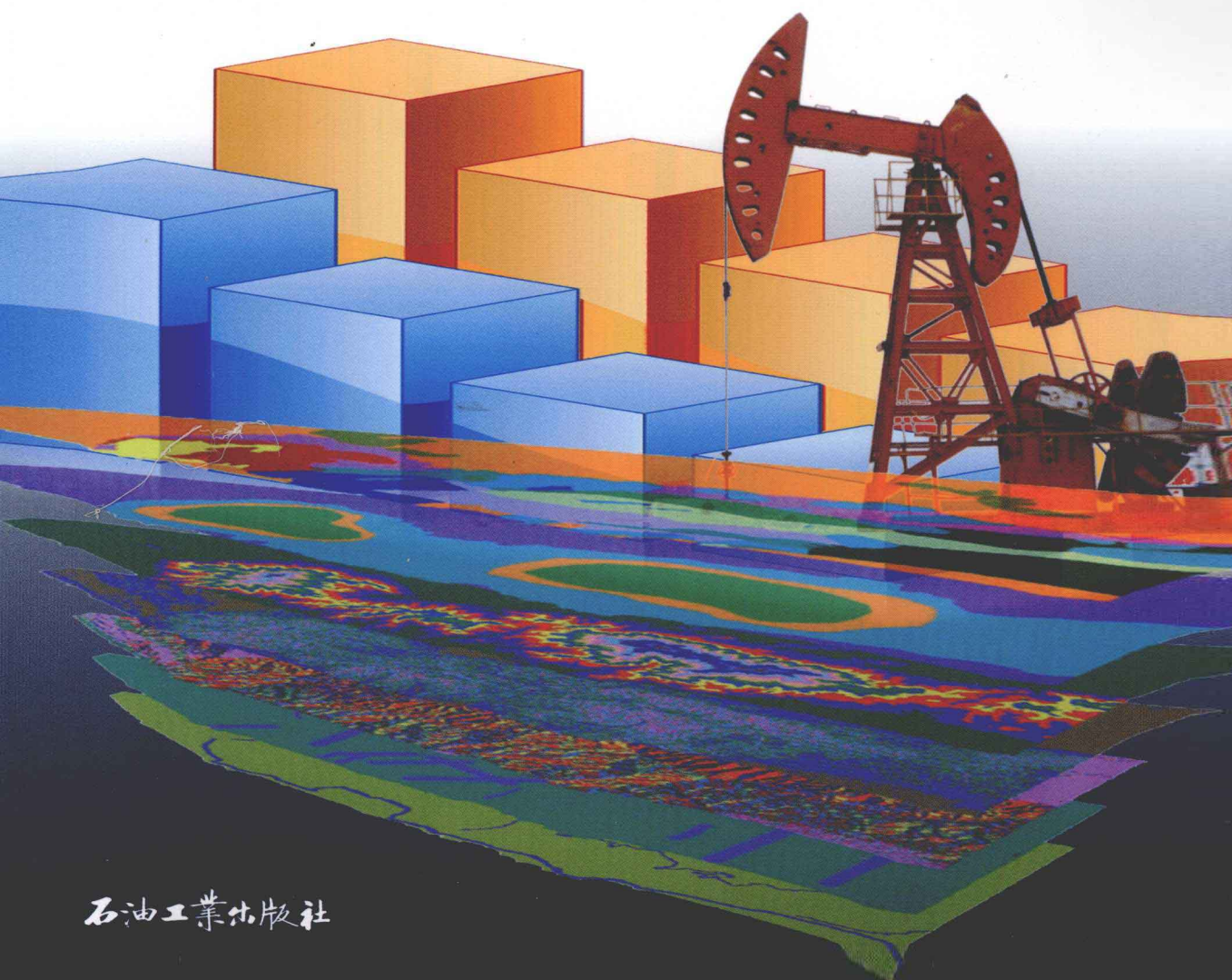


**DIPINWEI SHIYOU CHULIANG
FUZA JIEGOUJING KAIFA JISHU**



低品位石油储量 复杂结构井开发技术

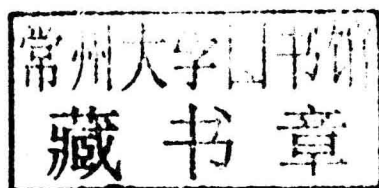
任芳祥 孙 岩 于天忠 许 宁 编著



石油工业出版社

低品位石油储量复杂结构井开发技术

任芳祥 孙 岩 于天忠 许 宁 编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书是对辽河油田应用复杂结构井等新技术成功开发低品位石油储量理论和经验的总结。书中系统阐述了二次评价理论、低品位石油储量概念及分类、复杂结构井产能预测方法、渗流机理的物理模拟方法和典型低品位油藏开发的矿场试验成果,介绍了有关前沿新技术。本书可供从事油藏开发的工程技术人员阅读。

图书在版编目(CIP)数据

低品位石油储量复杂结构井开发技术/任芳祥等编著.
北京:石油工业出版社,2011.12

ISBN 978-7-5021-8483-4

I. 低…

II. 任…

III. 复杂地层-采油井-石油开采-技术

IV. TE35

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 099522 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

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

2011 年 12 月第 1 版 2011 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 11

字数: 280 千字

定价: 46.00 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

中国的石油工业经过近一个世纪的发展,一些埋藏浅、构造简单、储集层和原油性质较好、相对较易开采的高品位石油储量大多已探明和开发,而埋藏深、构造复杂、储集层和原油性质差以及经过一定时期开发的老油田,逐步成为勘探和开发的重点领域。

我国属于石油地质条件十分复杂的国家,低品位石油资源占有举足轻重的地位。1994年,全国第二次油气资源评价认为全国石油资源量中,低渗透石油资源量占总资源量的22.4%,稠油资源量占21.1%。二者相加所得的低品位石油储量占到了43.5%。中国石油天然气集团公司2003年对全国28个主要沉积盆地的油气资源评价取得的认识是:低渗透油层资源量占43%,稠油资源量占7.2%,二者相加所得的低品位石油资源量占总资源量的50.2%。

随着我国国民经济的持续高速发展,石油消费不断攀升。过去15年,我国原油产量平均年增长率为1.8%,远低于同期石油消费平均增长速度7.0%。自从1993年我国成为原油净进口国以来,原油进口量连年增长,2005年原油净进口已超过 $1.36 \times 10^8 \text{ t}$ 。预计到2020年,中国石油年消费量将达到 $(4.5 \sim 6) \times 10^8 \text{ t}$,石油供需缺口为 $(2.5 \sim 2.7) \times 10^8 \text{ t}$ 左右,对外依存度将达55%~60%。而随着高品位油藏的高速开发,其产量呈递减趋势。我国每年新增可采储量与地质储量之比已由20世纪60年代的0.376降为近年来的0.168,低品位储量的比例不断提高。

