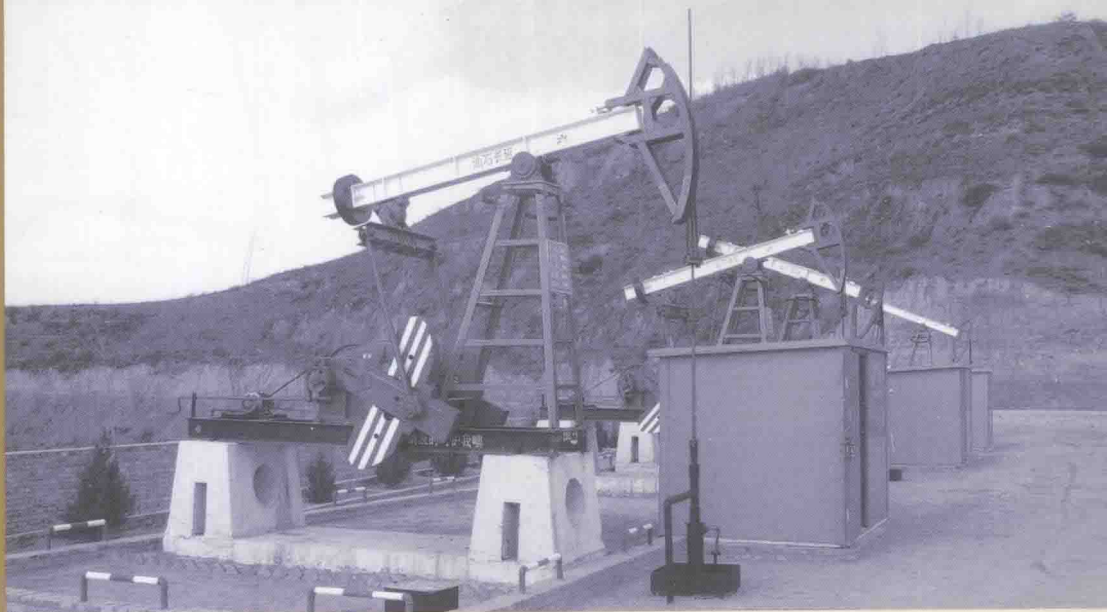
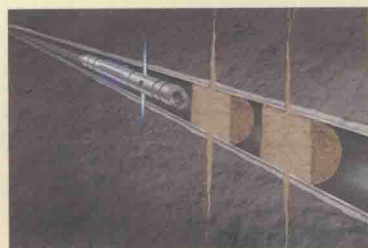


TEDISHENYOU CANG
CAIYOU GONGYI JISHU



特低渗油藏采油 工艺技术

王香增 主编



石油工业出版社

特低渗油藏采油工艺技术

王香增 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以延长油田为例,从机械采油、注水工艺、储层改造、调剖堵水、采油新技术以及采油工程方案的编制等方面着手,全面系统地介绍了低渗透油田采油工艺技术的现状及近几年的发展趋势。本书注重理论性、实践性和创新性,将理论与实际相结合,对低渗透油田开发的理论和技术进行了系统的分析和论证,是一本实用性很强的工具书。

本书可供从事油气田开发的工程技术人员以及石油院校的师生参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

特低渗油藏采油工艺技术/王香增主编.

北京:石油工业出版社,2013.12

ISBN 978-7-5021-9852-7

I. 特…

II. 王…

III. 低渗透油气藏-石油开采

IV. ①P618.13②TE35

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 258710 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

2013 年 12 月第 1 版 2013 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:22.25

字数:562 千字

定价:108.00 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

《特低渗油藏采油工艺技术》

编 委 会

主 任：王香增

副 主 任：高瑞民 王书宝

成 员：陶红胜 徐建宁 杨永超 魏航信 李国明

申 峰 赵亚杰 张文生 朱端银

编 写 组

主 编：王香增

副 主 编：高瑞民 王书宝

执行主编：陶红胜 徐建宁

成 员：陶红胜 徐建宁 杨永超 魏航信 李国明

申 峰 赵亚杰 张文生 朱端银

目 录

第一章 概述	(1)
第一节 延长油田地质概况	(1)
第二节 低渗透油藏开发特征	(7)
第三节 国内外提高低渗透油藏采收率技术	(8)
第四节 低渗透油藏提高采收率存在的主要问题及技术发展趋势	(12)
第二章 机械采油方式优选	(14)
第一节 机械采油方式的技术特点	(14)
第二节 机械采油方式技术适应性评价	(16)
第三节 机械采油方式经济适应性评价	(20)
第三章 有杆抽油系统优化设计	(26)
第一节 油井流入动态预测	(26)
第二节 有杆抽油系统组成	(30)
第三节 抽油机悬点载荷的计算	(32)
第四节 抽油杆柱设计	(36)
第五节 有杆抽油系统工艺参数的优化设计	(37)
第六节 有杆抽油系统扶正器优化布置	(40)
第七节 系统效率提高措施	(41)
第八节 现场应用实例	(43)
第四章 有杆抽油系统故障诊断	(49)
第一节 概述	(49)
第二节 地面示功图分析	(52)
第三节 井下泵功图预测	(57)
第四节 示功图特征向量的提取	(63)
第五节 有杆抽油系统故障诊断方法	(67)
第六节 现场应用实例	(73)
第五章 其他机械采油技术	(81)
第一节 螺杆泵采油技术	(81)
第二节 水力射流泵采油技术	(98)
第三节 井下直线电动机无杆采油技术	(107)

第一章 概述

第一节 延长油田地质概况

鄂尔多斯盆地是中国大型的沉积盆地之一,横跨陕西、甘肃、宁夏、内蒙古、山西五省区,面积 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地轮廓呈矩形,盆地构造西降东升、东高西低,是一个古生代地台及台缘拗陷与中—新生代台内拗陷叠合的克拉通盆地,沉积岩厚度为 $5 \sim 18 \text{ km}$ 。

