



低渗透砂岩油藏 精细描述与开发评价技术

程启贵 陈恭洋 著

D

ISHENTOU SHAYAN YOU CANG
JINGXI MIAOSHU YU KAIFA PINGJIA JISHU

石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要介绍了低渗透砂岩油藏形成的地质环境和地质特征、油藏表征技术、砂岩裂缝描述及预测理论和方法,低渗透砂岩油藏数值模拟技术、开发特征和提高采收率技术等。通过大量的实例解剖,充分展示了一整套针对低渗透砂岩油藏勘探开发一体化研究的综合解决方案。

本书可供地球物理勘探、地球物理测井、油气田开发等相关专业生产和科研单位石油地质工作者参考,也可作为高等院校石油地质专业本科生和研究生的参考资料。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透砂岩油藏精细描述与开发评价技术 /程启贵,陈恭洋著.
北京:石油工业出版社,2010.8
ISBN 978-7-5021-7518-4

I.低…

II.①程…②陈…

III.低渗透油层—砂岩油气田—油田开发—研究

IV. TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 214239 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) 64523544 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

2010 年 8 月第 1 版 2010 年 8 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:13.75

字数:346 千字

定价:50.00 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

前 言

当前我国陆上石油工业面临后备石油储量十分紧张和探明未动用的地质储量中大部分为低渗透油田储量的双重严峻挑战。

根据初步统计：我国陆上已开发油田的地质储量中低渗透油藏储量约占 10%，已探明未动用储量中有一半以上是低渗透储量，约 $20 \times 10^8 \text{t}$ ，而且这一数量还一直在攀升。因此，开发动用好低渗透油田对我国石油产量自给水平的提升有着十分重要的意义。然而，低渗透油田开发效果和经济效益较差，使低渗透油田开发困难。因此，如何进一步经济有效地开发好低渗透油田，对我国石油工业持续稳定增长有至关重要的作用。

其实，世界上不少高成熟度地区或国家也都存在类似情况。例如俄罗斯近些年来新发现油田的产量越来越低，在西西伯利亚地区低渗透层（渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）、薄层等低效储量已占探明储量的 50% 以上。所以研究低渗透油田经济有效的开发问题，对世界石油工业的发展也有相当重要的意义。

进入 21 世纪，随着世界油价长期保持高位，低渗透油田开发摆脱了低油价带来的低效益的不利局面，进入了快速发展的时期。

近年来，低渗透油田的开发不断积累了丰富的经验，长庆油田作为全国低渗透油田开发的先驱，探索如何高效开发低渗透油田技术更加迫切。五里湾油田是长庆油田低渗透油田中储量达亿吨的整装油田，1997—1999 年三年建成投产百万吨油田，在开发中由于很好的采用了油藏精细描述及数值模拟技术（1999—2000 年一次描述一次数模，2004—2005 年二次描述二次数模），油田保持了良好的开发状况，已稳产开发九年，2005 年油田综合含水仅 12%，单井产油能力达 5t，油藏水动态清晰，三次获得“中国石油高效开发油田”荣誉称号。该油田的大量研究与生产成果，也为鄂尔多斯盆地其他相似区块的勘探与开发提供了很好的借鉴。

本书总结了以鄂尔多斯盆地三叠系—侏罗系为典型代表的低渗透砂岩油藏的大量研究成果，主要宗旨是完善低渗透砂岩油田油藏精细描述及数值模拟的实用技术，进一步推动油藏精细描述及数值模拟技术在低渗透油田开发中的应用。归纳起来，本书主要取得了以下比较成熟的认识和成果。

（1）储层的构造特征、区域内的沉积特征、岩石物性特征、孔隙结构特征、流体性质、相渗特征及储层沉积微相研究等，是常规储层描述的基本单元，低渗透砂岩储层则需进一步描述孔喉结构特征及组合形态的精细化，基质孔隙与裂缝的空间产状细描以及剖面和平面对沉积微相刻画、流动单元研究等。

（2）流动单元是一个较新的研究储层的方法。砂岩储层流动单元划分，有利于进一步加深对储层非均质性的认识。平面流动单元的划分有助于了解储层在平面上的分布状况，以及分析不同流动单元间水驱油特征与油水分布规律。不同的流动单元类型有着不同的储集、渗流特征。同时在开发过程中，应重视不同流动单元在油藏范围内的纵横向分布，以优化开采措施、提高开采效果。建立起流动单元类型与沉积相带、储渗能力的关系，为进一步在数值化描述前建立起单井纵向产出比例分配奠定基础。流动单元分类方式和方法值

得进一步探讨和研究,应用的领域也需要更深入的探索。流动单元有着广泛的应用前景。

(3) 层内非均质性的程度取决于层内各段间渗透率的差异程度、渗透率变化的韵律性、层内隔夹层的分布以及一个单砂体规模内垂向渗透率与水平渗透率的比值。储层的非均质性研究有助于储层模型建模方法的选择,是储层模型建模前必须进行的一项研究。

(4) 储层地质模型是油气藏地质模型的核心部分。对于储层沉积差异较大,储层结构复杂的研究区,采用离散随机模型建立砂体结构模型,应用连续性随机模型,通过相控建模建立储层参数分布模型的办法比较适合。

(5) 井间储层分布具有较大的随机性。应用随机建模方法,可建立一簇等概率的储层三维模型,有利于评价储层不确定性,进一步把握井间储层的变化。相比马尔柯夫随机域和二点直方图,指示模拟最大的优点是可以模拟复杂各向异性的地质现象,对于具有不同连续性分布的类型变量,可给定不同的变异函数,从而可建立各向异性的模拟图像。在模拟目标区存在多种沉积相的情况下,应优先选用指示模拟方法。

(6) 对于研究区沉积相差异大,储层结构复杂的地区,储层参数三维分布模型的建立,应采用相控建模方法,即先建立沉积相模型,后根据不同沉积相的储层参数定量分布规律,分相进行井间插值或随机模拟得到。

