

陕北低压低渗透 油田开发实践

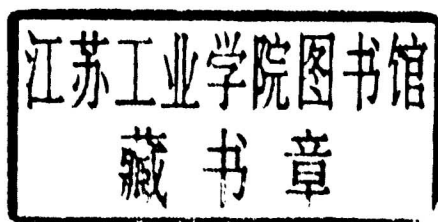
高玉甫 主编 ◆

SHANBEIDIYA
DISHENTOU
YOUTIAN
KAIFA
SHIJIAN

中国石化出版社

陕北低压低渗透 油田开发实践

高玉甫 主编



中国石化出版社

内 容 提 要

本书从勘探开发实践出发,归纳总结了陕北低压、低渗透油田地质特征;剩余油分布规律;滚动勘探开发决策;注水开发的地质研究;低渗透油田生产特点;影响低渗透油田开发的关键因素;开发效果分析;重复压裂和化学解堵;调剖决策及工艺技术等诸多方面内容。适合从事油田勘探开发的地质、工程技术人员学习参考,更适合直接从事低压、低渗透油田的勘探开发技术人员和石油院校师生学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

陕北低压低渗透油田开发实践/高玉甫主编.
—北京:中国石化出版社,2004
ISBN 7-80164-671-1

I. 陕… II. 高… III. 低渗透油层-油田开发-研究-陕西省 IV. TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 108494 号

中国石化出版社出版发行

地址:北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编:100011 电话:(010)84271850

读者服务部电话:(010)84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail:press@sinopec.com.cn

北京精美实华图文制作中心排版

北京大地印刷厂印刷

新华书店北京发行所经销

*

787×1092 毫米 16 开本 6.25 印张 155 千字

2004 年 11 月第 1 版 2004 年 11 月第 1 次印刷

定价:26.00 元

前 言

华北石油局自 20 世纪 50 年代开始在陕北地区从事普查勘探工作 40 多年, 拥有比较丰富的地质资料和研究成果。20 世纪 90 年代中期开始转入勘探开发, 1995 年即建成了王崖窑油田。1996 年随着 HT1 井长₂油层试出日产油 38t 工业油流, 张天渠油田进入滚动勘探开发。2000 年又建成了姬塬油田。至此, 华北石油局共探明张天渠、姬塬、花豹沟、王崖窑、张家河 5 个油田以及一些尚待开发的区块。开发面积 9km^2 , 探明侏罗系、三叠系总储量超过 $1000 \times 10^4\text{t}$, 动用储量 $640 \times 10^4\text{t}$ 以上。累计采油超过 $50 \times 10^4\text{t}$ 。

到 2003 年底为止, 华北石油局在陕北共拥有 133 口生产井, 13 口注水井。其中张天渠油田至 1997 年 11 月打出 16 口井后, 开始注水开采。1998 年和 2001 年王崖窑油田和姬塬油田也分别开始了注水开发。2001 年张天渠油田建成联合站, 实现了油气集输和污水处理。此后不断完善注采井网, 到 2003 年底, 已建成 11 个注采井组, 43 口采油井。张天渠油田探明面积 6.3km^2 , 探明储量近 $600 \times 10^4\text{t}$, 动用储量超 $218 \times 10^4\text{t}$ 。该油田经过多年开发, 进行了系列的综合治理, 提高了开发水平, 最高年产量达到 $6 \times 10^4\text{t}$, 最高平均单井产量 5.23t/d , 平均采油速度达到 1.65%。

在勘探开发低压 - 特低渗透油田过程中, 除了借鉴国内一些成功经验外, 本书所介绍的油田滚动勘探开发所揭示的生产规律、开发经验和研究成果, 具有自身特色, 对今后继续高效勘探开发低压 - 特低渗透油田有普遍意义。

本书由高玉甫主编, 负责全书的选编、审核和定稿。由梅世昕、陈晓东二位专家阅读全文并提出修改意见。

参与本书编写的作者均为从事陕北油田勘探开发的院校研究人员和生产技术骨干。

由于水平有限, 书中难免会有一些缺点和错误, 敬请读者批评指正。

编 者

2004 年 7 月

目 录

陕北低压低渗透油田开发实践	高玉甫(1)
张天渠油田长 2 油藏剩余油分布规律	关振良 杨庆军 高玉甫 潘怀孝(14)
张天渠油田测井解释模型的改进	赵长举 李纪森(25)
张天渠油田长 2 油藏开发效果分析	谢丛姣 周 红 王国顺(30)
张天渠油田中高含水开发对策研究	杨庆军 关振良 高玉甫(38)
影响张天渠油田开发效果的关键因素研究	尹 超 方军成 王建淮(45)
张天渠油田长 ₂ 储层重复压裂工艺技术研究与应用	霍腾翔 张 飙 高玉甫(52)
张天渠油田开发动态特征研究	方军成(61)
张天渠油田长 ₂ 储层沉积特征及注采调整思路	王建亮 高润峰 王国顺(66)
张天渠油田单井合理生产压差的确定	宋延林 狄 伟(69)
姬塬油田注水储层研究	尹 超(73)
姬塬油田区块整体调剖决策及效果评价	王建亮(80)
姬塬油田调剖、堵水工艺参数的设计	宋自修(87)
姬塬油田调剖施工工艺技术	魏春林(91)

陕北低压低渗透油田开发实践

(中国石化集团公司华北石油局)

高玉甫^①

摘 要 针对陕北油田岩性致密、渗透率低、超低压异常、人工裂缝和局部天然闭合裂缝交织、油水同层、产量、压力下降快以及地面地形地貌复杂等诸多不利因素,导致开发难度大的特点,本文从自身实践出发,较全面地介绍了陕北油田的地质特征、生产规律、滚动勘探开发、油藏工程方案和增产技术。

