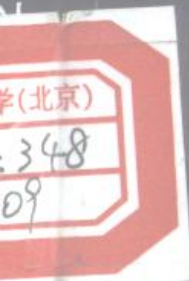


PETROLEUM INDUSTRY PRESS

特殊低渗透油气田开采技术

特殊低渗透 油气田开采技术

■ 冈秦麟 主编



石油工业出版社

登录号	133408
分类号	TE 348
种次号	009

特殊低渗透油气田开采技术

冈秦麟 主编



石油大学0138481

石油工业出版社

内 容 提 要

本书对新民裂缝性低渗透砂岩油田和磨溪非裂缝性低渗透碳酸盐岩气田的特殊地质特征、开发动态、开发部署及开采技术等方面进行了深入的论述。有理论上的新认识、技术上的新发展和具体的油、气田矿场试验。

本书可供从事油、气田开发的技术人员、生产管理人员, 以及有关院校的师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

特殊低渗透油气田开采技术/冈秦麟主编.

北京: 石油工业出版社, 1999.4

ISBN 7-5021-2526-4

I. 特...

II. 冈...

III. 低渗透油层-油田开发

IV. TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (1999) 第 07611 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 20 印张 504 千字 印 1—1000

1999 年 4 月北京第 1 版 1999 年 4 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2526-4/TE·2064

定价: 30.00 元

前 言

本书所指特殊低渗透油、气田，是指渗透率在 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间、并发育有裂缝的砂岩油田，重点剖析了新民油田；以及渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的非裂缝性碳酸盐岩气田，重点研究了磨溪气田。分别对其地质特征、开发特点和主要开采技术以论文的形式进行了论述。

随着我国低渗透砂岩油田越来越多地被发现并投入开发，人们逐步认识一批裂缝性低渗透油田开发的特殊性，不仅基质岩块具有低渗透开采特点，更突出的是天然或人工裂缝的存在，大大改变了流体在地下的流场，在注水开发过程中，均发现沿裂缝方向水窜现象，直接影响了注水开发效果，因此，在低渗透砂岩油田开发技术研究基础上，还必须开展研究裂缝识别，判别裂缝方向，建立裂缝的地质模型、适应裂缝发育方向的注采井网部署，以及相应的注采平衡和注采工艺技术。我国有裂缝性低渗透油田储量已占全国总探明地质储量的10%左右，在“八五”期间被列为原中国石油天然气总公司科研攻关课题的“新民裂缝性特低渗透油田开发研究”是由原北京石油勘探开发科学研究所和吉林省油田集团公司共同承担的。其研究成果对我国这类油田的开发将可作为较好的借鉴。

在“八五”期间，“磨溪非裂缝性低渗透气田提高单井产气量研究”也是原中国石油天然气总公司科技攻关研究课题，由四川石油管理局承担。该课题首次系统地针对非裂缝性低渗透碳酸盐岩磨溪气田进行了攻关研究，包括地质特征、测井解释方法、可动储量计算、试井方法、方案的优化、经济评价，以及一整套钻井、完井、储层改造等采气工艺技术。我国已发现气田，大多为碳酸盐岩储层，尽管四川盆地多为裂缝—孔隙型气田，但在含气面积内仅有部分裂缝发育区，还有相当范围属裂缝不发育的低渗透区，单井产量很低，储量动用程度差。磨溪非裂缝性低渗透气田系统科技攻关的研究成果，可为这类气田开发提供所需要的工艺技术。

参加攻关的技术人员做了大量细致深入的研究与试验，对改善油气田开发取得了较好的效果。现组织科研论文出版，本书是在过去一般低渗透油田研究和实践的基础上，进一步深化和发展，对裂缝性特低渗透砂岩油田和非裂缝性低渗透碳酸盐岩气田开发规律加深了认识。不仅有理论上的发展，也有现场试验效果；有计算方法，也有具体做法。

在组织出版论文过程中，吉林石油集团有限责任公司周受超、四川石油管理局川中矿区姜迪荣做了大量工作，在此表示感谢。

冈秦麟

1998年7月16日

目 录

第一部分 新民裂缝性特低渗透砂岩油田开发

新民裂缝性特低渗透砂岩油田开发技术·····	(3)
松辽盆地南部构造裂缝成因机制及方向研究·····	(23)
新民油田砂、泥岩裂缝的识别及裂缝发育规律初探·····	(29)
裂缝性特低渗透砂岩油田合理井网的部署·····	(42)
新民裂缝性特低渗透砂岩油田扩大注水波及体积的研究·····	(53)
新民裂缝性特低渗透砂岩油田注水技术·····	(64)
裂缝性特低渗透砂岩油田试井资料解释方法·····	(72)
新民裂缝性特低渗透砂岩油田采油工艺技术·····	(85)
新民裂缝性特低渗透砂岩油田压裂技术·····	(96)
新民油田射孔完井技术·····	(121)
新民地区油层损害研究·····	(131)
新民油田敏感性油层酸化技术·····	(141)
新民油田丛式斜井开采技术·····	(150)
新民油田预防套管变形技术·····	(155)
新民油田延长油井免修期技术·····	(161)

