

TEDISHEN SHAYANYOUCANG
ZHENGTI YALIE GONGYI JISHU

特低渗砂岩油藏 整体压裂工艺技术

龚才喜 秦玉英 等编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书在论述了“沉积微相边界不仅是渗流障碍，而且会影响人工裂缝的延伸，储层中的天然裂缝可能会诱导人工裂缝转向”等观点的基础上，结合数值模拟，对特低渗砂岩油藏的压裂工艺技术进行了整体优化研究。

本书可供研究低渗透、特低渗透油田开发的科研技术人员及大中专院校相关专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

特低渗砂岩油藏整体压裂工艺技术 / 龚才喜等编著 .

北京 : 石油工业出版社, 2012.12

ISBN 978-7-5021-9338-6

I . 特…

II . 龚…

III . 低渗透油气藏 - 砂岩油气藏 - 压裂 - 技术

IV . TE357.1

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 259414 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) 64523562 发行部 : (010) 64523620

经 销 : 全国新华书店

印 刷 : 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2012 年 12 月第 1 版 2012 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本 : 1/16 印张 : 7.75

字数 : 121 千字 印数 : 1—1000 册

定价 : 66.00 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

《特低渗砂岩油藏整体压裂工艺技术》

编 委 会

主 任： 龚才喜

副 主 任： 秦玉英 李克智 张 林

委 员： 何 青 陈付虎 赵喜民 郝世彦 柴瑞林

李志航 原爱红 王迁伟 王德安 王 帆

张永春 牛 敏 徐 鑫 周荣萍 苟世勇

前 言

整体压裂就是在给定的井网前提下，优化油水井的裂缝缝长，使得在保证区块最大采收率的基础上，尽可能增加单井产能。特低渗油藏不仅物性差，往往在储层中不均衡地发育天然裂缝、微裂缝，且砂体连片性差，这造成部分井易水淹，部分井见不到注水效果，单井产能低。所以特低渗透储层的整体压裂优化绝对不能仅仅依靠数值模拟软件，统一地给出人工裂缝的缝长。本书在以下方面进行了非常有益的探索：

天然裂缝的分布规律：对于天然裂缝人们往往局限于地质方法来进行研究，或者采用应力模拟的方法，这些方法虽然能够取得一定的效果，但对生产实践的指导作用不强。而本书作者通过水力压裂后的压力降落速度来研究天然裂缝的发育程度，并综合岩心观察等地质成果，具有很强的说服力。

天然裂缝对人工裂缝方位的诱导作用：结合天然裂缝的大小、方位、储层岩石力学性质及前期室内实验结果，本书合理解释了天然裂缝对人工裂缝方位的诱导作用这一客观现象，并用于人工裂缝参数的调整优化。

微相边界对人工裂缝缝长的限制作用：结合细微地质特点对人工裂缝缝长进行研究，此点在以前的书刊文章中所见不多。本书以人工裂缝的现场监测为依据，参考动态分析，结合测井相研究，经较令人信服地证实了上述观点。

最后在数值模拟基础上，结合微相边界与天然裂缝的研究结果，本书对人工裂缝参数进行了全面系统优化，落实了压裂设计过程中的“一井一策”做法。

地质研究成果怎么在工程设计中得到最大程度的应用？地质研究与压裂参数怎样紧密结合？本书在这方面确实进行了有益的探索。当然，不是说本书完全弄清了油藏的真实面貌，而是在跨学科研究方面做出了很有益的探索，并融合了大量的动静态资料，具有很强的说服力。

笔 者

2012 年 9 月

目 录

第一章 概述	1
第一节 井网、整体压裂技术政策及超前注水特点	3
一、井网特点及整体压裂技术政策比较	3
二、超前注水技术特点对比	5
第二节 整体压裂试油效果	6
一、邻近油田试油效果	6
二、镇泾区块试油效果	6
第三节 主要注采矛盾	8
一、邻近油田目前面临的主要注采矛盾	8
二、红河 105 井区注采情况及注采矛盾分析	11
第四节 整体压裂影响因素分析	13
一、地质影响因素比较研究	13
二、工程因素比较研究	24
三、红河 105 井区整体压裂效果内部的一些统计分析	27
第二章 多裂缝压裂工艺技术研究	30
第一节 开展多裂缝压裂的必要性	30
一、提高特低渗透储层的改造效果	30
二、改善油田注水效果	31
第二节 特低渗透储层天然裂缝分布规律	32
一、特低渗透油田天然裂缝的特点	32
二、国内外天然裂缝分布规律研究现状	33
三、利用压降速度研究镇泾油田天然裂缝的分布特点	35
四、镇泾油田天然裂缝分布规律	39
第三节 天然微裂缝开启压力研究	40
一、天然微裂缝发育岩石的破坏机制	40
二、天然裂缝 / 微裂缝的开启压力	40
第四节 天然裂缝与人工裂缝关系	43
一、天然裂缝方位对人工裂缝的影响	43
二、天然裂缝长度对人工裂缝的影响	45
三、实际地层条件下天然裂缝与人工裂缝的几种关系	45
第五节 多裂缝实现的工艺手段	46
一、人工条件下实现多裂缝工艺方式	46
二、不同井层多裂缝压裂的目的及工艺设计特点	50

