcf, vytěžitelné zásoby jsou 19 Tcf. V roce 2010 odvrtila firma Cuadrilla Resources (její česká dceřinná firma žádá o licence na průzkum v ČR na NZPB viz kap. 4 této studie) první průzkumný vrt v Cheshire Basin – Bowland Shale (vrt Preese Hall 1) s velmi pozitivním výsledkem. Tato firma plánuje odvrtil další dva vrty v tomto roce.

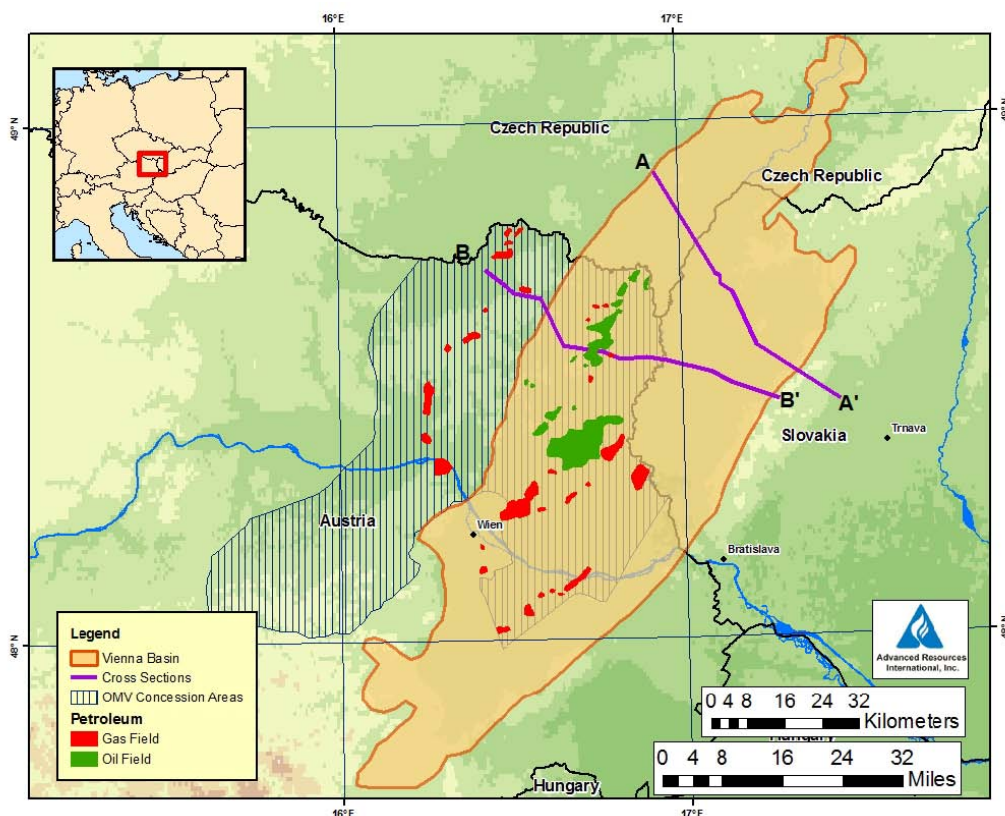


Jižní mesozoický systém zahrnuje Weald a Wessex basin, které jsou tvořeny jurskými a triasovými horninami. Tyto horniny jsou ekvivalentem k horninám pařížské pánve. Obě pánve začínaly jako permo-triasová depoziční centra, která byla posléze vyzdvižena během terciéru podél hlavních strukturních zlomů.

Průzkum na uhlovodíky probíhá v této oblasti od roku 1920 doposud s poměrně malými nálezy ropy a plynu. Hloubky se v této oblasti pohybují od 3 450 m do 4 650 m, organicky bohaté břidlice (TOC = 1-7%) jsou pouze cca 40 m mocné. Gas-in-Place i vytěžitelné zásoby jsou velmi malé a pohybují se kolem cca 1-2 Tcf. Bylo zde uděleno několik licencí k průzkumným pracím, vrtné práce však nebyly dosud zahájeny.

Vídeňská pánev

Tato terciérní pull-a-part pánev se nachází v severozápadním Rakousku a zasahuje svými částmi na území ČR a Slovenska. Pánev obsahuje cca 10 000 m neogenní výplně. Uhlovodíky jsou těženy z jurských formací, celkem cca 1 miliarda barelů ke konci roku 2010. Vídeňská pánev je tak nejdůležitějším zdrojem ropy a plynu v kontinentální Evropě.



Potenciál NZPB ve vídeňské pánvi je vázán především na odhadem 2 000 m mocné vrstvy svrchnojurských mikulovských slínovců. I když se nejedná o plynové břidlice v pravém slova smyslu, tyto horniny mají vysoký podíl organické hmoty, nepříznivý je ovšem vysoký podíl jílové složky. Jedná se o horniny silně tektonicky postižené, relativně termálně nevyzrálé, nacházející se ve větších hloubkách, což představuje rizikové faktory při možném průzkumu na NZPB.

V této chvíli nejsou v této oblasti prováděny ani plánovány žádné průzkumné práce. Firma OMV v rámci svého tříletého průzkumného projektu plánuje zahájit omezené průzkumné činnosti v oblasti s mikulovskými slínovci, na území o rozloze cca 1 320 km².

I když OMV odhaduje Gas-In-Place na 200 – 300 Tcf, je zřejmé, že velké hloubky a tlaky v těchto horninových formacích budou velmi limitujícími faktory při potenciální těžbě, a to i v případě úspěšného průzkumu. Ekonomika těžby, při ceně jednoho vrtu do těchto hloubek a při takových tlacích (odhadem 20 milionů USD), by jistě hrála také důležitou roli.

3. Základní kritéria pro vymezení ložisek NZPB (Shale Gas Sweet Spots)

- Vhodná zdrojová hornina - kvalita jílovců: TOC (celkový organický uhlík) > 1.5%, odraznost vitrinitu $V_{Ro} = 1,2-3,5\%$, obsah jílových minerálů převyšuje křemen a karbonáty, novotvořený ilit převažuje nad chlority, kaolinity a smektity
- Průměrná mocnost vrstev přes 20 m, optimálně 100-400 m, hloubka uložení do 2 km
- Znalost architektury zdrojové horniny, chemie fluid, vazby plynu, tektonická porušenost zlomy malá (dostatečný dosah štěpení vrstev)
- Fyzikální vlastnosti zdrojové horniny – potenciálního ložiska: poróznost >4%, permeabilita < 0,1 mD, mikroporóznost, geomechanika - dobrá štěpnost horniny, Poissonovo číslo - nízké, Youngův modul – vysoký, znalost anizotropie napětí, znalost orientace puklin, typ puklinatosti a jejich geneze, gradient napětí
- Znalost termálního vývoje
- Eliminace nepříznivých faktorů výskytu NZPB (tektonické porušení zlomy, výzdvihy, kvalita nadložních hornin – těsnicí horizont, aj.)
- Měření puklinatosti, orientace puklin v terénu na výchozech
- Studium adsorpčních vlastností
- Těsnicí horniny a jejich petrofyzikální vlastnosti
- Znalost diagenese příslušných hornin
- Znalost geologické historie (kompakce, exhumace, termální historie, hloubky)
- Geofyzikální interpretace (reflexní 2D, 3D seismika, karotáž, mikroseismika, měření paleostresu, paleomagnetismus, popř. gravimetrie)
- Analogie s ostatními NZPB

Pro posouzení, zda je možné předpokládat zdroje tohoto nekonvenčního zemního plynu (NZPB) u nás, je třeba porovnat uvedené principiální charakteristiky jeho těžených a prozkoumávaných oblastí ve světě s charakteristikou oblastí České republiky, které by mohly potenciálně připadat v úvahu pro vyhledávání jeho zdrojů.

Principiální charakteristiky oblastí se zdroji břidličného zemního plynu ve světě:

Zdroje: U.S. Energy Information Administration, World Oil¹

1. Subhorizontálně uložené, tektonicky silně neporušené pánevní výplně s jílovcovými-břidličnými vrstvami. Příznivějším faktorem je sedimentace jílovců-břidlic v mořském prostředí (jsou „křehčí“ – obsahují více křehkých minerálů, než ty ze sladkovodního prostředí (které obsahují více jílových minerálů dodávajících břidlicím plasticitu), lépe tak reagují na hydraulické štěpení při vlastní těžbě plynu.
2. Průměrná mocnost vrstev přes 20 m, optimálně 100-400 m, hloubka uložení do 2 km.

¹ odkazem „World Oil“ se zde i dále v textu míní informace obsažené v následujících číslech měsíčníku World Oil (vydáváného Gulf Publishing Company, Houston, USA, ISSN 0043-8790): 6/2010:D67; 7/2010:D109; 8/2010:D87; 10/2010:D101; 12/2010:D73,79; 2/2011:55,59,63

3. Plynonosné jílovce-břidlice (horizonty) se nalézají v hloubkovém intervalu 1 km až 5 km pod povrchem. V hloubkách pod 5 km roste riziko snížené propustnosti pro plyn a mnohem vyšších vrtných a těžebních nákladů.
4. Oblasti zdrojů břidličného plynu mnohdy sousedí s konvenčními ložisky uhlovodíků (ropy a zemního plynu).

Přehled základních petrofyzikálních charakteristik a zásob břidličného plynu ve Spojených státech a v Evropě je uveden v Příloze 1.

4. Geologická charakteristika jílovců/ břidlic v ČR a jejich nadějnost z hlediska těžby plynu

Česká republika náleží z geologického hlediska ke dvěma zcela rozdílným jednotkám. Převážná většina našeho území je tvořena starším (variským) Českým masívem a jeho platformním pokryvem, ve východní části republiky zasahuje na naše území okraj Západních Karpat. Karpatská část našeho území se od Českého masívu odlišuje zejména určující rolí mladých (alpinských) horotvorných pohybů v geologické minulosti.

Geologické jednotky Českého masívu, které mohou být uvažovány jako potenciální oblasti těžby plynu z břidlic jsou uvedeny v následujícím přehledu:

1. Barrandien

Tato rozsáhlá oblast středních a západních Čech je tvořena silně zvrásněnými a tektonicky porušenými starohorními a prvohorními horninami. Nejstarší starohorní (proterozoické) horniny této oblasti jsou slabě až středně postiženy teplotními procesy, přičemž intenzita této teplotní metamorfózy stoupá směrem k západu a jihozápadu. Prvohorní (kambrické až devonské) horniny Barrandienu jsou teplotně postiženy (metamorfovány) méně. Nejsvrchnější sedimenty silurského a devonského stáří, které tvoří centrální část Barrandienu (pražská pánev) jsou metamorfózou postiženy minimálně nebo nejsou metamorfovány vůbec. Oblast pražské pánve je silně zvrásněna a je zlomy a přesmyky rozdělena do řady dílčích strukturních bloků (tektonických ker).

2. Hornoslezská pánev

Jako hornoslezskou pánev označujeme oblast přibližně trojúhelníkového obrysu, který svým jz. výběžkem zasahuje z polské části Slezska na naše území. Jedná se o tzv. pánev předpolí variského horstva, která má podobnou pozici jako černouhelné pánve, které lze sledovat od Walesu přes Belgii do severozápadního Německa (ruhrská pánev). Z hlediska stupně tektonického porušení lze českou část hornoslezské pánve rozdělit na silně zvrásněnou, západní ostravskou „oblast“, která je mírně přesunuta na východní, slabě deformovanou, karvinskou „oblast“ pánve. Sedimenty ostravské „oblasti“ vznikaly v období karbonu (visé až svrchní namur). Jedná se o střídání sedimentů mořského, přechodného (brakického) i kontinentálního prostředí. Sedimenty východní, karvinské „oblasti“ jsou poněkud mladší (nejsvrchnější namur a westfal) a vznikaly výhradně v kontinentálních podmínkách.

3. Kontinentální svrchnopravohorní pánve

Tyto pánve vznikaly po ukončení hlavních vrásových deformací v Českém masívu a jejich sedimenty jsou čistě kontinentálního (jezerního původu). Sedimentace v těchto pánvích (česká část vnitrosudetské pánve, podkrkonošská, orlická, mnichovohradišťská, mšensko-roudnická, kladensko-rakovnická a plzeňská, manětínská, radnická a žihelská) začíná většinou ve svrchním karbonu (westfal) a v některých pánvích pokračuje až do permu. Ke kontinentálním svrchnopravohorním pánvím Českého masívu lze přiřadit i tzv. „brázdy“ (blanická a boskovická brázda), tj. sedimentační reliktů výrazně omezené zlomy. Sedimenty svrchoproterozoických pánví jsou postiženy v malé míře křehkými strukturami (zlomy), které prostor pánví rozdělují na jednotlivé „tektonické kry“. Ty jsou vůči sobě vzájemně horizontálně posunuty. Teplotní přeměna sedimentů svrchnopravohorních pánví Českého masívu je velmi slabá nebo téměř nezatelná. Výjimku tvoří výše teplotně postižené sedimenty „brázd“.

4. Platformní jednotky Českého masívu

Koncem pravohor (svrchní perm) a začátkem druhohor (trias) bylo území Českého masívu souší a ke vzniku větších sedimentárních bazénů proto nedocházelo. Drobné výskyty triasu a jury jsou známy například pouze ve východní části podkrkonošské pánve nebo v české části vnitrosudetské pánve. Naproti tomu sedimenty křídového útvaru mají v Českém masívu poměrně značné rozšíření. Jedná se zejména o českou křídovou pánev, která je tvořena ve své spodní části málo mocnými jezerními sedimenty překrytými mocným souvrstvím sedimentů mořských. Sedimenty české křídové pánve nejsou postiženy vrásněním (s výjimkou okrajových částí), jsou však segmentovány do bloků podél zlomů s různou amplitudou poklesu nebo zdvihu.

Na rozdíl od české křídové pánve jsou spodnokřídové sedimenty jihočeských pánví (českobudějovická a třeboňská pánev) výhradně kontinentálního původu. Tyto pánve lze charakterizovat jako zakleslé tektonické reliktů původně zřejmě plošně rozsáhlejšího sedimentačního prostoru.

Mimo hornin druhohorního stáří je platformní pokryv Českého masívu tvořen i třetihorními sedimenty. K ukládání třetihorních sedimentů došlo zřejmě na většině území Českého masívu. Velká část těchto sedimentů však byla později erodována a jejich zbytky se zachovaly pouze v místech poklesu terénu (třetihorní sedimenty českobudějovické a třeboňské pánve v jižních Čechách) nebo v tzv. prolomech (riftech). Nejznámější z těchto riftů je podkrušnohorský prolom neboli ohárecký rift, ve kterém byly zachovány třetihorní sedimenty v chebské, sokolovské a mostecké pánvi. Tektonika těchto pánví je poměrně složitá, jedná se o několik fází synsedimentárních (gravitačních) i postsedimentárních deformací.

Geologické jednotky Západních Karpat, které mohou být považovány za potenciální oblasti těžby plynu z břidlic zahrnují karpatskou předhlubeň a vídeňskou pánev.

1. Karpatská předhlubeň

na Moravě je součástí periferních alpsko-karpatských pánví. Jedná se o soustavu třetihorních (miocenních a pliocenních) pánví, které v souvislosti s postupem karpatských příkrovů na západ přemísťovaly svůj prostor i osu směrem na západ, na prohýbající se okraj Českého masívu. Maximální mocnosti sedimentů v karpatské předhlubni nepřevyšují 2500 m. Zdrojem sedimentů byl převážně materiál erodovaný z čel postupujících příkrovů, který se usazoval v mořském nebo kontinentálním prostředí. Vzhledem k pohybu karpatských příkrovů se sedimenty karpatské předhlubně (karpatské „molasy“) vyskytují v nadloží i podloží příkrovů. Sedimenty předhlubně byly postiženy několika tektonickým fázemi kompresního či extenzního charakteru, které způsobily značnou diversifikaci sedimentačního prostoru. Docházelo ke vzniku příčných depresí (např. nesvačilský příkop) nebo podélných elevací (například slavkovsko-těšínský hřbet).