主题词 陕北 低渗透油田 开发实践

一、前 言

华北石油局陕北油田(部分油田的分布见图1)钻遇的油层为侏罗系延安组的延8、延9、延10和三叠系延长组的长2油层。主采层位长₂为地层压力系数0.68MPa/100m,孔喉中值 $1.43\mu\text{m}$,平均空气渗透率 $8.57 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的低压、低孔、低渗的岩性油藏;储层非均质性强;地层驱动能量严重不足;生产启动压差很大;含油饱和度低,产液、产油指数低,产量递减迅速;地形地貌复杂,沟壑纵横。如何快速、高效地勘探开发这类高难度油田,华北石油局经过了近十年的不懈探索。

二、油藏地质特征^[*]

1. 构造特征

张天渠、花豹沟、王崖窑和姬塬等油田均位于向西倾斜的伊陕斜坡的西部中段,其构造特征受该斜坡背景的控制(见图1)。张天渠油田长2油藏位于一个轴向北东的小型鼻状隆起上,构造幅度10~20m,闭合面积约 2km^2 ,埋藏深度在1950m左右。王崖窑油田长2油藏在一平缓西倾单斜的背景上,在顺2井、顺13井附近发育了两个低幅度的鼻状构造。花豹沟油田以D548井南北一线为界,长2油藏和延安组油藏,为西陡东缓的鼻状构造,三个油田构造形态以鼻状构造为主;构造幅度均未超过15m,以5~10m者居多;构造高部位为砂岩沉积的较厚部位;构造轴向与砂岩展布方向基本一致,如张天渠油田长2油藏的鼻状构造即是分流河道砂体发育的部位。

2. 层系划分对比

张天渠油田的长2油层组划分为长₂¹、长₂²和长₂³三个亚油层。长₂¹砂体划分为长₂¹⁻¹、

^① 高玉甫,男1945年生,教授级高工,1970年毕业于北京地质学院石油天然气专业,现在华北石油局副总工程师,主管油气开发工作。联系方式:河南省郑州市伏牛路197号华北石油局,邮编:450000,电话:0371-8629268。

[*] 高玉甫等,华北石油局“九五”油气开发成果评价和数据库管理分析系统研究,中国石化集团华北石油局,2003

长₂¹⁻² 两个小层。长₂¹⁻¹ 沿河道主线发育(HK3—HK6—HK14—HK17B—HK19)(井位见“影响低渗透油田开效果的关键因素研究”一文中的图 2)宽度仅 500m, 与长₂¹⁻² 叠加, 使长₂ 油层明显增厚, 长₂¹⁻² 在全油田普遍发育, 油田内所有井均钻遇长₂¹⁻² 油层。长₂ 砂体分布稳定, 在南部与长₂¹⁻² 砂体重合, 向西与长₂¹⁻¹、长₂ 和长₃ 砂体逐渐合为一个大砂体。长₃ 砂体在本区分布不稳定, 向南逐渐变薄。通过小层划分对比和实际生产资料分析, 明确了长₂ 油层内的长₂¹⁻¹ 完全连通, 长₂¹⁻² 完全连通, 长₂¹⁻¹ 与长₂¹⁻² 两层不完全连通, 为注水开发提供了可靠的地质基础。

图 1 华北石油局陕北油田地理分布图

和树干化石，发育板状交错层理，槽状交错层理等。

3.1 岩石特征

长₂ 储层岩性主要为岩屑长石砂岩。岩屑含量 82% ~ 93%，成分为石英、长石，颗粒直径为 0.03 ~ 0.5mm，以细砂为主，结构成熟度、成分成熟度相对较高。岩石以颗粒支撑，孔隙胶结；填隙物有杂基、胶结物，主要成分为绿泥石，少量水云母，含量 3% ~ 12%；胶结物有高岭石，含量 0% ~ 14%，白云石，含量 0% ~ 5%。

3.2 物性特征

测井解释各井孔隙度分布在 12% ~ 20% 之间，平均孔隙度为 13.24%。根据岩心测定最小渗透率 $0.151 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最大渗透率 $42.739 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $8.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，测井解释各井渗透率分布在 $4 \times 10^{-3} \sim 36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。长₂ 储层为低孔隙度、低渗透率储层。

3.3 孔隙结构特征

长₂ 储层的孔隙直径分布在 0.01 ~ 0.64mm 之间，平均孔径 0.11mm，为粗孔径储层；排驱压力在 0.089 ~ 34.89MPa 之间，中值毛管压力在 0.263 ~ 34.169MPa 之间；喉道均值在 1.00 ~ 13.69 μm 之间，平均喉道均值 5.33 μm ，喉道中值在 0.046 ~ 6.0 μm 之间，平均喉道中值 1.43 μm ，为细喉。

4. 储层分类及评价

依据储层孔、渗资料，排驱压力和喉道半径值，结合试采资料，将本区长 2 储层分为好、较好、较差和差四个级别(见表 1)。

表 1 长 2 油层储层分类表

储层类型	孔隙度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	排驱压力/MPa	喉道半径/ μm
I	> 18	> 15	0.03 ~ 0.09	3 ~ 1.5
II	18 ~ 10	15 ~ 5	0.09 ~ 0.15	1.5 ~ 0.5
III	10 ~ 5	1 ~ 5	0.15 ~ 0.30	0.5 ~ 0.2
IV	< 5	< 1	> 0.3	< 0.2

其中 I、II、III 类即为含油类砂岩储层，级别依次为不均匀含油、斑状含油和微含油，I、II 类储层岩性、物性及孔隙结构为均匀—较均匀，是本区的主要产油层，III 类储层渗透性较差，孔隙直径小，喉道微细，孔隙结构差，产油也差。IV 类储层为特低孔隙度、特低渗透性透率、微喉道储层，在长 2 储层中以夹层出现，不具工业价值。

