

目錄

【本期要點】	2
【煤層氣】	2
中國煤層氣之慢現狀.....	2
【頁岩氣】	14
美國 2015 年 12 月頁岩油產量料將連續 8 個月下降	14
頁岩氣開發"十二五"達標難:油價走低 環保承壓	15

【本期要點】

1. 我國是在美國之後第二批實現煤層氣商業開發的國家之一，煤層氣的發展居世界先進水準，但近年出現發展速度趨緩、對未來發展預測歧見較大的現象。為了促進煤層氣健康發展，相關學者認為，應通過深化體制改革放開礦權准入、理順煤層氣專業公司與煤礦的關係，以法規促進和保障不同類型油氣間的綜合開發利用，針對我國特點深化對煤層氣的跨部門聯合攻關，以求逐步降低開發成本。
2. 11 月 9 日資料顯示，美國 12 月頁岩油產量料將連續 8 個月下降，預計日均產量下降 11.8 萬桶至 495 萬桶，而 11 月降幅料為創紀錄的 14.5 萬桶。
3. 油價的持續下跌，讓被視為替代能源頁岩氣的發展也不可避免地受到衝擊。與此同時，關於頁岩氣開發的環保成本，也受到越來越多的重視。油價走低，環保承壓，頁岩氣“十二五”規劃的 65 億立方米的產量目標恐將無法實現。

[<<返回目錄](#)

【煤層氣】

中國煤層氣之慢現狀

(中國投資諮詢網，2015 年 11 月 10 日)

從勘探開發角度分類，天然氣可分為常規氣和非常規氣，隨著發展正逐步走向常規氣和非常規氣並舉。目前可以規模生產的非常規氣為緻密氣、頁岩氣和煤層氣。我國是在美國之後第二批實現煤層氣商業開發的國家之一，煤層氣的發展居世界先進水準，但近年出

深圳市白雲能源技術有限公司 SHENZHEN CLOUDS ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD.

深圳市福田區彩田路 3069 號星河世紀 A 座 1716 室 1716 , 17/F, Block A, Galaxy Century Building, Caitian Road, Futian, Shenzhen
Tel (86-755) 2585 1062 Fax (86-755) 2585 1062 www.clouds-energy.com

現發展速度趨緩、對未來發展預測歧見較大的現象。

近年，煤層氣的產量和利用量一直未達到預定指標，我們應慎重務實的對待“十三五”煤層氣的預定指標。煤層氣發展緩慢的首要原因是礦權管理上的問題，造成少數國家油企對礦權的壟斷和專業公司與煤炭企業的礦權重疊。由於煤層氣成本明顯偏高，企業投入趨低嚴重制約著其發展。

為了促進煤層氣健康發展，應通過深化體制改革放開礦權准入、理順煤層氣專業公司與煤礦的關係，以法規促進和保障不同類型油氣間的綜合開發利用，針對我國特點深化對煤層氣的跨部門聯合攻關，以求逐步降低開發成本。

混亂的統計資料

科學的統計資料是研究的基礎，各種主要參數統計不合理、不健全會使我們無法認識事物的本來面目，容易產生誤導。但是，這種缺陷恰恰存在於煤層氣中。

近年來多方面公佈的煤層氣產量中以 2012 年最多，易於對比，故以其為例。

2012 年，《全國油氣礦產儲量通報》記錄該年產量 10.53 億立方米。國家能源局答記者問時曾稱：2012 年地面鑽井產煤層氣 27 億立方米、利用量 20 億立方米。資料差別這麼多，秘密在於 10.53 億立方米僅指獲得國家油氣開發權的中石油、中石化、中海油三大石油公司和中國煤層氣聯合公司等“國家油企”的產量，並不包括計入“地方”名下的“其他”公司產量 14.50 億立方米。

事實上，不僅只是 2012 年，各年度不同來源的煤層氣產量資料也都存在著類似現象。這種資料的混亂狀況使許多人感到困惑，研究工作缺乏堅實的基礎。

資料混亂表現出的是礦權管理問題。按現行法規，煤層氣的勘探和開發礦權區塊歸國家一級審批管理。那麼，與各類石油天然氣一致，煤層氣儲、產量的歸口也應由代表國家

的管理機構統一進行並表現在具權威性的儲量通報中。但顯然，國家對煤層氣的管理遠達不到對一般石油天然氣的程度。

前已述及，列入全國儲產量平衡表中的產量數僅為“國家油企”的產量，僅占該年通報中全國煤層氣總值的 41.90%。這意味著列入通報中的地方名下諸多中小公司一般無合法的礦權，也無國家認可的儲量，產量亦無嚴格認證。正因為後者，使全國煤層氣產量的數值存在較大的誤差，如 2012 年上述政府公佈值比該年通報中的產量大 7.4%。

