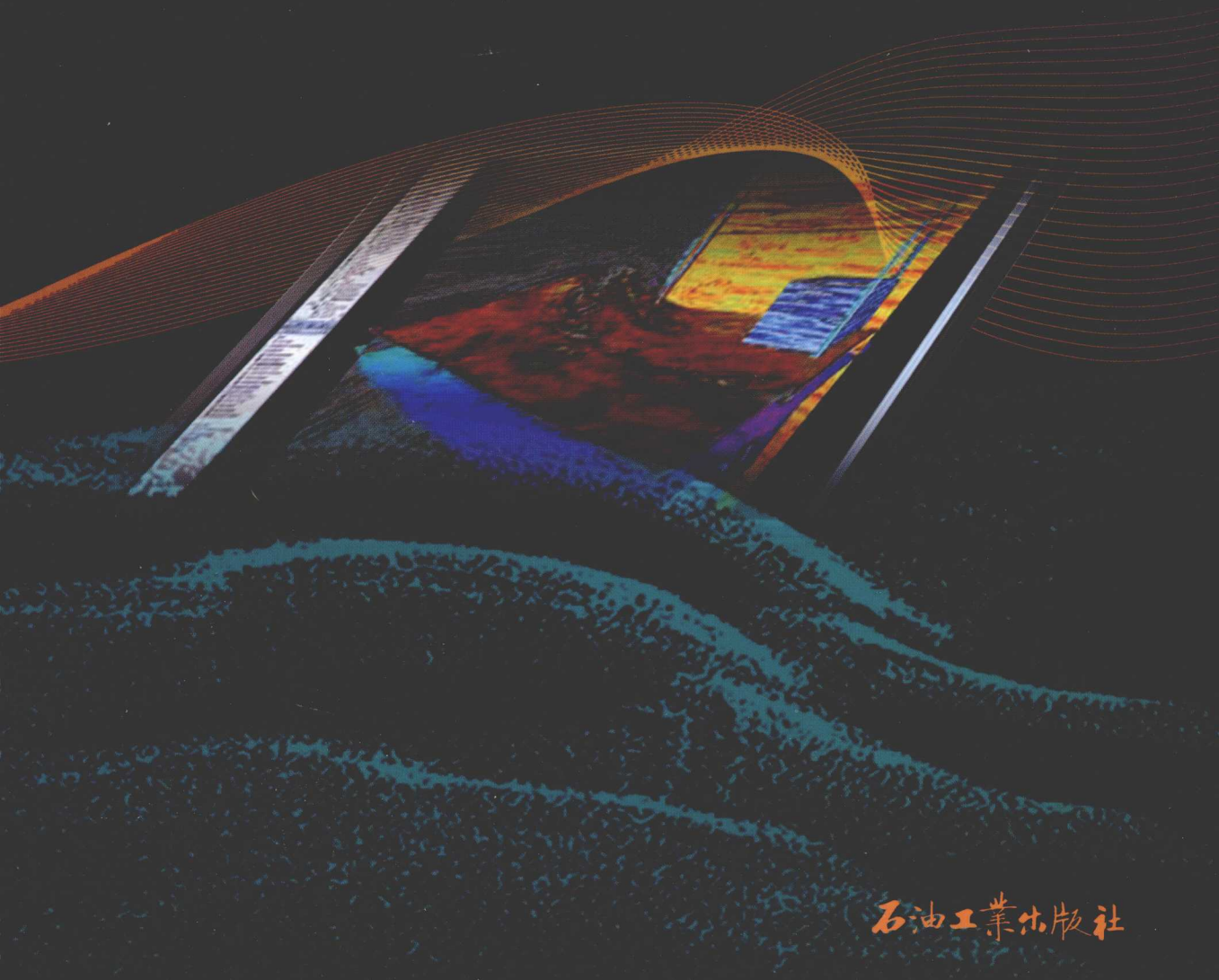


低渗透致密砂岩 气藏开发机理研究

郭 平 张茂林 黄全华 刘启国 等著

DISHENTOU ZHIMI SHAYAN QICANG KAIFA JILI YANJIU



石油工业出版社

油气藏地质及开发工程国家重点实验室（西南石油大学）基金资助

低渗透致密砂岩气藏开发机理研究

郭 平 张茂林 黄全华 刘启国 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要针对低渗透致密气藏开发所关心的启动压力、应力敏感、可动水、滑脱效应、凝析油污染等问题进行了深入分析,重点探讨了启动压力和应力敏感对试井、单井控制储量、生产动态的影响,对低渗透致密气藏井网、采气速度、合理生产压差与配产、废弃压力等也进行了分析总结,最后介绍了在组分模型中考虑低速非达西对气井动态的影响。

本书不仅可作为高校研究生及研究人员的参考书,也可作为现场工程技术人员及管理人士的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透致密砂岩气藏开发机理研究 / 郭平, 张茂林, 黄全华, 刘启国等著.
北京: 石油工业出版社, 2009. 12

ISBN 978-7-5021-7344-9

I. 低…

II. ①郭…②张…③黄…④刘…

III. 低渗透油气藏—砂岩油气田—气田开发—研究

IV. P618. 13

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2009) 第 166048 号

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

编辑部: (010) 64523537 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2009 年 12 月第 1 版 2009 年 12 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 16.5

字数: 420 千字 印数: 1—2000 册

定价: 68.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

序

通过多年的天然气勘探开发实践,中国天然气工业大发展已到来。在天然气总储量中,低渗透致密气田占 50% 以上,这类气田的特点是低渗透、低产、低丰度,不少气田由于单井产量低,达不到经济开发的界限。如何开发好这类气藏是提高低渗透致密气藏动用程度的关键,但目前专门分析低渗透致密气藏开发机理的著作较少,本书的出版对深化气藏开发机理认识、提高开发技术水平有一定帮助。

