

DISHENTOU TEDISHENTOU YOUKANG KAIFA YUCE JISHU

低渗透特低渗透油藏 开发预测技术

陈 岩 主编



石油工业出版社

“十二五”国家科技重大专项(2011ZX05013-001)

油气资源与勘探技术教育部重点实验室 资助

低渗透特低渗透油藏 开发预测技术

陈 岩 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书从沉积微相与裂缝发育程度关系、裂缝发育程度与岩性关系及成岩作用等方面，系统分析低渗透、特低渗透储层孔隙结构特征，非均质与沉积微相的关系，裂缝对低渗透、特低渗透储层的作用机理；引进多种数学方法，建立了低渗透、特低渗透高产富集区模型及评价标准；最后建立了不同井型、不同措施方式及不同低渗透、特低渗透试井解释模型和产能预测模型。

本书适合勘探开发工作人员及大专院校相关师生参考使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

低渗透特低渗透油藏开发预测技术 / 陈岩主编.
北京: 石油工业出版社, 2017. 1
ISBN 978-7-5183-1523-9

- I. 低…
- II. 陈…
- III. 低渗透油气藏-油田开发
- IV. P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 242046 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

编辑部: (010) 64523736 图书营销中心: (010) 64523633

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

2017 年 1 月第 1 版 2017 年 1 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 14

字数: 350 千字

定价: 75.00 元

(如出现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)

版权所有, 翻印必究

《低渗透特低渗透油藏开发预测技术》

编 委 会

主 编：陈 岩

成 员：王新海 江 山 陈 鹏 刘波涛
杜友福 郑爱玲 刘 洪 余华平
谷 军 秦 超 黄 勤 黄万龙
徐海民 严利咏 李 鹏 黄 博
姜汉峰

前 言

目前，国内外已有多种低渗透储层分类和评价标准，主要受各国资源情况和经济发展水平所限。低渗透油藏的分类方法有：渗透率分类法、流度分类法、流动系数分类法、孔隙度分类法等，目前最常用的是渗透率分类法。

美国 A. I. Levenson (1975) 将渗透率大于 10mD 的油藏称为常规储层；反之，小于 10mD 就是低渗透油藏（致密砂岩油藏）；苏联 M. JI. 苏尔古伊耶夫等 (1993) 将低渗透油藏渗透率上限定为 50mD；罗蛰潭、王允诚 (1986) 将渗透率小于 100mD 的称为低渗透储层；严衡文、周文珍、皮广农于 1992 年在西安“国际低渗透油气藏会议”上，将渗透率大于 100mD 的储层称为常规储层，渗透率 10~100mD 的称为低渗透储层，渗透率 0.1~10mD 的称为特低渗透储层；胡文瑞 (2009) 将低渗透储层划分为，一般低渗透 (1.0~10mD)，特低渗透 (0.5~1.0mD)，超低渗透 (0.5mD 以下)；李道品 (1997) 将低渗透储层划分为，低渗透 (10~50mD)，特低渗透 (1.0~10mD)，超低渗透 (0.1~1.0mD)。目前，国内一般采用李道品分类，其中：I 类储层与正常储层特点基本相同，测井油水层解释效果较好，这类储层一般具工业性自然产能，开采方式及最终采收率与常规储层相似，压裂可进一步提高产能；II 类储层也就是最典型的低渗透储层，其测井解释油水层难度较大，且自然产能一般达不到工业标准，需压裂投产；III 类储层为致密低渗透储层，由于喉道半径小，油很难进入，含水饱和度一般大于 50%，这类储层临界有效储层下限，几乎无自然产能，需采取大型压裂取得效益开发。

中国东部老油田经过多年的高效开发，目前已进入高含水 (85%以上)、高采出程度 (70%以上) 的“双高”开发阶段，产量进入总递减期。而后备优质储量不足，新发现储量多为低渗透储量。近十年来，低渗透储量逐年增加，当年探明的低渗透储量占当年探明总储量的比例，由 20 世纪 90 年代初期的 40%

上升到目前的近70%，其中，特低渗透油藏储量约占10%。已探明未动用储量中有一半以上是低渗透、特低渗透储量，因此开发动用好低渗透、特低渗透油田对我国石油产量自给水平的提升有着十分重要的意义。

低渗透、特低渗透储层受沉积、成岩、微观孔喉网络特征、宏观与微观非均质性、流体自身物理化学性质等多种影响因素组合控制，开发产建矛盾突出，主要表现为：储层砂体垂向上多期叠置，层间、层内和平面的非均质性强，孔隙和喉道半径小，毛细管压力小，油水渗流阻力大，油水分布关系复杂，与常规储层特征有显著差异，微观孔喉网络分布模式极其错综复杂，孔隙喉道类型多样、孔喉配位数不均一、孔喉连通程度差。同时，储层成岩作用与微裂缝分布的差异性造成低渗透、特低渗透储层具有相对高渗透区存在。依靠传统、单一的沉积控制已不能解释低渗透、特低渗透储层开发中面临的“疑难杂症”，只有沉积、成岩与微观孔隙结构特征相结合才能多尺度标定低渗透储层的基本特征，因此，在储层微观孔隙结构及渗流机理进行定量表征的基础上，并与流动单元相结合，从宏观与微观两方面，开展低渗透、特低渗透砂岩油藏储层精细描述及开发动态研究。