(7) 特低渗透油藏数值模拟效果受控于裂缝研究是否深入和处理方法是否得当。对井筒附近地层渗透率可放大 10 ~ 20 倍,而在远井地带渗透率放大 2 ~ 4 倍,具体放大倍数则根据该油井产能及压力进行拟合确定。该方法的使用实践证明提高了低渗透砂岩油藏数值模拟的效果。

本书在编写过程中,西南石油大学博士生导师王允教授、中国石油勘探开发研究院王道富教授级高级工程师、长庆油田李安琪教授级高级工程师、李忠兴教授级高级工程师等对本书的编写进行了精心的指导,长庆油田采油三厂高春宁、朱广社、袁俊平、常水涛、罗建强等同志对本书的编写提供了大量资料。本书的编写还得到了中国石油西南油气田勘探开发研究院胡勇、刘义成、罗涛等同志及北京科技开发公司郭虹霞总地质师的帮助,在此一并表示衷心的感谢。

中国存在着大量的低渗透砂岩油气藏,潜在的油气储量规模相当巨大,是中国油气重要的接替方向,因此,成熟的低渗透油气层的识别与评价技术、合理的分析方法和思路,在今后相当长一段时间内显得尤为重要。真诚地希望本书的出版能够对低渗透油气田的勘探和开发有所裨益、有所促进。

由于笔者水平有限,书中不足之处,敬请广大读者批评指正。

目 录

第一章 绪论	1
第一节 低渗透油田的概念	1
第二节 国内外低渗透油田概况	3
第二章 低渗透砂岩油藏地质特征	19
第一节 沉积特征与成因	19
第二节 储层特征	20
第三节 低渗透砂岩储层裂缝特征	23
第四节 构造、流体及压力特征	26
第三章 低渗透砂岩油藏精细描述	29
第一节 油藏精细描述的发展历史	29
第二节 低渗透砂岩油藏的描述	31
第三节 储层流动单元研究	51
第四节 储层非均质性及渗流特征研究	58
第五节 储层相控建模	68
第六节 储层模型重点参数研究	81
第四章 低渗透砂岩油藏裂缝特征描述	85
第一节 油气地质和勘探概况	85
第二节 相似露头区裂缝系统描述	87
第三节 覆盖区岩心裂缝系统基本特征	97
第四节 岩石定向及裂缝系统分析	102
第五节 构造裂缝分布定量预测	114
第五章 低渗透砂岩油藏数值模拟	136
第一节 油藏模型的建立	136
第二节 生产动态拟合	144
第三节 剩余油分布规律研究	156
第四节 开发状况及效果评价	158
第五节 开发技术界限研究	161
第六章 低渗透砂岩油藏开发特征及提高采收率研究	170
第一节 五里湾油田开发概况	170
第二节 油田早期描述与评价	172
第三节 油藏开发特征	184
第四节 注采调控技术不断提高油田采收率	189
参考文献	201
图版	210

第一章 绪 论

第一节 低渗透油田的概念

所谓低渗透油田是一个相对的概念，国内外并无统一的标准和界限，因不同国家、不同时期的资源状况和技术经济条件而划定，变化范围较大。根据我国生产实践和理论研究，对于低渗透油层的范围和界限已经有了比较一致的认识。

一、低渗透油层渗透率上限

国内外学者对低渗透油层的界限有过许多研究和报告，例如：

原苏联将储层渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油田算作低渗透油田（原苏联提高采收率部科技委员会，M. И. 苏尔古伊耶夫，1993）。

美国 A.I. 莱复生（1975）把渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层算为好储层，那么低渗透储层的上限就是 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，具体分类标准见表 1-1。

表 1-1 美国砂岩储层评价分类表（据 A. I. 莱复生，1975）

孔隙度 (%)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	评价分类
0 ~ 5	—	无价值
5 ~ 10	—	不好
10 ~ 15	1.0 ~ 10	中等
15 ~ 20	10 ~ 100	好
20 ~ 25	100 ~ 1000	较好

大量实验研究成果表明，对一般中高渗储层渗透率基本不影响原油采收率，然而当渗透率降低至某个界限后，则对采收率产生明显影响，渗透率越低，则采收率越低（图 1-1）。

根据渗透率对采收率的影响程度及渗透率与临界压力梯度关系曲线（图 1-2）的观察，渗透率在 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 前后有较大的变化，即渗透率低于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，采收率明显降低，临界压力梯度明显加大。

从油田生产实际看，渗透率低于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层，虽然具有工业油流，但一般都要进行压裂改造，经过增产措施后，才能有效地

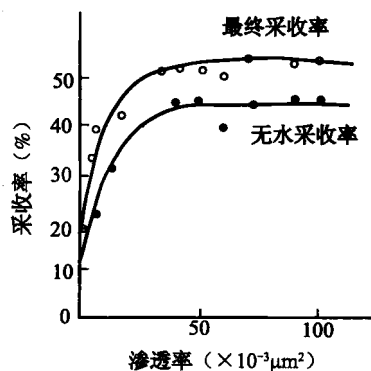


图 1-1 驱替速率为 $0.52 \times 10^{-5} \text{m/s}$ 时采收率与渗透率的关系
(据李道品，1997)

投入正常开发。

综上所述,认为原中国石油天然气总公司于1990年12月召开的全国油气田开发技术座谈会上把低渗透油层上限定为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 是比较合适的。

二、低渗透油层渗透率下限

低渗透油层下限也就是通常所说的有效厚度下限(截止值),对低渗透油田来说是一个十分重要的问题。

通过单层试油确定能够产油的有效厚度渗透率下限值。

例如大庆油田在外围三肇地区专门对特低渗透油层进行单层试油,证明压裂改造后渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层仍有一定生产能力,并作了每米油层采油量与渗透率的关系曲线(图1-3),最后确定有效厚度下限渗透率为不小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度不小于9.0%。

