

大牛地

低压致密气藏储层改造

理论与实践

邢景宝 编著

中国石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

内 容 提 要

本书对大牛地气田低压致密气藏近年来的储层改造措施进行了总结。这些宝贵的经验,可以作为国内同类储层增产改造措施的重要参考依据,对于提高致密气藏产量具有重要的指导意义。本书可适用于油田实际生产现场的技术人员和石油院校相关专业的科研人员以及广大师生。

图书在版编目(CIP)数据

大牛地低压致密气藏储层改造理论与实践/邢景宝编著.
—北京:中国石化出版社,2009
ISBN 978-7-80229-894-1

I. 大… II. 邢… III. 气藏-储集层-气田开发-研究 IV. TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 042215 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

北京密云红光制版公司排版

北京宏伟双华印刷有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 20.25 印张 506 千字

2009 年 6 月第 1 版 2009 年 6 月第 1 次印刷

定价:68.00 元

前 言

鄂尔多斯盆地北部大牛地气田为中石化股份公司重要的天然气能源基地,上古气藏埋深 2500 ~ 2900m, 平均孔隙度 7.95%, 渗透率 $0.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 含气饱和度 52.4%, 压力系数 0.85 ~ 0.99, 气藏先天能量不足, 属低孔、低渗、低压、高毛细管力和高有效应力气藏。

由于该区储层物性较差, 非均质性强, 自然投产时产能低, 基本无自然产能(测试层位的产量为几立方米/天至几百立方米/天不等), 必须进行压裂改造增产措施才能提高气产量。2002 年在大 15 井盒三层、大 16 井盒三层及大 13 井山二层经过加砂压裂改造后, 分别获得了 $21.08 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $16.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 与 $7.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的无阻流量, 实现了鄂北天然气田单井/层气产量的重大突破, 从而加快了鄂北天然气田的勘探开发步伐, 特别是 2005 年十亿立方米产能和 2006 年的五亿立方米产能建设, 使大牛地气田的压裂技术得到较大发展, 逐渐形成了为降低压裂液伤害进行的低伤害压裂液体系、为增加泄气面积进行的造长缝压裂系统工艺技术以及为均衡改造储层和减少作业次数形成的针对不同储层结构的不同压裂方式等以提高单井产能为目的的多项压裂特色技术, 建立了以评价分析压裂效果和优化压裂设计的压裂裂缝系统评价技术等, 这些工艺技术的应用是大牛地气田能够持续上产的关键。

本书对大牛地气田低压致密气藏近年来的储层改造措施进行了总结。首先介绍了大牛地储层地质概况与工程地质特征; 然后概述了国内外低压致密气藏增产改造技术现状; 第三部分论述了低压致密气藏储层保护理论及其应用; 第四部分对储层的地应力场与岩石力学特征进行了研究; 第五部分进行了水力压裂工艺技术研究, 包括裂缝参数优化、造长缝工艺、多层段有效改造技术、压后评估技术; 第六部分对特殊增产工艺进行了研究, 包括水平井、鱼骨井、水里喷砂射孔等; 第七部分对 2007 年水力压裂井次进行了现场实施效果分析; 最后得出几点认识及建议。通过本书的研究可对国内同类储层增产改造措施提供参考依据, 对于提高致密气藏产量具有重要的指导意义。