仔細分析各年通報附表未被列入儲量管理的“地方”名下各公司可以發現，他們被進一步分為兩類，一類為國家示範性煤礦瓦斯排采和利用的鐵法、阜新等，另一類是被列入“其他”名下的公司。後者 2012 年、2014 年產量分別為 14.5 億立方米、14.3 億立方米，依次占“地方”產量的 91.1%、97.5%。筆者注意到，“其他”主要指晉煤集團這樣頗具影響力的煤層氣生產者。而這兩類公司的共同點在於均無被認可的探明儲量。

由於煤礦開採區塊審批權屬部、省級政府，即所謂“二級管理”，他們礦區內的地面鑽井產氣，特別是煤礦排採煤層氣就既無經嚴格審計的產量數，也無被認可的儲量。這就無怪於全國的產量數間存在較大的誤差。更為嚴重的是，這種地面鑽井產煤層氣、煤礦排採煤層氣礦權分屬不同部門的情況為其發展帶來重大負面影響。

煤礦開採利用率低 地面井採煤層氣有較高利用率

煤層氣按來源可分為地面鑽井開採和煤礦瓦斯排採。前者多由油氣公司和/或專門的煤層氣公司實施。按上述行業報告和政府公告，2012 年和 2013 年分別占全國煤層氣產量的 20.6%和 19.2%，2014 年占 17.9%。該比例值似有縮小之勢。

地面鑽井開採的煤層氣勘探開發技術和產氣成分與一般常規氣大同小異，因而集輸利用特點也相似。大體說在開發程度較高的地區，其利用率較高，但在新開發區或邊遠井區

其利用率則較低。全球天然氣商品率大體為 85%。據中國政府網站資料 2012 年地面鑽井產氣 27 億立方米、利用量 20 億立方米，利用率為 74.1%。隨著小型/橇裝壓縮天然氣和液化氣的發展普及，天然氣的利用率可望持續提高。實踐證明，要求在“十二五”末期地面井採煤層氣利用率達 100%顯然是不現實的。

煤礦排採煤層氣的利用困難很大

對於煤礦來說，為了保障安全生產必須以相當大的排風量抽排巷道內的煤層氣，使甲烷含量降低到安全線以下。從自身運營考慮，煤層氣利用是保證採煤的“副業”。而排出氣體的甲烷含量一般較低且有相當大的不規則起伏，為其利用帶來很大困難。為促進其利用，政府已做了大量工作。一方面，答應按利用量給予補貼，對利用其發電給予上網優惠；另一方面，以科研攻克低濃度瓦斯發電設備國產化和瓦斯提濃示範化工程，為其利用創造條件。但在執行中優惠政策遇到些困難：利用量如何計量考核，對不同類型企業的補貼由哪級政府在哪項中支付都待明確。確實出現一些千方百計利用煤礦瓦斯的企業不能按時足額拿到補貼影響其運營的情況。從另一角度看，煤礦都有現成的電力供應，附近的居民也可廉價得到燃料供應，他們都缺乏另搞一套發電用電設備的積極性。即便是用其發電也難以保證上網外輸並收回成本，對此，只要看一下目前國家大力宣導的風電、太陽能發電上網的難度就可以理解了。多年的實踐已證明，提高煤礦排採煤層氣的利用率有很大難度。應該說，近年來全國煤層氣利用率降低主要是由於這部分氣難以利用造成的。

目前煤炭開採的黃金期已過，煤產量和煤價大幅度降低，多數煤礦運營困難將是持續相當長時間的新常態。此時煤礦排採煤層氣利用率將難以提高，甚至會持續走低。對此，應有清醒地認識。

鑒於地面井採煤層氣成分幾乎全為烴類氣且甲烷占 95%以上，而煤礦排採煤層氣卻混

有大量空氣，簡單地將煤礦採煤層氣量與地面井採煤層氣量相加去統計是毫無意義的文字遊戲。進一步看，目前統計所反映的利用率亦未有統一嚴格的審計標準，數值有很多問題。其產量和利用率也不過是不可靠數字計算而得的“表觀值”，很難評價其意義。從嚴格的統計學上看，他們應折算成可與一般天然氣相應的標準值才能相加而得到所謂全國煤層氣產量，才能計算其利用率。當然，也應嚴格核實其真實利用量後才能以標方計量給予補貼。至於怎樣計算天然氣的標方、統一不同的燃氣計量是個影響面較大的問題，目前尚未有統一的規定，應由有關部門統籌進行。筆者還建議不再強調煤層氣的利用率這一不夠明確的術語，而與原油、天然氣一樣強調產量的商品量和商品率。從其出發作為“源頭”去考慮供應量與消費量的平衡，這才符合市場經濟的要求。在短期內達不到上述要求時，應分別計算地面井採煤層氣和煤礦採煤層氣。在分析生產利用的現狀和尋求對策時寧可主要考慮地面井採煤層氣，而不要那些“魚目混珠”的虛假數字，以免造成歪曲和誤導。