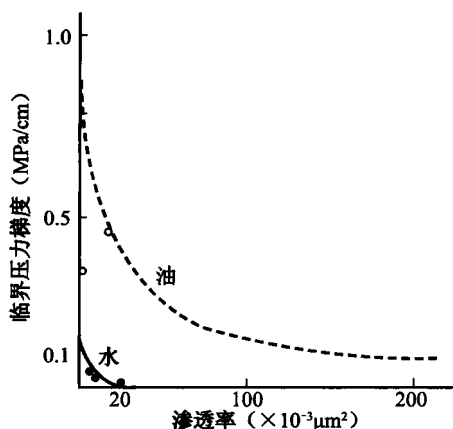


图 1-2 油水渗流时临界压力梯度与渗透率的关系
(据李道品, 1997)

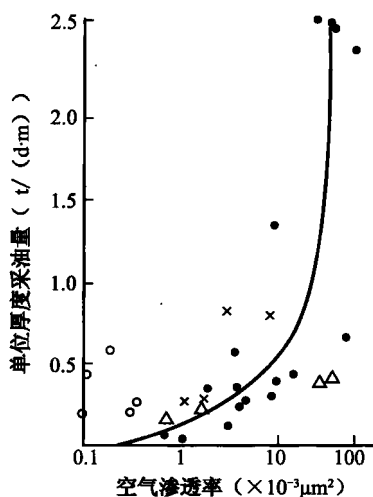


图 1-3 榆树林油田单位厚度采油量与渗透率关系曲线
(据李道品, 1997)

我国开发最早的延长油田其油层(三叠系延长组)渗透率就只有 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,经过简单压裂改造后,初期单井日产可达 $0.3 \sim 1.0\text{t}$ 。

综上所述,认为可以把低渗透油层的渗透率下限定为不小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。当然这是个总的极限值,各个油田需根据具体地质和技术经济条件的不同而有所差异。

三、低渗透油层分类

综上所述,将渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层统称为低渗透储层。

根据实际生产特征,按照油层平均渗透率可以进一步把低渗透油层分为三类:

(1) 一般低渗透油层:油层平均渗透率为 $10 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层接近正常油层,油井能够达到工业油流标准,但产量太低,需采取压裂措施,提高生产能力,才能取得较好的开发效果和经济效益。

(2) 特低渗透油层:油层平均渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层与正常油层差别比较明显,一般束缚水饱和度增高,测井电阻率降低,正常测试达不到工业油流标准,必须采取较大型的压裂改造和其他相应措施,才能有效地投入工业开发,例如长庆安塞油

田、大庆榆树林油田、吉林新民油田等。

(3) 超低渗透油层：其油层平均渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层非常致密，束缚水饱和度很高，基本没有自然产能，一般不具备工业开发价值。但如果其他方面条件有利，如油层较厚、埋藏较浅、原油性质比较好等，同时采取既能提高油井产量，又能减少投资、降低成本的有力措施，也可以进行工业开发，并取得一定的经济效益。

上述分类主要是按油层基质岩块渗透率考虑，如果油层存在裂缝，其有效渗透率和生产能力可能会有变化和提高，不一定按上述界限分类，需进行双重介质的专门研究。

第二节 国内外低渗透油田概况

一、国外低渗透油田概况

1. 国外低渗透油田划分原则

根据国外文献报道，一般把低渗透油田的渗透率上限定为 $0.1 \mu\text{m}^2$ 。

从开发上来看，可以把低渗透油田划分为低和特低渗透两类。

(1) 低渗透率油田，储油层具有一定的自然生产能力，未经压裂改造就具有工业开采价值，其渗透率在 $0.03 \mu\text{m}^2$ 以上， $0.1 \mu\text{m}^2$ 以下。

(2) 特低渗透油田，储油层的自然产能太低，不具备工业开采的价值，必须经过压裂改造，才能经济有效地开发，渗透率一般在 $0.03 \mu\text{m}^2$ 以下。

但是，经验表明，划分低渗透层的数量标准仅用渗透率仍然不够。有时，确定油藏的产油能力，不能不考虑产层厚度和原油黏度。渗透率并不是在任何时候都能确定油藏的产油能力，有些厚度大的低渗透层仍能获得很高的原油产量。

因此，为划分低渗透储层必须采用这样的综合参数，它能考虑到油层的渗滤—容积性能、生产能力以及油层开发效益的经济标准。这一综合参数尚未推广应用。可以大致利用(原)全苏联石油地质勘探科学研究所在一篇文献中使用过的方法。西西伯利亚各油田的数据处理表明，注水开发的油田，最终费用为 60 卢布 / 吨时 (1990 年价格)，一些具有中等流动系数的油层可以取得 $5.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm} / (\text{mPa} \cdot \text{s})$ 的良好效果。最终费用提高，油层的极限流动系数还应适当地降低。

推荐使用更通用的 $Kh\eta / (\mu\Phi\beta_{\text{eff}})$ 这一形式的水动力学标准，它能表征低渗透储层油田开发的效益。式中， $Kh/\mu\Phi$ 为油层流动系数， $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm} / (\text{mPa} \cdot \text{s})$ ； K 为油层渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； h 为油层厚度， μ 为原油黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ； Φ 为油层孔隙度，小数； η/β_{eff} 为采收率与水驱油系数的比值。

经济效益相当程度上取决于波及系数和采用的井网以及单位储量的大小。

一般情况下，优先将储层渗透率为 $0.03 \sim 0.05 \mu\text{m}^2$ 和原油黏度在 $10 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 以下的油藏投入开发。

2. 国外低渗透油田主要特点

世界上低渗透油田数量很多，资源相当丰富。如加拿大的帕宾那油田，含油面积将近 2000km^2 ，地质储量 $9.2 \times 10^8 \text{t}$ ，美国、原苏联、澳大利亚也有较丰富的储量。

从国外报道的情况看，对低渗透油田大体上可以归纳出以下几个特点 (表 1-2)。

(1) 储层物性差，渗透率低：由于颗粒细、分选差、胶结物含量高，经压实和后生成岩作用使储层变得十分致密，渗透率一般小于 $0.1 \mu\text{m}^2$ ，少数低于 $0.001 \mu\text{m}^2$ 。表 1-3 是统

