

重复压裂方法

在气井或油井中使用的重复压裂增产措施，能够避开近井区域的地层伤害，重建与储层之间良好的连通性，并对具有较高孔隙压力的地层进行开采。由于生产的早期阶段还可能改变地层应力，从而在水力压裂期间，能够产生良好的纵向约束和更大范围的横向延伸，并能够使新的裂缝沿不同方位重新取向。因此，重复压裂经常能够将生产井产能恢复到接近初始状态甚至更高。

George Dozier

美国得克萨斯州休斯敦

Jack Elbel

咨询顾问
得克萨斯州达拉斯

Eugene Fielder

Devon 能源公司
美国俄克拉何马州俄克拉何马城

René Hoove

得克萨斯州 Fort Worth

Stephen Lemp

加拿大艾伯塔省卡尔加里

Scott Reeves

Advanced Resources 国际公司
得克萨斯州休斯敦

Eduard Siebrits

得克萨斯州 Sugar Land

Del Wisler

科麦奇公司
得克萨斯州休斯敦

Steve Wolhart

Pinnacle 技术公司
得克萨斯州休斯敦

在过去的50多年里，重复压裂带来的潜在经济效益对石油和天然气生产公司产生了很大的吸引力，其中最主要的吸引力是这项技术能够在一定条件下恢复或增加生产井的产能，因此通过提高油气采收率获得额外的储量。尽管全球每年约钻新井7万口，但只占全球生产井总数的约7~8%^[1]。

因此，通过提高早期完井的83万多口生产井的产量，是进行油田开发、增产处理和油藏管理的基础。即使只是在数量如此庞大的现有井中使一部分井的产量有少许增加，也会使整体储量规模有明显的扩大。重复压裂是实现这一目标的一种方法。

大约有30%以上的压裂处理是在老井中进行的，其中有许多是进行新层段的完井；其它是对以前未实施压裂的生产层段或夹杂了新的层段进行处理，以及对以前增产处理不当或未能实施增产处理的层段进行的处理。显然，对那些经过早期生产阶段、储层压力下降和部分衰竭以及实施过增产处理的层段进行重复压裂的作业量在逐步增加。这些类型的重复压裂增产措施对处理低渗、天然裂缝发育、层状和非均质地层很有效，特别是气藏。

如果初始的压裂处理已经无效，或

者现有的支撑剂因时间关系已经损坏或质量下降，那么对该井进行重复压裂将重建储层到井眼的线性流。重复压裂能够产生导流能力更高的支撑裂缝，会比早期压裂产生的裂缝更深入地层。然而，并不是所有重复压裂处理都是为了恢复产能而进行的补救性处理；有些产量相对高的井也具备重复压裂的良好条件。事实上，油田上生产状况良好的井经常具备实施重复压裂的条件^[2]。

早期增产处理仍然有效的井也可以进行重复压裂，以便产生沿不同于原来裂缝的方位的新裂缝。在低渗地层中垂直于原来裂缝的方向上，一条取向不同的新裂缝能够使很高的基岩渗透率发挥作用。在这类情况下，重复压裂很明显提高生产井的产量，并有助于更好地发挥加密井的作用。因此，作业公司应该在油田开发计划阶段就开始考虑重复增产处理问题。

然而，许多作业公司并不愿意对有一定经济产量的生产井进行重复压裂，他们倾向于只对生产效果不好的井进行重复增产处理，而不是对所有的井进行重复压裂。这种对重复压裂缺乏信心和持否定态度的偏见，正在随着对重复压裂机理认识的加深，以及和使用这项技术的公司不断报道良好的结果而发生改变。

在编写本文过程中得到以下人员的帮助，谨表谢意：美国得克萨斯州Sugar Land的Curtis Boney, Leo Burdylo, Chris Hopkins 和 Lee Ramsey；得克萨斯州Midland的Phil Duda；加拿大艾伯塔省卡尔加里以前供职于Enerplus公司的Chad Gutor；得克萨斯州College Station的Stephen Holditch 和 Valerie Jochen；以及加拿大卡尔加里Enerplus公司的Jim Troyer。

CoilFrac, DSI (偶极子横波声波成像仪), FMI (全井眼地层微成像仪), FracCADE, InterACT, Moving Domain, NODAL, ProCADE 和 StimMAP 等是斯伦贝谢公司的商标。



2003

1993



要使重复压裂处理获得成功，必须在压裂后，能够产生更长或导流能力更好的支撑裂缝，或者使作业井能够比重复压裂前更好地连通净产层。实现这些目标需要掌握更多关于储层和生产井状况资料，以便了解重复增产处理获得成功的原因，并以此为基础改进以后的处理。评估重复压裂前、后的平均储层压力、渗透率厚度乘积和有效裂缝长度与导流能力，能够使工程师们确定重新压裂前生产井产能不好的原因，以及重复压裂成功或失败的因素。

经过改进的诊断技术，如短时间关井试井等，能够帮助确定一口生产井目前的增产条件和验证重复压裂的

潜力。在过去的10年里，压裂模拟、设计和分析软件方面的进步，如有了更好的候选井选择方法、新型压裂液、改进型支撑剂和支撑剂返排控制方法等，也对重复增产处理的成功作出了重要贡献。

本文将介绍一项历时两年的重复压裂研究及现场试验追踪结果。我们还将讨论重复压裂获得成功的原因，包括候选井选择方法与标准、经过压裂增产处理的生产井产能欠佳的原因、地层应力重新取向和处理设计考虑的因素等。利用最近从美国和加拿大获得的实例，介绍重复压裂的实施和产能改善的效果。

1. “International Outlook: World Trends,” *World Oil*, 224卷, 第8期(2003年8月): 23-25。
2. Niemeyer BL 和 Reinart MR: “Hydraulic Fracturing of a Moderate Permeability Reservoir, Kuparuk River Unit,” SPE 15507, 发表在SPE技术年会暨展会上, 美国路易斯安那州新奥尔良, 1986年10月5-8日。

Pearson CM, Bond AJ, Eck ME 和 Lynch KW: “Optimal Fracture Stimulation of a Moderate Permeability Reservoir, Kuparuk River Unit, Alaska,” SPE 20707, 发表在SPE技术年会暨展会上, 美国路易斯安那州新奥尔良, 1990年9月23-26日。Reimers DR 和 Clausen RA: “High-Permeability Fracturing at Prudhoe Bay, Alaska,” SPE 22835, 发表在SPE技术年会暨展会上, 美国得克萨斯州达拉斯, 1991年10月6-9日。

一项多盆地综合评价研究

虽然重复压裂在一些井施工中获得成功,而且在几个油田上取得了重复增产处理的效果,但在对早期经过增产处理的生产井进行重复压裂时,一些作业公司还是指出了一些令人失望的结果^[3]。然而,最新的研究及现场试验追踪,以及几家作业公司正在实施的重复压裂计划,仍然在石油和天然气行业内部引起大家的兴趣和关注。

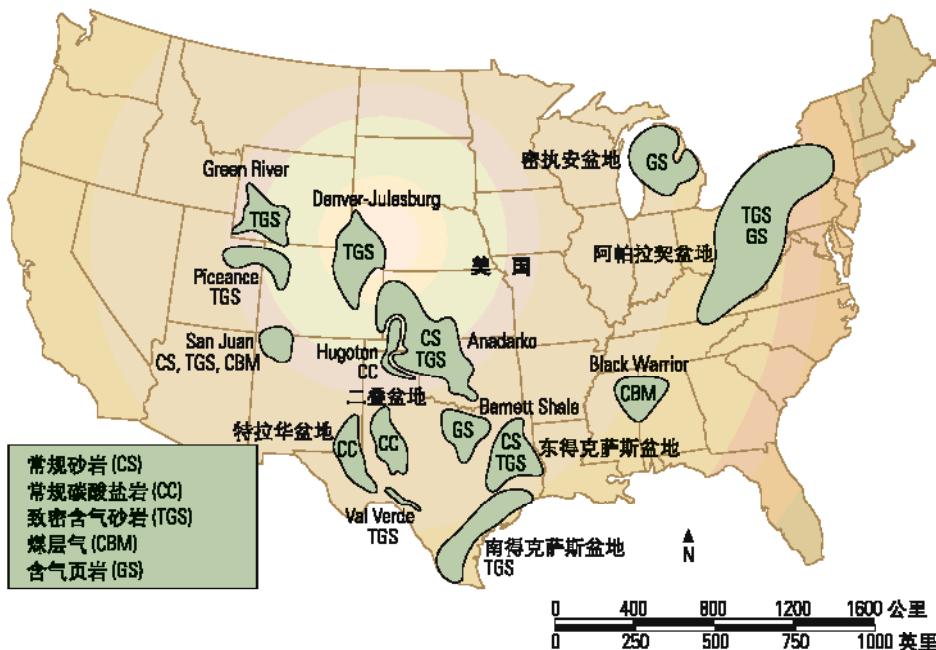
1996年天然气研究所(GRI),现在的天然气技术研究所(GTI),开始将压裂重复增产处理作为一种低成本提高天然气产量和增加天然气储量的方法进行研究。这次初步评价认为,不包括阿拉斯加的美国陆上天然气资源至少具有增加超过10万亿立方英尺(2864亿立方米)天然气储量的潜力(下图)。

这些有待增加的天然气储量位于落基山脉、中陆、东得克萨斯和南得克萨斯等盆地,主要集中在低渗或“致密气”砂岩(TGS)和其它非常规气藏内,包括含气页岩(GS)和煤层气(CBM)沉积(请参见“煤层天然气的开采”,第8页)。美国其它具有重复压裂潜力的地区包括密执安和阿帕拉契盆地的非常规

气藏,以及圣胡安盆地的常规砂岩(CS)与常规碳酸盐岩(CC)地层和中陆与得克萨斯的一些地区。

1996年GTI的研究结论证实了重复压裂处理能够以0.1美元/千立方英尺~0.2美元/千立方英尺的成本增加储量,明显低于收购天然气储量0.54美元/千立方英尺或发现和开发天然气储量0.75美元/千立方英尺的平均成本。尽管存在这种潜在的经济效益,但作业公司仍然对重复压裂生产井持抵触态度。缺乏有效的候选井选择方法似乎是作业公司没有采纳重复增产处理技术和获得成功的主要原因。

为此,GTI于1998年设立了另一个项目,专门研究重复增产措施技术和分析技术。1996年的研究表明,在一个指定气田,通过重复压裂增加的储量中有85%来自于15%的作业井,这个结果说明了进行重复压裂的必要性,表明这些高潜力井所具备的条件是实施重复增产处理成功的关键。然而,作业公司经常会感觉到,按照经营非常规气藏的公司投入的资金和人力,进行综合性气田研究的成本太高,尤其是在气价较低时。



▲美国具备重复压裂增加天然气储量潜力的区域。1996年天然气技术研究所(GTI)的重复增产处理研究项目对很大范围的天然气藏进行了评价,包括常规砂岩与碳酸盐岩地层、致密含气砂岩、含气页岩和煤层气沉积。这次评价工作的重点是对常规天然气累计产量超过5万亿立方英尺(1432亿立方米)的区域进行前景评价。产量越高就意味着老井数量越多和实施重复压裂处理的机会越多。这项研究还确认了最终估算采收率(EUR)超过1万亿立方英尺(286亿立方米)的致密含气砂岩分布区和最大的含气页岩与煤层气开发区域,但没有涉及产量和采收率信息有限的海上开发区域。

- Parrot DI 和 Long MG: "A Case History of Massive Hydraulic Refracturing in the Tight Muddy "J" Formation," SPE 7936, 发表在 SPE 低渗天然气藏专题讨论会上, 美国科罗拉多州丹佛, 1979年5月20-22日。

Conway MW, McMechan DE, McGowen JM, Brown D, Chisholm PT 和 Venditto JJ: "Expanding Recoverable Reserves Through Refracturing," SPE 14376, 发表在 SPE 技术年会暨展会上, 美国内华达州拉斯维加斯, 1995年9月22-25日。