从世界石油工业发展规律看,一个油区随着勘探的加深,找到的低品位储量的比例必将越来越大。随着开发时间的延长,油区剩余的资源中因开采多年而品位变差的资源的比例也会增加,油井中低产井的比例也将越来越大。如果我们不能面对这些现实,按照实际情况确定工作方针,勘探开发工作的路子将越来越窄。单以目前 $40 \times 10^8 \text{ t}$ 左右探明未动用的低渗透储量为例,以现有的技术经济条件,再动用 $15 \times 10^8 \text{ t}$ 储量,年采油速度按0.5%~0.7%计,就可多生产 $(750 \sim 1000) \times 10^4 \text{ t}$ 原油。同时,经过半个多世纪的大规模的开发,我们已经有数万口关闭油井或废弃油井,如果利用新技术优选并恢复生产,再增加 $(100 \sim 200) \times 10^4 \text{ t}$ 原油产量也是可能的。

水平井、鱼骨井、多底井等复杂结构井技术是动用低品位储量、提高低品位储量采收率的利器。辽河油区通过多种类型油藏复杂结构井的广泛试验和部分油藏类型的规模应用,取得了提高低品位储量动用程度、提高采油速度和采收率的好效果。复杂结构井技术已经应用在静52、兴古7、西斜坡、洼60、欢2-11-13、齐131、新海27、高105、锦150等十几个区块,覆盖地质储量 $5500 \times 10^4 \text{ t}$,成功应用到特殊岩性油藏、薄层稠油油藏、低渗透砂岩油藏和复杂小断块。由于投资成本适中,回收期短,社会、经济效益显著,部分区块投入开发一年就已完全收回投资;完井系统与国外钻井服务公司同水平相比价格仅为1/8~1/6,有较高的价格优势;多分支井技术在油气资源日趋紧张的今天,在薄层稠油藏和低渗透油藏的开采中,为油区实现“少井多产”目标提供了有力保证。截至2007年底,全油区共完钻包括水平井在内的复杂结构井496口,建成原油生产能力 $175 \times 10^4 \text{ t}$ 。投产485口,开井386口,2007年产油 $154.8 \times 10^4 \text{ t}$ 。实现销售收入 81.73×10^8 元,而同期总投资 56.62×10^8

元, 实现利润 25.11×10^8 元, 在油田稳定发展中发挥了重要作用, 取得了显著的社会和经济成效。

除了辽河油区, 低品位储量复杂结构井开发技术在四川、大庆、新疆等油田都具有推广应用前景, 能够有效利用国家资源, 满足国民经济对合理采油速度的要求, 节省土地占用, 保护环境, 特别是所有工具均有自主知识产权, 经济效益都十分显著。

当前是开发低品位石油资源的有利时机, 开发低品位储量有 3 个有利条件:

(1) 油价处于相对高位, 开发低品位石油资源, 不仅利润可观, 可以较快收回各项投资费用, 也为今后低油价时期以极低的成本 (主要是操作费) 维持原油生产打下基础。

(2) 经过长期摸索, 对低品位石油资源有了较客观的认识, 形成了一套比较成熟的勘探开发和钻采技术。

(3) 30 年的改革开放, 为多种形式开发低品位石油资源提供了资本市场、技术市场和初步经验。

辽河油区地质结构复杂, 以稠油为主体, 低品位储量油藏与其他油区相比, 占有更为重要的地位。因此, 近些年来辽河油区在低品位储量开发方面进行了系统的理论创新和各项技术攻关, 提出了以精细油藏描述为基础、以二次开发理念为指导、以复杂结构井为主体技术, 遵循二次评价“四个转变”的技术路线, 最终实现了低品位储量的有效动用和规模开发, 取得了提高低品位储量油藏的储量控制程度、动用程度, 提高原油采油速度、采收率的好效果。

本书集合了辽河油田应用复杂结构井等新技术成功开发低品位石油储量的理论和经验。在科学技术研究中, 得到程林松、刘月田老师和喻晨、陈超、杨正明、陈韶生、吕建云、徐萍、邱林等同志多方面帮助, 在此一并表示感谢。

2011 年 3 月

目 录

第一章 低品位石油储量油藏类型及特征	(1)
第一节 低品位石油储量评判标准及特征	(2)
第二节 主要低品位石油储量类型	(3)
小结	(18)
第二章 低品位储量评价理论与开发对策	(19)
第一节 低品位储量二次评价理论	(19)
第二节 低品位油藏开发的复杂结构井技术	(21)
第三节 低品位储量精细油藏描述与开发方案制定	(25)
第四节 低品位储量开发的工作程序	(27)
小结	(28)
第三章 实验模拟与工艺技术攻关	(29)
第一节 复杂结构井渗流机理与产能评价	(29)
第二节 复杂结构井开发低品位储量数值模拟研究	(80)
第三节 复杂结构井工程设计	(84)
小结	(101)
第四章 低品位石油储量开发工业化矿场试验	(102)
第一节 低裂缝密度潜山油藏	(102)
第二节 复杂内幕构造潜山油藏	(117)
第三节 薄层稠油油藏	(124)
第四节 易出砂稠油油藏	(129)
第五节 低孔、低渗透砂岩油藏	(133)
第六节 高孔、低饱和度砂岩油藏	(135)
第七节 复杂小断块油藏	(143)
小结	(148)
第五章 低品位石油储量复杂结构井开发效果评价	(149)
第一节 辽河油区复杂结构井应用效果	(150)
第二节 影响开发效果的主要因素	(152)
第三节 复杂结构井成效及作用	(159)
小结	(168)
参考文献	(169)

第一章 低品位石油储量油藏类型及特征

低品位石油储量是指已探明的、资源品质差、赋存及分布特征复杂、常规技术难以经济有效开采的石油资源。低品位石油储量是相对概念。一是相对于已发现的规模大、丰度高、油品好、产量高的油气田而言。二是相对于技术经济条件而言。“品位”是技术经济条件的函数，随着技术进步、油价上升，低品位石油储量可以成为“高品位”的；而在油价下降时，“高品位”资源也可以成为“低品位”的。根据成因，低品位石油储量有两种类型：

(1) 天然形成的，包括低丰度油藏、低渗透油藏、稠油油藏（尤其是薄层稠油油藏）、复杂小断块或者主力油藏周边难以开采、难以动用的油藏的储量，甚至还包括难勘探的储量，即指随累积探井数增加，储量发现率曲线由陡升变平缓的“拐点”后所探明的储量。