计北美 172 个低渗透砂岩油藏的数据。

表 1-2 国外低渗透油田概况（据韩耀萍，1994）

油田名称	含油面积 (km ²)	地质储量 (× 10 ⁴ t)	埋藏深度 (m)	渗透率 (× 10 ⁻³ μm ²)	孔隙度 (%)	有效厚度 (m)	原油相对 密度	原油黏度 (mPa·s)
帕宾那油田	1910	92000	1654	24	14.7	6.6	0.8373	1.2
巴罗岛油田	82	12000	770	5.7	25	17.5	0.8448	0.7
多林油田			2850	5	9.5	36	0.72	1.0
东堪顿油田	336		1510	<0.1	7.5	45		3.92
小牛塘油田	6.1		1403	61.3	14	72	0.934	
斯昔拉卑雷油田	4000	63000		<1	11.5			0.3
萨卡托萨油田	46		541	3.6	24		0.8348	
文图拉油田	13.6	13100	780 ~ 4200	8.5	19	600		
贾麦松·斯特诺文油田	110		1880	0.8	12.2	20.7	0.7893	
斯迈利—迪尤尔油田	24.3	1017	732	25	23	4	0.8602	2.6
勃来德福油田	344		518	7.5	15		0.8	3.0
蒙格里夫油田	6.2	130	2514	23.1	12	4.5	0.85	
托弗雷兹油田	18		1470	40	20.3	4.9	0.8448	
大井油田	59	2075	1630	7.5	18.9	5.2		
大学芳油田	32		2590	1	15	52		0.25
南勃班克油田			871	75	16.8	16.2	0.8275	
新德米特里也夫油田				8.3				0.48
巴特尔斯维尔油田				4.3				3.0

表 1-3 北美 172 个低渗透油藏的渗透率及油藏所占比例（据韩耀萍，1994）

渗透率范围 (μm ²)	油藏所占比例 (%)
0.02 ~ 0.1	约 60
0.02 ~ 0.001	约 30
< 0.001	约 5

- (2) 储层孔隙度一般偏低，变化幅度大，大部分为 7% ~ 20%，个别高达 28%。
- (3) 原始含水饱和度较高，原油物性较好，一般含水饱和度 30% ~ 40%，个别高达 60%（美国东堪顿油田），原油相对密度多数小于 0.85，地层黏度多数小于 3mPa·s。
- (4) 油层砂泥交互，非均质性严重：由于沉积环境不稳定，砂层的厚薄变化大，层间渗透率变化大，有的砂岩泥质含量高，地层水电阻率低，给油水层的划分带来很大困难。

(5) 天然裂缝相对发育：由于岩性坚硬致密，不少存在不同程度的天然裂缝系统，一般受区域性地应力的控制，具有一定的方向性，对油田开发的效果影响较大。裂缝是油气渗透的通道，也是注水窜流的条件，且人工裂缝又多与天然裂缝的方向一致，因此，天然裂缝是低渗透砂岩油田开发必须认真对待的因素。

(6) 油层受岩性控制，水动力联系差，边底水驱动不明显，自然能量补给差，多数靠弹性和溶解气驱采油，油层产能递减快，一次采收率低（表 1-4），只能达到 8% ~ 12%，采用注水保持能量后，二次采收率可提高到 25% ~ 30%。

表 1-4 低渗透砂岩油藏采收率统计（据韩耀萍，1994）

渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	油藏数 (个)	采收率 (%)		
		一次采油	二次采油	合 计
100 ~ 51	22	14.9	14.6	29.5
50 ~ 31	13	14.8	12.5	27.3
30 ~ 11	8	14.9	16.4	31.3
< 10	7	13.1	9.4	22.5

(7) 由于渗透率、孔隙度低，必须通过酸化压裂投产才能获得经济价值，或必须通过压裂增产才能提高经济效益。

(8) 由于孔隙结构复杂、喉道小、泥质含量高以及各种水敏性矿物的存在，导致开采过程中易受伤害，损失产量可达 30% ~ 50%，因此，在整个采油工艺系列中，保护油层是至关重要的环节。

二、中国的低渗透油田基本情况

1. 储量分布

根据初步统计，至 1996 年年底，我国陆上探明的低渗透砂岩油田地质储量共 $46 \times 10^8\text{t}$ ，占总探明储量的 27.0%。

从探明储量看，我国低渗透油田分布比较广泛。地质年代从古生代到新生代都有分布，以三叠系—古近系为主，约占 78%。埋藏深度以中浅（1000m）—中深（3200m）为主，约占 87%。

值得注意的是，特低渗透层（ $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）和超低渗透层（ $< 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）的储量占低渗透总储量的一半以上（ $42.9\% + 13.8\% = 56.7\%$ ）。说明低渗透油藏开发难度很大。

从地区看，全国各油区都有低渗透油田（表 1-5）。

从表 1-5 中看出，低渗透油藏储量新疆最多，达 $7.7 \times 10^8\text{t}$ ；大庆油田排第二，为 $7.5 \times 10^8\text{t}$ ；胜利油田排第三，为 $5.7 \times 10^8\text{t}$ 。

低渗透油藏储量占本区总储量比例：延长和四川都是 100%；吐哈和新区事业部占绝大多数（90% 以上）；吉林和长庆占 50% 以上。

从大区域分布看，主要有 4 大区：松辽盆地中南部， $12.2 \times 10^8\text{t}$ ；渤海盆地， $16.2 \times 10^8\text{t}$ ；陕北盆地，超过 $6 \times 10^8\text{t}$ ；新疆东部和北部地区， $19.5 \times 10^8\text{t}$ 。

