

第 1 章

Barnett 页岩气藏开发模式及工艺技术

1.1 概况

Barnett 页岩为密西西比亚系页岩,位于美国 Texas 州北部的 Fort Worth 和 Permian 盆地(图 1.1),横跨 25 个郡,面积 $1.3 \times 10^4 \text{km}^2$ 。

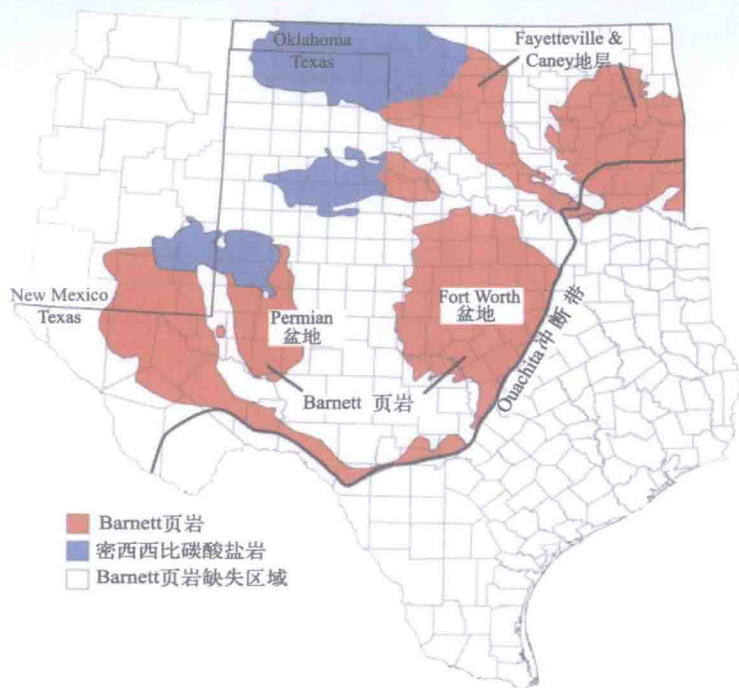


图1.1 Barnett页岩分布图

Barnett 页岩气藏最初开发始于 20 世纪 90 年代末,以核心区直井为主。如图 1.2 所示,2003 年直井数量达到峰值。自 2003 年初以来水平井钻井数量不断增加,2005 年水平井年钻井数量首次超过了直井数量。

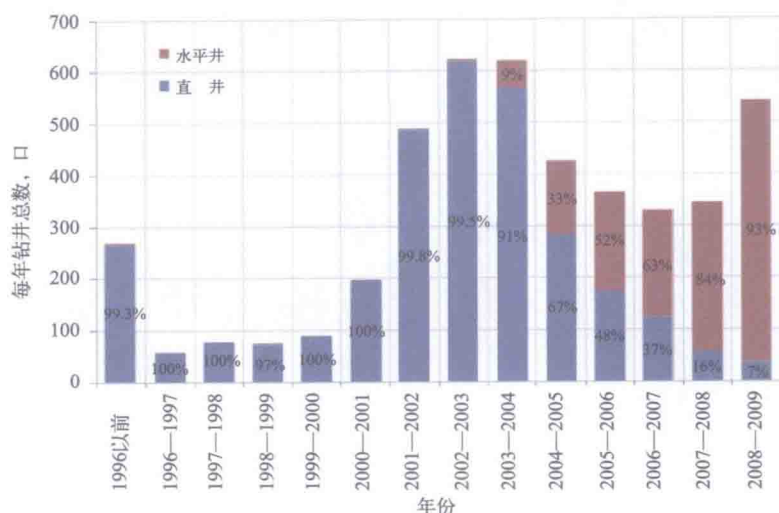


图1.2 Barnett核心区页岩气井钻井情况

截至2011年Barnett页岩气年产量达 $542.6 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累计产量 $3058 \times 10^8 \text{m}^3$ ，占美国页岩气产量的70%。参与Barnett核心区页岩气开发的公司中，Devon Energy公司拥有最大的矿权面积，其次是Chesapeake公司（表1.1）。

表1.1 Barnett核心区土地矿权所有者（2011年）

公司	净面积, km ²
Carrizo Oil & Gas	345
Chesapeake	1050
Devon Energy	2130
EnCana Corp	290
EOG Resources	390
Quicksilver	67
Parallel Petroleum	71
Range Resources	80
Williams Cos.	129
XTO Energy	505

根据储层特征差异，Barnett页岩被分为两个区——核心区和非核心区（未开发区）。从历史上看，大多数Barnett页岩气产量来自位于Denton、Wise和Tarrant郡的Newark East气田和其周边的核心区（甜点区）（图1.3），Mitchell能源公司（最早从事页岩气开发的公司，2002年1月被Devon Energy公司收购）的页岩气勘探开发即大多始于这里。目前，Barnett页岩气开发区块已经由核心区向北扩展到了Montague和Cooke郡，向南延伸至Parker和Johnson郡。勘探工作已向西、向南和向东扩大至Clay、Jack、Palo Pinto、Erath、Hood、Somervell、Hamilton、Bosque、Dallas、Ellis和Hill等郡。

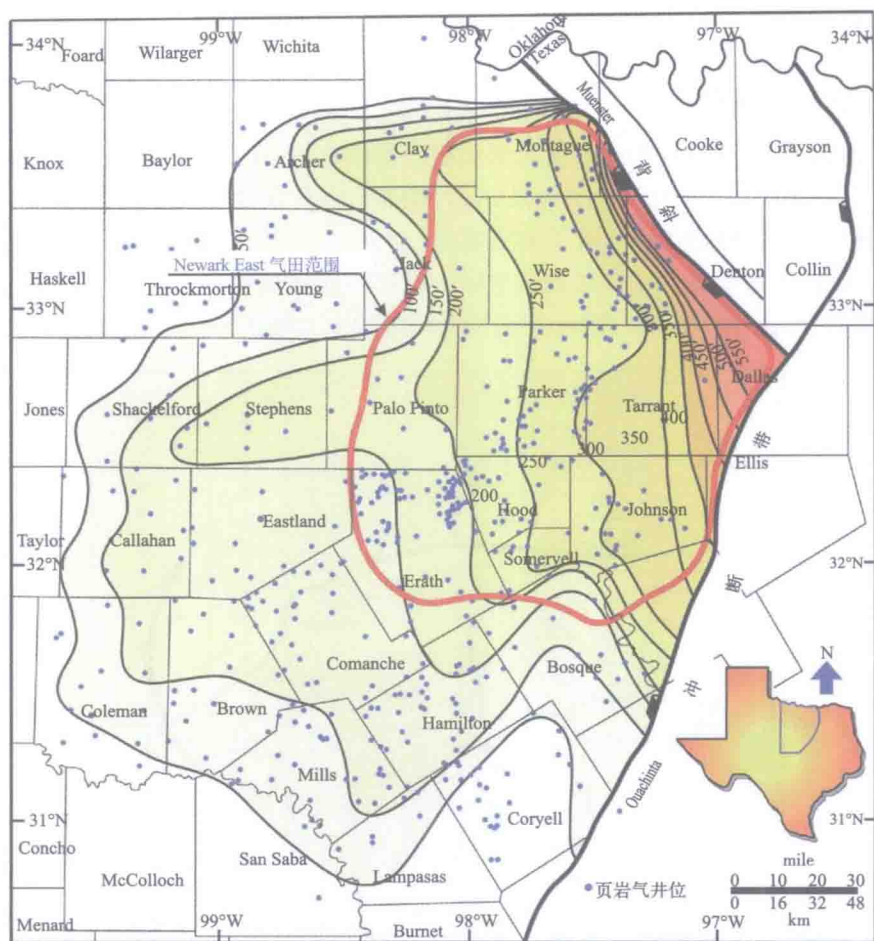


图1.3 Barnett页岩开发概况 (2011年)