目 录

第一章 储层地质概况与工程地质特征	(1)
第一节 地层划分及沉积特征	(1)
一、地层划分	(1)
二、储层沉积特征	(2)
第二节 储层特征	(2)
一、储层岩性及非均质性特征	(2)
二、储层孔喉、裂缝特征	(5)
三、储层物性特征	(7)
四、敏感性特征	(9)
五、储层流体性质、温度、压力特征	(11)
第二章 国内外低压致密气藏增产改造技术	(13)
第一节 国内外技术现状	(13)
第二节 影响低渗透致密气藏压裂效果的因素	(13)
一、滤失的影响	(14)
二、天然裂缝的影响	(15)
三、支撑剂的导流能力	(16)
四、压裂设计	(16)
五、压后放喷及生产管理	(16)
第三节 低压致密气藏水力压裂的关键问题和措施	(17)
一、压裂材料的选择	(17)
二、压裂设计基础参数与软件选择	(18)
三、施工设计	(18)
四、工艺技术	(19)
第四节 国内外低压致密气藏典型压裂井实例分析	(21)
一、国内施工实例	(21)
二、国外施工实例	(26)
参考文献	(30)
第三章 储层保护理论与应用	(32)
第一节 储层伤害机理分析	(32)
一、水锁伤害	(32)
二、速敏伤害	(32)
三、水敏、盐敏伤害	(33)
四、酸敏伤害	(33)
第二节 大牛地气田储层伤害分析	(33)
一、液相伤害	(33)

二、固相污染	(38)
三、应力敏感	(38)
四、大牛地气田气层潜在损害分析结论	(38)
五、Weatherford 公司的储层伤害评价	(39)
第三节 大牛地气田地层及储层特征	(40)
第四节 大牛地气田鱼骨井钻井完井液体系优选	(41)
第五节 大牛地气田压裂液及其配方优选、评价	(49)
一、储层伤害机理研究及对策	(49)
二、填砂裂缝的伤害及对策	(50)
三、压裂液配方	(52)
四、压裂液性能评价	(52)
五、压裂液伤害评价	(54)
六、压裂液现场应用评价	(55)
七、关于压裂液的改进方向及建议	(55)
第六节 生气增压体系的筛选与性能研究	(55)
一、生气增压反应体系筛选	(56)
二、自生气增压体系溶解特性	(58)
三、自生气增压体系生气速度的影响因素	(58)
四、增压速度的控制方法	(60)
五、生气剂浓度的确定	(60)
六、小结	(60)
第七节 酸性增稠剂与交联剂的筛选与评价	(60)
一、常规胍胶压裂液体系交联机理	(60)
二、增稠剂的研制——胍胶的改性	(64)
三、交联剂的筛选	(64)
第八节 新型压裂液添加剂的筛选与评价	(65)
一、破胶剂的筛选	(66)
二、黏土稳定剂的筛选	(66)
三、助排剂的筛选	(67)
四、pH 调节、催化剂的筛选	(67)
五、缓蚀剂的优选	(68)
六、小结	(68)
第九节 新型压裂液体系配方研究与性能评价	(69)
一、新型压裂液配方的基本组分	(69)
二、冻胶的黏度特征	(69)
三、配方的 pH 特征	(70)
四、配方的密度特征	(70)
五、新型压裂液体系的微观结构	(70)
六、配方的滤失性能评价	(71)
七、配方的静态悬砂性能评价	(72)

八、配方的流变性能评价	(72)
九、配方的破胶性能评价	(73)
十、配方的助排效果评价	(73)
十一、新型压裂液对储层的伤害评价	(74)
十二、新型压裂液的配液要求	(75)
十三、小结	(76)
第十节 压裂材料优选及低伤害压裂液体系研究	(76)
一、液氮伴注低伤害压裂液体系	(76)
二、CO ₂ 泡沫压裂液体系	(81)
三、压裂支撑剂优选与评价	(90)
参考文献	(91)
第四章 地应力场与岩石力学特征	(92)
第一节 岩石力学参数	(92)
一、三轴岩石力学实验	(92)
二、巴西实验	(98)
第二节 储层岩石地应力特征	(99)
一、摩尔破裂包络方程法分析就地应力场	(99)
二、利用凯塞尔效应测地应力法	(107)
第五章 水力压裂工艺技术	(114)
第一节 水力裂缝参数优化	(114)
一、气藏模拟	(114)
二、裂缝模拟	(119)
三、经济评价	(119)
四、塔巴庙地区山1和盒1层的产量预测	(122)
五、小结	(123)
第二节 造长缝压裂工艺技术	(123)
第三节 多层段的有效改造工艺技术	(137)
一、不动管柱机械分层压裂的推广应用	(137)
二、投球分压工艺	(138)
三、限流压裂工艺	(140)
四、机械分压+投球连续分压三层工艺	(140)
五、水平井分段压裂工艺技术试验	(140)
第四节 大斜度井的机械分压	(143)
第五节 连续油管压裂工艺技术	(144)
第六节 压后评估及压后技术管理	(150)
一、水力压裂工艺技术方案评估	(150)
二、压后评估分析	(152)
三、压后技术管理	(156)
第六章 特殊增产工艺技术	(169)
第一节 国内外多分支井水平井钻井技术现状及应用	(169)