2. Vídeňská pánev

se rozkládá mezi Východními Alpami a Západními Karpaty a její většina leží na rakouském území. Do České republiky zasahuje její severní část, která je prakticky totožná s územím Dolnomoravského úvalu na jihovýchodní Moravě. Podloží pánve tvoří hlavně příkrovové jednotky Západních Karpat. Vlastní sedimentace v této pánvi začala ve spodním miocénu, nejdříve jako dílčí deprese na hřbetech příkrovů. V mladším období pak dno pánve pokleslo a pánev se rozevřela podél zlomů, které měly ráz horizontálních posunů a poklesů. Ve svrchním miocénu se vídeňská pánev změnila ve vnitrohorskou depresi, poklesávající jen podél zlomů na okrajích dílčích příkopů. Do pánve několikrát zasáhly mořské transgrese, kdy docházelo ke vzniku hlubokovodních i mělkovodních mořských sedimentů, které se střídají se sedimenty deltového nebo kontinentálního (říčního a jezerního) původu.

Tab.1

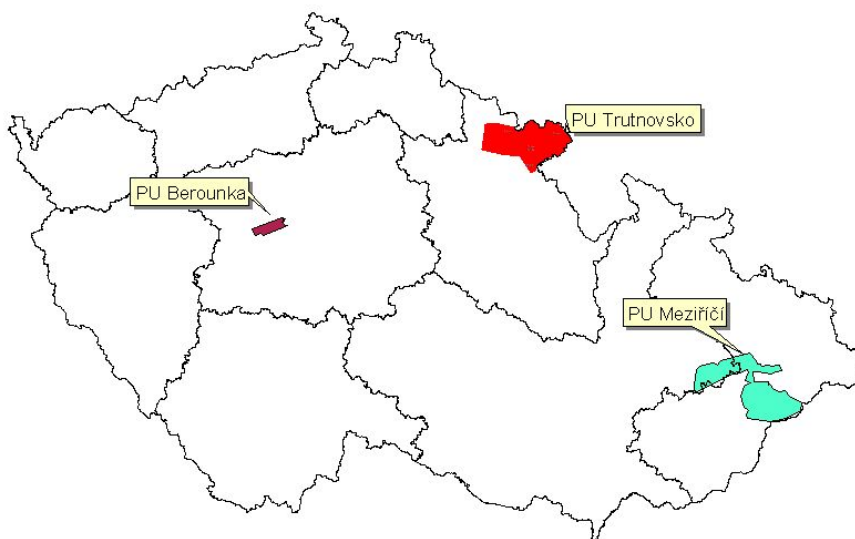
Přehled plošného rozšíření, mocnosti a další charakteristiky diskutovaných oblastí

Pánevň oblast		Rozloha (km ²)	Mocnost (m) sedimentární výplně celkem	Přítomnost zem. plynu nebo ropy	Přítomnost uhlí
Barrandien	celý (včetně starohorních uloženin)	3 500	přes 8 000	ne	ne
	z toho prvohorní uloženiny	1 500	max. 4 200	ne	ne
	tzv. silurodevonské jádro prvohorních uloženin (pražská pánev)	200	max. 1 200	ne	ne
česká část dolnoslezské pánve		500	až 3 500	ano	ano
česká část hornoslezské pánve		1 550	až 5 000	ano	ano
podkrkonošská pánev		350	max. 1 680	? ne	ano
poorlická pánev		300	max. 2 500 ?	ne	? ano
mnichovohradištská pánev		700	přes 1 500	ne	? ano
českokamenická pánev (zcela překrytá českou křídovou pávní)		150	? 1 500	ne	ne
mšensko-roudnická (mělnická) pánev (částečně překrytá Českou křídovou pávní)		3 500	1 100	ano	ano
Kladensko-rakovnická pánev			1 100	ano	ano
plzeňská pánev			650	ano	ano
manětínská pánev			250	ano	ano
radnická pánev			100	? ano	ano
žihelská pánev		?	200	ano	ano
boskovická brázda		350	až 3 000	ne	ano
blanická brázda (ve 4 prostorově oddělených částech)		250	až 1 000	ne	ano
česká křídová pánev		14 600	500 (max. 960)	ne	ne
chebská pánev		300	max. 300	ne	ano
sokolovská pánev		200	max. 400	ne	ano
severočeská pánev		1 400	500	ne	ano
českobudějovická pánev		650	max. 500	ne	ano
Třeboňská pánev		1 300		ne	ne
Karpatská předhlubeň		1 300	přes 5 000	ano	ne
vídeňská pánev (česká část)		1 000	až 2 500	ano	ano

Současné aktivity související s NZPB v ČR:

Do současné doby byly podány tři žádosti podle zákona o geologických pracích č. 62/1988 Sb. v platném znění o stanovení průzkumného území pro vyhledávání a průzkum ložisek ropy a zemního plynu vázané na břidlicová souvrství. Na žádosti se však vztahuje ustanovení § 4d zákona č. 62/1988 Sb. ve znění pozdějších předpisů a tudíž je správní řízení zahájeno po uplynutí lhůty 90 dní po zveřejnění v Úředním věstníku Evropské unie.

Návrh průzkumných území na nekonvenční zemní plyn z břidlic na území ČR



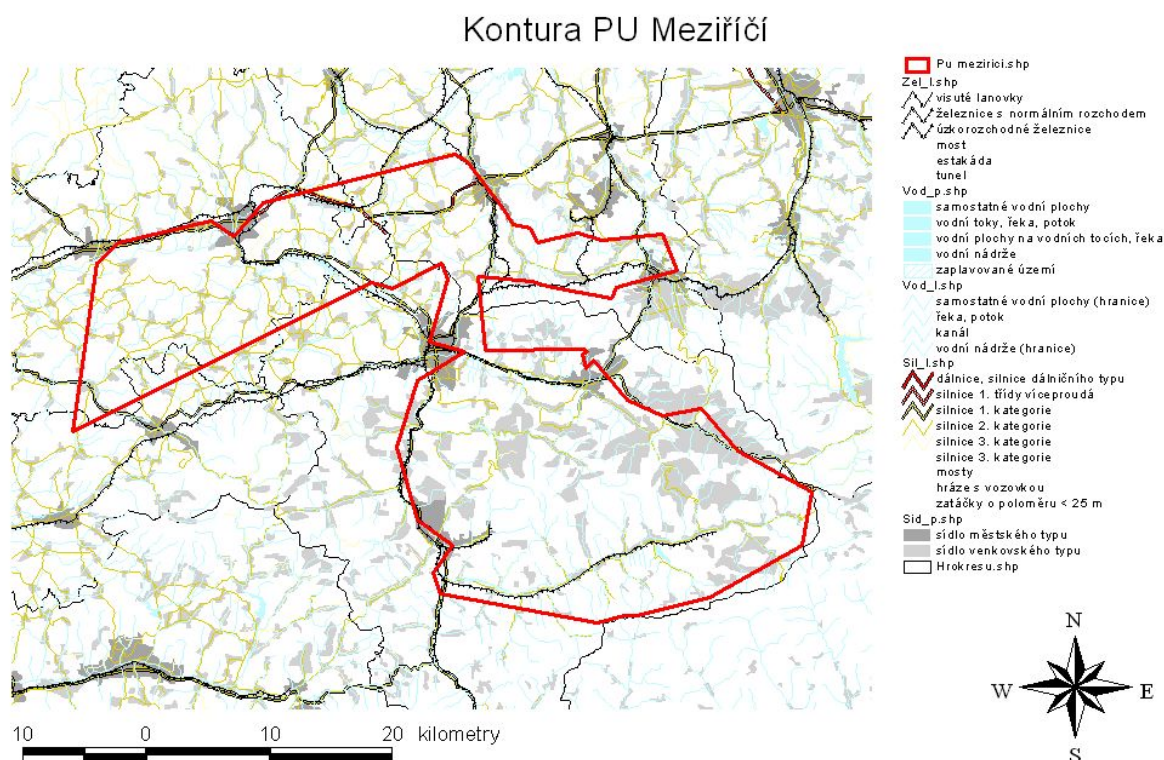
Ministerstvo životního prostředí České republiky (dále MŽP), na základě Směrnice Evropského parlamentu a Rady 94/22/ES ze dne 30. května 1994, podalo podnět k uveřejnění žádosti zadavatelů Cuadrilla Morava s.r.o. a Basgas Energia Czech s.r.o. o stanovení průzkumného území pro vyhledávání a průzkum ložisek ropy a zemního plynu vázaných na břidlicová souvrství v Úředním věstníku Evropské unie.

Britská firma **Cuadrilla Resources Ltd.** (<http://www.cuadrillaresources.com/>), resp. její česká dceřinná firma Cuadrilla Morava s.r.o., se zajímá právě o možnost vyhledávat a prozkoumávat břidličný plyn v širší oblasti vymezené lokalitami Hranice, Valašské Meziříčí, Vsetín, včetně části Chráněné krajinné oblasti Beskydy (http://zlin.idnes.cz/britska-firma-chce-na-valassku-a-prerovsku-tezit-zemni-plyn-z-bridlic-123-/Zlin-zpravy.aspx?c=A110314_1548211_zlin-zpravy_sot). Tato firma následně zažádala MŽP o stanovení **průzkumného území „Meziříčí“** pro vyhledávání a průzkum ložisek ropy a zemního plynu, což vedlo k podání podnětu ze strany MŽP na uveřejnění této žádosti v Úředním věstníku Evropské unie, aby Cuadrilla Morava s.r.o. mohla získat souhlas s průzkumem v tomto území. Konkrétně se tedy jedná o území v severovýchodní části Moravy, tvaru nepravidelného mnohoúhelníku o rozloze 945,7 km². Ohraničení území probíhá po linii přibližně mezi sídelními celky Nový Jičín, Hranice, Lipník, Dřevohostice, Valašské Meziříčí, Vsetín, Halenkov, Velké Karlovice, Bumbálka, Prostřední Bečva, Rožnov pod

Radhoštěm, Zašová, Hodslavice, Frenštát pod Radhoštěm, Tichá a Nový Jičín a o souhlas s průzkumem společnost žádá na dobu 4 let.

(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2011:105:0010:0010:CS:PDF>).

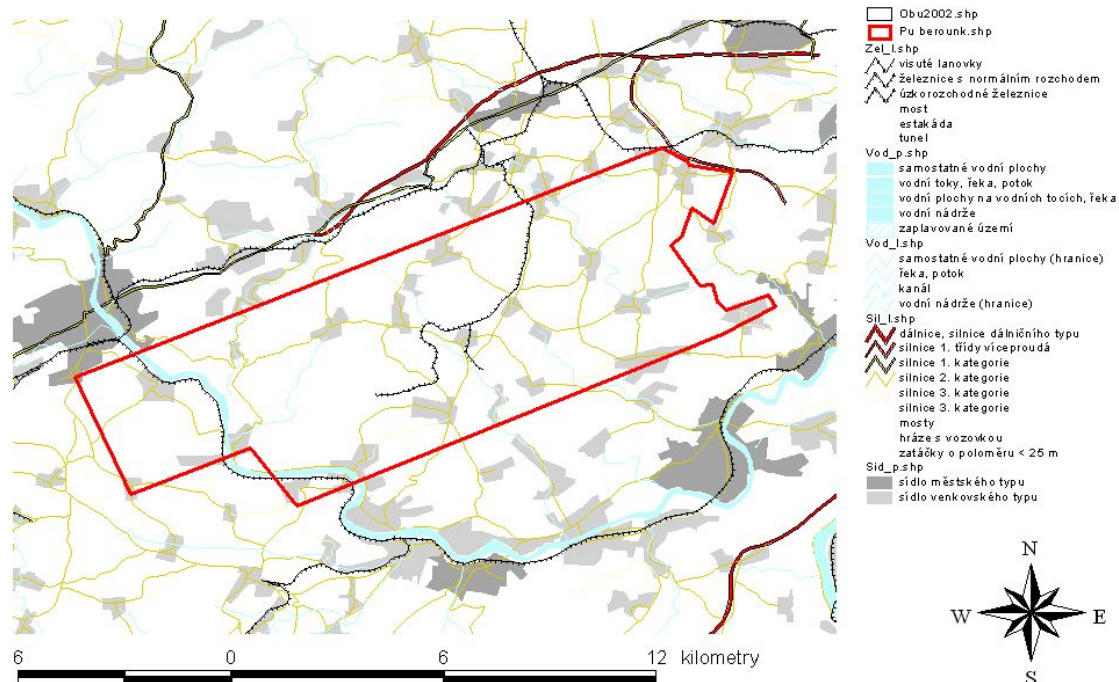
Firma uvažuje v zahajovací etapě po úvodním geofyzikálním průzkumu odvrátit tříkilometrový průzkumný vrt.



O břidličný plyn v České republice se také zajímá australská firma **BasGas Pty Ltd.** prostřednictvím své české dceřinné společnosti Basgas Energia Czech s.r.o. Tato firma zažádala MŽP o stanovení **průzkumného území „Berounka“** pro vyhledávání a průzkum ložisek ropy a zemního plynu, což vedlo k podání podnětu ze strany MŽP na uveřejnění této žádosti v Úředním věstníku Evropské unie. Jedná se o území v Barrandienu tvaru nepravidelného mnohoúhelníku o rozloze 92,62 km². Ohraničení území probíhá po linii přibližně mezi sídelními celky Zbuzany, Beroun, Měňany, Srbsko, Karlštejn, Kosoř and Ořech. Souhlas s průzkumem společnost žádá na dobu 5 let

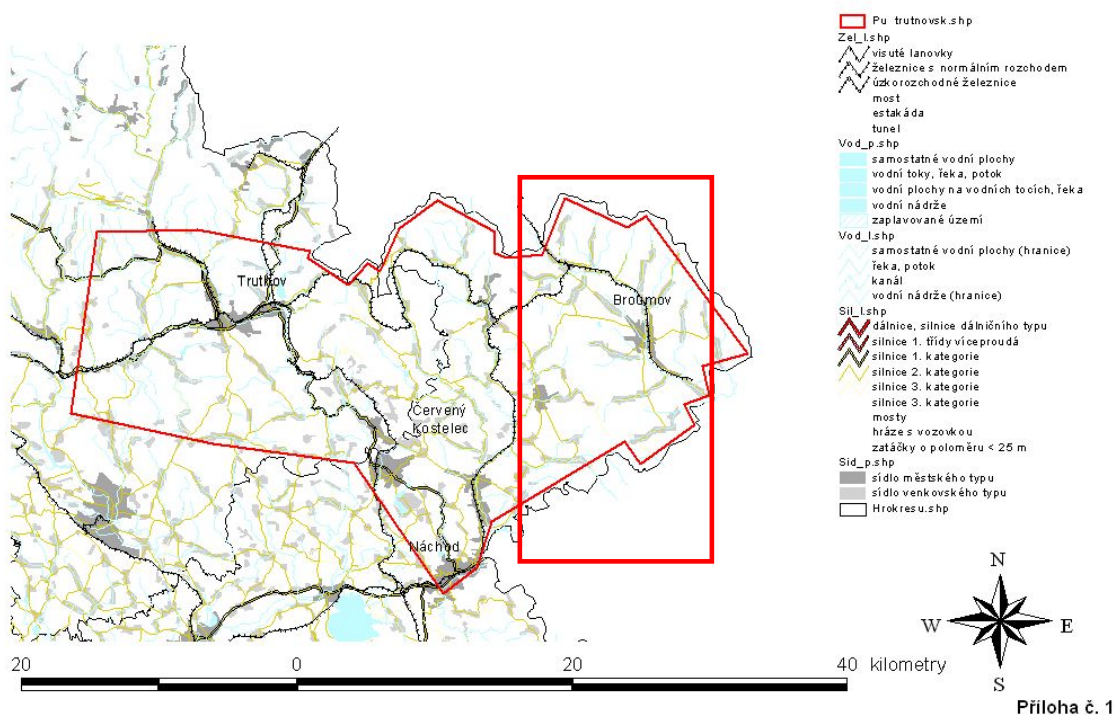
(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2011:105:FULL:CS:PDF>; Sdělení C/105/7).