Newark East 气田作为主要的 Barnett 页岩气生产甜点区,也是目前 Texas 州最大的气田,占地 1300km²。该气田 2011 年页岩气产量达到 $548.2 \times 10^8 \text{m}^3$,自开发以来累计钻井数量达到 15800 余口(图 1.4 和图 1.5)。

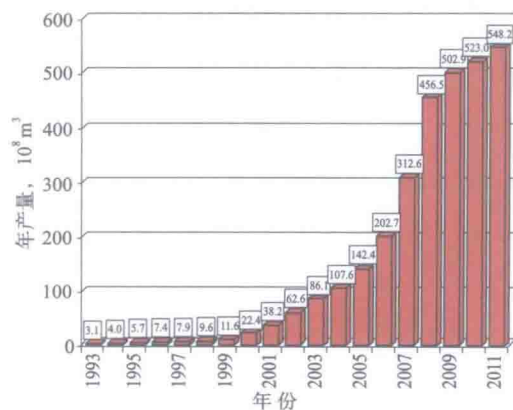


图1.4 Newark East页岩气田年产量

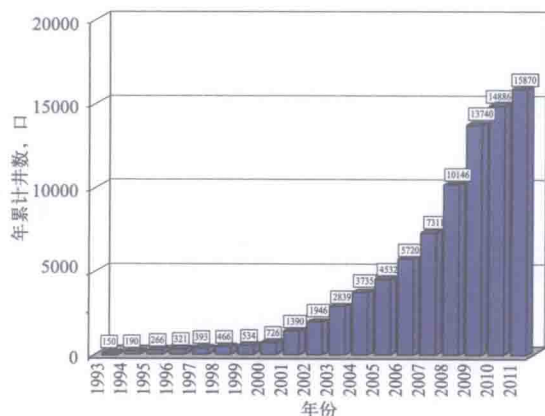


图1.5 Newark East气田页岩气井井数

1.2 地质特征

1.2.1 沉积构造地质背景

晚密西西比亚纪, Texas 州中心的北部沉积而形成 Barnett 页岩, 因距离 Iapetus 洋盆较近受到海侵。到宾夕法尼亚亚纪末期, Ouachita 冲断带侵入现在的 Texas 州北部, 潜没在北美板块下的南美板块, 沿冲断带前缘形成了前陆盆地。

Barnett 页岩出露于盆地南部边缘的 Llano 隆起。其地质边界包括东部的 Ouachita 冲断带前缘、北部的 Muenster 和 Red River 背斜以及西部的东大陆架和 Concho 背斜(图 1.6)。

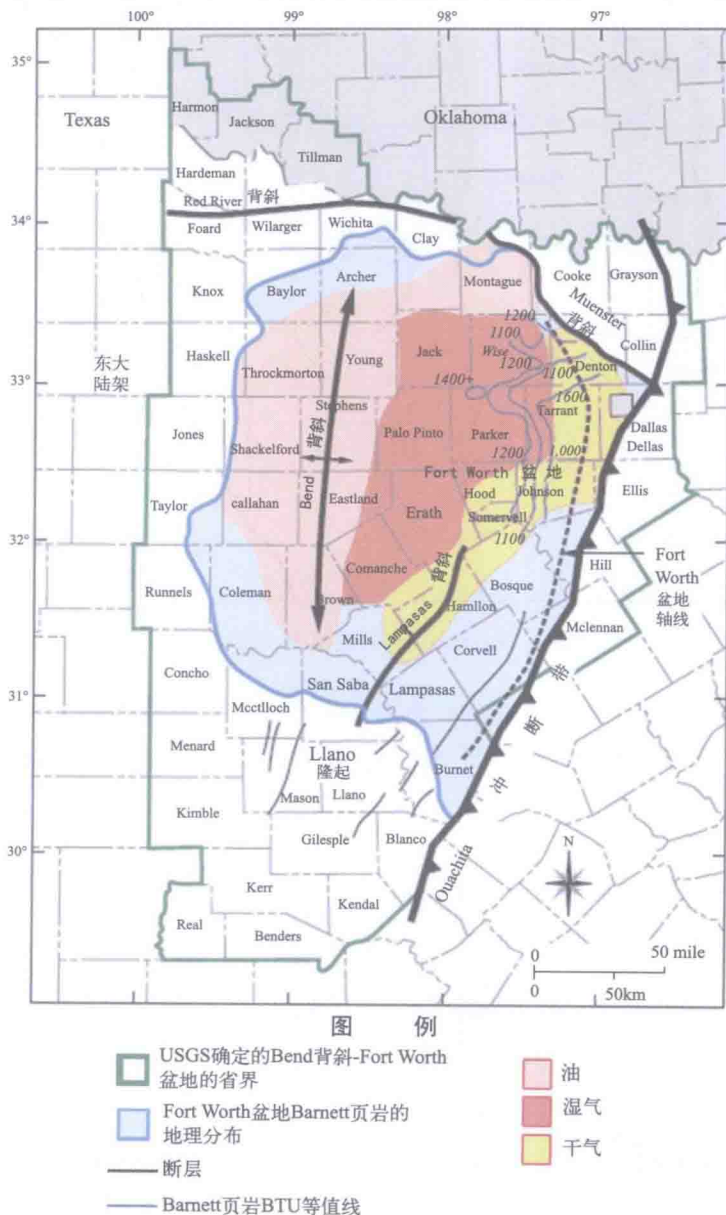


图1.6 Fort Worth盆地构造特征(据DOE-NETL, 2011, 修改)

Barnett 页岩气藏东北部储层厚(150m)且深(大于 2550m),向西、向南储层逐渐减薄(60m)、变浅(小于 1200m) (Zhao 等, 2007) (图 1.7、图 1.8)。

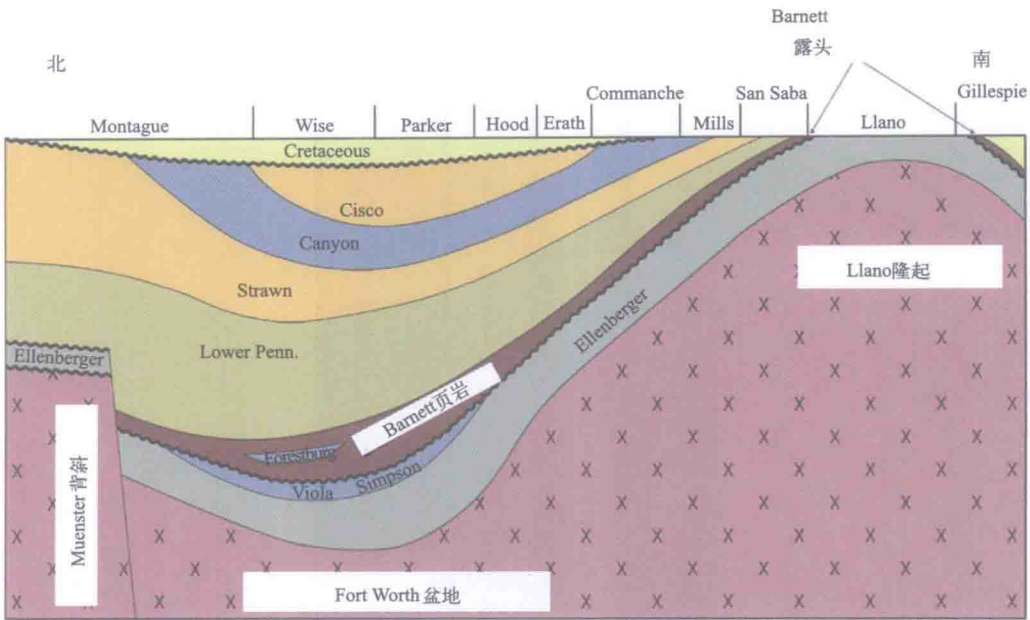


图1.7 Barnett页岩气藏南北向剖面 (据DOE-NETL, 2011)