第二部分 磨溪非裂缝性低渗透碳酸盐岩气田开发

磨溪气田雷— ¹ 气藏综述·····	(169)
磨溪气田雷— ¹ 气藏地质模型的描述和评价·····	(174)
低渗透碳酸盐岩储集层测井评价·····	(195)
磨溪气田开发动态特征·····	(205)
低渗透碳酸盐岩气藏可动储量计算方法·····	(224)
磨溪雷— ¹ 低渗透气藏试井方法·····	(232)
低渗透碳酸盐岩含硫气藏开发方案的优化及经济评价·····	(252)
磨溪气田丛式井钻井技术及其效益·····	(269)
低渗透碳酸盐岩储集层改造技术及效果评价·····	(278)
低渗透碳酸盐岩储集层水力加砂压裂技术·····	(295)
多功能组合管柱在磨溪气田完井试油中的应用·····	(309)

第一部分 新民裂缝性特低 渗透砂岩油田开发

1955年10月1日
1955年10月1日

新民裂缝性特低渗透砂岩油田开发技术

武若霞 周继涛 张广杰

1993 年底,我国已探明低渗透油田储量占全国总探明储量的 22.98%,其中 87% 为低渗透砂岩。有裂缝发育的约占低渗透总储量的 40%。新民油田是我国“八五”投入开发的大型裂缝性特低渗透砂岩油田,复杂的地质条件极大地提高了油田开发的难度。本文研究了该油田地质与开发特征,突出了特低渗透与裂缝系统研究两大特点。以开发井网为基础进行了油藏精细描述。解剖了特低渗透的成因,根据多信息研究了裂缝系统发育状况,区分了古、今应力场的概念,区分了天然裂缝与人工裂缝的形成及发育特点。建立了西区试验区具有东西向人工裂缝的三维非均质多层地质模型,以供数值模拟研究使用。这在国内外裂缝性砂岩油田研究中属于新的尝试。

文中提出了特低渗透砂岩裂缝系统中相对渗透率与毛细管压力特征,并进行了室内实验验证,且通过数值模拟证实了这些油藏工程参数对开发效果的影响。经检索,证实国内外并未做过这样的研究。本文在这方面有所开拓。

在上述专项研究的基础上,应用 VIP 三维三相数值模拟方法和矿场级具有等效人工裂缝的 10500 个节点多层非均质地质模型,重点对改善该油田注水波及体积的对策进行了研究。内容包括注采井网调整、压裂整体改造的技术政策研究、周期注水与水气交注效果的研究,指出了适用于该油田改善注水波及体积的切实可行的方法。

一、新民油田地质特征

1. 概况

新民油田位于吉林省扶余市新民乡境内(图-1)。在构造上位于松辽盆地南部中央拗陷区扶余隆起带向三肇凹陷倾没的斜坡上,南部与扶余油田相邻。目的层为下白垩系泉四段和泉三段上部的扶余、杨大城子油层,埋深为 1050~1400m,平均深度 1250m,含油井段 160m。其中扶余油层为 100m 左右,分为 4 个砂层组 12 个小层,杨大城子油层为 60m 左右,分为一个砂层组 4 个小层。油藏类型有四种:砂岩透镜体油藏、砂岩上倾尖灭油藏,多为非主力油层;断层遮挡油藏、断鼻油藏是主要油藏类型,原始压力 12.9MPa,饱和压力 3.13MPa。原油属低硫石蜡基原油,相对密度、粘度中等,一次脱气气油比为 $15\text{m}^3/\text{t}$,凝固点为 34.2°C 。至 1994 年底,探明 II, III 类含油面积为 252.9km^2 ,地质储量为 $11389 \times 10^4\text{t}$ 。标定采收率为 18%,可采储量为 $2028.1 \times 10^4\text{t}$ 。动用面积 84km^2 ,动用储量 $3830 \times 10^4\text{t}$ 。

2. 构造

新民构造是在嫩江组末燕山运动第四、五幕构造运动定型的,泉四段顶面构造形态自东南向西北倾没,倾角约 2° 。断层较发育,组合为 35 条正断层,长 1.5~10km,断距为 20~30m,倾角约 40° ,将新民构造切割为三垒三洼的格局。