Kontura PU Berounka



Třetí žádost z dubna 2011 přijalo MŽP zadavatele Basgas Energia Czech s.r.o. o stanovení průzkumného území pro vyhledávání ložisek ropy a zemního plynu vázaných na břidlicová souvrství „**Trutnovsko**“. Bylo požádáno o území v severovýchodních Čechách, tvaru nepravidelného mnohoúhelníku o rozloze 777,54 km².

Kontury průzkumného území



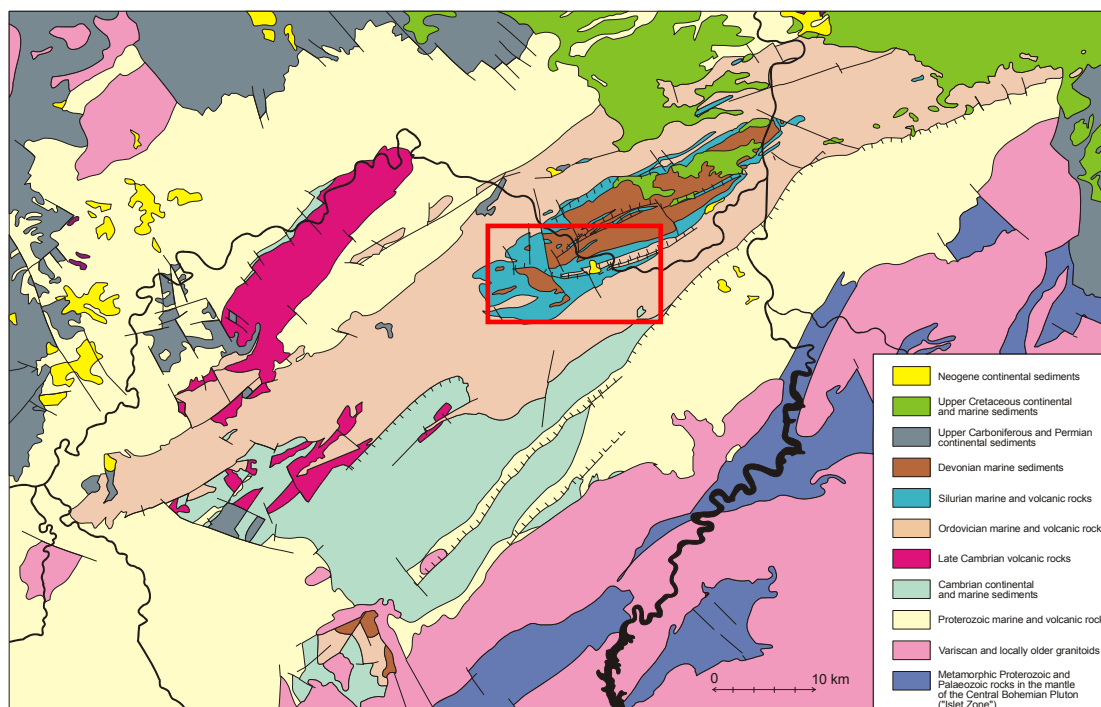
Jak ze zákona č. 62/1988 Sb. vyplývá, nebylo zatím zahájeno žádné správní řízení neboť žádosti o průzkumná území „**Meziříčí a Berounka**“ byly zveřejněny v Úředním věstníku Evropské unie teprve v dubnu 2011 a oznámení „**Trutnovska**“ bylo zadáno k překladu.

Přehled plynodajných jílovců/ břidlic v ČR a jejich nadějnost z hlediska těžby plynu

Potenciální plynodajné jílovce se v ČR vyskytují v paleozoiku až terciéru Českého masívu a Západních Karpat. V následujícím přehledu jsou uvedeny základní charakteristiky a hodnocení nadějnosti jednotek, míra prozkoumanosti a rizika ekonomické těžby plynu. Pro nadějnost jsou empiricky zvoleny kategorie **nízký, dobrý, výborný**. Pro limitující faktory jsou zvoleny termíny **omezující a vyhovující**.

Ordovik, silur a devon pražské pánve

Spodní paleozoikum Českého masívu obsahuje potenciální plynodajné jílovce v pražské pánvi, zejména v siluru a spodním devonu, částečně také v ordoviku. Podloží kambrium a proterozoikum, které jsou také součástí barrandienského bloku, ale již mimo pražskou pánev, jsou podstatně chudší na organický uhlík a tím i méně nadějná.



Pražská pánev a Barrandien (Cháb et al. 2007) s přibližnou lokalizací požadovaného průzkumného území fy. BasGas a výchoz hranice silur-devon v lokalitě Klonk:

Organický uhlík TOC = 1-3,5 % (*nízký-dobry*)

Tepelná zralost, odraznost graptolitů $R_o = 0,88-2,8$ % (*výborná*)

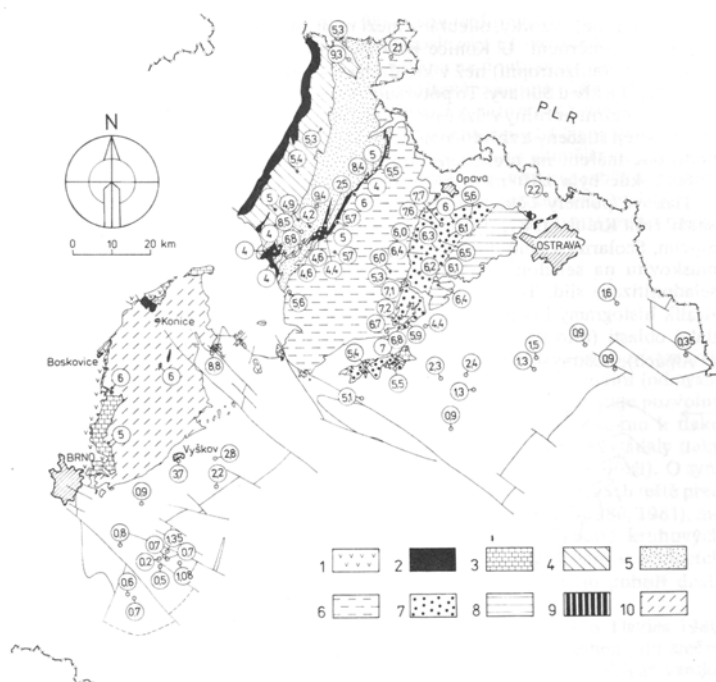
Tektonika – deformace a zlomová porušenost (*omezující*)

Prozkoumanost – nízká, 2 klíčové vrty (Tobolka-1, Klonk-1) s řadou menších vrtů, nedostatek analytických dat

Indicie – bitumeny v jílovcích indikující tvorbu uhlovodíků

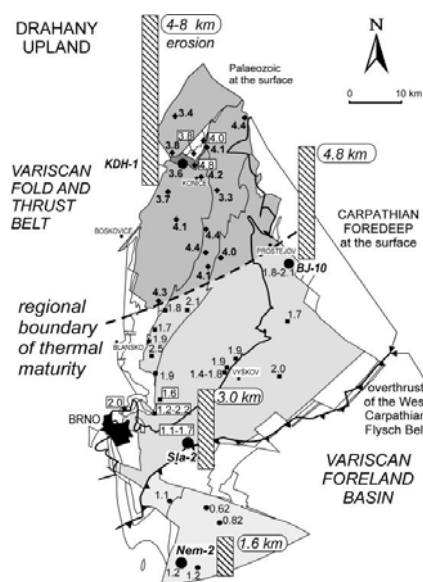
Rizika – komplikovaná porušenost vrstev, nutno ověřit hydrogeologickou uzavřenost potenciálních intervalů.

Spodní karbon Českého masívu (kulm)



Spodní karbon v Jeseníkách a podloží hornoslezské pánve (Dvořák 1989) s hodnotami tepelné zralosti jílovců a břidlic vyjádřené odrazností vitrinitu $R_{\max}$ (%).

Spodní karbon (kulm) Dražanské vrchoviny a podloží karpatské předhlubně a Západních Karpat (Franců et al. 2002).



Organický uhlík TOC = 1-3,5 % (*nízký-dobrý*)

Tepelná zralost, odraznost graptolitů R_o = 0,62-4,4 % Dražanská vrch. - (*výborná*), pod karpatskou předhlubní (KP) 0,62-1,2 % (*nízká*)

Tektonika – Dražanská v. - deformace a zlomová porušenost (*omezující*), pod KP

Prozkoumanost – vysoká, množství vrtů, nebylo provedeno hodnocení plynodajnosti jílovců.

Indicie – výskyty i ložiska ropy a plyny.

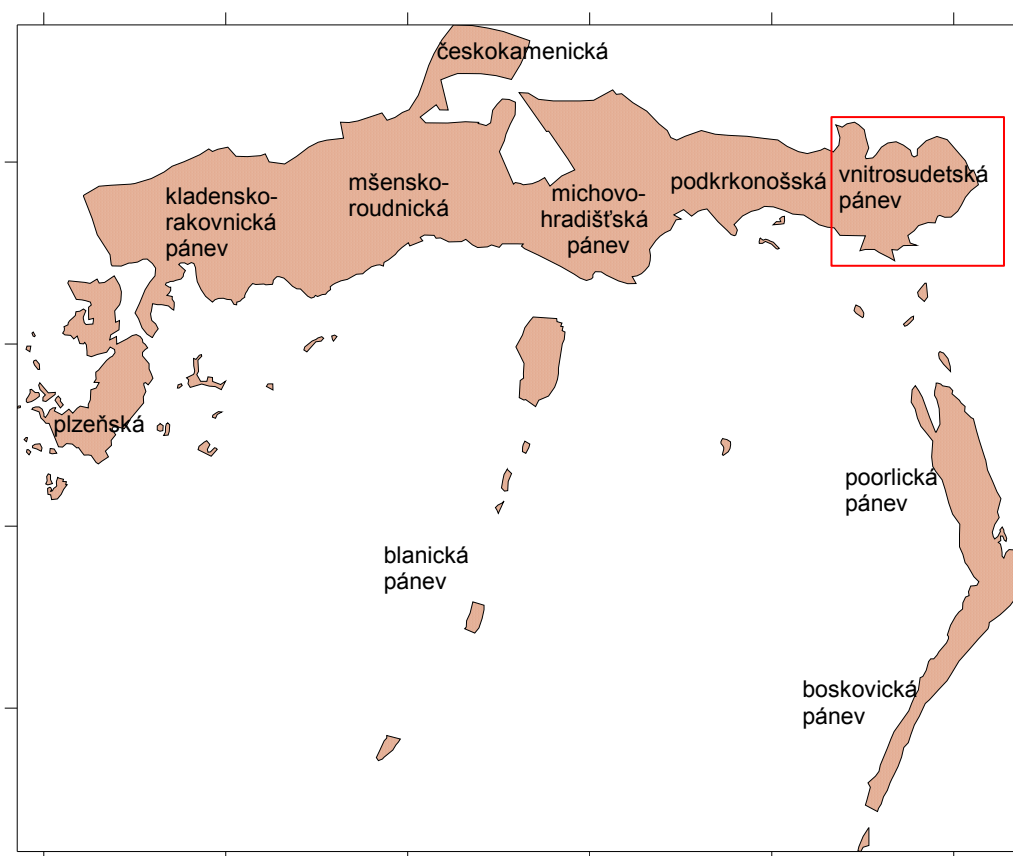
Hloubka - 0–5 000 m

Mocnost 20-100 m směrem na SZ roste do několika tisíc m.

Rizika – Jeseníky a Dražanská vrchovina – výborná tepelná zralost (obr. 4.2 s 4.3), ale tektonická porušenost vrstev, pravděpodobně odplyněno v dávné geologické minulosti.

Kulm pod karpatskou předhlubní a Západními Karpaty je pravděpodobně plynodajný, limitující jsou hloubky přes 2-5 km. V podloží uhelných ložisek v hornoslezské pánvi jsou rizika úniku plynu a kapalin do důlních chodeb existujících nebo starých důlních děl.

Permokarbon Českého masívu



Permokarbon Českého masívu (Pešek et al. 2001) s vyznačenou přibližnou polohou požadovaného průzkumného území fy. BasGas ve vnitrosudetské pánvi.

Organický uhlík TOC = 2-10 % (*dobrý-výborný*)

Tepelná zralost, odraznost vitrinitu $R_o = 0,6-0,8$ % (*nízká*) ve vnitrosudetské pánvi *příznivější*, směrem k jihu roste tepelná zralost až k antracitovému stádiu (viz boskovická pánev)

Tektonika - subhorizontální uložení, nízká deformace (*vyhovující*)

Prozkoumanost – *vysoká*, v okrajových oblastech, chybí hlubší části s vyšší tepelnou zralostí

Indicie – bitumenní jílovce

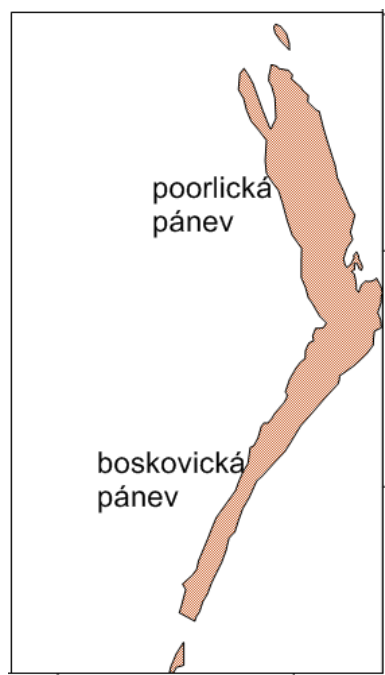
Hloubka - 0–1 300 m

Mocnost 30 m (5-60 m)

Nadějná oblast – Vnitrosudetská pánev (vyznačená červeným rámečkem) má velkou mocnost ~ 3500 m (*zvýšená nadějnost*).

Rizika – těžba plynu z permokarbonského podloží české křídové pánve nesmí ohrozit hlavní zdroje pitné vody v křídových souvrstvích.

Permokarbon boskovické brázdy



Poorlická a boskovická pánev (Pešek et al. 2001)

Organický uhlík TOC = 1,5-5 % (*dobrý-výborný*)

Tepelná zralost, odraznost vitrinitu $R_o = 1,3-3,2$ % (*výborná*)

Tektonika - slabá deformace (*vyhovující*)

Prozkoumanost – v oblasti rosicko-oslavanského revíru *střední - vysoká*, v poorlické pánvi *nízká*

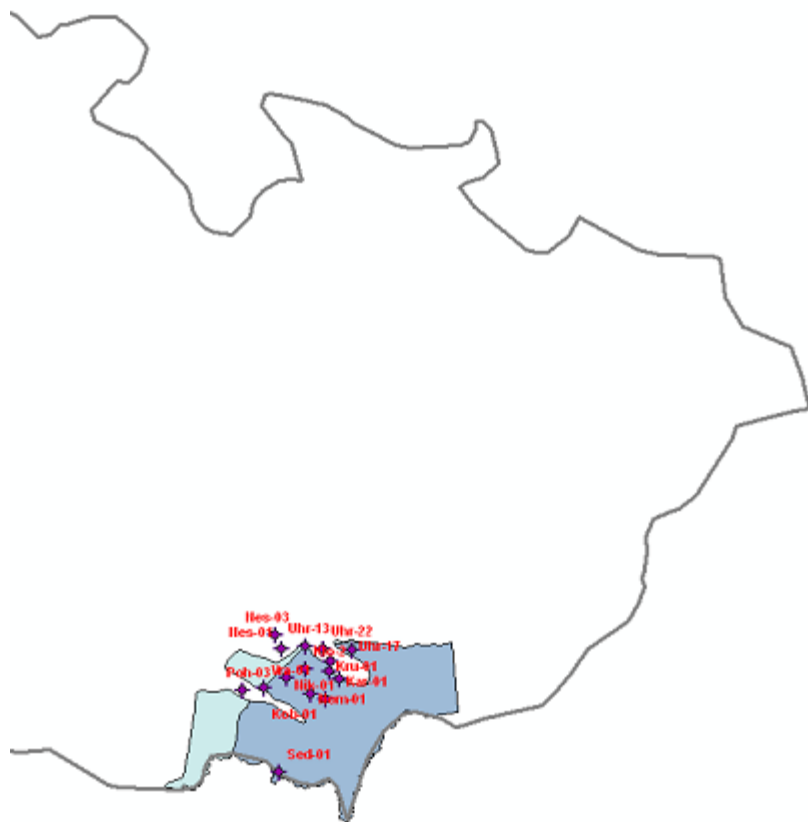
Indicie – šedočerné prachovce a jílovce v podloží a nadloží netěžených slojí

Hloubka – do 500-3 000 m

Mocnost 300 m (*výborná*)

Rizika – blízkost zatopených černouhelných dolů, stará důlní díla.