尽管大部分常规油藏开发技术可以用于低渗透、特低渗透油藏，但二者之间可能存在一定差别，了解这些差别对于识别和开发低渗透、特低渗透油藏有重要意义。笔者从地质和渗流方面阐述了低渗透、特低渗透油藏的储层特征，介绍了其相关开发机理。笔者长期从事低渗透、特低渗透储层开发的研究，对各地区主要低渗透、特低渗透储层均开展过研究，根据研究经验对低渗透、特低渗透储层的试井解释方法、产能预测方法和高产富集区预测方法进行了总结，希望能对低渗透、特低渗透油藏开发有所参考。

本书共分七章，第一章详细介绍了低渗透特低渗透储层特征，主要包括岩石性质、储层渗流特征、储层物性特征以及裂缝发育程度与岩性的关系；第二章主要介绍了低渗透特低渗透储层非均质性，主要包括平面非均质性、纵向非均质性和微观非均质性；第三章介绍了低渗透特低渗透储层非均质性与沉积微相的关系；第四章主要介绍了裂缝对低渗透特低渗透储层的作用机理，主要包括裂缝对地层渗透率的贡献率研究、伤害表皮计算方法以及表皮系数分解等；

第五章主要介绍了低渗透特低渗透油藏试井解释方法；第六章介绍了低渗透特低渗透储层产能预测方法；第七章主要介绍了低渗透特低渗透相对高产富集区预测模型。

在本书编写过程中，特别感谢“十二五”国家科技重大专项(2011ZX05013-001)“低渗、特低渗油气储层相对高产富集区预测技术”和油气资源与勘探技术教育部重点实验室资助！特别感谢中国石油长庆油田公司和塔里木油田公司在项目合作中提供的技术支持，特别感谢长江大学石油地质及数学方面专家给予的指导！

由于水平有限，缺点和错误难免，一些观点和认识仍有待完善，敬请各位同行、专家批评和指正！

目 录

第一章 低渗透特低渗透储层特征	(1)
第一节 岩石性质	(1)
第二节 油藏渗流特征	(7)
第三节 储层物性特征	(10)
第四节 裂缝发育程度与岩性关系	(18)
第二章 低渗透特低渗透储层非均质性	(31)
第一节 平面非均质性	(31)
第二节 储层纵向非均质性	(47)
第三节 储层微观非均质性	(57)
第三章 低渗透特低渗透储层非均质与沉积微相关系	(69)
第一节 沉积微相	(69)
第二节 沉积微相分布特征	(78)
第三节 沉积微相影响	(95)
第四章 裂缝对低渗透特低渗透储层作用机理	(101)
第一节 裂缝对地层渗透率的贡献率研究	(101)
第二节 裂缝对伤害表皮系数影响研究	(103)
第五章 低渗透特低渗透储层试井解释方法研究	(122)
第一节 低渗透压敏单一介质油藏试井解释模型	(122)
第二节 低渗透压敏双重孔隙介质油藏试井解释模型	(132)
第三节 低渗透压敏双重渗透率介质油藏试井解释模型	(138)
第六章 低渗透特低渗透储层产能预测方法	(152)
第一节 低渗透特低渗透储层直井产能预测	(152)
第二节 低渗透特低渗透油藏水平井产能预测研究	(169)
第七章 低渗透特低渗透储层相对高产富集区预测模型	(186)
第一节 沉积相对油气富集成藏的影响	(186)
第二节 有利成岩相识别方法与平面展布	(189)
第三节 相对高产富集区评价标准和预测结果	(192)
第四节 低渗透特低渗透油藏相对高产富集区预测研究	(194)
参考文献	(206)

第一章 低渗透特低渗透储层特征

低渗透特低渗透储层物性特征是这类油田开发的基础，其准确的评价分析对下一步的研究及开发方案的制定至关重要。本章主要分析了低渗透特低渗透储层岩石性质、油藏渗流特征、储层物性特征及裂缝发育程度与岩性的关系。

第一节 岩石性质

一、岩石学特征

通过钻井岩心和野外露头剖面样品的岩石薄片、铸体薄片、阴极发光、扫描电镜分析，对研究区延长组长7储集砂岩进行了储层岩石学特征研究。

1. 碎屑成分

储层岩石学特征分析主要采用的是四组分三端元分类体系，其中的四组分指杂基、石英、长石和岩屑，而三端元则为石英、长石和岩屑。首先，研究区延长组砂岩的杂基含量一般小于15%，故从大类上可定义为净砂岩，然后根据石英、长石和岩屑三端元的含量进行进一步细分(图1-1)。