西南石油大学以气田开发为特色,编写组成员长期从事气田开发研究,近年来先后在苏里格气田、大牛地气田、桥口、白庙气田、川西凹陷、川中须家河低渗透气田和大庆砾岩及火山岩等气田进行了技术攻关与应用研究,形成了系列研究成果,为本书编写提供了丰富的素材。

本书首先对低渗透致密气藏的分布,地质与开发特征及相关的技术发展趋势进行了简要介绍,在此基础上对目前此类气藏有争议的机理问题进行了探讨,通过对可动水的实验研究,解释了低渗透致密气藏束缚水饱和度较高,而原始含水饱和度低,但在开发中仍会产出地层水的原因;从相态角度分析认为凝析水不会产生储层污染;通过实验研究说明低渗透气藏凝析油析出不易流动的原因;根据气藏气井生产压差较大,即使储层在废弃条件下压力也高于滑脱效应的事实分析认为一般低渗透致密气藏不会产生滑脱效应;全书重点分析了应力敏感与启动压力的影响机理,从实验方法、试井动态特征反映、气藏工程方法、数值模拟等不同角度分析了考虑与不考虑应力敏感性及启动压力情况的动态特征,结合生产实际进行了实例分析,说明考虑应力敏感性及启动压力对气井生产来讲是不利因素。本书还对低渗透致密气藏中的试井、产能、气藏工程、数值模拟方法进行了分析总结,反映了目前低渗透致密气藏的最新研究动态,对气藏方案设计与动态分析均有重要指导意义。

在现实的生产实际中,表现出来的现象是多种因素影响的综合结果,如低渗透气藏气井产量递减快的原因很多,有可能是凝析油污染、水渗吸、启动压力影响造成单井控制储量减小、应力敏感性或渗透率太低造成供气不足等;书中讨论的一些问题国内外还有争议,但理总是越辩越清,本书就当是对机理问题的又一次探讨,对深入研究这些机理问题有一定借鉴。全书物理模拟与数学模拟相结合,分析了低渗透气藏开发过程中的主要机理问题,并结合研究提出了一些观点与看法,是一本值得从事相关研究的读者和研究生参考的重要专著,相信此书的出版将对低渗透致密砂岩气藏开发机理问题认识产生重要的影响。

西南石油大学 李士伦教授
2009 年 5 月于成都

前 言

2008年世界天然气剩余探明储量 $177.10 \times 10^{12} \text{m}^3$ (据 OIL and GAS, 2008年12月22日), 并且随着勘探的力度加大, 天然气的储量还可能大幅提升。中国天然气资源量为 $56 \times 10^{12} \text{m}^3$, 目前只探明14%, 还有86%的天然气有待勘探发现, 就目前发现的天然气储量中, 大部分是低渗透致密气藏, 由于低孔、低产、低渗透的特点, 经济效益低下, 不少气藏处于经济效益边沿或没有开发价值而无法有效动用。

近年来, 随着对低渗透致密气藏的认识加深, 已建成投产一批低渗透气田如苏里格、大牛地、四川须家河等, 但对一些机理问题的研究还处于探讨和争论之中, 一些生产现象无法得到合理的解释: 如一些学者认为无论渗透率高低均不存在应力敏感, 也有学者认为渗透率越低应力敏感对生产影响越大; 低渗透气藏气井没有明显的水层和水体, 但仍能出水这一生产现象的合理解释; 一些学者认为低渗透气藏气体流动时存在启动压力, 而另一些学者认为气分子小, 容易流动不存在启动压力; 有人认为滑脱效应造成低压下气体渗透率增加, 有利于气藏采收率提高, 也有人认为在实际生产过程中滑脱效应根本不可能存在; 还有人认为低渗透气藏单相气体很难渗流, 如果是凝析气藏相应的凝析油污染很严重, 这些机理问题在生产中的表现往往是很难分开的, 如气井产量递减快的原因可能是上面多种原因综合作用的结果, 但这些机理问题直接关系到井网、生产压差、配产、采气速度等技术政策的确定, 本书的编写目的不是介绍如何在生产现象中区别哪种机理对生产影响更明显, 而是分析各种机理对气田开发过程有何种影响, 从而为生产动态分析提供理论依据。作者长期从事气田开发的研究工作, 对国内的主要低渗透气田均开展过研究, 在长期研究的基础上对低渗透气藏的启动压力、应力敏感、可动水、凝析水污染、凝析油污染、滑脱效应等相关的机理研究成果进行总结, 希望能给同行研究提供参考。在这些机理问题研究中, 由于现有技术与水平的限制, 一些观点仍待大量研究证实, 请读者批评指正。

全书共分五章, 第一章是概论, 主要讲述低渗透致密气藏定义、分布、地质与开发基本特征和相关开发技术的发展趋势; 第二章总结分析了各种机理问题: 滑脱效应、启动压力、气藏可动水、应力敏感性、多孔介质中凝析油饱和度等; 第三章讲述了低渗透致密气藏产能与试井中的问题: 常规试井分析、考虑启动压力与应力敏感影响的试井分析; 第四章讲述了低渗透致密气藏开发中的气藏工程问题: 如开采速度、生产压差、层系与井网、单井控制储量、递减规律、废弃压力与采收率等基本问题, 为气藏工程方案设计提供参考; 第五章讲述了低渗透致密气藏数值模拟问题: 分析软件适用性、考虑启动压力与应力敏感性影响的数值模拟模型, 并给出了计算实例。该书采用现场、理论、实验相结合的方法研究, 可作为从事低渗透致密气藏开发研究的现场技术人员、研究人员及高校研究生的参考书。

全书由郭平、张茂林、黄全华、刘启国等编著。第一章由汪周华、郭平、杜建芬编写; 第二章由郭平、汪周华、张骏、黄伟岗、孙风景、李明秋编写; 第三章由刘启国、钱治家编写; 第四章由黄全华编写; 第五章由张茂林、梅海燕编写。在多年研究