Svrchně jurské mikulovské slínovce



Autochtonní jura jv. svahů Českého masívu v karbonátovém (světle modrá) a slínovcovém vývoji (středně modrá plocha) (Adámek 2008) s lokalizací hlavních strukturních vrtů hlubokých 2 000-5 000 m.

Organický uhlík TOC = 1,5-2,4 % (*nízký-dobry*)

Tepelná zralost, odraznost vitrinitu $R_o = 0,8-1,3$ % (*nízká-dobrá*)

Tektonika - subhorizontální uložení, nízká deformace (*vyhovující*)

Prozkoumanost – *vysoká*, chybí moderní analýzy plynodajnosti

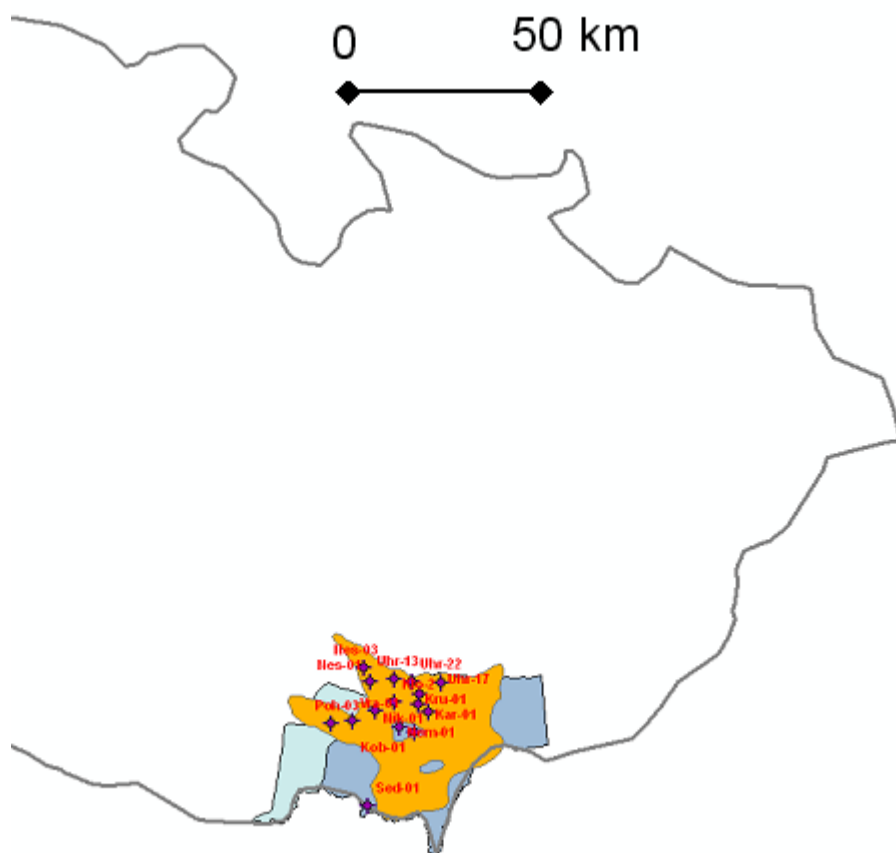
Indicie – hlavní zdrojová hornina ropy a plynu v celé oblasti

Hloubka – 2 000-4 800 (8 000?) m

Mocnost 400-2 000 m

Rizika – nutné vyřešit bezkonfliktnost s těžbou ropy a plynu (konvenční ložiska uhlovodíků) a budováním nových zásobníků plynu (RWE, MND a.s.).

Autochtonní paleogén jv. svahů Českého masívu



Autochtonní paleogén jv. svahů Českého masívu v nadloží jury (Eliáš 1991) s lokalizací hlavních strukturních vrtů hlubokých 2 000-5 000 m.

Organický uhlík TOC = 1,2-8 % (*dobrý-výborný*)

Tepelná zralost, odraznost vitrinitu $R_o = 0,40-0,85$ % (*nízká*)

Tektonika - subhorizontální uložení, nízká deformace (*vyhovující*)

Prozkoumanost – *vysoká*, existuje jen omezený počet údajů o obsahu organické hmoty a tepelné zralosti

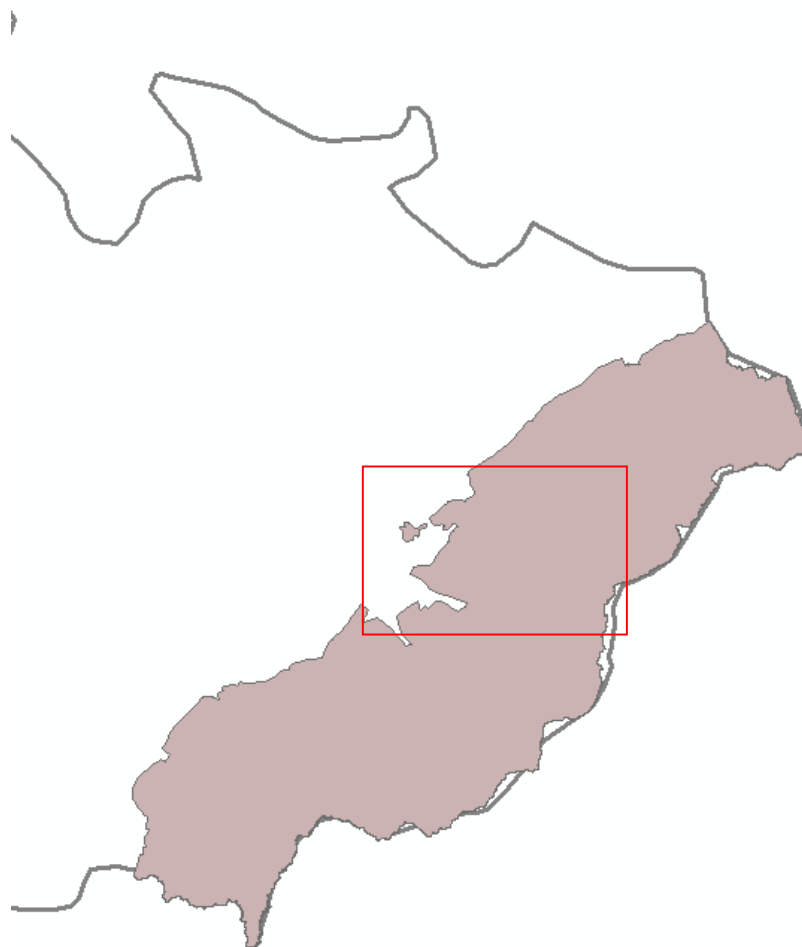
Indicie – hořlavý plyn v nepropustných vrstvách

Hloubka – 1 500–4 200 (6 000?) m

Mocnost - 50-1 800 m

Rizika – *nízká tepelná zralost*, *přítomnost nízkokapacitních ložisek (Karlín) je naopak pozitivní indicií*

Menilitové vrstvy vnějšího flyšového pásma Karpat



Pravděpodobné rozšíření menilitového souvrství ve spodní části příkrovů flyšového pásma Karpat (Cháb et al. 2007). Červený rámeček vyznačuje přibližnou polohu požadovaného průzkumného území fy. Cuadrilla.

Organický uhlík TOC = 2-6 % (*dobrý-výborný*)

Tepelná zralost, odraznost vitrinitu $R_o = 0,4-2,1$ % (*nízká-dobrá*)

Tektonika – příkrovy, tektonické šupiny (*omezující*), velká část příkrovů má subhorizontální uložení s nízkou deformací (*vyhovující*)

Prozkoumanost – *střední - vysoká*, chybí detailní strukturní analýza napětového pole a rozložení tepelné zralosti v dílčích šupinách

Indicie – projevy hořlavého plynu

Hloubka - 500–8 000 m

Mocnost - 20-100 m

Rizika – četná sesuvná území, omezená síť pozemních komunikací pro přesun a pohyb těžké techniky (vrtní soupravy, cisterny aj.).

5. Odhad potenciálních zásob NZPB (Shale Gas Assessment)

A. Metodika odhadu světových prognózních zdrojů (dle U.S. Energy Information Administration)

<http://www.eia.doe.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

Parametry důležité pro odhad prognózních zdrojů:

- a/ stanovení předběžné geologické a ložiskové charakteristiky plynodajných pánví a jejich litostratigrafických vrstev (prostředí vzniku = mořské/sladkovodní, hloubka, struktura a tektonika, intervaly mocnosti plynodajných jílovců/břidlic, TOC, termální vývoj),
- b/ výpočet plochy hlavních vrstev plynodajných jílovců/břidlic,
- c/ definice perspektivní oblasti pro každou formaci (prostředí vzniku, mineralogie, hloubka, TOC, termální vývoj, geografická pozice),
- d/ stanovení rizikového faktoru GIP (Gas In-Place) – volný plyn in situ (tlak, teplota, poróznost, mocnost organicky bohatého jílovce) v kombinaci s PVT ložiskovým výpočtem, adsorbovaný plyn in situ, stanovení faktorů úspěšnosti/rizika (faktor pravděpodobnosti úspěchu, faktor úspěšnosti/rizika perspektivní oblasti),
- e/ stanovení technicky vytěžitelných zásob (příznivá vytěžitelnost plynu, průměrná vytěžitelnost plynu, málo příznivá vytěžitelnost plynu) s ohledem na použitou technologii (horizontální vrty, hydraulické štěpení, intenzifikace vrtů) a její úspěšnosti s přihlédnutím k mineralogickému složení (obsah křemene, karbonátů, jílové složky) a geologické stavbě.

Odhady prognózních zdrojů se realizují ve třech stupních:

1. Koncentrace plynu in situ (Gas In-Place Concentration) uvedená v Bcf (mld. ft³) na čtvereční míli (mi²).
2. Rizikový plyn in situ (Risked Gas In-Place) uvedený v Tcf (bilionech ft³, = 27 mrd m³) pro každou významnější formaci břidličného plynu.
3. Vytěžitelný rizikový plyn (Risked Recoverable Gas) uvedený v Tcf (bilionech ft³) pro každou významnější formaci břidličného plynu.

Plyn in situ

Počítá se jako součet volného plynu v plynonosné hornině (Free Gas In-Place), v jejích pórech a puklinách a adsorbovaného plynu (Adsorbed Gas In-Place) vázaného na organické a jílové částice plynonosné horniny.

Výpočet volného plynu (GIP, Bcf/acre = mld. ft³/akr, převoditelné na mld. ft³/mi²)

$$GIP = \frac{43,560 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g}$$

$$B_g = 0,02829 \cdot Z \cdot T / P$$

A = plocha formace plynonosných jílovců-břidlice v akrech (1 mi² = 640 acres, 1 acre = 43 560 ft²)

- h = čistá mocnost formace plynonosných jílovců/břidlic s minimálním obsahem organického materiálu 2 hm. % (feet – stopy, 1 foot = 0,304804 m)
- ϕ = poróznost (%)
- S_w = část prostorů pórů horniny vyplněná vodou (bezrozměrné číslo)
- P = tlak v psi (Pound per Square Inch – libra na čtvereční palec), pánvím s normálním ložiskovým tlakem plynu je přiřazen gradient 0,4333 psi/ft (ft=stopa), pánvím s vykázaným přetlakem je přiřazen gradient 0,5 – 0,6 psi/ft, pánvím s vykázaným nedostatečným tlakem je přiřazen gradient 0,5 – 0,6 psi/ft
- T = teplota v Rankinových v stupních °Ra (0° Ra = 0° K, ale škála Ra je shodná se škálou Fahrenheita, kdežto Kelvinova se shoduje se škálou Celsia)
- B_g = objemový faktor plynu = ft³ určeného množství plynu v rezervoáru / ft³ téhož množství na povrchu (bezrozměrné číslo)
- z = faktor kompresní odchylky plynu od jeho ideální stlačitelnosti za daných teploty, tlaku a objemu (bezrozměrné číslo)

Výpočet adsorbovaného plynu G_c (ft³ plynu / s.t. čistého jílovce-břidlice)

Opírá se o stanovení Langmuirových izoterm (Langmuirova izoterma neboli Langmuirova rovnice neboli Langmuirova adsorpční rovnice je vztah, který kvantitativně popisuje rovnováhu při adsorpci molekul na povrch tuhého adsorbentu při izotermických podmínkách. Jde o matematické vyjádření závislosti množství adsorbované látky na jejím parciálním tlaku resp. koncentraci – viz http://sk.wikipedia.org/wiki/Langmuirova_izoterma) pro zkoumanou oblast. Adsorbovaný plyn in situ se počítá podle:

$$G_c = (V_L \cdot P) / (P_L + P)$$

V_L = Langmuirův objem určený z celkového obsahu organických látek v břidlici a z tzv. teplotní zralosti dané odrazností organické hmoty (reflektance neboli odraznost vitrinitu R_o), je funkcí množství organických látek v břidlici a jejího prohrátí (termální zralosti)

P_L = Langmuirův tlak určený z celkového obsahu organických látek v břidlici a z tzv. teplotní zralosti dané odrazností organické hmoty (odraznost vitrinitu R_o), je funkcí ochoty adsorbovaného plynu na organických složkách v břidličné základní hmotě se z břidlice uvolnit při poklesu tlaku

P = původní tlak v ložisku

G_c je třeba převést pomocí specifické hmotnosti jílovců/břidlic (typicky v rozmezí 2,65 – 2,8 t/m³) na ft³ plynu / mi² a poté sečíst s množstvím volného plynu (GIP). Tento součet se vynásobí násobkem dvou činitelů - pravděpodobnosti úspěšnosti pole (Play Success Probability Factor), pravděpodobností úspěchu prognózní oblasti (Prospective Area Success (Risk) Factor). Výsledný součin je rizikový plyn in situ (Risked Gas In-Place).

Rizikový plyn in situ po vynásobení odhadovanou vytěžitelností zdroje poskytuje hodnotu vytěžitelného rizikového plynu (Risked Recoverable Gas).

Pravděpodobnost úspěšnosti pole (Play Success Probability Factor) vyjadřuje pravděpodobnost, že alespoň některá významná část břidličné formace poskytne plyn v těžitelném množství.

Pravděpodobnost úspěchu prognózní oblasti (Prospective Area Success (Risk) Factor) vyjadřuje zastoupení částí oblasti s nepříznivými podmínkami pro výskyt plynu (hluboké zlomy, přesmyky,

nízké R_0 , nízký obsah organických látek zejména na křídlech formace), ale také málo potřebných údajů.

Odhadovaná vytěžitelnost zdroje (Gas Recovery) je stanovována podle toho, zda jílovcová/břidličná pánev a formace mají nízký obsah jílu, nízce až středně komplikovanou geologickou stavbu a příznivé ložiskové vlastnosti (přetlak v jílovcové/břidličné formaci, vysoký obsah plynu v pórech) – na 30 %, v případě průměrných hodnot výše uvedených veličin – na 25 %, při středním až vysokém obsahu jílu, střední až vysoké složitosti geologické stavby a podprůměrných vlastností ložiska – na 20 %.

Pokud pánve a formace mají vysoké obsahy jílu (např. jílovce/břidlice ze sladkovodních sedimentačních prostorů) nebo velkou složitost geologické stavby (přesmyky, silná tektonika), jsou kategorizovány jako neperspektivní a vyloučeny z odhadů množství břidličného plynu. Je ale zřejmé, že následné, intenzivnější a na menší ploše (spíše než regionálně) vedené odhady mohou identifikovat příznivější oblasti pánví, takže části pánve, o kterých se v současnosti soudí, že jsou neperspektivní, budou moci být vyhodnoceny jako potenciální zdroje břidličného plynu. Podobně pokrok ve vrtné technice a hydraulickém štěpení může umožnit více břidličným formacím s velmi vysokým obsahem jílu efektivní stimulaci, a zařadit je tak mezi perspektivní oblasti NZPB.