延长油田位于鄂尔多斯盆地腹部的延安、榆林两市所辖地区。钻遇地层自上而下分别为第四系、白垩系、侏罗系、三叠系。其中白垩系和侏罗系在北部油区厚度大、保存好,且大部分地区第四系直接不整合覆盖在三叠系或侏罗系之上。侏罗系延安组和三叠系延长组是北部油区的主要勘探目的层,而南部和东部则以三叠系延长组作为其主要勘探目的层(表 1-1)。

表 1-1 鄂尔多斯盆地中生界油层划分表

地层					油层组	埋深 (m)	剖面	厚度 (m)	岩性描述			
界	系	统	组	段								
中生界	侏罗系	下统	延安组	延1	700		250~300	灰黑色泥岩与灰白色中细砂岩夹煤层,下部砂岩多为厚层块状				
				延2								
				延3								
				延4								
				延5								
				延6								
				延7								
				延8								
				延9								
						富县组	延10	900	T ₅	0~150	杂色泥岩夹灰白色中粗粒至含砾粗砂岩	
		三叠系	上统	延长组	第五段	1000		90~130	深灰色、灰黑色泥岩夹少量薄层—中层状粉、细粒砂岩			
	长1				0~245					深灰、灰黑色泥岩夹浅灰色细砂岩、粉砂岩及煤线		
	第四段				长2					120~160	浅灰绿色中厚层—块状细砂岩夹灰色深灰色泥岩	
					长3					100~170	深灰色泥岩与灰绿色粉砂岩互层,下部砂岩致密	
	第三段				长4+5					180~200	深灰色泥岩、灰黑色碳质泥岩与灰绿色粉细砂岩互层,底部为区域对比高阻标志层,陕北地区为油页岩	
长6												
第二段	长7				1700					T ₇	100~190	深灰色泥岩夹少量粉细粒砂岩
	长8											
第一段	长9				1700							
											长10	1900

三叠系延长组按沉积旋回划分为 10 个油层组,即长 1—长 10 油层组。侏罗系延安组按照沉积旋回分为 10 个油层组,即延 1—延 10 油层组。各油层组之下可进一步划分出若干个亚油层组(或称砂层组)。由于沉积期后遭受剥蚀,各地保存的油层组数不同。

鄂尔多斯盆地构造形态总体为一东翼宽缓、西翼陡窄的南北向不对称矩形台坳型盆地。盆地内部构造相对简单,地层平缓,仅盆地边缘褶皱断裂比较发育,延长油田油区大地构造位置处在鄂尔多斯盆地二级构造单元——陕北斜坡上,如图 1-1 所示。

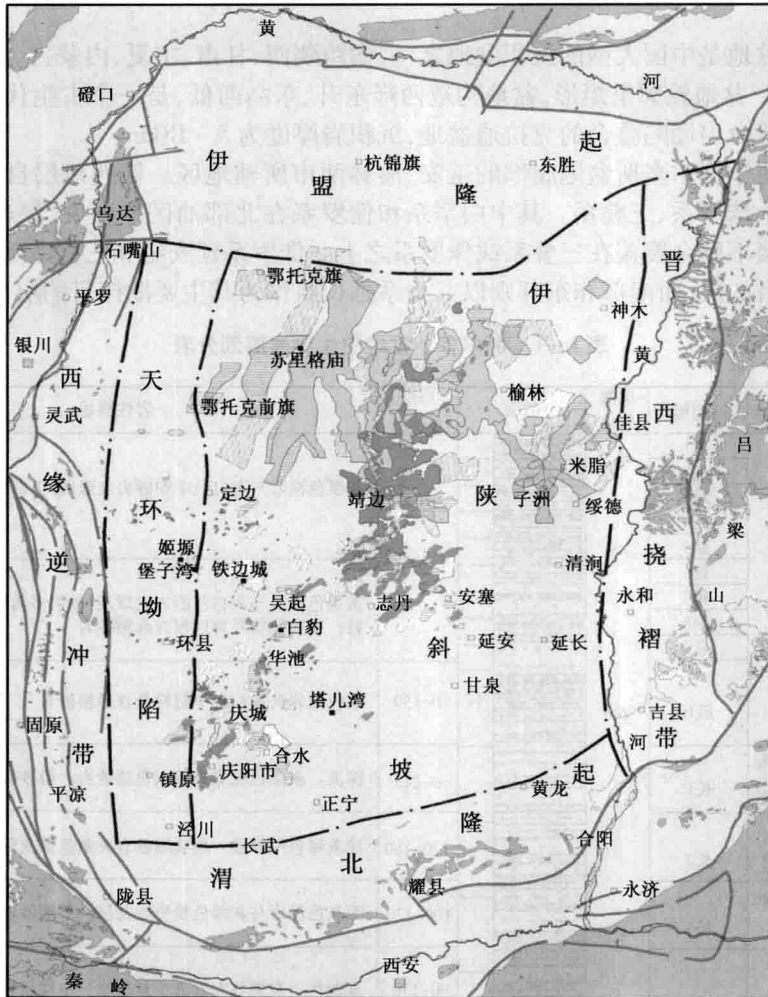


图 1-1 鄂尔多斯盆地构造位置示意图

伊陕斜坡为鄂尔多斯盆地的主体部分,主要形成于早白垩世,为一向西倾斜的平缓单斜,坡降一般为 $7 \sim 10\text{m/km}$,倾角一般不到 1° 。由西向东出露的地层依次由下侏罗统延安组转为上三叠统延长组。该斜坡断层与局部构造均不发育,仅局部发育差异压实作用形成的低幅度鼻状构造,且鼻状构造形态多不规则,方向性较差,两翼一般近对称,倾角小于 2° ,闭合面积小于 10km^2 ,闭合度一般为 $10 \sim 20\text{m}$ 。幅度较大、圈闭较好的背斜构造在该斜坡不发育。