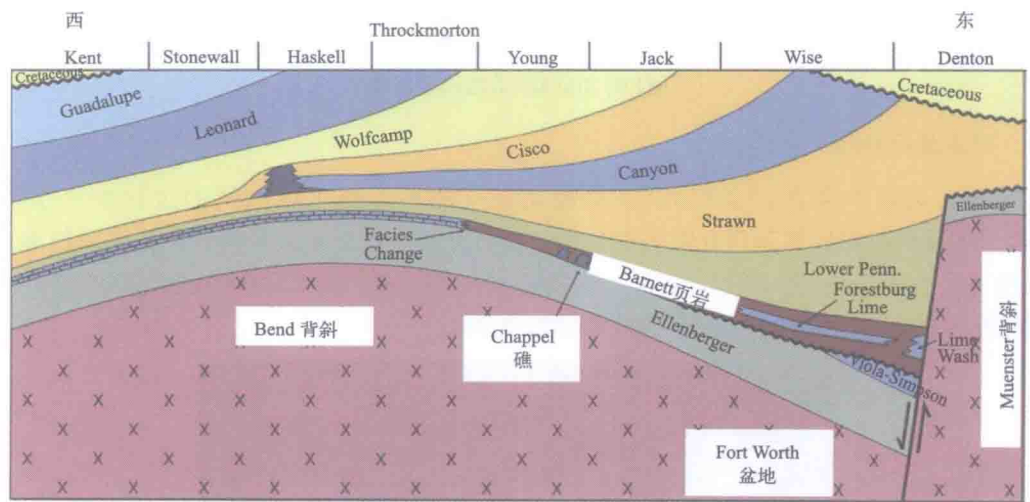


图1.8 Barnett页岩气藏东西向剖面 (据DOE-NETL, 2011)

Barnett 页岩上覆 Marble Falls 灰岩,下部为不整合的 Viola 灰岩的 Ellenburger 组灰岩(图 1.9)。

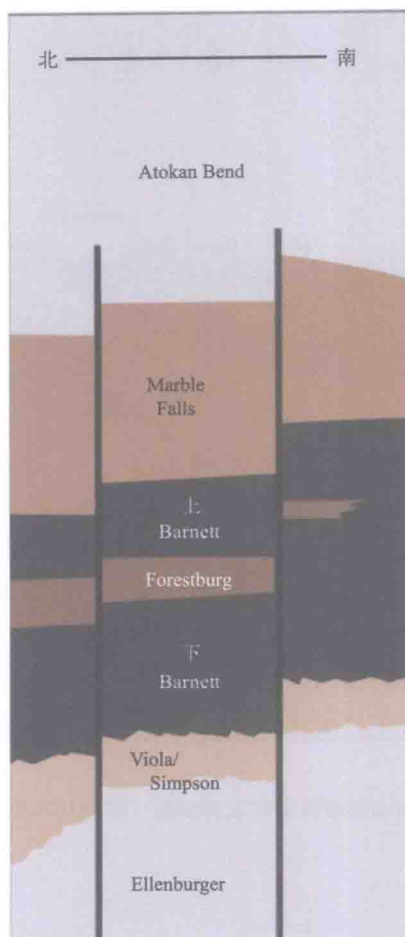


图1.9 Barnett页岩地层层序

1.2.2 储层物性特征

Barnett 页岩中存在许多粒内孔,可能是在干酪根热解生成油气过程中产生的(图 1.10),与主要断层相邻的基质孔隙有部分被方解石充填。根据压汞分析和扫描电镜结果,80%的孔喉直径小于 5nm(图 1.11),约为一个甲烷分子直径的 50 倍。Barnett 页岩气生产区的平均孔隙度为 3% ~ 6%,而非生产区的孔隙度低至 1%。

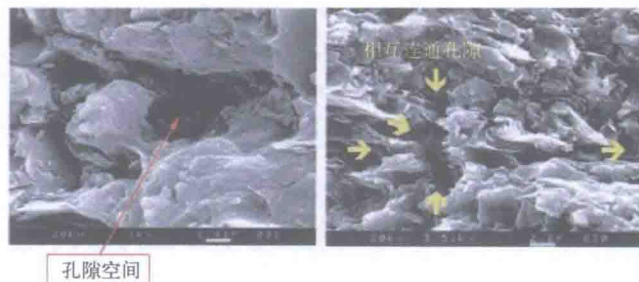


图1.10 Barnett 页岩孔隙及孔隙通道扫描电镜图像 (据DOE-NETL, 2011, 修改)

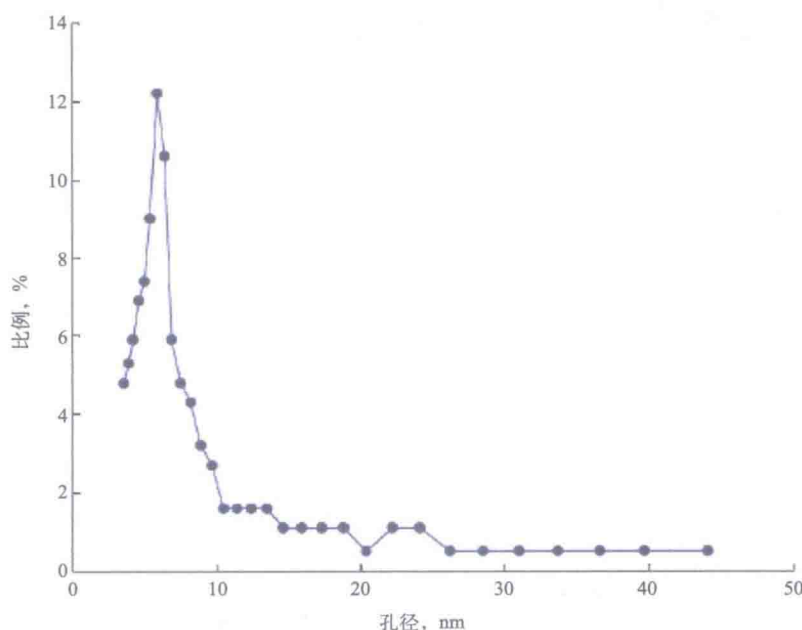


图1.11 Barnett页岩样品压汞毛细管力分析结果（孔隙尺寸分布）

从公布的 Barnett 页岩基质渗透率数据看,其范围从微达西至纳达西不等。高的渗透率值范围在 $0.02 \sim 0.10\text{mD}$ (Jarvie 等, 2004), 而低值范围在 $0.0005 \sim 0.00007\text{mD}$ (Ketter 等, 2008), 或者在毫达西至纳达西的范围 (Johnston, 2004; Bowker, 2007)。影响地层渗透率的地质因素比较复杂, 其渗透率大小取决于天然裂缝、断层和地应力。

