

特低渗透油藏有效开发 渗流理论和方法

朱维耀 孙玉凯 王世虎 李正科 鞠 岩 著

◆ ◆ ◆
TEDISHENTOU YOU CANG
◆ ◆ ◆
YOUXIAO KAIFA SHENLIU
◆ ◆ ◆
LILUN HE FANGFA

石油工业出版社

内 容 提 要

本书通过实验、计算、理论推导和实际应用相结合的方法建立了特低渗透油田开发的渗流理论。书中分别论述了特低渗透油藏开发的地质特征、开发动态特征、渗流机理、非达西渗流理论、非达西渗流产能预测方法、井网压裂基质—裂缝耦合流动理论、水驱开发井网整体压裂优化理论、整体压裂开采数值模拟方法、非达西渗流条件下水平井压裂开采流动理论、水平井开发适应性分析等。重点阐述了特低渗透油层的渗流机理、有效驱动渗流理论、特低渗透油藏水驱开发井网整体压裂优化理论和模拟方法、非达西渗流条件下水平井压裂开采方法，并在油田中得到了实际应用。

本书可供石油工程技术人员、科学技术工作者及石油院校相关专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

特低渗透油藏有效开发渗流理论和方法 / 朱维耀等 著 .
北京: 石油工业出版社, 2010. 8
ISBN 978-7-5021-7641-9

I . 特…

II . ①朱…②孙…③王…④李…

III . 低渗透油层—油田开发—渗流

IV . TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2010) 第 023151 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) 64523537 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2010 年 8 月第 1 版 2010 年 8 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 15.25

字数: 386 千字

定价: 50.00 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

前 言

低渗和特低渗透油田占中国石油地质储量的 63.5%，对这类油田的开发具有重要的理论和现实意义。由于特低渗透油田地质条件先天较差，有效开发难度大，迫切需要有针对特低渗透油田开发的渗流理论指导，以期给出开采规律性的认识。为帮助石油工程师们更快更好地了解、掌握和运用特低渗透油藏开发特征、渗流原理、有效开发方法，提高现场应用水平，特写此书奉献给广大读者。

本书是笔者在跟踪国内外对特低渗透渗流理论研究的基础上，多年来通过大量的理论、室内实验、数值模拟方法研究及与生产实践相结合所形成的新理论和新方法。它是一部反映最新科技研究成果的书籍，解决了特低渗透油气田开发中的认识不足问题。希望此书的出版对特低渗透油田的开发起到推动作用。

本书重点阐述特低渗透油藏有效开发渗流的基本原理、数学模型、模拟方法、使用技巧和应用实例。全书共分为四个部分。第一部分为特低渗透油藏开发基本特征，包含两章即第一章和第二章，分别阐述了特低渗透油藏地质特征和开发动态特征；第二部分为特低渗透油藏有效开发渗流理论，其中第三章、第四章、第五章介绍了特低渗透非均质油藏有效动用相关渗流理论，第六章、第七章、第八章介绍了非达西条件下直井、水平井整体压裂相关的渗流理论，第九章介绍了特低渗透油藏泡沫驱油多相渗流；第三部分为特低渗透油藏有效开发方法，其中第十章和第十一章分别叙述了整体水平井网和矢量井网优化增效开发方法，第十二章和第十三章分别阐述了 CO_2 和活性水驱油方法，第十四章介绍了注入水质对开发效果的影响；第四部分为特低渗透油藏有效开发现场应用，包含三章即第十五章、第十六章和第十七章，分别阐述了吐哈油田、大庆油田和胜利油田现场应用的算例。

目前，已出版的渗流理论、油气藏工程类图书涉及上述部分内容的较少。因此，希望本书能为石油科技人员、工程技术人员、大专院校师生在油气藏开发的学习和应用中起到积极作用。

由于笔者水平有限，书中错误和不妥之处在所难免，恳请读者批评指正。

2008 年 12 月 15 日

目 录

第一部分 特低渗透油藏开发基本特征

第一章 特低渗透油藏地质特征	3
第一节 特低渗透油藏的特点及分类	3
第二节 储层特征和流体特点	6
第二章 特低渗透油藏开发动态特征	8
第一节 低渗透油田开发特征	8
第二节 特低渗透油田开发特征	10