表 1-5 中国低渗透油田储量分布表

油区	地质储量 ($\times 10^4\text{t}$)	占本区 总储量 (%)	占全国低 渗透储量 (%)	油区	地质储量 ($\times 10^4\text{t}$)	占本区 总储量 (%)	占全国低 渗透储量 (%)
大庆	75391	14.1	15.4	江苏	4886	44.8	1.0
吉林	46989	66.1	9.6	四川	5304	100.0	1.1
辽河	36684	20.2	7.5	滇黔桂	693	37.5	0.14
华北	16612	19.3	3.4	长庆	26285	74.0	5.4
二连	10126	59.7	2.1	延长	22858	100.0	4.7
大港	26638	33.8	5.4	玉门	3422	38.0	0.7
冀东	620	7.7	0.13	青海	8789	42.4	1.8
胜利	57233	16.0	11.7	吐哈	1762	94.2	3.6
中原	23902	52.2	4.9	新疆	77366	52.9	15.8
河南	2022	10.6	0.4	塔里木	1613	6.5	0.3
江汉	2888	27.1	0.6	新区	21022	90.9	43

2. 发展简况

低渗透油田开发在我国有着悠久的历史 and 特别重要的意义。

1907 年 9 月 10 日, 我国陆上钻成的第一口油井——延长油田 1 号井, 其产油层位就是举世闻名的特低渗透层——三叠系延长组油层, 空气渗透率只有 $0.2 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度 7% ~ 9%, 初期日产量 $1.0 \sim 1.5\text{t}$ 。

进入 21 世纪, 不仅特低渗透的延长油区年产量超过 $100 \times 10^4\text{t}$, 还在继续不断增长, 而且发现整个陕甘宁盆地低渗透储层广泛分布, 石油和天然气工业都在蓬勃发展。

当然, 我国现代石油工业的大发展, 主要还是靠中高渗透大油田的发现和投产。例如 20 世纪 50 年代的玉门和克拉玛依油田, 特别是 50 年代大庆油田的开发, 使我国石油工业甩掉了落后的帽子, 发生了历史性的转变。紧接着发现和投产了胜利、华北和辽河等一批大油田, 1978 年, 我国原油产量超过 $1 \times 10^8\text{t}$, 跨入了世界石油生产大国的行列。

世界上许多国家的石油生产有个共同的发展趋势, 就是在现代石油工业发展初期, 发现的多是比较简单的较大油田, 随着时间的推移, 比较复杂的较小油田所占的比例愈来愈大。

如前所述, 近几年来我国当年探明的石油地质储量中, 低渗透储量比例高达 60% ~ 70%。可见, 低渗透油田将是今后相当一个时期增储上产的主要资源基础。

众所周知, 低渗透油田地质条件极其复杂, 开采难度很大, 客观需要技术投资较多与经济效益之间的矛盾十分突出。许多探明的低渗透储量都处于难动用的“边际油田”之中。

根据石油工业发展的需要, 早在 20 世纪 80 年代, 原中国石油天然气总公司就组织开展了低渗透油田开发配套工艺技术的综合研究攻关。1990 年 12 月召开的全国油气田开发技术座谈会提出, 开发战线要打好低渗透油田进行整体改造、提高开采速度、改善开发效果的阵地仗, 要求把采油速度提高到 1.5% 以上。

1993 年和 1998 年在西安召开了两次全国低渗透油田开发技术座谈会，与会者介绍了各单位丰硕的研究成果和宝贵的实践经验。会议指出：低渗透油田储量的动用和开发已成为我国陆上石油工业稳定发展的最重要基础；发展低渗透油气田配套开发技术，不仅是保持稳定油气生产的需要，而且更重要的是长远发展战略的需要。

近些年来，我国在低渗透油田开发科学研究和生产试验方面，主要取得以下进展和认识：

- (1) 低渗透储层孔喉细小，结构复杂，是造成驱油效果差的重要原因。
- (2) 低渗透储层渗油机理复杂、规律异常，具有启动压力梯度，不符合正常达西规律。
- (3) 通过低磁场核磁共振新技术测定，低渗透储层可动流体饱和度很小。
- (4) 采用以测井、地震联合反演为基础的横向预测技术，提高了砂体预测精度，在优选富集区块上发挥了重要作用。
- (5) 初步形成了地应力、地质、测井、地震、动态监测等配套的裂缝识别技术。
- (6) 通过数值模拟研究和现场生产试验，对低渗透（包括裂缝性）砂（砾）岩油藏科学合理的井网部署有了进一步的认识。
- (7) 低渗透储层黏土含量高，敏感性强，现已初步形成了保护层、防止伤害的系列配套技术。
- (8) 适应低渗透油田特点的水平钻井、大位移走向钻井、平衡和欠平衡钻井、小井眼钻井以及高强度射孔技术有了新的发展和提高。
- (9) 整体压裂技术已得到普遍推广应用。初步形成了三维压裂设计、优质压裂液和支撑剂以及监测和评估配套技术。
- (10) 高效注水工艺技术基本完善配套。从水质精细处理、管线全程防腐到高压注水设备，基本能够满足低渗透油田注水需要。
- (11) 举升技术有了新的发展。除有杆泵深度加大外，还开展了无油管和螺杆泵采油现场试验，并推广了简易提捞采油技术。
- (12) 油田地面工程技术改进效果显著。为适应低渗透油田生产特点，发展并形成了简化油气集输流程、简化供注水流程、简化计量方式、简化联合站处理工艺等配套实用新技术，为减少投资、降低费用发挥了重要作用。

此外在低渗透油田开发管理及经营机制方面进行了新的探索和试点。

由于研究、认识水平的提高和工艺技术的改进，我国已经较成功地开发了一批不同类型的低和特低渗透油田，主要有：地层原油黏度较高的低渗透油田——大庆朝阳沟油田；储层裂缝发育的特低渗透油田——吉林新立和新民油田；深层低渗透油田——大港马西油藏；地质储量上亿吨的大型低渗透油田——胜利渤南油田；地面条件极其复杂的特低渗透油田——长庆安塞和靖安油田；异常高压低饱和低渗透油田——中原文东盐间层油藏和青海尕斯库勒油田；实行整体压裂开发的低渗透油田——吐哈鄯善油田和块状砾岩低渗透油田——克拉玛依八区乌尔禾油藏等。

据 1997 年年底开发油藏分类资料统计，全部为低渗透层的 230 个油藏动用地质储量共约 $18.1 \times 10^8 \text{t}$ ，年产量约 $1909 \times 10^4 \text{t}$ 。虽然我国近年来低渗透油田的开发水平有了较大的提高，但是与中高渗透油田相比仍有很大差距。上述低渗透油田平均采收率只有 21.3%，比中高渗透油田（42.8%）低 21 个百分点。