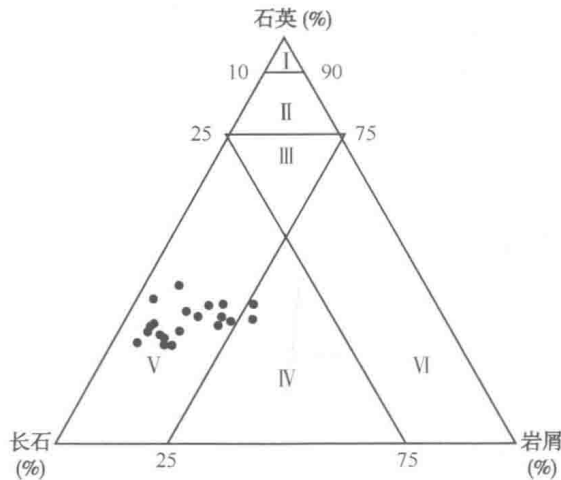


图 1-1 延长组长 7_1 和长 7_2 砂岩分类图

I—纯石英砂岩；II—石英砂岩；III—次岩屑长石砂岩或次长石岩屑砂岩；
IV—岩屑长石砂岩或长石岩屑砂岩；V—长石砂岩；VI—岩屑砂岩

长7储层主要发育岩屑质长石细砂岩，砂岩组分含量统计表明，长7石英占碎屑组分为17.5%~40.5%，平均含量27%，主要来自变质岩系地层；长石总体含量较高，占碎屑组分的24%~52.5%，平均含量46.5%；岩屑占碎屑组分的2%~17.5%，平均含量11%，主要有石英岩、千枚岩、片岩、变质砂岩、板岩；云母、绿泥石占碎屑组分的2.5%~24.5%，平均含量5.5%。重矿物以高锆石、白钛矿、石榴子石、硬绿泥石为特征，如图1-2所示。

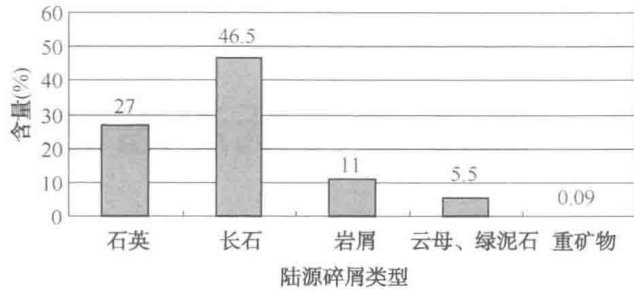


图 1-2 长 7 储层 X 射线衍射全岩分析矿物含量

2. 杂基成分

杂基是碎屑岩中细小的机械成因组分，其粒级以泥为主，可包括一些细粉砂。长 7 油层组杂基含量变化大，一般为 1%~5%，少量可达 8%~9%，这与储集砂体成因类型有关，如三角洲前缘的分流河道水动力时强时弱，杂基含量一般较高，据统计，平均 6.5% (图 1-3, 图 1-4)。

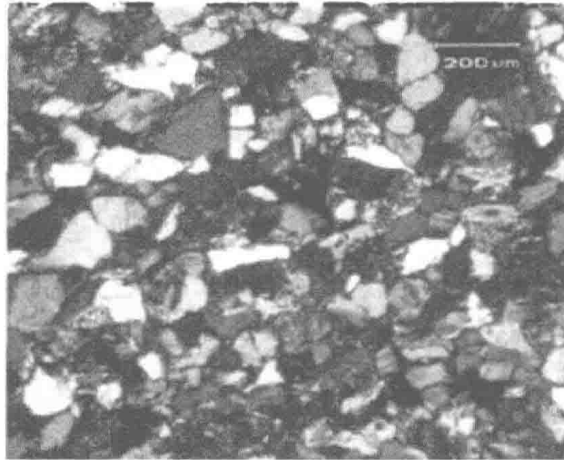


图 1-3 细粒长石砂岩，元 35 井，长 7₁

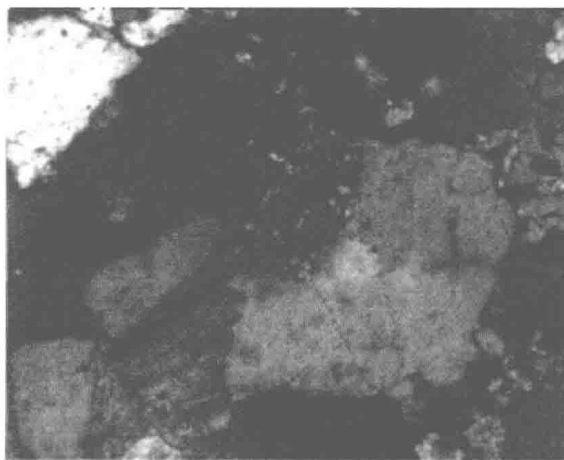


图 1-4 安山岩岩屑，安 75 井，长 7₁

3. 胶结物

胶结物是碎屑岩中以化学沉淀方式形成于粒间孔隙中的自生矿物。它们有的形成于沉

积—同生期，但大多数是成岩期的沉淀产物。长7砂岩中胶结物种类较多，有方解石、白云石、高岭石、水云母、绿泥石、浊沸石和长石质等。

通过铸体薄片统计、扫描电镜分析，得出研究区长7砂岩的填隙物含量约为6%~23%，平均14.1%，以方解石等碳酸盐和高岭石、水云母、绿泥石等自生黏土矿物为主，以及少量黄铁矿和长石质，含量变化较大(图1-5)。