第三章 整体压裂数值模拟缝长优化	52
第一节 整体压裂数值模型的建立	52
一、400m×150m 菱形“反九点”井网	52
二、450m×110m 行列式井网	53
第二节 整体压裂缝长优化	53
一、菱形“反九点”井网(400m×150m) 缝长优化	53
二、行列式井网(450m×110m) 裂缝缝长优化	59
三、行列式井网(500m×130m) 裂缝缝长优化	59
四、小结	62
第三节 实际地层条件下缝长的优化调整	62
一、实际地层条件下影响人工裂缝延伸的因素分析	64
二、实际地层条件下缝长的优化调整	68
第四节 实例	70
一、压裂井远离相边界, 且地层不发育天然裂缝	70
二、压裂井邻近相边界, 且地层不发育天然裂缝	70
三、压裂井远离相边界, 地层发育天然裂缝	71
四、压裂井邻近相边界, 地层发育天然裂缝	72
第四章 整体压裂施工参数优化	74
第一节 砂比优化	74
第二节 加砂规模优化	75
第三节 前置液比例优化	75
第四节 排量优化	76
第五节 段塞优化	76
第五章 整体压裂方案的制订	78
第一节 缝长方案	78
第二节 泵注程序方案	78
第三节 压裂施工参数方案	79
第六章 整体压裂工艺现场试验与压后评估	81
第一节 整体压裂设计与现场试验	81
一、红河 1054-9 井整体压裂设计与现场试验	81
二、红河 1054-10 井整体压裂设计与现场试验	84
三、红河 105-6 井整体压裂设计与现场试验	86
四、红河 1054-12 井整体压裂设计与现场试验	88
第二节 多裂缝压裂工艺有效性分析	92
第三节 试油效果分析	93
第四节 注采对应情况分析	94
第五节 试验井效果的深层原因分析	95
第七章 水平井整体压裂技术	98
第一节 水平井井网探讨	99
一、直井与水平井混合开发井网	99

二、纯水平井井网类型 100

三、水平井方位探讨 102

四、水平井井距探讨 106

第二节 镇泾油田水平井整体压裂技术探讨 106

一、低渗透油藏水平井压裂的原因 106

二、水平井段射孔参数的探讨 107

三、水平井段整体压裂段间距离的探讨 108

四、水平井段整体压裂井段及缝长探讨 108

五、整体压裂施工参数的探讨 110

六、水平井分段压裂工艺选择 110

结束语..... 112

参考文献..... 113

附录 石油精灵软件简介..... 116

第一章 概述

随着全球石油需求量的不断增长和中、高渗透油气资源的不断减少，低渗透油气资源的开发比重日益增长，并呈现良好的发展势头。世界范围内，低渗透资源量占区域总资源量的 20% ~ 60%。我国的低渗透油气资源可采储量占到总可采储量的 1/3 以上。从近 20 年油气田勘探形势来看，低渗透油气探明储量已占新增储量的 70% 以上，因此，今后 20 年乃至更长的时间内，低渗透油气田的高效开发将是石油工作人员面临的共同课题。

低渗透油田中渗透率小于 1mD 属于特低渗透油田，在我国尤其在鄂尔多斯盆地广泛分布。这些油田有着与一般的低渗透油田不一样的开发特点，最主要的就是：注采井距近，容易发生水淹；注采井距远，往往注水见不到明显的效果。怎么对这些油田进行高效开发？是目前不得不面临的重大课题。

低渗透油田的共同特点就是：不经压裂无自然产能，即“口口有油，井井不流”。压裂在特低渗透油田开发中处于关键位置，因此研究特低渗透油田的整体压裂工艺技术就更具有重要意义。

为了提高单井产能，应当增大压裂裂缝缝长，但在特定注采井网条件下，如果裂缝缝长太大，容易造成油井过早水淹，从而降低开采效益。因此必须在这二者之间取得一个平衡：既能最大限度地提高单井产能，又能提高整体开发效果。从实践上来说，油田开发前期如果不进行整体压裂设计，开发早、中期会产生复杂的注采矛盾。较老的油田比如延长川口油田、长庆坪桥油田长 6 层都表现出了水淹井多、产量递减快的特点。较新的长庆西峰油田长 8 层也备受水淹之苦。

