

低渗油藏低张力驱油 条件及技术

李华斌 著



科学出版社

低渗油藏低张力驱油 条件及技术

李华斌 著

科学出版社

北京

内 容 简 介

本书在低渗油层油、水渗流特征以及水驱油机理研究的基础上,从低张力表面活性剂化学驱提高采收率的机理出发,通过室内实验,重点论述了低渗条件下,油层岩石润湿性特征以及渗透率对驱油效果的影响。主要针对低张力表面活性剂存在的两大技术问题,特别是低渗或超低渗透率油层提高采收率可能性、使用条件以及实际驱油效果等技术问题进行深入研究,讨论了目前油、水界面张力只能达到 10^{-3}mN/m 数量级时,低渗或超低渗透率($\leq 50 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)油层提高驱油效率的复合驱油技术及油层注入能力。本书的研究结果为大幅度提高低渗、特低渗和超低渗透率油层的最终采出程度提供了理论和实验依据。

本书可供三次采油技术人员及相关专业的研究人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

低渗油藏低张力驱油条件及技术/李华斌著. — 北京:科学出版社,2010
ISBN 978-7-03-026542-5

I. 低… II. 李… III. 低渗透油层-表面活性剂-化学驱油-高等学校-教学参考资料 IV. TE357.46

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2010) 第 016250 号

责任编辑:袁 琦 黄 海/责任校对:刘晓梅
责任印制:钱玉芬/封面设计:陈 敬

科 学 出 版 社 出 版

北京东黄城根北街16号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

源海印刷有限责任公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2010年2月第 一 版 开本: B5(720×1000)

2010年2月第一次印刷 印张: 14 1/2 插页: 1

印数: 1—1500 字数: 290 000

定价: 60.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

前 言

碱/表面活性剂/聚合物超低张力驱是 20 世纪 80 年代发展起来的三次采油新方法。其实质是用相对廉价的碱部分地替代价格昂贵的表面活性剂。这种驱油方法使表面活性剂的有效浓度可降低到 0.1%~0.3%，大幅度降低了有效化学驱中表面活性剂的用量。此外，碱剂的加入又降低了表面活性剂和聚合物的吸附滞留损失，特别是价格昂贵的表面活性剂，降低幅度可达到 50% 以上；同时，碱剂与原油中的有机酸反应生成石油酸皂，石油酸皂可与外加表面活性剂产生有利的协同效应。与聚合物驱相比，它不仅可以提高油层的波及体积，还能进一步提高原油的驱油效率。因此，该技术是继聚合物驱后的又一可以大幅度提高原油采收率的新技术，是未来提高采收率技术的发展方向和趋势。

目前，超低张力驱油技术在国外仍处在室内研究和先导性试验阶段。美国先后在 West Kiehl 油田和 Cambridge 油田进行了小型先导性矿场试验，并取得了一定的效果。我国在这方面也取得了突破性进展。室内和矿场试验结果表明：复合驱可比水驱提高采收率 20% OOIP 左右（水驱达到经济极限时的采出程度只有 40% OOIP 左右）。也就是说，如果复合驱能够得到大规模推广应用，增采的油量相当于又新发现了 50% 的可采储量。因此，其具有重要的意义和广阔的应用前景。

尽管我国超低张力驱先导性矿场试验取得了巨大的突破，为大规模推广应用提供了理论和技术依据。但是，该技术目前仍存在一些问题，甚至是严重的问题：

1) 为了达到比水驱提高采收率 20% OOIP 的驱油效果，对于中、高渗透率 ($\geq 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 油层来说，油水平衡界面张力必须达到 10^{-3}mN/m 数量级的超低值。事实上，大量的廉价表面活性剂及其复配体系，与原油的界面张力要达到这个技术指标是非常困难的，这已严重限制了表面活性剂的种类和来源。目前，国内符合要求的表面活性剂非常稀少且价格昂贵。