第二部分 特低渗透油藏有效开发渗流理论

第三章 特低渗透储层流体渗流机理	23
第一节 特低渗透储层孔隙结构及评价	23
第二节 多孔介质与流体物理化学作用的规律	25
第三节 微尺度效应的微观力学表征	27
第四节 特低渗透储层微观渗流机理	28
第五节 低渗透油藏启动压力	30
第六节 低渗透油藏可动油饱和度	31
第七节 基质—微裂缝耦合流动机理	37
第八节 裂缝性砂岩油藏渗吸机理	39
第四章 特低渗透非均质油藏有效动用渗流理论	44
第一节 特低渗透储层驱替压力预测方法	44
第二节 特低渗透油层注采井间动用关系	48
第三节 储层非均质性对开发效果的影响研究	50
第四节 不同注采井网有效动用体系	62
第五章 薄差油层合理开发渗流理论	70
第一节 平面不同砂体展布特征对薄差油层渗流影响分析	70
第二节 薄差油层注采条件下有效动用关系的建立	71
第三节 不同连通情况下注采井间有效动用影响分析	73
第四节 薄差油层开采动用实例分析	77
第六章 非达西条件下整体压裂井网单相不稳定渗流	80
第一节 特低渗透储层非达西渗流产能预测模型	80
第二节 特低渗透油藏基质—裂缝耦合定常渗流数学模型	81
第三节 特低渗透储层非定常渗流产量变化规律数学模型	83
第七章 非达西条件下整体压裂井网水驱油两相渗流	88
第一节 特低渗透储层非达西渗流水驱产量变化规律	88

第二节	井组、区块开采动态历史拟合	90
第三节	油层开采效果评价	92
第四节	油层开采效果预测	101
第八章	非达西条件下压裂水平井渗流理论	103
第一节	非达西单相渗流条件下水平井压裂产能预测方法	103
第二节	非达西单相渗流条件下水平井压裂非定常渗流	108
第三节	产能预测数学模型的解法	114
第四节	非达西条件下压裂水平井水驱油两相渗流	115
第九章	特低渗透油藏泡沫驱油多相渗流	119
第一节	多元泡沫质量传输渗流数学模型	119
第二节	泡沫流动机理和物理性质	120
第三节	泡沫上浮运动对开采效果的影响	126
第四节	模拟实例	127

第三部分 特低渗透油藏有效开发方法

第十章	大面积整体水平井井网优化增效开发方法	133
第一节	水平井适应性筛选	133
第二节	水平井产能预测	135
第三节	厚度下限的确定	138
第四节	水平井井网优化设计	140
第十一章	非均质油藏矢量井网优化布井增效开发方法	144
第一节	矢量井网影响因素分析	144
第二节	水驱控制程度的计算	147
第三节	水平井产能公式	148
第十二章	CO₂ 注气驱油提高采收率方法	159
第一节	特低渗透油藏注气开采驱油渗流机理实验研究	159
第二节	特低渗透油藏注气开采的非达西渗流数学模型研究	165
第三节	特低渗透油藏区块储层特性及开采特征分析	169
第四节	气驱 (CO ₂) 混相驱油数值模拟方案优化研究	172
第十三章	特低渗透油田活性水驱油方法	176
第一节	活性水驱油降压增注机理	176
第二节	活性水降压增注在特低渗透油田的应用	186
第十四章	注入水质对特低渗透油藏注水开发效果影响	188
第一节	特低渗透油层注入水性质对水驱效果影响	188
第二节	注入水质对开发指标的影响因素分析	192
第三节	注入水质对储层物性影响的预测方法	198
第四节	注入水质实例模拟分析	201

第四部分 特低渗透油藏有效开发现场应用

第十五章	吐哈油田现场应用	207
-------------	-----------------------	------------

第一节 牛圈湖区块储层特征和流体特点	207
第二节 产量数值模拟和井网优选	207
第十六章 大庆油田现场应用	215
第一节 葡 333 和葡 462 试验区储层特征和流体特点	215
第二节 数值模拟和结果评价	215
第十七章 胜利油田现场应用	220
第一节 车 272 区块现场应用	220
第二节 车 274 区块现场应用	225
第三节 义 37 区块现场应用	226
第四节 3 个区块优化设计方案	229
参考文献	231

第 一 部 分

特低渗透油藏开发基本特征

第一章 特低渗透油藏地质特征

第一节 特低渗透油藏的特点及分类

低渗透油藏是一般指储层空气渗透率小于 50mD 的油藏，近几年低渗透和特低渗透油藏在新增探明储量中所占的比例越来越大，已经成为增储建产的主要组成部分。我国低渗透油气资源占总油气资源的 50% 以上，能否有效地对低渗透油气资源进行开发利用，对我国的能源接替起着重要的作用。低渗透储层具有低渗透率、低孔隙度、储层非均质性强、微裂缝较发育的特点，在开发设计过程中存在很大的难点和矛盾，需要人们研究渗流机理，并在开发实践中不断地总结经验。