对于给定区域，受地层最小主应力控制的人工裂缝方位是不以人们意志为转移的确定方位。整体压裂是水力压裂与油藏工程延伸和结合的成果——将单井裂缝优化放置到整个井网中予以考虑。其核心是针对给定井网类型，优化裂缝长度和导流能力，为单井实施提供依据。

此外，多裂缝压裂也是低渗透油藏增产改造的一个研究方向。其核心是通过工艺手段控制人工裂缝缝内净压力，使更多隐性的微裂缝张开。多裂缝压裂从理论上可提高单井泄油面积，缩短主人工裂缝长度，防止早期水淹；增大主裂缝侧向方位油井注水受效程度，提高整体注水效果。

本书以中国石化华北分公司（简称华北分公司）辖属的镇泾油气勘探区块为解剖对象，进行特低渗透油田整体压裂研究，镇泾油田长8层孔隙度平均12.9%；渗透率0.41mD，属于典型的特低孔隙度、低渗透率储层。为了认识特低渗透油藏开发规律，华北分公司在镇泾区块中部开辟了红河105试验井区，分为三套井网，注采井网比较完善，这为本书的研究提供了良好的基础。

为了使读者有更直观的认识，本书结合开发时间较长的邻近油田（邻近油田长8层物性要明显好于镇泾油田，孔隙度7%～12.65%，平均渗透率2.2mD）进行对比研究，由于邻近油田开发时间较早，矛盾暴露较充分，吸取其经验及教训，以期具有更大的说服力。

镇泾油田面积2511.15km²，位于东经107°00′～107°30′，北纬35°15′～35°50′。构造位于鄂尔多斯盆地天环向斜南部，行政区隶属甘肃省东部的镇原、泾川、崇信三县。

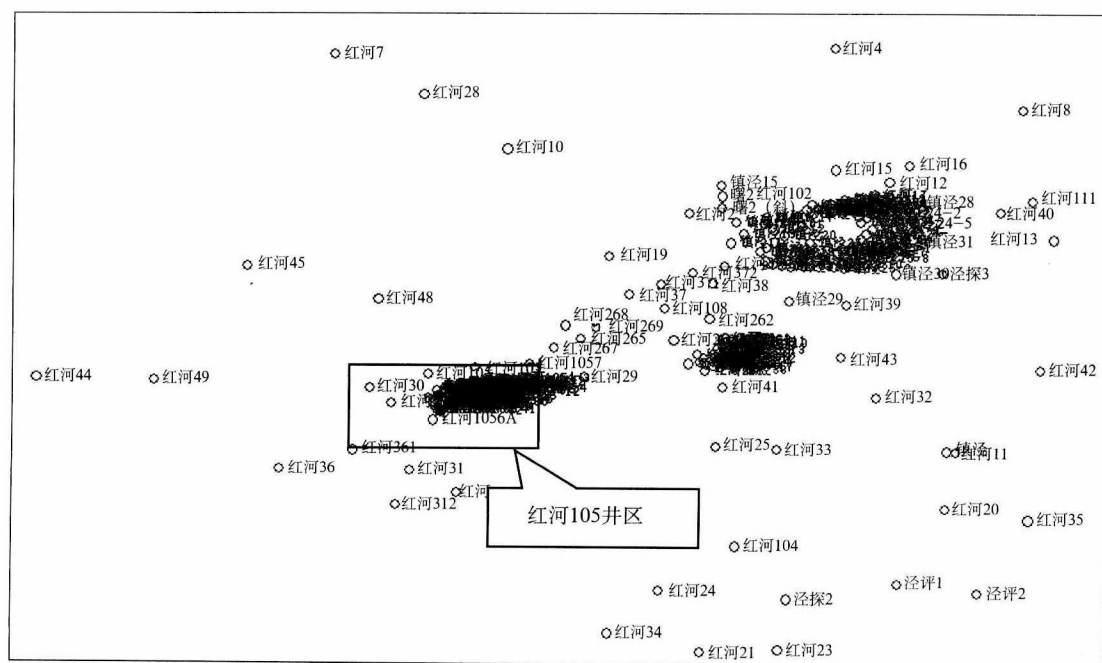


图 1-1 镇泾区块井位图

镇泾油田目前有油水井 215 口（图 1-1）。其中红河 105 井区以长 8 层为主要目的层，并且开展了超前注水与整体压裂试验，因此评价整体压裂效果以红河 105 井区为主，兼顾整个镇泾区块。