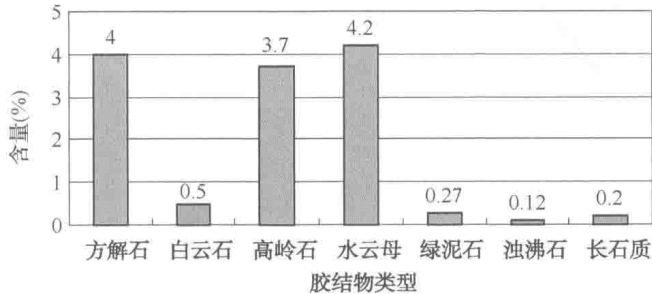


图1-5 长7储层各填隙物含量分布图

二、成岩作用类型

通过对三叠系延长组长7砂岩18口取心井的普通薄片和铸体薄片的镜下观察及扫描电镜、阴极发光、X射线衍射、煤质组反射率等资料的研究，认为该区砂岩储层成岩作用复杂，成岩现象丰富，常见的成岩作用有压实作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用等类型，其特征如下。

1. 压实作用

主要发生在成岩早期，是在上覆岩石重力等压力作用下，除骨架颗粒溶解以外所引起岩石总体积减少的作用过程。简单来说，它是由岩石压力和上覆沉积物的重量经机械压实所引起的。

三叠系延长组长7砂岩经历了较强的压实作用，碎屑颗粒变形显著(图1-6)。常见的压实现象有塑性的云母碎片发生绕曲、泥岩屑挤压变形形成假杂基、刚性颗粒断裂等。随着埋深的加大等，机械压实作用使碎屑颗粒由游离状、点接触状逐步调整为点—线接触、线接触状，造成粒间孔隙的大量损失，压实作用是造成砂岩孔隙丧失的原因之一。机械压实作用影响主要发生在浅埋藏阶段，埋藏对压实的最大影响深度通常认为在2500m左右，埋藏史恢复表明，在最大埋藏时，研究区长7砂岩的埋藏深度为2000m左右，压实作用特别是浅埋藏压实作用是储层致密化的重要原因。研究区延长组储层砂岩中基本不发育碎屑颗粒的凹凸接触和缝合线接触，砂岩基本没有进入压溶阶段，从压实作用角度考虑，绝大多数延长组长7储层砂岩所经历的成岩阶段不会超过晚成岩早期。

2. 胶结作用

胶结作用是矿物沉淀在颗粒间并固结为岩石，减少孔隙空间的过程。本质上是由于粒间液体的地球化学性质发生变化，使其溶解物质析出的过程。其形成的基本条件是孔隙流体系统是不封闭的，有饱和流体不断补给。它是使储集空间衰减的重要因素。胶结作用可以发生在成岩期的各个阶段。

长7储层出现的胶结物有黏土矿物、碳酸盐、硅质等，胶结作用有黏土矿物胶结、碳酸盐胶结和硅质胶结等(表1-1)。

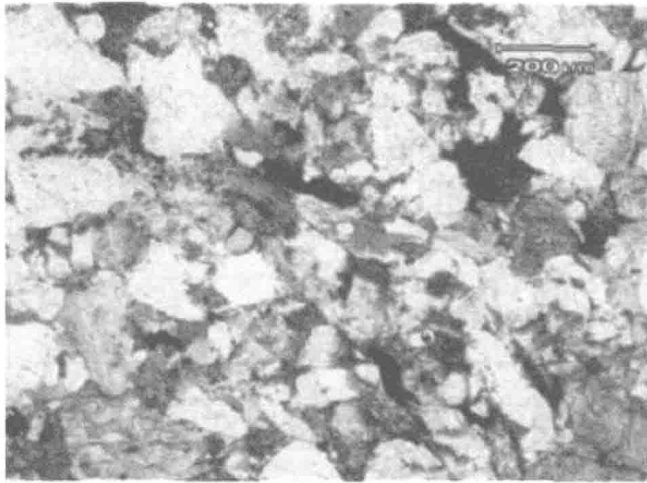


图 1-6 长 7₂ 软组分变形强烈，铁方解石斑状充填，安 81 井，2182.47m

表 1-1 长 7 储层全岩 X 射线衍射分析数据表

层位	矿物含量(%)				
	黏土	石英	钾长石	斜长石	方解石
长 7	7.57	41.16	8.07	43.20	
	6.70	43.29	12.05	36.47	1.50
	6.96	38.96	8.90	44.52	0.66
	3.66	21.06	5.70	29.70	39.87
	3.89	31.31	11.14	26.26	27.39
	4.74	37.42	13.33	41.81	2.70
	7.22	44.73	7.48	40.58	
	7.50	34.87	10.80	46.83	
	12.51	36.89	10.27	24.37	15.96
	6.86	42.02	8.43	42.69	