2) 为了使油水平衡界面张力达到 10^{-3}mN/m 数量级的超低值，体系中必须加入大量的碱剂 (1.0%~1.2%)，甚至是碱性极强的 NaOH。碱剂的加入不仅导致化学驱油体系的成本大幅度增加，而且使用的 (强) 碱剂还对油层造成严重伤害，造成采出液处理困难、体系沉淀、地层结垢等一系列问题。严重的地层伤害，可能导致整个工程失败。此外，由于碱剂的加入，引入了大量的阳离子，使得溶液的表观黏度大幅度降低，为此，不得不增加聚合物的用量来提高溶液黏度，从而造成化学剂用量增加，成本上升。例如，为了使碱/表面活性剂/聚合物复合体系的黏度达到可以取得理想驱油效果的黏度指标，部分水解聚丙烯酰胺的使用浓度高达 2000~2500mg/L，

而无碱时聚合物浓度只需 $800\sim 1000\text{mg/L}$ 。

3) 按照目前界面张力驱油机理及理论, 碱/表面活性剂/聚合物低张力表面活性剂只能应用于中、高渗透率 ($\geq 50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$) 油层。截至目前, 低张力表面活性剂驱油各类矿场试验, 包括先导性矿场试验、扩大矿场试验以及工业推广试验, 油层有效渗透率都不低于 $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 或空气渗透率不低于 $800\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。根据有关资料, 目前我国低渗或超低渗透率油层的地质储量有 $267.7\times 10^8\text{t}$, 占总储量的 22.4%。显然, 如果可以将这部分原油有效地开采出来, 使采收率提高 20% OOIP 或更高, 那么可以增采原油 $53.5\times 10^8\text{t}$ 。因此, 本书的研究, 不仅具有重大的理论价值, 还具有重要的实际应用意义。

但是, 对于低渗 ($10\times 10^{-3}\sim 50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)、特低渗透率 ($1\times 10^{-3}\sim 10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$) 或超低渗透率 ($\leq 1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$) 油层, 由于残余油滴存在于喉道半径 ($0.05\sim 5.0\mu\text{m}$) 更小的孔隙中, 残余油滴的毛细管阻力远远大于中、高渗透率油层 (孔喉半径 $\geq 5.0\mu\text{m}$) 的毛细管阻力, 活化这些残余油滴所需要的油水界面张力更低。例如, 活化中、高渗透率 ($\geq 50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$) 油层所需界面张力达到 10^{-3}mN/m 数量级即可, 而要活化低渗、特低渗透率或超低渗透率油层残余油滴所需要的油水界面张力, 必须降低到 $10^{-5}\sim 10^{-7}\text{mN/m}$ 数量级, 甚至更低。而事实上, 可以与原油混相且形成超低界面张力的表面活性剂驱油体系几乎很难找到。此外, 那些低渗或超低渗透率油层, 由于本身的渗透率低以及可能存在的水敏、速敏、碱敏等各种敏感因素, 往往注水都非常困难。不仅要研究提高采收率的问题, 还应综合研究注入能力的问题。因此, 开展低渗或超低渗透率油层复合驱油技术研究, 不仅具有重要的理论价值, 还具有重大的实际应用意义。

各矿场试验区油层渗透率数据统计结果表明, 所有矿场试验目的层的渗透率值都大于 $100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 属于中、高渗透率油层。截至目前, 尚未见到在渗透率 $\leq 50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的低渗油层进行复合驱试验或应用的报道。

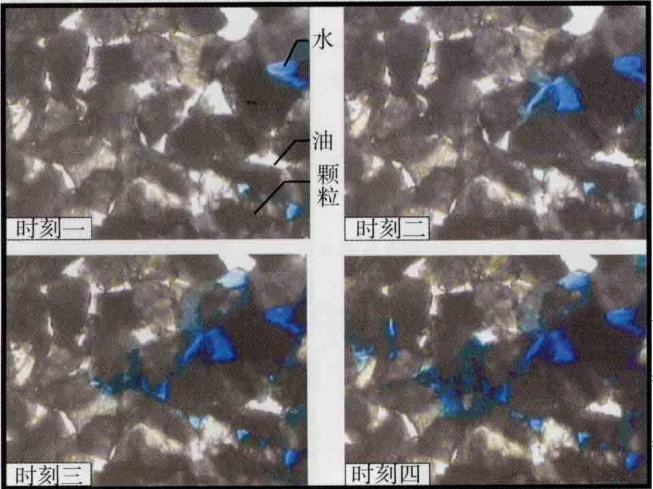
除技术难题外, 成本也是一个重大问题。以目前使用的三元复合体系为例, 其成本是聚合物驱成本的 4~5 倍以上。显然, 即使低张力表面活性剂在技术上能够过关, 其高昂的经济成本也无法承受。