第一节 井网、整体压裂技术政策及超前注水特点

井网特点决定了整体压裂的技术政策，而超前注水是特低渗透油田保持地层压力、预防储层流固耦合降低渗透率的主要方法。

一、井网特点及整体压裂技术政策比较

1. 邻近油田井网特点及压裂技术政策

1) 邻近油田井网特点

邻近油田自 2002 年开始注水开发试验，2003 年进行大规模开发，可采储量年采油速度为 4.39%，采出程度为 18.85%，采出程度相对比较低。目前主要采用井排距为 $520\text{m} \times 180\text{m}$ 的菱形“反九点”井网，人工裂缝方位为北东 70° 左右（图 1-2）。

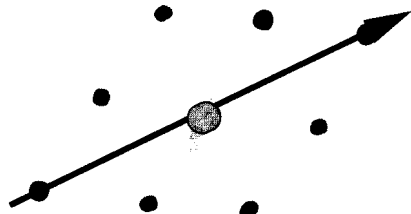


图 1-2 邻近油田井网类型

2) 邻近油田整体压裂技术政策

邻近油田利用数值模拟对多个方案进行对比后，采用了如下整体压裂优化原则：

- (1) 注水井压裂、裂缝单翼长度为井距的 $1/2$ ；
- (2) 角井裂缝长度为井距的 $3/10$ ；
- (3) 边井裂缝长度为井距的 $3/10 \sim 2/5$ 。

采用复合弹射孔，射开程度 $40\% \sim 60\%$ ，排量 $2.2 \sim 2.4\text{m}^3/\text{min}$ ，砂比 $30\% \sim 35\%$ ，优质压裂液和优质支撑剂，控制放喷，防止吐砂的改造模式。

2. 红河 105 井区井网特点及整体压裂技术政策

1) 红河 105 井区井网特点

红河 105 井区共有油水井 54 口，其中水井注水 17 口（图 1-3）。其中北

区采用 $450\text{m} \times 110\text{m}$ 行列式井网，中区采用 $400\text{m} \times 150\text{m}$ 菱形“反九点”井网，南区采用 $500\text{m} \times 130\text{m}$ 行列式井网。

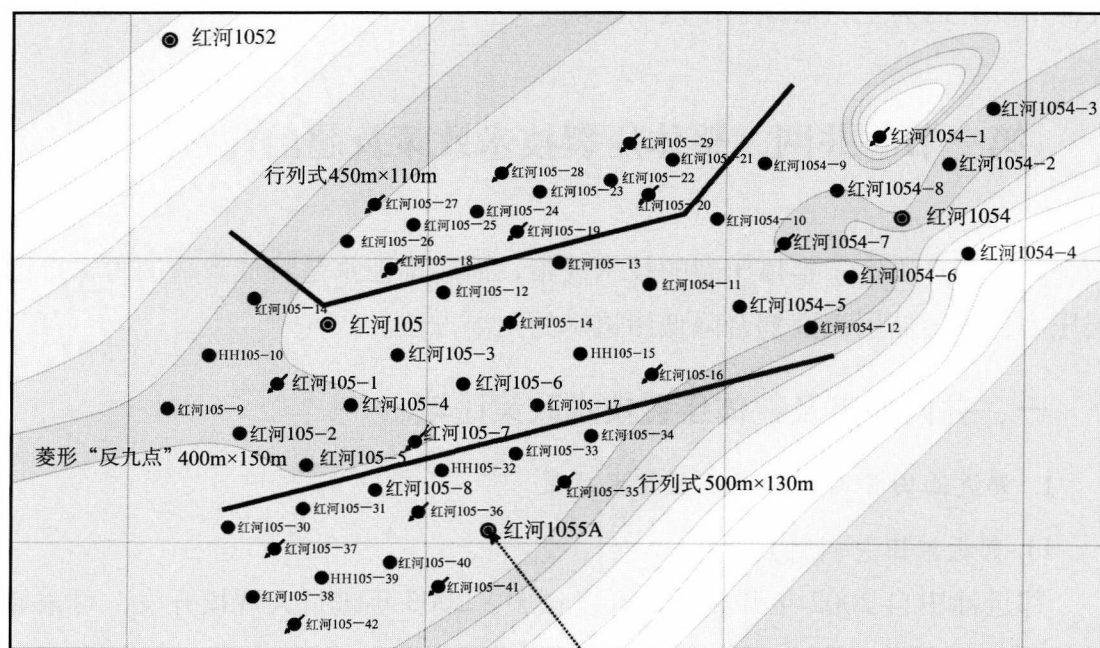


图 1-3 红河 105 井区超前注水试验区井网图

2) 红河 105 井区整体压裂技术政策

- (1) 实现规模开发，提高经济效益。
- (2) 提高低渗透储层的动用程度及单井产量。
- (3) 整体规划，分区压裂投产。
- (4) 整体压裂，根据井网特点，一井一策，防止井间干扰。