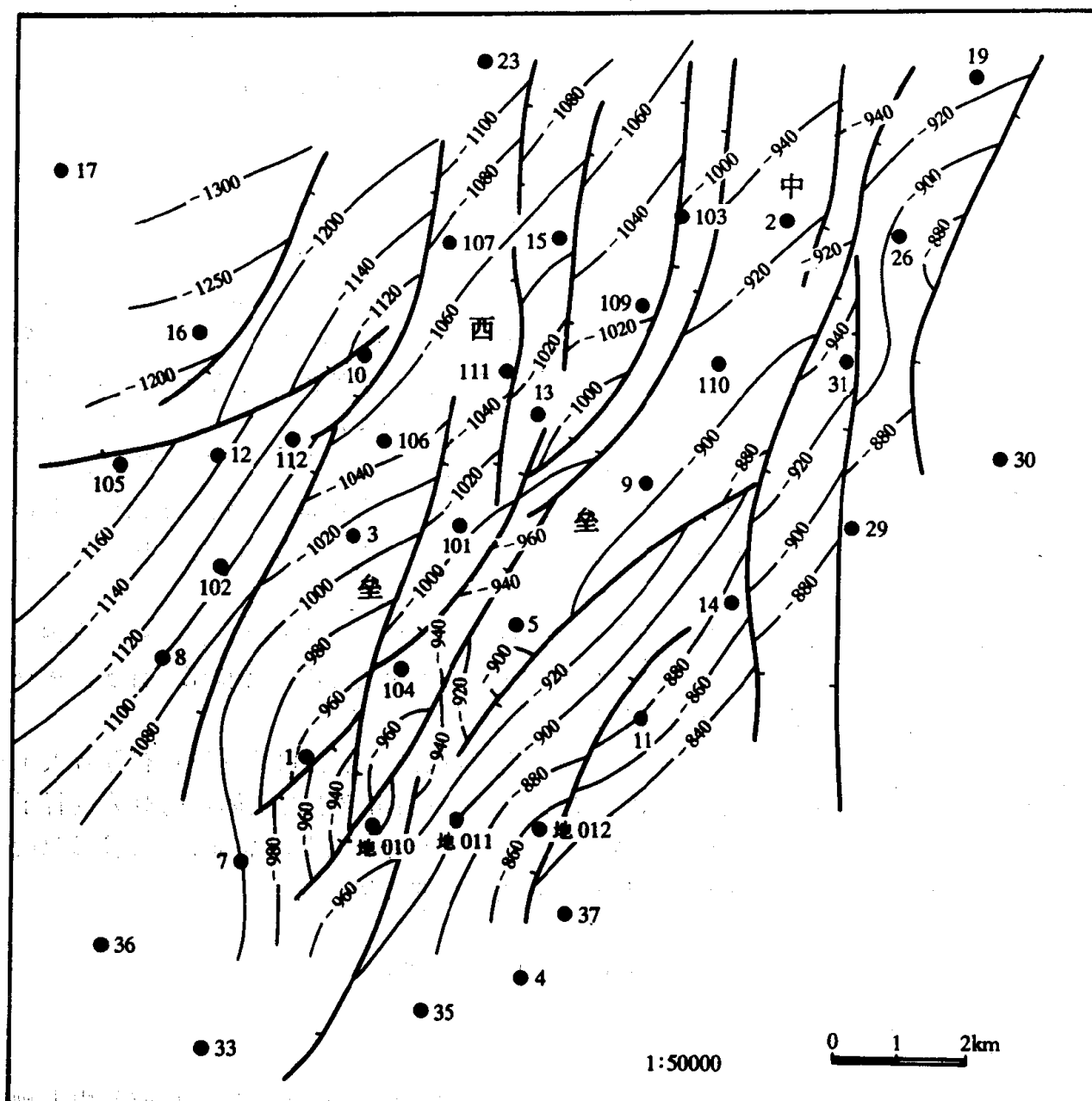


图1 新民油田泉四组顶面构造图

3. 储集层

储集层主要岩性为长石岩屑粉细砂岩，砂层厚 44m，有效厚度为 8.6m，平均孔隙度为 15.2%，渗透率为 $5.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1) 沉积相与微相

属于典型的湖盆三角洲前缘亚相与前三三角洲亚相沉积。细分为水下分流河道、分流河道间、河口沙坝、席状砂及前三三角洲五个微相。水下分流河道砂体平面形态多呈不规则弯曲条带状，河宽 300~900m，剖面形态顶平底凸，渗透率为 $(1 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，是主要储集层；水下分流河道间沉积物基本为非储层；河口沙坝位于水下分流河道前端，砂体长度、宽度较小，厚 1~5m，两、三个砂体叠合可达 5~10m，渗透率为 $(0.5 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，是重要储集层；前缘席状砂厚度一般小于 2m，渗透率小于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，前三三角洲主要沉积浅

灰色泥岩夹少量透镜体状泥粉或粉泥，为非产层。

2) 低渗透性的成因

沉积作用是控制储层微观孔隙结构的基本因素，也是控制储集层物性变化的基本因素之一。据岩石粒度与物性关系统计：粒度中值在 0.04~0.12mm 之间，空气渗透率多小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；粒度中值在 0.06~0.16mm 之间，渗透率多小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；粒度中值介于 0.08~0.2mm，渗透率在 $(1 \sim 60) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间，说明沉积作用对物性有较明显的控制关系。

而成岩作用最终决定了储集层的低渗透性质。据研究新民油田储层属于晚成岩阶段 A 期。压实作用、石英次生加大、自生矿物的形成（主要是绿泥石、混层比为 30 的伊/蒙混层及伊利石）减小了原生孔隙的大小，是形成低渗透的主要原因，但粒间孔周边颗粒（岩屑和长石）溶蚀、粒间溶孔和部分铸模孔可使孔喉变粗，使物性得以改善，例如使孔隙度达 16%，渗透率达 $(4.8 \sim 42.4) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3) 微观孔隙和喉道网络的概念

储集层孔隙空间和渗透通道是由众多孔隙与喉道组成的集成体，孔隙—喉道网络是控制储集层渗流的主要因素，不同组合模式具有不同的孔隙度和渗透率。实际资料统计表明有以下 3 类孔隙—喉道网络。

I 类：中孔—细喉型，孔隙直径主要为 30~50 μm ， r_{50} 为 0.1~0.2 μm ，孔隙度大于 15%，渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