因此, 可以说低张力表面活性剂已经表现出了可较大幅度提高采收率的巨大潜力, 但因其未解决的技术难题和高成本投入, 使其尚无法达到大规模推广应用的实用阶段。

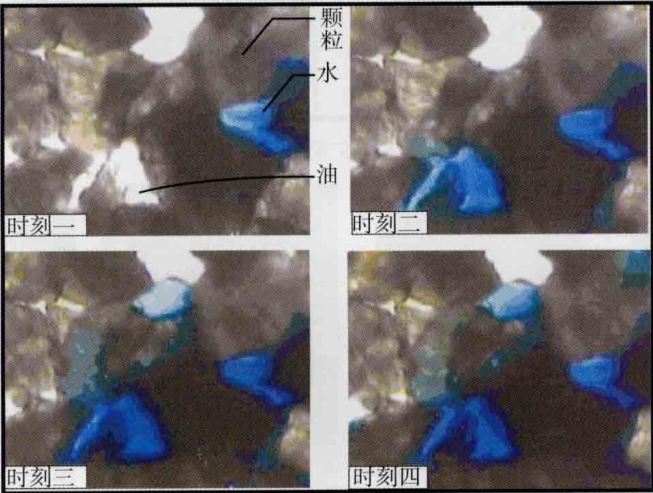
本书同时讨论了体系配方“油水间平衡界面张力必须达到 10^{-3}mN/m 数量级超低值”在理论上的科学性及其合理性、油水界面张力特征对驱油效果的影响以及为达到 10^{-3}mN/m 数量级超低平衡界面张力而使用高浓度强碱及由此而带来的聚合物用量过大等问题, 为低张力表面活性剂在技术上和经济上能够工业化应用提供理论和实验基础。