5. 流体性质

5.1 原油地面性质

张天渠和王崖窑油田长 2 油层的原油为墨绿色，具有四低三高的特点

(1) 低密度：原油密度在 0.8461 ~ 0.8781g/cm³ 之间，平均密度为 0.8571g/cm³，属轻质原油。

(2) 低粘度：原油动力粘度在 4.72 ~ 14.4mPa·s 之间，平均粘度 7.66mPa·s，王崖窑油田粘度更低，平均只有 6.74mPa·s。

(3) 低含硫量：原油含硫量在 0.06% ~ 0.07% 之间，平均 0.0675%。

(4) 低胶质、沥青含量：原油胶质、沥青含量在 5.11% ~ 8.31% 之间，平均含量 6.72%。

(5) 高含蜡量：原油含蜡量在 12.48% ~ 18.86% 之间，平均含蜡量 15.92%。

(6) 高凝固点：凝固点在 21℃ ~ 26℃ 之间，平均 23.4℃。

(7) 高初馏点：原油初馏点在 62.8℃ ~ 103.3℃ 之间，平均 81.3℃。

原油性质表明其为典型的陆相蜡基原油。

5.2 天然气性质

天然气中甲烷含量在 35.3% ~ 49.77% 之间，平均值为 42.69%；乙烷含量 6.79% ~ 10.29%，平均值 8.98%；丙烷含量 11.33% ~ 22.43%，平均值 17.87%。

5.3 油田水性质

张天渠油田的油田水分析结果为 CaCl_2 型水，pH 值在 6.32 ~ 6.86 之间，平均值为 6.752，呈弱酸性。矿化度平均为 66372.6mg/L，为高矿化度卤水。密度为 $1.04\text{g}/\text{cm}^3$ ，总硬度平均为 164.45mg/L，总碱度平均为 7763.78mg/L，说明本区油田水是与地表大气降水隔绝的封闭水。

王崖窑油田的油田水为 Na_2SO_4 型，pH 值在 5.79 ~ 7.49 之间，平均 6.70，呈弱酸性。矿化度平均为 23033.83mg/L，总硬度平均为 1108.08mg/L，总碱度平均为 114.36mg/L。

6. 渗流特征

HT1、HK14、HK17 井的岩心压汞资料、相渗资料分析表明，长 2 储层产纯油的油柱高度应大于 41m，而实际构造幅度一般小于 22m，处于油水过渡带，均为油水同层，在电测曲线上表现为低电阻性。这些都与油井实际产液情况相符。

相对渗透率测试结果表明：长 2 油层属亲水性，油层束缚水饱和度高，在 40% ~ 45% 之间，残余油饱和度在 25% ~ 30% 之间，两相流范围较窄，主要在 20% ~ 25% 之间，油水两相流阻力较大。

岩心水驱油效率分析表明：退汞率为 38%，水驱油最终采收率为 49%，驱油效率较高。

7. 地层原始压力及温度

HT1 井的长 2 油层 DST 测试求得其原始地层压力为 12.85MPa，压力系数 0.068 (MPa/10m)，油层温度 63.5℃。王崖窑油田在老井吴 15 井试油测得原始地层压力梯度为 0.077 (MPa/10m)，地层温度 49℃。

8. 油藏驱动类型

长 2 油层明显为负压地层，说明其为一定容封闭系统，油田在注水前各井产量快速递减的生产特征表明油藏生产主要靠自身弹性驱动。

9. 油藏类型及油气水分布

长₂油藏具有底水，为构造 - 岩性块状底水油藏。油水分异差，油井均产水，原始含油饱和度低，电测曲线表现为低阻，张天渠、王崖窑及姬塬油田长₂油藏均处于油水过渡段内，由于饱和压力小于地层原始压力，气主要以溶解气的形式存在于原油中。

三、油田生产特点

1. 产量递减规律

低压、低渗透油田由于渗流阻力大，供液能力差，无稳产期，产量递减迅速，投产初期的月递减达到 10% ~ 15%，年递减率最高可达 80% 左右。随后逐渐减弱，到一定程度后，

递减速度变得十分缓慢,这是弹性能量(或弱底水)驱动能使产量维持到的最低程度。也是低压低渗油藏采油过程中最为突出的特点之一。图2是张天渠油田 HK12 井典型的产量递减曲线。投产第一个月递减率达到 18.6%/月,半年后下降到 10.7%/月,一年后后下降到 4%/月,此后越来越慢。