(2) 人为原因造成的。主要是经过长期开发的“双高”期油田的剩余储量，相当于固体矿藏的“尾矿”，资源品位变差。但是油田的“尾矿”总量巨大，一般占探明石油地质储量的 70% 以上。

我国低品位油气资源丰富，具有较大的开发潜力。实践表明，只要创新理念，创新技术，大胆实践，加强科技攻关，降低成本，在一定的油价条件下，我国绝大部分低品位石油储量是完全可以动用的，完全可以进行商业开发和生产，对于增加原油产量，提高勘探效益，提高国内油气资源供给能力，保障国家石油安全意义重大；对于新老油气田实现增产有效、稳产有方、减产有序，为油气矿业城市调整产业结构，实现可持续发展具有重大意义。

现代石油工业历史比较悠久的美国、加拿大和荷兰等发达国家，在长期开发石油的实践中认识到，在自然界中低品位石油资源的总量是巨大的，和高品位石油资源总量相近，甚至大大超过后者。因此，这些国家都十分重视低品位石油资源的开发利用。俄罗斯油田开发专家克雷洛夫指出：前苏联 20 年以前全国难动用储量仅占其总地质储量的 5%，目前则高达 50%。

美国石油工业有 140 多年的历史。20 世纪 20 年代年产量突破 $1 \times 10^8 \text{ t}$ ，1970 年达到年产 $5 \times 10^8 \text{ t}$ 的高峰，后逐渐递减，目前仍有 $3 \times 10^8 \text{ t}$ 左右，是我国同期原油年产量的两倍。美国有高产油田和高产井，但是由于开发了更多的低品位石油储量和低产井，全国平均单井日产水平始终较低，产量高峰年时只有 2.5t，日前只有 1.5t。据统计，1999 年，全美国油井日产油小于 2bbl^①（合 0.27t）的油井有 42.3×10^4 口，占油井总数的 76.3%；年产油 $4293 \times 10^4 \text{ t}$ ，占全美年产量的 14.6%。可以说美国是一个建立在低品位石油资源和低产井基础上的长盛不衰的石油生产大国。美国是当今世界唯一的超级大国，所需的石油完全可以全部取自海外，但是，美国并没有这样做。而是在大力开辟多元化海外油源的同时，精心开采本土石油资源，包括低品位石油储量。美国这样做，源于两点考虑。

一个因素是国家安全。2001 年美国副总统切尼主持起草的《美国国家能源报告》认为：对进口石油的依赖是一个严重的长期挑战，使美国经济极易受到破坏。加重依赖是能源政策上的失误。为此要增加国内石油产量，措施是：①扩大勘探；②重视开发低品位石油储量，扶持小的油气生产商；③提高采收率；④修改束缚勘探开发的法律法规。

① 1bbl = 0.159m³。

另一个因素是宏观经济和社会效益。1998 年，当油价为 11.5 美元/bbl，处于最低谷时，美国石油与天然气州际协调委员会曾做过研究分析，认为如果因油、气价太低，而将 41.3×10^4 口低产油井、 19.2×10^4 口低产气井全部关闭，美国本土将少产原油 $4328 \times 10^4 \text{ t}$ 、天然气 $385 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，产值将减少 93×10^8 美元，并且将减少 54431 个工作岗位。

仔细分析美国本土的年采油曲线，人们会发现几次石油危机和国际油价的变化对美国年产量的影响并不明显，或许就是“多井低产”生产模式的优越性，有利于国民经济的平稳发展。

第一节 低品位石油储量评判标准及特征

低品位石油储量可以从技术和经济两方面进行评判。

(1) 技术标准：将自然条件下由于技术原因开发难度较大的储量称为低品位储量，如低丰度、低渗透、薄层稠油、低饱和度老油田的储量。

- ①低丰度：探明石油地质储量丰度小于 $50 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ；
- ②低渗透：砂岩油藏储层平均渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；
- ③稠油：油藏条件下，原油黏度大于 $50 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ；
- ④低饱和度：原油饱和度小于 60%。

(2) 经济标准：一般将投资收益率 12% 作为划分储量品位高低的标 准，投资收益率达不到 12% 的，被定义为低品位储量。剩余储量的经济判断标准则为成本利润率小于 6% 的已开发油藏。

低品位石油储量具有如下特征：

- (1) 储层致密或者原油物性差，具有储量丰度低、单井产量低的特征；
- (2) 储层和原油物性好，但分布复杂，或储量规模较小，需要特殊工艺和设备，风险高；
- (3) 与技术和油价呈函数关系，随着技术的发展与油价的上升，可以变为可动用储量；
- (4) 受管理体制、管理水平、开发水平的影响，管理水平等不同，储量的可动用性不同。

截至 2003 年年底，我国累积探明石油地质储量中，低品位储量占 50.9%，主要由两部分组成：其一为低渗透油层，储量占全国探明储量的 30.9%，2002 年年产油 $2598 \times 10^4 \text{ t}$ ，占全国同期原油产量的 15.4%。其二为重油，储量占全国探明储量 20%。重油中有部分稠油需要使用热采等特殊工艺才能开采，2002 年这部分稠油储量约为 $18.4 \times 10^8 \text{ t}$ ，动用 $12.6 \times 10^8 \text{ t}$ 。（图 1-1）。

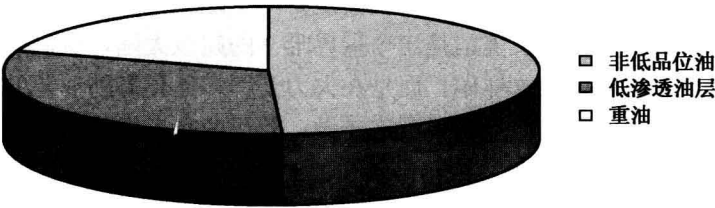


图 1-1 国内低品位石油储量统计图

辽河油区，重油、稠油储量尤其大，占总探明储量的 46.1%，其中油层厚度大、储层物性好、埋藏深度相对较小、可以应用直井进行常规热采、注水开发的，在复杂结构井开发试验