本书是国家自然科学基金项目“活化低渗孔隙介质中残余油的机理和条件研究”(编号: 40772083) 的研究成果。

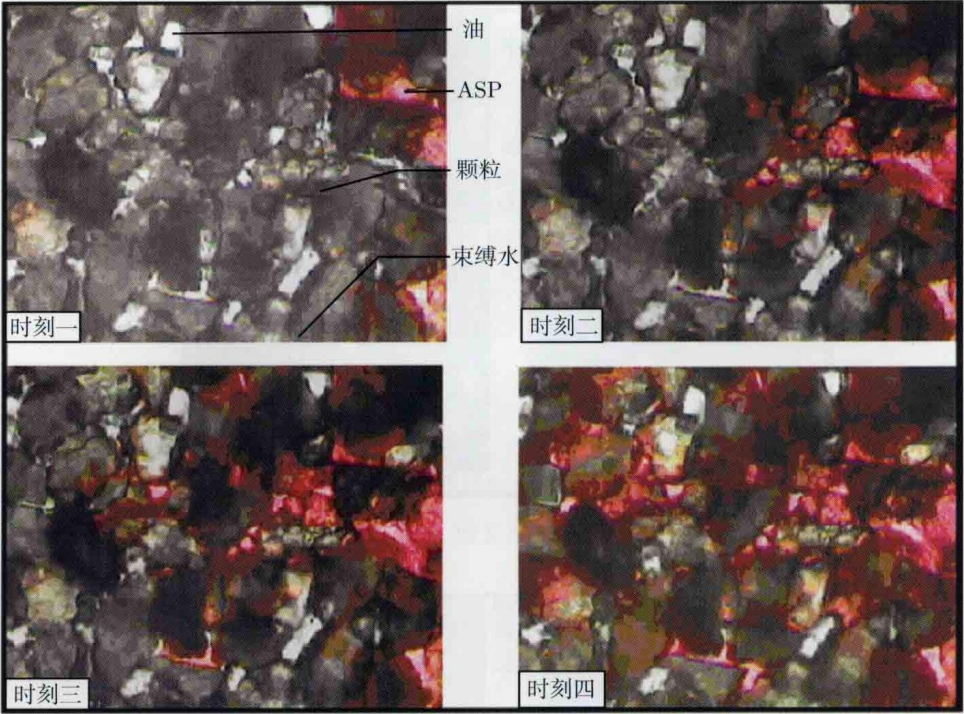
作 者



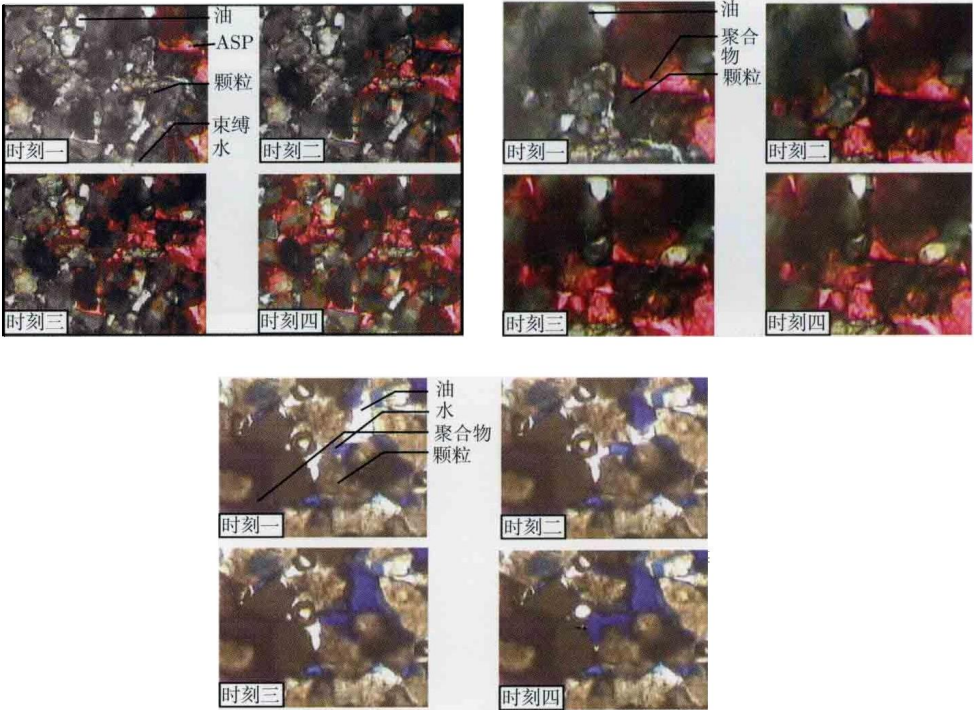
彩图 1 (说明见正文第 41 页图 2-8)



彩图 2 (说明见正文第 41 页图 2-9)



彩图 3 (说明见正文第 113 页图 6-6)



彩图 4 (说明见正文第 119 页图 6-13)

目 录

前言

第 1 章 低渗透油田的地质特征及开发现状	1
1.1 国内外低渗透油田概况	1
1.1.1 低渗透油田划分标准	1
1.1.2 国内外低渗透油田 DAS 检索结果	1
1.1.3 国内外低渗透碎屑岩油田参数分析	2
1.2 地质特征	3
1.2.1 低渗储层的成因及沉积特征	3
1.2.2 近源沉积低渗透储层特征	4
1.2.3 远源沉积低渗透储层特征	5
1.2.4 成岩作用形成的低渗透储层特征	6
1.2.5 低渗透储层岩性和物性特征	6
1.3 驱油方式	26
1.4 采油方法	27
1.5 采收率	28
第 2 章 水驱油机理	30
2.1 油层中油水渗流时的力	30
2.1.1 毛细管力	30
2.1.2 毛细管压力	31
2.1.3 黏滞力	31
2.2 水驱油微观机理	32
2.2.1 微观驱油效率	32
2.2.2 孔隙介质中原油的捕集	33
2.2.3 润湿性对圈闭的影响	35
2.2.4 毛细管数对采出程度的影响	36
2.2.5 水驱微观驱替机理实验研究	37
2.2.6 残余油的形成和分布	42
2.3 水驱宏观驱油机理	43
2.3.1 波及效率	43
2.3.2 流度比	43