需指出的是，國外煤層氣產量也僅統計地面井採產量，我們在與國際對比時必須注意此點。

產量難達預定目標 全球煤層氣產量增速現拐點

美國煤層氣工業起始於上世紀 70 年代後期，80 年代實現規模化生產，由 1980 年不足 1 億立方米到 1990 年產約 100 億立方米，到 90 年代才進入產量持續快速增長的階段。2007 年累計鑽井 3.65 萬口、產量達 540 億立方米，但此後新鑽井數量明顯下降，產量也出現降勢，近年穩定在 550 億~556 億立方米。

值得注意的是，2008 年以來，美國煤層氣勘探已陷入停滯狀態，以致新增儲量很少，每年產出的結果導致儲量持續大幅降低，2012 年僅為 2008 年的 65.3%，4 年間年降率達 10.1%。

這種態勢將造成深遠的影響。加拿大、澳大利亞屬於發展煤層氣“第二批次”國家，本世紀後才有規模生產和速度不等的較快上產。2009 年加拿大生產井 9900 口、產量 84 億立方米，澳大利亞生產井 5200 口、產量 40 億立方米。值得注意的是，與美國類似，在 2006、2007 年後新鑽井量也都有明顯降低。顯然，這是因為 2008 年席捲全球的金融危機造成的全球性油氣投資下降。金融危機時期，新鑽井數量低位元徘徊，其後經濟情況有所好轉，但投資多進入比較效益更好的常規氣以及緻密氣和頁岩氣，煤層氣新井投入偏低的情況沒能扭轉，主要煤層氣生產國進入發展趨緩，甚至有所降低的狀態。

中國也可列入煤層氣發展“第二批次”國家，起步較早、初期發展也不比上述國家慢，進入本世紀後發展速度卻比以上三國要慢。2005 年後才有規模產量並進入產量快速增長期。有資料顯示，2010 年地面井採煤層氣 15 億立方米、利用量 11.8 億立方米、利用率 78%，但按筆者作系統對比所使用的《全國油氣礦產儲量通報》記載，該年產量僅為 5.17 億立方米。

2012 年前後，中國地面井採煤層氣產量增速出現明顯變化：年增量由兩位數變為一位數，年增率由三位百分數銳減到兩位百分數。與之相應，全國煤層氣地面鑽井數在 2011 年後也逐年減少，2012 年前每年新鑽井 3000 口左右，2013 年減少到 1900 口，2014 年再降到 1200 多口。

2014 年下半年以來，油價大幅度降低，多數人認為進入了一個低油價期，短期內難使油氣價格有根本性變化。這必將使從事油氣上游的諸多公司進入一個緊縮開支的階段。目前，全球煤層氣的勘探開發成本均高於頁岩氣和緻密氣，也更高於常規氣。據中國石油大學煤層氣研究中心張遂安統計，我國建設 1 億立方米煤層氣產能需 4.5 億元，而常規氣約需

1 億元。在持續削減投資的壓力下，煤層氣成為首當其衝的選擇對象。因而，大致與其他國家類似，中國也將面臨煤層氣低速發展甚至相對停滯的時期。

進一步分析 2014 年全國產量構成發現：中石油產量占 34.8%、中石化占 1.0%、中聯煤與中海油合資公司占 22.9%。換言之，國家油企共占 58.7%。而被列入另冊的“地方”占 41.3%。在地方產量 14.67 億立方米中的 14.30 億立方米在通報中卻以無名氏的身份列入“其他”名下。

據透露，這個“其他”便是山西省地方國有的晉煤集團。另據報導，晉煤集團 2012 年產量占全國 62.2%；2013 年地面井采量 14.17 億立方米、利用量 9.8 億立方米，而中石油以上兩數分別為 9.2 億立方米、8.6 億立方米。顯然，尚未列入國家礦權和儲量管理的晉煤集團近年來實際上是煤層氣的最大產家。中石油佔有區塊面積最大，其中的資源量占全國區塊資源的 69.5%，晉煤集團僅占 0.4%，而以 2012 年產量計，前者占 23.7%，後者卻占 62.2%。以上這組反差巨大的數字不能不令人深思。