为了综合认识油层内部结构特征，为合理开发和提高最终采收率提供依据，有必要对低渗透储层进一步细化分类，不同国家和地区对低渗透油田的划分标准并不是十分统一。根据储层性质和油田开发技术经济指标划分，美国将渗透率小于等于 100mD 的油田称为低渗透油田，前苏联的标准是 50 ~ 100mD 以下，而我国一般将渗透率在 50mD 以下的油田称为低渗透油田。按照不同的标准，有以下几种划分方法。

一、按渗透率

按渗透率为标准划分低渗透储层是目前国内外较为常用而且被认同的方法。以渗透率为基本标准，结合微观结构参数、驱动压差、排驱压力、储集层比表面积、相对分选系数、变异系数，将低渗透储层划分为以下 6 类。

I 类（一般低渗透）：油层渗透率为 10 ~ 50mD，这类储层的主要特点是，主流喉道半径较小，孔喉配位低，属中孔、中细组合型的油层，驱动压力低，流动能力较差，开采较容易。

II 类（特低渗透）：油层渗透率为 1 ~ 10mD，这类储层的平均主流喉道半径小，孔隙几何结构较前者为差，相对分选系数好，孔喉配位低，属于中孔微喉、细喉组合的油层。驱动压力大，难度指数大，流动能力差，比表面积大，储渗参数低，不易开采。

III 类（超低渗透）：油层渗透率为 0.1 ~ 1mD，该类储层特点是平均主流喉道半径小，孔隙几何结构差，相对分选系数好，孔喉配位少，属小孔细微喉组合。驱动压力大，流动能力差，开采难度大，比表面积大，吸附滞留多，水驱油效率低。

IV 类（致密层）：油层渗透率为 0.01 ~ 0.1mD，油层表面性质属亲水，驱油效率低。

V 类（非常致密层）：油层渗透率为 0.0001 ~ 0.01mD，这类储层的显著特点是中值压力高，是非常差的储层。

VI 类（裂缝—孔隙）：储层特征是，测试样品上，肉眼看不出为裂缝，岩石非常致密。

二、按启动压力分类

为了全面反映低渗透储层的渗流特征，王渝明、庞颜民等提出了基于启动压力梯度对

低渗透砂岩储层进行分类的方法。通过室内岩心实验表明,启动压力梯度与渗透率的变化有明显的相关性,不同储层渗透率的启动压力梯度变化数量级别不同,具体划分如下:

I类:启动压力梯度变化率的数量级是 10^{-4} ,渗透率范围是 $8 \sim 30\text{mD}$ 。

II类:启动压力梯度变化率的数量级是 10^{-3} ,渗透率范围是 $1 \sim 8\text{mD}$ 。

III类:启动压力梯度变化率的数量级是 $10^{-2} \sim 10^{-1}$,渗透率范围是 $0.1 \sim 1\text{mD}$ 。

并且,王渝民等认为渗透率大于 30mD ,启动压力梯度变化很小,渗流为达西流,因此将此低渗透储层的渗透率上限定为 30mD 。

三、按孔隙结构分类

孔隙结构的好坏,直接影响储层物性的优劣。孔隙结构除了利用铸体薄片或孔隙铸体直接观察外,毛细管压力曲线在一定程度上间接反映了储层孔隙类型、孔喉大小分布、孔喉分选、孔喉连通性等结构特征。毛细管压力曲线的形态主要受孔隙喉道的分选性和喉道大小所控制,分选越好,毛细管压力曲线中间的平缓段越长,越接近与横坐标平行,喉道越大,大喉道越多,则曲线越向坐标的左下方凸出;相反,喉道越小,越凸向右上方。赵虹等根据毛细管压力曲线形态结合物性参数、孔隙发育的不同,将北山盆地群砂岩储层分为4类,具体如下:

I类(中喉型):此类曲线偏向图框左边中下部,有明显的宽平台且上凹,排驱压力 $p_d < 0.05\text{MPa}$,饱和度中值喉道直径 $C_{50} > 1\mu\text{m}$,最小润湿饱和度 $S_{\min} < 10\%$;粗歪度,孔喉分选性好。

II类(较细喉型):此类曲线大致在图框对角线位置,有较明显的平台且上凹, $p_d=0.05 \sim 1\text{MPa}$, $C_{50}=0.1 \sim 1\mu\text{m}$, $S_{\min}=10\% \sim 20\%$;较粗—略粗歪度,孔喉分选较好。

III类(细喉型):此类曲线偏向图框右边中上部,平台不明显或略显, $p_d=1 \sim 5\text{MPa}$, $C_{50}=0.01 \sim 0.1\mu\text{m}$, $S_{\min}=20\% \sim 40\%$;细歪度,分选较差。

IV类(致密型):此类曲线偏向图框右上角,平台较窄且上凸明显, $p_d > 5\text{MPa}$, $C_{50} < 0.01\mu\text{m}$, $S_{\min} > 40\%$;细歪度,分选差。