过程中得到李士伦、孙良田、杜志敏教授的指导，孙雷、李闽、刘建仪也给予了大力帮助，在出版编辑过程中王娟、姜彬、蒋光迹等做了大量编辑工作，在此深表感谢。

编写组

2009年6月

目 录

第一章 概论	1
第一节 低渗透致密气藏的定义与分布	1
第二节 低渗透致密气藏的地质与开发特征	14
第三节 低渗透致密气藏的开发技术与发展趋势	23
第二章 低渗透致密砂岩气藏开发机理	33
第一节 低渗透致密气藏的滑脱效应	33
第二节 低渗透致密砂岩气藏启动压力	49
第三节 气藏可动水研究	63
第四节 低渗透致密气藏应力敏感性	69
第五节 低渗透致密气藏多孔介质中的凝析油饱和度研究	97
第三章 低渗透致密砂岩气藏气井试井分析	105
第一节 低渗透气藏气井产能试井分析方法	105
第二节 受应力敏感影响的气井试井模型特征	113
第三节 考虑启动压力梯度影响的低渗透气藏气井试井模型特征	124
第四章 低渗透致密砂岩气藏开发技术政策	135
第一节 层系划分及层间干扰	135
第二节 采气速度	139
第三节 合理生产压差	142
第四节 单井控制储量与井距	146
第五节 启动压力对控制储量的影响	159
第六节 低渗透致密气藏产量递减分析	160
第七节 废弃压力与采收率	167
第五章 低渗透致密砂岩气藏开发数值模拟	180
第一节 现有数值模拟模型对低渗透气藏的适用性	180
第二节 常规多组分模型	187
第三节 补充假设条件及多组分模型改进	218
第四节 低渗透致密气藏数值模拟模型应用	233
参考文献	253

第一章 概 论

随着石油地质勘探程度的加深和油气田开发技术的提高,发现的油气田埋深逐渐加大,油气藏的渗透率和孔隙度越来越低。目前我国已发现的天然气藏大多属于中、低渗透储层,并且低渗透、特低渗透储层占了相当的比例。据统计,我国在可开采天然气资源量中埋藏深度超过 3500m 的低渗透致密气藏占总量的 58.39%,这在很大程度上制约了我国气田的开发速度,同时随着深部油气勘探技术的发展,发现这类气藏的可能性也更大。

我国经济的飞速发展对油气的需求量越来越大,据相关部门预测,2000—2010 年我国天然气需求量为 $(350 \sim 1200) \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$; 而我国天然气产量为 $(350 \sim 700) \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$, 因此供求之间存在 $400 \times 10^8 \text{m}^3$ 的缺口, 弥补这部分能源只有通过进口或者在气田勘探开发技术上有大的突破。由于低渗透气田开发效果和经济效益差, 如何搞好这类既特殊又复杂气藏的开发与开采, 改善其开发效果, 对保持我国石油天然气工业持续、稳定发展和满足国民经济的增长的需要有着十分重要的意义。

第一节 低渗透致密气藏的定义与分布

一、低渗透致密气藏的定义

关于低渗透气田的定义, 大多根据储层物性来划分, 但是目前国内外尚没有统一的低渗透气田划分标准。以前关于低渗透气田的定义多参考低渗透油田标准, 由于气体分子直径要比油分子小得多, 气体黏度 ($0.01 \text{mPa}\cdot\text{s}$) 也远远小于原油, 使气体具有吸附、渗透和扩散的特性, 在地层条件下其流动应该较原油容易得多, 因此相应的气体可流动的物性下限应较原油低得多。采用油藏物性划分标准, 往往使得气田的流动物性界限偏高, 而忽略了许多有开采价值的储层, 因此有必要对气藏的可流动物性界限做相应的研究。根据我国气田开发多年的经验, 借鉴国外相关研究成果已形成了以下比较一致的观点。

(一) 气层物性下限的确定

1. 渗透率下限值

在天然气藏地质研究中, 人们非常注意盖层的封闭能力, 1968 年 A.A. 哈宁对不同渗透率的岩样进行气体突破压力实验, 认为当岩石渗透率大于 $0.001 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ 时, 对气体已不具备封闭能力。1987 年我国长庆油田也进行了同样的系统实验, 并得到同样的结论。四川研究院张大奎、周克明在三维液态逆向渗吸实验中, 进行了驱替效率与时间关系的研究, 结果表明, 当孔隙度小于 2.5%、渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ 的储层才是非产层。

R.E. 杰肯斯认为, 目前“经验法则”的产气层渗透率值应在 $0.001 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ 以上, 而 R.E. 威曼建立了单相二维有限差分模型, 模拟具有两层不同孔渗参数储层开采动态, 结果表明从上覆厚 20ft (1ft = 0.3048m)、渗透率 $25 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ 的砾岩层中可采出下覆厚 40ft、渗透率 $0.001 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ 致密砂岩层中 68% 的天然气。

其他一些低渗透气藏主要有：美国丹佛盆地瓦腾伯格气田，渗透率 $(0.004 \sim 0.006) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储量 $308 \times 10^8 \text{m}^3$ ，平均单井日产气 $2000 \sim 3000 \text{m}^3$ ，压裂后可达 $1 \times 10^4 \text{m}^3$ ；美科罗拉多州密执安盆地 Cozzette 气田，砂岩储层渗透率 $0.0012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，单井日产气 $(1.7 \sim 3.1) \times 10^4 \text{m}^3$ ；加拿大埃尔夫沃斯气田，砂岩储层渗透率 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，单井日产气 $(2.8 \sim 5.6) \times 10^4 \text{m}^3$ ；我国四川九龙山气田砂岩储层渗透率 $0.008 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储量 $13.6 \times 10^8 \text{m}^3$ ，储层渗透率下限为 $0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，单井日产气 $(0.19 \sim 26) \times 10^4 \text{m}^3$ ；艾尔姆华士气田储层的总体物性较差，平均孔隙度为 $6.1\% \sim 8.6\%$ ，饱含气带的最低平均孔隙度仅为 4% ，储层平均渗透率为 $(0.001 \sim 1.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