Hunter JC: "A Case History of Refracs in the Oak Hill (Cotton Valley) Field," SPE 14655, 发表在 SPE 东得克萨斯地区会议上, 美国得克萨斯州 Tyler, 1996年4月21-22日。

Olson KE: "A Case Study of Hydraulically Refractured Wells in the Devonian Formation, Crane County, Texas," SPE 22834, 发表在 SPE 技术年会暨展会上, 美国得克萨斯州达拉斯, 1991年10月6-9日。

Fleming ME: "Successful Refracturing in the North Westbrook Unit," SPE 24011, 发表在 SPE 二叠盆地石油和天然气采收率会议上, 美国得克萨斯州 Midland, 1992年3月18-20日。

Hejl KA: "High-Rate Refracturing: Optimization and Performance in a CO₂ Flood," SPE 24346, 发表在 SPE 落基山地区会议上, 美国怀俄明州 Casper, 1992年5月18-21日。

Pospisil G, Lynch KW, Pearson CM 和 Rugen JA: "Results of a Large-Scale Refracture Stimulation Program, Kuparuk River Unit, Alaska," SPE 24857, 发表在 SPE 技术年会暨展会上, 美国华盛顿特区, 1992年10月4-7日。

Hunter JL, Leonard RS, Andrus DG, Tschorhart LR 和 Daigle JA: "Cotton Valley Production Enhancement Team Points Way to Full Gas Production Potential," SPE 24887, 发表在 SPE 技术年会暨展会上, 美国华盛顿特区, 1992年10月4-7日。

Reese JL, Britt LK 和 Jones JR: "Selecting Economic Refracturing Candidates," SPE 28490, 发表在 SPE 技术年会暨展会上, 美国路易斯安那州新奥尔良, 1994年9月25-28日。

Fengjiang W, Yunhong D 和 Yong L: "A Study of Refracturing in Low Permeability Reservoirs," SPE 50912, 发表在 SPE 国际石油和天然气大会暨展会上, 中国北京, 1998年11月2-6日。

- 标准曲线能够帮助解释不稳定压力恢复试井结果,且不同于常规半对数曲线或分析径向流动特性的赫兹解方法。标准曲线是多组压力变量对函数,它们的导数由带边界条件的扩散方程的解析解产生。井眼近距离边界条件包括续流常数或变量、局部储层穿透深度、复合径向伤害或变更的渗透率和有效压裂裂缝等,井眼轨迹可以是垂直的、倾斜的或水平的。远距离边界条件包括封闭或部分封闭断层、相交断层和封闭或常压正交界面等。人们可以修改扩散方程来适应储层非均质性,如双重孔隙度或横向变化。商用软件能够生成标准曲线簇,以便根据瞬变压力数据采集前甚至期间的产量变化,计算一段时间的叠加结果。自动回归分析方法能够匹配采集数据与一条具体标准曲线的关系。

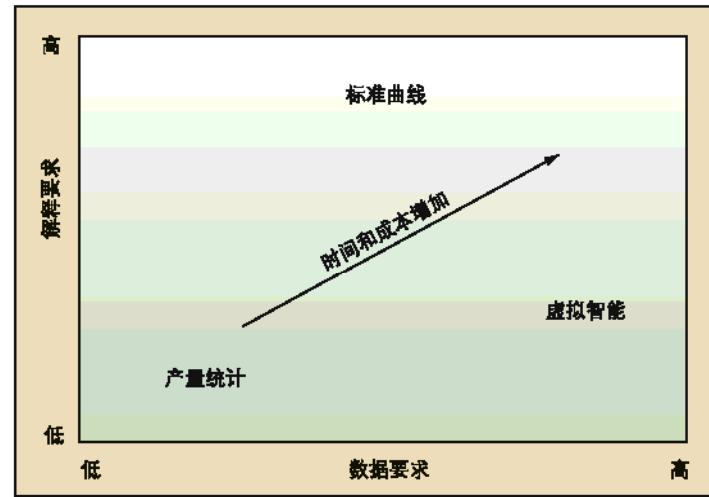
- Reeves SR, Hill DG, Tiner RL, Bastian PA, Conway MW 和 Mohaghegh S: "Restimulation of Tight Gas Sand Wells in the Rocky Mountain Region," SPE 55627, 发表在 SPE 落基山地区会议上, 美国怀俄明州 Gillette, 1999年5月15-18日。

- Reeves SR, Hill DG, Hopkins CW, Conway MW, Tiner RL 和 Mohaghegh S: "Restimulation Technology for Tight Gas Sand Wells," SPE 56482, 发表在 SPE 技术年会暨展会上, 美国得克萨斯州休斯敦, 1999年10月3-6日。

该项目的合作者包括 Advanced Resources 国际公司、斯伦贝谢公司、Intelligent Solutions 公司、By and Associates 公司、Stim-Lab 和 Pinnacle 技术公司等，这些公司都认为，开发一种能够识别具有重复增产潜力的生产井的有效方法，是扩大重复压裂技术应用的一种途径。另外，还有三个其它目标，即通过重复压裂能够提高产能和改善采收率，确认早期压裂井生产效果欠佳的原因，以及评价新的压裂技术和工艺。

1998 年 GTI 的研究评价了三种确认重复压裂潜力的方法，并随后在不同的储层上进行了测试。这些候选井选择方法包括产量统计法、模式识别技术—尤其是神经网络、虚拟智能和模糊逻辑—和产量标准曲线（右图）^[4]。

全部三种方法，在至少拥有 200~300 口井的几个气田上，用于挑选适合进行重复增产处理的候选井^[5]。在美国选出三个试验现场—怀俄明州的 Green River 盆地、得克萨斯州的东得克萨斯盆地和科罗拉多州的 Piceance 盆地，并进行了实际评价（下表）：在南得克萨斯盆地



^[4] 候选井选择方法。GTI 项目开发了一种方法，能够利用产量统计、虚拟智能和产量标准曲线，确认具有重复增产处理潜力的井。从设计上看，这些技术已经从简单的、对数据要求不高的非解析性统计方法，发展成为详细的、需要不断增加综合性数据的工程分析方法。

还确认了第 4 个实验现场，但在 GTI 项目中没有使用。不过，随后进行的储层研究制定了该地区近期的重复压裂活动计划（请参见“增产评价”，第 52 页）。在三个项目实施现场最终确定的 9 口井中，有 8 口井进行了重复压裂处理，一口井进行了尝试消除地层伤害的处理。

随着该项目的继续，处理设计有摆脱高粘度聚合物基系统向低粘度和低凝胶浓度压裂液发展的趋势。大多数处理包含了在实施压裂措施后，辅助反排的氮气 (N_2) 或二氧化碳 (CO_2)、单级泵送进度和起分流作用的封堵球，以便对照多级增产处理降低成本。

Green River 盆地 GTI 现场—

作业公司：
安然石油天然气公司，现在的 EOG 资源公司。

地层：
上白垩统 Frontier。

位置：
美国怀俄明州西南部北 Moxa Arch 地区
Big Piney/Labarge 气田交界。

沉积：
海相砂岩，主要是河流与河道。
或冲积与远源海岸带。

气藏：
渗透率为 0.0005~0.1 mD 的致密气砂岩。
在 8 个独立的层段或阶地中构成 4 组
产层。

初始完井：
1~3 级交联瓜尔液和氮泡沫加 100000~500000 磅
(45359~228798 公斤) 支撑剂。

GTI 重复增产处理：
三次重复压裂处理和一次聚丙烯酸盐清洗处理。

东得克萨斯盆地 GTI 现场—

作业公司：
联合太平洋资源公司 (UPRC)，现在的
Anadarko 石油公司。

地层：
Cotton Valley。

位置：
美国得克萨斯州 Panola 县 Carthage 附近的
Carthage Gas Unit (CGU) 气田。

沉积：
复合海相砂岩，主要是堤礁和潮间带。

气藏：
非均质、多层和多块致密气砂岩。
渗透率为 0.05~0.2 mD。

初始完井：
在整个井中，使用 3~4 级交联液和支撑剂
1~4 百万磅 (45359~1814370 公斤)；
1998 年至今，UPR 和 Anadarko 使用减阻水液
及不超过 250000 磅 (113398 公斤) 支撑剂。

GTI 重复增产处理：
三次重复压裂处理。

Piceance 盆地 GTI 现场—

作业公司：
Barrett 资源公司，现在的 Williams 公司。

地层：
上白垩统 Williams Fork 的 Meaverde 组。

位置：
美国科罗拉多州 Garfield 县 Rulison 附近
Parachute 和 Grand Valley 气田。

沉积：
海相砂岩，主要是冲积与沼泽带。

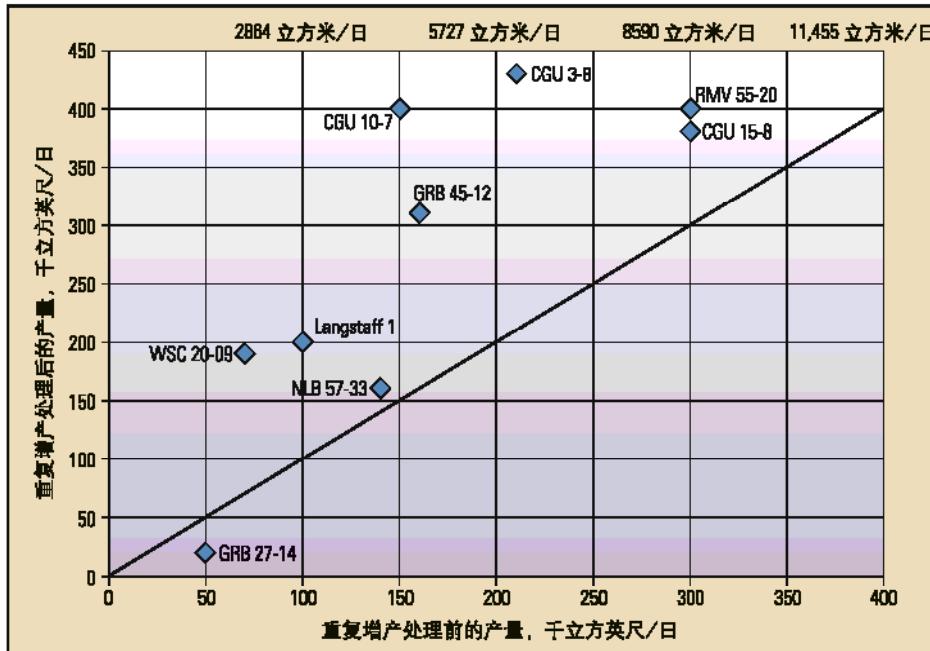
气藏：
渗透率为 0.1~2 mD 的块状致密气砂岩。
由于天然裂缝的原因，有效渗透率
达到 10~50 mD。

初始完井：
2~5 级，使用 50000~650000 磅
(22880~294835 公斤) 支撑剂/级。

GTI 重复增产处理：
两次重复压裂处理。

^[4] 1998 年 GTI 在美国三个试验现场评价重复压裂井标准选择的研究。

气田/盆地	井	日期	增加的采收率, 百万立方英尺	处理成本, 美元	储量成本, 美元/千立方英尺	成功(S)/失败(F)
Big Piney和LaBarge气田/ Green River盆地	GRB 45-12	Jan. 1999	602	87,000	0.14	S
	GRB 27-14	Jan. 1999	(186)	87,000	NA	F
	NLB 57-33	Apr. 1999	0	20,000	NA	F
	WSC 20-09	Jun. 2000	302	120,000	0.40	S
Rulison气田/ Piceance盆地	Langstaff 1	Jun. 2000	282	50,000	0.18	S
	RMV 55-20	Jun. 2000	75	70,000	0.93	F
Carthage气田/ 东得克萨斯盆地	CGU 15-8	Nov. 1999	270	100,000	0.37	S
	CGU 10-7	Jan. 2000	407	100,000	0.25	S
	CGU 3-8	Jan. 2000	1100	100,000	0.09	S
总计			2852	734,000		
平均			317	82,000	0.26	