四、按流度分类

室内实验和实际油田开发表明,低渗透油田的开发不仅与渗透率有关,还与流体的黏度有关,并且低渗透油藏的孔隙狭窄,流体与岩石的相互作用强烈。低渗透储层按流度的大小可以分为以下3类。

I类:称为低渗透储层,流度为 $30 \sim 50\text{mD}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

II类:称为特低渗透储层,流度为 $1 \sim 30\text{mD}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

III类:称为超低渗透储层,流度小于 $1\text{mD}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

五、岩性、物性、油性、电性综合分析

张连元利用岩性、物性、油性、电性综合分析,将安塞油田坪北区延长组的储层分为4类(表1-1)。

六、按成因类型

从储层成因的演化上看,低渗透储层的成因与沉积、成岩、构造作用密切相关。根据

上述不同地质因素在低渗透储层成因的作用大小的不同，可将低渗透砂岩内储层分为原生低渗透储层、次生低渗透储层和裂缝性低渗透储层。

表 1-1 储层分类表

类 别	岩 性	孔隙结构		物 性		电 性		含 油 性	试采日油量 (t)
		孔喉半径 (μm)	均方差	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	声波时差 ($\mu\text{s/m}$)	自然电位 比值 (%)		
I	中—细砂岩	> 0.5	> 2.5	> 15	> 3	> 255	0.75 ~ 1	油浸	> 3
II	细砂岩	0.15 ~ 0.5	2 ~ 2.5	10 ~ 15	1 ~ 3	255 ~ 225	0.5 ~ 0.75	油斑—油浸	1 ~ 3
III	粉细砂岩	0.1 ~ 0.15	1.5 ~ 2	8 ~ 10	0.2 ~ 1	225 ~ 205	0.35 ~ 0.5	油斑—油迹	< 1
IV	粉砂岩	< 0.1	< 1.5	< 8	< 0.2	< 205	< 0.35	油迹	少量油

原生低渗透储层，又称沉积型低渗透储层，这类储层主要受沉积作用控制。形成低渗透储层的原因在于沉积物粒度细、泥质含量高和（或）分选差。以沉积作用形成的原生孔隙为主，成岩作用产生的次生孔隙所占比例很少。储层一般埋藏较浅，大多未经受过强烈的成岩作用，岩石脆性较低，裂缝相对不发育。我国陆相沉积盆地原生低渗透储层多分布于冲积扇与三角洲前缘相。大庆油田杏一区东部低渗透砂岩储层为湖盆三角洲前缘相席状砂沉积，其形成原因为岩石颗粒细，泥质含量高，达 20% 左右分选差。科尔康油田白 2 块沙海组下段和鄯善油田三间房组储层属此类。这类储层研究的基本思路是从沉积相分析入手，建立岩石相、沉积微相与砂体分布、储层物性参数响应。

次生低渗透储层，又称成岩型低渗透储层，主要受成岩作用控制。这类储层原认为是常规储层，但由于机械压实作用、自生矿物充填、胶结作用及石英次生加大，降低了孔隙度和渗透率，原生孔隙残留很少，形成致密储层（有时为非储层）。后由于有机质去羧基作用产生的酸性水使碳酸盐、沸石、长石等矿物溶蚀，产生次生孔隙，增大了孔隙度和渗透率，形成次生低渗透储层。该类储层几乎发育于我国所有含油气盆地之中，构成了低渗透砂岩储层的主体，其中最为典型的是安塞油田延长组长 6 油层和五号桩油田桩 23 块沙三下油组。次生低渗透储层的研究，应该从成岩作用事件和成岩作用史入手，以原生孔隙的消亡和次生孔隙的分布规律为重点，进行储层预测和评价。

裂缝性低渗透砂岩储层，又称构造型低渗透储层。低渗透砂岩储层，尤其是次生低渗透储层，岩石致密程度相应增加，脆性更大，在构造运动产生的外力作用下，易发育裂缝，形成裂缝性低渗透储层。这类储层在我国也有大量发现，诸如扶余油田扶余油层、克拉玛依油田乌尔禾油层，以及乾安油田、朝阳沟油田、新民油田、火烧山油田、丘陵油田等均属此类。裂缝性低渗透储层的研究，必须以裂缝研究为中心，从岩心裂缝观察和露头调查入手，以构造发育史及古应力场分析为基础，结合测井及动态资料，对储层中裂缝性质、规模、产状、地下状态、裂缝渗透率及可能对油田开采带来的后果进行详细分析，由此建立符合实际的裂缝地质模型。