B. Další nekonvenční typy zemního plynu v České republice

CBM - CMM

V České republice se využívá již dlouhá léta metan z uhelných dolů (CMM) a to v české části hornoslezské pánve. V některých případech se diskutuje, zda se nejedná o plyn spojený s tvorbou ropy a zemního plynu jv. svahů Českého masívu a karpatské předhlubně. Nekonvenční CBM, resp. jeho získávání v české části hornoslezské pánve, bylo v letech 2000 – 2002 předmětem výzkumu, který ale nenašel cestu efektivního rozpukání (štěpení) uhelných slojí, které by udrželo získané pukliny otevřené a propustné pro plyn tak, aby bylo možné tento plyn těžit <http://www.cbubs.cz/docs/projekty/zprava009.pdf>.

Těžba metanu z uhelných dolů (CMM) v České republice

(Zdroj: ČGS-Geofond)

rok		2006	2007	2008	2009	2010
těžba CMM	mil. m ³	51,6	56,2	51,1	61	59,9
těžba zemního plynu celkem	mil. m ³	143,5	148,2	167,2	179	200,8
podíl těžby CMM na celkové těžbě	%	36,0	37,9	30,6	34,1	29,8

Struktura bilančních zásob zemního plynu v České republice (Zdroj: ČGS-Geofond)

	l o ž i s k a					
	těžená		Netěžená		těžená + netěžená	
	mil. m ³	%	mil. m ³	%	mil. m ³	%
CMM	1 568	34,3	2 163	92,2	3 731	53,9
celkem	4 575	100,0	2 346	100,0	6 921	100,0

6. Horizontální vrty a technologie hydraulického štěpení

Technologie hydraulického štěpení jsou používány v posledních několika desetiletích (cca 50 let), i když horizontální vrtání se používá i při tradiční (konvenční) těžbě ropy a plynu již po desetiletí (od 30. let) v různých hloubkách při těžbě na kontinentu i na moři (offshore-šelfová ložiska). Hydraulické štěpení samostatně se používá a používalo v ložiskovém inženýrství při intenzifikacích vrtů po nebo v průběhu těžby, např. při uskladňování plynu v podzemních zásobnících pro zlepšení parametrů vtláčecích vrtů, omezeně při těžbě uranu nebo při degazaci (těžba z již uzavřených hlubinných dolů). Obě technologiety souvisí převážně s těžbou uhlovodíků.

Proč je používáno horizontální vrtání a ne tradiční vertikální vrt, i když každý odborník v naftové geologii bude namítat, že vertikální vrt fakticky neexistuje při tak častých úklonech a úhybech při vrtání a křivce vrtu mnohdy připomínající spíše spirálu?

Pukliny (fractures) v břidlicích jsou vertikální, takže pravděpodobnost, že vrt protne tyto pukliny, po nichž může proudit plyn (popř. i ropa) a dá se touto cestou těžít, je velmi nízká. Pro zvýšení pravděpodobnosti je potřeba protnout tyto pukliny - laicky řečeno provrtat je horizontálním vrtem, tj. kolmo k dominantnímu směru puklin v těchto horninách – tento směr získáme např. pomocí mapování puklin v terénu a strukturně geologickým měřením na výchozech či umělých odkryvech nebo použitím geofyzikálního průzkumu (např. seismického, který nám poskytne základní údaje o tektonice, zlomech nebo mikroseismické puklinatosti). Modelováním pak můžeme získat parametry, které nám slouží jako vstup pro návrh (design) hydraulického štěpení.

Dalším krokem je zvýšení počtu puklin, které povedou plyn horninou a zvýší tím produktivitu vrtu. To znamená použít hydraulické štěpení (hydrofracing, nebo zkráceně frac). Tato metoda používá velký objem vody s potřebnými chemikáliemi, stabilizátory a gely, vtláčenými pod velkým tlakem do okolní horniny a její části, tedy do předem určeného horizontu s cílem vyvolat vznik sekundárních puklin, umožňujících větší komunikaci v hornině při otevřených puklinách. Pro udržení „otevřenosti“ puklin je pumpován do vrtu do místa štěpení písek a další propanty, které umožní proudění plynu přes tato zrna písku, vyplňující prostor pukliny i při postupném poklesu tlaku.

- **Video znázorňující proces horizontálního vrtání a hydraulického štěpení v průběhu těžby plynu v nekonvenčních ložiscích zemního plynu z břidlic NZPB (Shale Gas):**

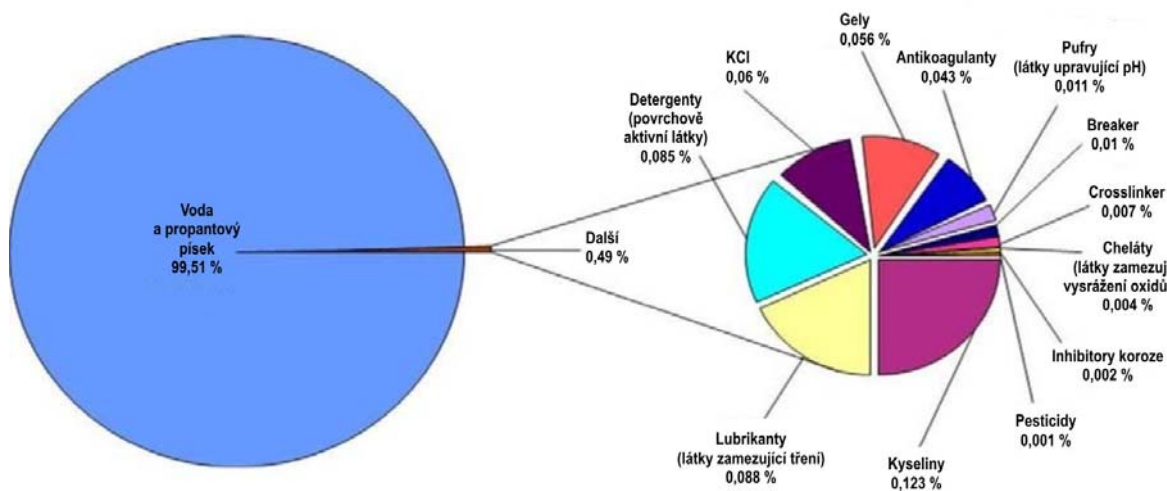
<http://www.youtube.com/watch?v=nvnnBcxhzNA&feature=related>

Schéma hydraulického štěpení je uvedeno na Přílohách 2 a 3.

Pro představu : při průzkumu na NZPB v oblasti zhruba 1 mi² (1 míle = 1,609344 kilometru) je třeba průměrně odvrtat 16 vertikálních vrtů, každý umístěný na speciální vrtné základně (drilling pad). Alternativně se provádí 6-8 horizontální vrtů (často spíše více), které jsou všechny vrtány z jedné vrtné základny, což umožňuje redukci počtu těchto základen, četnost dopravy, náklady na jejich budování atd. Těmto vrtům předchází odvrtání testovacího vrtu včetně testu hydraulického štěpení na jednu vrstvu - úsek (stage) pro nastavení parametrů štěpení (objem vtláčené vody a chemikálií), ověření tlaků, hloubek atd. Testy jsou také obvykle zahájeny testem cementace, zapažení vrtu a jeho konstrukce. Lokalizace základen = vrtů vyžaduje rovněž dobrou znalost geologie, tektoniky – obvykle na základě 2D, lépe však 3D seismického měření, která předchází konečné lokalizaci vrtu a jeho následnému vrtání.

V průběhu vrtání jsou používány vrtné kapaliny = výplach o určitém chemickém složení a hustotě (dle charakteru hornin - fyzikálních vlastnostech horninového prostředí, tlaku, hloubky, teploty a vrtného zařízení atd.) a s obsahem dalších chemikálií potřebných v procesu hydraulického štěpení (např. propantového písku, gelů a lubrikantů) k chlazení vrtné hlavičky nebo ke kontrole tlaku ve vrtu. Po odčerpání z vrtu jsou tyto kapaliny skladovány v nádržích s ohledem na životní prostředí a za dodržování všech náležitostí o následné recyklaci, důsledného utěsnění a případnému zamezení průsaků. Celý cyklus hydraulického štěpení je průběžně monitorován a vyhodnocován přímo na místě vrtu (vrtů).

▪ *Volumetrické složení kapalin v procesu hydraulického štěpení*



(na základě dat z hydraulického štěpení v Fayetteville Shale, 2008, Modern Shale Gas : A Primer, April 2009)

Vrtání a hydraulické štěpení horizontálního vrtu na NZPB obvykle vyžaduje 8 -16 milionů l vody. Objem použité vody se může měnit vrt od vrtu. Tato voda pochází většinou z přírodních nádrží, řek, jezer, ale může být také používána podzemní voda, voda ze studen, recyklovaná voda z jiného průmyslového použití. Záleží především na dostupnosti vodního zdroje (cílem je snížení nákladů na dopravu velkého množství vody cisternami) a zachování životního prostředí a ochrany vodních zdrojů.

Voda po hydraulickém štěpení s použitým chemikáliemi, propantovým pískem případně dalšími vrtnými substancemi je odčerpávána do přilehlých utěsněných odkališť, odkud je postupně odvážena k recyklaci v čističkách vody. Potenciálně je také možné zatlačení použitých vrtných kapalin do podzemí v místech, kde to umožňují geologické (porózní a propustné horniny o dostatečné mocnosti = nejméně 300 m) a hydrogeologické podmínky a za předpokladu dodržení patřičných podmínek ochrany životního prostředí a ochranných pásem vodních zdrojů. Na některých ložiscích ve Spojených státech byl dokonce postaven vodovod, dopravující použitou vodu na místo vtlačení (např. město Fort Worth v Texasu) na vzdálenosti několika desítek kilometrů od místa vrtání a hydraulického štěpení.

V průběhu hydraulického štěpení se na povrch mohou dostat s vrtnou kapalinou také drobné úlomky hornin, představující materiál s nízkou přirozenou radioaktivitou, způsobenou především obsahy Th a U a Ra ²²⁶ Ra ²²⁸ (přirozená radioaktivita pozadí). Se zemním plynem se na povrch dostává zejména Rn ²²². Pokud by tyto kapaliny zůstaly v odkalištích delší dobu, po odpaření a sedimentaci kalů, je třeba tuto radioaktivitu průběžně monitorovat. V běžném procesu a při vrtání či těžbě jsou úrovně radioaktivity natolik nízké, že nepředstavují žádné ohrožení pro lidský život (podprahové hodnoty).

Průzkum a těžba NZPB představují v neposlední řadě rovněž určité „potenciální“ nebezpečí pro kvalitu ovzduší a mají vliv na množství emisí, které se uvolňují v procesu vrtání, při činnosti čerpadel, dehydratačních zařízení, možného hoření zemního plynu na vrtu, emise související s transportem (počet používaných cisteren a těžkých automobilů v celém procesu průzkumu a těžby). V průběhu těchto činností je tedy třeba pravidelně monitorovat stav emisí v bezprostředním okolí vrtů či ložiska.

Tento způsob těžby plynu v jílovcích (břidlicích), které ve většině případů představuje vrtání ve velkých hloubkách a tomu přiměřených tlacích a teplotách, vyžaduje značné technologické požadavky a finanční náklady, které ne vždy korespondují s dostupnými prostředky, kterými disponují národní firmy.

Problémem naopak zůstává zvládnutí horizontálního vrtání, se kterým jsou u nás doposud pouze omezené zkušenosti na konvenčních ložiscích ropy a plynu a tyto práce byly obvykle objednávány ze zahraničí. Stejně jako u nás tak i jinde v Evropě nejsou doposud zkušenosti s hydraulickým štěpením v takových hloubkách a v takovém rozsahu, což by opět vyžadovalo objednávat tyto práce u zahraničních firem a s tím i spojené více-náklady na přesun vrtných souprav a technologií (Hydraulic Fracturing Management) pro štěpení (např. z Polska nebo Německa, kam se právě přesunuly velké firmy, disponující jmenovanými technologiemi, např. Schlumberger a zejména Halliburton).

7. Environmentální rizika potenciální těžby NZPB

Základní faktory, které potenciálně ovlivňují životní prostředí (při nedodržení technologických postupů či v případě havárií) při těžbě NZPB:

- Vysoká spotřeba vody ve fázi štěpení (přeprava cisternami) a její přeprava na místo vrtů a jejich hydraulického štěpení – zvýšené emise výfukových plynů
- Ukládání vyčerpané vody s gely a propantovým pískem po hydraulickém štěpení v utěsněných odkalištích – je potřeba zajistit monitoring hermetičnosti, zamezit průsakům

- Používání výplachových a štěpících chemikálií (většina z nich je běžně používána při hloubení naftových vrtů) – nakládání s těmito materiály dle směrnic o ochraně životního prostředí
- Zvýšená zátěž na dopravní komunikace (těžkotonážní auta, četnost jejich jízd, dopad na kvalitu komunikací, emise a kvalita ovzduší – nutno monitorovat)

Pro potvrzení zásob a uvedení ložiska do produktivní těžby je potřeba odvrátit stovky vrtů a použít hydraulické štěpení, které může vyvolat za jistých podmínek (při nesplnění a nedodržení potřebných technických opatření) značné ekologické škody, které se také ostatně dostávají do popředí zájmu nejen ekologů, ale také státních a regulačních úřadů nejen ve Spojených státech, ale v poslední době i v Evropě (zejména Francie).

Těžba černého uhlí popř. uranových rud v hlubinných dolech má jistě i jiná ekologická úskalí a souvisí zejména s uskladňováním hlušiny a následnými rekultivacemi, popř. úniky metanu při a po těžbě nebo sesuvy a propady v průběhu a po těžbě. Někjaké širší zásahy do vodního hospodářství nebo znečištění podzemních zdrojů pitné vody se dá předpokládat jen v případě havárií nebo zásadního nedodržení technologických postupů. Důležité je proto průběžného monitorování dopadu těchto činností na životní prostředí.

Zcela odlišná je situace s těžbou ropy a také plynu. Jednak pracujeme s hořlavými nebo výbušnými látkami a plyny a nebezpečí plynoucí z tohoto faktu dokazují mnohé havárie ať již na pevnině nebo při těžbě na moři v kontinentálních šelfech (např. nedávná katastrofa v Mexickém zálivu či havárie v Dimocku v Pensylvánii). Těžba plynu obvykle souvisí s většími hloubkami, což znamená, že přistupuje další faktor a tím je tlak v těchto hloubkách, nezanedbatelná je jistě i teplota.

V případě ložisek v netradičních oblastech a hlavně netradičních horninových zdrojích (matečných horninách), mezi které řadíme i jílovcový (břidličný plyn = NZPB), přistupují při těžbě nákladné technologie, které jsou náročné na energii a hlavně objem používaných kapalin (vody plus používaných chemikálií).

Z dosavadních zkušeností především v USA, které jsou publikovány např. ve World Oil Journal a zkušeností z masivní desetileté těžby je zatížení životního prostředí průzkumem a těžbou NZPB nevýznamné. Vrty do kilometrových hloubek spotřebují na výplach během vrtání 4 – 8 mil. litrů vody a při následné těžbě pak 8 – 16 mil. litrů vody. Voda se recykluje. Složení výplachu i roztoků určených k hydraulickému štěpení plynonosných hornin bývá označováno jako neutrální k životnímu prostředí.

V USA byly zaznamenány některé negativní projevy v Texaské pánvi Barnett Shale, první z těžebních oblastí břidličného plynu v USA, těžené již v 90. letech, ze které v současnosti pochází 40 % těžby břidličného plynu v USA. Představu o rozsahu této obří těžební oblasti lze získat z údajů, že těžební pole má rozlohu 12 800 km², těží se pod dvouměstím Dallas-Fort Worth a dalšími 23 okresy západně a jihozápadně od dvojměstí z hloubek 760 – 2 500 m. Jenom uvnitř dvouměstí je situováno přes 1 000 těžebních vrtů.