一、分支井技术简介	(169)
二、国外分支井钻井技术	(176)
三、国内分支井技术现状	(188)
四、鱼骨状分支水平井	(203)
五、技术展望	(209)
第二节 水平井工艺技术	(211)
一、水平井中采取的主要工艺技术	(212)
二、DF-1 鱼骨井钻井工程工艺	(218)
三、水平井效果对比	(218)
四、存在问题及原因分析	(220)
五、下部计划	(224)
第三节 连续油管喷砂射孔压裂工艺	(226)
一、连续油管压裂原理和工艺	(226)
二、连续油管水力喷射压裂射孔器研究	(236)
三、连续油管水力喷射压裂参数和工艺研究	(247)
四、连续油管水力喷射压裂现场试验与效果评价	(262)
五、结论与建议	(265)
参考文献	(266)
第七章 现场实施效果及分析	(268)
第一节 大1井区加密井	(268)
第二节 大48井区	(276)
第三节 大16井区	(278)
第四节 DK8井区	(286)
第五节 大7井区	(295)
第六节 DK25井区	(297)
第七节 DK28井区	(299)
第八节 DK35井区	(302)
第九节 大3井区	(303)
第十节 大60区块	(305)
第十一节 大66区块	(309)
第十二节 大61井区	(310)
第十三节 存在问题	(311)
第八章 认识与建议	(313)
一、认识	(313)
二、建议	(314)

第一章 储层地质概况与工程地质特征

大牛地气田鄂北上古主要区块大牛地气田位于鄂尔多斯盆地的北东部，构造位于伊陕斜坡北部，区块内构造、断裂不发育，总体为一东北高、西南低的平缓斜坡，平均坡降 6 ~ 9m/km，倾角 0.3°~0.6°，局部发育鼻状隆起，未形成较大的构造圈闭。

第一节 地层划分及沉积特征

一、地层划分

华北分公司所辖鄂尔多斯盆地北部上古界二叠系气藏储层主要有中二叠统的上石盒子组、下石盒子组(盒1、盒2、盒3)；下二叠统的山西组(山1、山2)、太原组。

鄂尔多斯盆地北部上古界二叠系地层划分如表 1-1 所示。

表 1-1 鄂尔多斯盆地北部上古界二叠系地层划分表

年 代 地 层					岩 石 地 层		
系	统			阶	鄂尔多斯地层	晋中标志地层	习用名称
国际名称		中国名称	非正式名称	中国阶名			
二叠系	丘平统	丘平统	上二叠统	长兴阶	石千峰组	泥灰岩钙质结核 K8 砂岩	
				吴家坪阶			
	瓜德鲁普统	阳新统	中二叠统	茅口阶	石盒子组	硅质岩 K6 砂岩	盒1 盒2 盒3 盒4
				栖霞阶		桃花泥岩 骆驼脖砂岩	盒5 盒6 盒7 盒8
	乌拉尔统	船山统	下二叠统	隆林阶	山西组	上煤组 钙质砂岩	山1
						中煤组 北岔沟组砂岩	山2
	乌拉尔统	船山统	下二叠统	紫松阶	太原组	东大窑灰岩 七里沟砂岩	太1
						斜道灰岩 毛儿沟灰岩 庙沟灰岩	太2