从以上可以看出，对低渗透储层的分类从单纯的以渗透率标准划分过渡到综合考虑各种因素包括油性、电性等，研究手段采用动、静态资料结合，采用数据统计与实验的方法对储层进行综合评价分类。有人提出过应用模糊聚类的方法进行评价。但这种方法有主观因素在内，因此并不提倡。目前较为大家所认可的是按渗透率、启动压力和孔隙结构所进

行的分类。因各油田油藏的不同,其分类可能有所差别,应根据各种油田油藏的成因构造等实际情况和研究目的不同,进行合理分类。

第二节 储层特征和流体特点

由各油区的低渗透储层埋藏深度统计表明,目前发现的油藏以中深层为主,埋藏深度小于 1000m 约占 5.2%,1000 ~ 2000m 约占 43.1%,2000 ~ 3000m 约占 36.2%,大于 3000m 约占 15.5%。而低渗透储层中特低渗透及超低渗透储量占较大比例,其中一般低渗透储层占 54%,特低渗透储层占 38.6%,超低渗透储层占 8.4%,特低渗透和超低渗透储层总共占到了 47%。从目前探明的低渗透油藏统计,砂岩油藏占 70% 左右,砾岩油藏占 10% 左右,其余的存在于变质岩及石灰岩等特殊岩性油藏中。

总的来说,低渗透油田的储层特征和流体特点可以归纳为以下几点:

(1) 储层物性差,孔隙度和渗透率低,总体上看,岩屑含量高、黏土或碳酸盐胶结物较多是低渗透砂岩储层的普遍现象。据统计,低渗透油田储层平均孔隙度为 18.55%,就油层孔隙度分布而言,平均孔隙度为 10% ~ 20% 之间的油层占 36.67%,平均孔隙度大于 20% 的油层占 13.33%,其余 50% 左右油层的孔隙度小于 10%。储层渗透率一般为 1 ~ 50mD,但各个油田情况不一。从 18 个油田 28 套油层统计,平均渗透率小于 10mD 的油层占 61%,10 ~ 20mD 的油层占 21%。我国低渗透油田一半以上的储量存在于渗透率小于 1 ~ 10mD 的油藏中,即存在于特低渗透油藏中。

(2) 孔喉细小,溶蚀孔发育。低渗透砂岩储层的孔隙以粒间孔隙为主,原生粒间孔隙和次生粒间孔隙都发育,但溶蚀孔隙相对较发育,另外还有微孔隙、晶间孔和裂隙孔。低渗透储层以中孔、小孔为主;喉道以管状和片状的细喉道为主。根据大量低渗透油田砂岩储层的统计,喉道半径一般小于 $1.5\mu\text{m}$,非有效孔隙体积在整个孔喉体积中所占比例较大,在 26% ~ 65% 之间,平均为 30%,直接影响储层的渗透性。

(3) 储层非均质性严重。由于受水进、水退形成储层纵向上的沉积旋回规律的影响,造成储层不同微相之间的物性差异。层内非均质性受沉积韵律的变化和成岩作用而表现出明显的不同。

(4) 我国低渗透油田储层的裂缝大多是构造裂缝,其分布比较规则,常常成组出现;裂缝切穿深度大,产状以高角度裂缝为主,倾角大于 60° 的裂缝占裂缝总数的 70% 以上,裂缝密度受构造部位、砂岩厚度、岩性控制十分明显。低渗透油田裂缝宽度一般都很小,多数在十几到几十微米之间,裂缝的延伸长度大多小于 100m。低渗透砂岩油田裂缝孔隙度都十分小,一般小于 1%;但渗透率变化很大,从几十至上千毫达西不等。

(5) 储层敏感性强。低渗透砂岩油藏储层碎屑颗粒分选差,黏土和基质含量高,成岩作用强,油层孔喉细小,容易造成各种损害。

(6) 原油性质好。我国低渗透油田原油具有密度小、黏度小、含胶质和沥青少的特点,另外原油凝固点比较高,含蜡量比较高,地面原油密度一般为 $0.84 \sim 0.86\text{g/cm}^3$,脱气原油黏度为 $7 \sim 33\text{mPa}\cdot\text{s}$,地层原油黏度一般为 $0.7 \sim 8.7\text{mPa}\cdot\text{s}$,原油凝固点一般为 $16 \sim 33^\circ\text{C}$,原油中胶质及沥青含量一般为 3% ~ 19%。低渗透油田原油一般都属于正常原油,亦即通称的稀油,基本上没有稠油,稠油一般都储藏于高渗透油层之中;在同一油田范围内,低渗透储层一般埋藏较深,其原油性质通常比埋深较浅的高渗透储层要好。原油性质好是低