Ukázalo se, že pokud těžební vrt není pomocí geofyziky (karotáž) dobře lokalizován, hrozí při hydraulickém rozpukání vznik kruhových tzv. „zřícených komínů“ (collapsed chimneys), které se šíří od vrtu stovky metrů daleko. V období od října 2008 do května 2009 se vyskytla série malých zemětřesení v okolí mezinárodního letiště Dallas-Fort Worth. Tamní univerzity dospěly ke kontroverznímu závěru, že sice může existovat nějaká korelace mezi nimi a hydraulickým rozpukáním hornin, ale bez žádné příčinné závislosti. Také byla s tamní veřejností diskutována

možná expozice prostředí benzenovým znečištěním, který by mohl být spojen s těžbou, ale měření benzenu prokázalo, že jeho koncentrace v ovzduší jsou pod úrovní jakéhokoliv zdravotního rizika.

V USA se připravuje legislativní opatření, které by těžbaře břidličného plynu zavázalo zveřejňovat složení roztoků užívaných k hydraulickému rozpukání hornin. Jedna ze společností těžících Barnett Shale se již v červenci 2010 dobrovolně rozhodla tato složení zveřejnit, a to pro každý ze svých vrtů. Podobná je i situace v Pensylvánii v případě zdejšího těženého ložiska břidličného plynu Marcellus (v současnosti druhé největší ložisko plynu na světě).

Studie Cornell University (R.W.Hogath, R.Santoro, A.Ingraffea: Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations, 2011) poukazuje na fakt, že stopa životního cyklu skleníkových plynů (life-cycle greenhouse gas = GHG) u tohoto typu plynu je podstatně horší než u uhlí nebo ropy. Metan jako hlavní složka zemního plynu je 25krát „účinnější“ než CO₂ na molekulu v atmosféře.

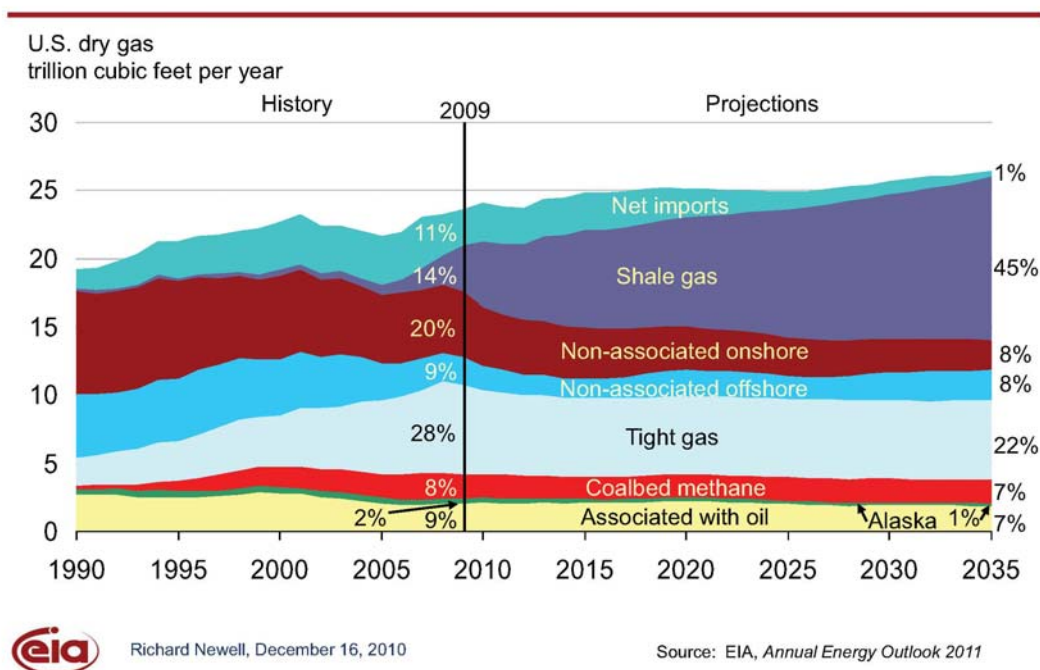
8. Těžba břidličného plynu a její ekonomika

Současný stav těžby těchto typů zemního plynu a zemního plynu celkem a výhled těžby do roku 2035 v USA:

Zdroj: U.S.Energy Information Administration
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2011).pdf)

rok	2009		2020		2035	
	mld. m ³	%	mld. m ³	%	mld. m ³	%
tight gas	187	31	162	24	165	22
shale gas	93	16	232	35	347	47
CBM	51	9	47	7	49	7
zemní plyn celkem	594	100	663	100	745	100

Břidličný plyn v USA kompenzuje obecný pokles zásob zemního plynu s cílem pokrýt vzrůstající spotřebu zemního plynu a snížit potřebu jeho importu.



Velkoobchodní cena zemního plynu v USA

Zdroj: U.S. Energy Information Administration

rok	2009	2020	2035
cena USD/1 000 m ³	2 459	3 242	3 835

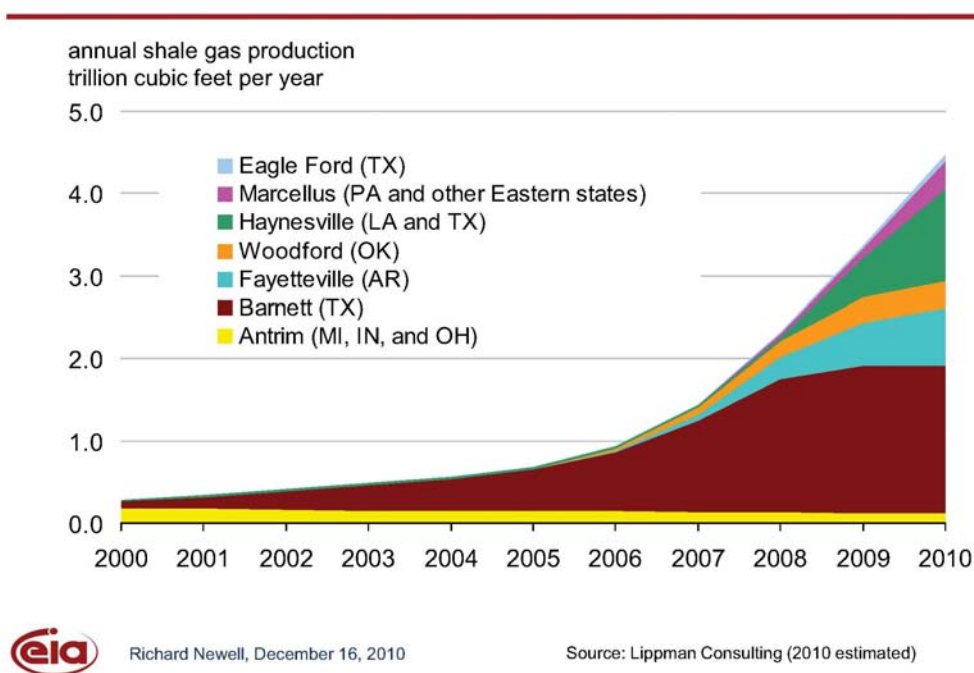
Na základě:

U.S. Energy Information Administration [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2011).pdf) a World Oil se velkoobchodní ceny zemního plynu v USA dlouhodobě snižují směrem ke 141 USD/tisíc m³ (2 800 Kč/tisíc m³) plynu a výhled s touto cenou počítá i do dalších let. Čili ziskovost těžby břidličného plynu se s tím musí a umí vyrovnat. Vypadá to, že na pokles cen zemního plynu v USA tlačí právě produkce břidličného plynu, protože celostátně v roce 2010 souhrnně celkově poklesl počet těžebních vrtů na zemní plyn o 3 280 vrtů navzdory tomu, že speciálně u břidličného plynu počet vzrostl o 7 571 vrtů.

Požizovací ceny vrtů v USA jdou do statisíců USD v jejich vertikálním průběhu, ale výrazně řádově vzrůstají na miliony při horizontálním vrtání na hydraulické rozpukání (a následnou těžbu). Je také rozdíl, zda se jedná o první vrt v daném těžebním poli nebo o vrty z dalších následujících desítek až stovek, ne-li tisícovek vrtů. Počáteční vrty hluboké 1 – 6 km stojí 15 – 20 mil. USD (300 – 400 mil. Kč), průměr pro „běžný“ vrt je v rozmezí 5 – 10 mil. USD (100 – 200 mil. Kč). Vydatnosti těžebních vrtů jsou rozdílné, ale platí, že se značně liší počáteční vydatnost po uvedení vrtu do provozu, zejména pak od jeho vydatnosti již ve druhém a dále v následujících letech.

Počáteční vydatnosti se mohou pohybovat v rozmezí od 500 tisíc m³ do 900 tisíc m³ plynu denně. Běžně se pohybují v rozmezí 2 000 m³ až několik desítek tisíc m³ plynu denně. Do deseti produkčních let poklesne vydatnost vrtu k nule, v příznivém případě na tisíce m³ plynu denně.

Těžba břidličného plynu ve Spojených státech se v průběhu poslední dekády zvýšila 14krát, zásoby tohoto plynu se zvětšily v průběhu posledních 4 let třikrát.



9. Doporučení vyplývající z uvedené studie

Výrazně expandující těžba břidličného plynu transformovala USA v posledních čtyřech letech na zcela soběstačné z pohledu těžby zemního plynu a v roce 2009 dokonce překonala v těžbě doposud největšího producenta zemního plynu – Rusko. V porovnání se situací v USA je třeba konstatovat, že v Evropě nebyly dosud ověřeny a tudíž vrtným průzkumem potvrzeny zásoby břidličného plynu, neexistuje potřebná detailní geologická studie, která je třeba pro stanovení výpočtu prognózních zásob, popř. odhad potenciálních zásob NZPB. Současně je třeba uvést, že ve srovnání s USA jsou a budou zcela odlišné náklady na vrtné práce, technologii hydraulického štěpení, environmentální monitoring, existují rozdílné platební mechanismy, struktura trhu aj. Existuje předběžný odhad (studie EUCERS, May 2011), že zásoby břidličného plynu by mohly pokrýt spotřebu zemního plynu v Evropě na dalších 60 let a tím zmenšit potřebu importu zemního plynu z tradičních zdrojů (Rusko, Norsko, Kazachstán, severní Afrika- LNG).

Pokud by se jenom část odhadů naplnila před rokem 2020, snížily by se náklady na importovaný drahý plyn ze sibiřských ložisek na poloostrově Yamal a také z ruských offshore (šelfových) ložisek jako je např. ložisko Shtokman. Evropa by tak získala kvalitní domácí zdroj zemního plynu, který by mohl být dodáván do existující sítě plynovodů bez nutnosti stavby dalších plynovodů, jako jsou např. plánované plynovody Nabucco, South Stream a v každém případě tak

zabezpečila nepřetržité dodávky zemního plynu bez ohledu na politickou situaci a umělé zvyšování cen dodavateli či transportéry zemního plynu.

Tab.2 Srovnání a rozdíly v potenciálu netradičních fosilních paliv (břidličného plynu) v USA a Evropě:

Americký břidličný plyn (Shale Gas)	Evropský břidličný plyn
▪ Převažující domácí produkce = těžba zemního plynu ▪ Mnoho efektivně pracujících hubů (středisek) ▪ Mnoho mezistátních plynovodů ▪ Mnoho integrovaných firem a hráčů na poli obchodu se zemním plynem ▪ Silný federální regulátor – federální správa ▪ Infrastruktura, servisní organizace & vrtné firmy s technikou a technologiemi k dispozici v dostatečném množství ▪ Rozsáhlé co do rozlohy vhodné geologické formace / Shale Gas Plays ▪ Pozemková práva-osobní vlastnictví ▪ Pozemky a nerostné bohatství (vč.plynu) v osobním vlastnictví ▪ Nižší stupeň osídlení ▪ Liberalizovaný trh ▪ Přístup k obchodním střediskům (huby) a plynovodům ▪ Obchodní komodita v centru zájmu	▪ Zmenšující se – limitovaná domácí těžba zemního plynu ▪ Méně středisek-uzlů ▪ Velmi málo integrovaných hráčů na poli obchodu se zemním plynem ▪ Krajina pod dohledem národních státních správ, není jedna federální EU správa = pouze doporučení a předpisy EU ▪ Vyšší pořizovací cena (náklady na těžbu a dopravu) ▪ Vrtne a těžební náklady nesrovnatelně vyšší (import techniky a technologie z USA) ▪ Vyšší hloubky odhadovaných ložisek NZPB ▪ Odlišné geologické formace - pravděpodobně bude potřeba modifikovat vrtné technologie a technologie hydraulického štěpení = větší počet testovacích vrtů ▪ Technika a technologie, která vyžaduje adaptaci a vývoj ▪ Pozemková práva ve vlastnictví státu, surovinové zdroje také ▪ Lokální komunity (města, vesnice) mohou profitovat z těžby ▪ Veřejný názor na vrtání a těžbu, referendum? ▪ Husté osídlení napříč Evropou ▪ Povrchové stopy plynu ▪ Chybějící servisní organizace – vrtání, hydraulické štěpení ▪ Liberalizovaný trh & deregulace ▪ Dlouhodobé kontrakty se stávajícími dodavateli plynu (zejména Rusko)

Je třeba poznamenat, že břidličný plyn a jeho potenciální těžba v Evropě již změnila trh se zemním plynem, aniž by byla doposud vytěžena nebo ověřena jediná molekula zemního plynu pocházející z jílovců-břidlic (EUCERS, May 2011).

Přehled současných aktivit a vrtného průzkumu, které probíhají v současné době v Evropě je uveden v Příloze 4.

- a/ Plyn z jílovců (NZPB) představuje obecně důležitý domácí ekologicky příznivý zdroj energie.
- b/ Při dodržování technologické disciplíny lze očekávat únosné dopady na kvalitu životního prostředí.
- c/ Vzhledem k minimálním zkušenostem s průzkumem a monitoringem těžby plynu z jílovců (NZPB) v Evropě bude vysoce žádoucí realizovat výzkumný projekt za účelem stanovení: Principiální charakteristiky oblastí se zdroji břidličného plynu a to i na území ČR.

10. Závěrečná doporučení

- V současné době existují pouze omezené databáze kvality hornin pro posouzení plynového potenciálu jílovců (NZPB) v ČR - je potřeba je doplnit, případně vytvořit.
- Je nutné doplnit analýzy hornin vybraných litostratigrafických jednotek Českého masívu a Západních Karpat na území ČR v souvislosti s potenciálními NZPB.
- Je nutné provést ucelený soubor terénního měření napětového pole a tektonické porušenosti vybraných oblastí.
- Formou integrovaného modelu sedimentárních pánví je potřebné spojit laboratorní, terénní, vrtné a seismické údaje a vypočítat plynový potenciál zájmových území.
- Je třeba zvážit nutnost geologického dozoru (v rámci výkonu státní geologické služby) a to odpovědnými pracovníky ČGS při vykonávání aktivit, souvisejících s průzkumem na NZPB na území ČR - ať již domácími nebo zahraničními subjekty.

Brno, 15.6.2011

Literatura:

AAPG Explorer, March 2008.

AAPG Explorer, July 2008.

J. Adámek (2008): The Jurassic floor of the Bohemian Massif in Moravia – geology and paleogeography. *Bulletin of Geosciences*, 80, 4, 291-305.

Čech S., Clupáč I., Dudek A., Eliáš M., et al. (1994): Regional geological subdivision of the Bohemian Massif on the territory of the Czech republic. *Journal of the Czech Geological Society*, 39/1, 127-144.

J. Dvořák (1989): Anchimetamorfóza ve variském tektogenu střední Evropy - její vztah k tektogenezi. *Věstník ÚÚG*, 64, 1, 17-30.

V.Dvořáková: Nekonenční ložiska plynu v černých břidlicích, *Týdeník Ekonom*, číslo 31, v týdnu od 6.-12.8.2010, příspěvek do článku M.Lázňovského.