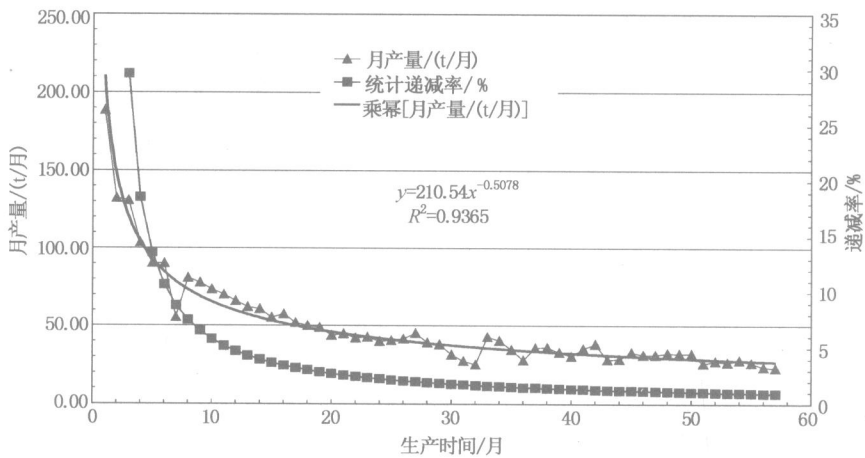


图2 HK12 井生产递减曲线特征

2. 低渗透油藏注水见效生产特征

一线(处于水驱一线)井见效快,效果好,双向或三向受效井效果最好,表现为产量高、含水呈大幅度下降或连续下降,生产状态平稳。二线井效果差或不见效。

人工裂缝的存在,加大了油藏多向不均质性,使注水效果表现为4种形式^[*]:水驱指向与裂缝平行配以高渗透能力(Kh)的孔隙介质,由于流线集中,渗流速度快,表现为见效快、产量高、含水上升快,油井易水淹。水驱指向与裂缝平行配以低渗透能力(Kh)的孔隙介质,初产低、见效后产量增加幅度大,注采井距小易水淹。水驱指向与裂缝垂直配以高渗透能力(Kh)的孔隙介质,由于流线均匀分布,扫油面积大,波及系数高,驱油效果显著,产量高、低含水开采时间长、生产平稳。水驱指向与裂缝垂直配以低渗透能力(Kh)的孔隙介质,由于注采井间渗流能力差,压力扩散慢(数值模拟显示,两井之间每10m压差高达0.78MPa),表现为见效慢、低产能、低含水,但生产平稳。

水驱指向与裂缝平行配以高渗透能力(Kh)的孔隙介质是这四种形式中效果最差的一种。常见的是水线方向的注采井都具有裂缝或高渗孔道,无水生产期很短。图3是HK23A井生产曲线。该井在HK23井恢复注水后大约2个月内见效,产量从48t/月上升到528t/月,只经历6个月。随后由于含水率由17.0%连续递增至92%,产量迅速从颠峰递减到56t/月的注水前的水平,只用了一年半多的时间。尽管中间开展增油控水治理,仍不能避免水淹而被迫关闭。

而水驱指向与裂缝垂直配以低渗透能力(Kh)的孔隙介质以图4的D1341A井为例,该井与HK23井水线垂直,测井渗透率为 $8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,有效厚度10.04m,注水开发后产量开始缓慢上升,随后产量虽略有下降,基本上保持在80~110t/月之间,含水率一直稳定在50%~48%。

[*]关振良. 张天渠油田低渗透低饱和油藏数值模拟方法技术研究. 中国地质大学资源学院石油系. 2001

水驱指向与裂缝垂直配以高渗透能力(Kh)的孔隙介质以图 5 的 HK8A 井为例,它处于 HK23 井水线垂直方向,测井渗透率为 $22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,有效厚度 8.4m,产量由 220t/月到 260t/月的高产从 2001 年 2 月一直稳定到现在。