II 类：细孔—微喉型，孔隙直径主要在 20~40 μm 之间， $r_{50} < 0.2 \mu\text{m}$ ，孔隙度为 13%~15%，渗透率为 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

III 类：裂缝—孔隙型，一般渗透率大于 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。但产状不同时有所改变。

4) 主力油层分布

该油田西区试验区扶余油层主力层为第 4，第 7，第 11，第 12 小层，小层评价属 I 类油层，储量占 69.4%。它们主要属于水下分流河道和河口沙坝沉积砂体。

4. 裂缝系统的早期识别

1) 基本概念

新民油田存在天然裂缝与水力压裂形成的人工裂缝，它们分别在古应力场及今应力场的应力作用下形成。松辽盆地构造发展史表明，该盆地为中生代拉张盆地，局部构造形成时曾受到东西向挤压应力，古应力场最大水平主应力呈东西向。这两个应力场基本一致，所以这两种裂缝的方向也存在着一致性，人工裂缝分别是在原天然裂缝基础上的扩展，或新压开地层的结果。这从 1992~1993 年 18 口新压裂井 30 个井层的压裂工作曲线也可得到印证，理论与现场施工综合研究表明该油田破裂压力为 22.5MPa，其中压裂施工曲线有明显峰值的占 20%，证明压开了新缝。施工曲线无明显峰值的，即破裂压力近似于裂缝延伸压力的占 80%，说明人工裂缝是在原有天然裂缝基础上的扩展、延伸。

2) 天然裂缝组系

天然裂缝的密度，据 9 口取心井描述有裂缝 39 条，裂缝累积长度 34.52m，每米岩心的裂缝长度平均为 0.59m；每米岩心的裂缝条数平均为 0.056 条。

裂缝组系的发育状况，由昌图县五彩山剖面泉一段露头调研可见，主要发育为两组近正交的裂缝组系。另外还有 1~2 组斜交裂缝，其裂缝开度明显减小，见照片图 2，图 3。取心和露头调研表明裂缝长度一般为几米的数量级，变化范围为 0.3~5m 左右。

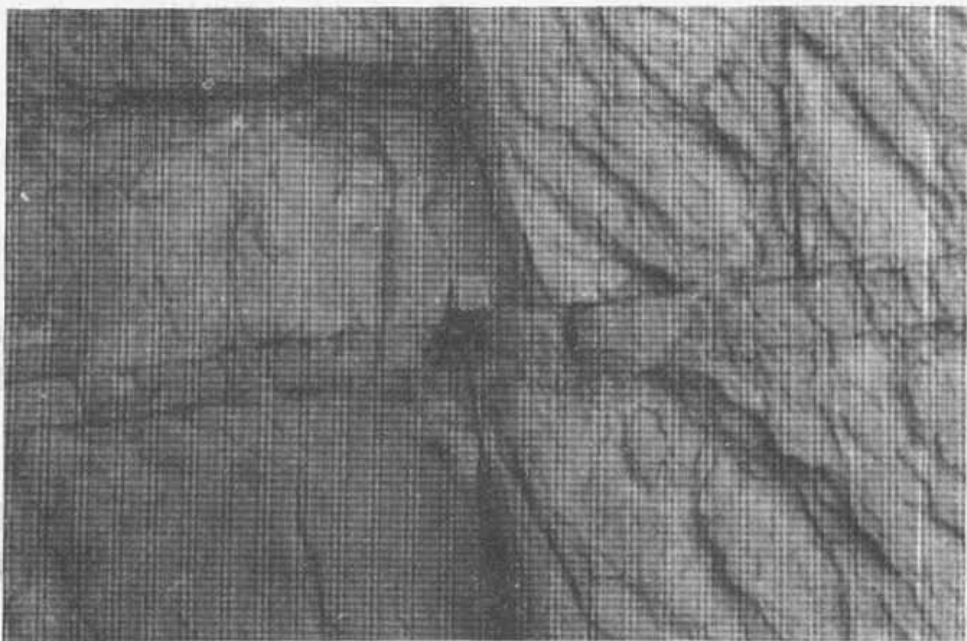


图2 泉一段露头裂缝组系之一



图3 泉一段露头裂缝组系之二

关于天然裂缝延伸方向，前苏联 E.M.Cmexob (1974) 认为断层与裂缝无本质差别，它是在小裂缝带的基础上，由于应力进一步集中而形成的。根据松辽盆地广泛分布的近南北

向断层，说明必有一组近南北向的裂缝。5口井倾角测井表明：裂缝发育方向有近南北和近东西向两组主要组系，另外还有少量其它方向斜交裂缝，见表1。

表1 倾角测井裂缝方位统计表

裂缝方位, (°)	0±20	90±20	其它方向	总 计
裂缝条数	51	39	28	118
百分数, %	43.2	33.1	23.7	

14个井层岩心归位不完全统计发现近东西向裂缝占42.9%，北东方向斜交缝占21.4%，南东方向斜交缝占35.7%。

露头调查因表层覆盖问题，未直接测出方位，但直观可见两组近乎正交的裂缝系统，无论从密度、开度还是规模上都是主要裂缝组系，综合上述资料，可认为新民的天然裂缝组系主要为近东西向、近南北向两组，还有其它1~2组斜交裂缝，这与前苏联文献所说“裂缝几何网由两组方向互相垂直的正交于层理的主要裂缝组系组成”的结论也是一致的。