大华北克拉通(地块)盆地的基底在太古宙中晚期就已固结,此后长期稳定升降。三叠纪

初期,大华北克拉通地块开始解体,唯独鄂尔多斯地块仍然保持着稳定升降的构造态势。上三叠统延长组沉积时期,鄂尔多斯地块整体缓慢沉降,形成了一个巨大的淡水—半咸水内陆湖盆。由于其沉降震荡幅度较小、分割性较弱、构造地貌相对平缓、湖盆四周的古陆补给物源充沛、物源区相对较近等特点,形成了盆地内延长组所特有的结构成熟度高、成分成熟度低的长石砂岩。受祁连—秦岭构造带的影响,湖盆形成北部、东北部、东部略高,西南部较低的宽缓箕状格局。湖盆西南部,由于沉降相对较大,形成了由粗碎屑岩组成的冲积扇和扇三角洲沉积。在盆地北部、东部和东南部,围绕湖盆边缘依次发育有盐池—定边、靖边—吴起—志丹、安塞、延安—延安、黄陵—直罗等规模巨大的内陆湖泊三角洲,如图 1-2 所示。



图 1-2 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组内陆湖泊三角洲展布及其含油现状

前人研究成果表明,晚古生代期间鄂尔多斯地区北侧曾长期遭受造山运动的影响,海西早期运动之后鄂尔多斯地区当时的地势总体呈现北高南低的特点。其后由于海西运动的影响,北部古生代造山带急剧上升,导致地台北缘与内部之间的地貌差异增大,这种地质背景一方面给晚古生代盆地陆海交互体系沉积提供了丰富的陆缘碎屑,同时对后期三叠纪岩相古地理有很大的影响。三叠纪特别是延长期的沉积背景与盆地演化和河流三角洲的发育有密切的关

系。由于在晚古生代后形成的湖盆基底南低北高,加之北缘造山带活动强烈,所以湖盆北部和北部斜坡带有充分的陆屑供给,因而在三叠纪形成了一套以湖相为主并有河控三角洲组成的泥岩和砂岩韵律互层。

在三叠纪末期由于印支运动的影响,盆地整体抬升,延长组顶部沉积地层遭受不同程度的剥蚀,古地貌河谷纵横,起伏很大。北部油区内普遍缺失长 1 和长 2¹ 中或其上部地层。局部长 2¹ 地层全部被剥蚀,侏罗系富县组未接受沉积而缺失。延安组,从延 10 的不同期次开始接受沉积,地层在高部位沉积不全,低部位沉积较厚,呈现填平补齐的特点,与下伏三叠系延长组呈不整合接触,这对于油气运移聚集具有特别重要的意义。

总体而言,鄂尔多斯盆地从长 10 期开始发育,围绕湖盆中心,形成一系列环带状三角洲裙体,进入长 9 期快速下沉,将长 10 期的三角洲体系全部淹没水下。到长 8 期,湖盆规模、水深均已加大。长 7 期湖盆发展到全盛期,盆地大范围被湖水淹没,深湖区的面积也急剧扩大。进入长 6 期,湖盆下降速度放缓,湖盆相对稳定,沉积作用大大加强。到长 4 + 5 期,盆地再度沉降,湖侵面积有所扩大。长 4 + 5 期在本区主要为三角洲平原相沉积,继长 6 期之后出现了短暂的湖进过程;沉积作用明显减弱,湖岸线向北东方向撤退,从而在研究区形成一套三角洲平原分流间沼泽,上部分流河道及河道砂体较不发育,成为长 6 油层组的区域性盖层。

长 3 期湖盆进入消亡时期,向南湖盆面积退至志丹一线,为浅湖相,大部分地区为泛滥平原沉积和河流沉积。长 2 期盆地进一步抬升,在志丹附近仅为浅湖区,大部分地区为冲积平原和三角洲平原沉积,物源供给充分,辫状河和曲流河河道沙坝十分发育。

长 1 期盆地大部分地区为平原沼泽相,但局部地区下陷为湖盆。在东部的子长等地区再次沉降形成湖盆,其中沉积了长 1 油层组厚度达 378m 的湖相地层。湖区范围大致在志丹、靖边、横山、清涧、延安所围限的范围之内。

陕北地区侏罗系、三叠系地层及油层组划分对比表见表 1-2。

表 1-2 陕北地区侏罗系、三叠系地层及油层组划分对比表

地层系统		志丹探区		长庆油田			三普		标志层及编号					
系	统													
侏罗系	中统	安定组 J ₂ a							安定泥灰岩 (B ₈)					
		直罗组 J ₂ z							七里镇砂岩 (B ₇)					
		延安组 J ₂ y	第四段 J ₂ y ₄	延 4 + 5	延安组 J ₁ y	第四段 J ₂ y ₄	延 1	延安组 J ₁₋₂ y	第五段 J ₁₋₂ y ₅	延 1				
							延 2			延 2				
							延 3			延 3				
			第三段 J ₂ y ₃			延 4 + 5	延安组 J ₁ y		第三段 J ₂ y ₃	延 4	延安组 J ₁₋₂ y	第四段 J ₁₋₂ y ₄	延 4	
										延 5			延 5	块状高阻砂岩 (S ₈)
										延 6			延 6	
		第二段 J ₂ y ₂	延 6	延安组 J ₁ y	第二段 J ₂ y ₂	延 7	延安组 J ₁₋₂ y	第三段 J ₁₋₂ y ₃	延 7	高阻砂岩 (S ₇)				
						延 8			延 8	裴庄砂岩 (S ₆)				
第一段 J ₂ y ₁	延 9	延安组 J ₁ y	第一段 J ₂ y ₁	延 9	延安组 J ₁₋₂ y	第二段 J ₁₋₂ y ₂	延 9	枣园泥岩段 (S ₅)						
				延 10			延 10	宝塔砂岩 (B ₆)						
下统	富县组 J ₁ f							第一段 J ₁₋₂ y ₁	延 11	金盆湾砾岩 (杂色泥岩) (B ₅)				