的基础上, 已经开始规模部署。油层厚度小、靠近边水、直井难以经济有效开发的稠油储量试验复杂结构井开发, 也已取得较好效果。

第二节 主要低品位石油储量类型

一、低裂缝密度潜山油藏

该类潜山油藏裂缝不发育, 如静 52 潜山, 共 6 口井 25 块样品用氦孔仪进行常规物性测定。其中微裂缝孔隙度最大值为 12.3%, 最小值为 0.7%, 平均值为 3.6%; 渗透率最大值为 $9.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的有 6 块样品, 占 24%, 其余均小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 占 76%; 裂缝开度在 $10 \mu\text{m}$ 的有效裂缝占 39.8%, 开度小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的无效裂缝占 50%, 反映出静 52 潜山裂缝不发育, 充填程度也较高。储层属于低孔隙度、低渗透性储层。而边台北潜山油藏储层岩性为混合花岗岩, 裂缝发育程度相对较低, 储层物性也很差 (表 1-1)。

表 1-1 静 52 潜山常规物性及孔喉半径数据表

井 号	取样深度, m	孔隙度, %	渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均孔喉半径, μm	岩 性
静 52	2806.0	1.8	0.16	0.398	浅粒岩质混合岩
	2807.0	1.5	0.36	0.633	混合岩
安 131	2807.1	0.7	<1	1.089	碎裂二长浅粒岩
	2809.0	0.8	<1	1.579	碎裂浅粒岩
	2850.82	2.4	2	0.703	碎裂斜长混合岩
	2901.2	1.8	<1	0.431	伟晶状混合岩
安 133	2784.8	2.5	<1	0.094	浅粒岩
安 107		2.6	144	1.12	片麻岩
	2755.67	4.3	0.68	0.069	斜长浅粒岩
	2999.12	2.0	0.07	0.534	斜长浅粒岩
安 114	2869.98	3.2	0.31	0.184	斜长浅粒岩
	2870.38	6.5	0.35	0.166	中晶斜长浅粒岩
	2900.20	1.6	0.01	0.024	斜长浅粒岩
	2999.99	4.5	2.43	0.410	斜长浅粒岩
安 130	2600.63	3.6	0.29	0.155	斜长浅粒岩
	2601.23	4.1	0.38	0.0766	二长浅粒岩
	2688.49	2.1	0.28	0.436	二长浅粒岩
	2689.99	7.1	0.67	0.443	斜长浅粒岩
	2690.39	5.5	3.50	0.862	斜长浅粒岩
	2690.89	4.7	0.34	0.457	斜长浅粒岩
	2758.78	2.3	3.15	0.051	含黑云母二长浅粒岩
	2786.48	3.3	0.97	0.470	条带状混合岩
	2870.10	3.7	0.05	0.106	浅粒岩质混合岩
	2871.74	12.3	9.5	1.613	浅粒岩质混合岩
	3098.07	5.0	0.27	0.330	细晶斜长浅粒岩

这类油藏直井开发效果差。静 52 井初期日产油 5.2t, 累积产油只有 386t。截至 2007 年年底, 全块累积生产原油仅有 27462t, 采出程度只有 0.68%。边台北投产直井 36 口, 平均单井日产油 3.0t, 采油速度为 0.3%, 采出程度仅 5.3%, $792 \times 10^4 \text{ t}$ 储量难以有效开发动用。

二、复杂内幕构造潜山油藏

复杂内幕构造潜山尤以潜山内幕构造复杂为特征, 如兴古 7 潜山油藏。构造复杂、岩性多样、油层巨厚 3 个特点集中体现了地质复杂性, 与地层古老、发育有裂缝、油品轻质共同代表了该潜山主要地质特征。

兴古 7 潜山地层为太古宇, 根据单颗粒锆石原位定年方法测定, 其变质岩形成时间在 25 亿年前后, 是辽河油田最古老的地层之一。潜山南侧发育有多条中低角度逆断层, 内幕构造复杂。目前识别的潜山岩性包括变质岩、岩浆岩在内共划分出两大类、7 种亚类、15 种岩石类型、25 种岩石。从裂缝密度、宏观裂缝孔隙度、千米井深日产油水平等统计, 兴古 7 潜山裂缝发育程度为中下水平。根据试油试采资料, 潜山未见气顶和边底水, 含油幅度达到 2300m 以上, 平均有效厚度为 428.5m, 属于平面上满块含油、纵向上整体含油的巨厚裂缝性变质岩油藏。原油物性好, 属于轻质油。

针对兴古 7 潜山岩性多样、非均质性强、油层巨厚的特点, 通过对全球大中型变质岩潜山油藏开发方式, 井网、井距、井型等调研和数字模型、物理模型的综合研究, 有了多方面创新和突破。

三、薄层稠油油藏

薄油藏是个相对概念, 在辽河油田现有水平井技术条件下, 主要指油层厚度小于等于 10m、直井开发不经济的稠油油藏。具有以下 3 方面地质特点:

- (1) 油藏埋深浅, 一般小于 1500m, 构造简单, 幅度低;
- (2) 油层分布广、厚度薄, 储层主要为扇三角洲前缘薄层砂, 物性好, 岩性细, 易出砂;
- (3) 油水关系较简单, 多为纯油藏和层状边水油藏。

薄油藏由于油层太薄, 利用直井和常规定向井开发, 油层裸露面积有限, 难以形成商业生产能力。在薄油藏钻水平井, 可以大大增加生产井段与储层的接触面积, 增加泄油面积, 大幅度提高油井产能, 将有工业价值产量所要求的最小油层厚度降低到最小限度, 从而达到提高采收率和开发薄油层难动用储量的目的。

稠油根据原油黏度可以分为普通稠油、特稠油和超稠油。由于原油黏度大, 天然能量和注水开发的效果都很差, 属于低品位储量, 需要采用人工注蒸汽开发, 称为热采稠油。辽河油区热采稠油油藏主要分布在欢喜岭、曙光、高升、小洼和冷家堡等油田, 共动用石油地质储量 $67394.7 \times 10^4 \text{ t}$, 占辽河油区储量的 36.8%, 可采储量 $16114.5 \times 10^4 \text{ t}$, 占辽河油区的 36.2%。2006 年产油 $643.0 \times 10^4 \text{ t}$, 占辽河油区产量的 53.5%, 采油速度为 1.0%, 累积产油 $12819.2 \times 10^4 \text{ t}$, 可采储量采出程度为 79.6%。这类油藏平均单井吞吐 11.5 周期, 年油汽比为 0.36。根据原油黏度, 可进一步分为普通热采稠油—特稠油、超稠油两类。

辽河油区的普通热采稠油—特稠油动用地质储量为 $53534.7 \times 10^4 \text{ t}$, 标定可采储量为 $13016.1 \times 10^4 \text{ t}$, 采收率为 24.31%, 年产油 $374.3 \times 10^4 \text{ t}$, 采油速度为 0.70%, 累积产油 $11243.5 \times 10^4 \text{ t}$, 采出程度为 21.0%, 可采储量采出程度为 86.38%, 剩余可采储量采油速度为 21.12%。该类油藏大多产量已经进入递减阶段。一是主力区块已经历 1~3 次加密调整, 井距已从基础井网的 100~200m 调整到目前的 70~100m, 单井控制剩余可采储量仅为