3) 人工裂缝组系

人工裂缝属于张性裂缝，垂直缝总是向水平最小主应力方向张开，沿水平最大主应力方向延伸。凯塞效应分析的三向主应力大小为 $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$ ，说明新民油田裂缝为垂直缝，经天然剩磁法定位，水平最大主应力方向为近东西向。另外，椭圆井眼方向近南北向，微地震波法对压裂裂缝的监测及试验区东西间水窜，也都表明水平最大主应力方向为近东西向，这反应了今应力场的应力方向。据1992年新民872井层的压裂资料反映，约15%的井破裂压力明显低于20MPa，进一步说明了人工裂缝沿天然裂缝扩展的事实。压裂监测还表明：人工裂缝向两翼的延伸长度是不对称的。

4) 新民裂缝发育规律

(1) 裂缝主要发育在砂岩层段。岩心观察，39条裂缝中分布在粉细砂岩或泥质粉砂岩的为28条，占71.8%。DCA处理表明：118条裂缝中，砂岩占98条，为83.1%。

(2) 平面上分布主要发育于垒上，西垒比东垒发育。7口取心井中心长超过100m的有3口井，西垒的民106井裂缝密度为0.148m/m或0.108条/m；东垒的民13—13井裂缝密度为0.024m/m或0.061条/m；中洼的民21—9井裂缝密度为0.009m/m或0.033条/m。其它井岩心短，有局限性。用常规测井SFD砂泥岩裂缝检测程序研究了325个层裂缝发育状况，西垒172个层中98层有裂缝，占57.0%，而东垒153层中只有61层裂缝，占39.9%。

(3) 纵向上裂缝主要分布在泉四段顶、底。由表2可见，I砂组致密，非均质程度高，物性差，裂缝相对发育；II油组物性较好，相对最不发育，III，IV油组居中。

表2 各砂层组裂缝发育统计表

砂 组	I	II	III	IV
渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$	1.9	8.9	4.7	5.8
孔隙度, %	13.2	16.0	15.8	15.2
裂缝密度, m/m	0.094	0.003	0.076	0.056
裂缝条数, 条/m	0.074	0.009	0.061	0.077

二、新民油田的开发特征

1. 开发动态特点

1) 概况

新民油田在民5井于1990年5月开辟了生产试验区,以后逐步投入开发。1993年主体部分基本完成,总井数831口,其中油井674口,注水井157口,日产油1530t,年产油 55.8×10^4 t,注采比为1.29,累积注采比为0.89。1994年仅投产新井39口,年产油 52.6×10^4 t,详见表3。至1995年5月,动用开发面积84km²,动用地质储量 3830×10^4 t,采油速度1.28%,采出程度5.32%,综合含水35.9%。

表3 新民油田历年开发数据表

年 份 项 目	1990	1991	1992	1993	1994
年注水量, 10 ⁴ m ³	1.67	10.41	56.84	128.65	155.38
地层压力, MPa	10.4	5.74	5.39	4.68	4.88
年产油量, 10 ⁴ t	4.24	24.2	46.18	55.82	52.63
综合含水, %	28.6	21.0	31.1	34.6	34.7
年注采比	0.23	0.26	0.16	1615	1.26
自然递减率, %		27.1	22.83	21.46	9.86
综合递减率, %		17.5	14.34	9.58	2.41
动液面, m		949	990	999	992

2) 西垒试验区概况

该区面积为2.205km²,地质储量为 178×10^4 t,钻遇砂岩厚度为40.8m,有效厚度为11.2m。有油水井37口,其中油井29口(包括加密井1口),注水井8口(见图4)。1990年10月开始投产,1991年10~12月加密井投产,1991年8月~1992年5月转注完毕。经几年配套技术的应用、调整,该区采出程度为8.62%,目前采油速度为1.83%,日产已恢复到投产初期水平。单井日产液5.6t,日产油4.4t,达到方案设计要求,地层压力为6.84MPa。