续表

地层系统		志丹探区			长庆油田			三普			标志层及编号					
系	统															
三	上	延	第五段 T_3y_5	长 1		延	第五段 T_3y_5	长 1		延	第五段 T_3y_5	第五段 T_3y_5	瓦窑堡煤系地层(B_4)			
			第四段 T_3y_4	长 2	长 2 ¹		第四段 T_3y_4	长 2	第四段 T_3y_4		第四段 T_3y_4	永坪砂岩段(B_3)				
					长 2 ²											
					长 2 ³											
				长 3	长 3 ¹											长 3
					长 3 ²											
					长 3 ³											
			第三段 T_3y_3	长 4+5			延	第三段 T_3y_3	长 4+5		第三段 T_3y_3	第三段 $T_3y_3^{1-3}$	细脖子段 (B_2)		高阻泥岩(S_4)	
				长 6 ²												
				长 6 ³												
				长 6 ⁴												
				长 7 ¹⁻²									长 7			
				长 7 ³												
第二段 T_3y_2	长 8			第二	第二段 T_3y_2	长 8				第二段 $T_3y_2^{1-2}$			张家滩页岩(B_1)			
	长 9		长 9													
第一段 T_3y_1	长 10			第	第一段 T_3y_1	长 10	第一段 T_3y_1	李家畔页岩(B_0)								
中统		纸坊组(T_2z)														

延长油田区域构造属鄂尔多斯盆地东部斜坡带,区内产层主要有延长组和延安组油层,属于岩性圈闭,具有压力低、渗透率低、产能低、油层埋藏浅、岩性致密、物性差的特点。平均渗透率为 0.5~1.44mD,平均孔隙度为 10%,属于特低(超低)渗透油田,其中渗透率小于 1mD 的油层占到总探明储量的 60%。由于延长油田所属的特殊的区域构造和岩性,油田开发过程中暴露出一系列严重的问题,制约着采收率的提高,一方面,油田边底水都不活跃,天然弹性能量消耗快,自然生产能力很低,甚至没有自然产能,一般都要经过压裂改造后才能正式投产,整体采收率低,资源浪费严重,开发难度越来越大。另一方面,油层启动压力高、注水井吸水能力低,随着注水时间的延长,层间矛盾加剧,注水井地层压力和注水压力上升快,注水量很快降低,对应生产井压力恢复慢,难以见到效果,产量迅速递减,最后注水量、产油量、开采速度和采收率都非常低,体现出低渗透油藏注水难、采油难,甚至注不进、采不出的普遍现象,油田整体采收率较低。目前,延长油田各主要油区一次衰竭式采油和二次注水采油的采收率平均为 10%~15%,而邻近的同一整体区域构造上的长庆油田通过区块综合治理开发,总体采收率一般为 15%~25%,按照国外目前油田的开发技术水平,低渗透油田的一次采收率、二次采收率和三次采收率累计最终采收率可以达到 30%~40%,延长油田在提高原油采收率方面还具有

十分广阔的发展空间。截至 2007 年底,延长油田的采收率按 11.24% 计算,可采储量为 $1.56 \times 10^8 \text{t}$ 。如果能将现有采收率提高 5%,将新增可采储量 $0.6945 \times 10^8 \text{t}$;如果将现有采收率提高 10%,将新增可采储量 $1.389 \times 10^8 \text{t}$,几乎相当于将延长油田现有可采储量翻一番。若按照 $1200 \times 10^4 \text{t/a}$ 的生产能力计算,则相当于将延长油田的稳产开采年限再延长 10 年以上。

正确认识和利用低渗透油田自身的特点,对于开发好低渗透油田具有十分重要的意义,延长油田为一低渗透油田,其具有以下主要特征:

(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,渗透率普遍小于 5mD,一般为几毫达西,少数低于 1mD。地层渗透喉道细小,毛细管压力的存在导致出现“启动压差”现象,不具备达西流动特征。

(2) 储层孔隙度一般偏低,变化幅度大。大部分由 7% ~ 8% 到 20%,个别高达 25%。

(3) 原始含水饱和度较高,原油物性较好。一般含水饱和度为 30% ~ 40%,个别高达 60%,原油相对密度多数小于 0.85,地层黏度多数小于 $3 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

(4) 油层砂泥交互,非均质性严重。由于沉积环境不稳定,砂层的厚度变化大,层间渗透率变化大。有的砂岩泥质含量高,地层水电阻率低,给水层的划分带来很大困难。

(5) 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,多数靠弹性能量和溶解气驱采油,油层产能递减快,一次采收率低,一般只能达到 13% ~ 15%。采用注水保持能量后,采收率提高到 25% ~ 30%。

(6) 天然裂缝相对发育。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,天然裂缝是低渗透油田开发中必须认真对待的因素。微裂缝可分为两类:一类是和构造应力有关的裂缝,另一类是非构造应力裂缝如沉积裂缝和成岩收缩裂缝等,这类微裂缝没有明显的方向规律性。特别是有些天然裂缝在油田降压开采过程中,闭合后不会随着油藏压力的恢复重新张开,即具有永久闭合性质。进行注水时机及保持压力水平方面的方案设计时应注意这个问题。