以上实验和实例均表明，气藏储层渗透率下限值确定为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 是有一定道理的。为了进一步说明该下限值的正确性，我们以油气在不同渗透率介质中渗流时等效渗滤系数来说明：

$$\text{渗滤系数:} \quad k_{\phi} = 0.1K \frac{r}{\mu} \quad (1-1-1)$$

设气层 $K = 0.001 \times 100^{-3} \mu\text{m}^2$ ， $r_g=0.65$ ， $\mu_g=0.01 \text{mPa}\cdot\text{s}$

设油层 $K = 0.1 \times 100^{-3} \mu\text{m}^2$ ， $r_o=0.85$ ， $\mu_o=1 \text{mPa}\cdot\text{s}$

计算气层 $k_{\phi} = 0.065 \text{ cm/min}$

计算油层 $k_{\phi} = 0.0085 \text{ cm/min}$

从以上简单计算的结果来看：尽管油、气储层渗透率两者相差两个数量级，但由于油、气黏度的不同，使其渗滤系数在同一数量级之内，因此气层的流动物性下限低于油层是必然的。

以上是储层无裂缝时的情况，当储层有裂缝时，即使储层的渗透率很低（小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ），但是由于裂缝的存在，气井仍然可以获得较高的产量。关于此方面的实例，我们以 J.P.Spivey 在“致密气藏气井产量平均值的估计”所提供的资料为例，J. P. Spivey 对东得克萨斯早白垩世特拉维斯峰致密气层 1000 口井在不同物性时的产量进行了统计分析和估计（见表 1-1-1）。

研究表明：

(1) 气井渗透率下限值（无裂缝时）为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有 500ft 裂缝时则为 $0.0001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，与气井泄气面积无关；

(2) 气井产量明显降低的渗透率界限值，无裂缝时为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有裂缝时为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，且泄气面积大时会降低一个数量级。

从 J.P.Spivey 的研究结论可以看出，对于含有裂缝的低渗透气藏，气藏可流动物性下限与裂缝的相关物性有关。由于不同的气藏其裂缝长度不一样，因此对于这类气藏而言没有统一的标准，应结合气井的产能和地质特征综合确定。

2. 孔隙度下限值

储层物性孔隙度下限也是重要的地质参数。一般油气藏描述中都要研究孔隙度、渗透率关系，但由于岩石成分及成岩作用的不同，使得孔隙度、渗透率之间仅在一定地质范围内才具有相关性。在低渗透储层中有“高孔隙度低渗透率”和“低孔隙度低渗透率”两种类型。W.Spencer 研究了美国西部低渗透气层物性特征后指出：二者在相同渗透率情况下孔隙度可相差三倍，“高孔隙度低渗透率”层主要是颗粒很细的粉砂岩或白垩土储层特点，这类岩层可具有较高的孔隙度，但由于孔隙尺寸很小而形成低渗透率，其孔隙以原生孔隙为

主。大多数低渗透储层是由于后期成岩作用使孔隙数量减少，连通孔隙的喉道变窄造成的，这类储层很常见，也是研究气层孔隙度下限的主要对象。

J.P.Spivey 根据岩心分析结果得到如图所示的孔隙度—渗透率关系曲线，如图 1-1-1 所示。按照前面所确定的无裂缝气藏渗透率下限值 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，可确定相应的孔隙度下限值为 3.38%。

表 1-1-1 J.P.Spivey 对特拉维斯峰致密气藏 2 气井产量的分析

渗透率分布 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	统计井数 (口)	泄气面积为 160 acre 时单井 累计产气量 ($\times 10^6 \text{ft}^3$)		泄气面积为 640 acre 时单井 累计产气量 ($\times 10^6 \text{ft}^3$)	
		裂缝长度 =0	裂缝长度 =500ft	裂缝长度 =0	裂缝长度 =500ft
40	11	2.859	2.859	11.437	11.437
10	25	2.767	2.767	11.068	11.071
4	58	2.895	2.898	11.576	11.588
1	107	2.875	2.886	10.703	11.530
0.4	159	2.949	2.976	8.949	11.608
0.1	188	2.646	2.964	4.743	9.666
0.04	178	1.811	2.961	2.647	7.329
0.01	134	0.815	2.382	0.912	3.56
0.004	80	0.419	1.717	0.433	1.998
0.001	39	0	0.789	0	0.79
0.0004	15	0	0.445	0	0.43
0.0001	5	0	0.124	0	0.12
0.00004	1	0	0	0	0
合 计	1000	19.854	25.768	62.468	81.136

注：1acre=4047m²，1ft=0.3048m。

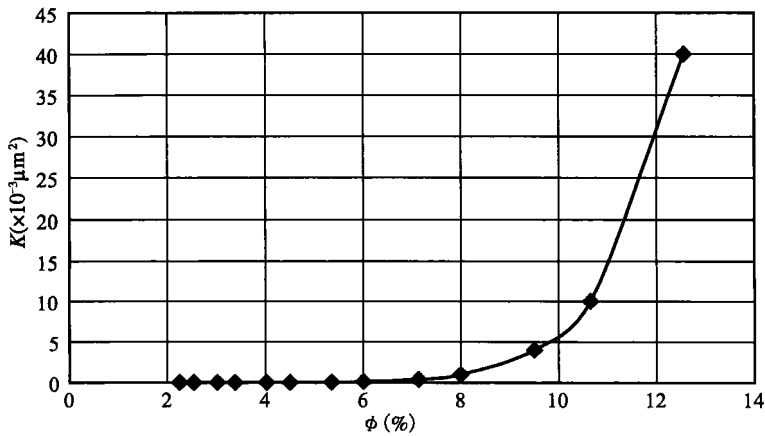


图 1-1-1 特拉维斯峰致密气藏孔隙度与渗透率关系

我国许多学者也对我国低孔隙度低渗透率气藏储层孔隙度下限值进行了研究，主要有以下结果：

四川研究院根据水驱气试验确定气层孔隙度下限为 2.5%；川东石炭系气田和九龙山气田根据岩心分析资料、 $\phi-S_w$ 关系曲线中的明显拐点，分别确定孔隙度下限为 2.6% 和 3%（见图 1-1-2）。