目前煤層氣產量的空間構成也很不均衡，只在沁水盆地南部和鄂爾多斯盆地東緣的幾個開發區實現了規模生產，產量占上述全國值的 94.6%。

2020 年產量目標恐難實現

《煤層氣開發利用“十二五”規劃》要求：2015 年產量為 300 億立方米，其中地面井采 160 億立方米、基本全部利用；煤礦排采 140 億立方米、利用率 60% 以上。如果以 2014 年產量 36 億立方米計，距 2015 年要求的 160 億立方米目標還有很大差距，難以完成已成定局。

這也證明在“十二五”計畫過半時許多專家認為此指標難以完成的預測是正確的。退一步說，即使就煤礦排採煤層氣產量和利用率而言也難完成既定目標。類似情況也出現在配

套設施建設上。如“十二五”計畫要求在鄂爾多斯盆地東緣和豫北建設 13 條煤層氣管道，總長為 2054 千米。但到今年初投產和在建的僅有 5 條。特別是開拓煤層氣新產區，“建成 36 個年抽採量 1 億立方米的規模化礦區”的要求未能實現，僅在准東、保德、延川等區有某些新建樹。

在做“十三五”計畫的研究過程中對 2020 年煤層氣產量目標也有不少設想。最早曾以調整能源結構的需求倒推產量並分配給煤層氣，要求屆時應年產 600 億立方米。而後在《能源發展戰略行動計畫》中提出 300 億立方米的指標。2015 年 2 月又發佈《煤層氣勘探開發行動計畫》，對產量的要求是力爭達到 400 億立方米，其中地面開發 200 億立方米、基本全部利用，煤礦排采 200 億立方米、利用率達 60%。這些政府有關部門和高級智庫所提出的不同方案，表現出隨時間推移而有所降低的指標。

儘管如此，僅以“地面開發 200 億立方米、基本全部利用”也是相當高的指標。它意味著在包括 2015 年在內的 6 年間產量須增加近 5.6 倍，年增率高達 33.1%。

然而，前已述及，近期內難以走出低油氣價、低投資的陰影，未來幾年的產量年增率能維持在 2012 年~2014 年 18% 左右的水準仍需付出相當大的努力。至於“全部利用”的要求對天然氣老產區很難達到，把增產的大部分希望寄于新產區開拓的煤層氣就有更大的困難。至少從“十一五”以來，幾乎總是不能完成預定的煤層氣產量指標，特別是考核的地面井采量與指標數差距相當大。這表明某些主管部門沒有認真分析中國煤層氣發展現狀，存在著僅從某種需求指標計畫要求未來產量的指導思想。

煤層氣為什麼發展緩慢 礦權問題是首要障礙

在任何國家進行合法的資源勘探、開發必先要獲得礦權，即有明確工作範圍和年限的區塊。我國地面井採煤層氣的礦權，與常規油氣一樣屬國家一級管理。但與常規油氣所不

同的是允許煤礦開發利用排採的瓦斯，甚至是要要求煤礦先採煤層氣，降低其瓦斯含量後再採煤以保障安全。而煤礦礦權的審批管理權在地方。上述礦權管理政策產生了許多負面效應，主要表現在三個方面。

第一，油氣勘探開發區塊被少數幾個國家油企壟斷，且由於無部門監督執行區塊的依法退出，登記累積的結果致使幾乎全部有油氣遠景的區塊都被其佔據。

第二，作為依附於沉積盆地的能源資源，常規與非常規油氣、油氣和煤炭在賦存空間上自然就常有相互重疊現象。據統計，2010 年山西省已設置的煤層氣與煤炭礦權共重疊 175 個，面積 2617 平方公里，占全省煤層氣礦權登記面積的 10%。理論上在煤層尚未被開發的礦區首先地面鑽井採煤層氣降低瓦斯含量對專業煤層氣公司和煤礦是互利雙贏的事，亦是加強環保利國利民的最優選擇。

但在地方與中央、中央企業與地方企業長期利益衝突的背景上，牽扯到具體權益就變得複雜。以致有時可在某種調節下相互握手言歡，共同上報“合作開發”的喜訊，但事後不久往往就出現事實上的“腸梗阻”。

由於煤礦與地方有更密切更現實的利益，在雙方礦權重疊和/或有所謂越界糾紛的時候，被壓制的多是煤層氣公司。鑒於以上兩方面原因，專業煤層氣公司在煤層氣礦權上難得到充分保障。礦權難以保障也是某些外資公司撤出的重要原因之一。多數煤礦的利潤和生存基礎是採煤，無資金更無專業設備和人才對邊遠區塊進行地面鑽井採氣，自己不採又不許別人採，致使國家先採煤層氣後採煤的規定難以完全落實。前已提及，多數煤礦甚至也不關心礦井瓦斯的利用，是導致煤層氣難以立足紮根的另一根本原因。