渗透油田开发一个重要的有利因素。

渗流流体由体相流体和边界流体两部分组成。体相流体是指其性质不受界面现象影响的流体；而边界流体则是指其性质受界面现象影响的流体。

油层岩石的渗透率在某种程度上反映岩石孔隙结构的状况。研究表明，岩石的渗透率越低，则岩石孔隙系统的平均孔道半径越小，非均质程度更严重，微小孔道所占孔隙体积的比例越大，孔隙系统中边界流体占的比例越大。这些特点明显地影响液体与固体界面的相互作用。渗透率越低，这种液固界面的相互作用越强烈。它将引起渗流流体性质的变化，使低渗透油层中的渗流过程复杂化。

在特低渗透储层中，由于固体与液体的界面作用，在油层岩石孔隙的内表面存在一个原油的边界层，其中的原油属边界流体。在边界层内，原油的组成和性质都与体相原油的差别很大，存在组分的有序变化，存在结构黏度特征，存在屈服值。这个边界层的厚度，除了与原油本身性质有关外，它还与孔道大小、驱动压力梯度有关。

一般来说，水是牛顿流体，但是当它在很细小的孔道中流动时也呈现出非线性渗流特征，具有启动压力梯度。原油更是如此，它在特低渗透油层中渗流时也呈现出非线性渗流特征，具有启动压力梯度。

因此，储层中的原油原则上并不是牛顿流体，更不能在整个孔隙系统中保持其恒定的特征。但是，在油藏工程应用中，在一定的误差范围内，可以把中高渗透性稀油当作牛顿流体来对待。人们成功地用达西定律解决了大量中高渗透性稀油油藏的工程设计计算问题，这是因为，对中高渗透性稀油油藏来说，原油边界层不太厚，边界层中的原油占总油量的比例不太大，边界层原油的非牛顿性对线性渗流规律影响不明显。然而，对一特低渗透油藏来说，这个影响则是不可忽视的，它会使渗流规律发生明显的变化，偏离达西定律。

第二章 特低渗透油藏开发动态特征

第一节 低渗透油田开发特征

由于低渗透油田储层物性差、岩性变化大、孔隙结构复杂、非均质严重、天然能量低等特点，决定了它在开采中有特殊的开采特征。

一、自然产能低，生产压差大，压裂后增产幅度较大

低渗透油田，由于岩性致密、孔喉半径小、渗流阻力大，因而导致油井自然产能低，生产压差大。单井自然产能一般低于 5t/d，特别是渗透率小于 10mD 的特低渗透油田，油井自然产能更低，有的甚至根本不出油。但大多数低渗透油田在经过压裂改造后，增产幅度较大，可使原来不具备工业生产价值的低渗透油田变为可进行工业开采的油田。压裂已成为低渗透及特低渗透油田试油和开发的必需措施，不经过压裂，就不可能对低渗透油田的产能和价值作出正确的评价。

有少数低渗透油田，地层压力系数高，原油中溶解天然气量多，其油井自然生产能力相对较高，甚至有一定自喷能力，不过其生产压差很大，米采油指数仍然很低。油井产量的大小，不仅取决于储油层性质的好坏，还与原油性质、油层厚度及工艺技术水平等因素有关。

二、采用消耗方式开发，产量递减快，压力下降快，一次采收率很低

低渗透油田一般天然能量都不充足，再加上渗流阻力大，能量消耗快，采用自然消耗方式开发，产量递减快，地层压力下降快，一次采收率很低。

在依靠天然能量开采阶段，产油量的年递减率一般在 25% ~ 45% 之间，最高达到 60%；地层压力下降幅度很大，每采出 1% 地质储量，地层压力下降 3.2 ~ 4.0MPa。我国低渗透油田平均弹性采收率为 3.2%，平均溶解气采收率为 13.9%。为了获得较高速度的稳产和较高的采收率，在条件具备和经济可行条件下，对低渗透油田应充分考虑保持压力的开发方式。

三、注水井吸水能力低，启动压力和注水压力高

低渗透油田注水开发中存在一个比较普遍的矛盾，就是注水井吸水能力低，启动压力和注水压力高，而且随着注水时间的延长，矛盾加剧，甚至发展到注不进水的地步。

低渗透油田注水井吸水能力低和下降，除油层渗透率低的内在因素外，还与注采井距偏大和油层受污染、伤害及堵塞有关。

注采井距偏大、油层连通性差，则注水井的能量（压力）难以传递、扩散出去，致使注水井井底附近压力憋得很高。这类井的指示曲线一般是平行上移，斜率不变，说明吸水指数并未降低，主要是由于启动压力升高，有效的注水压差减小，因而注水井吸水量降低。

对属于以上情况的油田，如果适当缩小注采井距离，则注水井吸水能力会很快提高，油田开发状况也可得到相应改善。

注入水质或者作业压井液不合格、不配伍，会污染和堵塞油层，降低注水量。这样井的指示曲线一般是斜率增大，表示吸水指数下降。这时应该针对造成油层伤害的原因，采取相应的解堵措施，以恢复和提高注水井吸水能力。