九龙山气田还利用 1158 块岩心资料建立了如下孔隙度和渗透率关系式：

$$K(\mu\text{m}^2) = 2.91432E - 7 \times e^{0.54284\phi} \quad (1-1-2)$$

相关系数达 0.8721，当 ϕ 分别为 3% 和 2.5% 时，渗透率分别为 $0.0015 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.0011 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

四川研究院唐泽尧、孔金祥同志对四川碳酸盐岩气层研究后将储层分为好、中、差三类，其中差储层孔隙度 ϕ 为 2.0%，渗透率 K 小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。冀雾迷山组碳酸盐岩储层经研究认为 ϕ 大于 3% 为好储层， ϕ 小于 3% 为非储层。长庆油田榆林地区上古生界气层测试表明，当孔隙度在 2.5% ~ 4% 时，仍具有一定的初产能力 $100 \sim 600 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ ，如图 1-1-3。

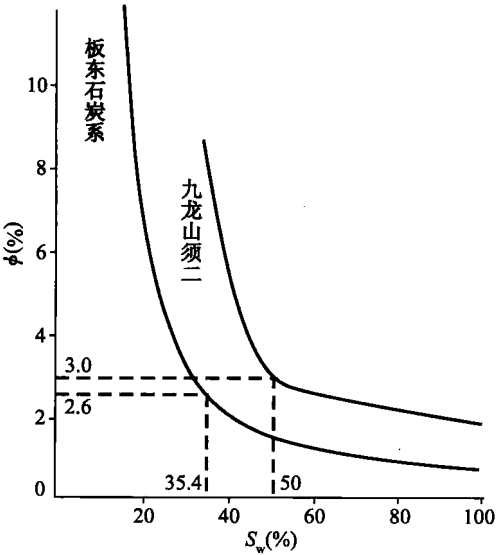


图 1-1-2 四川气田 $\phi-S_w$ 关系图

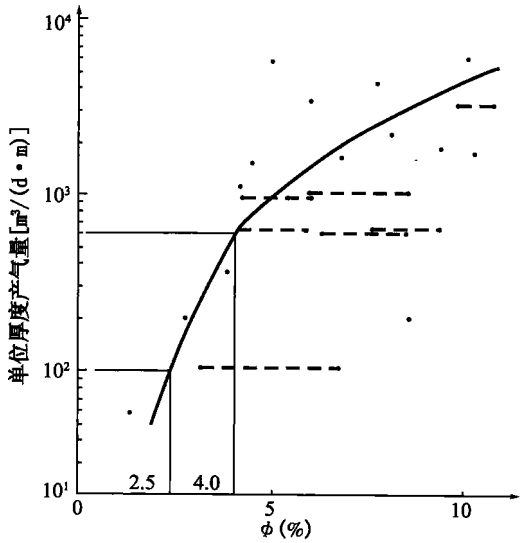


图 1-1-3 陕甘宁盆地榆林地区 $Q_g-\phi$ 关系图

上述资料表明，将气层孔隙度下限定为 2.5%，渗透率下限定为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 是合适的。此外应该强调的是由于各个气藏的储层沉积成岩条件、气体成藏条件千差万别，加上开发工艺水平及经济标准的不同、不同气藏会制定符合自己情况的下限标准，不能完全生搬硬套。但是有一个共识的标准是必要的，在此基础上对储层物性进行分级，可使气藏类型有一个等同的对比标准，我们提出的储气物性下限标准的意义也仅在于此。

（二）低渗透气藏分类

储层按物性分类国内外有许多意见（见表 1-1-2），比较有代表性和使用较多的是 A.A. 哈宁提出的分类方案，从表 1-1-2 可以发现这些分类方案主要还是以原油为介质制定的，而且与本地区原油性质或沉积特点有关，但多数分类标准比较接近。

表 1-1-2 国内外油气储层物性分类方案

作者	特高渗透层		高渗透层		中渗透层		低渗透层		特低渗透层	
	ϕ (%)	K ($\times 10^{-3} \mu m^2$)	ϕ (%)	K ($\times 10^{-3} \mu m^2$)	ϕ (%)	K ($\times 10^{-3} \mu m^2$)	ϕ (%)	K ($\times 10^{-3} \mu m^2$)	ϕ (%)	K ($\times 10^{-3} \mu m^2$)
A.A. 哈宁	> 20~25	> 1000	18 ~ 20	500 ~ 1000	15 ~ 18	100 ~ 500	2 ~ 10	1 ~ 10	< 2	< 1
赫尔奎斯特	> 25	> 1000	15 ~ 20	1000 ~ 2000	10 ~ 15	100 ~ 1000	1 ~ 5	10 ~ 25	< 1	< 10
T.H. 捷奥多罗 维奇	> 20	> 2000		100 ~ 1000		100 ~ 1000		1 ~ 10		< 1
N.N. 哈夫杜辛	> 20	> 1000	15 ~ 20	1000 ~ 2000	5 ~ 15	100 ~ 1000	1 ~ 5	0.1 ~ 100	< 1	< 0.1
大庆	> 25	> 500	20 ~ 25	100 ~ 500	20 ~ 25	> 100	10 ~ 15	1 ~ 10	< 10	0.1~1
四川	> 20	500~1000	20 ~ 25	300 ~ 500	> 15	100 ~ 300				
华北		> 1000	> 15	300 ~ 1000		100 ~ 300		10 ~ 100		< 10
胜利		> 2000		> 2000		500 ~ 2000		< 500		
辽河		> 1000		> 1000		100 ~ 1000		10 ~ 100		< 10