页岩气生产区富含有机质的 Barnett 页岩平均含水饱和度为 $25\% \sim 43\%$, 在有机质含量较低的部分地层中, 含水饱和度会大大增加。这是因为富有机质页岩在地层的生烃过程中会损耗水, 使地层变干 (Montgomery 等, 2005)。水被束缚在黏土矿物中和因毛细管力束缚在微孔隙和天然裂缝中, 但是没有自由水 (Johnston 等, 2004; Bowker, 2007)。因有机质含量较高, Barnett 页岩被认为稍微偏油湿性, 所以在完井中压裂液返排率较高, 在 Newark East 气田的一些地区返排率达到 $60\% \sim 70\%$ 。

Barnett 页岩含气饱和度为 $70\% \sim 80\%$, 气体储存在孔隙、微裂缝中, 吸附在固体有机质和干酪根上。吸附气含量与地层压力有关, 低至 $20\% \sim 25\%$, 高至 $40\% \sim 60\%$ 。地层压力从常压至略微超压 ($1.02 \sim 1.18\text{MPa}/100\text{m}$), 常压压力梯度下的地层压力范围为 $20 \sim 27\text{MPa}$, 钻井深度范围为 $1200 \sim 2500\text{m}$ 。

在干气窗, Barnett 页岩含气饱和度可以达到 75% 。气体储存在孔隙、微裂缝中, 吸附在固体有机质和干酪根上。生烃过程会使页岩中产生微裂缝, 并且略微超压, 压力梯度约为 $1.18\text{MPa}/100\text{m}$ (Bowker, 2007)。当地层压力较高, 达到 27MPa (一般初始地层压力为 $20 \sim 27\text{MPa}$) 时, 估计其游离气含量占到 80% , 并储存在开放的孔隙中。但是当地层压力在 7MPa 以下时, 生产的页岩气则以吸附气为主 (表 1.2)。

表1.2 Barnett页岩镜质组反射率 R_o 与成熟阶段和生烃类型之间的关系 (据DOE-NETL, 2011)

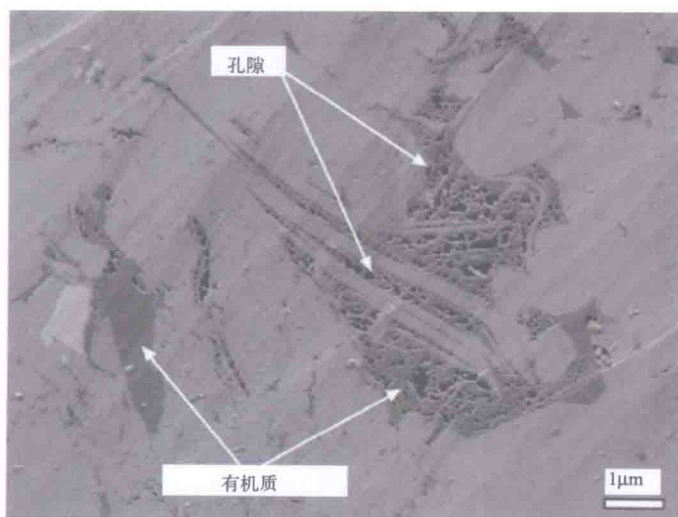
R_o , %	成熟阶段	生烃类型
0.2 ~ 0.6	未成熟	无
0.6 ~ 0.7	早成熟	生油窗前期
0.7 ~ 1.0	成熟高峰	生油高峰
1.0 ~ 1.4	晚成熟	油和湿气
1.0 ~ 1.1		生气窗前期
1.2 ~ 1.3		湿气高峰
1.4 ~ 2.1	过成熟	干气高峰

Barnett 页岩中石英含量高,岩石脆性强,天然裂缝较发育,有利于储层改造(表 1.3)。通过水力压裂诱导可以产生复杂的相互连通的裂缝网络,形成更大的泄流面积。

表1.3 Barnett页岩矿物组分 (2011年)

矿物组分	石英	黏土 (主要为伊利石)	碳酸盐岩、白云石、菱铁矿	长石	黄铁矿
含量, %	35 ~ 50	10 ~ 50	0 ~ 30	7	5

同其他页岩一样, Barnett 页岩的非均质性较强(图 1.12)。以 Barnett 页岩气开发核心区为例(位于 Deton、Wise 和 Tarrant 郡),储层深度 1500 ~ 2400m,平均深度 2300m,厚度范围 30 ~ 150m,在沉积有机质总有积碳含量(TOC) (4% ~ 8%)、成熟度(0.08% ~ 2%)、孔隙度(3% ~ 5%)、渗透率(70 ~ 500nD)和含气量(2.8% ~ 8.5 m³/t)等方面,其参数区间范围较大,存在较大差异。



(a) 扫描电镜图片1

图1.12 Barnett页岩的扫描电镜图片

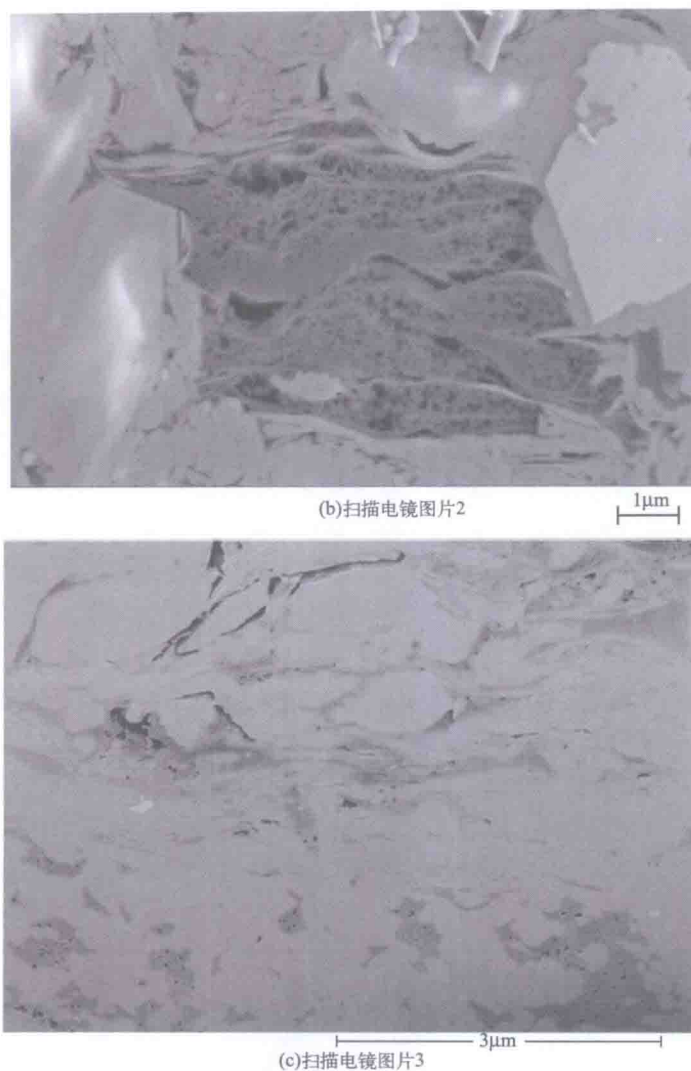


图1.12 Barnett页岩的扫描电镜图片（续）

1.2.3 资源分布与评价

对于 Barnett 页岩气资源,经历了由粗略到精细的评价过程。1998 年,首先由 Kuuskraa 等人提出了早期的定量评价结果,评价的基础参数包括:

(1)气藏内未测试区域的地质展布(最小、中间和最大区域,类似于目前的核心区、非核心区)情况;

(2)井距(单井控制面积 1.3km^2);

(3)核心区内和周边区域的开发成功率(86%);

(4)气液比(包含液态天然气);

(5)采收率(7% ~ 20%);

(6)气藏泄气面积(每口井 $0.04 \sim 0.12 \text{ km}^2$)。

孔隙度、渗透率、含水饱和度和井的施工效率隐含在了以上六大参数中,但是评价时未考虑未来技术进步和生产实践的发展。通过这些数据, Kuuskraa 等人(1998) 计算了 Barnett 页岩气平均的技术可采资源量为 $2830 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2003 年,由 Pollastro 等人首次采用美国地质勘探局(USGS)的总油气系统概念评价了 Barnett 气藏,包括:

- (1) 烃源岩的区域展布和厚度;
- (2) TOC、干酪根类型(II)和成熟度(通过 R_o 和烃源岩评价分析测得);
- (3) 储层特征、盖层和圈闭。

他们也识别了三个评估单元。第一个评估单元是在 Newark East 甜点区的 Barnett 页岩(即较大规模的 Newark East 裂缝型硅质页岩气评价单元),为硅质页岩,厚度较大,略微超压,处于生气窗内,并且上下部被非渗透性地层包围。他们对外公开的该评价单元每口井平均 EUR (Estimated Ultimate Recovery, 即单井最终可采资源量) 为 $3540 \times 10^4 \text{m}^3$, 大约 5 年后一口井重复压裂后 EUR 一般增加 $2120 \times 10^4 \text{m}^3$ (Pollastro 等, 2003)。第二个评估单元是 Barnett 页岩的边远区 (Ellenburger 裂缝型 Barnett 页岩气评价单元), 位于生气窗内, 但是没有下部的隔挡层, 而且上部的隔挡层可能也部分不具备。第三个评估单元是资源潜力最小的区域(北部盆地和背斜裂缝型页岩气和页岩油评价单元), 其储层既产油又产气, 上下部的隔挡层都可能不具备。

2005 年, Hayden 和 Pursell 等在当时开发水平和风险评价的基础上, 将非核心区分为 I 类区 (Johnson, Parker 和 Hood 郡) 和 II 类区 (向西和向南的郡) (图 1.13)。I 类区一般不具备下部的压裂隔挡层 (Viola-Simpson 灰岩), 但是这个问题可以通过水平井钻井和实施更小规模的多级压裂来解决。计算的核心区和 I 类区的原地资源量丰度为 $(15.3 \sim 15.9) \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ (Hayden 和 Pursell, 2005)。II 类区已开发的面积最小, 这个区可能处于生油窗内 ($R_o < 1.0\%$) (Hayden 和 Pursell, 2005)。

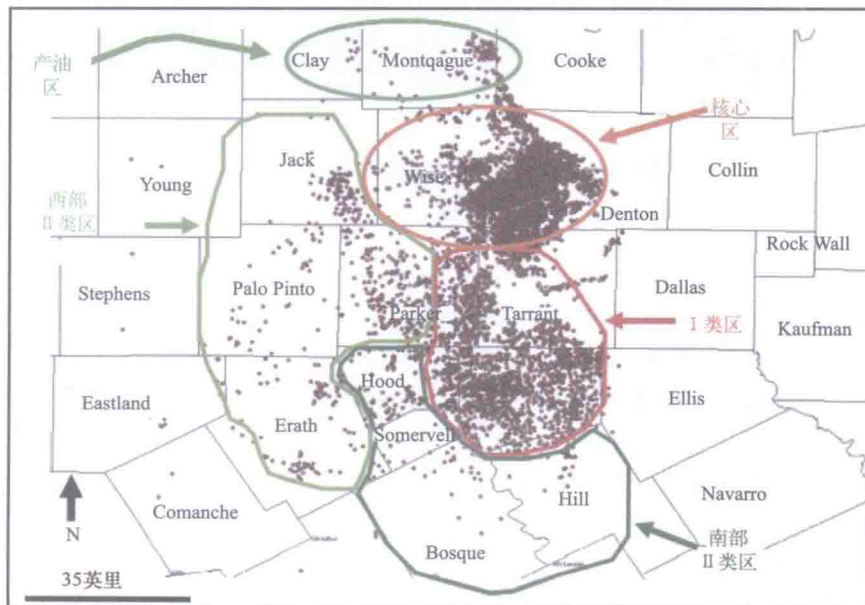


图1.13 Barnett页岩气井井位和生产区

2007年, Pollastro 更新了 USGS 的 Barnett 页岩气藏评价结果 (只有两个评价单元, 不包含生油单元), 采用的也是总油气系统的概念。

输入参数包括已测试的小单元数 (以 40acre 为单位)、成功的小单元数、生产井 EUR、基于地质不确定性的评价单元总面积、估算的泄气面积、对增加储量具有潜力的未测试区域的面积百分比、估计的未来成功率以及未测试区域的 EUR。采用了位于 Greater Newark East 裂缝型具有隔挡层的连续 Barnett 页岩评价单元 (4660km^2) 内的约 1700 口产气直井的勘探和生产历史, 以及 177 口多级压裂井的 EUR 值。该评价单元的地质不确定性和输入数据的分布不确定性被最小化。在连续的 Barnett 页岩气藏扩展区评价单元 ($1.8 \times 10^4\text{km}^2$) 采用了 134 口产气直井的勘探和生产历史和 78 口井的 EUR 值, 对于第二个评价区域来说 (钻井更少, 生产历史更短), 地质不确定性更大。Pollastro 估算 Greater Newark East 具有压裂隔挡层的连续 Barnett 页岩气评价单元的未发现的技术可采页岩气总量为 $(4130 \pm 370) \times 10^8\text{m}^3$ 。在该评价单元以外的扩展区域未发现的技术可采页岩气总量为 $(3285 \pm 990) \times 10^8\text{m}^3$ 。另外, Barnett 页岩还有 $(850 \sim 1130) \times 10^8\text{m}^3$ 已证实的储量和估算的 $10 \times 10^8\text{bbl}$ 液态天然气。但是 Pollastro 做出的评价是在 1981—2003 年井史基础上的估算, 没有包含近期的水平井数据。

最近的一次评价结果是 2013 年 2 月由美国得克萨斯大学经济地质局提出的, 预测最新的 Barnett 页岩气可采储量为 $12460 \times 10^8\text{m}^3$ ($4.4 \times 10^{13}\text{ft}^3$), 至 2030 年页岩气年产量将由 2010 年的 $566 \times 10^8\text{m}^3$ ($1.999 \times 10^{12}\text{ft}^3$) 降至 $255 \times 10^8\text{m}^3$ ($0.9 \times 10^{12}\text{ft}^3$) (图 1.14), 但仍然是美国页岩气生产的主要贡献者。

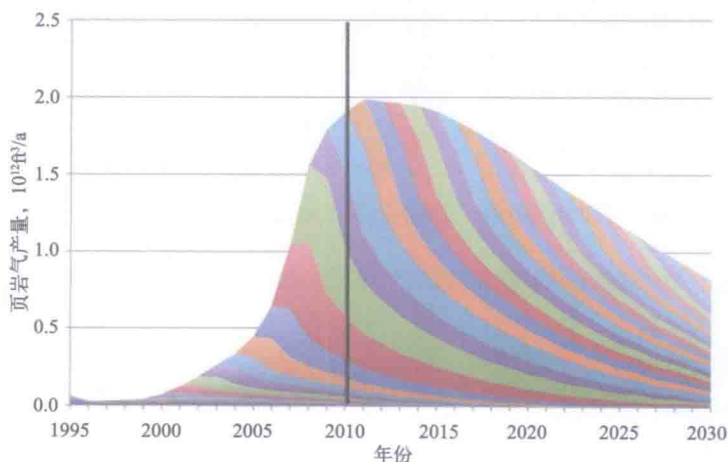


图1.14 Barnett页岩气年产量预测 (据美国得克萨斯大学经济地质局, 2013)