① 行列式井网 ($450\text{m} \times 110\text{m}$ 和 $500\text{m} \times 130\text{m}$)：物性好、存在裂缝时，缝长为油井间距的 $1/3 \approx 0.33$ ；物性中等、无裂缝时，缝长为油井间距的 $1/2.5=0.40$ 。

② 菱形“反九点” ($400\text{m} \times 150\text{m}$)：对于角井（水排上），缝长严格控制为井间距的 $1/5=0.2$ 。对于边井（油井排），物性好、存在裂缝时，缝长为油井间距的 $1/3 \approx 0.33$ ；物性中等、无裂缝时缝长为油井间距的 $1/2.5=0.40$ 。

对比菱形“反九点”井网，邻近油田为 $520\text{m} \times 180\text{m}$ ，镇泾油田为 $400\text{m} \times 150\text{m}$ ，邻近油田的井排距是镇泾油田的 $1.2 \sim 1.3$ 倍。

比较边井缝长 / 井距：邻近油田为 $0.3 \sim 0.4$ ，镇泾油田为 $0.33 \sim 0.4$ ；角

井邻近油田穿透比为 0.3, 镇泾油田为 0.2。

此外, 邻近油田部分注水井压裂, 而红河 105 井区注水井没有压裂。

总体来看, 整体压裂技术政策上两个油田比较接近。

二、超前注水技术特点对比

1. 邻近油田超前注水技术特点

邻近油田初期采用大强度超前注水技术, 注水强度为 $2.5 \sim 3.0 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$, 使油藏压力在 3 ~ 6 个月提高到 110% ~ 120%。待油井全部投产后, 逐渐降低注水强度和注采比。从 2003 年开始通过四次大的调整, 注水强度由 $2.5 \sim 3.0 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 调整到 $1.09 \sim 2.0 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。

2. 红河 105 井区超前注水技术特点

红河 105 井区从 2010 年 1 月开始超前注水试验, 采用以下超前注水政策:

(1) 超前注水时机: 超前注水 6 个月。

(2) 地层压力保持水平: 原始地层压力的 110%。

(3) 注水井注水强度: $1.5 \sim 2.0 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$, 单井日注水量 20 m^3 。

从实际注水曲线来看 (图 1-4), 本井区 2010 年 9 月平均注水强度为 $2.79 \text{ t}/(\text{d} \cdot \text{m})$, 到 2010 年 11 月递减至 $1.02 \text{ t}/(\text{d} \cdot \text{m})$, 注采比 10.5 : 1。但注水压力在升高, 由最低的 12.21MPa 最高升到 18.74MPa。