二、储层沉积特征

(一) 下石盒子组沉积相特征

下石盒子组盒1+2段主要为辫状河沉积，盒3段更具曲流河的特征。储层主要为河道砂。盒1+2段岩性主要为砾岩、砂岩与泥岩，砂泥比平均1.02，砂岩厚度占地层段平均50.5%。盒3段岩性主要微砂质砾岩、粗粒砂岩、中—细粒砂岩与泥岩。砂泥比平均0.61，砂岩厚度占地层段平均35.6%。

(二) 山西组沉积相特征

山西组岩性主要为砂岩、粉砂岩、泥岩、炭质泥岩和煤等。其中砂岩以粗粒为主，单层厚度2~18.5m，累计厚度29.3~89.8m；泥岩厚20.1~71.8m，煤层厚1.4~17.5m。砂泥比平均0.76，砂岩厚度占地层段平均40.54%。

根据岩性组合及沉积特征，气田主要发育三角洲平原亚相和三角洲前缘亚相。本区山西组主要为三角洲平原亚相沉积，储层主要为三角洲平原分流河道。分流河道总体呈北东—南西向展布，沿分流河道走向的方向砂体横向连续性较好；垂直分流河道走向的方向，砂体横向连续性较差。

(三) 太原组沉积相特征

太原组沉积厚度19.0~75.0m，岩性主要为石英砂岩、泥岩、灰岩及煤层。太原组气层主要发育在太2段。太2段砂岩主要为粗粒石英砂岩，颜色为灰白色，发育交错层理、沙纹层理、脉状层理等。颗粒粒度分选性较好。泥质含量较高。

太2段主要为具障壁砂坝的滨浅海相沉积。太2段障壁砂坝平面上呈条带状分布在大9—大10—大23—大5—大3井与大16—大7一带，呈北东南西向展布。垂向上，上、下与潟湖泥岩、灰岩接触，沿障壁砂坝方向，砂体连续性较好。

第二节 储层特征

一、储层岩性及非均质性特征

(一) 岩性特征

大牛地气田储层岩性特征如表1-2所示。

表1-2 大牛地气田上古储层岩性特征

层位	碎屑颗粒含量/%			填隙物含量/%										定名
				杂基	自生矿物									
	石英	长石	岩屑		泥质	高岭石	绿泥石	伊利石	菱铁矿	方解石	褐铁矿	石英	白云石	
盒3	74	3.7	22	2.2	4.29	1.89	0.31	0	2.27	0	1.39	0	0	中粗粒岩屑砂岩为主少量岩屑石英砂岩
盒2	70	3	26.7	2.5	2.56	2.87	0.61	0	1	0	0.96	0	0.3	
盒1	72	2.7	25.5	6.8	0.55	0.56	0.66	0	2.2	0.12	1.16	0	0	
山2	72	2	26	6.1	1.03	0.27	0.3	0.4	2.56	0.19	0.61	0.05	0	
山1	72	1.7	26.3	4.6	0.68	0.09	2.6	0.57	1.5	0.02	0.62	0.78	0.13	
太2	92	0.4	7.6	2.9	0.83	0	2.15	0.63	0.92	0.67	3.68	0.77	0.23	石英砂岩

大牛地气田二叠系山西组和下石盒子组储层储集岩类型主要为岩屑石英砂岩和岩屑砂岩, 次为长石岩屑砂岩、石英砂岩; 粒度上看主要以含砾粗砂岩、粗砂岩、粗—中粒砂岩为主, 次为中—细粒砂岩, 少量砾质砂岩或细砾岩。

1. 下石盒子组

盒3段储层岩性主要为中、粗粒岩屑砂岩和粒岩屑石英砂岩, 少量长石岩屑砂岩。碎屑颗粒中石英含量为64%~90%, 平均为74%, 长石含量为0~21%, 平均为3.7%, 岩屑含量为10%~35%, 平均为22%, 岩石为颗粒支撑, 孔隙式胶结, 颗粒之间点—线接触至线接触。

盒2段储层岩性主要为岩屑砂岩, 少量中—粗粒岩屑石英砂岩。碎屑颗粒中石英含量为56%~88%, 平均为70%; 长石含量为0~10%, 平均为3.0%; 岩屑含量为17%~44%, 平均为26.7%。岩石为颗粒支撑, 孔隙式胶结, 颗粒之间点—线接触。