1.3 开发模式及工艺技术

1.3.1 开发历程简况

Barnett 页岩气开发始于 20 世纪 80 年代。1981 年 Mitchell 能源公司发现了 Barnett 页岩的生产潜力, 最早的勘探开发主要针对 Barnett 页岩气藏核心区 (图 1.15), 第一口页岩气井钻

于1981年,井号C.W. Slay #1,位于Texas州Wise郡的东南部。截至2003年7月该井累产页岩气 $3115 \times 10^4 \text{m}^3$ (图1.16)。1981—1989年期间,在Barnett页岩区只钻了63口井,大部分为Mitchell能源公司所钻。通过这些井进一步地认识了储层的生产能力,并发展了完井技术。早期页岩气井的压裂工艺是由 CO_2 或 N_2 压裂逐渐发展到凝胶压裂。Mitchell能源公司在1986年采用大量的凝胶水力压裂(MHF),理论上裂缝半长达到45m,一般单井压裂用水量大约 1820m^3 ,用砂量568t。

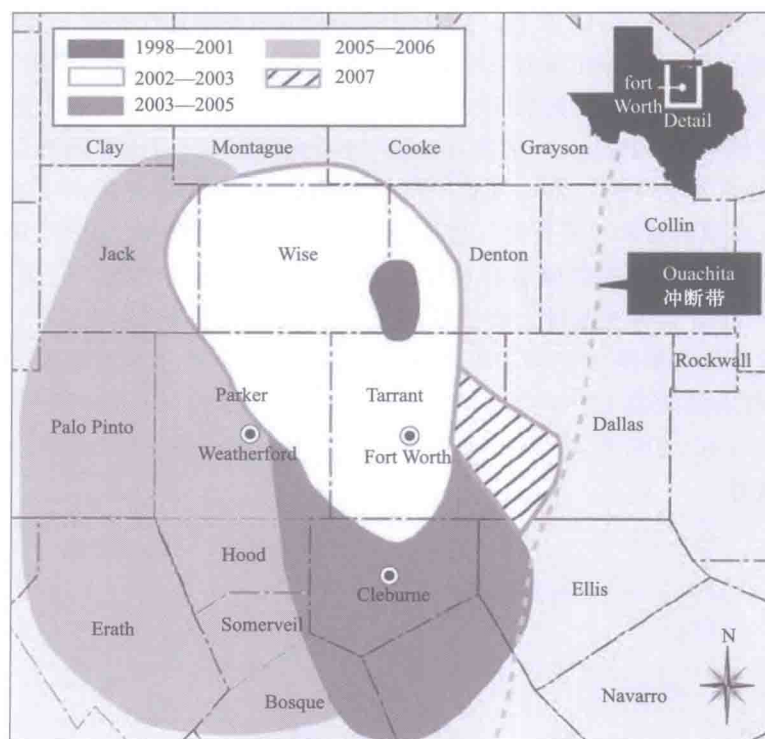


图1.15 1998—2007年Barnett页岩的勘探区域变化 (据DOE-NETL, 2011)

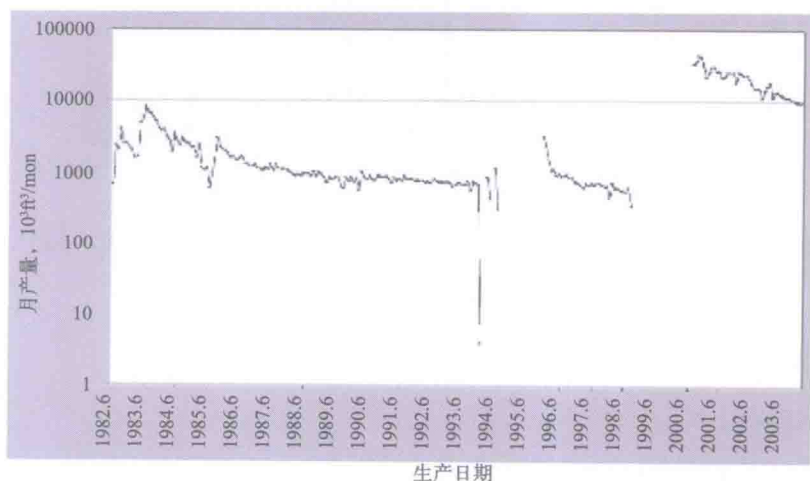


图1.16 C.W. Slay #1井生产曲线 (据Natalie Givens等, 修改)

1990—1994年, Barnett页岩区钻井200口,其中包括Newark East页岩气田的第一口水平井——T.P. Sims B #1井。根据这些井的生产情况,当时评估每口井的可采储量能够达到 10^9ft^3 。在开发Barnett页岩气的前15年时间里,以钻直井为主,总体上开发成功率较低。

1995—1999年, Barnett页岩区钻井365口。在此期间, Mitchell能源公司尝试采用不同技术对Barnett页岩储层进行压裂改造。1997年,该公司在Barnett页岩首次采用滑溜水对页岩气井进行压裂,替代了之前采用的黏度较大的凝胶压裂液。滑溜水压裂具有两大优点:首先,以滑溜水作为主要的压裂液成分,比采用凝胶压裂液成本低;其次,滑溜水压裂能产生更多的分布更广的裂缝网络,因此能够沟通更多的储层进行开采。这一技术使Barnett页岩气井最终采收率提高了20%以上,作业费用降低了65%。

2002年,在Barnett页岩气开发中大量采用水平钻井工艺,加上滑溜水压裂以及后来开发的水平井多级压裂工艺的成功应用, Barnett页岩气的开发在接下来的十几年得到了快速发展,进而实现了商业化生产。2009年, Barnett页岩气产量占到美国国内天然气产量的8.4%(图1.17)。