(7) 由于渗透率低,孔隙度低,必须通过整体压裂增产,才能提高经济效益。而地应力的方向和大小在很大程度上制约着压裂裂缝的形状及延伸方向。故设计开发方案时必须考虑地应力场的作用和影响。

(8) 中高渗透油田见水后,采液指数一般随含水率的上升而增大。低渗透油田采液指数及采油指数通常随含水率上升而降低,有些油田会在中高含水期出现采液指数回升趋势。这些特征和油藏孔喉结构特征有关。

由于特低渗透储层对外部因素更加敏感,像延长油田这样的特(超)低渗透油藏提高采收率较中高渗透油藏面临更大的技术困难,这是因为:

(1) 低渗透油藏具有明显的启动压力梯度特征,渗透率越低启动压力越高,驱替剂的注入难度更大。

(2) 由于孔隙度和孔喉小,水锁和贾敏效应更加突出。

(3) 相对中高渗透油藏储层,在矿物组成近似的情况下,水敏、酸敏、盐敏和速敏现象表现更加明显。

(4) 由于特低渗透油藏孔喉比更大,在一定压差下喉道对压力变化更敏感,因此压力敏感明显,压敏伤害严重。

- (5) 特低渗透油藏一般都伴随微裂缝存在,且裂缝方位难以精确确定,注水开发易水窜。
(6) 油藏含水饱和度高,油相渗透率低,水驱时油井表现为含水率上升。

第二节 低渗透油藏开发特征

低渗透油藏由于储层的物性差、孔隙度低、渗透率小、非均质性严重等,其开发与高渗透油藏具有明显不同的特征,其开发特征主要体现为以下几个方面。

(1) 油井的产能低,压裂后才能获得较好的产能。

对于低渗透油藏,因储层岩石的岩性比较致密、孔喉半径小,一般渗流的阻力比较大,从而导致油井的自然产能比较低,单井产能一般小于 5t/d,尤其是渗透率小于 5mD 的特低渗透油藏,产能更低,有的甚至不出油。如英旺采油厂的长 2 储层,日产能仅仅几十千克。一般来讲,低渗透油藏经过压裂改造后,增产的幅度较大,甚至原来不具备开采价值的油藏成为具有工业开采价值的油藏,因此,压裂已成为低渗透油藏开发的必需措施,不进行压裂,就不能很好地对低渗透油藏作出正确的评价。

(2) 注水井的吸水能力差,注水压力较高。

低渗透油藏注水开发的主要特点是吸水能力差,注水量小,注水压力高。随着注水时间的延长,注水压力逐步提高,甚至出现后期注不进水的情况。

低渗透油藏吸水能力低和吸水量下降,除与低渗透油藏的地层因素有关外,还与注采井距大、油层伤害和堵塞有关,因此,尤其要注重对低渗透油藏的保护。

由于注采井距大、物性差、油层连通不好,则注水能量难以传递、扩散出去,导致注水井井底附近压力憋得很高。因此,应适当地缩小注采井距,提高注水井的注水能力。

在注水上,要确保注入水质及入井液合格、配伍,以减少对地层的伤害。因此,低渗透油藏的开发商要采取针对性的油层保护措施。

(3) 采用天然能量开采,压力下降快,产量递减快,一次采收率低。

低渗透油田能量一般不足,开采过程中原油渗流阻力大,能量消耗水平高,且采用天然能量开采方式进行开采,地层能量下降快,产量递减快,且递减比较大,一次采收率低。

通过对天然能量开采的油田进行统计:产油量的年递减率一般为 30% ~ 45%,高的达到 60%;从延长低渗透油田开采情况来看,低渗透油田平均弹性采收率为 3.8%,平均溶解气采收率为 14.6%。为了获得较高的开采速度和较高的采收率,在具备注水开发条件的情况下,尽可能采取同步注水、保持压力的开采方式。

(4) 油井注水后见效慢,压力、产量恢复慢。

低渗透油田注水与中高渗透油田相比,注水见效时间慢,压力、产量变化平缓,这些都与低渗透油藏的性质有关。

油田注水见效的早晚,除与井距有关外,还与投注时间、注水强度、注采比、井网部署以及油层的连通程度有关。但总的规律是,早(同步)注水区块见效时间快,产量恢复程度高;晚注水区块见效时间慢,产量恢复程度低。

低渗透油田因注水渗流阻力大,注水井到油井间的压力消耗多,注水井作用给油井的能量有限,因此,导致油井见效时间晚,且反应平缓,压力、产量变化幅度小。

(5) 具有裂缝性的砂岩油田注水后,油井水窜严重,稳产难度大。

一般来讲,低渗透油藏储层裂缝较为发育,尤其是低渗透油藏一般经过压裂改造,人工裂缝和天然裂缝共存。这类油藏注水开发后,注水井吸水能力强,注入水沿裂缝快速推进,使裂缝方向的油井遭到暴性水淹,这种现象十分普遍,是裂缝性砂岩油田注水开发的普遍特征。

低渗透油田见水后,采液(油)指数大幅度下降,因此,对应低渗透油田,见水后应该逐步加大生产压差,提高排液量,以保持产油量的稳定。但从实际来看,继续加大生产压差的潜力很小,油井见水后,产液量和产油量一般都大幅度下降,尽管采取了各种综合治理措施,但要保持稳产难度是很大的。

因此,对于裂缝性低渗透砂岩油田,恢复地层压力不能过急,注水压力不能太高,注采比不能过高,以防止注入水沿裂缝乱窜。同时要严格控制注水压力,不能超过裂缝张开的压力。

第三节 国内外提高低渗透油藏采收率技术

随着中高渗透油藏开采程度的加大,低渗透和特低渗透油藏所占的储量比例相对加大,若低渗透和特低渗透油藏采收率提高 3% ~ 5%,将会形成巨大的生产能力,因此世界各国对这类油藏提高采收率技术的研究非常重视。