▲ GTI 现场试验结果。Frontier 组 (Green River 盆地) 4 口井中的 2 口井、Cotton Valley 组 (东得克萨斯盆地) 全部 3 口井和 Williams Fork 组 (Piceance 盆地) 2 口井中的 1 口井获得了成功。在 3 口处理不成功的井中，1 口井的储量增量成本达到 0.93 美元 / 千立方英尺，2 口井存在机理或设计问题，其中后 2 口井中有 1 口井的伤害消除处理未能按照液化原始支撑剂充填和消除原处理产生的悬浮剩余凝胶伤害所需要的注入速率泵送；另一口井则未能排液，因为没有按照 GTI 设计的建议使用增能液。

标准递减曲线分析确定了每口井的最终估算采收率 (EUR)，估算的处理成本提供了增量额外储量未预算的成本。只有为研究目的实施的诊断测试成本没有包括在内，它仅包含了重负压裂实施中发生的所有实际费用。该项目组对所有 9 口井的情况进行了分析，以便更好地了解每种候选井选择方法^[1]。

项目组认为，只要增产处理产生的储量增加的费用低于 0.5 美元 / 千立方英尺，就等于在经济上获得成功。根据这种认识，9 口实施重复增产处理井中有

6 口井获得成功（上图）。全部 9 口井共获得储量增量 29 亿立方英尺 (8300 万立方米)，总成本 73.4 万美元，相当于平均储量成本为 0.26 美元 / 千立方英尺。

除了消除伤害处理和设计差导致无法返排外，6 口重复压裂成功的井和一口不太经济的处理井以 0.20 美元 / 千立方英尺的成本获得了储量增量。尽管措施后的评价结果显示某些井的一些产层并未得到有效的增产，但这个成本接近于过去重复增产处理 0.10~0.20 美元 / 千立方英尺的成本范围。即使是将 3 口不

成功的处理井包括在内，这次现场试验也算是非常成功的，平均增加储量 3 亿立方英尺 / 井 (860 万立方米 / 井)，平均成本为 8.16 万美元 / 井。

在美国本土 48 州有大约 20 万口非常规气井从低渗砂岩、煤层气沉积和含气页岩中开采天然气，其中至少有 20% (相当于 4 万口井) 属于可能成为实施重复增产处理的目标。按照平均 3 亿立方英尺 / 井 采收率增量外推 GTI 的结果，可以通过重复压裂产生 12 万亿立方英尺 (3436 亿立方米) 储量增量。在 Green River 盆地和东得克萨斯盆地地层作业的公司，将利用这项研究获得的知识，继续实施重复增产处理。

候选井选择方法

总的来说，GTI 的重复压裂试验是成功的，但并不意味着能够最终确认某一种候选井选择方法是最有效的。各项技术倾向于根据具体的气藏描述，针对不同的原因，选择不同的井（[下一页，上表](#)）。产量统计法非常适合在 Piceance 盆地进行研究，虚拟智能和模式识别法非常适合在 Green River 盆地使用，标准曲线法在东得克萨斯盆地非常有效。很显然，需要进行额外的评价以确认每项技术的有效性，并促使重复压裂技术得到更广泛的认可。

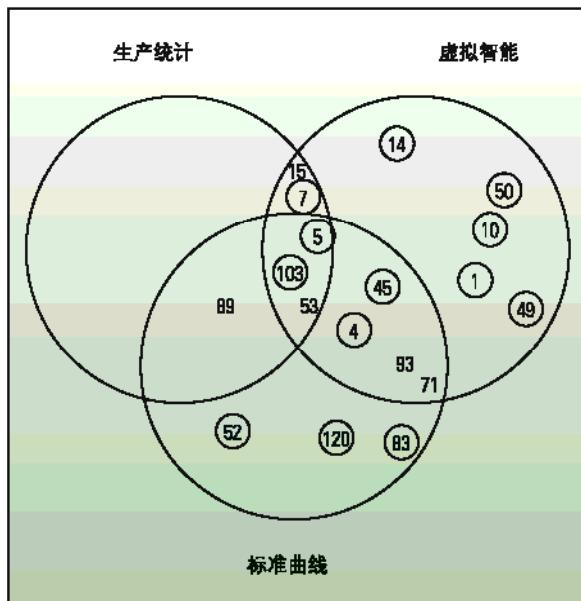
为此，决定对一假想的致密气田进行储层模拟^[7]。该研究的目的是相对于模拟模型来验证候选井选择方法的有效性。这一模拟分析得到的结果证实，不同的选择方法往往给出不同的候选井结果。一般来说，虚拟智能方法给出的结果最有效，其次是标准曲线方法。单独使用生产数据的方法效果最差。

1998 年 GTI 研究的第一阶段研究成果，以及这次模拟研究产生的结果，使人们对每种候选井选择方法的有效性产生了极有价值的认识，但每项技术还需要进行现场实际数据测试。作为整个项目最初的目标，与其说是为此建立一个重复增产处理作业的新型数据库，不如说参与 1998 年 GTI 研究的合作伙伴找到了一个具有重复增产处理作业历史及结

气田/盆地	井	成功(S)/失败(F)	前 50 口候选井顺序		
			产量统计	虚拟智能	标准曲线
Big Piney 和 LaBarge/ Green River	GRB 45-12	S	>50	*15	>50
	GRB 27-14	F	>50	*39	32
	NLB 57-33	F	4	>50	20
	WSC 20-09	S	38	*2	1
Rulison/ Piceance	Langstaff 1	S	1	>50	>50
	RMV 55-20	F	43	>50	17
Carthage/ 东得克萨斯	CGU 15-8	S	>50	>50	11
	CGU 3-8	S	>50	>50	7
	CGU 10-7	S	4	*28	40

*经过修订的分析结果
注：粗斜体数字表示分类正确

▲ 候选井选择方法的效果。根据增加的储量增量低于 0.5 美元 / 千立方英尺的经济标准，GTI 的研究对每种候选井选择方法准确选择重复压裂成功的候选井或没有选择不成功的候选井的能力进行了评价。这种判别方式以每种方法是否能将一口井排列在前 50 口候选井之中为基础。产量统计、虚拟智能与模式识别和标准曲线等三种方法分别使用时，在 9 口试验井中至少识别出 4 口井属于重复压裂成功的候选井或非候选井，其中虚拟智能方法则识别出 5 口井。三种方法同时使用，仅确认了 5 口成功处理井中的 2 口井，且没有确认出 3 口不成功的井。



▲ GTI 气藏模拟研究产生的候选井选择结果。前 18 口井占气藏模拟井的 15%，虚拟智能独立从 13 口实际使用的候选井中挑选出 10 口井，是选择结果最多的方法。这 10 口井中有 5 口井是虚拟智能方法单独选出的，1 口井同时被生产统计方法选中，2 口井同时被标准曲线方法选中，另外 2 口井被三种方法同时选中。标准曲线方法另外选中了 3 口实际使用的候选井，使虚拟智能和标准曲线两种方法的正确选择结果达到 13 口井。然而，实际上，事先没有人知道这些井就是实际使用的候选井。

果的试验现场。利用现有的数据体，可以在选定的实际现场背景下重复使用模拟器研究方法，以便评价每一种候选井选择方法。

为了进一步分析储层模拟结果，GTI 选择了 Wattenburg 气田，使用现场实际数据进一步评价这些候选井选择方法。这个开发的致密层气田位于科罗拉多州丹佛北部 Denver-Julesburg 盆地的西部边缘，由于自 1977 年以来有 1500 多口区域分布的生产井进行了重复压裂，因此格外引人关注。这些处理作业中的大部分作业在经济上是成功的^[8]。

Patina 石油天然气公司是该盆地的主要作业公司，曾在 1977~2000 年期间实施了 400 多次重复压裂增产处理。Patina 公司同意参与这项试验，这样由 Patina 独立开发的一种候选井选择方法将同 GTI 的三种候选井选择方法一起使用。这些方法的评价是在预先没有透露哪些是已经顺利实施重复增产处理的井的情况下进行的。随后，用候选井选择结果与实际生产井的生产情况进行对比。这种方式使每种方法的有效性得到评估。通过 Wattenburg 气田的现场数据，候选井选择方法证实了以前 GTI 的研究和气藏模拟结果。

在重复增产处理计划期间，按优先重复压裂顺序排列候选井，能够提供相当重要的信息。在缺少早期重复增产处理结果的情况下，模式识别和标准曲线方法有助于选择实施重复增产处理的候选井；生产统计方法的效果不好。虚拟智能和其它模式识别技术，都是采用以前重复压裂数据和结果进行“学习”的方法，可以进一步改善候选井选择方法和重复增产处理的成功率。GTI 现场试验、气藏模拟和 Wattenburg 气田评价等，都证实每种候选井选择方法能够反映气藏的具体特性（左下图）。

6. Ely JW, Tiner R, Rothenberg M, Krupa A, McDougal F, Conway M 和 Reeves S: "Restimulation Program Finds Success in Enhancing Recoverable Reserves," SPE 63241, 发表在 SPE 技术年会暨展会上，美国得克萨斯州达拉斯，2000 年 10 月 1-4 日。
7. Reeves SR, Bastian PA, Spivey JP, Flumerfelt RW, Mohaghegh S 和 Koperna GJ: "Benchmarking of Restimulation Candidate Selection Techniques in Layered, Tight Gas Sand Formations Using Reservoir Simulation," SPE 63096, 发表在 SPE 技术年会暨展会上，美国得克萨斯州达拉斯，2000 年 10 月 1-4 日。
8. Emrich C, Shaw D, Reasoner S 和 Ponto D: "Codell

- Restimulations Evolve to 200% Rate of Return," SPE 67211, 发表在 SPE 生产与作业专题讨论会上，美国俄克拉何马州俄克拉何马城，2001 年 3 月 24-27 日。
- Shaefer MT 和 Lytle DM: "Fracturing Fluid Evolution Plays a Major Role in Codell Refracturing Success," SPE 71044, 发表在 SPE 落基山石油技术大会上，美国科罗拉多州 Keystone，2001 年 5 月 21-23 日。
- Sencenbaugh RN, Lytle DM, Birmingham TJ, Simmons JC 和 Shaefer MT: "Restimulating Tight Gas Sand: Case Study of the Codell Formation," SPE 71045, 发表在 SPE 落基山石油技术大会上，美国科罗拉多州 Keystone，2001 年 5 月 21-23 日。

产量统计分析有助于对那些与邻井生产情况相比完井欠佳的井进行分析。尽管质量较差的气藏可能会产生低于标准的生产指标,但这种方法对于那些气藏质量相对均匀且产量相当稳定的气田还是有效的。

虚拟智能方法有助于选出那些达不到最初完井要求,或增产措施要求的井。当气藏、完井和增产措施复杂程度较高时,应该使用模式识别技术。

标准曲线有助于单独根据增产潜力确认候选井,因此对气田内生产状态好的井加权较重。这种方法应该在生产数据准确和岩石物性信息充足的情况下使用。

任何一种候选井选择方法的适用性都应该针对具体的评价区域进行评定。实际上,一种“理想”的方法可能会综合几项技术。在缺少其它方法的情况下,有三种评价候选井选择方法的工作方式可能有助于候选井的选择,它们是一些非解析性分析方法,如评价现有产量和估算最终采收率,以便确认生产状况欠佳的生产井。

对整个气田的评价

1999年以前,Patina石油天然气公司在Wattenburg气田进行的重复压裂,主要针对生产效果欠佳的生产井,和过早脱砂或在初次增产处理期间出现机械故障的完井系统。当其它作业公司开始

对生产性能良好的井进行重复压裂时,虽然这些井各不相同,但效果都不错,Patina则开始对整个气田的重复压裂潜力进行评价。

Wattenburg气田的主要产层是Codell层。这种在海洋陆架环境中沉积的细粒砂岩位于上白垩统Carlisle页岩结构中。Codell储层在伊利石和蒙脱石混层中的粘土体积含量为15~25%。