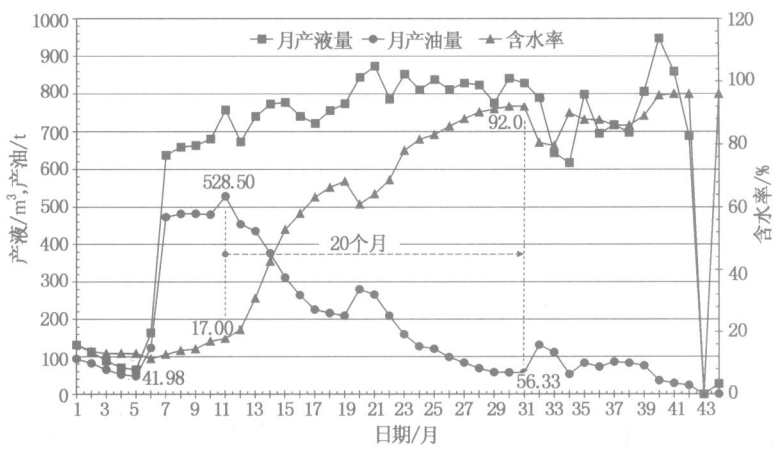


图 3 HK23A 井注水前后的生产曲线特征

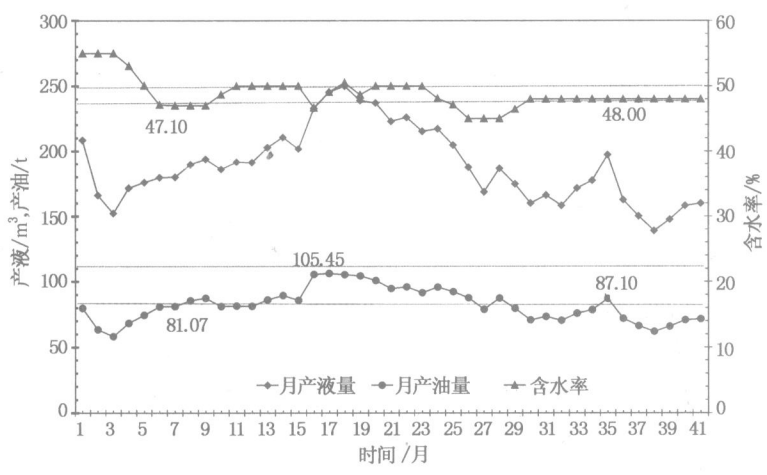


图 4 D1341A 井生产曲线

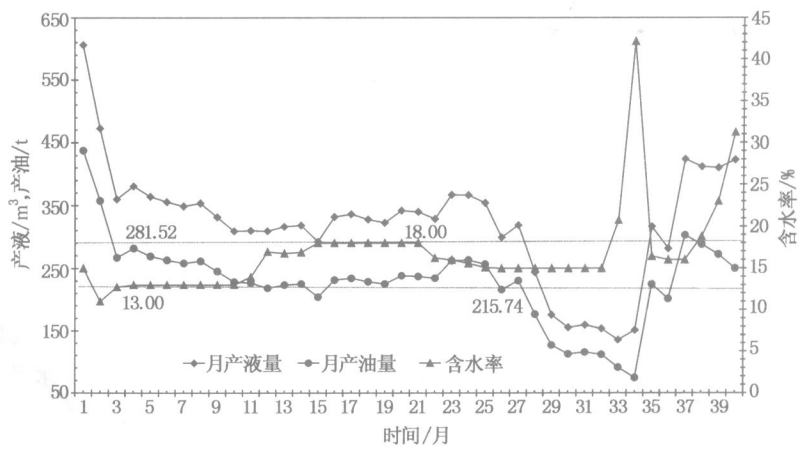


图 5 HK8A 井生产曲线

3. 油井见水生产特征

油井生产一定时间后含水率上升有各种原因,可能为底水锥进、也可能为注入水突进,通过 Cl^- 检测可以初断,也可以通过示踪剂监测到,但在生产曲线上会有不同表现。

底水锥进是纵向渗透率高引起的,初期产水中主要是同层共生水,在弱底水驱动和机械抽汲力的配合作用下,底水开始缓慢波及,最终突破井底造成底水锥进,含水率上升过程虽然比较缓慢,但数值模拟和实践表明,底水突破井底后其波及范围缩小,底水大量涌入井底,含水上升率明显加大(见图 6)。纵向渗透率越大,越不利于经济有效开发。所以控制人工裂缝高度成为生产施工严格的限制条件,底水锥进严重时还要解决在注水开发前先打隔板堵水这道难题。

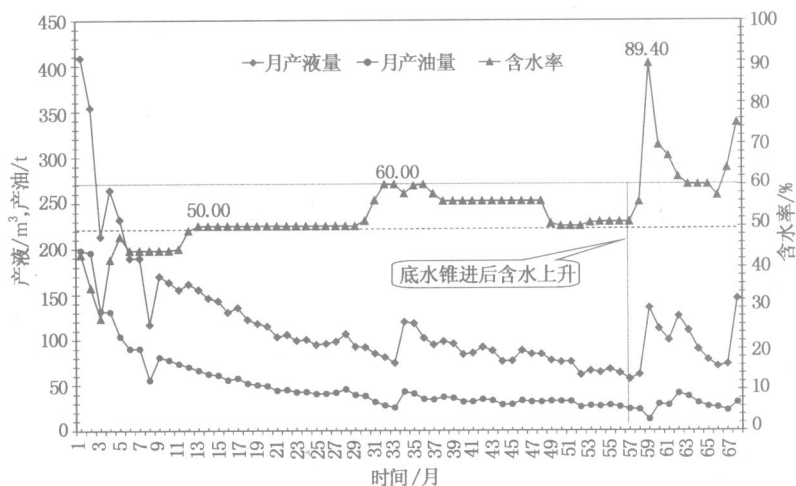


图 6 HK12 井底水锥进的生产曲线特征

注入水突进,是由于水的流动性在同层比油好,在统一压力系统内,受注水强度影响,注入水会突破井底,使含水率快速上升,含水上升率(采出 1% 储量的含水上升百分数)以 30% 以上(月上升速度也可达 10% ~ 20%)的速度一直上升到高含水期。以图 3 的 HK23A 井为例,从注水到见水时间大约是 20 个月左右(包括中间停注 6 个月),见水后到高含水也只有 20 个月左右的时间。水淹后含水上升速度虽有所减缓,也高达 5% 左右。注入水突进的生产特点是产量和含水率成反向变化而且都是连续的。在注水压力与采油生产曲线上,还能发现油井见水后,注水压力曾一度下降。这种情况多半是水线方向上的注采井具有裂缝(也可以是闭合裂缝张开)或处于高渗带,如前述的第 1 种孔隙介质类型,加上注水强度过大,注入压力过高所致。

4. 油井结垢生产特征

油井在生产一定时间,尤其在注水开发 3 ~ 4 年后,会出现堵塞,使产量快速下降。化验分析表明,堵塞物主要是 CaCO_3 、少量 Fe^{2+} 等无机盐类的垢、破碎的石英砂及胶质、沥青质等有机物。

据现场统计,油井在发生射孔眼近井地带的有机或无机盐堵塞后,流体流动受阻,产液产油均呈递减趋势,含水率变化不大或略有上升,已是张天渠油田普遍特征,也成为简易识别标准(见图 7)。