目前国外也已开发了一部分低渗透油田,在我国近年来发现的油藏中,多数属低渗透油藏,此类油田的开采难度大,目前油藏开发方式以衰竭式开发和注水为主,辅以多种增产措施和三次采油技术方法,对于注水困难,无法投入正常开发的超低渗透敏感油藏,多采用衰竭式开发,由于没有能量补充,采收率特低。如何经济高效提高特低渗透油藏采收率是当前特低渗透油田开发的一个主旋律,也是最大难题。迄今为止,在提高油田低渗透、特低渗透油田原油采收率技术研究方面,国内外做了大量尝试性的室内研究和现场先导性试验工作,采收率较衰竭式开发有了很大提高,但是采收率仍然较中高渗透油藏低很多,还有进一步研究提高的余地。国内外特低渗透油藏提高采收率技术开发的手段主要有注水、注气(空气、氮气、一氧化碳、二氧化碳、天然气、烟道气等)、注表面活性剂、渗析交替周期注采、压裂、物理解堵、化学解堵、物理化学复合解堵、微生物驱、空气泡沫驱、聚合物复合驱、开发井网调整、加密井网、水平井增加渗流面积等,原理有提高波及体积、扫油效率,油水再运移重新分布,保持地层压力和解除伤害等。

一、早期超前注水和周期不稳定注水等提高整体采收率技术

对油藏补充能量的主要方式是注水,注水也是特低渗透油藏最经济实用的提高采收率技术手段,包括周期注水、超前注水、高压注水和渗析交替注水等多种方式。所谓周期注水就是注水井按规定的程序改变注水方式,在油层中建立不稳定压力降,从而使原来未被水波及的低渗透储层剩余油开发出来。20 世纪 50 年代末,苏联首次提出对油藏进行周期注水是有用的,由于这种方法能够在一定程度上改善低渗透油田水驱油效果,因而在一些油田中得到了应用。苏联的多林纳油田(渗透率为 0.1 ~ 0.5mD)采用周期注水开发,周期注水后对应油井含水率和产量得到了很大改善,该技术经验在苏联多个低渗透油田应用。我国渤海油田三区于 1994 年 3 月全面停止注水,实施周期注水,1995 年 3 月恢复注水。在停止注水期间产油量上升,综

合含水率下降,取得了较满意的效果。实施周期注水后,日产量由停注前的 36t 上升到停注 8 个月后的 61t,综合含水率由停注前的 85.9% 下降到停注后的 79%,水驱储量增加。2004 年中原油田对卫 95 块 5 个注水井井组进行了周期注水实验,实施后卫 95 块 4 个井组均见到了明显的增油效果,年见效增油 1438t。此外,像大庆的头台油田、朝阳沟油田、葡萄花油田,吉林扶余油田和江苏油田等都采用过周期注水的方式开发低渗透油田。大部分试验区块取得了一定的开发效果。国内外矿场实践表明,周期注水是高含水期改善油田开发效果的有效手段之一,具有投资小、见效快、简单易行的优点,可以在一定程度上减缓含水率上升速度,提高最终水驱采收率。

目前国内外对特低渗透油田超前注水及其对油田采收率影响的研究很少。通过调研,了解到吐哈、长庆、吉林等油田对低渗透油藏超前注水进行了部分开采和机理研究,陈家晓等人对超前注水开发技术原理、注水时机、压力保持水平和实施效果等方面进行了研究和评价。王建华对超前注水提高产量机理及作用进行了研究,认为在压裂投产方式上,采取注水井先注水一定时间,再进行压裂改造,效果会更好。车起君和雷均安等人对超前注水提高单井产量机理及作用进行了研究,提出了超前注水降低了因地层压力下降造成的地层伤害,超前注水始终保持较高的地层压力,有利于提高最终采收率等结论。2003 年木头油田 141 区块对 6 个井组实施超前注水,采油井 35 口,结合具有可对比资料的 28 口井分析结果表明,超前注水试验取得了较好的开发效果,递减率下降幅度较实施前减小。另外,发现超前注水区压裂排液产量明显高于非超前注水区,超前注水区先注水一定时间,采油井再进行压裂排液,其排液产量高,在合理超前注水开发模式下,油藏最终采收率将从目前开发模式下的 7.34% 提高到 16.21%。

渗析不稳定注水采油技术是针对裂缝性特低渗透油田双重介质渗透相差较大的特点,利用周期注水原理,依靠毛细管力作用和亲水油层自吸排油特性,将原油采出的一种采油技术。渗析吞吐采油技术已在大庆头台油田(裂缝性特低渗透油田)得到成功应用。头台油田是构造一岩性油藏,裂缝、特低渗透是其显著特点,储层泥质含量较高,储层物性较差,平均有效孔隙度为 12.0%,平均空气渗透率为 1.25mD,区内储层裂缝发育,常规注水开发后经常出现严重的油井水淹,导致油田开发效益低,具有裂缝—储层双重介质,基质不吸水。渗析采油在茂 9-19 井区为多裂缝水淹井区试验,该区共进行 4 口井吞吐采油试验,整个井区试验前日产液 3.8t、日产油 0.4t,含水率为 89.5%;试验后日产液 18.8t、日产油 9.9t,含水率为 47.3%,日增油 9.5t,该区总计增油 1299t,整个井区全部实施吞吐采油后,见到了明显的效果。从国内情况看,大庆外围地区的朝阳沟油田、榆树林油田,长庆的安塞油田(渗透率为 2.2mD)以及吉林的新立油田(渗透率为 6.5mD)等一批特低渗透油田都投入了开发,并在注水开发过程中总结出了储层保护技术、早期强化注水技术、周期注水、高压注水技术等开发技术,取得了较好的效果。