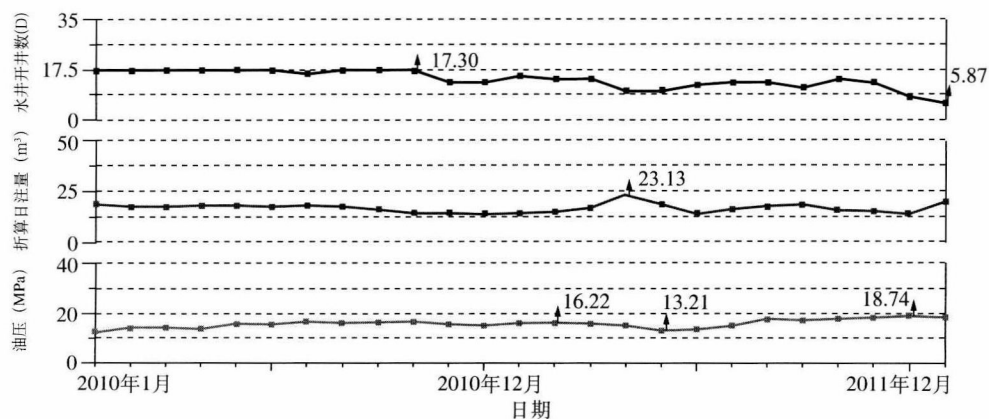


图 1-4 红河 105 井区注水曲线

比较而言, 红河 105 井区超前注水强度略低于邻近油田。

第二节 整体压裂试油效果

试油效果反映了油藏的初始产能特征，是整体压裂效果评价的重要依据。

一、邻近油田试油效果

邻近油田长 8 油层平均单井试油日产 38.5m^3 ，投产第三个月单井日产量保持在 5.0t ，取得了较好的效果（图 1-5）。

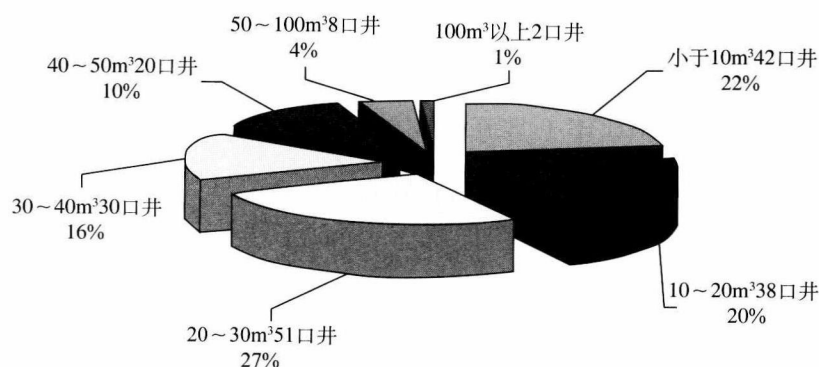


图 1-5 邻近油田长 8 油层试油产能分段统计表（2007 年）

二、镇泾区块试油效果

根据 20 口井试油成果统计（表 1-1），日产油 $0 \sim 7.2\text{t}$ （平均 1.3t ），日产液 $0.1 \sim 25.9\text{m}^3$ （平均 8.3m^3 ），含水 $0 \sim 100\%$ （平均 75.5% ），效果较差。

从以上结果可以看出，邻近油田长 8 油层试油效果远好于镇泾区块。

表 1-1 红河 105 井区试油数据统计表

序号	井号	加砂量 (m ³)	段塞砂量 (m ³)	砂比 (%)	最大排量 (m ³ /min)	破裂压力 (MPa)	工作压力 (MPa)	停泵压力 (MPa)	压降速度 (MPa/ min)	平均 日产油 (t)	平均 日产水 (m ³)	平均 日产液 (m ³)
1	红河 105-12	40.6	1.2	26.0	2.5	37.0	31.0	19.6	0.12	1.9	6.1	8.0
3	红河 105-13	27.0	0.7	28.3	2.1	27.3	28.0	18.0	0.04	1.4	16.2	17.6
5	红河 105-15	40.8	1.3	27.4	2.6	34.3	29.0	16.0	0.09	0.8	2.9	3.7
6	红河 105-17	24.2	0.5	24.7	1.9	36.7	24.0	16.1	—	1.8	3.6	5.4
7	红河 105-21	16.2	0.5	23.2	2.3	30.3	29.0	14.6	0.10	7.2	7.6	14.8
9	红河 105-22	23.1	0.5	28.6	2.1	37.0	31.0	20.9	0.13	0.0	25.9	25.9
10	红河 105-23	24.2	0.5	24.4	2.6	45.9	37.0	25.7	0.30	1.0	4.5	5.5
11	红河 105-25	23.4	0.5	25.1	2.6	41.9	32.0	—	—	0.6	11.3	11.9
12	红河 105-26	26.7	0.6	24.2	2.6	37.1	32.0	19.1	0.06	0.6	1.2	1.8
13	红河 1054	45.3	0.0	27.3	2.7	36.0	33.0	14.2	—	4.2	15.1	19.3
14	红河 1054-10	28.0	0.0	26.4	2.1	26.5	22.0	15.0	0.16	1.0	15.2	16.2
15	红河 1054-11	16.2	0.7	24.3	2.3	29.3	27.0	17.7	—	0.1	—	0.1
16	红河 1054-4	25.3	0.7	26.7	2.1	40.3	28.0	21.0	0.26	—	2.3	2.3
17	红河 1054-8	29.5	0.9	29.5	2.6	25.0	26.0	16.4	0.12	0.0	3.7	3.7
18	红河 1054-9	23.0	0.0	26.2	2.3	40.0	28.0	16.1	0.06	0.0	5.8	5.8
19	红河 1055A	42.7	1.0	30.5	2.9	45.6	36.0	21.9	—	2.6	3.8	6.3
20	红河 105-8	15.9	0.5	22.9	2.3	36.9	28.0	16.2	—	0.6	0.3	0.9
	平均	26.2	0.6	24.8	2.3	33.7	27.8	16.0	0.08	1.3	7.0	8.3

第三节 主要注采矛盾

整体压裂不仅要关心试油产能，也要关注投产后的注采矛盾。

一、邻近油田目前面临的主要注采矛盾

1. 侧向油井压力保持程度降低

邻近油田侧向上压力保持水平偏低。主向地层压力为 17.4MPa，为原始地层压力的 105.5%；侧向地层压力 13.4MPa，为原始地层压力的 81.2%。且水井压力逐年上升，未建立有效压力驱替系统（图 1-6）。