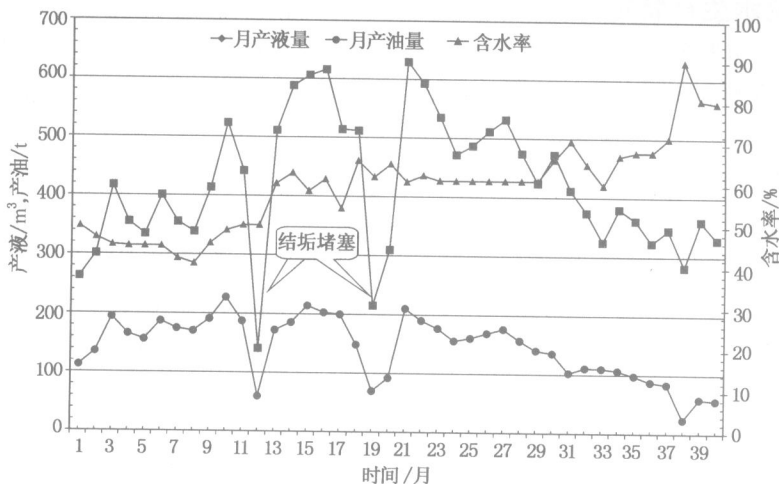


图 7 发生严重堵塞的 D1342 井的生产曲线特征

四、增产技术

低渗透油藏要实现经济有效开发,要针对生产过程中产量递减情况,适时采用合适的增产措施,实现持续稳产。

1. 针对地层裂缝导流能力下降的重复压裂增产技术

随着生产时间延长,地层压力下降或生产压差过大,导致闭合压力增大,作用在支撑剂上的压力增大,嵌入地层程度及破碎率增大,降低了原支撑裂缝的导流能力;或由于温度、压力的变化,射孔眼处的近井地带出现垢堵等情况,致使产量出现递减。重复压裂可以使含水率不是很高而潜力较大的油井迅速恢复产量。陕北油田的裂缝监测表明,重复压裂使用陶粒追尾、在以较小排量、不超过原破裂压力 80% 的情况下,将不产生新缝,只沿着原缝扩张同时不会增加缝高,使裂缝得到更好的疏通和支撑,从而改善导流能力。压裂前的阶梯降排量试验表明,多数油井生产一定时间后,均发生不同程度的射孔眼近井地带堵塞,施工前对射孔眼进行补射孔可获得更好效果。重复压裂在张天渠和王崖窑油田都有大量油井实践,有效期最大可达到 15 个月以上,增加产量 3~6 倍。

2. 针对储层堵塞的化学解堵技术

由于储层系统中压力、温度变化,井筒的冷却或注入冷的液体而形成的无机或有机沉积物如 CaCO_3 垢、蜡质、胶质、沥青质(还有压裂液残渣)往往出现在射孔眼的近井地带,使油田开发中出现堵塞,采用常规酸化作业不能完全解除,且酸与铁离子、胶质体和沥青质生成沉淀,造成地层二次堵塞。目前常采用复合体系的解堵工艺可有效的解除碳酸钙垢、蜡、胶质体和沥青质对地层的堵塞,在该体系中添加轻烃剂、螯合剂、胶束剂和互溶剂,可溶解岩石孔隙内残留的重烃和防止铁盐的二次沉淀,提高解堵效果。

油井地层挤注清、防垢剂技术的基本原理是通过井口向地层挤入一定量的清、防垢剂,清除沉积物和垢,阻垢剂在地层岩石表面吸附而滞留在地层孔隙中,随着产出液而缓慢解吸附,使产出液或注入水中保持一定浓度的阻垢剂。在挤完阻垢剂段塞后,再挤入小剂量的除垢剂段塞,以达到提高产液量和延长措施有效期的目的。

作为油井地层清垢或化学处理液解堵剂的选择取决于地层的污染物,处理不同的污染物需要不同的溶剂,对于单纯的油井地层清、防垢,地层进行预处理后,选用合适的酸和溶垢剂清除地层垢,然后进行防垢即可;对于有机物堵塞和结垢的地层,应选择合适的有机溶剂解除堵塞,然后进行常规挤注清、防垢剂。油井生产中期产量递减多为综合性堵塞,采用综合解堵均能收到意想不到的效果。该项技术成本低,施工容易,在开发中期成为陕北油田经常性措施。

3. 针对注水井的解堵增注技术

注水井堵塞以无机沉淀物为主,来源于注入水和管线的腐蚀,也有地层中粘土膨胀因素。硫化物的存在表明注入水中存在细菌。一般采取补射孔后用活性水不返排小型压裂,疏通原裂缝可取得良好效果。

化学解堵是长期有效的办法。它要求除垢、杀菌、防垢、防腐相配合。本油田适合使用吸附防垢剂,在水处理中选用 CY—31,交替使用 1227 和洁灭尔杀菌剂,除氧剂为亚硫酸氢钠,缓蚀剂为 NP—1。

曾引进兄弟油田的“非线性波”解堵工艺技术。在对油层进行简单酸化后,下入“非线性波”解堵器,正对油层实施大排量洗井中,液流与声腔产生共振,形成具有非线性特性的水力声波,并从声腔出液口向地层发射,达到解堵作用,它产生的声波具有高频、高能量的特点。解堵后下入发声频率能量较低而具有更深作用半径更大的“非线性波”增注工具,长期置于井下达到增注防垢目的。在解堵彻底、管线清洁的情况下,防堵效果还是比较好的。

4. 针对吸水剖面不均的调剖技术

由于裂缝和渗透性差异的影响,注入水常常向高渗带单向指进(或单层突进),甚至只在一两口井之间作无效“循环”;也有一些注水井由于储层的正粒序沉积,使注入水向下沉入底水中,偏离目的层位,也造成无效注水。这两种情况都使吸水剖面出现严重不均匀,均须进行调剖或调驱,以改善吸水剖面,增加水驱的波及程度,提高水驱效果。

调剖工艺技术虽然简单,但调剖剂选择却相对较难。实践结果,从多种调剖剂的比较中认为两性离子 QP—II 和 DZ66 或低温弱凝胶类效果比较好。施工工艺主要注意点是挤注排量要小、压力不超过“拐点压力”,初期调剖半径不小于 5m(具人工裂缝的注水井),挤注量不小于 300m³。其后逐年加大规模。调剖后吸水指数减少、注水压力增加近 50%,吸水剖面得到很好改善,含水率下降,产油量明显上升。两性离子类调剖剂在姬塬油田增产有效期已超过 12 个月。

5. 增强洗油效率的注“PZ”驱油剂技术^[*]