二、化学驱提高原油采收率技术

化学驱隶属于三次采油提高采收率技术范畴,根据不同的作用原理,化学驱可进一步分为聚合物驱、碱驱、表面活性剂驱和泡沫驱等。化学驱技术在中高渗透油藏应用取得了巨大成功,如大庆萨南油田经三次采油后采收率达到了 63% 以上。但是由于特低渗透油藏储层物性的限制,靠改变流度比的聚合物驱油技术在低渗透油藏应用受到限制,而碱由于对低渗透油藏

存在伤害,应用也受到限制,应用广泛的主要是单纯表面活性剂降压洗油和纳米膜剂驱油,以及表面活性剂和气体复合驱提高采收率。

吴景春、贾振岐等在低渗透岩心驱油实验中,注入表面活性剂体系后,水驱压力有明显下降,可以达到降低驱替压力的目的。实验结果表明,启动压力梯度要比水驱降低 56.5%,说明表面活性剂体系也具有降低启动压力梯度的作用。表面活性剂注水采油提高采收率技术在许多油田得到应用,但由于受表面活性剂成本和来源的限制,并没有得到广泛的应用。

国内外提高采收率技术使用的表面活性剂主要是石油磺酸、重烷基苯磺酸盐、非离子表面活性剂、生物表面活性剂、季铵表面活性剂。石油磺酸、重烷基苯磺酸盐主要是和碱、聚合物复合应用到三元复合驱体系中,在特低渗透油藏的应用很少有报道。目前生物表面活性剂是一种很有潜力的驱油体系,发展很快,生物表面活性剂在采油中的应用已经扩展到小规模成片油田。生物表面活性剂可以将油水界面张力降至 2×10^{-2} mN/m,与戊醇配合则可降至 6×10^{-5} mN/m,可以使石油采收率提高 30%。季铵表面活性剂的临界胶束浓度(CMC)很低,其固液界面的低吸附性能使其降低表面张力的效率高,因此作为三次采油用表面活性剂,可以减少其用量。季铵表面活性剂溶解性好,能够耐高矿化度,有利于实现三元复合驱弱碱化和无碱化,大幅度降低聚合物用量。季铵表面活性剂胶束溶液具有流变性,可以提高驱油的波及系数,扩大波及体积。具有界面性能和流变性的季铵表面活性剂有望取代三元复合驱体系中的碱,降低三元体系中聚合物的用量,在合理的配方体系下,最终实现二元或一元驱替体系。近年来,在世界范围内虽然对这类表面活性剂进行了深入的研究,但仍处于实验室阶段,距离实际应用尚有相当大的差距,而国内的研究则刚刚起步,但这种表面活性剂在特低渗透油藏提高采收率技术方面很有发展前途。

表面活性剂提高采收率的另一个用途就是与空气等气体混合,进行泡沫驱油。泡沫复合驱不是传统意义上的泡沫驱,它是在水气交替驱基础上发展起来的。泡沫形成的一个重要条件是有起泡剂和稳定泡沫剂,在地层中能够形成微气泡,油、气、水三相形成似乳状液的流体,可防止单纯使用气驱产生的水窜问题,并可以降低原油黏度,提高驱油效率。注入的气体可以是氮气、二氧化碳,也可以是烃类气体。空气泡沫驱油技术在我国白色灰岩油藏和中原油田砂岩油藏中进行了先期试验,取得了较好的驱替效果,但在应用中也出现了部分技术问题,主要是井下管柱腐蚀比较严重。

目前低渗透、特低渗透油藏开始应用分子沉积膜驱油,并取得一定效果。它是一种季铵盐阳离子小分子。在辽河油田兴隆台 53 井组进行分子沉积膜驱油先导试验。1998 年 5 月实施了分子沉积膜驱油现场试验,分子沉积膜驱油剂 40t。兴 53 井组增产原油 7092t,相当于每注入 1t 分子沉积膜驱油剂增产原油 172t,经济效益可观。在中原油田单井吞吐上应用,取得了非常好的效果,平均单井增油 200t 以上。该技术已经在延长石油集团的定边采油厂初步实施,但还没有进行效果评价。虽然使用的分子沉积膜性能有很大的差别,但相信随着该技术的进步,其将是一种很有发展前途的提高采收率技术。

三、微生物提高采收率技术

利用微生物技术开采原油已经具有 100 多年的历史。早在 1895 年, Miyoshi 就首先记载了微生物作用烃类的现象,但是近年来才迅速发展应用,这得益于菌种的技术进步对环境的适

应性提高,特别是该技术在低渗透油藏提高采收率方面见到了很好的效果。

20世纪90年代,微生物采油技术在美国及苏联的矿场应用标志着工业化应用阶段的到来。近十几年来,随着生物工程技术 and 信息技术等在世界范围内的迅速发展,加上人们对微生物提高采收率技术认识的不断深化,美国、英国、俄罗斯、德国、奥地利等国在微生物提高采收率室内研究及矿场试验方面取得了令人瞩目的成果。现在微生物提高采收率技术已经在更多国家的石油开采中得到应用,取得了很好的经济效益;同时许多大学和石油公司也加大了微生物采油技术的研究和开发力度,取得了许多可喜的研究成果。