盒1段储层岩性主要为岩屑砂岩, 少量中—粗粒岩屑石英砂岩。碎屑颗粒中石英含量为45%~91%, 平均为72%, 长石含量为0~13%, 平均为2.7%; 岩屑含量为8%~53%, 平均为25.5%。颗粒分选中等, 次棱状。颗粒之间填隙物中主要为泥质杂基。

盒3、盒2及盒1段储层岩石的碎屑颗粒含量基本相同, 平均值为87.65%~89.0%, 颗粒粒度均以中、粗砂为主; 填隙物也均为泥质杂基和高岭石、绿泥石、方解石和石英胶结。盒1段泥质含量较高, 平均值为6.8%, 盒2、盒3段的泥质含量为2.5%, 盒1段的方解石、石英胶结物含量较高, 其次为高岭石和绿泥石; 相反, 盒2、盒3段的高岭石、绿泥石胶结物含量较高, 其次为方解石和石英; 盒2、盒3段颗粒接触类型为点线接触—线接触, 盒1段颗粒接触类型为点线接触—凹凸接触。

2. 山西组

山2段储层岩性主要为岩屑砂岩, 少量中—粗粒岩屑石英砂岩。碎屑颗粒中石英含量为44%~88%, 平均为72%; 长石含量为0~8%, 平均2.0%; 岩屑含量为10%~53%, 平均为26%。颗粒分选中等—好, 次圆—次棱状。岩石为颗粒支撑, 孔隙式胶结, 颗粒之间线接触为主, 少量点—线接触。

山1段储层岩性主要为岩屑砂岩, 少量中—粗粒岩屑石英砂岩。碎屑颗粒中石英含量为25%~93%, 平均72%; 长石含量为0~17%, 平均为1.7%; 岩屑含量为1%~70%, 平均为26.3%。颗粒分选中等—好, 次棱—次圆状。岩石为颗粒支撑, 孔隙式胶结, 颗粒之间线接触为主, 少量点—线接触。

山2、山1段储层岩石碎屑颗粒含量基本相同, 平均为88.49%~88.92%, 颗粒粒度以中、粗砂为主; 填隙物为泥质杂基和伊利石、方解石、石英、高岭石、白云石等胶结物。山2段伊利石含量较低, 平均为0.30%, 山1段平均含量则为2.60%; 山2段的白云石平均含量为0.05%, 山1段为0.78%, 明显比山2段含量高。

经对比, 山西组与下石盒子组砂岩储层的岩石特征基本相同, 岩石颗粒含量平均为87.65%~89.0%, 其中石英平均含量70%~74%, 长石平均含量1.7%~3.7%, 岩屑平均含量22.0%~26.7%。二者在胶结物的成分和含量上有明显的差别, 山西组胶结物中绿泥石、石英含量比下石盒子组低; 山西组胶结物中有菱铁矿、白云石、褐铁矿等自生矿物, 而下石盒子组中基本不含, 尤其无菱铁矿和白云石。

3. 太原组

太2段储层岩性主要为石英砂岩和岩屑石英砂岩。碎屑颗粒含量为77%~95%, 平均

为 87.05%，碎屑颗粒中石英含量高，为 71%~99%，平均为 92%；长石含量低，为 0~3%，平均为 0.4%；岩屑含量低，为 1%~11%，平均为 7.6%。岩石为颗粒支撑，孔隙式胶结，颗粒之间点线接触—线接触为主，少量凹凸接触。

太 2 段储层岩石特征明显不同于下石盒子组及山西组，突出表现在碎屑颗粒的石英含量上，太原组平均为 92%，而下石盒子组、山西组则平均 70%~74%；相应地，太原组的长石、岩屑含量则远低于下石盒子组、山西组。从泥质杂基的含量上对比，太原组则与下石盒子组的盒 3、盒 2 段相近，平均含量为 2.2%~2.9%，而盒 1 段与山西组的泥质杂基则平均为 4.6%~6.8%；从胶结物的成分和含量上，太原组与山西组接近，均含有菱铁矿、褐铁矿和白云石等自生矿物，而下石盒子组则没有；另外，太原组石英胶结物的含量明显高于下石盒子组和山西组。