油田开发到含水率开始上升阶段,水驱效果明显下降,需要提高注入水的洗油能力,改善流度比,提高驱油效率。通过室内试验模拟油田岩石和流体特征,研制开发的高效廉价的“PZ”驱油剂类型为非离子-阴离子表面活性剂。室内实验该驱油剂可在 49.0℃ ± 0.2℃ 时使油/水界面张力降低 10⁻²。根据对王崖窑油田室内实验计算,约使油/水界面张力下降至原来的 1/30。浓度 0.2% 溶液 20℃ 时静态吸附量每克砂为 0.68mg。地层条件下与地层水相容性好,不会发生沉淀,物理化学性能稳定。室内实验还表明:王崖窑油田注“PZ”驱油剂其采收率为 77%,而注纯水其采收率仅为 40%,提高 37%;张天渠油田则可提高 20%。注纯水

[*]高玉甫等,王崖窑、花豹沟油田低渗低压油藏注高效新剂开发试验,中国石油化工集团新星公司华北石油局,2002 年月 10 月

的水驱初期效果好,但随着PV数增加,增产效果迅速下降。而注“PZ”水驱增产效果持续长久。这项技术在王崖窑和张天渠油田试验中收到了降水、增油、提高采收率的良好效果,被称为“2+3”(二次采油和三次采油结合)的先进技术之一。

五、滚动勘探开发决策要点

华北石油局陕北油田是处在地貌复杂地区的低压、低渗、低产的“三低”的经济边际油田,要想投入滚动勘探开发并取得回报,地质工程的方案决策中要重点考虑以下几点。

1. 滚动勘探开发要快速建产,就要以“一先”、“二早”、“二同步”为决策重点

1.1 先易后难,减少开发风险

华北石油局陕北油田前期均未进行过地球物理勘探,仅有化探资料。在没有探明储量的条件下,滚动勘探开发必须在突破工业油流后,以出油井点为中心,采用“钻井工作量扩边法”向有利方向即油层厚度大、含油性好的方向逐步扩大。在预测的河道展布方向打评价井,由于河道沉积的岩性油藏横向变化很大,河道宽度也较小,因此评价井的井位距已知井最多3个井距,以最大限度地避免开发风险,实现开发井命中率达到100%。

1.2 早期开展数值模拟和剩余油分布规律研究

在滚动勘探开发初期,最晚第二要进行油藏数值模拟和剩余油分布规律研究,不硬搬别人的经验作法,自主确定开发所要求的各种数据。在不断研究、预测中深化认识,完善、调整注采关系和注采参数。弥补勘探开发早期缺乏资料带来的影响。

1.3 早期探索三采技术

二次开发期间,早期开展三次采油(简称为“2+3”)试验,为进一步提高采收率提供技术储备(见本文第四节)。

1.4 地质、开发同步介入

地质现场跟踪深入研究、不断对比单井资料,及时调整勘探开发思路。开发当年就开展油藏(精细)描述,结合动态监测分析,制定开发方案。边勘探边开发,实现勘探(即打评价井)开发同步。

1.5 注水、采油同步进行

突破工业油流后立即开展油气水化验、人工裂缝检测、注水所需的“五敏”、水驱油、水质配伍等各项室内实验工作。在建成一到二个井组后,最佳的做法是统一进行层系划分,规划注采井网,编制注水方案和设计,统一计划部署射孔、压裂,然后同步(按大庆的经验最好是先期)投入注水先导性开发试验。以便了解注水效果、油水运动规律,取得科学合理的注采关系和注水参数,指导油田同步注水井网的规划、参数的调整。

同步(或先期)注水可以避免先采后注(或晚期注水)给地层带来的渗透率和原油脱气等方面的伤害。

2. 实现采收率的最大化,要选择科学合理的注采井网

滚动勘探开发初期最容易忽视的是有一个科学合理的注采井网,当开采到一定的程度发现个别井区已水淹,而另一些井区含油饱和度还很高,出现过多的死油区或富油区零散,不能实现均衡开发,此时由于井网部署没有一定的规律性,调整也比较困难,而且需要花费很高的成本,导致大量的可采储量不能采出,采收率低下。

低压 - 特低渗透油田往往存在人工压裂缝和天然潜裂缝, 这是井网部署要考虑的关键因素。因为根据渗流规律, 水驱指向与裂缝平行配以高渗的孔隙介质的采油井, 如张天渠油田的 HK23A 井和 D265 井, 虽然渗流情况最好, 初期采油速度很高, 但它是单向线性突进水驱, 最容易被水淹; 而水驱指向与裂缝垂直的采油井, 如 HK8A、HK1A、HK7 等井, 虽然初期水驱见效慢, 效果差, 但生产最平稳, 处该方向的采油井如果实现双向水驱, 由于多向供液, 水驱面积大, 波及系数高, 稳产时间长, 将会取得较高的采收率。

我们在生产动态分析中还明显看到, 处于注水二线的采油井, 水驱效果很差或没有效果, 在剩余油分布图(见本书“张天渠油田长 2 油藏剩余油分布规律”一文中的图 3、图 4)上也明显看出 l_2^{-2} 在这些部位采出多年后含油饱和度还比较高, 采出程度差。鉴于上述分析, 采用线性井网, 即一排采油井, 一排注水井(避免产生二线井)的“6 + 5 + 6”注采井网, 见图 8。在规划时可以“扁六点法”布井, 如图中的 A1—A2—B2—C2—C1—B1, 选择对角井间距最大(可再适当拉大注水井的间距达到 500m 以上)的井作为注水井, 即图中的 B、D 井排, 同时使 B、D 井排指向裂缝方向。而 A、C、E 作为采油井排。两个六点井网交叉处为五点井网, 如 A2—A3—B2—C2—C3。在开发一定时间后, 根据剩余油分布情况和注水强度要求, 可以有选择地打图中带“*”号的 B1—1、B2—1 及 D1—1 和 D2—1 注水调整井, 以便提高注采井数比、调整注采比, 将六点井网转换成五点井网。我们以为这是这类油藏注采井网的最佳设计。