我国对微生物采油技术研究较晚。1966年,新疆石油管理局开始利用微生物进行原油脱蜡技术的研究,被认为是微生物技术研究的开端。20世纪80年代,大庆油田率先进行了两口单井微生物吞吐矿场试验,结果含水率下降,原油产量增加。“九五”期间,国内油田微生物提高采收率技术即已进入工业性应用阶段。目前,微生物调剖技术也得到了应用,该技术是把能够生产聚合物的微生物注入地层,使其在高渗透层内大量繁殖,从而起到封堵高渗透带的作用。大庆油田建立了微生物菌液加工厂,并率先进行了区块的微生物驱矿场先导试验。该方法比注入人工合成的有机聚合物或凝胶更为有效,而且不会造成地层的永久性破坏,特别适合于非均质低渗透油藏驱油。微生物采油技术应用较多且比较成功的是大庆油田,其主要应用在外围中低渗透油藏,并且取得了很好的单井吞吐和区块驱油效果。

四、注气提高原油采收率技术

我国对部分低渗透油田开展了注气现场试验,如我国长庆靖安油田注天然气已获成功,并取得了一定的经验;富民油田已成功开展了CO₂吞吐试验,并取得了明显的经济效益;川中大安寨低渗透裂缝灰岩油藏注气,室内评价论证认为有经济效益;中原油田低渗透油藏已开展注氮气和烃类气的有关研究和现场试验,并取得了明显的经济效益;大庆油田外围特低渗透层正在探索注气可行性;青海南翼山带裂缝油藏注天然气也处于论证阶段。低渗透油藏注气在国外较多,尤其在美国。在国外进行注气的大部分油藏均为中低渗透油藏,如俄罗斯斯皮特可夫曼尼得特油田注天然气,美国Ekofisk油田注烃类气,沃森油田的威拉得开发单元和Antelope油藏注CO₂。美国《油气杂志》以“改善经济状况的新工艺——增强EOR的希望”为题,于1998年4月20日发表了世界提高原油采收率技术发展调查。调查结果表明,美国现行的混相驱中多数为低渗透油田,说明低渗透油藏注气不仅可能,而且是现实的开采方式。

五、物理法强化开采提高采收率技术

物理法提高采收率技术非常适合于低渗透、特低渗透岩性致密油气藏提高采收率,具有成本低、使用方便的优势,与其他提高采收率技术配合使用效果突出。利用大功率人工谐振波、水力脉冲波和超声波等物理场激励油层,具有工艺简单、不伤害油层和污染环境等常规采油技术难以实现的特殊优势。美国、加拿大、苏联等国家从20世纪60年代就开始了波场强化采油技术的研究,目前已发展起来的波场强化采油技术主要包括机械振动装置采油技术、水力波场强化采油技术、超声波采油技术、人工地震采油技术、电脉冲采油技术、振动压裂技术、高能气体压裂技术等,已形成系列技术装备和配套的现场工艺技术。我国应用较多的主要有超声波

采油技术、电脉冲采油技术、高能气体压裂技术等。延长油田对这些技术应用得较多,也取得了不同的使用效果,是目前增产的主要技术之一。国内已处理井底地带的油水井 20000 口以上,增产原油上亿吨,经济效益非常显著。国内对波场强化采油技术的研究始于 20 世纪 80 年代,在跟踪国际先进技术的基础上,经过十几年的努力,波场强化采油技术发展很快,已初步发展起一些从低频到高频适合我国国情的波场强化采油技术装备和工艺技术,显示出巨大的技术与经济前景,但与国外相比还存在较大的差距。波场强化采油技术在提高老区采收率方面效果更为明显,日益受到国内外石油界的高度重视。

目前,大功率人工谐振波辅助驱油技术、大功率水力脉冲波辅助注水技术和大功率超声波处理技术,是低渗透、特低渗透油藏物理法强化开采提高老区注采效果与采收率技术发展的主要趋势。

六、其他综合提高采收率技术

特低渗透油藏要获得较高的原油采收率,依靠单一技术很难实现,因此提高采收率技术的配套综合应用是近年来的一种趋势。目前,国内外都很重视不同技术在不同的时机有机组合叠加提高采收率,包括周期注入表面活性剂并进行井网科学调整、裂缝油藏调驱、微生物、压裂、物理解堵等综合治理。

第四节 低渗透油藏提高采收率存在的主要问题及技术发展趋势

国内外对低渗透、特低渗透油田的勘探开发经历了一个漫长的发展过程。为实现低渗透油田的高效经济开发,一些新的思路、新的观念、新的管理模式、新的勘探开发技术不断涌现,开发效果不断提高。但是,在低渗透、特低渗透油田的开发中还有许多技术难题未能得到很好解决,其中比较突出的是,低渗透油藏特殊的孔隙结构和渗流特性决定了其靠弹性能量开采的一次采收率非常低。如延长油田所属开发的长 2、长 4+5、长 6 等储层的一次采收率平均仅为 11% 左右,并且大部分井还要采用压裂的方式才能投产,投产后经过多种增产措施改造后才达到上述采收率,仍有 89% 左右的原油滞留在地层中无法靠弹性能量开采出来。一次采油这种开发方式显然是比较原始和落后的。这种开发方式一方面存在严重的盲目性,带有“靠天吃饭”的色彩;另一方面,由于天然能量耗散迅速,产量递减快,采油速度低,没有针对储层物性科学开发永久保持地层能量,地层压力迅速下降后产生了压力敏感伤害,这种伤害是不可逆的,给后期提高采收率技术的应用带来更多的问题。虽然延长石油集团各个采油厂前期已经进行了诸如注水、调剖、微生物采油、生物酶采油、分子沉积膜驱油、机械物理解堵和化学方法解堵等提高采收率技术后期措施,但是都没有根据地层储层物性进行优化筛选研究,对效果和适应性也没有进行系统的评价,还没有形成系统的、有针对性的适合延长油田储层特点的特低渗透油藏提高采收率技术。

特(超)低渗透油藏的特殊孔隙结构与渗流特点,给开发这类油藏采收率技术研究提出了新的技术挑战,如何经济有效地把目前的采收率进一步提高,是特(超)低渗透油藏油田开发