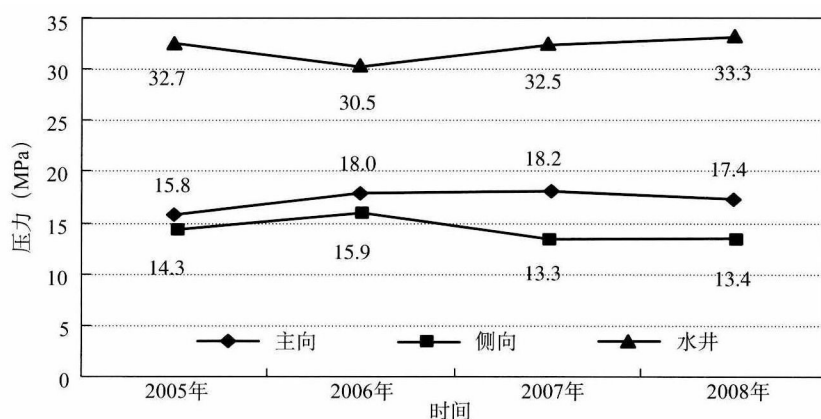


图 1-6 邻近油田压力测试情况图

2. 见水油井数量众多

1) 邻近油田见水特点

邻近油田通过生产动态分析，认为见水井表现可分为裂缝性见水与孔隙性见水两类。邻近油田见水以裂缝性见水为主要特点。邻近油田注水效果曲线见图 1-7 和图 1-10。

(1) 裂缝性见水。

裂缝性见水表现为含水突升，产能下降幅度大，对应注水井反应敏感（图 1-9）。即人工裂缝与注入水在高注水压力形成裂缝沟通而到见水时间最短为投产见水，裂缝见水井从见水到含水上升至 80%，平均周期 53 天。