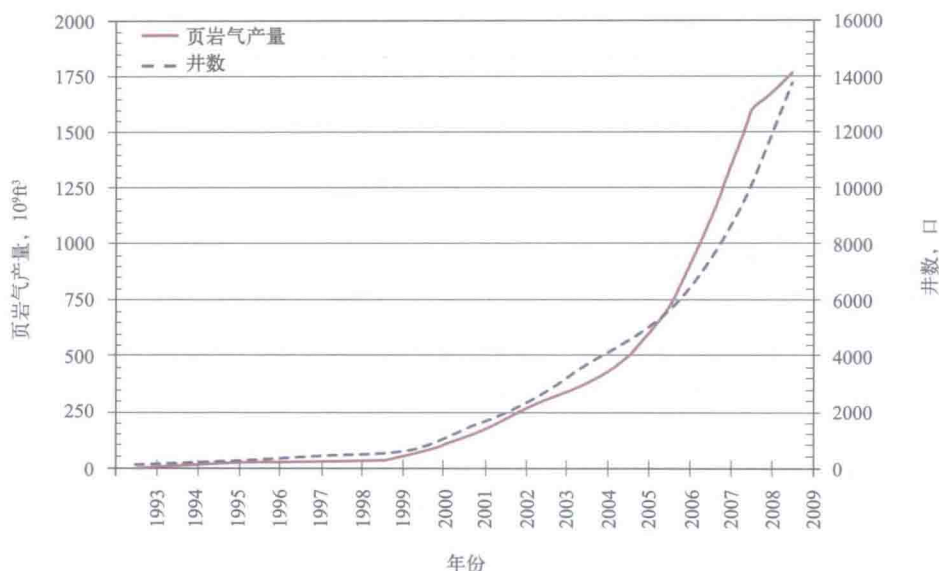


图1.17 1993—2009年Barnett生产历史和井数（据Texas 铁路委员会，2010）

目前, Barnett页岩气藏开发区域已从最初的核心区向各个方向延伸,但是主要是向南部和西部扩展。

1.3.2 开发工艺技术

1.3.2.1 钻井工艺

目前Barnett页岩气开发以水平井为主。钻水平井可以增加储层的暴露面积,通过相互平行的水平井眼可以控制数个平行的区域从而增加整体泄气面积,并且可以降低人工裂缝延伸到相邻水层的机会,对地面结构影响最小。此外这类井的初始产量和最终可采储量更高。

采用二开井身结构(图 1.18),一开表层套管采用 9 $\frac{5}{8}$ in 36# J55 STC,下深 0 ~ 600m;二开生产套管采用 5 $\frac{1}{2}$ in 17# N80 LTC,下深 0 ~ 3700m。

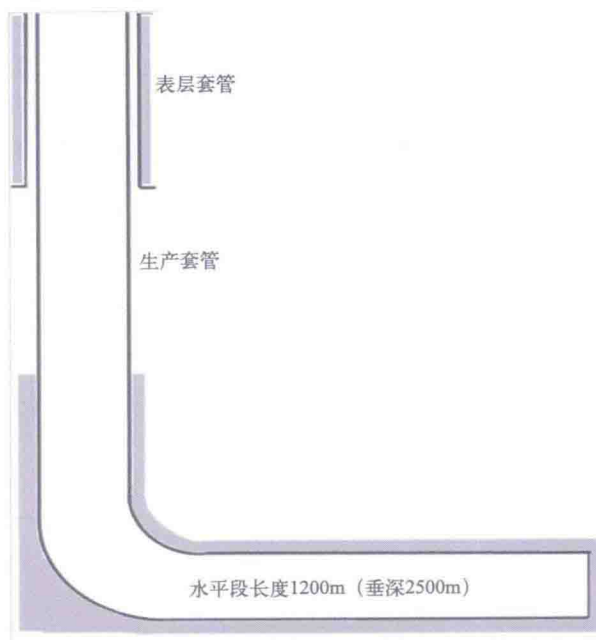


图1.18 Barnett页岩气水平井典型井身结构

Barnett 页岩气水平井通常与水力压裂产生的人工裂缝垂直。水平段长度可以达到 1500m,但是最佳长度约 750 ~ 1000m。井距较小,单井控制面积为 0.12km²,压裂改造区域部分重叠使每口井的可采储量有所降低。为了减少对环境的影响,降低作业成本,目前采用丛式井组钻井,一般每个平台钻 10 口井左右,具体井数视实际的地表环境条件而定,Chesapeake 公司在 Barnett 页岩区一个平台曾经钻过 26 口井。

1.3.2.2 完井、压裂工艺

Barnett 页岩气井水平段较短的井只要求压一级,套管不要求水泥固井。水平段较长的井要求多级压裂,套管需要固井,但是可能会带来裂缝起裂困难的问题。如果射孔簇间距太近,应力阴影会限制中间射孔簇位置的裂缝延伸,裂缝将在水平段的跟部和趾部过度延伸。优化的段间距为缝高的 1.5 倍,一般为 90 ~ 120m,可以减小裂缝干扰。为了避免形成多条相互干扰的裂缝,射孔簇长度小于 4 倍的井筒直径,即小于 1.3m,射孔孔密 18 ~ 22 孔 /m。采用定向射孔,相位角 60°。

固井水泥系统(酸溶性的更好)隔绝射孔簇之间的环空,帮助在各射孔簇形成独自的水力裂缝。在段塞注入压裂的前置液中,采用交联剂和 100 目石英砂产生数量较少但缝宽更大的主裂缝,以提高井筒周围区域的后期铺砂能力。生产管柱采用 2 $\frac{3}{8}$ in 油管(EUE 油管扣),下深一般在 0 ~ 2300m。

因为是世界上第一个被开发的页岩气藏,以下不同的完井方法均在 Barnett 页岩中进行过试验。

(1) 不固井、裸眼单级压裂方法。这种方法是早期在水平井中下入套管,不进行水泥固井,

3~4个射孔段,射孔数有限,排量型号为160~200BMP。压裂液可以沿套管与裸眼之间的环空自由流动,在水平段的任何地方都可以起裂,随机性强,有些井只在一个点产生裂缝。

(2)衬管固井、限流量压裂方法。这种方法是最早在Barnett页岩中采用的套管固井方法,目的是调整限定流量,要求排量高,裂缝随机起裂。与早期的试验方法比较,不固井、裸眼单级压裂方法较衬管固井、限流量压裂方法产量和采收率更高。

(3)衬管固井、多级压裂方法。这种方法是典型的完井方法,包括水平井衬管固井以及桥塞和射孔压裂,射孔和压裂后采用电缆泵入或连续油管坐封桥塞实现机械封隔。压裂完成后采用连续油管钻除桥塞。该方法虽然有效,但连续油管多次使用,每级压裂施工射孔枪、压裂设备的费用都很高,耗时长。水泥固井使许多天然裂缝被堵塞。

(4)不固井、裸眼多级压裂方法。这种方法是2004—2006年间出现的新方法,采用水力坐封机械式管外封隔器,可膨胀的胶筒替代了水泥起到隔离作用,滑套机构在封隔器之间可以产生开孔,不需射孔(图1.19)。这些工具可通过液压或投球进行操作。球可隔离段与段之间,不需要桥塞。一趟管柱连续泵压可完成所有压裂施工,不需要钻机,节约时间和费用。



图1.19 Barnett页岩气裸眼水平井多级压裂方法示意图

目前较为常用的完井方法为上述方法的后两种。

Barnett页岩储层富含硅质,脆性强易压裂。由于裂缝在岩石中仅延伸几英尺的距离,因此在天然和人工裂缝之间必须建立一个长且宽的流动通道。Barnett页岩压裂后形成的流动通道形状一般为正方形或矩形,长450~900m,宽120~300m。人工裂缝受地应力作用,一般垂直于天然主裂缝。

Barnett页岩气井典型的滑溜水压裂用水量2275~27300m³(高值为水平井用量),压裂液中添加减阻剂,支撑剂用量36~450t(高值为水平井用量),泵排量7.6~16m³/min。返排时间短的需要2~3d,长的会一直持续到整个井的生产寿命结束。返排的液量占注入量的20%~70%,返排周期越短反映完井技术实施效果越好。下部和上部的Barnett页岩有时会合并压裂,有时会单独压裂,后者形成的压裂流动通道更长。

在Barnett页岩层的上下存在石灰岩隔挡层,下部为Viola-Simpson灰岩,上部为Marble Falls灰岩。这些隔挡层被作为Barnett页岩气生产“甜点”的标志之一,否则生产风险将增加。在Barnett页岩的压裂设计中要考虑通过储层的上下压裂隔挡层来控制缝高,使压裂的能量不会从页岩层中传出去,否则会降低压裂的效率,并且利用隔挡层阻止诱导裂缝穿透至附近的水层。Barnett页岩下部的Ellenburger组灰岩中的地层水如果侵入到Barnett页岩中,会对生产带来很大的问题,大大降低页岩气井产量。