该产层厚度为14~35英尺(4.3~10.7米),埋藏深度6800~7700英尺(2073~2347米),且在气田内连续分布。渗透率低于0.1 mD,密度测井的大孔隙度为8~20%。最初,储层压力以约0.6 psi/英尺(13.5 kPa/米)梯度上升,井底温度达到230~250°F(110~121°C)。生产井按照40英亩(162000米²)井网密度钻井。

1998年期间,Patina根据操作和非操作特性建立了一个含250项压裂重复增产处理的数据库。在删除了硼酸盐交联液处理的井后,这些产能低于其它井的生产井约占20%,公司的工程师将研究的重点集中在其余200口井上,这些井都采用羧甲基羟乙基瓜尔胶(CMHPG)或羟乙基瓜尔胶(HPG)压裂液进行重复压裂处理。

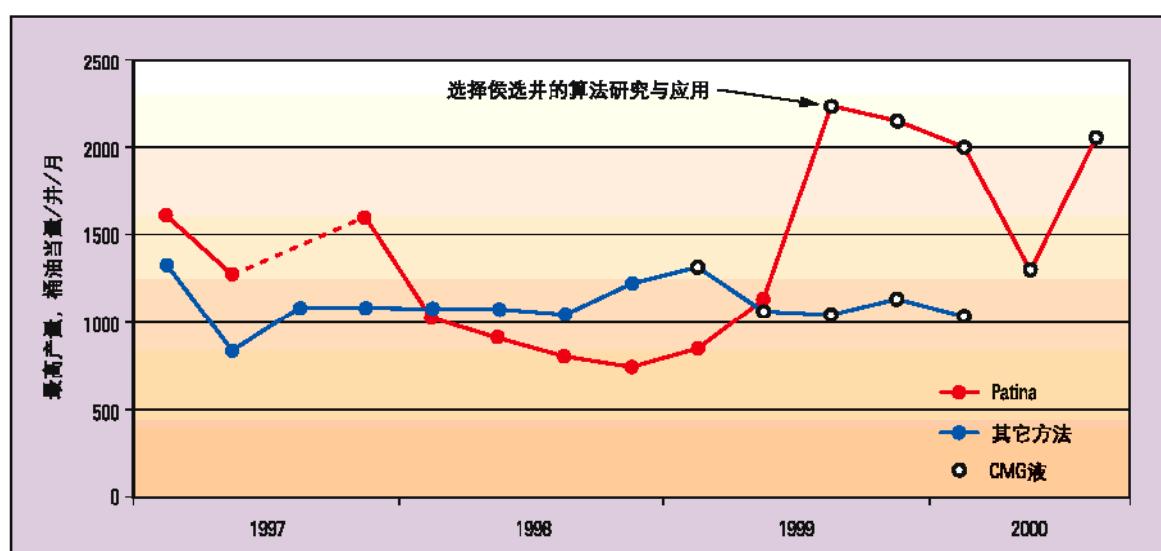
通过进一步的评价,确定与生产井特性有关的35种独立的地质、完井和生产参数。线性回归分析帮助确定了那些在重复压裂后,与增产有关的参数。这次对整个气田范围的评价产生的两项技

术进步,使重复增产处理的效果提高了一个数量级。

第一项技术进步是采用聚合物含量较低的羧甲基瓜尔胶(CMG),这项技术提高了携砂液的能力,并减少了由于未破裂与残留凝胶产生的剩余支撑剂充填危害。无危害液体对于低渗地层的重复压裂特别重要,因为在这些地层中已经形成了长期气饱和状态,而且储层可能已经枯竭。

第二项技术进步是Patina根据该盆地以往重复增产处理结果开发的一种候选井选择方法。这种统计型算法配合CMG液体,在最佳重复压裂候选井选择方面实现了重大改进(下图)。平均使产量增加几乎翻番,从当时的1000多桶油当量(BOE)/井/月增加到约2000桶油当量/井/月(159~302米³/井/月),相当于初始产量的80%。如果按2.5美元/千英尺³价格计算,重复压裂投资的总回收率从66%增长到超过200%,估计递增的采收率将从2500万BOE/井增加到3800万BOE/井(400~600万米³/井)。

大约只有3%的重复压裂处理在经济上失败,主要是因为有效裂缝延伸到上覆Niobrara组地层或邻井。这种失败率可能会随着重复压裂井数的增多还会增加。这种方法的总成功率得益于严格的选井标准、处理液质量控制指标和有效的气田操作方法。



▲科罗拉多州Wattenburg气田的重复压裂效果。综合应用CMG增产液和Patina石油天然气公司研究的候选井选择方法,明显改善了Patina公司生产井的重复增产处理结果。

序号	参数	描述	统计意义
1	含油气体积。 单位孔隙度-英尺	密度孔隙度截止值10% 以上的Codell净产层	38%
2	累计采收率	累计采出的天然气除以 40英亩开采区域的原始 天然气地质储量(OGIP)	17%
3	初次完井	如果是对Codell-Niobrara 层最初进行限流完井的井， 则使用最高产量值	9%
4	估算最终采收率 (EUR)	EUR除以40英亩开采 区域的OGIP	11%
5	气/油比	预测的最终气/油比	20%
6	最大采收率差值， 百万BOE	在作业井1英里范围内 最佳邻井与作业井之间 的EUR差值	5%

▲ Patina 石油天然气公司的统计算法。在 Wattenburg 气田候选井选择算法的 5 个具有统计意义的变量中，采用孔隙度 - 英尺单位的“含油气体积”表示气藏质量，“初次完井”表示最初的完井，其它三个参数“累计采收率指数”、“估算最终采收率指数”和“油/气比” 表示生产井的生产性能。由于气藏质量分布相对均匀，所以井眼位置并不重要。然而，较高即较好的气/油比往往出现在气田的中心部位。单位为 BOE 的第 6 个变量“最大采收率差值”帮助经济评价预测重复增产处理的潜力。

其它区域的作业公司也报道了通过重复压裂在产能、经济结果和采收率方面取得的相似改进效果^⑨。根据这些结果，Piceance 盆地另外有约 4000 多口井可能成为重复压裂的候选井。Patina 的工程师将继续扩大他们已经很庞大的重复压裂数据库，并进一步优化候选井选择方法。在某些井中，Patina 和其它区域的作业公司目前正在成功地进行第三次压裂。

候选井选择标准

Patina 石油天然气公司通过线性回归确认了 5 个具有统计意义的变量，它们被编入 Wattenburg 气田的候选井选择算法（上表）。虽然第 6 个变量“单位为 BOE 的最大采收率差值”的统计含义不太重要，但还是把它加入到选择标准，以便从经济评价方面帮助预测重复增产处理结果。

含烃孔隙体积或孔隙度-英尺单位，是最重要的统计参数，把它加入到累计

和最终采收率指标中。在 5000~35000 标准英尺³/桶 (900~6304 米³/米³) 间变化的气/油比，不论在气田中心还是在边部，都与原始或重复压裂的完井方式所产生的采收率有关，这说明在整个气田，地层厚度与渗透率的关系是一致的，所以气体与渗透率的关系很大。

对 Codell 和 Niobrara 组地层，采用限流射孔技术的完井方式，与那些在 Codell 采用常规完井方式相比，会产生更短的有效裂缝。由单井和气藏参数确定的累计采收率指数和最终采收率指数，结合递减曲线分析，能够间接地表示出递减的范围和气藏返排与清除处理液的能力。这些指数还能够显示出新的水力压裂裂缝是否能够对应初始有效裂缝重新取向（请参见：“裂缝重新取向”，第 47 页）。

最大差值 BOE 是指作业井与 1 英里 (1.6 公里) 范围内生产效果最佳的井之间最终采收率的差值。该参数反映出作业井邻近区域最高储量的潜力。工程师

取消了一些参数，如断层、压裂规模和射孔段等，这些参数的统计意义不大。井眼位置在该气田并不重要，因为气藏分布相对均匀。

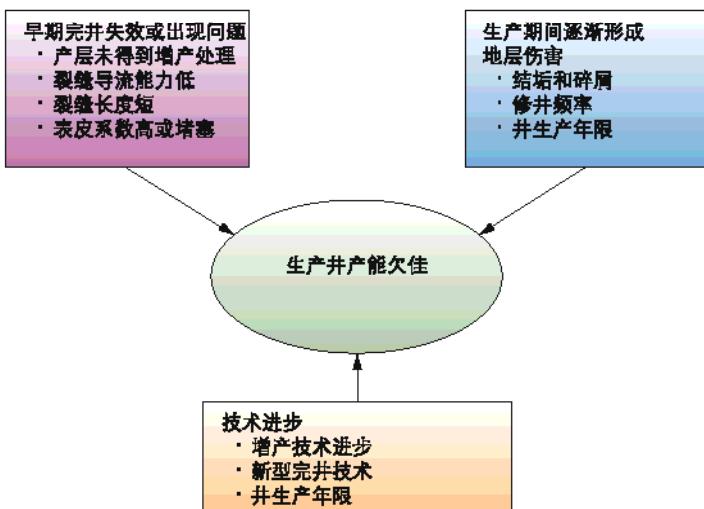
重复压裂后的生产作业不断在初始完井的基础上追加储量，因为大部分井的初次完井方式不能对开发模式内每口井控制的 40 英亩面积实施有效的开采。对 1000 次重复压裂作业的重新评价结果，显示出与实际结果相吻合的良好关系。在某种程度上，利用生产标准曲线分析技术，通过分析单井实际产量随着压降变化的结果，可以定量确定这些变量。虽然产量标准曲线分析需要更多的时间，但它能够更有效地预测重复增产措施的结果，其精度高于其它统计型技术。

尽管存在偏差，但 Patina 的算法在气田上成功地对重复增产处理的潜力进行了预测。分析重复压裂井生产特性上的变化，利用统计方法仅仅得到产量和完井参数，无力区分这些井眼周围实际开采区域间的差异、基岩渗透率上的差异、初始增产处理产生的有效裂缝长度和液态冷凝充填物或组合物的影响^⑩。

重复压裂的目标就是提高生产井产能，只有当生产井由于完井问题，而不是储层质量不好导致生产性能欠佳时，重复增产处理才是有效的。无论是压裂还是重复压裂都无法将储层质量不好的边际生产井改造成生产特性良好的生产井。为了挑选和按优先顺序排列重复压裂候选井，工程师们必须了解早期压裂井生产特性不佳的原因。

9. Shaefer 和 Lytle, 参考文献 8。
Senecaugh 等人, 参考文献 8。

10. Barnum RS, Brinkman FP, Richardson TW 和 Spillette AG: “Gas Condensate Reservoir Behavior: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation,” SPE 30767, 发表在 SPE 年会暨展会上，美国得克萨斯州达拉斯，1995 年 10 月 22-25 日。



▲ 早期增产处理井生产性能欠佳的潜在原因。GTI重复增产处理项目组建立了一个分选流程，以便帮助诊断那些生产性能低于作业公司期望值的水力压裂井出现的问题。基本上可以分成三大类：早期完井失效或出现问题、生产期间逐渐形成的地层伤害和技术进步与过去的方法相比技术的发展。

完井造成的产能欠佳问题

为了帮助诊断问题，对1998年开始的这一GTI项目建立了一个生产井产能分析流程（[上图](#)）。对于致密气生产井而言，发现影响重复增产效果的三个具体问题依次是：

- 产层未得到增产处理或未动层
- 裂缝导流能力不足
- 裂缝长度不够

无效或初次完井出现问题是最常见的。这方面的实例包括早期压裂处理期间缺乏质量控制、压裂液产生的剩余聚合物危害、支撑剂选择不恰当、过早出现脱砂现象、压裂处理设计欠佳、液体不配伍，以及单层压裂导致某些产层段未能得到增产处理等。