对气层来说上述分类虽然可参考使用，但对低渗透率部分就欠完整了，其指标也偏高。为了弥补这部分不足，近些年已有人在这方面做了研究，较系统的分类意见有美国 Elkins 及我国罗蜚潭等提出的方案（见表 1-1-3）。此外，2000 年，D.B.Bennion 把气测渗透率低于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的作为划分标准；2002 年，Law 与 Curtis 把渗透率低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏划分为低渗透气藏；最近，德国石油与煤炭科学技术委员会建立新的划分低渗透气藏标准，德国石油工业目前把气体平均有效渗透率低于 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 作为新的划分标准。在美国，联邦能源管理委员会把 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层原始气体渗透率值作为界定“致密”储层的标准。按照我国目前经济技术开发水平，根据我国标准，按储层物性对气藏分类如下：有效渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [绝对渗透率大于 $(1 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$]、孔隙度大于 15% 为低渗透气藏；有效渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （绝对渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）、孔隙度小于 10% 为致密气藏。

表 1-1-3 致密气层物性分类意见

作者（地区）	指标	常规层	低渗透层	致密层	很致密层	超致密层
Elkins	$K (\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	> 1	$1 \sim 0.1$	$0.1 \sim 0.005$	$0.005 \sim 0.001$	< 0.001
罗蜚潭	$K (\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$100 \sim 0.1$		$0.1 \sim 0.001$	< 0.04	
四川九龙山气田 (砂岩)	$K (\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$			I + II 类 > 0.006	III 类 $0.006 \sim 0.002$	IV 类 < 0.002
	$\phi (\%)$			> 6	$3 \sim 6$	< 3
	$D_m (\mu\text{m})$			> 0.05	$0.05 \sim 0.025$	< 0.025

（三）有裂缝低渗透致密气藏的定义

当气层含有裂缝时，由于裂缝的存在相应的划分标准应有所降低。Spivey 研究了东得克萨斯特拉维斯层近 120 口井实际资料中不同渗透率级别的气井产能情况，结果表明有裂缝与无裂缝致密气藏的单井累计产量与渗透率关系式如下：

$$\text{无裂缝时:} \quad \sum Q = (9.5484 + 3.7721 \lg K) \times 0.283 \quad (1-1-3)$$

$$\text{有裂缝时:} \quad \sum Q = (12.0869 + 3.4781 \lg K) \times 0.283 \quad (1-1-4)$$

Spivey 根据公式 (1-1-3) 和式 (1-1-4) 计算不同渗透率气井的产量情况（见表 1-1-4），我们根据 Spivey 资料把有裂缝气藏单井产能、日产气量作简要划分（见表 1-1-5）。

从表 1-1-4 和表 1-1-5 可以看出由于裂缝的存在使得气井的产能远远高于无裂缝气井；有裂缝的 II 类低渗透致密气井的累计产量和日产气量几乎与无裂缝时相当，表明对于有裂缝的气藏我们前面所给出的划分标准低估了其产能，因此对于有裂缝的气藏应建立相应的分类标准。

二、低渗透致密气藏的分布

从全球范围来看，天然气资源极为丰富，总资源量约为 $327.7 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，有较大的发

表 1-1-4 不同渗透率气井产能预测

K ($\times 10^{-3} \mu m^2$) 产能		0.1	0.08	0.06	0.04	0.02	0.01	0.008	0.006	0.004	0.003	0.002	0.001
无裂缝	累计产量 ($\times 10^8 m^3$)	1.83	1.53	1.40	1.21	0.89	0.57	0.48	0.33	0.14	0.008	—	—
	20 年平均日产 ($\times 10^4 m^3$)	2.47	2.32	2.12	1.83	1.35	0.86	0.7	0.5	0.21	0.014	—	—
有裂缝	累计产量 ($\times 10^8 m^3$)	2.44	2.34	2.22	2.04	1.75	1.45	1.36	1.23	1.06	0.94	0.76	0.47
	20 年平均日产 ($\times 10^4 m^3$)	3.7	3.55	3.36	3.10	2.85	2.20	2.05	1.86	1.60	1.42	1.15	0.7
		I				II				III			

表 1-1-5 致密气井类型

类别	K ($\times 10^{-3} \mu m^2$)	无裂缝时		有裂缝时	
		单井累计产量 ($\times 10^8 m^3$)	平均日产 ($\times 10^4 m^3$)	单井累计产量 ($\times 10^8 m^3$)	平均日产 ($\times 10^4 m^3$)
I	0.1 ~ 0.01	1 ~ 2	1 ~ 2.5	1.5 ~ 3	2 ~ 4
II	0.01 ~ 0.006	0.3 ~ 1	0.5 ~ 1	1 ~ 1.5	2 ±
III	0.006 ~ 0.001	<0.3	<0.5	0.5 ~ 1	<1

展潜力。1999年初世界探明的天然气储量为 $145.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，苏联与东欧的天然气储量居世界第一位 ($56.58 \times 10^{12} \text{ m}^3$) 占全球总储量的 38.9%；伊朗的天然气储量居世界第二位 $22.99 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，占世界总储量的 15.8%；美国的天然气储量估计为 $4.64 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ；加拿大的天然气储量为 $1.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ；欧佩克组织天然气储量为 $62.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，占世界总储量的 42.9%；到 2001 年欧佩克组织天然气储量为 $66.37 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，占世界总储量的 44.4%；1999 年初前苏联和欧佩克以外其他国家的天然气储量总计为 $26.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (见图 1-1-4)。从该图可以看出，天然气资源分布极不均衡，主要分布在西伯利亚地区和中东地区，两个地区的资源量占全球资源量的 70% 以上。