3) 注水见效特点与状况

由于近东西向裂缝的存在,其南北向、东西向油井反应了明显的动态差异。主要反应在压力、含水、单井产液量上。

由表4可见,东西向油井压力为10.01MPa,同期南北向为5.48MPa,两者相差4.62MPa,明显反应了东西向裂缝中异常高的传导能力。

由表5可见,东西向由于有40口井水窜(占东西向总井数15%),使其综合含水达51.9%,比南北向多20个百分点。

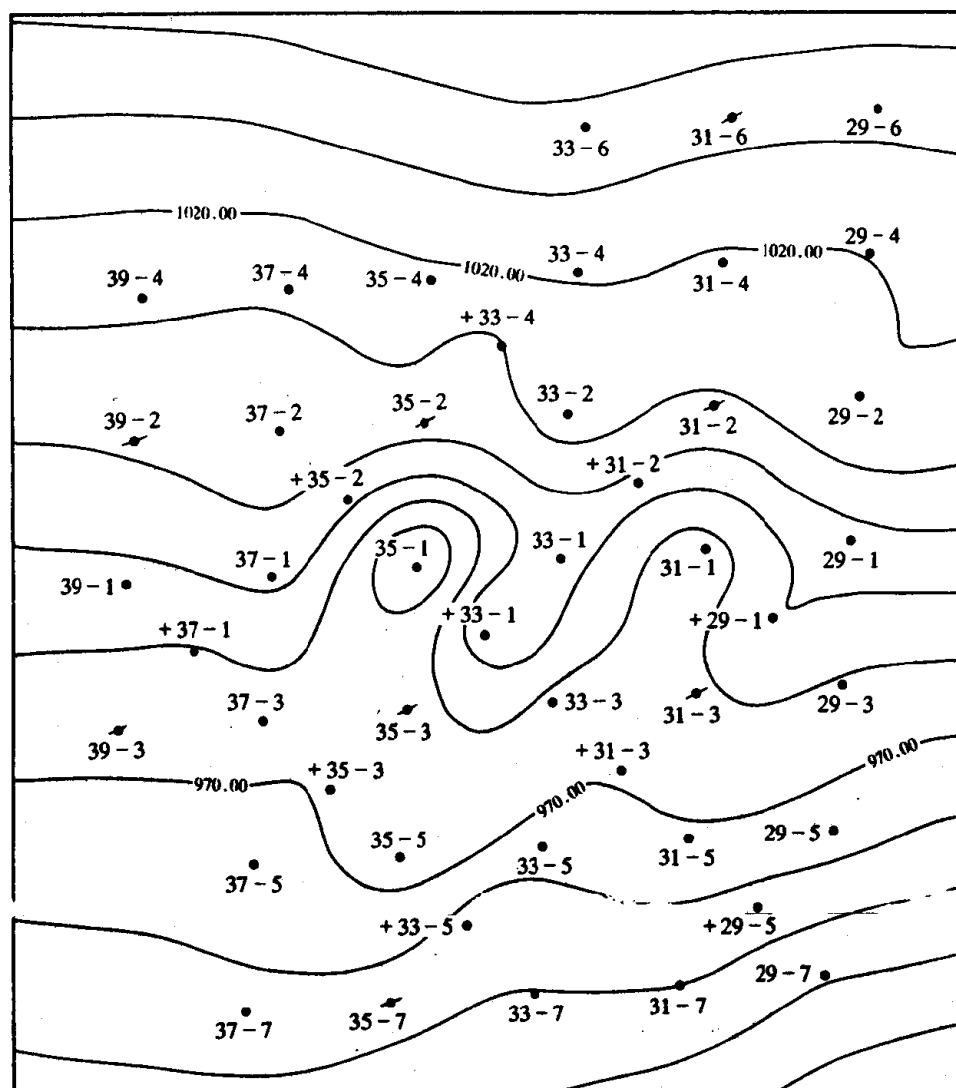


图 4 新民油田西区生产试验区构造及井位部署图

表 4 注水区不同方向油井地层压力水平对比

时 间		1992.6	1993.6	对比
项 目	井数, 口	22	19	
	压力, MPa	5.07	5.48	+0.41
东西向油井	井数, 口	6	7	
	压力, MPa	7.01	10.01	+3.0

表 5 不同方向油井见效效果统计表

方向	总井数 口	见效井数 口	见效率 %	单 井		
				日产液, t	日产油, t	含水, %
东西向	155	84	54.2	6.4	3.1	51.9
南北向	427	220	51.5	6.8	4.8	29.4

从单井产液量看，一般油井为 5~6.5t/d，而 1993 年上半年关掉的 18 口水淹井，单井平均产液量 24t/d，高的可达 45t/d，也可见裂缝渗流的特性。

注水见效情况是：191 个注采井组中有 119 个井组见效，占 62.3%，见效井组产量占总产量的 80.9%。未见效者多因油层吸水差造成。见效时间平均 14 个月。东西向和南北向见效井比例均占 50%~55%。

据产液、吸水、分层压力剖面研究，吸水层占测试层 81.1%，吸水厚度占 83.7%。主力油层Ⅲ，Ⅳ砂组吸水量占总吸水量 78.1%。产液层数占测试层数的 85.1%，产液厚度占 76.3%，主力砂组产液量占 75.1%，产油量占 77.5%，这与其储量比例是相匹配的。说明层间纵向波及比较均匀。

2. 新民油田高产井分布与成因

新民油田产量大于 10t/d 的油井主要分布在西垒，特别是西垒中、南部。据 1992 年资料，大于 10t/d 的高产井 96 口，其中东垒占 25%，中垒占 15.6%，西垒占 59.4%，这与两垒天然裂缝较发育，物性较好有关。鉴于地层压力资料较少，所以研究了单井日产油与 Kh 、有无天然裂缝（破裂压力高低、压裂施工曲线有无峰值）、压力水平高低的关系，见图 5。图 5 表明，总的来看，产量在大趋势上受 Kh 控制，呈正比例关系。一般认为破裂压力低、有过井天然裂缝应该产量高，但研究表明并不尽然。例如图 5 在同样 Kh 下产量偏高的一组数据，86% 属于压裂工作曲线有峰值者，即无过井裂缝，岩性也较致密，但压开新缝后可能沟通不过井的天然裂缝，扩大供油面积和导流通道，形成高产。而原来有过井天然裂缝者，往往由于钻井液、完井液的浸泡，沿天然裂缝面形成污染，产量反而不高。产量偏低的一组 71% 为加字号井，且大部分压裂工作曲线无峰值，说明有过井天然裂缝，受到污染，且投产时可能因裂缝与老井沟通，压力已不处于原始状态所致。以上资料说明：油井产能受 Kh 和裂缝双重控制，另外与油层损害、压力水平也有一定关系。