早期水力压裂形成的裂缝，可能会在若干年后失效，这是因为随着时间的推移，逐渐出现损害现象。包括支撑剂破碎或嵌入地层，和地层碎屑或结垢沉积物造成阻塞等，导致裂缝导流能力损失。近井区域的支撑剂返排可能会导致水力压裂裂缝关闭。通常情况下，几乎无法获得有关的信息以识别这些特殊的机理。

有这些问题的生产井，最具有采用重复压裂方法进行重新调整的潜力。在这些问题频繁出现的老井中，储层压力

必须能够满足根据剩余储量和处理液适度返排进行重复压裂调整的要求。井的生产年限可能是渐进伤害和决定是否可以应用新增产技术最好的标志。

第二大类问题是生产伤害问题，对这类问题的诊断通常比较困难。在多相流形成或水突破期间，支撑剂返排、流体伤害与高表皮系数、频繁修井和碎屑或结垢沉积物等，都是随时间而形成的问题。它们的任何组合形式，都可能表示生产井产能已经随时间下降。

第三类问题，完井和增产措施技术的进步，也为重新对那些早期采用老技术进行完井的生产井实施增产措施提供了机会。新的施工设计、先进的计算机模型、低伤害压裂液、改进型液体添加剂和支持剂，都能够帮助建立更长、更宽、导流能力更强的裂缝。在某种意义上，这种类型的问题是前两种问题附属的问题，因为老技术与出现大量渐进伤害的低效初始完井意义相同。

确定产能问题的类型与气田、区域或盆地上最佳重复压裂候选井的关系非常最重要。通过检查单井的记录，工程师可以获得有关具体完井问题的信息和解决的办法。

采用限流导流方式或一次压裂多层会造成有的层没达到增产目的。有两个

理由证明，这种完井最适合进行重复压裂。首先，致密气井一般采用多层完井方式，尽可能一次压裂多个层段，以便减少施工成本。其次，通过对新产层进行强化措施，可提高生产井生产能力，获得额外的储量，不仅如此，重复压裂还能够增加产量和加快储量开采速度。

压裂层数和支持剂体积与净产层数和分布的比率低，可能是增产措施欠佳或未处理到目的层的标志。放射性示踪剂测量、试井、产量递减曲线和生产测井等方法，可以帮助确定未曾处理或效果很差的层段。

早期有效裂缝的导流能力不足，大概是另一个实施重复压裂应该考虑的因素。然而，重复压裂后提高导流能力，获得的实际储量增加与产量加快之间的差别通常很模糊。这方面的实例包括，在油藏深度下，有效支撑剂在裂缝闭合压力下的强度，支撑剂的分布、支撑剂含量低，以及部分破裂和未破裂凝胶对支撑剂充填的伤害等。

在开采区外围，通过增加裂缝长度来获得额外储量通常是很困难的。在净产层较厚的情况下，如果压裂规模较小，往往预示着裂缝长度有限。除非初期施工产生的裂缝很短，否则建立长压裂裂缝的代价很高。然而，如果重复增产处理增加了额外裂缝长度，并扩大了单井的开采区域，产量增加实际上表示增加了储量。

检查初次压裂和返排结果，能够帮助确定有限裂缝的导流能力和长度。试井和产量递减分析也能够帮助确定这些结果。压裂后短时间的线性流，继之径向流，则表明裂缝的导流能力不足或长度不够。

在气田开发过程中也可以获得重复压裂的机会，而且正在生产的井有足够的压力排液和生产，即使需要增产液或人工举升。除了降低孔隙压力以外，压力衰竭还意味着有效应力升高，这是对应相同处理液和支持剂体积，水力压裂裂缝宽度和长度的横向扩展不足造成的。

此外,产层枯竭会增加产层与周围页岩之间的应力差,这将改善纵向抑制,有助于产生长裂缝。井眼周围水平应力的变化加上已有的裂缝,也可能有助于重复增产期间裂缝重新取向。

裂缝重新取向

重复压裂处理一直是对初始裂缝短或导流能力差的低产能井实施的补救方法。然而,有大量成功的例子说明,在压裂效果好的井上可以实施重复压裂,尤其是致密气井,这些井仍然表现出线性流一双对数产量曲线图上斜率为-0.5,这是深穿透、高导流能力裂缝的象征。利用正交裂缝与水平渗透率各向异性的数值模拟进行产量测试与历史拟合,证明在许多进行重复压裂的井中裂缝重新取向的概率很高。

这种裂缝重新取向的概念并不新鲜,而且已经在实验室进行了实物试验模拟。此外,在松软的浅层地层中也观察到裂缝重新取向现象^[1]。初始压裂有效施工后,生产井经过生产一段时间,井眼周围应力发生了变化,会使新的裂缝重新取向,并接触到孔隙压力更高的区域。

实验室测试还显示出,原生孔隙压力变化会对水驱井网中注入井与生产井之间的储层压裂裂缝的重新取向产生影响^[2]。这些裂缝的取向将与高应力梯度方向垂直。如果应力梯度足够高,且原地应力各向异性忽略不计,则裂缝将从生产井开始穿过注入井。

深穿透、高导流能力裂缝周围的应力变化,也会产生垂直于初始裂缝的高应力梯度,可能会在重复增产措施后造成裂缝重新取向。应力变化的影响达到一个最大值,随后不断递减,因此可以确定实施重复压裂处理的最佳时间段^[3]。水平方向的渗透率各向差异会进一步增加这些压力变化。一项独立的研究同样显示出,在水平方向渗透率各向差异很大的未压裂产层的生产,对初始裂缝的取向产生了影响^[4]。

GTI为斯伦贝谢详细研究这些概念提供了资助^[5]。在这项研究期间进行的

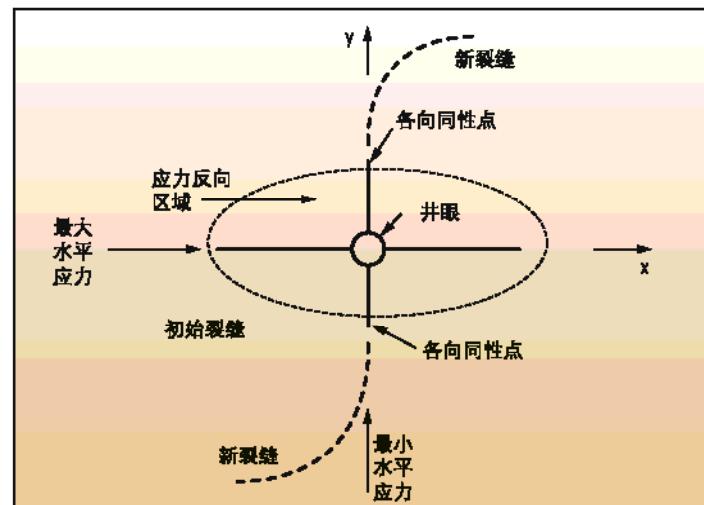
数值模拟提供的证据表明,新裂缝可以在对应初始裂缝方位角90°范围内形成(下图)。裂缝重新取向能够绕开钻井和完井作业造成伤害的区域,而且可以避开压实作用和其它限制流动作用造成的渗透率下降区域,包括井眼周围烃液体漏失或凝析“聚集”区域。

平行于初始裂缝的水平应力分量要比垂直分量随时间衰减的速度更快。如果这些诱发应力变化能够克服原始应力差,那么将会产生新的裂缝,并沿着不同于初始裂缝的方位面延伸,直至到达椭圆应力反向区域的边界。这种裂缝也可能会沿着新方位角在该点以外继续延

伸一段距离,这要取决于地层的韧性。

许多因素会影响到应力反向边界的位置,包括生产史、储层渗透率、裂缝规模、产层高度、产层的弹性特征与周围的阻挡层和初始水平应力差等。这些参数都可以进行模拟,并在选择重复压裂候选井时加以考虑。

计算机模拟结果可以确定重复压裂和裂缝重新取向的最佳时段。在低渗地层中,具有长初始裂缝的井会有较长的时段。应该通过缩短生产中的关井期来保持较高的垂直于初始裂缝的孔隙压力梯度。除这一点以外,还应该使用标准压裂设计的各项条件。



▲应力重新取向和正交裂缝延伸。这张穿过一口直井的水平剖面描述了“x”方向上的一条初始压裂裂缝和“y”方向上第2条重新取向的裂缝。初始压裂完成后的生产活动可能导致井眼和初始裂缝周围一个扩展的椭圆区域的孔隙压力局部重新分布。应力反向边界由相同原始水平应力的各向同性点确定。应力重新取向和裂缝沿远离初始有效裂缝方向延伸等现象,帮助解释了重复压裂处理期间的压力响应问题,以及具有有效初始压裂裂缝的压裂井未预计到的产量增加问题。

11. Wright CA, Stewart DW, Emanuel MA 和 Wright WW: "Reorientation of Propped Refracture Treatments in the Lost Hills Field," SPE 27896, 发表在 SPE 西部地区会议上,美国加利福尼亚州长滩,1994年3月23-25日。
- Wright CA, Conant RA, Stewart DW 和 Byerly PM: "Reorientation of Propped Refracture Treatments," SPE 28078, 发表在 SPE/ISRM 石油工程中的岩石力学问题会议上,荷兰 Delft, 1994年8月29-31日。
- Wright CA 和 Conant RA: "Hydraulic Fracture Reorientation in Primary and Secondary Recovery from Low-Permeability Reservoirs," SPE 30484, 发表在 SPE 技术年会暨展会上,美国得克萨斯州达拉斯, 1995年10月22-25日。
12. Bruno MS 和 Nakagawa FM: "Pore Pressure Influence on Tensile Propagation in Sedimentary Rock," SPE 40920, 发表在 SPE 技术年会暨展会上,美国路易斯安那州新奥尔良,1998年9月27-30日。
- International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts 28, 第4期 (1991年7月): 261-273.
13. Elbel JL 和 Mack MG: "Refracturing: Observations and Theories," SPE 25464, 发表在 SPE 生产作业专题讨论会上,美国俄克拉何马州俄克拉何马城, 1993年3月21-23日。
14. Hidayati DT, Chen H-Y 和 Teufel LW: "Flow-Induced Stress Reorientation in a Multiple-Well Reservoir," SPE 71091, 发表在落基山地区石油技术大会上,美国科罗拉多州 Keystone, 2001年5月21-23日。
15. Siebrits E, Elbel JL, Detournay F, Detournay-Piette C, Christianson M, Robinson BM 和 Diyashev IR: "Parameters Affecting Azimuth and Length of a Secondary Fracture During a Refracture Treatment," SPE 40920, 发表在 SPE 技术年会暨展会上,美国路易斯安那州新奥尔良,1998年9月27-30日。

在美国得克萨斯州 Fort Worth 北部天然裂缝发育的 Barnett 页岩中进行的重复压裂增产措施, 是裂缝重新取向的一个例证。这些处理都采用地面和地下测斜仪组合排列进行了监测(下图)^[18]。结果表明, 一口井出现了明显的裂缝重新取向现象, 另一口井也出现了间接的重新取向现象。两口井处理后的产量都明显增加。该地区其它重复压裂井的产量也有类似的增长。气藏枯竭加上天然裂缝, 可能在初始处理和重复增产处理期间导致复杂的裂缝“网络”生成。

含气页岩重复增产处理计划

1997年 Mitchell 能源公司, 即现在的 Devon 能源公司, 开始在 Barnett 地层中使用聚合物浓度很低的压裂液—现在

只有以表面活性剂为基础的降阻剂在使用一和极少量支撑剂的方法。这些减水压裂施工非常成功, 而且与作业公司在邻近的东得克萨斯盆地 Cotton Valley 砂岩增产处理中采用的设计相同。

目前在得克萨斯州北部和西部的其它区域正在进行其它一些含气页岩开发工作。例如, 从 Fort Worth 盆地到得克萨斯西部的二叠盆地的生产井中都存在 Barnett 页岩, 所以在得克萨斯北部获得的经验能够在数千口井中使用。