2.3.3 影响水驱采收率的因素	44
第 3 章 低渗孔隙介质中的油水渗流特征	49
3.1 渗流环境特征及其对渗流的影响	49
3.1.1 小喉道连通的孔隙体积比例大	49
3.1.2 比表面积大	50
3.1.3 岩石表面油膜量大	50
3.1.4 毛细管力的影响显著	53
3.1.5 贾敏效应显著	53
3.1.6 卡断现象严重	54
3.1.7 可动的流体饱和度小	54
3.2 低渗透油层的非达西渗流特征	55
3.2.1 非达西渗流的室内实验	55
3.2.2 非达西渗流对油藏开采的影响	56
3.3 低渗透油层的两相渗流特征	57
3.3.1 相渗透率曲线特征	57
3.3.2 低渗透油层的无量纲产液、油指数	58
3.4 油水两相渗流的核磁共振实验研究	60
3.4.1 核磁共振现象	60
3.4.2 T_1 弛豫与 T_2 弛豫	60
3.4.3 岩石中流体的核自旋弛豫	60
3.4.4 岩心核磁共振实验结果	62
3.5 油水两相渗流方程	63
3.6 低渗透油层中油水相对渗透率的计算方法	66
3.7 低渗透油层采收率的理论计算	70
3.7.1 原油采收率与启动压力梯度的关系	70
3.7.2 水驱油时的最佳渗流速度	72
3.7.3 水驱油采收率与渗透率的关系	73
第 4 章 活化残余油	78
4.1 活化残余油的途径	78
4.1.1 开采水驱剩余油的难度	78
4.1.2 开采水驱剩余油的途径	79
4.1.3 油水界面张力对残余油饱和度的影响	80
4.2 降低化学剂用量和浓度后的驱油效果	88
4.2.1 大庆油田三元复合体系配方条件下岩心驱油试验	89
4.2.2 降低碱剂浓度驱油试验	89

4.2.3	无碱条件下, 商业表面活性剂驱油试验	90
4.2.4	无碱条件下, 表面活性剂/疏水缔合聚合物二元复合体系化学剂成本 分析	91
第 5 章	启动残余油所需最低界面张力	92
5.1	活化水驱残余油理论的进一步探讨	92
5.1.1	启动水驱残余油所需界面张力值的讨论	92
5.1.2	三元复合驱中提高毛细管数与降低界面张力关系的讨论	96
5.2	油水界面张力对采收率影响的机理讨论	97
5.2.1	影响平面波及系数 (E_A) 的主要因素	98
5.2.2	影响垂直波及系数 (E_V) 的主要因素	99
5.2.3	影响驱油效率 (E_D) 的主要因素	100
第 6 章	低张力驱油机理	103
6.1	影响微观驱替机理的各种因素	103
6.1.1	界面张力	103
6.1.2	毛细管压力	105
6.1.3	润湿性	106
6.1.4	油层流体黏度	106
6.1.5	流度比	106
6.1.6	毛细管数	107
6.1.7	位数及孔隙孔喉比	107
6.1.8	原生水	107
6.1.9	孔隙壁面的粗糙度	108
6.1.10	分离压力	108
6.1.11	驱替液与被驱替液本身的内部结构	108
6.2	多孔介质中水驱油作用分析	108
6.3	低界面张力驱的微观驱油机理	112
6.3.1	实验方法	112
6.3.2	复合体系的微观驱油过程及机理	112
6.3.3	复合驱后续水驱驱油特征	118
6.3.4	超低界面张力驱替残余油机理的实验现象	120
6.4	提高驱油效率和波及效率	123
6.4.1	复合驱提高宏观波及效率的岩心试验	123
6.4.2	黏弹效应提高微观驱油效率和微观波及效率的驱替试验	124
第 7 章	不同界面张力特征驱油体系对驱油效果影响的研究	126
7.1	不同界面张力特征的复合体系配方筛选	126