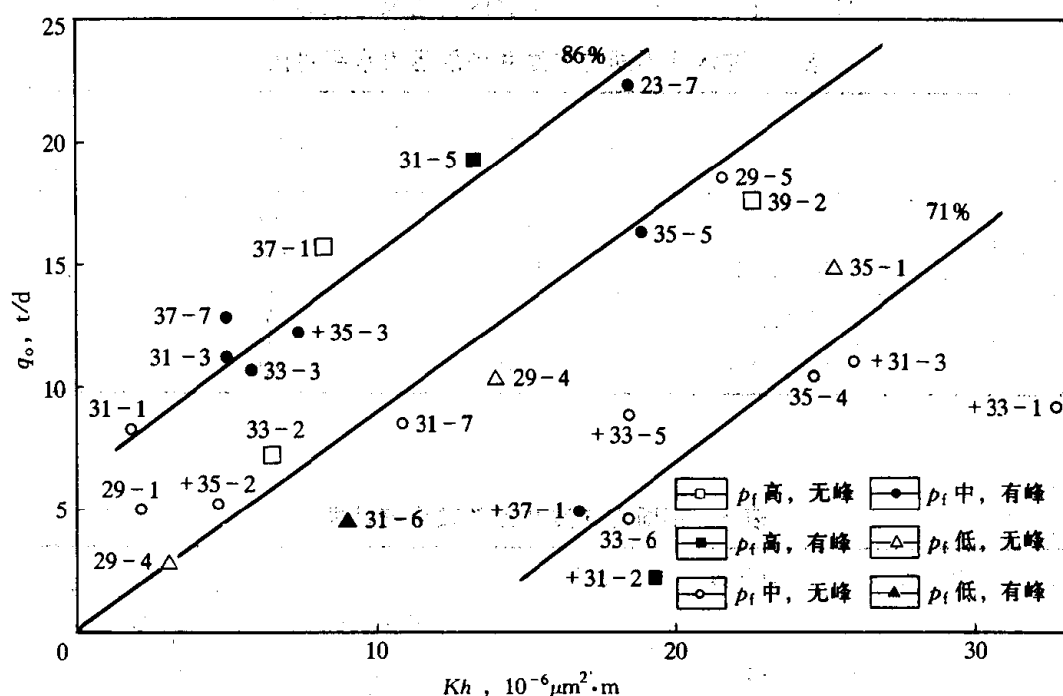


图 5 产能与 Kh 及裂缝发育程度的关系

3. 新民油田开发规律预测

采用西坨试验区带有东西向人工裂缝的多层非均质地地质模型,应用三维三相 VIP 模型进行了产能拟合,在此基础上的预测得出如下结论。

1) 采油速度与稳产年限

油田可以 1.8% 的采油速度生产 1a, 接着以 1.2% 的速度生产 4a, 再以 1.0% 的速度生产 3a, 以后采油速度低于 1.0%, 见图 6。即可以 1.2% 的速度稳产 5a。