在上述多方面的限制下，煤層氣的礦權受到很大限制，且 2007 年以來其礦權登記已陷

入停滯狀態，煤層氣礦權面積有減無增。

第三，由於礦權管理的局限，代表國家進行煤層氣勘探管理的國土資源部只能管理由其發礦權證的單位。這對一般油氣也許就夠了，但對煤層氣僅只覆蓋了一部分。從儲量上說，只管到幾個國家油企，從產量上說也只包括幾個大的地方公司。它無權也無法對其他煤層氣生產單位進行管理。嚴格說，中國缺乏一個統管煤層氣的部門。這是造成本文談到資料混亂並缺乏科學依據的主要原因。這種局面對於儲量管理影響更大。眾所周知，沒有嚴格的審核便不能得到合乎要求的探明儲量，也無法進行科學的勘探、開發管理和規劃。《煤層氣勘探開發行動計畫》要求“十三五”期間“新增探明煤層氣地質儲量 1 萬億立方米”的指標也無法考核、無法落實。須知到 2014 年全國計入儲量表的累計探明煤層氣地質儲量僅為 6266 億立方米。

顯然，煤層氣礦權問題所呈現的弊病不是孤立的。它是整個油氣管理體制不適應市場經濟體制的表現之一。其解決也應寄希望於國家經濟體制改革的深化。

賦存開發特點缺乏深入研究

我國是名列前茅的煤炭資源大國，亦有著豐富的煤層氣資源。但基於中國地質的特點，中國的煤和煤層氣都有與地質構造相對穩定的美、加、澳等國不同的特點。

目前，我們對中國地質條件下煤層氣的賦存機理、解吸機制、儲層改造等一系列問題上的特殊性缺乏深入的認識。進而對適應這一條件下勘探開發工藝技術缺乏足夠的研究，對相應設備製造的國產化創新和降低成本著力不夠。所有這些問題使我們在煤層氣發展上處於被動局面，遺憾的是卻始終未得到真正的重視和落實。

跨部門的聯合攻關研究近年有所削弱。重生產輕科研、急於求成的心態在生產單位則更為突出。在研究不足的情況下急於打井往往成功率低，單井產量低。2014 年我國有開採

井 1.7 萬口，平均單井日產量約 580 立方米。而美國約有 6 萬口井，平均單井日產量約 2550 立方米。經濟效益不佳，嚴重影響著各公司加大投入的積極性。

勘探開發成本仍偏高

回顧近 30 年非常規氣的發展，發現中外各國表現出共同的趨勢：煤層氣起步較早，特別是早於頁岩氣，但發展的勢頭較差，明顯低於頁岩氣和緻密氣。這反映出一個客觀現實：煤層氣賦存和采出的機理更複雜，開發工藝和技術要求更高。

目前油氣界對其認識和掌握程度還不夠，就使其勘探開發成本明顯偏高。在市場經濟條件下，資金配置自然會向低成本高效益者傾斜。而資金更雄厚不僅有助於擴大規模，而且容易在大量實踐基礎上使理性認識更深入、工藝技術水準得以更快提高，從而形成加速發展的良好迴圈。反之亦然。而中國煤層氣的情況恰屬後者。

向市場經濟轉型更強調比較效益，使國家各部門、各公司對煤層氣的投入比例趨低。而當油價在較長時期內較大幅度走低時，壓縮投資的措施首先指向成本更高的煤層氣，這不僅使其所占比例降低，而且使其數量降低，導致煤層氣鑽井數量大幅走低，緊接著是產量走低，投入科研特別是偏基礎研究的經費更難以增加。認識到這一點，就不會期待其與常規氣、其他非常規氣一樣“均衡”的增長，“十三五”期間對煤層氣的過高指標可望得到修正。

促進發展的對策

儘管遇到困難，但仍要堅持大力發展煤層氣。這不僅因為它是寶貴的資源，還因其開發利用對環境保護和煤礦開發的安全有重要作用。如果對煤層氣現狀有比較一致的認識，那麼發展對策就容易有相同的見解。

放開礦權

打破油氣礦權區塊壟斷，對不同類型企業實行公平的准入機制是搞活油氣上游、從而

啟動整個油氣工業體系的根本措施。這是深化改革中越來越強烈的呼聲。

筆者認為，這種放開是依法實施的。現行法規同時界定了礦權區塊的准入和退出，規定超過時限和/或未完成約定工作量則必須依法退出礦權區塊。如執行此規定則壟斷並全覆蓋式佔有油氣區塊的現象近期就可逐步消除。至於准入單位，現行法規要求是國務院認定的有資質者。不在國務院擬定的負面清單上的合法註冊油氣企業均可望有取得礦權的資格。