1.3.2.3 重复压裂工艺

Barnett 页岩气井通常第一年产量递减 50%，一般在生产 5 年后要进行重复压裂，通过重复压裂，可提高单井产量和 EUR。重复压裂的综合方法包括一套含纤维基转向剂的压裂液、无工具的裂缝转向技术和实时裂缝监测。

转向液包含多种成分的混合液，含有暂时堵塞裂缝、使液体流动转向和在原地及井筒附近诱导产生新裂缝的可降解材料。压裂期间实时诊断技术用于确定水平段压裂液与储层接触以及泵入的转向塞情况，以确保获得最大的水平泄流面积。

该方法不需要成本较高的干预技术，并且可以实时优化压裂施工。在产量递减预测的基础上预计 6 个月内即可收回投资。而且在 20 年以上的生产周期内，单井 EUR 预计增加 20%。

实例：一口井初产约 $6.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，4 年后产量递减至低于 $1.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。通过原始储层改造的微地震监测结果，发现可以通过重复压裂沟通更多储层。初次压裂分 5 个射孔段，重复压裂时，新增了 4 个射孔段（图 1.20），以此改进压裂注入情况和井筒泄流面积。最终 9 个射孔段沿 600m 水平段的间隔平均约 80m。

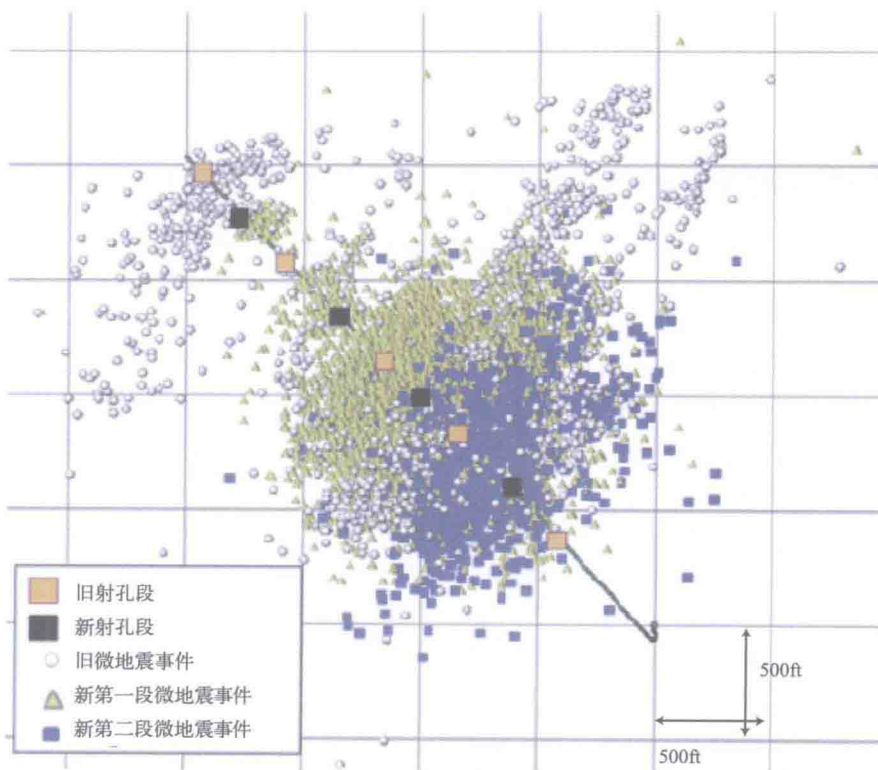


图 1.20 在初次压裂基础上新增 4 段进行重复压裂的微地震监测图（据斯伦贝谢公司，2008）

重复压裂后该井的初始气产量提高到 $4.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ （图 1.21），估算的最终可采储量增加了 20%（图 1.22）。

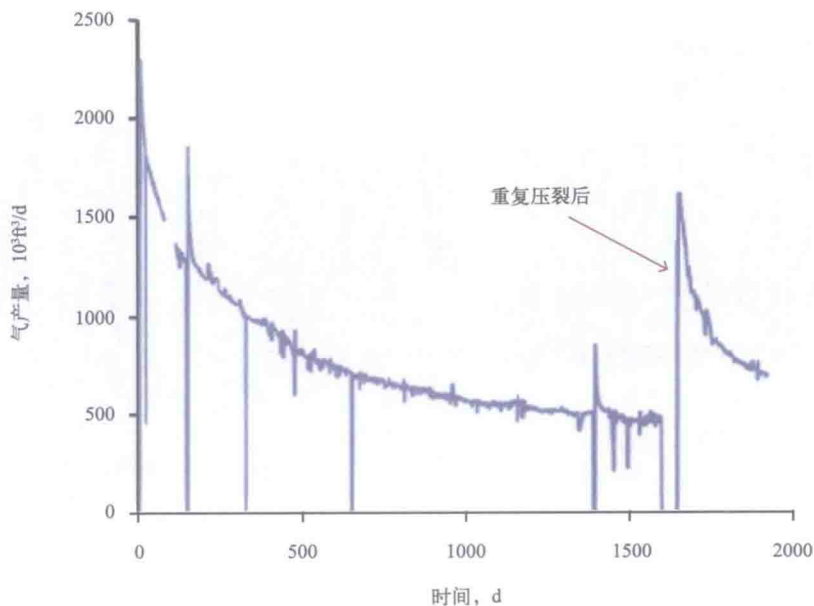


图1.21 重复压裂前后产量变化（据斯伦贝谢公司，2008）

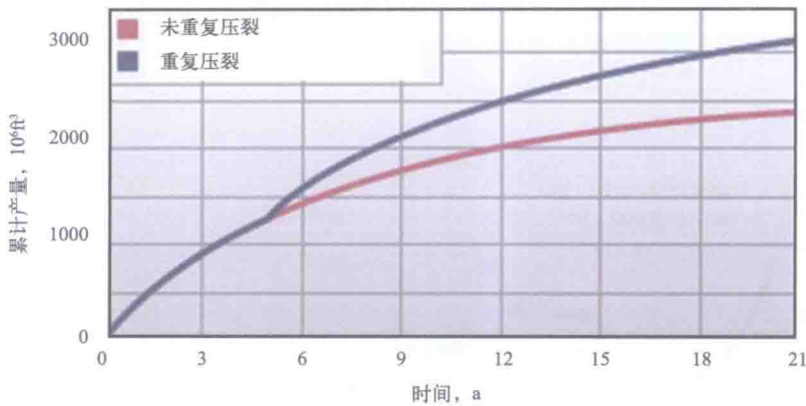


图1.22 超过20年生产周期的未重复压裂和重复压裂井预期采收率对比（据斯伦贝谢公司，2008）

1.3.2.4 绿色完井工程

从环保角度考虑,为了减少完井过程中环境污染,一些公司实施绿色完井工程。例如, Devon Energy 公司自 2004 年以来,在 Barnett 页岩气开发中通过实施绿色完井工程(图 1.23),已累计减少 Barnett 页岩气井的甲烷排放量 $7.1\times 10^8\text{m}^3$ 。该工程主要是在压裂后的返排阶段,将与返排液一同产出的页岩气分离出来,通过管道收集加以利用,避免直接排放到大气中。