0.45×10⁴t左右,继续加密调整的余地越来越小且效果明显变差。据主力区块统计,目前加密调整井第一周期产量仅相当于基础井网的5~6周期。二是总体上已进入吞吐开发后期,大部分区块进入高周期生产,地层压力已降至原始地层压力的25%~30%,平均单井周期产油由低周期的2500t下降到1100t左右,油气比由低周期的1.2以上下降到2006年的0.37,吞吐效果明显变差。三是油井出砂、井况变差、边底水侵入、存水率增加、周期注汽量增大等问题日益显现,不仅影响了吞吐效果,而且成本和产量的矛盾十分突出。四是开发方式转换还没有大面积展开,只能立足于蒸汽吞吐这种衰竭式开采方式,产量逐年递减成为必然趋势。

超稠油油藏自1997年陆续投入开发,到2006年探明石油地质储量1.8308×10⁸t,动用石油地质储量13860×10⁴t,可采储量3098.4×10⁴t,标定采收率22.4%,主要开发动用了杜84块兴隆台、杜84绕阳河、杜229块兴隆台、杜813块兴隆台、杜80块兴隆台、杜212兴隆台、曙1-27-454兴隆台、曙1-6-12兴隆台等8个区块。按热采稠油开发阶段划分,除杜229块兴隆台目前处于快速递减期外,其余7个区块都处于上产和相对稳产阶段。产能建设是超稠油产量上升的主要因素,开发井网一次到位是产能建设的显著特点。目前整体产量处于上产期的主要原因是每年尚有大量的新井投产,且由于超稠油特殊的生产特点,处于上升阶段的产量比例还一直大于处于产量递减阶段的产量比例。但随着投产时间的延长,超稠油整体已处于8周期以上生产,递减阶段的产量比例将逐渐增大,2006年开始超稠油产量规模增大趋势明显减缓,开始进入临界稳产状态。

辽河油区在普通热采稠油—特稠油、超稠油开发方面已经形成了以蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD为代表的、行之有效的技术,近年来又致力于复杂结构井开发薄层稠油,也已取得了阶段成果。

薄层稠油低品位储量油藏典型代表为西斜坡薄层稠油油藏,构造上位于西部凹陷西斜坡边缘,为一宽缓古斜坡,面积约260km²。研究区自下而上发育8套含油层系,其中Es₁₊₂已上报探明含油面积28.9km²,石油地质储量10460.0×10⁴t。目的层为该层系的兴隆台薄油层,主要分布于研究区内主力开发区块的边缘与结合部。因为油层薄、储量丰度低、原油黏度大,长期以来一直未能开发。通过重新认识地质体,总结出西斜坡薄层稠油具有以下特征:

(1) 西斜坡中段兴Ⅱ油层组为本区主力目的层,分布范围广、厚度变化大,油层发育程度受构造、岩性双重因素控制,总体上西南部构造低部位油层发育优于东北部高部位。油气以断裂构造区带为单元聚集成藏,不同时期断裂条带控制油气成藏,影响油气运移及分布规律,其富集程度受控于圈闭所处的构造位置与圈闭类型。内部斜坡带油气富集程度优于边缘带,锦7块、欢127块、锦45块、锦16块和欢17块等主力开发区块均分布于此。

(2) 工区内西八千和齐家两个扇三角洲沉积体多期次沉积砂体为油气聚集提供了良好的储集空间,同时沉积微相控制了油层发育程度,其中辫状分流河道和河口沙坝等沉积微相发育区为油气聚集的有利沉积相带。但位于两个扇三角洲结合部的欢627—欢169井区储层砂体发育比沉积主体部位差,成为薄层稠油分布区。

(3) 对于油气二次运移而言,构造活动应力是油气运移的主要动力之一,应力传递方向是油气二次运移的主要方向,应力释放部位利于油气聚集成藏,因此断裂发育区往往成为油气富集分布区,而断层性质、断距大小和规模控制了区域内厚、薄油层在不同断块中的差异分布(图1-2)。

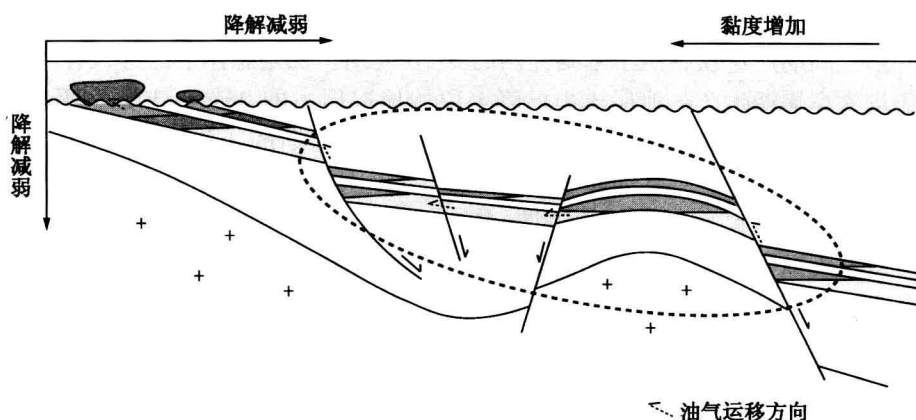


图 1-2 西斜坡薄层稠油形成模式图

(4) 油藏保存程度受控于封堵条件。①构造油藏具有较好的封堵条件。沙一中、沙二末期两次湖泛沉积为该區提供了足够的泥岩盖层封堵条件，并且西南部分布的玄武岩也成为工区油气封堵的良好盖层。②不整合遮挡油藏的封堵条件具有相对性。本区于东营组沉积末期曾经历一次区域构造抬升，靠近工区高部位的边缘带 E_{s1+2} 目的层遭受剥蚀，不整合面对油气成藏具有一定的影响，因此边缘带油层发育较差。

随着埋藏深度的加深，压实作用的加剧，油藏内部逐渐与上部地层压差增大，当遮挡层上下的压差超过不整合面物性封隔层的突破压力时，油气在最薄弱的地带形成突破，向上二次运移。当压力释放后，原油挤入上部的馆陶组储层中，形成新油藏（工区边缘带欢 623 块馆陶组油藏），这一再运移过程可能会造成下部 E_{s1+2} 残余油藏油水界面升高或油层含水，使其油藏规模变小。