到 2007 年有 50 多个油田（区块）年开采速度小于 0.5%。这些低速低效油田（区块）

的地质储量约 $3.2 \times 10^8 \text{t}$ ，其平均采油速度仅 0.27%，预测最终采收率只有 15.5%。尤其是有些储层裂缝特别发育而渗透率又很低的油田，如火烧山和头台油田等，注入水沿裂缝窜进十分严重，致使开采速度和采油程度低，而综合含水高，开发效果很差。因而对低渗透油田，特别是对复杂低渗透油田的开发问题还要继续研究并开展技术攻关试验。

三、国内外低渗透油田开发技术简况

到 2007 年，世界范围内的低渗透油藏开发均没有取得突破性进展，低渗透储量的动用程度很低，只有储层条件好、埋藏浅的低渗透油藏才得到开发。

与中高渗油气田相比，低渗透油气田的储层特性、伤害机理、流动规律不仅仅是个量的变化，实际上在一定程度上发生了质的变化，因此在开发中问题表现最为突出，即：①储层伤害问题，这种伤害贯穿于钻井、完井、增产改造、采油采气的整个过程；②经济效益问题，即高投入低产出的问题。因此国外低渗透油气田开采技术的发展也主要是围绕解决这两大问题进行，即尽量减少地层伤害，尽量降低生产成本。减少地层伤害主要是采用空气钻井、泡沫钻井、低密度钻井液钻井等欠平衡钻井技术。低渗透油藏的开发技术主要有：

(1) 低渗透油藏精细描述技术。包括天然裂缝油藏预测技术、低渗透储层基质特征及富集区带预测技术、裂缝性低渗透油藏建模方法。

(2) 注水开发低渗透油藏的井网型式和井网密度。20 世纪 90 年代以来，美国在低渗透油气资源开发中成功地实施了水平裸眼分段压裂，取得良好效果。利用水平井开采，实现“稀井网、强驱油”。此前，美国、俄罗斯等国多年来研究得出的共同结论是对低渗透油气田的开发，必须采用“密井网，强驱油”。密井网无疑会增加成本，所以水平井，特别是低压钻水平井技术是解决这一问题的良好方法，即以稀井网实现“强驱替”。

(3) 低渗透储层的增产改造技术，低渗透储层一般必须经过增产改造才能获得工业生产价值，早期最常用的方法是水力压裂，但许多低渗透储层的水敏、强水锁等特性使之不适合采用水力压裂。因而国外发展起来了 CO_2 加砂压裂技术（又称干式压裂技术），最近出现了液态 CO_2 井下配置加砂压裂技术，超长水平井技术取代压裂缝技术等。

(4) 水平井和多分支井开发低渗透油藏新技术。包括低渗透油藏水平井开采的适用性筛选标准以及钻井、完井和采油等技术。

(5) 利用自然能量开采。国内外研究认为，低渗透油气藏最好首先采用自然能量开采，尽量延长无水开采及低含水开采期。因为油气层一旦见水，稳产难度就很大。而低渗透气田的自然能量主要是弹性驱和溶解气驱。一般一次采收率可达 10% ~ 20%，二采可达 25% ~ 30%，三采技术还不太成熟。为提高驱替效率，国外又发展了注气、水气交注、水气混注、周期注水、周期注气以及美国近年来开展的人造气顶驱等。

为降低成本，美国在 20 世纪 90 年代中期引入了车载抽油技术。关于小井眼技术，国内虽已发表了多篇文章，但国外还没有关于小井眼开发低渗透油藏的报道，其应用仅限于探井和自喷井，这是因为其配套设施还不完备，大部分井下设备和测量仪器无法下入井中的缘故。

未来有可能使低渗透油藏开发取得突破的技术是层内爆炸增产技术。数字油田技术则有可能使低渗透油藏的管理迈上一个新的台阶。

1. 水力压裂技术

水力压裂是低渗透油藏开发中最早使用也是最常使用的技术。水力压裂处理的目的是

建立能提供很大表面积的长而薄的裂缝。裂缝的半长度可以在 100 ~ 1000ft 这一数量级, 开度在 0.1in 这一数量级。成功压裂处理的真正度量标准是是否增加了产量或注入能力。水力压裂的首要目的是改善储层与井眼之间的流体连通。近年来取得的进展包括黏弹性表面活性剂压裂液技术、限流压裂完井技术等。

1) 黏弹性表面活性剂压裂液

实验室试验表明, 来自聚物流体的未破碎残余物确实可以堵塞支撑剂填充体的孔隙。从用常规流体和低瓜尔胶流体处理的井中获得的返排流体的分析表明, 即使在低渗透油藏, 返排过程中也只有 35% ~ 45% 的聚合物返回。剩余聚合物留在裂缝中并将降低井的产能。

一种理想的压裂液应显示出以下特性: 充填过程中管中的压降最小; 有足够的支撑剂携带能力并应在裂缝闭合后钝化携带机理。这要求流体破胶并返排而不留下任何可降低传导能力的残余物。

1997 年, 在油田中引入了一种革命性的压裂液。这种新开发的压裂液系统使用了黏弹性表面活性剂 (VES), 可替代常规聚合物 / 破胶剂方法。

黏弹性表面活性剂压裂液的主要进步是易于准备、没有地层伤害及支撑剂充填体仍有很高的传导性。这种压裂液是通过在盐水中混合足够量的黏弹性表面活性剂来制备。由于不需要聚合物水化, 因此进入盐水中的表面活性剂浓缩物就可以连续地计量, 不需要交联剂、破胶剂或其他化学添加剂。

这种产品使压裂作业变得简单而可靠。这不仅是因为与瓜尔胶体系相比需要的化学剂品种更少, 而且还由于它的操作更简单。

这项技术的关键是在压裂作业中使用黏弹性表面活性剂来代替聚合物。不同的温度和不同的强化技术都有不同类型的压裂液配方。最常用的配方是使用季铵盐, 配以像氯化钾、氯化铵或硝酸铵这样的无机盐。将盐水变为像水杨酸钠这样的有机盐将会改善这种压裂液的高温动态。