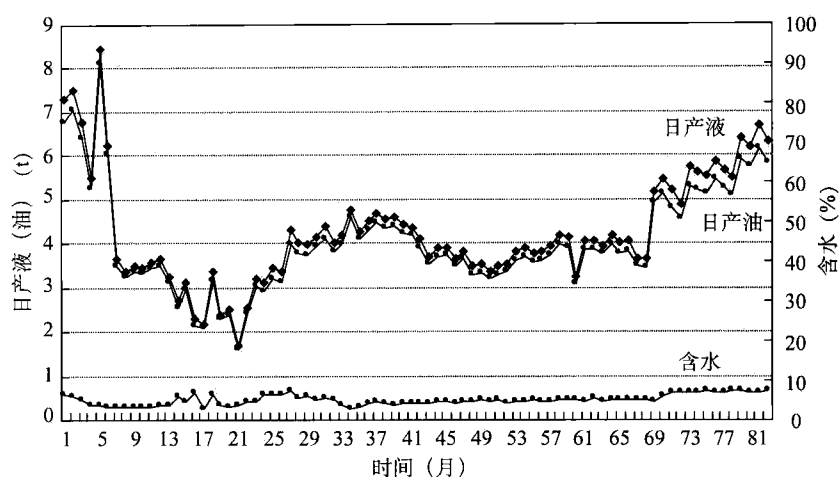


图 1-7 邻近油田注水见效型油井采油曲线

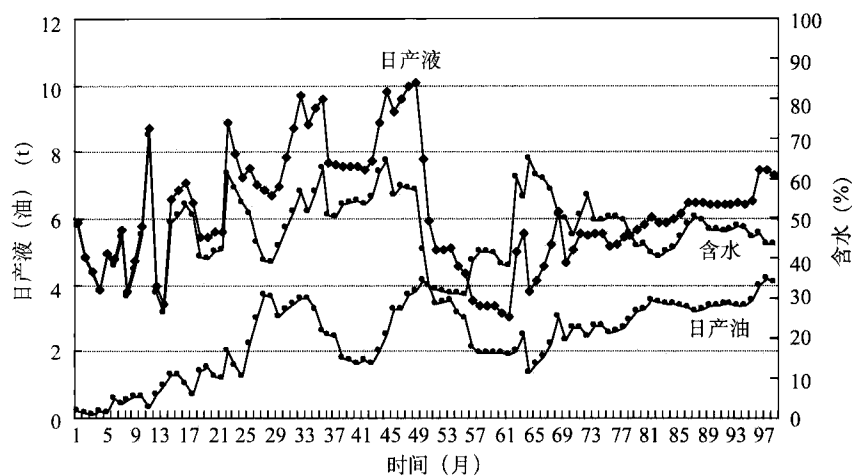


图 1-8 邻近油田孔隙性见水油井采油曲线

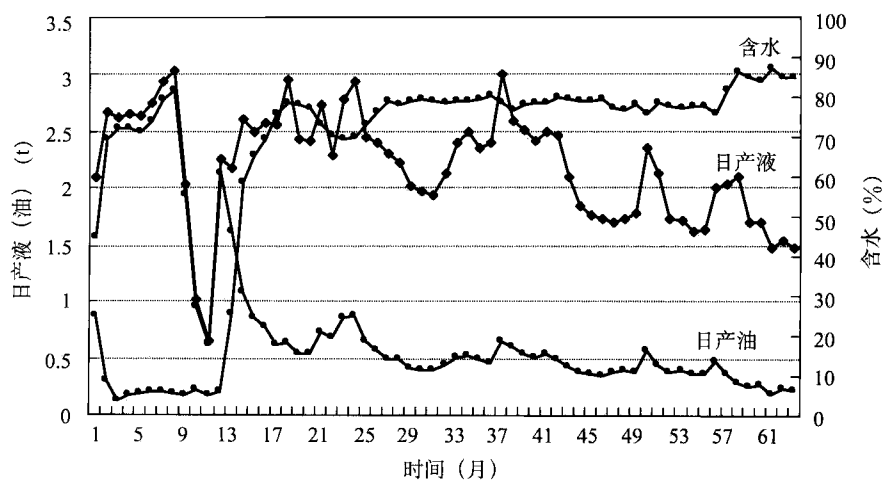


图 1-9 邻近油田裂缝性见水油井注采曲线

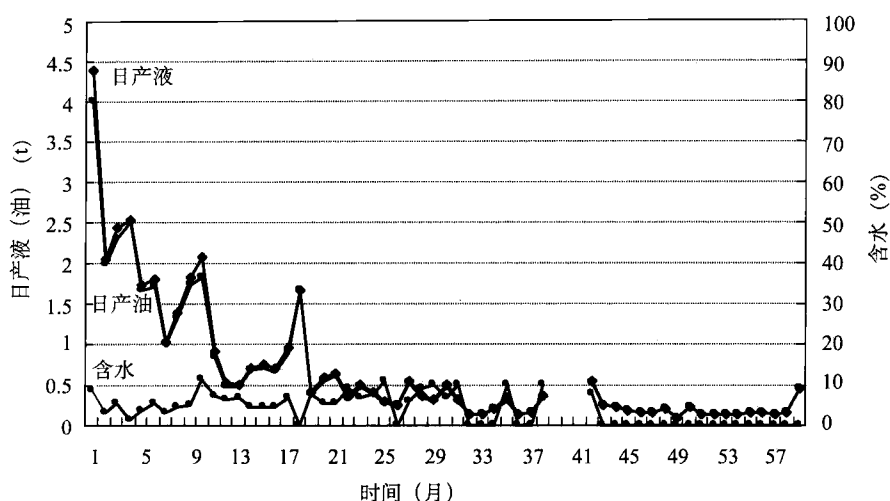


图 1-10 邻近油田注水不见效型油井采油曲线

(2) 孔隙性见水。

孔隙性见水表现为见水后含水缓慢上升，幅度小，产能下降幅度小，含水上升后稳定在一定的程度，油井见水以后含水缓慢上升，产液量下降，油井表现出供液不足的特征，注水井对油井反应不明显（图 1-8）。孔隙性见水井从投产到见水，平均周期为 357 天；从见水到含水上升至 20%，平均周期 54 天。孔隙性见水可通过上提泵挂控制生产压差，抑制含水上升。

2) 见水油井数量众多，严重影响产能

截至 2008 年底，统计了邻近油田 1146 口油井，从表 1-2 可以看出，邻近油田在短短 5 年内见水井达到 510 口，占总开井 44.5%，其中侧向井见水率平均为 33.2%，主向为 67.9%。

表 1-2 邻近油田分区见水情况统计表（截至 2008 年底）

区块	井网位置	总井数 (口)	见水井数 (口)	见水率 (%)	见水前生产情况			目前生产情况			对比损失产能 (t)
					日产液 (m ³)	日产油 (t)	含水 (%)	日产液 (m ³)	日产油 (t)	含水 (%)	
A1	主向	163	102	62.6	646	489	9.9	384	157	51.5	332
	侧向	339	144	42.5	856	635	11.7	686	308	46.4	327
	小计	502	246	49.0	1502	1124	12.0	1070	465	48.9	659
A2	主向	100	71	71.0	255	164	23.4	74	24	61.7	140
	侧向	236	35	14.8	131	82	25.1	83	32	54.2	51
	小计	336	106	31.5	386	247	24.9	158	56	58.3	191