7.1.1	实验仪器、条件及化学试剂	126
7.1.2	实验结果及讨论	127
7.2	不同界面张力特征及不同润湿性下复合体系驱油效果研究	136
7.2.1	驱油体系配方及相关参数	137
7.2.2	实验方法	137
7.2.3	实验结果及讨论	138
第 8 章	表面活性剂的静吸附以及在低渗孔隙介质上的滞留	151
8.1	表面活性剂的吸附理论	151
8.1.1	表面活性剂的固-液吸附	151
8.1.2	吸附等温线	151
8.1.3	吸附机理	152
8.2	固体表面吸附理论	153
8.2.1	吸附作用	153
8.2.2	静吸附理论	156
8.3	化学剂在不同岩石矿物上的静态吸附规律	159
8.3.1	实验步骤	159
8.3.2	静态吸附量的计算	159
8.3.3	吸附质的浓度检测方法	159
8.4	结果及分析	161
8.4.1	表面活性剂在岩砂上的静态吸附及规律	161
8.4.2	表面活性剂在油层岩心上的滞留量	164
第 9 章	低张力驱油体系低渗孔隙介质上的驱油效率	167
9.1	超低平衡界面张力和超低瞬时动态界面张力驱油体系研究	167
9.2	驱油试验研究	170
9.2.1	不同润湿接触角条件下, 渗透率对最大驱油效果的影响	171
9.2.2	不同渗透率条件下, 润湿接触角对驱油效果的影响	176
9.2.3	复合体系以段塞方式注入时, 渗透率对驱油效果的影响	176
9.3	小结	177
第 10 章	低张力体系在低渗孔隙介质中渗流时的有利作用	179
10.1	低渗油层注入水的一般渗流规律研究	179
10.1.1	实验方法	179
10.1.2	岩心驱替试验结果	181
10.1.3	渗透率与岩石润湿性关系	197
10.1.4	压力变化规律分析	198
10.2	表面活性剂驱油体系对油层岩石润湿性的影响	199

10.2.1 表面活性剂溶液浸泡岩石薄片对岩石润湿的影响	199
10.2.2 表面活性剂溶液注入前后, 岩心润湿性变化	200
10.3 对注入压力和水相渗透率的影响	201
10.4 油层实际增注效果的理论计算	206
10.5 老化时间对注入压力及水相渗透率的影响	207
10.6 注入速度对注入压力及渗透率的影响	208
10.7 小结	209
参考文献	211

第 1 章 低渗透油田的地质特征及开发现状

低渗透油田由于地质条件极其复杂, 开采难度相对较大, 如何对其进行有效开发已是国内外油田面临的一个普遍问题。这里对国内外低渗透油田的概况进行介绍, 并对国内外低渗透陆上碎屑岩油田进行统计和部分参数的初步分析。

1.1 国内外低渗透油田概况

1.1.1 低渗透油田划分标准

不同国家和地区对低渗透油田的划分标准并不十分统一。根据油层性质和油田开发技术经济指标划分, 美国将渗透率 $\leq 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油田称为低渗透油田, 前苏联的标准是 $50 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。而我国一般将渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油田称为低渗透油田, 渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的称为特低渗透油田, 渗透率 $\leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的称为超低渗透油田。本书所称低渗透砂岩油田指的是渗透率 $\leq 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩油田。

截至 2002 年底, 我国低渗透石油资源量为 $267.7 \times 10^8 \text{t}$, 占总资源量的 22.4%。其中, 中国石油天然气股份有限公司已经探明的未动用储量就高达 $32 \times 10^8 \text{t}$, 占总探明储量的 50% 以上, 扣除各种不确定因素后, 已探明低渗透油田未动用储量至少为 $26 \times 10^8 \text{t}$ 。低渗透地质储量较多的有新疆、大庆、胜利、吉林、辽河、大港、中原、延长、长庆等油区。特别是近几年来新疆准噶尔盆地新发现的小拐油田和玛北油田是典型的低渗透油田。

通常, 低渗透油田采收率相对较低, 如果依靠天然能量开采, 特低渗透油田采收率一般在 10% 以下, 注水开发油田采收率为 20%~25%; 一般低渗透油田的注水开发采收率为 30%~40%。