Engelder, T., 2009: Marcellus 2008 Report card on the breakout year for gas production in the Appalachian Basin. *Fort Worth Basin Oil & Gas Magazine*, August 2009.

Engelder T., and Lash, G.G., 2008, Marcellus shale play's vast resource potential creating stir in Appalachia: *American Oil and Gas Reporter*, v. 51, n. 6, p. 76-87.

Engelder, T., Lash, G.G., and Uzategui, R., 2009, Joint sets that enhance production from Middle and Upper Devonian gas shales of the Appalachian Basin: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* v. 93, p. 857-889.

M. Eliáš (1991): Mapa autochtonního paleogénu v karpatské předhlubni na Moravě. In: M. Suk, D. Ďurica, V. Obstová, E. Staňková (eds.), *Hluboké vrty v Čechách a na Moravě*.

Franců E., Franců J., Kalvoda J., Poelchau H.S., Otava J. (2002) Burial and uplift history of the Palaeozoic Flysch in the Variscan foreland basin (SE Bohemian Massif, Czech Republic) In: Bertotti G., Schulmann K., Cloetingh S., eds.: *Continental collision and the tectono-sedimentary evolution of forelands*. European Geophysical Society - Stephan Mueller Special Publication Series, Vol. 1, 259-278.

J.H. Frantz, V. Jochen (2005): "When Your Gas Reservoir is Unconventional, So is Our Solution – Shale gas", Schlumberger, October 2005.

H. Gruenspecht: Shale Gas and the U.S. Energy Outlook – Recent Developments. U.S. Energy Information Administration. December 2010.

R.W.Hogath, R.Santoro, A.Ingraffea: Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations, April 2011.

J. Cháb, Z. Stránil, M. Eliáš (eds) (2007): *Geologická mapa České republiky 1:500 000*. Česká geologická služba.

Chlupáč I., Brzobohatý R., Kovanda J., Stráník Z. (2002): Geologická minulost České republiky. Akademia, Praha.

Amy Myers Jaffe(2010): Shale Gas Will Rock the World, Wall Street Journal, May 10, 2010.

John Kennedy: Advances In Unconventional Gas - Solutions to meet growing gas demand worldwide. Halliburton, Hart Energy Publishing. January 2007.

Kukal Z. (1985): Vývoj sedimentů Českého masivu.- Knihovna Ústředního ústavu geologického, svazek 61°. Ústřední ústav geologický, Praha.

M. Kuhn, F. Umbach: EUCERS Strategy paper - Strategic perspectives of unconventional gas: A game changer with implications for the EU's energy security, Kings College London, Volume 01, Number 01, 01 May 2011.

V.A. Kuuskraa, S. H. Stevens: Worldwide gas shales and unconventional gas: A status report, Advanced Resources Intl., Inc., Arlington, VA, USA, December 2009.

Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer
Ground Water Protection Council, Oklahoma City, Oklahoma, Prepared for U.S. Department of Energy, August 2009.

R. Newell: Annual Energy Outlook 2011 - Reference Case. U.S. Energy Information Administration. December 2010.

J. Pešek, V. Holub, J. Jaroš, L. Malý, K. Martínek, V. Prouza, J. Spudil, R. Tásler (2001): Geologie a ložiska svrchnolpaleozoických limnických pánví České republiky. ČGÚ, Praha, 243 s.

Suk M. et al. (1984): Geological history of the territory of the Czech Socialist Republic. – Ústřední ústav geologický, Praha.

Bryan Walsh (2011): A cover story - This Rock Could Power the World. Why Shale Can Solve the Energy Crisis, April 11, 2011, pp 40-46.

Working Document of the NPC Global Oil& Gas Study. Topic Paper #29 – Unconventional Gas. July 2007.

World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information Administration (EIA). April 2011.

Seznam příloh

- Zadávací dopis č.j.32304/ENV/11 – požadavek na zpracování analýzy případných zásob nekonvenčního zemního plynu na území ČR,
Zadavatel: nám. ministra ŽP, Ivo Hlaváč
- Příloha 1:
Evropské vs. Americké NZPB, hlavní petrofyzikální charakteristika, zásoby břidličného plynu (k r. 2010)
- Příloha 2:
Způsob těžby NZPB hydraulickým štěpením
- Příloha 3:
Schéma hydraulického štěpení
- Příloha 4:
Přehled vrtných prací v Evropě – NZPB
- Příloha 5a:
Ložiska břidličného plynu v Severní Americe
- Příloha 5b:
Ložiska břidličného plynu ve Spojených státech amerických
- Příloha 6:
Souhrn Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob u 32 států
5 kontinentů
- Příloha 7a:
Přehled všech hlavních pánví (NZPB), jejich stratigrafických formací, objem Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob – sev. a jižní Amerika
- Příloha 7b:
dtto - Evropa, Afrika
- Příloha 7c:
dtto - Asie, Austrálie



Ivo Hlaváč
náměstek ministra životního prostředí
ředitel sekce technické ochrany přírody

V Praze dne 20. 4. 2011

Čj.: 32304/ENV/11

Vážený pane řediteli,

v rámci aktualizace Státní energetické koncepce a Politiky ochrany klimatu je stále častěji zvažován a diskutován i potenciál zásob tzv. nekonvenčního zemního plynu.

Diskuse se nicméně prozatím opírají spíše o nepřesné odhady, nežli o exaktní geologická data a precizní technické a technologické prognózy.

Rád bych Vás proto požádal o analýzu případných zásob nekonvenčního zemního plynu na území ČR, a to včetně identifikace podmínek, za kterých by budoucí těžba byla na území ČR vůbec proveditelná.

Analýza by měla přinést jak odhad potenciálu a vymezení lokalit pro případnou těžbu zemního plynu z břidlic či jiných neprostupných hornin, tak popis dostupných technologických inovací, které jsou ve světě pro těžbu používány.

Rád bych Vás také požádal, aby se analýza zaměřila i na otázku nákladovosti těžby, stejně jako jejího vlivu na životní prostředí (především ve vztahu ke kvalitě ovzduší, ochraně vod a množství uvolněného CO₂).

Vzhledem k aktuálnosti diskuse o nové energetické koncepci ČR prosím o vypracování analýzy v co možná nejkratším termínu.

V případě jakýchkoliv dotazů či upřesnění jsem Vám kdykoliv plně k dispozici.

Děkuji za spolupráci.

S pozdravem

Mgr. Zdeněk Venera, Ph.D.

Česká geologická služba

Klárov 3

118 21 Praha 1

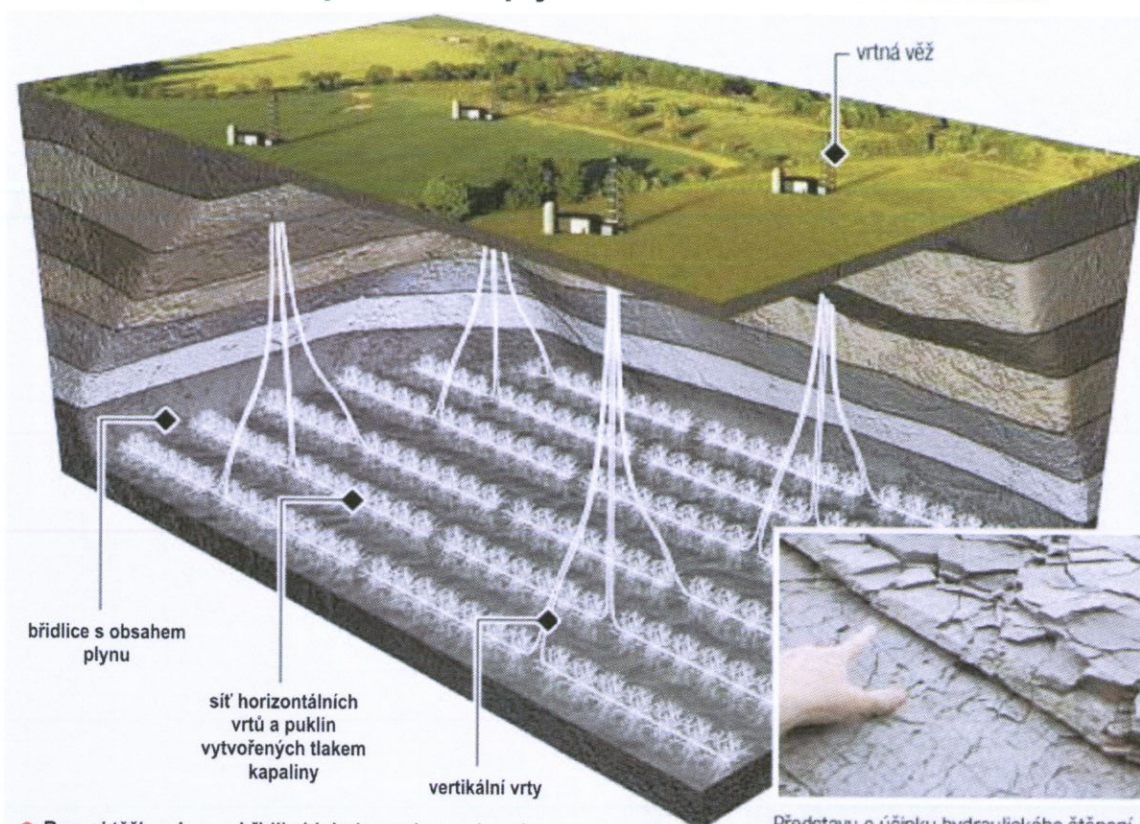
Příloha 1: Evropské vs. americké NZPB, hlavní petrofyzikální charakteristika, zásoby břidličného plynu (k r.2010)

	Rozloha (km2)	Potenciální zásoby (tcf)	Průměrná hloubka (m)	Mocnost břidlic (m)	Porozita	Permeabilita (mD)	Težba (mmcf/d)	Očekávaný Rf	GLP (tcf, předpokladaný)	Obsah organické uhlíku (TOC)	Termální stabilita (Ro)	Tlakový gradient	Perspektivní vrstva #	Počet vrtů (na akr)	EUR/ vrt (\$/MM)	Průměrná cena vrtus (\$/MM)	Plyn Breakeven (US\$/mmBtu)	Opex/ mce (mmBtu)	Další CAPEX na vrt	Licenční Daně poplatek	
Vienna Shale	900	22	4500-8000	1500	0-7%	n/a	0	4%	750	1.5-2%	0.7-1.6	n/a	n/a	60	8	\$24.5	\$10.2	0.4	\$1.0	10%	25%
Germany Shale	7.500	12,1	0-2500	20-500	n/a	n/a	0	18%	94	2-12%	0.5-1.5	n/a	n/a	247	4.8	\$13	\$8.9	0.6	\$1.2	8%	30%
Lorraine CBM	1.150	2	800-1500	20-75	n/a	n/a	0	15%	12	n/a	n/a	n/a	2-4	124	1.3	\$4.7	\$7.5	1.3	\$0.4	0%	34%
Poland Shale	23.816	66,1	2000-4000	30-300	n/a	n/a	0	17%	844	7%	10-4.0	n/a	n/a	247	4.8	\$14	\$8.49	0.5	\$1.0	5%	19%
Sweden Shale	2.010	5	100-3500	30-100	n/a	n/a	0	14%	38.8	2-25%	1.4-3.0	n/a	n/a	247	4.8	\$15	\$8.9	0.6	\$1.4	0%	28%
Turkey Shale	18.000	15	2500-3500	100-400	0.06	n/a	0	15%	151	4%	0.5-3.0	n/a	n/a	247	2.2	\$8.07	\$8.9	1.2	\$1.0	13%	20%
UK Cheshire CBM	4.820	4,1	0-4000	20-40	n/a	n/a	0	17%	24	n/a	n/a	n/a	10-24	247	0.9	\$2.05	\$5.7	1.2	\$0.7	0%	30%
UK Midland Valley CBM	1.300	2	0-2000	12-24	n/a	n/a	0	18%	11	n/a	n/a	n/a	4	247	1	\$2.05	\$5.2	1.2	\$0.7	0%	30%
Ukraine Tight Gas Barnett	35.000	31	1000-6000	300-2000	n/a	n/a	0	11%	290	3-13%	n/a	n/a	n/a	494	3.2	\$14	\$6.4	0.5	\$1.2	15%	25%
Fayetteville	8.840	21	1980-2700	30-183	4-6%	0.005	4.547	25%	238	2-7%	0.7-3.0	0.46-0.52	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Haynesville	10.350	36	450-2000	6-61	4-8%	n/a	1.700	36%	253	4.5-9.5%	1.5-4.5	0.44	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Marcellus NE	14.164	89	3200-3962	61-91	9-12%	n/a	3.600	25%	650	4%	2.2-3	0.7-0.9	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Marcellus SW	105.356	113	1500-2690	38	6-7%	n/a	385	8%	1.628	2-10%	1-2	0.4-0.7	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Marcellus SW	124.519	82	1500-2590	38	6-7%	n/a	375	34%	310	2-10%	1-3	0.4-0.7	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Zdroj: EUCERS studie (2011) - Wood Mackenzie, Deutsche Bank, CERA

n/a není k dispozici

Způsob těžby zemního plynu v nekonvenčních ložiscích

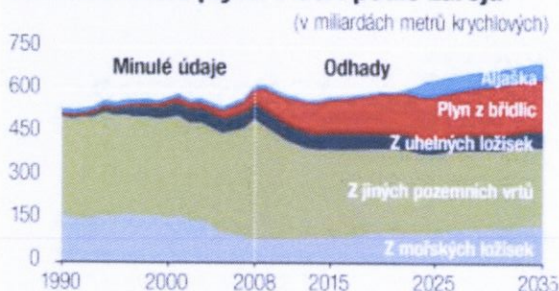


- Rozvoj těžby plynu z břidlic hluboko pod povrchem je spojen se zvládnutím dvou technologií.
- První je vytváření sítě horizontálních vrtů, které umožňují z jednoho místa pokrýt hektary plynového ložiska.
- Druhou technologií je "štěpení" břidlice pomocí vody s příměsí speciálních chemikálií, gelů a propantového písku.
- Silně natlakovaná tekutina pronikne do puklin v břidlici roztáhne je. Po odčerpání vody propantový písek drží pukliny otevřené.
- Plyn vázaný v izolovaných puklinách pak může pronikat vrtem až na povrch.

Představu o účinku hydraulického štěpení dává i pohled na zvětřování břidlice.