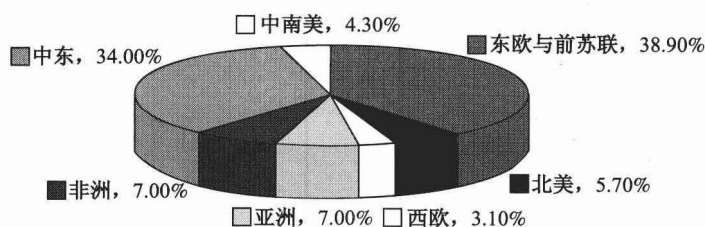


图 1-1-4 世界天然气储量区域分布

目前全世界低渗透气藏资源总量约为 $100000 \times 10^9 \text{ m}^3$ ，到 1999 年已探明储量为 $1300 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。2001 年，据美国能源委员会预测，目前在德国未探明低渗透气藏资源总量约为 $(50 \sim 150) \times 10^9 \text{ m}^3$ ，在美国低渗透气藏产量在全国年产气量中占有重要位置。

(一) 国外低渗透致密气藏分布

我们以北美地区低渗透气藏分布为例。目前天然气是美国能源结构的重要组成部分，占整个能源消费结构的 25%。据美国能源情报部门和国家石油委员会预测，到 2025 年天然气需求量将由现在的 $23 \times 10^{12} \text{ ft}^3/\text{a}$ 增加到 $(30 \sim 34) \times 10^{12} \text{ ft}^3/\text{a}$ ，增幅达到 40%。为了满足消费增长的需要，美国天然气产量将由 2004 年的 $19.5 \times 10^{12} \text{ ft}^3/\text{a}$ 增加到 2020 年的 $25 \times 10^{12} \text{ ft}^3/\text{a}$ 。美国许多传统供气区在此期间产量将逐年下降，为了满足消费的需要，墨西哥湾深水区域和落基山区域两个潜在产气区将在美国能源消费起到重要作用 (见图 1-1-5)，而增加的天然气产量主要来源于低渗透气藏 (见图 1-1-6)。

最近据美国情报部门预测，在美国目前的技术条件下，可采出的未探明非常规天然气储量 (低渗透气藏、煤层气藏、页岩气藏) 约为 $(445 \sim 475) \times 10^{12} \text{ ft}^3$ ，其中低渗透气藏约为 $(315 \sim 340) \times 10^{12} \text{ ft}^3$ ，占总储量的 70%，而这部分非常规气储量主要分布在落基山地区，据国家石油委员会统计，该地区在目前技术条件下可采低渗透资源量由 2000 年的 $27.2 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ 增加到 2004 的 $41.7 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ ，增幅达 53.3%。因此，该地区的天然气产量对北美地区天然气供给至关重要。

目前落基山地区年产气量占全国产气量的 18%，据预测到 2025 年该地区年产气量将增加到 $2.7 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ ，其中大部分产量来自于低渗透气藏。但是根据美国情报机构预测，到 2005 年，该区年产气量将占全国产量的 39%，对该区产量贡献最大的仍然是分布在该区的低渗透气藏。2003 年，美国能源情报部门预测了该地区随着天然气需求量变化的产量变化情况 (见图 1-1-7)，从该图可以看出，落基山地区非常规气藏将是北美未来最主要的产气区。

据美国地质评价机构预测，目前在格林河盆地低渗透气藏中天然气储量约为 $80.6 \times 10^{12} \text{ft}^3$ 、NGL 约为 $2500 \times 10^6 \text{bbl}$ 。2004 年，Boswell 预测，目前在格林河盆地低渗透资源总量约为 $3000 \times 10^{12} \text{ft}^3$ ，大部分储量是在目前技术条件下开采没有经济效益，在未来这部分资源对保持北美地区天然气供需平衡将起到重要作用。2005 年，美国能源部预测在格林河盆地和风河盆地低渗透气资源总量约 $1000 \times 10^{12} \text{ft}^3$ ，大部分属于埋深大于 15000ft 的低渗透砂岩气藏。根据 Berry 石油公司报道目前在科罗拉多 Denver-Julesburg 盆地已证实的低渗透气藏储量约 $87 \times 10^{12} \text{ft}^3$ 。此外位于在新墨西哥北部和科罗拉多南部的 San Juan 盆地，据 Burlington Resources 报道目前已探明气资源量 $115 \times 10^{12} \text{ft}^3$ ，大部分属于低渗透储层。

加拿大由于经济原因，低渗透气藏开发一直没有受到足够重视。在加拿大低渗透气藏主要分布在大不列颠哥伦比亚东北部的以下三个区：深水盆地，北部平原和山麓丘陵地区，如图 1-1-8 所示。深水盆地以中生代碎屑岩气藏为主，北部平原和山麓丘陵地区主要是以裂缝性气藏为主。