1) 自生黏土矿物胶结

长 7 储层自生黏土矿物胶结物主要以绿泥石和高岭石等黏土矿物为主。扫描电镜下，高岭石呈蠕虫状书页状集合体充填溶蚀粒间孔隙，并和自生石英相伴生(图 1-7)。自生绿泥石的产状有两种：(1)自生绿泥石垂直或平行碎屑颗粒表面向外生长，在颗粒表面形成包壳或环边，呈微细叶片状、针状或纤状集合体，碎屑颗粒表面的绿泥石多数仅为一层，厚度 3~5 μm ，在颗粒表面密集排列呈毯状(图 1-8)；(2)自生绿泥石主要充填粒间孔隙，降低了储层的渗透率。对于延长组储层中绿泥石的形成尚存争议，王允诚等认为，部分绿泥石薄膜包壳可能是由蒙皂石包壳转化来的。由于大量绿泥石胶结物多出现于三角洲前缘环境，其形成可能与入湖的河流带来的溶解铁有关，如风化搬运过程中黑云母等暗色矿物易水化析出铁离子。

2) 碳酸盐胶结

碳酸盐胶结物的形成也是长 7 储层一次重要的成岩事件。碳酸盐胶结物主要呈粒间胶结物、交代物或次生孔隙内填充物形式出现。碳酸盐矿物形成于碱性环境，在一定 CO_2 分压 (p_{CO_2}) 条件下，富含 Ca^{2+} 和 CO_2 、 HCO_3^- 等的水中结合形成 CaCO_3 ，如果地层水中还富含 Fe^{2+} ，则可形成铁方解石。

常见微晶状、晶粒状或连晶状产出，成分上主要以铁方解石、方解石及铁白云石为主，并且有明显的多期次形成特征(图 1-9，图 1-10)。碳酸盐胶结物在不同成岩阶段均有产出，不同阶段的碳酸盐胶结物其晶体特征和矿物成分存在较大差异，早期为泥晶方解石胶结，晚期为连晶结构的铁方解石或铁白云石胶结，阴极发光显微镜下，铁方解石常呈橙红色。碳酸盐胶结物含量尤其是铁方解石局部含量较高且变化较大，长 7₁ 含量 1%~29%，平均 7.45%；长 7₂ 含量 0~34%，平均 3.93%。长 7₁ 铁方解石含量较高，长 7₁ 碳酸盐胶结物含量高于长 7₂ 碳酸盐胶结物含量。

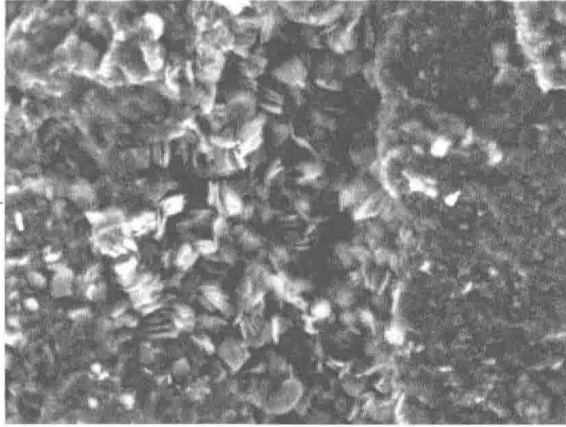


图 1-7 长 7₂, 700×, 孔喉中充填高岭石(安 205 井, 2429.45m)



图 1-8 长 7₂ 绒球状绿泥石包裹自生石英(胡 190 井, 2267.04m)

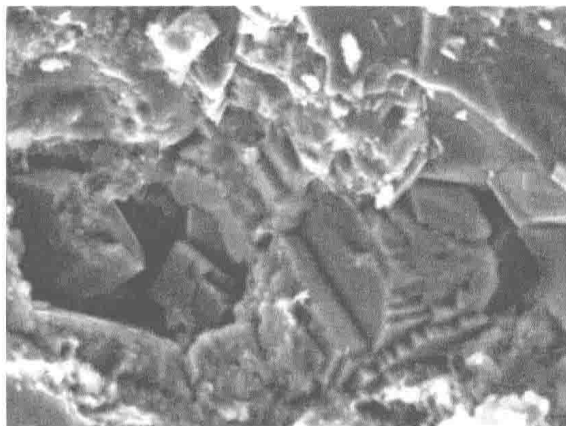


图 1-9 长 7₂ 石英加大及铁白云石充填孔隙(元 150 井, 2424.80m)



图 1-10 长 7₂方解石呈细晶状交代碎屑(胡 194 井, 2256.86m)

3) 硅质胶结

硅质胶结物在长 7 储层砂岩中分布普遍, 但含量较少(长 7₁含量 0~3%, 长 7₂含量 0~3.5%), 在扫描电子显微镜和偏光显微镜下观察表明, 硅质胶结物有石英次生加大边和自生石英颗粒两种类型。石英次生加大边可环绕碎屑石英, 也可分布于石英颗粒的局部, 主要受控于可生长空间, 颗粒边缘可见绿泥石环边(图 1-8)。自生石英晶体充填绿泥石薄膜形成后的剩余孔隙, 使原生孔隙减少, 并对次生孔隙的形成不利。长 7₁和长 7₂硅质胶结物含量和胶结类型没有明显的差别。