1.1.2 国内外低渗透油田 DAS 检索结果

从 DAS4.0 数据库中检索到 68 个低渗透砂岩油田, 其中, 渗透率 $\leq 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透油田有 22 个, 渗透率为 $10 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的低渗透油田有 44 个。由于 DAS4.0 数据库中尚未将全球所有油田的数据收录在内, 而且数据存在时效性, 不一定是当前的最新数据, 所以统计结果与现实情况之间存在一定的误差。表 1-1 给出了国内部分低渗油田的统计数据。

表 1-1 国内部分低渗油田

油 区	油田 名称	油藏 类型	含油 面积/ km ²	地质 储量/10 ⁴ t	埋深/m	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙 度/%	有效 厚度/m	原油 黏度/ mPa·s
胜利	渤海	构造	72.0	11086	3300~3950	6~27	17.6	17.2	0.71
	牛庄	岩性	51.8	6246	2760~3800	18	16.2	0.5~20	4.3
大港	马西深	构造	6.5	618	3800~4000	11	13.6	25	0.38
中原	文东	构造	23.6	5335	3150~3750	5~15	—	—	—
长庆	安塞	岩性	206.0	10561	1000~1300	1.29	12.4	12.2	2.2
	马岭	—	102.9	5750	—	29.6	16.7	6.5	2.9
新疆	鄯善	构造	38.0	5320	2800~3000	6.2	13.0	10.5	0.388
	丘陵	构造	23.6	4500	2100~3100	20.6	13.7	35.0	0.29
	火烧山	构造	40.7	6741	1500~1600	12.5	10.5	9.5	8.8
	乌鲁木齐	构造	41.1	8837	2300~3500	1.2	12.1	62.2	0.62
	玛北	构造	100.7	5568	—	1.18	8.4	12.4	—
	小拐	构造	49.9	6374	—	0.22	6.6	—	—
河南	安棚	构造	—	—	—	4.66	6.56	—	—

1.1.3 国内外低渗透碎屑岩油田参数分析

根据从 DAS4.0 数据库中检索到的数据,统计了各个国家低渗透砂岩油田的个数、各油田的原始地质储量之和,以及各国储量与 68 个油田总储量的百分比(表 1-2)。可以看出,低渗透油田个数最多的是美国,而低渗透储量最多的是墨西哥,然后依次为阿尔及利亚、埃及和美国等国家。此外,墨西哥、阿尔及利亚和巴西等国都存在大型低渗透砂岩油田。

表 1-2 低渗透油田国家分布表

国 家	油田个数	储量/10 ⁴ t	储量比例/%
墨西哥	1	1 023 526	36.8
阿尔及利亚	1	574 000	20.7
埃 及	4	311 161	11.2
美 国	29	275 288	9.9
巴 西	2	138 950	5.0
委内瑞拉	4	123 844	4.5
加拿大	3	105 735	3.8
土库曼斯坦	2	100 243	3.6
中 国	6	47 530	1.7
英 国	3	21 574	0.8
澳大利亚	4	19 278	0.7
泰 国	1	11 200	0.4
特立尼达和多巴哥	1	8225	0.3
哈萨克斯坦	1	7392	0.3
哥伦比亚	1	4172	0.2
希 腊	1	3780	0.1

续表

国 家	油田个数	储量/ 10^4 t	储量比例/%
阿塞拜疆	1	3220	0.1
利比亚	1	NA	NA
挪 威	2	NA	NA
总 计	68	2 779 118	100

注：个别油田储量参数不详，用 NA 表示。

1.2 地 质 特 征

我国发现和探明的油气储层，主要集中在中生代和新生代陆相沉积盆地，与世界主要油气集中于海相沉积盆地明显不同。

1.2.1 低渗储层的成因及沉积特征

已有的研究表明，我国陆相低渗透油藏的成因较多，主要与沉积相和成岩作用密切相关。可以分为两大类。

1.2.1.1 沉积成因

岩石颗粒的大小、成分、分选、排列、组合以及胶结物的成分、含量和类型等都与物源和沉积环境有关。这些因素影响油气储层的渗透率。一般来说，低渗透油气储层可以由不同沉积相形成，但多属于近源沉积和远源沉积。