黏弹性表面活性剂压裂液的性能得益于它独特的化学性质。黏弹性表面活性剂的分子很小, 约比瓜尔胶分子小 5000 倍。它由一个亲水基头部和一个长憎水基尾部组成。在盐水中, 它们形成了狭长的胶束聚集体。当 VES 压裂液中的表面活性剂浓度在某一临界浓度之上时, 胶束结构就缠绕在一起并形成网状结构。这些结构是造成低黏度下超常支撑剂携带特性的原因。

VES 压裂液一旦与油、气或稀释剂接触, 就可以通过将蠕虫状胶束分解成小得多的球状胶束。球状胶束不会互相缠绕, 因此合成流体具有与水相同的黏度, 使得压裂液随产出流体回流到地面, 而留下高传导性的支撑剂填充体。

自从引入 VES 压裂液以来, 已进行了 2400 多次成功的压裂处理, 这些处理的结果证明, VES 体系在长期生产方面能比聚合物体系提供更好的机会, 而使用的压裂液和支撑剂则要少得多。

2) 限流压裂完井技术

限流压裂通常意味着选择压裂所需的射孔直径和射孔数量, 以便预期的注入速率产生足够的流速, 在井眼与水力裂缝之间建立几百千帕的压差。通常, 这种做法是为了保证流体流入所有炮眼, 即使裂缝内各个炮眼之间的压力变化很大。在地层应力变化范围为几百千帕的情况下, 这项技术也能保证每个炮眼都将压裂液传送到水力裂缝中。大部分专业人员都假设所有炮眼的大小和形状是均匀的并以相同的速率接受流体。

多年来,在低渗透油田的开发中,经营者已增加了大斜度或水平井眼的钻井以获得长生产井段。最初,这种方法用来在低到中等渗透率油藏通过暴露很长的产层段达到无需强化的目的。然而,工业界现在已接受了这样一种观点,即大部分需要用垂直井强化来达到商业生产水平的油藏通常也需要用大斜度或水平井完井并强化。最近许多有关这种应用的文章已提出了使用多阶段压裂的方案并获得了经济上的成功。为了降低完井成本,经营者试图同时压裂多个层段来减少作业时间和作业井数。

在具有长生产层段的垂直井中,限流压裂已证明在高度可溶的碳酸盐岩地层的压裂酸化和各种类型储层岩石的支撑剂压裂作业中都是成功的。

在必须采用水力压裂多层的井中,需要用新的方法来降低完井成本。下面将介绍限流压裂(既包括酸化也包括支撑剂)在大斜度井和水平井中的几项应用。

(1) 限流压裂。

以下几个方面对大斜度或水平井眼的限流压裂显得尤为重要:

- ①沿着井段的流体静压力变化的效应减小(或没有);
- ②沿着长井段油管的流体摩擦效应;
- ③射孔砂浆的腐蚀效应。

静水头压差有助于消除限流压裂垂直应用中因管子摩擦引起的压力损失。这种好处在水平应用中不存在。在很长的完井井段,通常使用电子表格计算法来预测与速率和射孔直径有关的管子摩擦力变化的影响。

然而,喷射射孔引起的有缺陷井眼形状和条件的影响对很长的井段来说可产生问题。在较短的射孔段,这些影响通常不明显。

通常,射孔腐蚀的实验室研究仅试验无缺陷的球形孔。这常常导致低估射孔因腐蚀引起的压降变化。

此外,据某些现场研究报道,一旦支撑剂携带液到达射孔段,几乎立即就可以观察到压降减小。与后期半稳态腐蚀效应相比,这种压降的减小很明显。在限流压裂的长井段应用中,这种压降减小可导致极少数射孔的快速清洗,然后当射孔沿水平井段向下进行时,这些少数射孔开始接受不成比例的大量流体。结果,在后期来到以前,接近水平段端部的射孔根本看不到任何研磨剂(支撑剂)。这些接近端部的射孔接受的总流量降低了,将会腐蚀的更慢,并将不会像首批少数射孔那样快速或完全地经历压降的降低。

在射孔间距离为小—中等的地方,去毛刺已没有意义。然而,在射孔可能隔开几千英尺远的很长的完井层段应用限流射孔,去毛刺引起的压力变化会变得比管子摩擦效应更重要。在当前使用的预测性计算方法中还没有找到这一系数。然而,有些研究人员在选择用于每一压裂井段的射孔数量时对这一效应设定某些任意容许误差。通常,与预测的相比,这些容许误差可导致接近根部的射孔更少,而接近端部的射孔更多。

(2) 点源射孔。

近年来,水力压裂在大斜度井和水平井中的成功应用得到了很大改善,这主要是由于点源压裂技术的发展,包括井眼中很小井段(通常为1~3ft)的射孔。许多文献表明,这种完井方法正得到广泛应用,有些已极大地改善了开发方案的经济性。

发展点源完井主要有两个目的:

①避免形成大量平行裂缝面,这些裂缝面可导致窄裂缝宽度并减小裂缝长度,甚至可能过早滤砂。

②避免近井眼区域的次生水力裂缝产生弯曲，近井眼区域的高应力可导致裂缝宽度很窄。

最近射孔技术的进步已使有些应用变得可行。已开发了一些新的完井工具，如可以打开和闭合的滑动式旁通孔。这些工具大部分是永久性安装的。其他工具包括衬管中较长的多封隔器设计，允许有 5 ~ 10 个用封隔器隔离的井段，各井段之间没有井的各项采油修理工作。在许多钻井程序中，这些特殊完井工具的高成本阻碍了实际应用。正在开发其他可大大降低强化成本和有关的井作业成本的技术，使得限流压裂成为一项可行的完井技术。