胶结作用特别是不同成岩阶段和胶结类型的碳酸盐胶结物和绿泥石胶结物对储层物性具有重要影响。成岩早期泥晶方解石和薄膜状产出的绿泥石提供了碎屑颗粒间的支撑, 抑制了深埋过程中的进一步压实作用。但由于研究区长 7 储层碳酸盐胶结物含量超过填隙物总量的 1/3, 碳酸盐胶结物尤其是晚成岩阶段铁方解石和铁白云石呈连晶状产出在碎屑颗粒之间, 占据了孔隙的位置, 缩小或堵塞喉道, 极大地降低了岩石的孔隙度和渗透率, 晚成岩阶段铁方解石和铁白云石胶结作用是长 7 储层致密化的另一主要原因。

3. 溶蚀作用

溶蚀作用是流体对矿物的溶解。溶蚀作用一般产生次生孔隙, 使得储集体孔隙空间增大, 流体渗流能力增强。总体来讲, 溶蚀发生的条件是与矿物形成时的条件相反的。

溶蚀作用, 特别是浊沸石和长石的溶蚀是改变研究区砂岩物性的重要成岩事件。由于溶蚀次生孔隙的形成, 改变了砂岩孔隙特性, 形成以次生孔隙为主体的储集体。溶蚀作用涉及的范围除浊沸石胶结物外, 还包括矿物岩石碎屑、杂基、自生黏土矿物及少量碳酸盐胶结物(图 1-11)。

长石溶蚀发育的程度不等, 轻者沿长石颗粒边缘溶蚀形成港湾状或者沿解理缝轻微溶蚀形成不连续的粒内微细溶孔, 重者可导致长石颗粒完全被溶蚀仅残存少量晶骸。

胶结物中浊沸石的溶蚀是形成次生孔隙储集体的关键。浊沸石的溶蚀常沿解理缝进行, 形成大小不等的浊沸石粒内溶孔。溶蚀作用分为两期: 第一期以长石和岩屑等矿物岩石碎屑溶蚀为主, 颗粒多形成溶蚀港湾状。这些颗粒及溶蚀孔往往被绿泥石形成的薄膜包壳包裹, 证明溶蚀形成于绿泥石薄膜包壳形成之前, 属于近地表环境下、由弱酸性的大气淡水淋滤作用形成。本期溶蚀作用造成的粒内微溶孔因为黏土矿物和自生石英的析出而对孔渗条件的改善没有什么意义。

第二期以浊沸石、长石的强烈溶蚀为特点(图 1-12)。长石颗粒溶蚀后可形成铸模孔, 也可形成保留部分晶骸的溶孔。浊沸石往往在高 Ca²⁺活度和高 pH 值环境中较为稳定, 尤其

在海水注入的微咸水环境中，而在低 Ca^{2+} 活度和低 pH 值孔隙水环境中则易被溶蚀。

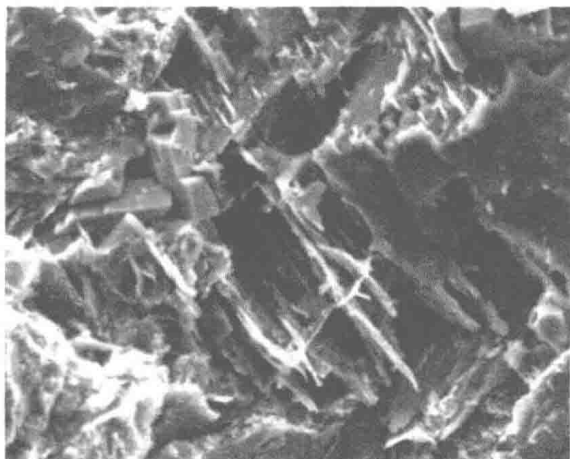


图 1-11 长₇, 1205×, 碎屑颗粒溶蚀产生溶孔(胡 198 井, 2170.56m)

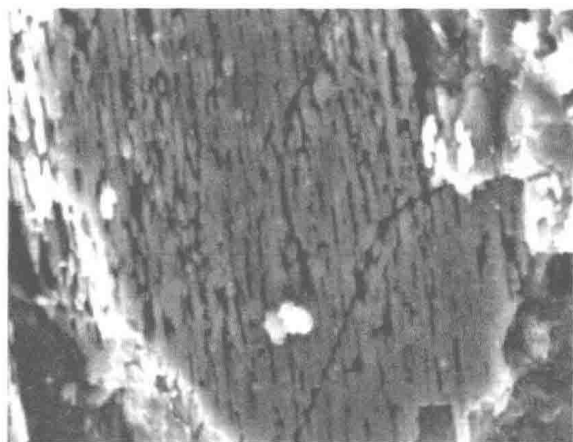


图 1-12 长₇, 1500×, 钾长石溶蚀残余形态(胡 190 井, 2269.19m)

溶解所需的酸性环境主要来自 3 个方面：一是早期大气水中的 CO_2 进入地层中孔隙水形成酸性环境；二是黏土矿物的转化会形成酸性环境；三是有机质的分解排出有机酸形成酸性环境。就本地区而言，溶蚀孔主要为长石及沸石溶孔，方解石溶孔极少，后两种情况提供的酸性环境更有可能。

4. 交代作用

交代作用现象比较普遍，常见的交代现象有方解石交代长石、石英、岩屑及黏土矿物，黏土矿物交代长石、石英等。方解石一般沿解理缝、颗粒边缘等薄弱处交代长石，这种交代作用在局部地区十分强烈(图 1-10)。方解石对石英的交代，常使石英颗粒边缘呈锯齿状、残骸状，有些被交代彻底，形成交代假象。