由于 Barnett 页岩属于深海沉积, 所以由层状泥岩、粉砂岩和一些带有天然张开和方解石充填裂缝的灰岩互层组成。这种富含有机物的细粒密西西比期页岩层的基岩渗透率非常低, 大约为 0.0001~0.001 mD。估计一口标准 Barnett

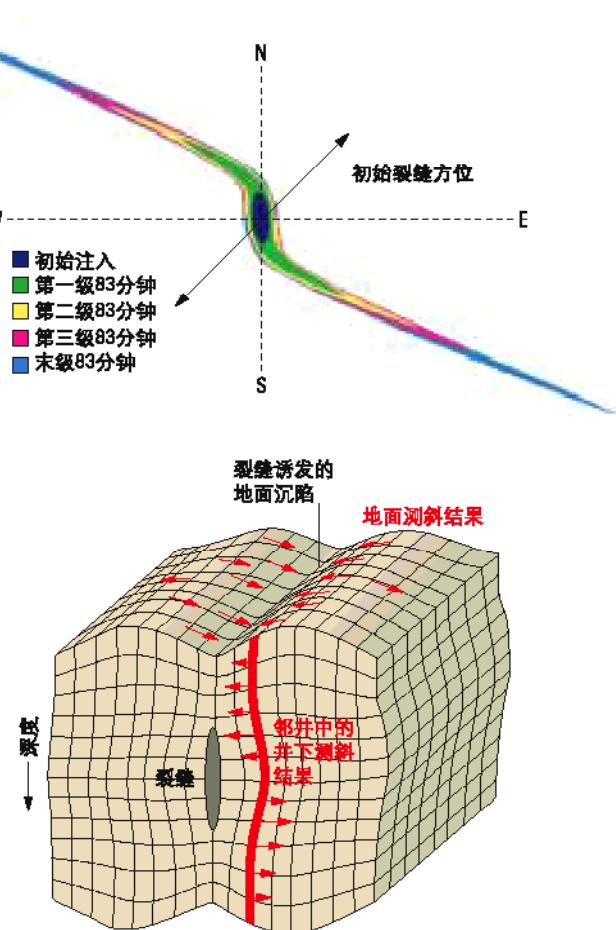
页岩井的最终采收率为 5~10 亿英尺³ (1430~2860 万米³), 这表明推算的采收率为原始天然气地质储量的 8~10%。因此, 要达到经济产量的目标需要进行大规模的压裂处理。

Barnett 页岩通常上覆 Marble Falls 灰岩, 下伏 Viola 灰岩。在有些地区, Viola 组地层被 Ellenburger 白云岩替代, 这种岩层不象作为水力压裂的 Viola 层那样坚硬。Barnett 页岩的厚度为 200~1000 英尺 (61~305 米), 气田重点地带的平均厚度为 500 英尺 (152 米)。

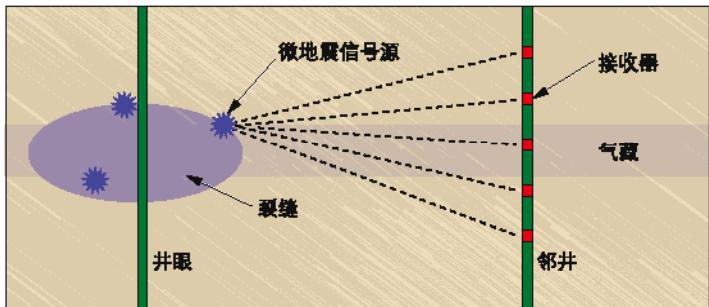
1999 年 Barnett 页岩的远、近应力场分析结果认定, 重复压裂施工期间, 产生的新裂缝在重新取向之前沿原始裂缝面延伸了很短的一段距离^[17]。在重复压裂施工期间实施的最新微震测量结果证实, 新裂缝在偏离到新的西北-东南方位前, 是沿原来的东北-西南方向开始延伸的(下页, 上图)^[18]。除了裂缝重新取向外, 微地震成像方法, 如 StimMAP 水力压裂增产措施诊断方法, 还提供了关于复合裂缝进一步增加 Barnett 页岩生产井产能的证据(下页, 下图)。

按 27 英亩 (109300 米²) 密集井网, 新打加密井显示出长椭圆开采模式, 所以重复压裂通过产生新裂缝, 借助裂缝重新取向和形成复合压裂裂缝网络, 使它们接触到更大气藏区域的方式, 能够提供增加生产井产能和改善天然气采收率。重复增产措施还能够解决由无效完井—主要是初始处理过早终止一天然裂缝地层中, 未波及或未施工地段, 以及生产伤害等因素引发的生产状况欠佳问题。

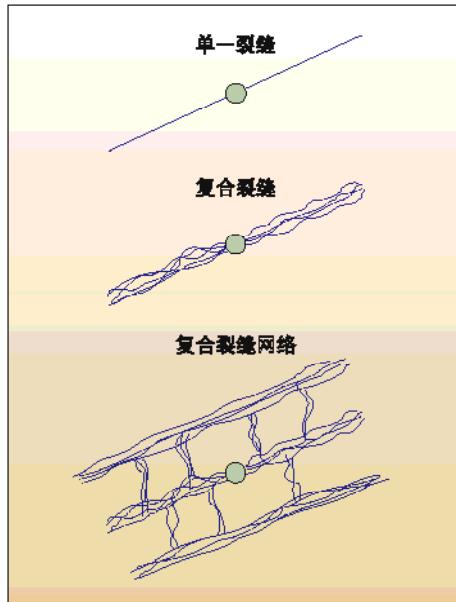
对 Barnett 页岩进行的完井作业可以追溯到 20 世纪 80 年代, 由于地层温度较高达到 200°F (93°C), 那时的酸化穿透和压裂处理采用高聚合物浓度、交联凝胶液和带有快速外部破胶剂的中等浓度支撑剂。一些初始处理还使用了 CO₂ 或 N₂, 虽然初次施工后产量出现了增加的现象, 但持续的时间很短。这些方法一直持续使用到 1990 年。



▲一条垂直裂缝周围的地层位移。在增产处理候选井(下)周围地面上按径向排列模式部署一组高灵敏度测斜仪, 可以监测增产处理期间的裂缝方位(上)。通过测量诱发岩石形变, 可以推断裂缝的几何形态。这种沿所有方向辐射的形变场也可以通过在邻井部署电缆传送的测斜仪组合排列在井下进行测量。



▲ 微地震裂缝成像。微地震成像技术依靠对水力压裂或早期诱发裂缝位移产生的地层轻微振动或声波传播进行检测。这项技术采用在邻近的观察井中部署三分量传感器方式，通常为 5-12 个检波器或加速度检波器，检测这些微弱的波至或微地震信号。通常，采用在被监测井进行射孔作业的方式标定传感器和为传感器定向。当压裂处理开始时，将结合气藏分布范围对裂缝传播时产生的微地震信号进行检测、定向和定位，以便绘制裂缝“分布图”。



▲ 复合裂缝网络。通常压裂裂缝被简单描述为一条围绕井眼的双翼平面裂缝，其中井眼位于双翼的中部（上）。然而，在某些地层中，压裂裂缝还可能会发育成复合裂缝（中）和复合裂缝网络（下），正如天然裂缝发育的 Barnett 页岩出现的情况。

16. Siebrits E, Elbel JL, Hoover RS, Diyashev IR, Griffin LG, Demetrius SL, Wright CA, Davidson BM, Steinsberger NP 和 Hill D: “Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells,” SPE 63030, 发表在 SPE 技术年会暨展会上，美国得克萨斯州达拉斯，2000 年 10 月 14 日。
- Fisher MK, Wright CA, Davidson BM, Goodwin AK, Fielder EO, Buckler WS 和 Steinsberger NP: “Integrated Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulation in the Barnett Shale,” SPE 77441, 发表在 SPE 技术年会暨展会上，美国得克萨斯州 San Antonio, 2002 年 9 月 29 日 -10 月 2 日。
- Maxwell SC, Urbancic TI, Steinsberger N 和 Zinno R: “Microseismic Imaging of Hydraulic Fracture Complexity in the Barnett Shale,” SPE 77440, 发表在 SPE 技术年会暨展会上，美国得克萨斯州 San Antonio, 2002 年 9 月 29 日 -10 月 2 日。
17. Siebrits 等人，参考文献 16。
18. Fisher 等人，参考文献 16。
- Maxwell 等人，参考文献 16。
19. Willberg DM, Steinsberger N, Hoover R, Car RJ 和 Queen J: “Optimization of Fracture Cleanup Using Flowback Analysis,” SPE 39920, 发表在落基山地区/低渗气藏专题讨论会暨展会上，美国科罗拉多州丹佛，1998 年 4 月 5-8 日。

由于压裂液返排和聚合物降解不彻底，以及使用细粒石英粉作为降滤失剂，滞留在支撑剂充填中所导致的伤害使早期处理产生的裂缝导流能力很差。施工规模小，导致造缝长度短。生产测井数据表明，一些 Barnett 层段未得到处理或增产效果欠佳，因此初期压裂处理后，未能提供天然气产量或产量极少。

逐渐形成的完井伤害和产能递减现象，很可能是由于地层水侵入，初始压裂裂缝长度不够、压裂液返排不彻底和相对渗透率较低等造成的。在某些井，压裂施工时，使用不配伍压裂液产生的水导致结垢沉积物的产生。当气藏能量下降时，也会出现产能递减的现象。NODAL 生产系统分析结果表明，井眼中较高的液面将天然气产量限制在 40 万英尺³/日 (11455 米³/日)。人工举升方法能够帮助增加天然气产量。

1990 年以后，作业公司开始使用低聚合物浓度压裂液、用 N₂ 辅助返排、加大液体与支撑剂体积以及按照最大砂浓度 3ppa/1000gal (360kgpa/米³) 排量注入。这些改变都是针对早期生产井产能有限和增产结果不理想而采取的。工程师们增加了外部破胶剂系统的使用，以便最终清除 N₂ 和固体降滤失剂，如细粒石英粉。由于这类技术措施在增产处理优化中产生的作用，使压裂增产带来的增产效果持续得到改善。

作业公司还开始致力于改善处理后的清除效果。以前的工作流程相当谨慎，采用有限的返排速率，而且处理液清除周期延续 7~10 天。新的工作流程则更加积极地设法强迫裂缝闭合，并尽可能地在 2~3 天时间里回收大量处理液^[19]。

压裂实施方法从交联凝胶发展到减阻水及改进处理液回收工作流程等措施，明显提高了 Barnett 页岩的天然气产量。采用大量压裂液和少量支撑剂方式进行的重复压裂，建立了良好的生产井产能，在某些情况下，甚至达到这些井的最高水平（下页，右上图）。

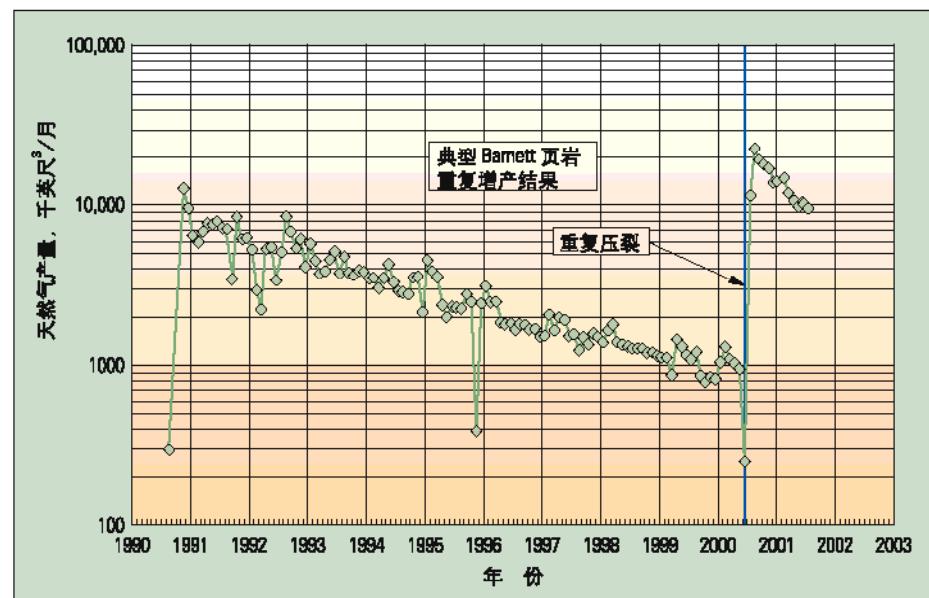
看来减少并最终消除压裂液中的固体，能够在致密气地层产生良好的生产效果。减阻水处理方式是目前被广为接受的 Barnett 页岩新井完井和老井重复压裂方法。这种方法成功的原因还不完全清楚，有待于进一步研究。一种可能性大概是裂缝面一旦出现位移或被大量压裂液浸蚀和冲蚀不能完全恢复或闭合。