更有針對性的實施混合所有制

煤層氣礦權問題還產生於專業公司和煤礦之間。國家有關法規要求高瓦斯礦區必須先采氣後採煤。為促進其落實並解決煤炭企業缺少資金技術的難題可宣導雙方聯合，並在必要時吸收其他資本進入，組成混合所有制企業以實施地面鑽井開採煤層氣。這樣還可促使煤層氣的施工與未來礦井的施工更有機的結合，避免前者的地下井網對後者的不利影響，也可利用前者的地面集輸設施促進後者排采利用較低甲烷濃度的煤層氣。近年山西煤礦與專業煤層氣公司間出現的一些合作模式值得借鑒。

促進資源的綜合開發利用

眾所周知，煤系地層可以生烴，可賦存常規和非常規油氣。但其中的煤和共/伴生的固體礦產與烴類的流體礦產在礦權和經營企業上都被人為的分割。這使幾代地質學家一再強調並為我國有關法規所要求的綜合勘探、綜合開發、綜合利用難以落實。實際上常規和非常規油氣可在同一區塊、井場，甚至同一井眼中產出。美國的法規就允許租用礦區的公司開髮油和氣，而不管其是煤層中的氣還是頁岩中的頁岩氣、頁岩油，也不管其是緻密砂岩中的氣還是更淺層不夠緻密砂岩中的常規氣。至於煤層氣開採初期必須的大量排水，也應根據不同的礦化度予以綜合利用。總之，在未來的改革方案和相關法規中須更自覺更有力

的貫徹資源綜合開發利用的原則。

促進煤層氣的聯合攻關研究

前已提及，賦存開發的基礎研究和與之相適應的工藝技術及裝備研究薄弱是另一制約其發展的根本因素。回顧上世紀 80 年代初我國天然氣處於極其薄弱的狀態，正是中央決策由科委牽頭組織三部一院的跨部門聯合攻關，接力進行的延續四個五年計劃的大型研究專案，為我國天然氣工業的大發展奠定了雄厚的基礎，實現了油氣並舉。

在新一輪戰略接替中，在常規與非常規油氣並舉開始實施的關口，組織對非常規油氣的跨部門聯合攻關科研是個恰當的時機和必要的措施。這之中要重視處於薄弱環節的煤層氣研究。這種研究不但包括偏基礎性的課題，也要重視開發工藝技術和設備研究，將為實現非常規油氣的低成本開發開拓道路。

[<<返回目錄](#)

【頁岩氣】

美國 2015 年 12 月頁岩油產量料將連續 8 個月下降

(ECF 國際頁岩氣論壇，2015 年 11 月 12 日)

11 月 9 日資料顯示，美國 12 月頁岩油產量料將連續 8 個月下降，預計日均產量下降 11.8 萬桶至 495 萬桶，而 11 月降幅料為創紀錄的 14.5 萬桶。

更多資料顯示，預計 12 月美國鷹潭油田日均產量將下滑 7.8 萬桶至 127.8 萬桶，此前預計 11 月日均產量下滑 7.1 萬桶;預計 12 月美國巴肯油田日均產量將下滑 2.7 萬桶至 111 萬桶，此前預計 11 月日均產量下滑 2.3 萬桶;預計 12 月美國二疊紀盆地油田日均產量增加 1.2 萬桶至 202.1 萬桶，此前預計 11 月日均產量增加 2.1 萬桶。

深圳市白雲能源技術有限公司 SHENZHEN CLOUDS ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD.

深圳市福田區彩田路 3069 號星河世紀 A 座 1716 室 1716 , 17/F, Block A, Galaxy Century Building, Caitian Road, Futian, Shenzhen
Tel (86-755) 2585 1062 Fax (86-755) 2585 1062 www.clouds-energy.com

此外，預計美國 12 月天然氣產量將連續 6 個月下降，日均產量預計下降 4 億立方尺至 443 億立方尺，將為 2013 年 3 月以來最大單月降幅，並觸及 2 月以來最低。

據悉美國 12 月天然氣產量降幅主要來源於賓夕法尼亞州和西佛吉尼亞州的馬塞勒斯 (MARCELLUS) 頁岩氣田，預計 12 月日均產量下降 2 億立方尺至 157 億立方尺。這也是馬塞勒斯頁岩氣田產量自 2008 年以來首次出現同比下降。

[<<返回目錄](#)

頁岩氣開發"十二五"達標難:油價走低 環保承壓

(中國經營報, 2015 年 11 月 7 日)

受國際油價下跌影響，11 月 4 日，國內汽柴油價格，迎來了今年的第十次下調，下調幅度為 125 元/噸，價格降至 6 年來的新低。油價的持續下跌，讓被視為替代能源頁岩氣的發展也不可避免地受到衝擊。