(5) 油品性质与油藏所处构造位置和埋藏深度有关。原油降解稠化受以下 3 方面条件控制：

①地下水循环特点和水介质条件。构造位置越高，地表水注入越强，地下水循环强度大、供氧充足、地层水矿化度低，原油氧化降解程度越强。

②油层温度和埋藏深度。油层埋藏越浅，地温越低，微生物具备生成条件，原油越易生物降解稠化。

③油藏保存条件。构造位置越高，靠近不整合面，油藏保存条件越差，原油越易降解稠化（图 1-3）。

四、易出砂稠油油藏

洼 60 断块区 E_{s3} 油层构造形态总体上为被断层复杂化的近北西—南北走向的断裂背斜，沉积相为水下扇沉积，岩性以不等粒砂岩和砾状砂岩为主，油层埋深 1320~1590m，含油井段集中、单层厚度大，含油井段一般为 60~150m，平均油层厚度最大为 41.5m，油层产状主要以中厚层（4~10m）为主，平均孔隙度为 24.54%，平均渗透率为 $1462.6 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，总体上，属于中高孔、中高渗储层。平面上油层分布受构造控制，主要分布在高断块和断块内的构造高部位，油藏类型主要为边底水油藏，各断块的油水界面深度差别较大，由南向北，油水界面逐渐加深。原油黏度总的由北向南、由西向东逐渐变稠，黏度一般在 23~530Pa·s。油藏的原始地层压力为 13.2~16MPa，原始油层温度为 56~62℃。

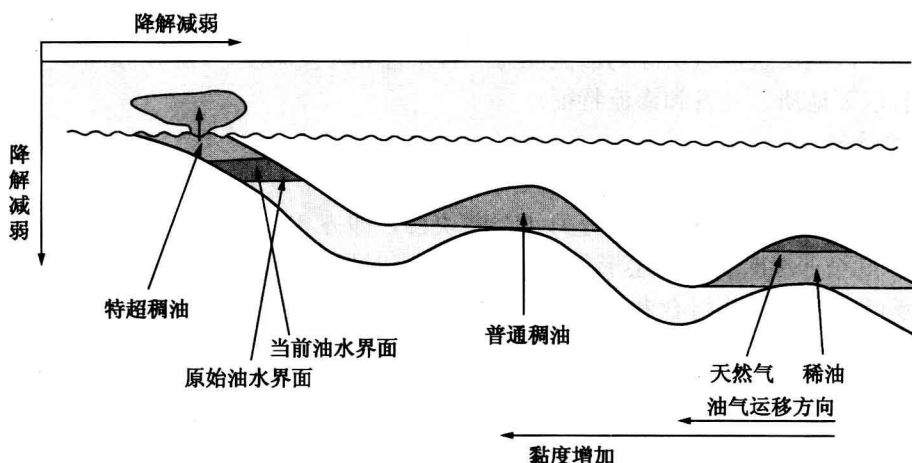


图 1-3 原油黏度纵向分布模式图

洼 60 断块区 E_{s3} 油层由于胶结疏松, 开发中易于出砂。该断块在 1996 年蒸汽吞吐试采成功, 1997 年采用 100m 井距, 正方形井网, 一套开发层系投入开发。2005 年在洼 59 块、洼 60-56-26 块部署加密水平井。目前共投产水平井 25 口, 老井 9 口, 平均吞吐 4.5 个周期, 累积产油 $10.7797 \times 10^4 \text{t}$, 2008 年投产新井 16 口, 初期单井日产油 7.8~29.8t。

五、低孔低渗透砂岩油藏

对于低—特低渗透砂岩油藏的界限, 不同学者有不同认识。前苏联把低渗透油藏的渗透率上限定为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 如前苏联提高采收率部科技委员会的苏尔古伊耶夫 (1993) 将低渗透油层的渗透率上限定为 $(50 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。但是, 当各油田低渗透储层的形成和埋藏的地质—物理条件有很大差别时, 渗透率上限将有所不同。例如, 根据萨莫特洛尔油田岩样的气测渗透率, 并考虑其毛管和超毛管孔隙的定量比值, 确定出该油田低渗透储层的渗透率上限为 $22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 而用同样方法确定的苏达尔明油田低渗透储层的渗透率上限为 $12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 乌津油田低渗透储层的渗透率上限为 $80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

美国 A. I. Levenson 把渗透率 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 作为低渗透储层的上限; 我国学者唐曾熊建议低渗透油田以渗透率 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为界; 罗蛰潭、王允诚 (1986) 将渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层称为低渗透油层; 严衡文 (1992) 的低渗透储层上限为 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。西安石油学院和中国石油勘探开发研究院渗流所通过渗流特征研究发现, 渗透率为 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 前后的临界压力梯度有明显变化, 即渗透率低于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后, 临界压力梯度明显增加, 而采收率显著降低。因此从渗流特征的观点, 低渗透油层的渗透率界限应该是 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。也有一些人从油田开发角度出发认为低渗透油藏划分要结合油藏地质、流体物性及油井产能等诸因素, 以期实际反映油藏渗流能力、可采性和开发难度。还有一些人将其他渗流特征参数作为细分类标准, 应用了流度、束缚水饱和度、退采效率、可流动空间大小、面孔率和黏土矿物含量等参数, 将储层含油性与产能间建立起关系, 为油田开发决策提供依据。

综合前述各种观点, 结合辽河油区低渗透油藏储层特征、流体物性及油井产能等因素, 以渗透率标准作为划分依据, 将低渗透油藏的渗透率上限定为 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 并且进行了细分, 将油藏空气渗透率在 $(50 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 划分为中低渗透油藏, 将油藏空气渗透率

在 $(10\sim50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 划分为低渗透油藏, 将油藏空气渗透率小于 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 划分为超低渗透油藏, 以期反映油藏实际的渗流能力、可采性和开发难度。辽河油区低—特低渗透砂岩油藏具有以下地质、开发和渗流特征。

1. 地质特征

(1) 构造及断裂系统复杂。辽河油区低渗透油田的一个显著特点是构造复杂, 断裂系统复杂, 如欢北杜家台低渗透油田划分为 4 个断块群, 即齐 43、欢 50、欢 12—欢 8 及南部 4 个断块群、60 个四级断块。断层形成可以分为 4 个时期: 沙四期、沙三期、沙二—东营期及早期继承活动断层, 共组合断层 59 条, 其中沙四时期同生断层 41 条, 沙三时期断层 7 条, 沙二—东营时期断层 10 条, 早期继承活动断层 1 条。