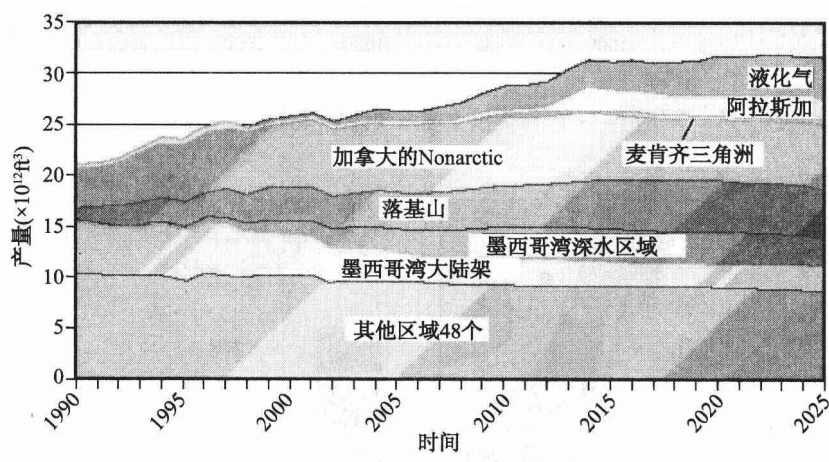


图 1-1-5 墨西哥湾深水区域和落基山脉区域年气产量预测

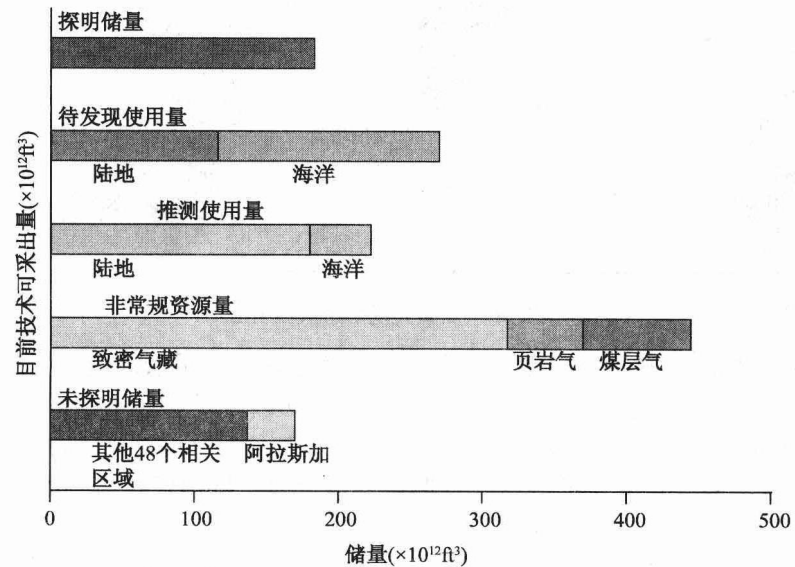


图 1-1-6 美国能源情报机构 2003 年各类型气田储量评估结果

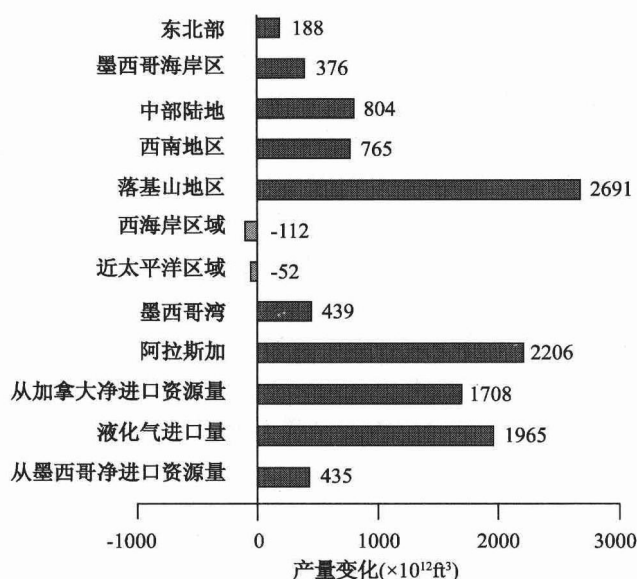


图 1-1-7 美国主要产气区产气量变化情况

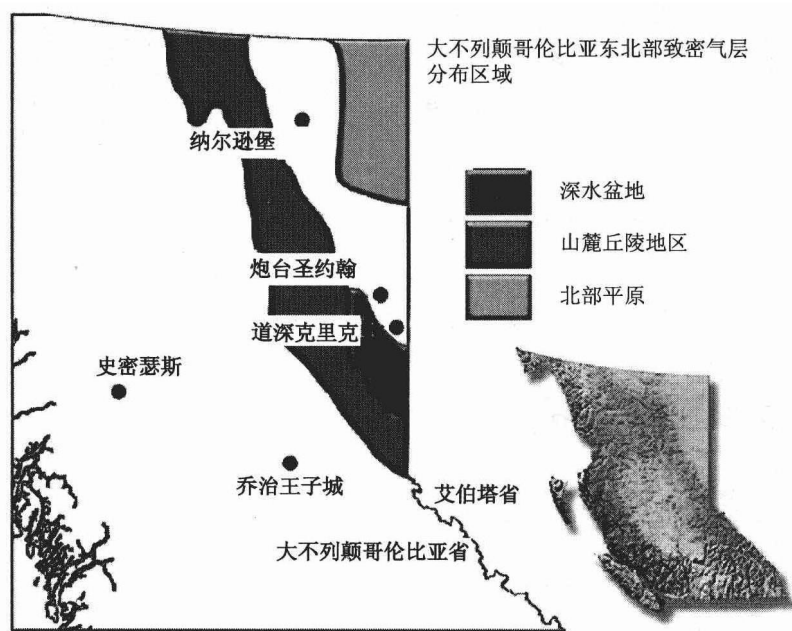


图 1-1-8 加拿大低渗透气藏分布

1979 年, 据 Master 预测, 目前在加拿大深水盆地西部可采低渗透气资源量约为 $440 \times 10^{12} \text{ft}^3$; 根据最近调查发现以上储量还有所增加。到 2001 年, 根据 Stockmal 的统计, 目前在该区域 Cadotte 低渗透气藏已累计探明常规天然气气储量 $24872 \times 10^6 \text{m}^3$, 未来可探明常规气储量约为 $43265 \times 10^6 \text{m}^3$, 低渗透气资源量约为上述总量的好几倍。由于该区巨大的天然气储量, 因此采用先进钻井、完井技术是非常有潜力的。紧挨 Cadotte 的 Spirit River 低渗透砂岩气藏, 其气层厚度约是前者的 5 倍。2001 年, 根据 Stockmal 的统计结果表明目前在该区已探明常规天然气储量约 $102582 \times 10^6 \text{m}^3$, 有待于探明储量约为 $28888 \times 10^6 \text{m}^3$,