第二节 油藏渗流特征

一、恒速压汞特征

恒速压汞样品的测试结果表明长 7 岩性非常致密，孔隙度及渗透率均较低(表 1-2，图

1-13 至图 1-17)。长 7 油藏喉道半径均在 $1\mu\text{m}$ 之下，大部分集中在 $0.3\sim 0.6\mu\text{m}$ ，孔隙半径分布在 $100\sim 250\mu\text{m}$ ，孔喉半径比较大，多数在 $200\sim 600\mu\text{m}$ ，孔隙毛细管压力曲线与喉道毛细管压力曲线特征较差，反映油藏开发难度较大。

表 1-2 长 7 油藏恒速压汞分析成果表

井号	胡 191 井	胡 194 井
样品深度(m)	2183.97	2258.24
层位	长 7 ₂	长 7 ₂
岩性	砂岩	砂岩
岩石视密度(g/cm^3)	2.39	2.51
气测孔隙度(%)	10.31	6.55
气测渗透率(mD)	0.139	0.011
岩样表观体积(cm^3)	2.33	4.27
岩样孔隙体积(cm^3)	0.24	0.28
总进汞饱和度(%)	37.61	8.88
单位体积岩样有效总孔隙体积(cm^3/cm^3)	0.039	0.0058
喉道进汞饱和度(%)	16.67	7.89
单位体积岩样有效喉道体积(cm^3/cm^3)	0.017	0.0052
孔隙进汞饱和度(%)	20.94	0.99
单位体积岩样有效孔隙体积(cm^3/cm^3)	0.022	0.00065
有效喉道数(个)	2422	188
单位体积岩样有效喉道个数($\text{个}/\text{cm}^3$)	1041	44
有效喉道半径加权平均值(μm)	0.41	0.24
有效孔隙数(个)	2422	188
单位体积岩样有效孔隙个数($\text{个}/\text{cm}^3$)	1041	44
有效孔隙半径加权平均值(μm)	160.54	149.55
有效孔喉半径比数(个)	1585	186
单位体积岩样有效孔喉半径比数($\text{个}/\text{cm}^3$)	682	44
有效孔喉半径比加权平均值	433.75	640.73
阈压(与常规压汞相似)(psi)	167.23	422.12
阈压喉道半径(与常规压汞相似)(μm)	0.65	0.26

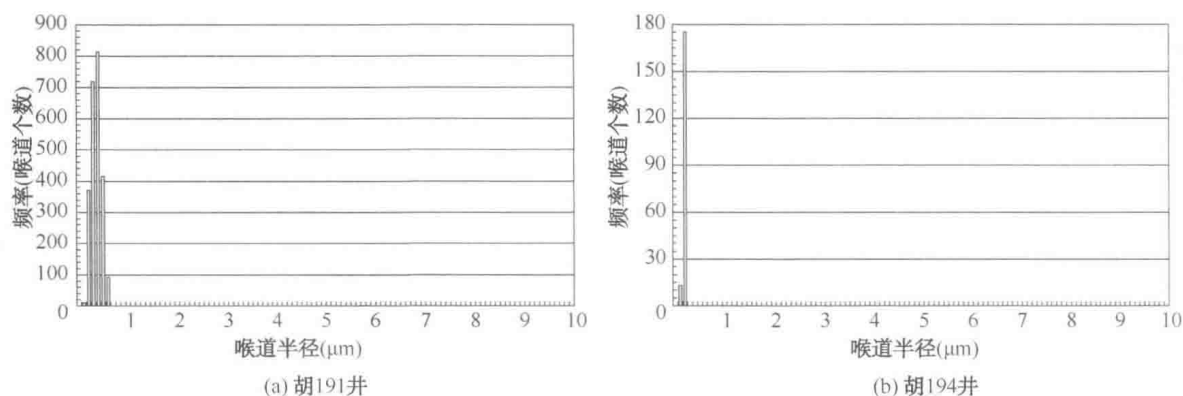


图 1-13 长 7 油藏喉道半径分布特征

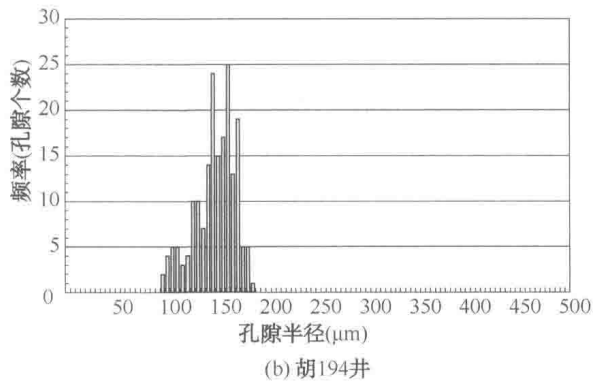
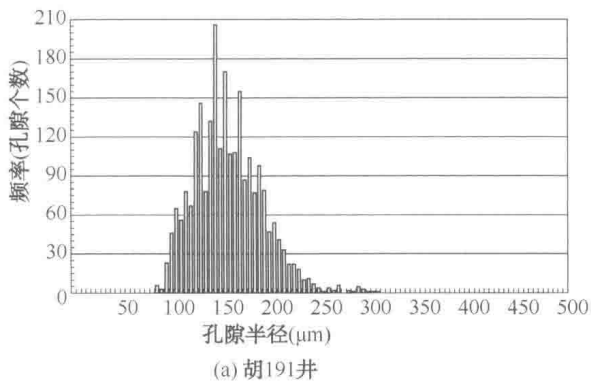