(2) 储量丰度低, 单储系数小。单储系数小, 即单位面积内每米油层储量少。低渗透率储层由于孔隙度低, 束缚水饱和度高, 导致含油饱和度低; 加上原油性质较好, 原油密度小, 体积系数大, 使得单储系数较小, 一般小于 $10\times 10^4\text{t}/(\text{m}\cdot\text{km}^2)$, 辽河低渗透油田单储系数平均为 $6.93\times 10^4\text{t}/(\text{m}\cdot\text{km}^2)$, 全国典型低渗透油藏平均为 $6.76\times 10^4\text{t}/(\text{m}\cdot\text{km}^2)$ 。

储量丰度低。低渗透率砂岩储层, 除一部分属厚层油藏外, 大多为砂、泥岩间互层状油藏, 油层厚度较小, 单位面积储量低, 除少数油田大于 $100\times 10^4\text{t}/\text{km}^2$ 外, 一般小于 $100\times 10^4\text{t}/\text{km}^2$, 辽河低渗透油田平均储量丰度为 $110\times 10^4\text{t}/\text{km}^2$, 全国典型低渗透油藏平均为 $78\times 10^4\text{t}/\text{km}^2$ 。根据储量评价分类, 低渗透率砂岩油藏, 多属于低丰度油藏。

(3) 有效厚度变化大, 层数多、单层厚度薄。辽河油区低渗透油田油层有效厚度变化幅度较大, 有效厚度最大的雷 64 块达 112m, 而最小的牛 16 块只有 3.4m。绝大部分低渗透油藏的油层厚度都集中在 10~20m 左右。辽河低渗透油田另外一个显著特点是层数多, 单层厚度薄, 如包 14 块, 该块九上段油层分布在埋深 835~1420m 的 585m 井段之内, 有着单层层数多, 单层厚度薄的特点。据包 5—3 井部署实施前完钻的 43 口井厚度资料统计, 九上段油层单井有效厚度最大的是包 7—15 井, 为 44.2m。最小的是包 14—8 井, 为 7.7m, 平均单井有效厚度为 19.77m。单井层数一般在 10 层左右, 单层有效厚度最大为 11.2m, 最小的 0.6m, 一般在 1.0~2.0m 之间, 平均单层有效厚度为 1.8m。

(4) 油藏埋深变化幅度大, 层位多样。辽河低渗透油田油藏埋深变化幅度较大, 从最浅的包 1 块 990m 到最深的牛 74 块 3170m, 深度变化幅度达 2180m。而且层位多样, 包括 E_3d 、 Es_1 、 Es_2 、 Es_3 、 Es_4 以及 K_1jf 等层位。油藏埋藏深度变化大及层位多样性更加大了辽河油区低渗油田的开发难度 (见表 1-2)。

表 1-2 辽河低渗透油田油藏基本参数表

区 块	埋深, m	层 位	区 块	埋深, m	层 位
包 20	1355	K_1jf	兴北 S3	2112	E_3s_3
欢 2 兴	1310	$Es_1^F - Es_2$	包 14	1175	K_1jf
冷 46	2650	Es_3	欢 58	1205	Es_4
冷 3	2650	Es_3	欢北断	2400	Es_4
冷 35	2900	Es_3	冷 37	2275	$Es_3^{\dagger}$
交 2	1710	K_1jf	齐家	2000	E_2
包 1	990	K_1jf	牛 53	2958	Es_2
茨 629	2225	Es_3	牛零散	2850	Es_2

续表

区 块	埋深, m	层 位	区 块	埋深, m	层 位
雷 64	2080	Es ₃	牛 12	2923	Es ₂
牛 74	3170	Es ₂₊₃	牛 16	2925	Es ₂
沈 95	2010	Es ₃ ⁴	冷 161	2575	Es ₃
牛心坨	1750	N	17-5 合计	2350	
杜 124	2905	Es ₃ ³ + Es ₄ ¹¹	欢 23	2750	Es ₄
兴马 19d	1890	E ₃ d	兴西	2600	E ₂ s ₂
沈 257	2770	Es ₄	欢 2-11-13	1580	Es ₃
沈 267	3170	Es ₄	开 46	1860	Es ₃
齐 131	3257	Es ₃	欧 50	2475	Es ₃
锦 306	3150	Es ₂	欧 31	2400	Es ₃
锦 307	3425	Es ₂	双 210	3665	Es ₂
锦 310	3200	Es ₁₊₂	欢 640	2575	Es ₃
齐 233	2230	Es ₄	河 11	1765	K ₁ jf
奈曼	1585	K ₁ jf	汉 1	1750	K ₁ jf

(5) 油层含水饱和度高。从全国的低渗油藏含水饱和度来看, 普遍偏高, 全国低渗透油藏原始含水饱和度一般在 30%~50%, 有的高达 60%。辽河低渗透油藏平均含水饱和度也符合上述规律, 为 39.2%, 最高的交 2 块达到了 49.2% (见表 1-3)。

表 1-3 辽河低渗油田油藏基本参数表

区 块	S _w , %	区 块	S _w , %
包 20	45	兴北 S3	40
欢 2 兴	35	包 14	45
冷 46	44.7	欢 58	39
冷 3	43	欢北断块	31
冷 35	47.3	冷 37	35
交 2	49.2	齐家	37
包 1	35.8	牛 53	40
茨 629	39	牛零散	40
雷 64	29	牛 12	40
牛 74	40	牛 16	40
沈 95	35	冷 161	47
牛心坨	40	17-5 合计	40
杜 124	35	欢 23	40
兴马 19d	35	兴西	40
沈 257	40	欢 2-11-13	45
沈 267	45	开 46	46
齐 131	40	欧 50	39

续表

区 块	$S_w, \%$	区 块	$S_w, \%$
锦 306	45	欧 31	40
锦 307	44	双 210	36
锦 310	44	欢 640	40
齐 233	46	河 11	45
奈曼	47	汉 1	45

(6) 储层物性差，孔隙度、渗透率低。低渗油田储层物性差，渗透率、孔隙度低，辽河低渗透油田平均孔隙度为 16.4%。根据渗透率大小，辽河低渗透油藏可分为 3 类：一类渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，其储量占 0.6%；二类渗透率为 $(10 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，其储量占 27%；三类渗透率大于 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，其储量占 72.4%，二、三类低渗透储层的产量占到了 47%。按孔隙度划分来看，孔隙度小于 10% 的储量占 0.6%，孔隙度在 10%~20% 之间的储量占 79.5%，孔隙度大于 20% 的储量占 19.9%（如图 1-4、图 1-5）。