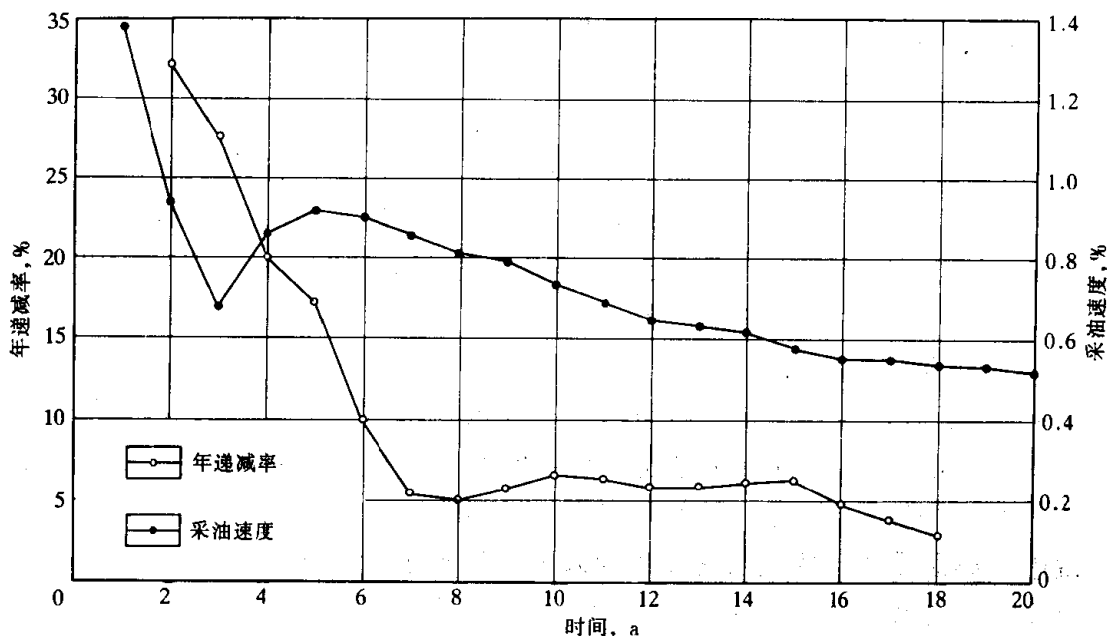


图 6 新民油田年递减规律变化曲线

2) 递减规律

投产第一年, 由于注水尚未见效, 地层压力急剧下降, 增加有效上覆压力会使裂缝更为闭合, 年递减率达 27.1%, 甚至 30%。前 3a 的递减实际达 20% 以上, 以后递减幅度变缓, 属于调和型递减。递减原因除随含水饱和度增加, 油相渗透率、无量纲采油指数下降的原因外, 低渗透层压力传导慢, 约 50% 压力消耗在近井地带, 使生产压差放大余地很小也是主要原因之一。因此, 特低渗透油藏的采油速度偏低, 有其内在原因, 在国内外油田的开发实践中均反应出了这个规律。

3) 最终采收率预测

由于特低渗透油藏数值计算上占用机时太多, 我们最长计算了 20a, 采出程度 18.6%, 含水 81.5%, 用水驱特征曲线法进一步预测, 新民油田在线状注水情况下, 最终采收率为 25%。

三、裂缝对低渗透储层渗流的贡献

1. 基本概念

1) 天然裂缝开度与渗透率

一般将地下开度小于 $100\mu\text{m}$ 的裂缝称为微裂缝。从新民油田初产小于 100kg/d 、压裂后才有工业油流, 及岩心、露头观察表明该油田为微裂缝。铸体薄片观察裂缝开度为 $10\sim$

30 μm , 泉一段露头测量地面开度为 0.1~2mm, 地下应小于此值。前苏联大量薄片观察统计表明, 各种岩性裂缝开度分布频率均为单峰型, 砂岩裂缝开度在 20 μm , 概率为 18%, 主要变化范围是 10~50 μm , 最大为 200 μm 。其相应的渗透率范围为 $(10\sim 50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

裂隙率研究表明约 10% 可采储量存在于微裂缝中, 砂岩储层属孔隙—裂缝型, 裂缝渗透率大于孔隙渗透率, 两者共同决定渗流过程。

2) 人工裂缝开度与渗透率

吉林油田钻采工艺研究院设计达到方案产量所需人工裂缝导流能力 λ 为 $350\times 10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$, 人工裂缝宽度 W_f 为 5mm, 按 $\lambda = K_f\cdot W_f$, 折算人工裂缝中的渗透率 K_f 为 $70000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 数模对产能的拟合表明, 这种导流能力达不到设计日产水平, 应进一步压出更宽一些的人工裂缝。以上是具体到一条人工缝中的渗透率, 它数千倍于天然微裂缝及孔隙基质的渗透率。但受通透性所限, 在宏观上看, 裂缝带与非裂缝带有效渗透率相差为 10 倍以上的数量级。例如美国 Spraberry Trend 油田为裂缝性致密砂岩油田, 在 8km 距离内 55 口井压力资料表明, 主要裂缝方向上 (北东 56°) 渗透率为 $104\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 而与其相垂直的方向上渗透率为 $8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 相差 12 倍之多。

3) 新民油田东西向水窜情况

目前新民油田, 在注水压力低于破裂压力下注水, 水窜井为 40 口, 占东西向总井数的 15%, 在局部注水压力高于破裂压力情况下, 可能发生压开天然裂缝而水窜的情况, 大部分可能为压裂控制失当造成。总之, 目前两者都是局部性的。

2. 裂缝中毛细管压力与相对渗透率特点及对油田开发的影响

1) 人工裂缝中毛细管压力特点与影响

人工裂缝中毛细管压力特点是相对于孔隙性介质而言的。新民储集层粒径一般为 0.15mm, r_{50} 为 0.2 μm 。按不同物性筛选 5 种类型的毛细管压力曲线, 主要为前 3 种, 反应了好、中、差储集层情况。

表 6 新民油田毛细管压力分类表

项 目 类 型	数目	渗透率 $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙度 %	p_d MPa	p_{50} MPa	J 函数回归式 ($r=0.99$)
类型 1	4	18.05	18.0	0.115	2.6	$\lg J(S_w)=7.77+(-18.19)S_w$ $+ (14.51)S_w^2+(-3.64)S_w^3$
类型 2	22	3.7	15.0	0.209	6.0	$\lg J(S_w)=5.55+(-9.78)S_w$ $+ (5.37)S_w^2+(-0.77)S_w^3$
类型 3	26	0.49	13.7	0.56	7.0	$\lg J(S_w)=3.22+(-3.62)S_w$ $+ (0.39)S_w^2+(0.35)S_w^3$
类型 4	2	3.9	11.3	0.242	1.4	$\lg J(S_w)=3.21+(-5.64)S_w$ $+ (4.78)S_w^2+(-2.1)S_w^3$
类型 5	3	5.43	16.4	0.202	2.05	$\lg J(S_w)=4.08+(-5.64)S_w$ $+ (0.251)S_w^2+(1.67)S_w^3$

第 2, 第 4 类型虽然渗透率相近, 但孔隙度不同, 中值压力相差很大, 反应第 2 类型大孔道对渗流贡献大, 分选更为不好, 孔隙结构差, 驱替困难。第 1 类对渗流做出主要贡献的