“低油價的確是現在整個行業面臨的最嚴峻挑戰。”在近期舉行的中國頁岩氣發展大會上，中石油政策研究室發展戰略處處長唐廷川表示，如果國際油價長期維持在 50 美元/桶的水準，國內的頁岩氣開發將是一個“無底洞”。

據瞭解，2015 年底中石油和中石化將合計建成 75 億立方米的產能，但總產量預計為 50 億立方米。“十二五”規劃的 65 億立方米的產量目標將無法實現。

一面是產量受限，另一面，現在頁岩氣的開發現狀卻是“兩桶油”已基本實現商業化產出的同時，參與的民營企業和部分地方國企仍在進行資源勘查、鑽井等前期階段。在多位油氣從業者看來，雖然短期看中國頁岩氣發展舉步維艱，但未來頁岩氣投資加大仍是趨勢，但這個發展需要更多條件：放開上游、對礦業權進行招標、建立礦業權買賣市場；中游進行管道改革；下游完善燃氣特許制度，建立天然氣現貨期貨市場。這些內生要求，也讓頁

深圳市白雲能源技術有限公司 SHENZHEN CLOUDS ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD.

深圳市福田區彩田路 3069 號星河世紀 A 座 1716 室 1716 , 17/F, Block A, Galaxy Century Building, Caitian Road, Futian, Shenzhen
Tel (86-755) 2585 1062 Fax (86-755) 2585 1062 www.clouds-energy.com

岩氣或成為推動中國油氣改革的試驗田。

從美國的經驗來看，其從 1976 年啟動頁岩氣項目，技術準備和攻關就用了 30 年的時間，中國的頁岩氣發展和考驗才剛剛開始。

油價暴跌衝擊頁岩氣

油價暴跌，石油工業陡然進入“寒冬”。

唐廷川預計，在“十三五”的前兩年，國際油價仍將處於 50 美元左右的低水準，在“十三五”後兩年油價可能在 60~70 美元的水準。而這個水準對於頁岩氣開發投資並不是理想水準。

“現在有很多的地緣政治因素影響油價，但是大漲的可能性已經不大。”唐廷川表示，國際油價如果長期維持在現在的水準，頁岩氣開採將無利可圖。同時，也將影響風險投資和私募股權投資基金對頁岩氣勘探開發的資本支援，甚至可能導致該行業資金鏈斷裂。

當前現在的國際油價比一年前下降了 49%，天然氣價格下降了 27%。在美國，已經有 SAMSON RESOURCES 等多家頁岩油氣公司申請破產。

“現在油價‘腰斬’了一半多，中石油、中石化的頁岩氣開發已經很困難了，民營企業更是舉步維艱。”一位中石油內部人士在接受《中國經營報》記者採訪時表示，現在中石油、中石化在開採頁岩氣上，也提出了降本增效，縮短鑽井週期，減少成本。

根據中國工程院院士、石油勘探專家翟光明提供的資料，截止到 2015 年 6 月，全國完鑽頁岩氣井 610 口，先後投入生產井 180 口，累計產氣量為 26.8 億立方米，其中 2014 年產氣 12.47 億立方米。

而據瞭解，中石化宣佈已建成 50 億立方米的天然氣產能，中石油是 25 億立方米，但兩家企業實際的總產量今年可能只有 40 億~50 億立方米。

顯然，無論按照何種統計口徑，這一現狀都與此前的《頁岩氣發展規劃》中，提出 2015 年頁岩氣產量 65 億立方米這一目標相距甚遠。

“兩桶油”之外，對於頁岩氣投資的其他企業態度則更為謹慎。

此前，2012 年 12 月，第二輪頁岩氣 20 個區塊招標結果對外公佈，因這是中國首次向民營企業開放上游探礦權而備受市場關注。這在場招標中，大油氣無一參與，反而引來了包括華電這樣的外行企業。其中，華瀛山西能源和北京泰坦通源兩家民營各拿下來一區塊。

隨著三年探礦權有效期即將到期，中標的多數企業仍在進行勘探、鑽井等前期工作。

“和美國相比，中國的地質構造複雜、沉積類型多樣、含氣量偏低，頁岩氣開採成本巨大。”國務院發展研究中心資源與環境政策研究所研究員郭焦鋒表示，其課題團隊進行的模型測算，中國的頁岩氣開採單位成本為 1.8 元/立方米。如果再加上各種稅費，保證企業 12% 的內部收益率的情況下，盈虧平衡點的含稅出廠價格要在 2.667 元/立方米。但目前，國內民用天然氣價格在 1.85 元/立方米~2.88 元/立方米之間，隨著油價走低，年底前價格繼續下調的聲音也不絕於耳。”