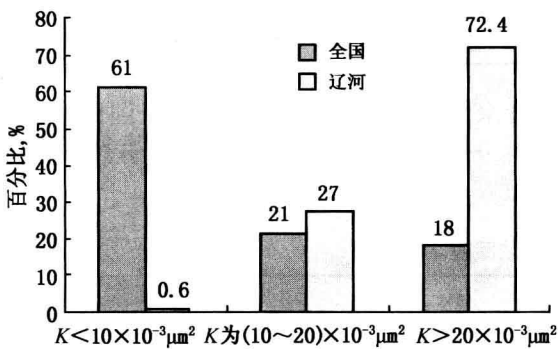


图 1-4 辽河低渗透油田储量在渗透率中分布图

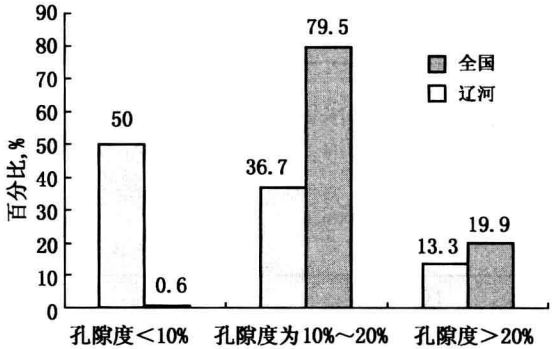


图 1-5 辽河低渗透油田储量在孔隙度中分布图

(7) 原油性质较好。我国低渗透油田原油具有：胶质和沥青少、密度小、黏度小、含蜡量高、凝固点高的特点。辽河低渗透油田与之对比具有：胶质和沥青含量高、密度偏大、黏度偏大、含蜡量低、凝固点低的特点（见表 1-4）。

表 1-4 辽河低渗透油田与我国低渗透油田参数对比表

对比单元	密度（地层） g/cm^3	原油密度 g/cm^3	黏度（地层） $\text{mPa} \cdot \text{s}$	凝固点 $^{\circ}\text{C}$	含蜡量 $\%$	胶质 + 沥青 $\%$
全国		0.84~0.86	0.7~7.8	27.1	17.7	13.4
辽河油田	0.7847	0.8692	0.5~15	21.9	12.25	18.1

2. 生产特征

(1) 天然能量小，一次采收率低。低渗透油田一般边底水都不活跃，天然能量不充足，再加上渗流阻力大，能量消耗快，采用天然能量方式开发，产量递减快，地层压力下降快，一次采收率低。

根据计算，我国低渗透油田平均弹性采收率只有 1.27%，平均溶解气采收率为 13.9%。

辽河油区低渗透油田弹性驱加上溶解气驱的一次采收率仅为 9.9%，天然能量采收率低（图 1-6、图 1-7）。

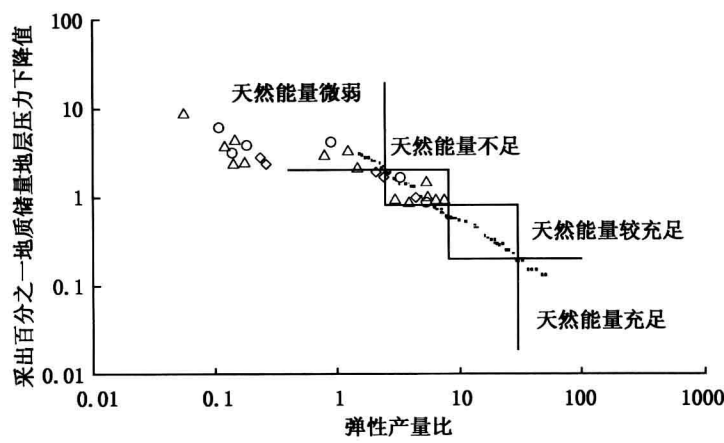


图 1-6 辽河低渗透油田天然能量图版

(2) 自然产能低，压裂有一定增产效果，但是有效期较短。大多数低渗透油田，由于岩性致密，孔喉半径小，渗流阻力大，导致油井自然产能低，生产压差大。统计我国部分已开发低渗透油田，单井自然产能一般低于 5t，特别是渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透油田，油井自然产能更低，有的甚至根本不出油。但多数低渗透油田，在经过压裂改造后，增产幅度较大，可使原来不具备工业生产价值的低渗透油田变为可进行工业开采的油田。压裂已成为低渗透油田试油和开发的必要措施。对比我国部分低渗典型油藏以及部分辽河低渗断块，从对比数据来看，压裂是低渗油藏十分有效的增油措施，压裂后产量较自然产能成倍增加，增加幅度基本都在 2 倍至 4 倍左右，效果好的也有 10 倍左右（图 1-8）。

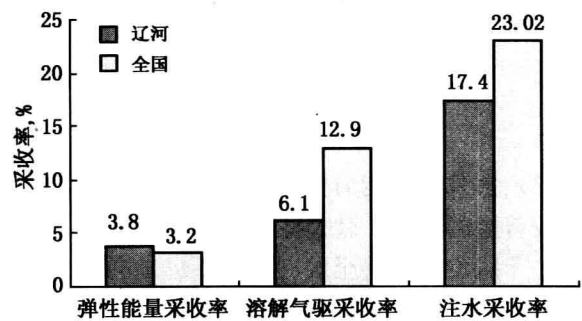


图 1-7 我国低渗透油田采收率对比图

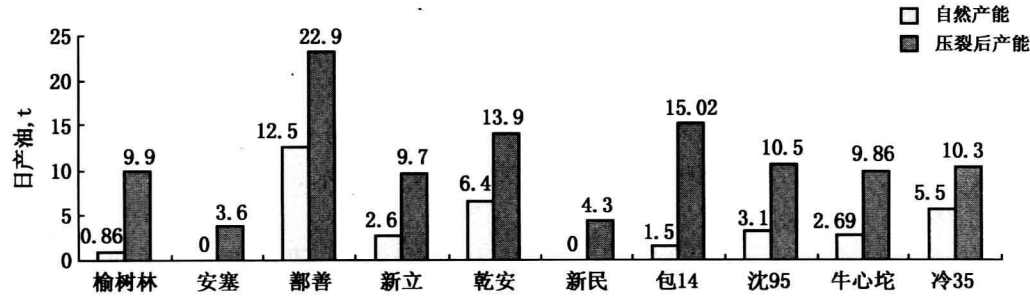


图 1-8 我国低渗透典型区块和部分辽河低渗透区块压裂效果对比图

但是，压裂增产需要满足较高的地层压力、适当深度等，而且有效期有限。根据包 14、奈曼等低渗透油田的统计，压裂有效期一般在 1~2 个月，难以成为低渗透储量开发动用的