（二）非均质性特征

1. 层内非均质性

上古生界储层含砾粗砂岩、粗砂岩的非均质程度较弱，中、细砂岩的非均质程度较强。盒 3 段、盒 2 段盒 2 段的层内非均质性程度较弱，即均质性较好，盒 1、山 2 及山 1 段储层的非均质程度较强。

2. 层间非均质性

经对比，山 2 段的层间非均质程度较强，其次为山 1 段、盒 1 段和盒 2 段；非均质程度最弱的为盒 3 段、太 2 段储层。

3. 平面非均质性

（1）砂岩厚度的平面展布

盒 3 段在气田内的展布受河流方向的限制。砂岩厚度小于 5m 到 30m 不等。盒 2 段砂岩平面展布总体上表现为一个大范围的砂岩厚带，砂岩厚度 15~30m。盒 1 段砂岩平面上展布具有呈北东—南西方向的三个砂岩厚度区夹两个砂岩薄区的特点。砂岩厚度 35~45m 左右。

山 2 段砂岩平面展布具有三个砂岩厚带，厚度在 15~30m 左右。山 1 段砂岩厚度 20~45m。

太 2 段砂岩厚度分布主要分布于两个不相连的条带，砂岩厚度 5~25m。

（2）气层的平面展布

气层的展布受到沉积相、岩性、物性盒孔喉结构等综合因素的控制，非均质性相对更强。盒 2、盒 3 段主要分布在气田的西南部；盒 1 段气层呈北东—南西向展布；山 2 段气层呈近南北向带状展布；山 1 段气层产能够近北东—南西向带状展布；太 2 段气层呈近北东—南西向条带状展布。

4. 非均质性具体表现

（1）横向上储层厚度、物性变化大

鄂 7 井山 1 层测井解释气层厚度 4.55m，而大探 1 井山 1 段气层厚度达 17.0m；大 4 井试井解释渗透率 $0.0002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，大 6 井解释渗透率 $0.039 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，变化近 200 倍。

（2）同井、同层纵向上储层物性变化大

如大 10 井盒 2 层岩心分析渗透率 $(0.173 \sim 0.511) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，相差近 3 倍。

（3）渗透率各向差异较大

据大 10 井测试结果，最大水平渗透率与垂直渗透率的比值为 110。

二、储层孔喉、裂缝特征

根据岩心、测试等静态资料分析，大牛地气田上古生界砂岩储层的主要储集空间为孔隙型，包括残余原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、粒间孔、铸模孔、杂基溶孔、晶间微孔（图 1-1），其中以粒间孔、粒内溶孔为最主要的孔隙类型。