从 FMI 全井径地层微成象仪和 DSI 偶极横波声波成象仪等仪器获得的高精度测井资料，配合标准测井系列资料一起使用，能够提供更详细的地层评价和气藏描述结果。声波测井资料产生的应力剖面，能够协助设计和实施多级施工，以便确保产生完整的分层增产效果。这些高精度分析结果进一步改善了 Barnett 页岩井的完井效果，包括通过确认张开的天然裂缝，更准确地部署层段的射孔位置。

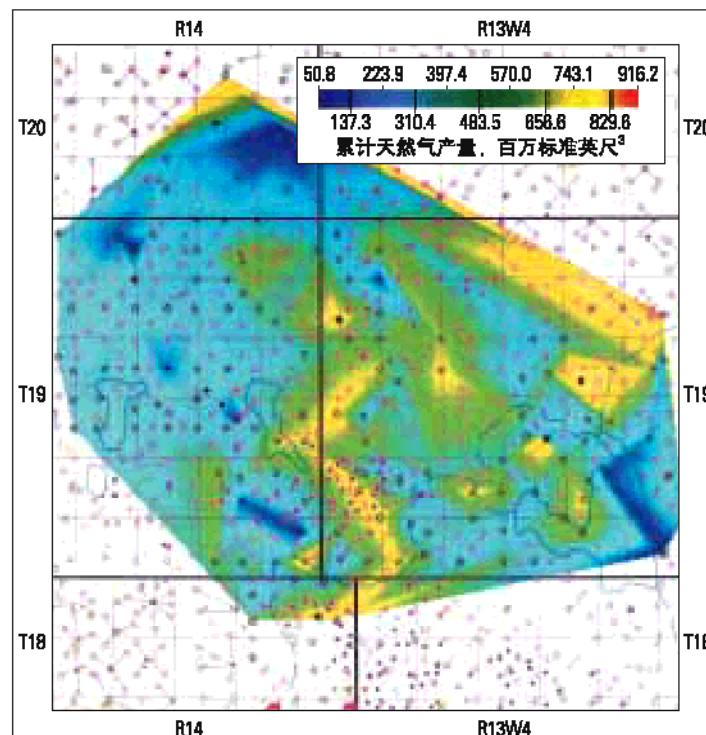
浅气层重复压裂计划

Enerplus 资源基金会在加拿大艾伯塔省东南部对 Medicine Hat 和 Milk River 组地层的浅层气井进行重复压裂施工，获得产量平均增加六倍的好成绩。这些结果是在 2002 年下半年实施的一项 15 口井增产实施计划中获得的，其中 10 项施工采用连续油管作业的 CoilFrac 方法进行^[20]。CoilFrac 技术采用一种能够隔离射孔层段的跨式隔离器实施选择性隔离和增产处理。其它 5 口井采用连接管和一种不压井起下作业装置替代连续管 (CT)。这些采用 CT 传送和强行下入装置传送方式实施的增产处理作业，能够帮助优化压裂处理，并有助于剩余储量分布带的完井和增产处理。

那些于 20 世纪 70 年代在 Medicine Hat 和 Milk River 组地层进行初次完井的直井从 300~500 米 (984~1640 英尺) 深度生产天然气。这些产层主要由一组容易破裂的高泥质含量砂岩组成。这些井采用单级处理方式将处理液和支撑剂注入套管进行初次压裂，利用封堵球对多个射孔位置进行处理。为了选择重复增产处理的候选井，工程师需要掌握初次压裂效果与目前产量之间的关系。



[▲] Barnett 页岩井典型重复增产处理结果。使用大量减阻水加少量支撑砂方式对 Barnett 页岩进行重复压裂，建立了良好的或超过原始完井的生产井产能。在某些情况下，生产井产能甚至达到了该气田的最高水平。



[▲] Barnett 页岩井典型重复增产处理结果。使用大量减阻水加少量支撑砂方式对 Barnett 页岩进行重复压裂，建立了良好的或超过原始完井的生产井产能。在某些情况下，生产井产能甚至达到了该气田的最高水平。

这些井的初次完井都是在两年的时间内完成的，所以对30年内的累计产量进行了归一化处理。分析表明，初次压裂头三个月的平均产量直接与30年的累计天然气产量成正比，而且天然气产量与增产处理效果有关，所以增产处理效果直接与累计产量成正比。

累计产量低于周围生产井的完井被确认为进行重复压裂处理的候选井（前一页，下图）。其它考虑因素包括初次压裂后头三个月的平均产量、生产时段长度、射孔层段之间的垂直距离和现有产量等。目前经济产量超过2.5万英尺³/日（716米³/日）的生产井被取消作为重复压裂处理候选井的资格。

那些厚度超过7米（23英尺）的层段不能作为CoilFrac处理方式的候选层段。强行下入装置要求跨式隔离器隔离长度达到15米（49英尺），此外由于存在裂缝垂直发育到相邻层段的风险，所以还要排除那些间隔不到10米（33英尺）的层段。

采用连续油管压裂方式，每口井要处理4~7个射孔层，各独立射孔层的射孔长度0.9~6.1米（3~20英尺）不等。采用强行下入装置压裂层的射孔长度3~14米（9.8~45.9英尺）不等，每口井要处理2~4个层。

鉴于这些井眼的建井年限问题，需

要采取预防措施避免可能出现的机械故障。要对表层套管的排放管气流进行检查；任何显示出有气窜到地面的生产井都将取消候选井资格。要将套管清刮器坐放到所有井中，以便清除井下限制和查清最小内径。

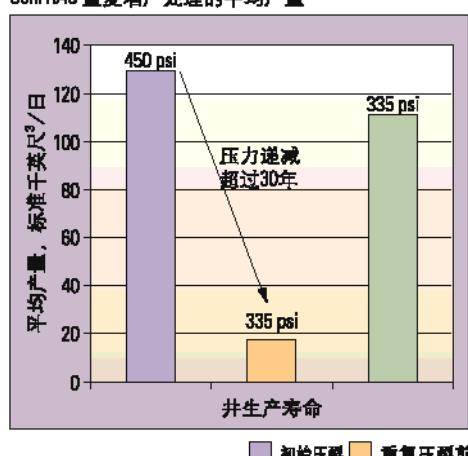
对重复增产处理的目标层段要进行重复射孔，以便确保有效注入和改善处理效果。由于缺乏最新的测井资料，所以现有层段采用与初次射孔相同的深度和长度进行重新射孔。根据自然伽马测井资料，预处理井评价结果确认了层段长度和砂岩品质。在采用连续管进行增产处理的4口井中，新增净产层段根据现有测井资料进行射孔。

累计产量和现有产量等指标都证实重复增产处理候选井的挑选是有效的，重复压裂使每口井的平均产量达到增产

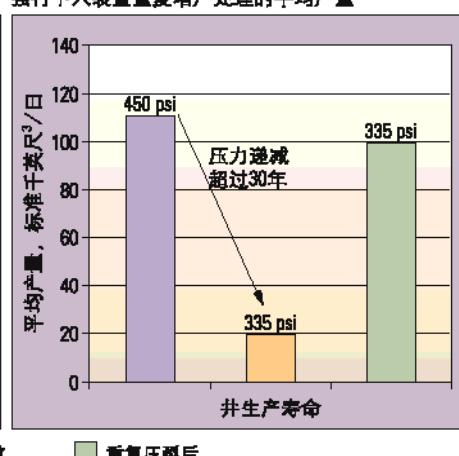
处理前产量的6倍，在15口重复压裂井中，有6口井重复压裂后的平均产量高于初次完井时的产量；4口井的产量达到70年代初次完井头三个月产量的25%。综观近30年的生产活动和超过100psi（689kPa）的压力衰竭，能够取得如此明显的产能增长结果是相当不错的（下图）。

这些结果与1997年以来在该地区实施的其它CoilFrac处理的评价结果一致^[2]。采用连续管方式压裂的井的平均产量略高于采用强行下入装置压裂的井的平均产量，这种现象进一步表明，压裂多个小层段获得的产量，高于压裂几个大层段获得的产量。此外，连续管传送压裂方法的成本比强行下入装置处理成本低10%。

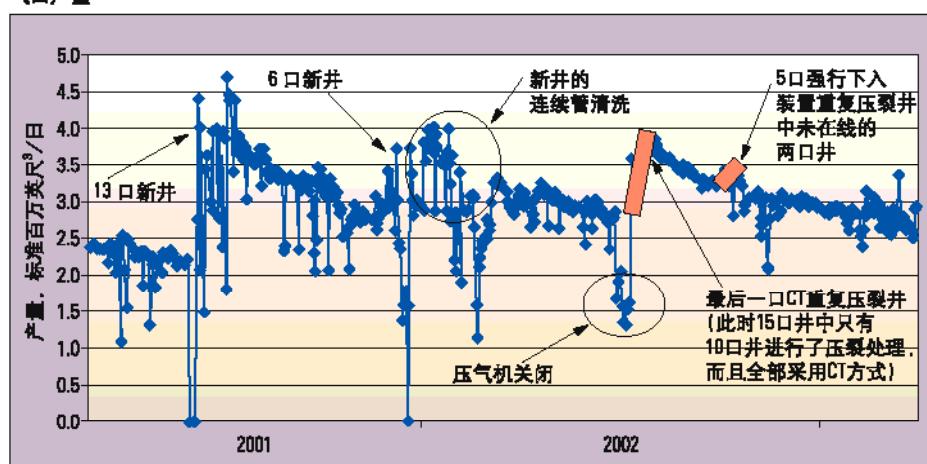
CoilFrac重复增产处理的平均产量



强行下入装置重复增产处理的平均产量



气田产量



▲浅层气重复增产处理结果。对Medicine Hat和Milk River组含气层的浅层生产井进行重复压裂，使产量有明显的增加，即使是在这些井生产30多年以后。Enerplus资源基金会采用了连续管和强行下入装置连续管传送方式的增产处理技术。

短时间关井试井分析

确定一口井对重复压裂处理如何反应，需要掌握有关初次压裂处理和生产井增产现状方面的情况—裂缝长度和导流能力等。1998年 GTI 重复增产处理计划的另一个目的是建立一种试井方法，以便确定致密气井重复增产处理的潜力。