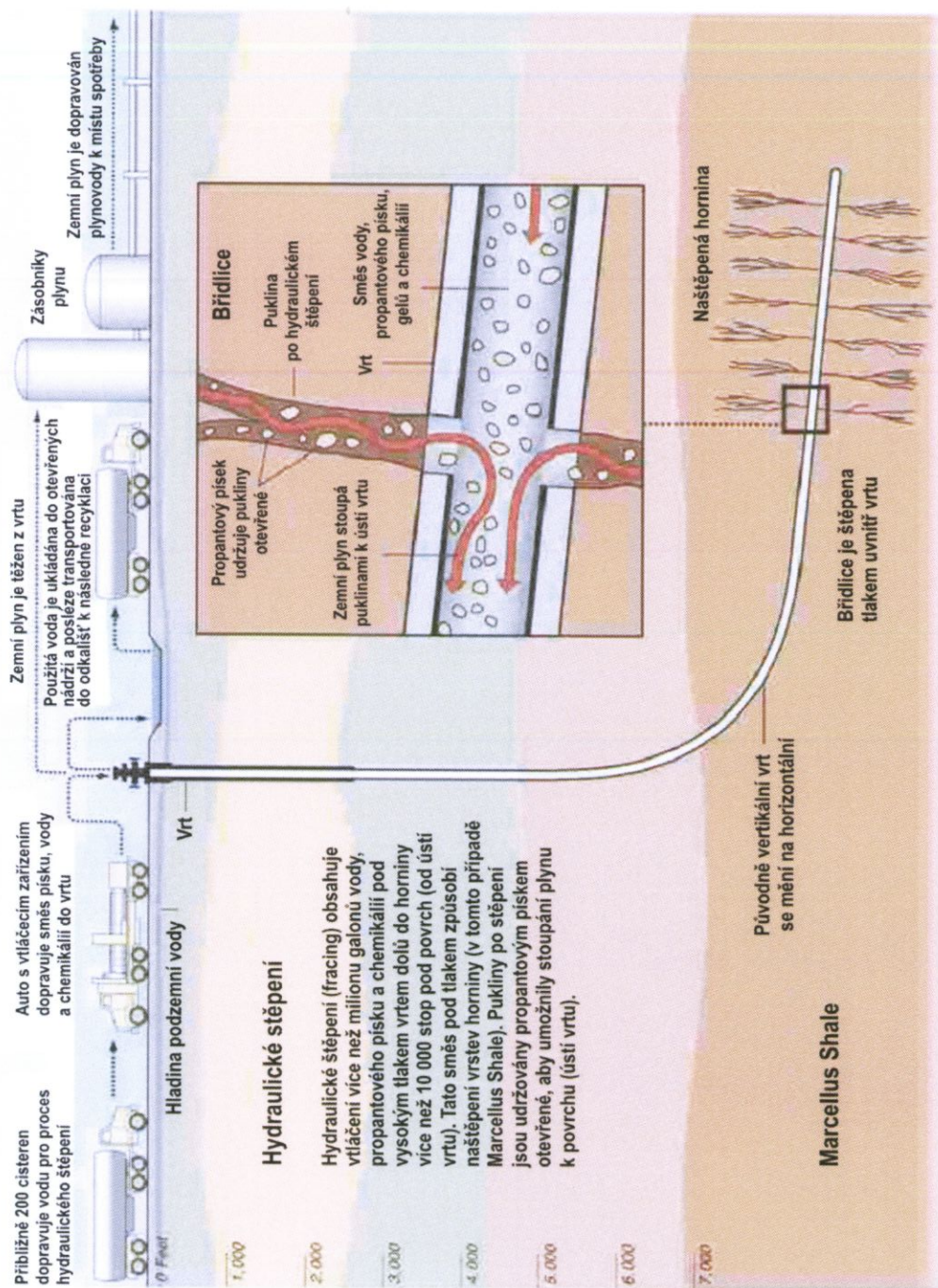


Těžba zemního plynu v USA podle zdrojů



Zdroj: Ekonom, červenec 2010

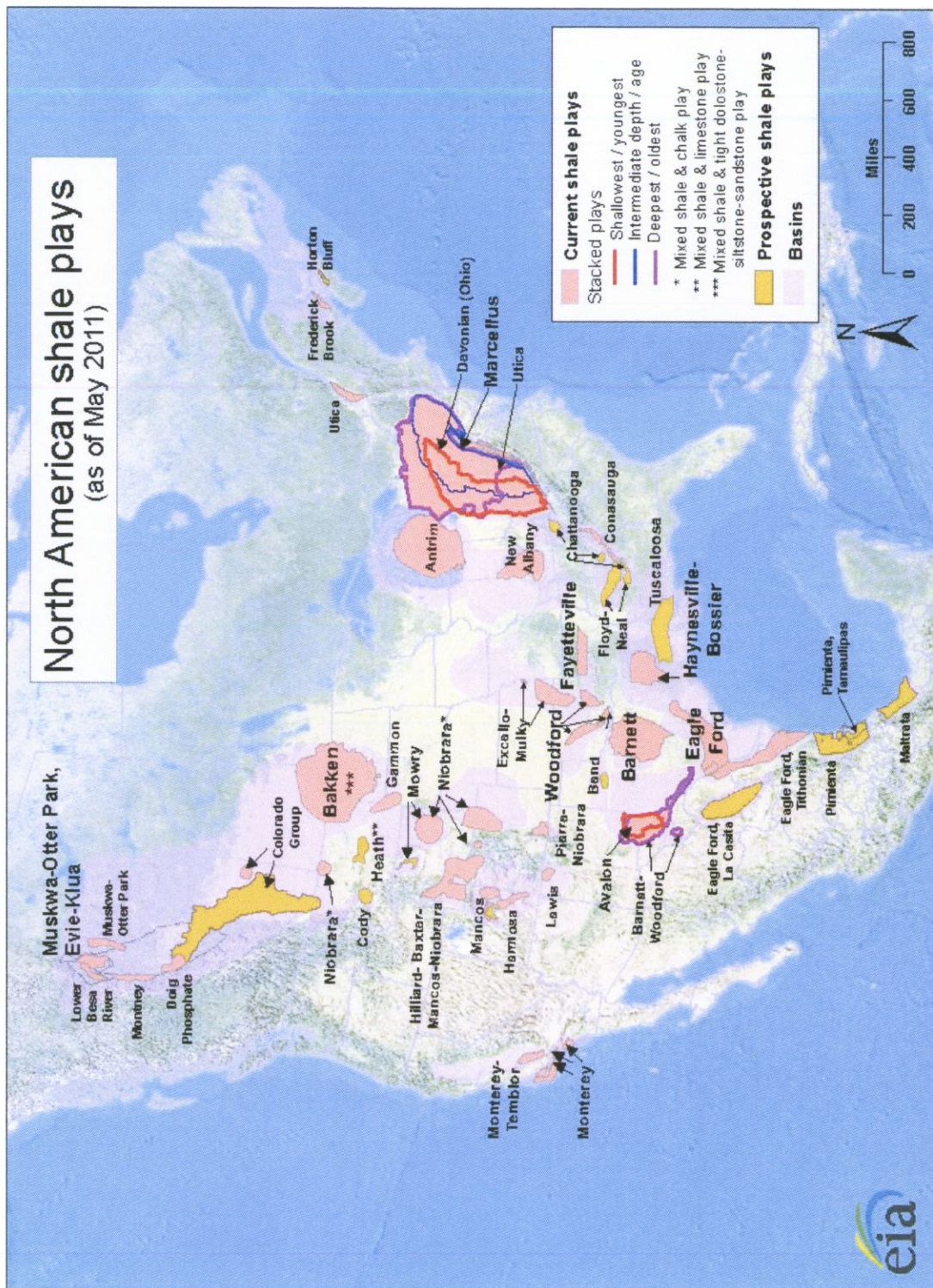
EKONOM



Příloha 3 – Schéma hydraulického štěpení

Příloha 4: Přehled vrtných prací v Evropě – NZPB (Zdroj: různé a EUCERS studie 2011)

Stát	Pánev/oblast	Firma, provádějící průzkum	Poznámka
Rakousko	Vienna basin	OMV	15 tcf plynu potenciálně identifikovaných v hlubších partiích vídeňské pánve, testovací vrty v 2010
Francie	Bresse basin Lorraine basin, Nord Pas-de-Calais, Paris basin, South East basin	Devon (DEVN), East Paris Petroleum Development, European Gas Limited (EPGAU), Mouvoil SA, Bridgeoil Ltd, Diamoco Energy, Lundin Petroleum (LUPE), Toreador Resources (TRGL), Total (FP) EurEnergy Resources	Firmy čekající na licence a oprávnění vrtat
Německo	Lower Saxony basin Bodensee Trough	ExxonMobil/Wintershall Royal Dutch Shell (through partnership in BEB with ExxonMobil) 3Legs Resources	XOM plánuje 10 vrtů na 750 tis. akrech v 2010
Maďarsko	Bekes basin, Mako trough Penezlek	MOL / Exxon / Falcon Oil (FO) Ascent Resources (AST LN)	Uskutečněny tři negativní hydraulické štěpící testy v Szolnok Formation na vrtu Foldeak-1,
Holandsko	Central Graben, Vlieland London-Brabant Massif, West Netherlands	Exxon/Shell Cuadrilla Resources	drží licenci
Polsko	Polish basin, Timan-Pechora Baltic-basin Suliran shale (shallowest 1 -2km depth)	3Legs Resources, BNK Petroleum Inc. (BKX), ConocoPhillips (COP), Aurelian Oil & Gas (AUL), Talisman (TLM), San Leon Energy (SLE), 3Legs Resources Lane Energy / Sorigenia E&P, BNK Petroleum, EurEnergy Resources, RAG, RWE Marathon Oil Corp Chevron Exxon Mobile	Průběžná data ukazují potenciál pro NZPB, první vrt odvrtný v květnu 2010, další dva horizontální vrty v červnu 2010 v Siekierki Gas field, seismický průzkum plánován na 2011 a TLM plánuje odvrtný 3 vrty jako součást licence
Švédsko	Alum shale Fennoscandian Border, Baltic Depression	Royal Dutch Shell	Vlastní licenci, 3 roky průzkumné území na projektu Skane. 3 vrty plánovány na 1.čtvrtletí 2010
Švýcarsko	Alpine Foreland basin		
Ukrajina	Dnieper-Donets	Maraton, Naftogaz Ukrainy (NAK), JKC oil & Gas (JKX), Regal Petroleum (RPT), Cadogan Petroleum (CAD), Transeuro Energy (TSU)	MRO a NAK podepsaly smlouvu začít s průzkumem v červnu 2011v Dnieper-Donětské pánvi. Další firmy projevíly zájem o průzkum v okolí pánve
Velká Británie	Kincardine basin, Scotland (CBM) in, North west England	Composite Energy / BG, Island Gas (IGAS LN), Nexen (NXY CN), greenpark Energy, Marathon, AJ Lucas, Cuadrilla Resources, EurEnergy Resources,	3000ft hloubka, v Cheshire basin (WoodMac). První CBM těžba v červnu 2009 z IGAS Doe Green site



Příloha 5a – Ložiska břidličného plynu v Severní Americe

[illegible]

Source: Energy Information Administration based on data from various published studies.
Updated: May 9, 2011

Příloha 5b - Ložiska břidličného plynu ve Spojených státech amerických (48 států USA)

Příloha 6: Souhrn Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob v Tcf (=27 miliard m³ plynu) u 32 států 5 kontinentů.

Continent	Region	Country	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable Resource (Tcf)
North America	I. Canada		1,490	388
	II. Mexico		2,366	681
	Total		3,856	1,069
South America	III. Northern South America	Columbia	78	19
		Venezuela	42	11
		Subtotal	120	30
	IV. Southern South America	Argentina	2,732	774
		Bolivia	192	48
		Brazil	906	226
		Chile	287	64
		Paraguay	249	62
		Uruguay	83	21
		Subtotal	4,449	1,195
Total		4,569	1,225	
Europe	VI. Eastern Europe	Poland	792	187
		Lithuania	17	4
		Kaliningrad	76	19
		Ukraine	197	42
		Subtotal	1,082	252
	VII. Western Europe	France	720	180
		Germany	33	8
		Netherlands	66	17
		Sweden	164	41
		Norway	333	83
		Denmark	92	23
		U.K.	97	20
	Subtotal	1,505	372	
Total		2,587	624	
Africa	VIII. Central North Africa	Algeria	812	230
		Libya	1,147	290
		Tunisia	61	18
		Morocco*	108	18
		Subtotal	2,128	557
	X. South Africa		1,834	485
Total		3,962	1,042	
Asia	XI. China		5,101	1,275
	XII. India/Pakistan	India	290	63
		Pakistan	206	51
	XIII. Turkey		64	15
Total		5,661	1,404	
Australia	XIV. Australia		1,381	396
Grand Total			22,016	5,760

* Includes Western Sahara & Mauritania

Příloha 7a: Přehled všech hlavních pánví (NZPB), jejich stratigrafických formací, objem Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob v Tcf

Continent	Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable Resource (Tcf)
North America	I. Canada	Appalachian Fold Belt	Utica	155	31
		Windsor Basin	Horton Bluff	9	2
		Horn River	Muskwa/Otter Park	378	132
			Eve/Klua	110	33
		Cordova	Muskwa/Otter Park	83	29
		Liard	Lower Besa River	125	31
		Deep Basin	Montney Shale	141	49
			Diog Phosphate	81	20
		Colorado Group	2WS & Fish Scales	408	61
	Sub-Total			1,490	388
	II. Mexico	Burgos Basin	Eagle Ford Shale	1,514	454
			Tithonian Shales	272	82
		Sabinas Basin	Eagle Ford Shale	218	44
			Tithonian La Casita	56	11
		Tampico Basin	Pimienta	215	65
		Tuxpan Platform	Tamaulipas	25	8
			Pimienta	28	8
Veracruz Basin	U. K Maltrata	38	9		
Sub-Total			2,366	681	
Total			3,856	1,069	
South America	III. Northern South America	Maracaibo Basin	La Luna	42	11
		Catatumbo Sub-Basin	La Luna	29	7
			Capacho	49	12
		Sub-Total			120
	IV. Southern South America	Neuquen Basin	Los Molles	478	167
			Vaca Muerta	687	240
		San Jorge Basin	Aguada Bandera	250	50
			Pozo D-129	180	45
		Austral-Magallanes Basin	L. Inoceramus	420	84
			Magnas Verdes	351	88
	Parana-Chaco Basin	San Alfredo	2,083	521	
	Sub-Total			4,449	1,195
	Total			4,569	1,225

Příloha 7b: Přehled všech hlavních pánví (NZPB), jejich stratigrafických formací, objem Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob v Tcf

Continent	Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable Resource (Tcf)
Europe	V. Poland	Baltic Basin	Silurian Shales	514	129
		Lublin Basin	Silurian Shales	222	44
		Podlasie Depression	Silurian Shales	56	14
		Sub-Total		792	187
	VI. Eastern Europe	Baltic Basin	Silurian Shales	93	23
		Dnieper-Donets Basin	Visean Shales	48	12
		Lublin Basin	Silurian Shales	149	30
		Sub-Total		290	65
	VII. Western Europe	North Sea-German Basin	Posidonia Shale	26	7
			Namurian Shale	64	16
			Wealden Shale	9	2
		Paris Basin	Permo-Carboniferous Shale	303	76
		Scandinavia Region	Alum Shale	589	147
		South-East French Basin	Terres Niores	112	28
			Liassic Shale	305	76
		N. U.K. Petroleum System	Bowland Shale	95	19
		S. U.K. Petroleum System	Liassic Shale	2	1
		Sub-Total		1,505	372
	Total			2,587	624
Africa	VIII. Central North Africa	Ghadames Basin	Tannezuft Formation	520	156
			Frasnian Formation	251	75
		Sirt Basin	Sirt-Rachmat Formation	647	162
			Etel Formation	443	111
	Sub-Total		1,861	504	
	IX. Morocco	Tindouf Basin	Silurian Shales	251	50
		Tadla Basin	Silurian Shales	16	3
		Sub-Total		267	53
	X. South Africa	Karoo Basin	Prince Albert	453	91
			Whitehill	995	298
			Collingham	386	96
	Sub-Total		1,834	485	
	Total			3,962	1,042

Příloha 7c: Přehled všech hlavních pánví (NZPB), jejich stratigrafických formací, objem Gas-In-Place a objem technicky vytěžitelných zásob v Tcf

Continent	Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable Resource (Tcf)
Asia	XI. China	Sichuan Basin	Longmaxi	1,373	343
			Qiongzhusi	1,394	349
		Tarim Basin	O1/O2/O3 Shales	897	224
			Cambrian Shales	1,437	359
		Sub-Total			5,101
	XII. India/Pakistan	Cambay Basin	Cambay Shale	78	20
		Damodar Valley Basin	Barren Measure	33	7
		Krishna-Godavari Basin	Kommugudem Shale	136	27
		Cauvery Basin	Andimadam Formation	43	9
		Southern Indus Basin	Sembar Formation	80	20
			Ranikot Formation	126	31
		Sub-Total			496
	XIII. Turkey	Thrace Basin	Hamitabat	14	4
			Mezardere	7	2
		SE Anatolian Basin	Dudas Shale	43	9
		Sub-Total			64
	Total			5,661	1,404
Australia	XIV. Australia	Cooper Basin	Roseneath-Epsilon-Murteree	342	85
		Maryborough Basin	Goodwood/Cherwell Mudstone	77	23
		Perth Basin	Carynginia Shale	98	29
			Kockatea Fm	100	30
		Canning Basin	Goldwyer Fm	764	229
	Total			1,381	396
Grand Total				22,016	5,760