图 1-14 长 7 油藏孔隙半径分布特征

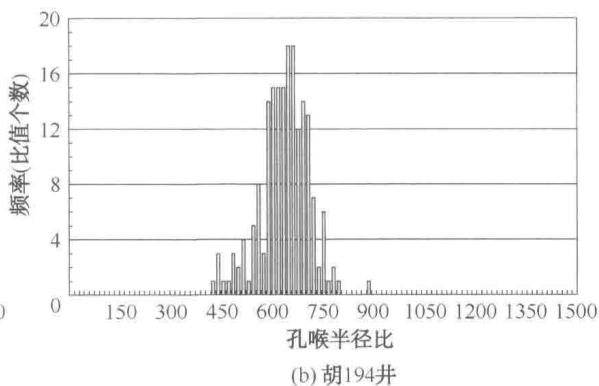
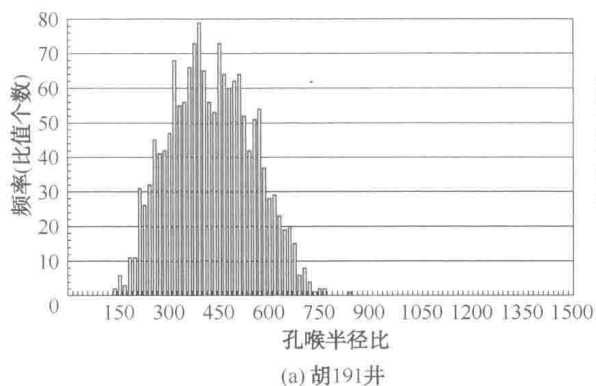


图 1-15 长 7 油藏孔喉半径比分布特征

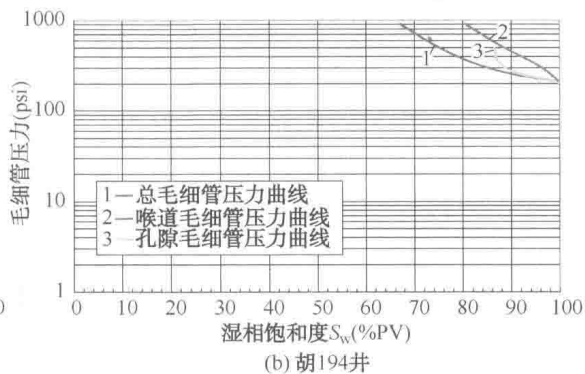
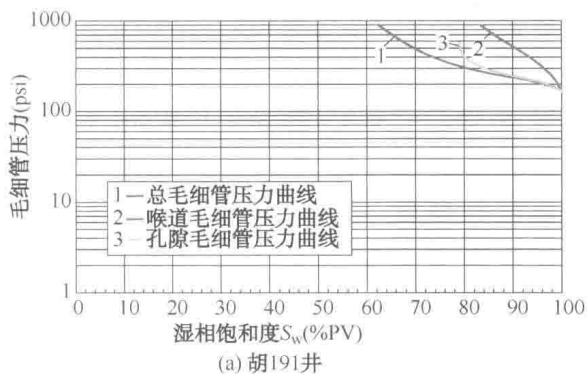


图 1-16 长 7 油藏湿相饱和度与毛细管压力关系

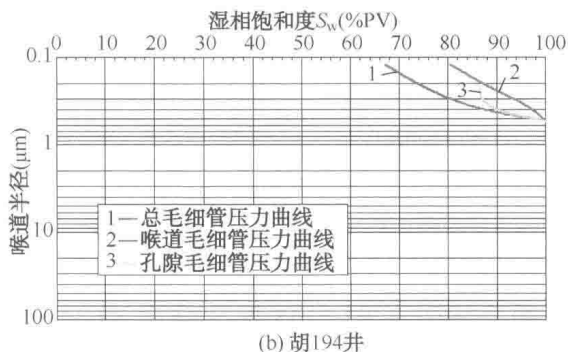
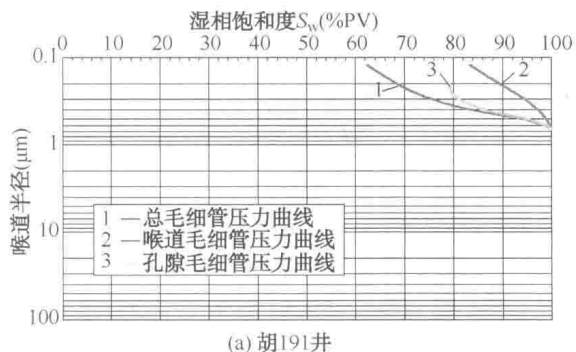


图 1-17 长 7 油藏湿相饱和度与喉道半径关系