“我預計，我國的頁岩氣第三次招標，民企積極性仍然不會太高，因為開採成本高，油價低，利潤太少。”中海油前首席能源研究員陳衛東此前在世界知識論壇上曾表示，中國的能源目標已從保證供給轉變為調整結構。想提高社會全行業的運行效率，但能源價格比美國高，所以基礎效率就要低。要想提高運行效率，關鍵是加大市場的開放程度，讓更多的競爭主體參與進來。

急需配套油氣改革

從 2014 年的資料來看，包括緻密氣、煤層氣、頁岩氣等非常規天然氣的產量為 430 億

立方米，占到總產量的 33%。非常規氣的資源儲量潛力大，產量越來越多，戰略接替地位日益凸顯。

“現在中國油氣穩產的壓力很大，彌補大油田氣產量遞減的難度越來越大。”翟光明指出，西南老氣田、克拉 2、灤北等氣田已進入遞減階段，榆林、靖邊、英買力氣田群、瑪河等重點氣田在“十三五”期間也開始遞減，所以維持已開發氣田產量規模需要新增儲量來接替。

“中國加快進行油氣改革，這也是影響企業投資頁岩氣領域能否掙錢的根本。”郭焦鋒認為，中國的頁岩氣“革命”需要對油氣領域進行上、中、下游的全面改革，否則企業將面臨頁岩氣開採出來、賣不出去的困境。

其中，上游改革的主要是讓更多的企業取得勘探權，如何落實到地更為重要。其實現路徑包括對礦業權進行招投標、建立區塊勘探權的退出機制。同時，建立礦業權的交易市場、建立地質資料的“數位銀行”，讓更多的企業能夠共用地質資料。

而對於中游的改革主要是進行管網改革，明確這種原本是天然壟斷的管道企業的性質，應該轉型為專注運輸企業，同時建立管道容量交易平臺，讓企業公示天然氣管道輸送的成本、費用、價格以及其他即時資料。

在郭焦鋒看來，下游的改革尤其重要。現在中國的下游城市都是採取城市燃氣特許經營，壟斷了當地區的終端銷售。所以中國在售氣市場進行改革時，應該讓更多的企業參與進來，改革的實現路徑包括了建立健全天然氣的現貨、期貨市場、完善天然氣價格市場機制。

“現在幾大油氣都有自己的管網，業內也在盛傳油氣改革的一項任務是或將成立國家油

氣管網公司，這種可能性不太大。雖然從操作層面，成立國家管網公司並不太難，但是下游的城市都有著‘獨佔性’，可以參考其他國家進行配銷分離，讓終端消費者可以和上游開發企業有直接交易的可能，只付給管網企業‘運輸費’，這也將是未來油氣改革的一大方向。”

國家發改委國際合作中心國際能源所副所長白俊表示。

開採環保挑戰加大

與以往不同，在關於頁岩氣開發成本的探討中，此次環保成本成為熱門關鍵字。記者注意到，多家與會的頁岩氣開發人士都談到了新《環保法》頒佈後，對於企業施工、環保的要求更高，面臨更大的環保壓力。

唐廷川表示，綜合來看，頁岩氣開發的環境問題突出。頁岩氣在勘探開發中需要對底層進行大規模壓裂，單井平均用水在 2 萬~4 萬立方米，水力壓裂需要消耗大量的水資源。川渝地區屬於山區，較為缺水。不僅如此，在壓裂液中含有 10 多種有機聚合物，長遠看對環境的影響有待觀察。

“從我們拿到的資料看，從 2014 年開始，川渝地區的地區缺水和季節性缺水已經非常突出。”環保西南環境保護督查監督中心程為稱，這也是四川之所以建設“第二個都江堰”武都引水工程的主要原因。所以水資源的持續利用，將成為後期頁岩氣開採的一個制約條件。

程為表示，頁岩氣在中國是個新興行業，相關的環保監管同樣缺失。現在各方都將注意力集中在如何保障和促進頁岩氣的勘探開發技術和政策上，忽略了頁岩氣資源開發可能帶來的水資源挑戰、生態環境影響及其相應的防止和管理措施，這種現狀亟待改變。

例如，現在中國頁岩氣開發從戰略規劃到開發時序選擇，都沒有從環境影響的角度進行論證，在勘探開發專案選址、安全、檢測等方面還缺乏相關法律法規，對開採、運輸、

封存過程缺乏監管。另外，有關頁岩氣勘探開發專案環評也是“五花八門”，一些開發區域也很少開展資源開發規劃的編制。

“如果不能從政策源頭上避免不利的環境危害，將對生態、地下水、地表水、大氣造成無法估計的影響。”程為表示。

據瞭解，2012 年國家環保部已經開始計畫頁岩氣開發環保標準的制定，但由於頁岩氣的標準、法律法規等客觀條件的缺失，相關環保標準仍未制定出臺。

[<<返回目錄](#)