1. 近源沉积

油气储层距离物源区域较近，没有经过长距离的运移便沉积下来。显然，碎屑岩颗粒大小差异较大、分选差。因此，不同颗粒堆积在一起且不同颗粒粒径以及泥岩充填于不同的孔隙中，使储层的总的孔隙和连通孔隙明显下降，形成低渗透储层。冲积扇相沉积就属于这一类。冲积扇相沉积是山地河流的出山口，由于坡度变缓、宽度增大，加上地层滤失、水量减少以及流速急剧降低，河水携带的碎屑物快速堆积成扇体沉积。

2. 远源沉积

储层沉积时，距离物源区域较远，水流携带的碎屑物质经过长距离的搬运和运移，颗粒变细、悬浮部分增多。沉积成岩后，形成粒径小、粒级细、孔隙半径小、泥质或钙质含量高的低渗透储层。这类储层在坳陷型大型盆地中心广泛发育。例如大庆的朝阳沟油田、榆树林油田、头台油田，吉林的新民油田、新立油田、大安油田等。

1.2.1.2 成岩作用

碎屑岩形成低渗透储层的成因，除了沉积成因以外，沉积后的成岩作用以及后

生作用,对储层的物性起着主要的作用。在压实作用、胶结作用以及溶蚀作用下,储层的孔隙度、渗透率不断发生变化。

1. 压实作用

在上覆沉积物和水体静液柱压力作用下,使沉积物的孔隙空间和总体积减小。随着储层埋藏深度的增大,上覆压力也增大,砂岩的孔隙度明显降低,特别是浅层和中层储集层,减大幅度更大。但达到一定深度后,这种现象开始减弱。常见的压实现象有:脆性矿物破裂、片状矿物压弯、塑性组分变形以及颗粒接触面增大,由点接触变为线接触、凹凸接触、缝合线接触,使颗粒排列更紧密,使岩石物性变差。

2. 胶结作用

由于沉积矿物中物质的沉淀作用,使散砂变为固结的岩石。同时,使砂层的孔隙度、渗透率明显降低,形成低渗透储层。常见的胶结作用有石英次生加大、碳酸盐胶结作用、硫酸盐胶结作用以及沸石胶结作用。

3. 溶蚀作用

溶蚀作用是油气储层形成次生孔隙的主要原因。部分致密层由于溶蚀作用,可以增大储集层的孔隙度,可能形成低渗透层和一般储层。最重要的可溶矿物为碳酸盐、长石以及岩屑。溶蚀所需要的大量的酸性水,可以是混合黏土矿物转化大量释放的层间水;有机质由于热转化达到成熟后,大量生成的有机酸、 CO_2 和水;黏土与碳酸盐反应所生成的 CO_2 以及长石风化形成高岭石所大量形成的 HCO_3^- 。

1.2.2 近源沉积低渗储层特征

1.2.2.1 山麓洪积扇沉积-砾岩储层

克拉玛依油田晚二叠世至中三叠世冲积扇砾岩储层就是属于典型的这类储层。该层沿准噶尔盆地西北缘沉积了厚度超过了 2000m 的冲积扇相为主的磨拉石建造并形成油藏。

1.2.2.2 冲积扇-辫状河沉积-砾状砂岩储层

玉门油田的 M 层为典型的这类储层。其厚度在 60~70m,油田在 11km^2 的范围内广泛分布,平均渗透率 $22.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为标准低渗透层。油层岩性为棕红色的长石岩屑砂岩,矿物成熟度低,粒度分选差,为正偏态分布,两段式正态概率曲线,缺推移组分,悬浮组分占 30%~50%,沉积构造以小型槽状斜层理和块状层、递变层为主,呈正韵律分布。且 M 层由三个小层组成,由上而下依次为 M1、M2 和 M3,由冲积扇中各种微相组成。

1.2.2.3 水下扇沉积-砂砾岩储层

水下扇发育于湖盆边缘浅水环境中,是由水下重力流形成的扇形沙砾岩体。吐