四、油井见注水效果较慢，压力、产量变化不如中高渗透油层敏感

低渗透油田注水效果与中高渗透油田有显著的不同，油井见效时间比较晚，压力、产量变化比较平缓，不如中高渗透油层敏感和明显。

一个油田油井见注水效果的早晚，除与注采井距有关外，同时受投注时间、注水强度、注采比和油层连通程度等因素的影响。总的规律是，早（同步）注水区块见效时间快、见效井比例大、产量恢复程度高；晚注水区块见效时间慢、见效井比例小、产量恢复程度低；注水强度大、注采比高的区块，见效状况好于注水强度小、注采比低的区块。

对于高渗透油田注水见效情况是两升一降，即地层压力回升，油井产量上升，气油比下降。而低渗透油田情况则不相同。

低渗透油田由于油层渗流阻力大，注水井到油井间的压力消耗多，这样注水井作用给油井的能量就很有限，因而油井见注水效果不仅时间晚，而且反应比较平缓，压力、产量变化幅度不大，有的甚至恢复不到油井投产初期的产量水平。

五、裂缝性砂岩油田注水井吸水能力强，油井水窜严重

我国许多低渗透油田储层裂缝都比较发育，构成裂缝性砂岩油藏。这类油藏的开发特征与单纯低渗透油藏不同，其主要特点是注水井吸水能力强，油井水窜严重。

1. 注水井特征

(1) 注水井启动压力和注入压力低，吸水能力强。裂缝渗透率远远大于砂岩基质渗透率，一般可以达到几千甚至几个毫达西，因而其吸水能力很强，注入压力很低。

(2) 注水井指示曲线存在拐点，超过拐点压力，吸水量急剧增大。为防止裂缝水窜现象，实际注水压力要严格控制在拐点压力（即地层破裂压力或裂缝张开压力）之下。

(3) 在微裂缝较发育时，注水井不经压裂直接投注，吸水能力较好，而且吸水剖面比较均匀。注水井不经压裂直接投注，不仅可以节约投资，而且对防止水窜也比较有利。

2. 油井特征

(1) 油井水窜严重，方向性比较明显。裂缝性砂岩油田注水后，注入水很容易沿裂缝窜进，使沿裂缝方向上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。

(2) 沿裂缝注水，两侧油井见注水效果较好。沿裂缝注水后，油井全面见效，油层压力稳定回升，含水稳定。

3. 严格控制注水压力和注采比

油层裂缝具有不利和有利的两重性质，如果处理得当，控制其不利因素发挥其有利因素，仍然可以取得比较好的开发效果。

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，注采比不能过大，防止注入水沿裂缝乱窜，造成严重不良后果。特别要严格控制注水压力，不能超

过裂缝张开或延伸压力。

六、低渗透油田见水后采液（油）指数下降，稳产难度很大

低渗透油田由于储层物性差，孔隙结构复杂，表面润湿性偏亲水，特别是原油黏度较低，因此其渗流生产特征与中高渗透油田有着明显的不同。

1. 油井见水后采液（油）指数大幅度下降，稳产难度很大

低渗透油田油井见水后一个很大的特点是，采液（油）指数大幅度下降。一般到含水 50% ~ 60% 时，降至最低点，无因次采液指数降到 0.4 左右。在含水上升和采液指数下降的双重影响下，采油指数下降更为严重，当采液指数最低时，无因次采油指数只有 0.15。

从需要上讲，油井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。但低渗透油田由于渗流阻力大，能量消耗多，流动压力本来就已经很低，继续加大生产压差的潜力很小，因而油井见水后，一般产液量和产油量都大幅度下降。尽管采取调整改造、综合治理等多方面措施，但要保持全油田稳产难度是很大的。

高渗透油田情况就比较好，油井见水后，多数油田产液量不断上升，再加上采取了放大生产压差、补打必要的调整加密井等综合治理措施，可以保持较长的稳产期。

2. 低含水阶段含水上升较慢，是重要的采油期

油井见水后含水率的变化规律，可根据油水相渗透率曲线和达西定律推导出的分流量方程进行描述。其表达式为：

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{K_{ro}}{K_{rw}}}$$

可以看出，原油黏度不同，含水上升规律也不同。原油黏度高时，含水率初期上升快，后期上升慢；原油黏度低时则相反，初期含水率上升慢，后期含水快。低渗透油田地层原油黏度一般都比较低，因而油井见水后含水率初期上升比较慢，后期上升快。