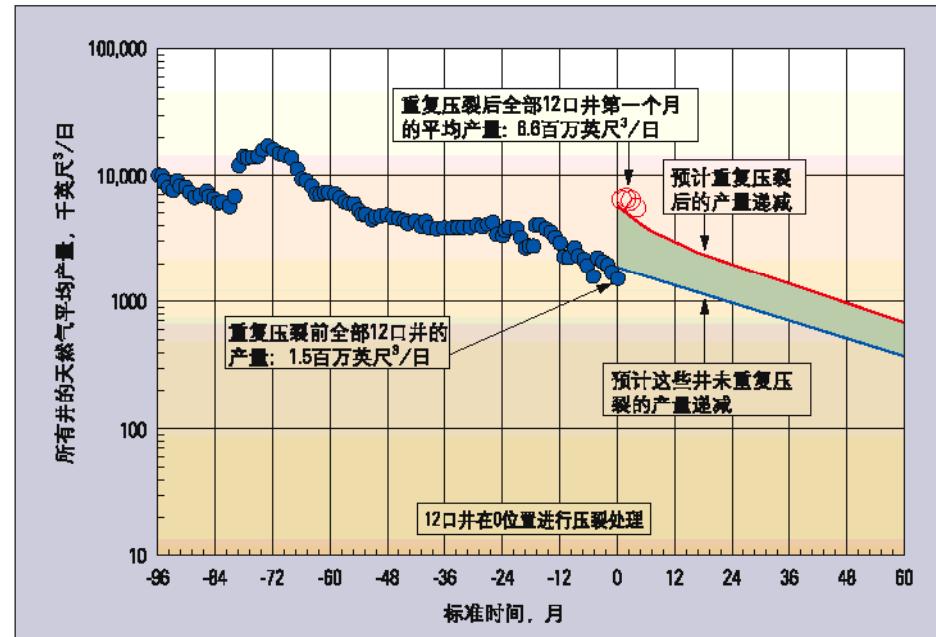
在低渗气藏里，需要长时间关井—有时达到几天、几周甚至几个月—从瞬变压力试井分析中（通常是压力恢复测试）获得特定气藏和裂缝的描述结果。因此，许多作业公司发现实施这样的测试成本很高，而且关井期间造成的停产无法接受。然而，如果试井的目的仅仅是为了确定生产井是否需要实施增产处理，那么可能并不需要采用特殊的试井解决方法。

斯伦贝谢开发出了一种短时间关井解释（SSTI）方法，能够在低渗气井中获得可解释的试井资料^[22]。这项能够在新、老气藏中使用的新技术，采用早期瞬变压力数据估算气藏渗透率和裂缝长度的大致分布范围。SSTI方法对低渗地层和致密气藏的井特别有效。

虽然这种方法不是一种气藏特性和增产效果的定量确定方法，但也不完全是一种定性方法。在试井期间，SSTI法能够在临界点确定气藏渗透率和裂缝长度的上、下限值。由于是提供非唯一性答案的分布范围，而不是多组答案，所以这种快速和简单的确定方式能够比常规解释方法减少不确定性和多解性。

采用这种方法通常能够在几个小时内获得合理的气藏特性估算结果，一般不会超过三天时间。因此，从设备、服务和延迟生产方面看，这种方法能够明显减少试井成本。通过确认通向生产井的径向或线性流，提供了现行支撑裂缝是否有效的良好显示。虽然SSTI方法在多层次气藏应用方面有局限，但工程师可以经常使用这些结果确定一口井是否应该进行重复增产处理。

这个GTI项目包括在美国怀俄明州Sublette 和 Lincoln 县 North Labarge Unit 的Frontier组地层进行试井的计划，以便确认采用三种GTI方法—产量统计、模式识别和标准曲线挑选的实施重复压裂的候选井。在该试验场的所有井中，采用SSTI方



▲ 科麦奇公司在得克萨斯州南部的压裂结果。

法确定初次水力压裂处理的效果。虽然在几口Frontier分布区气井中的成功应用说明了SSTI方法的潜力，但数据质量和采集方面的难度妨碍了试井资料的完整分析。

采用SSTI方法进行各项解释，需要高质量的准确资料。通过使用精确的电子压计和高数据采样率进行的井下测量，能够帮助达到所需要的精细程度。井下关井装置能够减少续流效应和加快线性流的启动。如果将测试时间安排在线性流开始和结束之间的某一时刻进行，SSTI方法还可以在常规试井资料中使用。

增产评价

2002年3月科麦奇公司和斯伦贝谢开始合作研究提高得克萨斯州南部天然

气产地成熟气田或称“老气田”产量的方法。这些研究将作为斯伦贝谢为更详细地了解Vicksburg盆地完井和产量变化趋势而实施的一项综合气藏评价的成果。从2001年秋季开始，这项研究的前期工作主要集中在使用新技术和工艺能够产生明显影响的地区，以便能够帮助作业公司更加经济地开采天然气。研究的目的是为了了解地质、岩石物性分析和完井应用方法将如何影响生产井的产能。Vicksburg盆地的研究确认了一批生产性能欠佳的生产井，以及一些特殊技术，如先进的地层评价仪器、经过改进的完井作业方法和重复增产处理技术，它们对生产井的产能有十分明显的影响。

22. Bastian P: "Short Shut-in Well Test Analysis for Verifying Restimulation Potential," 发表在GRI/重复增产处理专题讨论会上，美国科罗拉多州丹佛，1999年3月15日。
- Huang H, Bastian PA 和 Hopkins CW: "A New Short Shut-In Time Testing Method for Determining Stimulation Effectiveness in Low Permeability Gas Reservoirs," 专题报告，合同号5097-210-4090，天然气研究所，美国伊利诺伊州芝加哥(2000年11月)。
23. Bradley HB: *Petroleum Engineering Handbook*。美国得克萨斯州 Richardson:SPE(1992年):55-1-55-12。
Economides MJ 和 Nolte KG: *Reservoir Stimulation*, 第三版, 英格兰 West Sussex, John Wiley & Sons有限公司 (2000年): 5-1-5-28。
- Duda JR, Boyer II CM, Delozier D, Merriam GR, Frantz Jr JH 和 Zuber MD: "Hydraulic Fracturing: The Forgotten Key to Natural Gas Supply," SPE 75712, 发表在SPE天然气技术专题讨论会上，加拿大艾伯塔省卡尔加里，2002年4月30日-5月2日。
24. Pospisil 等人, 参考文献 3。
Olson, 参考文献 3。
Wright 和 Conant, 参考文献 11。
- Marquardt MB, van Batenburg D 和 Belhaouas R: "Production Gains from Re-Fracturing Treatments in Hassi Messaoud, Algeria," SPE 65186, 发表在SPE欧洲石油大会上，法国巴黎，2000年10月24-25日。
25. Oberwinkler C 和 Economides MJ: "The Definitive Identification of Candidate Wells for Refracturing," SPE 84211, 发表在SPE技术年会暨展会上，美国科罗拉多州丹佛，2003年10月5-8日。

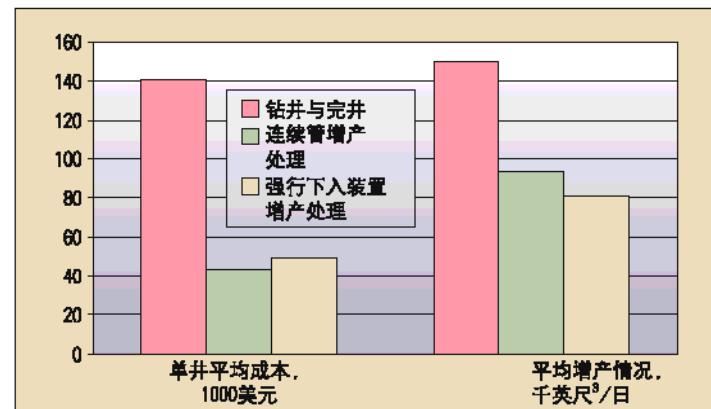
该研究组收集和解释了一些重要信息,包括测井资料和与压裂增产处理方法有关的资料。随后,他们将常规的和各种先进的专用处理方法的有关要素集中输入一种综合性工作流程,确认各种重复压裂的机会。

这种工作流程的主要组成部分包括快速确定生产特性的 Moving Domain 技术、识别漏掉的天然气储层的专用岩石物性模型的建立方法和评估与减少风险的技术。Moving Domain 技术通过对生产数据的统计分析,识别具有钻加密井开发、重新完井和重复增产处理潜力的区域。

根据项目组的研究成果,科麦奇公司在2002年对12口井进行了重复压裂。这次重复压裂作业初步增加天然气可采储量55亿英尺³(1.575亿米³)([前一页](#))。按照4美元/千英尺³的天然气价格,等于每月收入60万美元,这使科麦奇公司2002年的总现金流大约增加了850万美元。至今为止,这项计划在2003年已经取得很好的成绩,仅头批4口井就增加天然气可采储量36亿英尺³(1.031亿米³)。从2002年到2003年,通过改进评估和降低风险技术,使开发成本降低幅度超过40%。

斯伦贝谢配合科麦奇公司在多个不同地理区域进行研究,以便完善项目的实施手段。每口井上的研究成果都发表在信息分析报告(IDR)上,其中包括利用 Vicksburg 专用岩石物性模型导出的气藏特征、FracCADE 压裂设计与分析软件、ProCADE 生产井分析软件产量预测结果和 Moving Domain 分析产生的主要产量描述结果。

随后,利用 InterACT 实时监测与数据传输系统进行电子传递,使每个参与项目的斯伦贝谢和科麦奇雇员都能及时获得这些信息。目前的电话会议功能和协作工具,如可以浏览和评价各种项目结果的 InterACT 软件,能够简化项目组之间的互助与协作。斯伦贝谢设在科麦奇公司的项目经理,负责协调各项作业活动,从最初的诊断工作—压力恢复测



▲ 重复压裂处理的经济分析。在浅层气井中,如加拿大艾伯塔省东南部 Medicine Hat 和 Milk River 组地层的那些井,对现有井进行重复增产处理的成本较少(左),与新井钻井与完井的成本相比,单位增产成本更低(右)。在某种程度上,许多其它气田的在产井,特别是深层低渗气藏,也有相同的效果。

试和生产测井—到实际压裂设计、实施、实时监测和处理后的评价等。由于认识到与斯伦贝谢协作的重要性,包括在项目延续期间扩大专家队伍,科麦奇目前确认了其它一些联合评价老气田的机会。

重复增产处理研究

随着全球对石油需求的日益增长,生产井重复增产处理的重要性也在增加。由于具备以较低的投资获得较高的产能增长能力,使水力压裂技术,无论是实施初次处理或是重复增产处理,成为最有经济吸引力的增产技术^[23]。

在生产井生产过程的初次完井时实施的或以后实施的压裂增产处理,能够避开近井伤害区和增加与气藏的连通能力。自1947年水力压裂技术诞生后不久,重复压裂处理方法就开始实施,但早期的应用方法需要人们花费相当大的精力去诊断各种问题和挑选候选生产井,而且得到的结果也是喜忧参半。从1996年和1998年的 GTI 研究及随后进行的现场试验,到北美地区和其它地区不断获得成功的重复增产处理,包括中国、阿尔及利亚、巴西和俄罗斯等国,清楚地表明世界各地存在着巨大的重复压裂处理的潜力,包括成熟的老油气田^[24]。

在很多情况下,重复压裂的成本明

显低于新开发井,而且可以廉价替补加密井,特别是针对深层低渗储层。这种作用即使是在加拿大的浅层气井中也十分明显([上图](#))。然而,重复增产处理的经济效果对正确的候选井选择非常敏感,少许错误的计算结果都可能会将原本有经济效益的项目变为一次失败的冒险行动。

挑选重复压裂候选井的方式基本上与初次压裂候选井相同,除非可能有更多的资料用于研究。一些新的方法,包括多维交会图和自组织图等,向作业公司提供一些大型数据库,它们包含了数百口不同的井、输入参数和压裂标准。通常,这些技术属于数据挖掘和经验发现范畴^[25]。

斯伦贝谢还在继续开发和完善压裂候选井挑选方法。例如,斯伦贝谢正在采用 Moving Domain 分析方法,评价用邻井生产史数据作为挑选高潜力重复压裂候选井方法的途径如果应用得当,重复压裂方法已被证实能够有效地增加储量以及获得它们所带来的经济效益,特别是在当今极富挑战的经济环境下。这些生产井重复增产处理方法,对于那些希望利用有关候选井挑选和处理设计方面的新方法和新技术的作业公司而言,是有助于改善经济回报的极有前途和经济吸引力的方法。

— MET