大部分点源完井程序都包括大量射孔。然而，有些则使用了有限数量的射孔，建立了限流压裂条件。表 1-6 列出了点源射孔限流压裂的一些应用。从表 1-6 中可以看出，限流压裂既采用裂缝酸化也采用支撑剂压裂，而点源射孔限流压裂只采用支撑剂压裂。

表 1-6 限流压裂在大斜度井和水平井中的应用

油田位置	生产地层	压裂类型	总垂深 (ft)	横向或斜井段长度 (ft)	压裂层数	典型射孔数量	典型注入速率 (bbl/min)	完井类型	倾斜角	井数
LostHill, 加利福尼亚州	Antelope 页岩	支撑剂	7500	2000	11	12	40	胶结衬管	90°	1
LostHill, 加利福尼亚州	硅藻土	支撑剂	2700	2100	13	12	45	胶结衬管	90°	6
Belridge, 加利福尼亚州	硅藻土	支撑剂	2600	4000	14	12	45	胶结衬管	90°	6
加利福尼亚州海上	Repetto	支撑剂	5500	3000	2	30	30	胶结衬管	65°	2
Sespe, 加利福尼亚州	Sespe	支撑剂	4500	2000	8	20	30	胶结衬管	56°	5

(3) 在大斜度井 / 水平井应用中应考虑的问题。

在大斜度井或水平井的任何应用中首先要考虑的是了解次生水力裂缝面。许多研究人员已研究了与井眼方向有关的效应和问题，认为这些问题都与次生裂缝面的方向有关。

2. 水平井和多分支井技术

水平井作为开发低渗透油气田的一项成熟技术已经在世界各国得到广泛应用。从低渗透油田开发的角度来讲，水平井水平段在油层中的位置、延伸长度和延伸方向是决定水平井产能的关键因素，因此在水平井的建井过程中必须应用能保证水平井以最佳井身轨迹钻进的新工艺。

目前，俄罗斯已经可以利用地震声学 X 射线层析成像法以高精度确定产层在不同方位上的深度和含油厚度，作为最佳井身轨迹设计的依据，并且试图建立能够控制钻具钻进移动方向的自动系统，该自动系统包括从井底方向和钻柱下部组合装置的表面遥测控制系统，能自动和手动操作钻柱下部组合装置、钻具（变向器、钻铤、寻中器、稳定器）的控制工具。

美国 Andrill 公司研制出地质导向工具，可测得离钻头 1 ~ 2m 范围内的方位、地层电阻率、伽马射线、转速和井斜等，并把这些钻头附近的数据传到 MWD（随钻测量）系统，以便更好地引导钻头穿过薄层和复杂地层，利用测井数据直接进行地质导向钻井，而不是按预先设计的井眼轨迹钻井。

多分支井的完井已经有 TAML（分支井技术进展）分级标准，但是仍然是分支井技术

上的难点。其主要困难在于主井眼与分支井眼的连接技术。分支井的连接技术是分支井所特有的，支井眼与主井眼的密封连接问题是当前分支井完井作业技术难度最大的。因此，分支井研究的主要方向集中在分支井完井中的主、支井眼连接技术。

不密封连接方式（仅将主井眼与支井眼内管柱机械地连在一起）有 Sperry 公司的可回收分支井系统和分支回接器，Baker 公司早期的根部系统等；密封连接系统有 Sperry 公司的 RMLS 系统、ITBS 及 LTBS 系统，Halliburton 公司的分支井系统 3000TM，Baker 公司最新的根部系统；为了顺利再进入分支井眼，可使用选择性再进入工具（SRT）。多数密封连接系统都是选择性再进入的，如 Sperry-San 公司的多管柱完井系统（MSCSTM），PCE 公司的分支井再进入系统等。

由 Marathon Oil 与 Baker Oil Tools、National Oil Well 联合开发的井下分离头系统（Down Hole Oil Splitter System）是一项专利技术，利用该系统可以在一口井中钻数个分支，并可以下套管固井、完井，同时可以保持各分支间的任意进入性。

由 Sperry-Sun 钻井服务公司、CS 资源公司和 Cardium 工具服务公司联合研制开发的一套分支井衬管回接新技术——分支井段回接系统（LTBS），主要包括套管开窗接头、可回收式导斜器、分支井衬管悬挂器及下送工具等四个部分。利用 LTBS 可采用常规定向井工艺钻出分支井段，实现分支井衬管与主井眼油层套管的回接，并可对分支井衬管进行注水泥固井，保证以后可以重新进入分支井筒内作业。

利用水平井开发低渗透油藏主要有以下几方面的原理：

- （1）水平井生产剖面具有很强的泄油能力；
- （2）水平井生产剖面呈稳态流时，其压力剖面的生产压降低于垂直井压力剖面的生产压降；
- （3）当生产层含有气顶或底水时，水平井直接钻入油层中部，从而限制了气顶和底水的推进；
- （4）对于垂直裂缝或高角度裂缝发育的储层，用水平井把裂缝串起来，则更显出水平井的优越性；
- （5）对薄的低渗透油气层，水平井延伸到薄的油层中部去，与垂直井相比具有更大的泄油面积；
- （6）在等效区域内，采用相同的井距布井，水平井产能为直井的六倍，因此，水平井可以采用大井距布井，从而降低钻井成本。

分支井是指在一口主井眼（又称母井眼）中钻出两口或多口进入油气藏的分支井眼或二级井眼分支井，主井眼可以是直井、定向井，也可以是水平井。分支井类型繁多，如叠加式、反向式、“Y”形、“鱼刺”形、辐射状等，可以根据油藏的具体情况优选合适的分支井类型。

与比较成熟的水平井技术相比，分支井具有更大的优越性：

- （1）发挥水平井高效、高产的优势，增加泄油面积，挖掘剩余油潜力，提高采收率，改善油田开发效果；
- （2）可共用一个直井段同时开采两个或两个以上的油层或不同方向的同一个油层，在更好地动用储量的同时节约了油田开发资金；
- （3）对于低渗透油藏这种用直井开采效果比较差的油藏，用水平井或侧钻水平井开采还不能够完全控制油藏，而采用多底井或分支井就可以较好地解决这一问题。