第二节 特低渗透油田开发特征

由于特低渗透油层岩性致密、孔喉半径小、渗流阻力大，因而导致油井自然产能低，生产压差大。为了提高特低渗透油田的产能，必须对其进行压裂改造。

从油田开采动态反应来看，裂缝性砂岩油田的裂缝作用可分为 3 种类型。第一类为强烈型（显裂缝型）：在开采动态中裂缝反应明显，作用强烈，其主要表现是钻井过程中钻井液漏失严重，压力恢复曲线具有明显双重介质特征，有效渗透率明显高于空气渗透率，油井初产能力变化幅度极大，注入水推进速度特别快，油井水窜、水淹十分严重等，如火烧山油田。第二类为中等型（微裂缝型）：裂缝的作用主要表现为注水后引起裂缝方向的油井极易发生水窜、水淹现象，如吉林的扶余油田。第三类为微弱型（潜裂缝型）：这类裂缝在原始状态下处于闭合状态，其特征及表现和正常砂岩油田相似，但在外力（如压裂、注水等）长期作用下，这些潜在的微细裂缝可能张开、发挥作用。

正由于裂缝性砂岩油田具有上述一些特殊性，需要对油田开展深入细致的、大规模的

裂缝及其开发对策方面的研究，这里对存在裂缝的特低渗透油田开发特征进行总结。

一、主力层与非主力层裂缝发育不同，层间矛盾不同，间歇出油或吸水比例不同

(1) 主力层与非主力层裂缝发育程度不同，导致层间矛盾不同，间歇出油比例不同。

特低渗透油藏间歇出油，而且主力层与非主力层注采比差异较大，反映了主力层与非主力层层间矛盾大。

(2) 砂岩厚度薄裂缝密度大，导致厚度较大的主力层与厚度较小的非主力层层间矛盾不同，吸水变化不同。

大庆油田勘探开发研究院研究人员在对宾县泉头组野外露头天然裂缝观察和统计分析的基础上，建立了砂岩厚度 (H) 与裂缝密度 (D) 的定量关系：

$$D=0.24609+3.62990/H$$

其相关系数为 0.9859，裂缝密度与砂岩厚度具有较好的相关性，并存在一厚度阈值 ($H=2.0 \sim 2.3\text{m}$)。当砂岩厚度小于此阈值时，裂缝密度随砂岩厚度的变小急剧增大；而当砂岩厚度大于此阈值时，裂缝密度变化幅度很小。吐哈丘陵油田统计的厚度与裂缝频率曲线也具有这样的规律。榆树林油田非主力油层砂岩厚度大部分都小于 2m，因此裂缝相对主力油层较为发育，注水井钻遇这些裂缝的几率较大，在注水时裂缝先张开吸水，降低了启动压力，形成了在笼统注水条件下薄差层吸水异常的现象。

以某油田 Z462 试验区统计的 6 口井共 70 小层的同位素吸水情况统计来看，非主力层吸水层数和吸水强度都有所增加。主力油层吸水强度由 2005 年的 1.29 下降到 2006 年的 1.24，非主力油层则由 0.88 上升到 1.12 (图 2-1)。

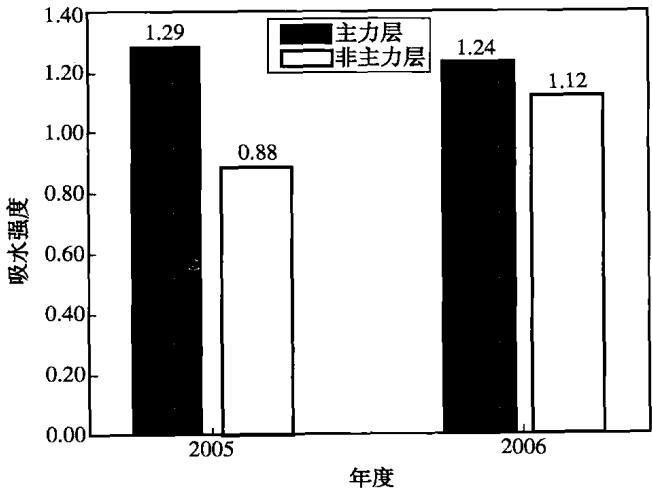


图 2-1 主力层与非主力层吸水强度变化

在非主力层中厚度小于 2m 的层占总厚度的比例为 85.11%，在主力层中厚度小于 2m 的层占总厚度的比例为 43.48% (图 2-2)。可见非主力层中小于 2m 所占的比例很大。由裂缝密度与砂岩厚度的关系 (砂岩厚度越小，裂缝密度越大) 可以得出，非主力油层裂缝密度比主力油层大，因此在注水压力增大的情况下，非主力层中小于 2m 的层其裂缝有可能张开，导致吸水强度增大。这也就是为什么在注水压力增大情况下，非主力层吸水层数和吸水压力都增加的原因。