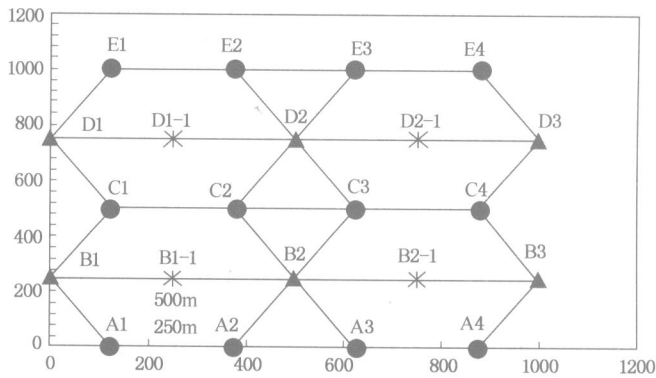


图 8 “6 + 5 + 6”井网部署图

张天渠油田注采井网由点状(先导性试验采用的临时)井网到线性井网(见本书“影响张天渠油田开发效果的关键因素研究”一文中的图 2)的转变正是适应了这种特征。由于初期不规则布井, 注采井排只能是类似六点法。个别转注(具人工裂缝)井的井间距也较小, 并不完全符合上述原则, 所以导致某些井的早期水淹。

由于水驱指向与裂缝平行配以高渗的孔隙介质的采油井最容易水淹, 注水井不应进行压裂, 转注井应慎重选择。

3. 低压低渗油藏要实现经济开发, 必须降低钻井成本, 努力提高产量, 既要满足一定的采油速度, 又要不断提高采收率

3.1 降低钻井和管理成本

根据油田复杂地貌特点, 尽量采用定向井、丛式井, 简化(采用表层套管加油层套管)井

身或结构,降低钻井和管理成本。数值模拟^[*]结果显示,开发井网密度为 $13 \sim 15\text{W}/\text{km}^2$,最佳井距为250m,可获得最佳的无水采收率和最好的采油速度。

3.2 优化射孔、压裂技术

低压-低孔-低渗储层由于渗流能力低,先压裂后投产成为滚动勘探开发低渗透油田的常规措施。因此优化射孔、压裂技术是实现高产稳产的重要手段。

射孔要求高相位、高孔密、螺旋布孔、射开程度要视底水发育情况在 $25\% \sim 40\%$ 不等。根据剩余油分布情况可知,未射开的油层下部水驱程度比上部差,剩余油相对高些,因此在产量递减时,适时采取补射孔重复压裂或调剖等方式增加下部油层的采出。

压裂参数为适当砂量、适当高砂比、低排量,以控制缝高(其高度控制在射孔段下部的致密层以上,严防底水锥进)、合理缝长。由数值模拟提示,人工裂缝与井距的最佳匹配是半缝长为井距的 $1/3$ 左右即 $70 \sim 80\text{m}$,但对处裂缝方位的注采井,不仅要拉大井距,还要缩短缝长。因此主张注水井不压裂投注,使水线方向不形成裂缝。

3.3 采用先进技术,延长无水采油期

根据储层评价和数值模拟结果,注水开发单井产量可在 $4 \sim 5\text{t}/\text{d}$,稳产4年或更长时间。采油速度维持在 1.7% 左右。室内实验预测的水驱油采收率为 25% ,比衰竭式的 4% 提高5倍多。采用注水补充能量的方式开发无疑是提高采收率的最佳方式。

相对渗透率测试分析表明,陕北各油田残余油饱和度达到 $25\% \sim 30\%$,束缚水饱和度 $40\% \sim 45\%$,水驱油试验还表明,油藏有 $30\% \sim 40\%$ 的可采储量要在高含水下采出,那时产量低、含水高、开采成本高,可能会因无经济效益而在采收率还很低时就被废弃。因此要想尽量延长无水开采期,如采取注“PZ”驱油剂以及探索其他先进的三采技术,多方配合二次采油期的采出程度,从而提高最终采收率。

4. 保护水质、优化注采参数设计

4.1 保护水质是“注够水、注好水”的重要措施

低渗透油田会因孔喉半径小,张天渠油田平均喉道中值只有 $1.43\mu\text{m}$,容易因注入水中的悬浮物或地面管线腐蚀污染物而导致堵塞。注意对注入水水质的保护,显得十分重要。因此,除对注入水进行除氧、杀菌等处理外,使用玻璃钢(非金属)管线(目前国内玻璃钢管线最高耐压可达到 20MPa)、井口加装高压精细过滤器,使注入水不受二次污染,保证注入水达标,从而有效保护地层,也是“注够水、注好水”的重要措施。

4.2 优化参数,平稳开发

地质研究和示踪剂监测表明,陕北各油田不仅存在人工压裂裂缝,而且局部区域内还存在北西方向的天然闭合裂缝(如张天渠油田的HK3、HK20、HK20A井)。实践证实,油藏中的裂缝具有双重性,一方面会使注水很快见效、产量高,同时也会使注入水较快到达裂缝前沿并相互沟通,使在裂缝方向上的采油井过早水淹。因此严格控制注水强度和地层压力的恢复程度显得十分重要。

对于早采晚注的油藏,注水初期日注量可达到 $60 \sim 80\text{m}^3$ 或更高水平,注采比可以达到 $1:1.5$ 左右,但在地层压力恢复到 70% 左右,初步建立有效驱替系统后,注入量应控制在 $50\text{m}^3/\text{d}$ 为合适,随后再逐步降到 $30\text{m}^3/\text{d}$,其注水强度保持在 $2.7 \sim 3.0\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ 左右。不能为

[*]陈志海.张天渠油田油藏数值模拟研究工作.新星石油公司规划研究院.1998年