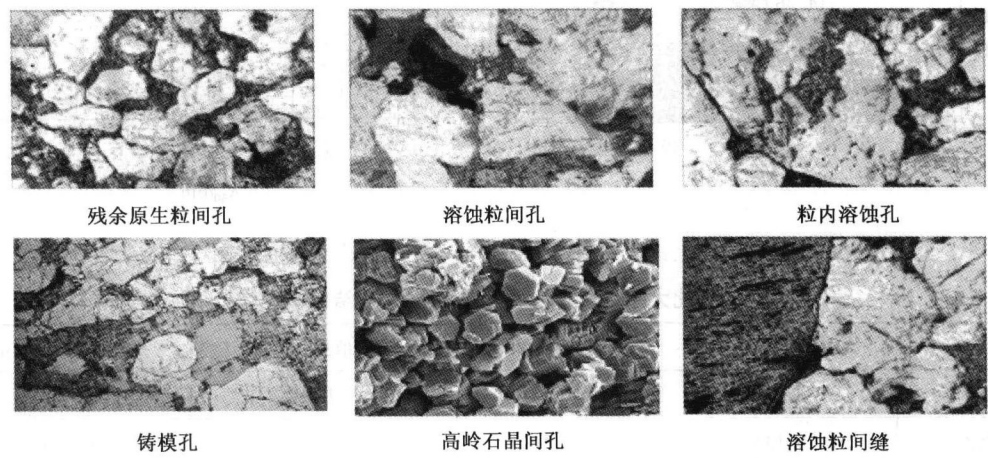


图 1-1 上古生界储层孔隙类型图版

根据压汞试验分析，砂岩储层的中值压力普遍大于 10MPa（图 1-2），说明大孔隙不太发育；平均中值孔喉半径分布区间为 0.079 ~ 0.257 μm （表 1-3），属微细喉道，以小孔—微细喉为主，且孔喉分选性和连通性较差，反映了大牛地气田上古生界储层的孔隙结构特征复杂、储层非均质性较强。

表 1-3 上古生界储层孔喉参数统计表

层位	中值半径/ μm	中值压力/MPa	排驱压力/MPa	平均喉道半径/ μm	均方差	配位数	孔喉比	分选系数
盒 3	0.257	10.99	0.551	0.428	0.086	0.59	4.69	17.32
盒 2	0.134	19.86	0.562	0.329	0.0997	0.54	4.88	15.88
盒 1	0.048	32.85	0.671	0.35	0.081	0.54	4.51	18.62
山 2	0.057	31.45	0.445	0.33	0.105	0.49	5.37	17.2
山 1	0.079	21.19	0.541	0.44	0.131	0.52	5.03	18.77
太 2	0.206	9.27	1.064	0.31	0.068	0.53	4.68	21.95

（一）孔喉特征

根据对鄂北大牛地气田上古生界砂岩压汞资料的统计分析（表 1-4、图 1-3），各套气层均以微细喉道为主，其中盒 2、3 段喉道半径较大，是上古生界储层孔喉结构相对最好的储层，太 2 段次之。

盒 1、山 1 和山 2 段砂岩孔喉结构参数大致相同，中值半径依次为 0.048 μm 、0.079 μm 、0.057 μm ，明显差于盒 2、3 和太 2 段。

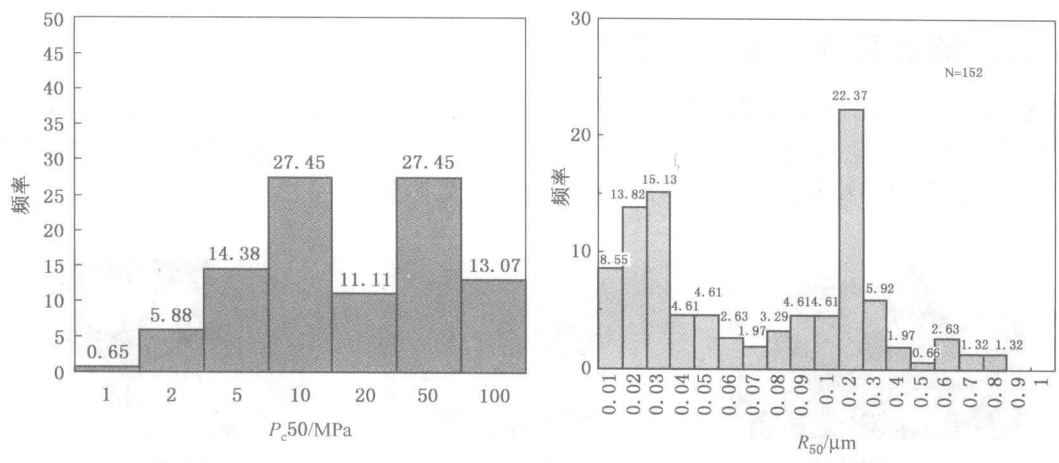


图 1-2 上古生界中值喉道半径、中值压力频率直方图

表 1-4 鄂北大牛地气田上古生界储层孔喉结构参数统计表

层 位	中值半径/ μm	排驱压力/MPa	中值压力/MPa	平均喉道半径/ μm
盒 3	0.257	0.551	10.99	0.428
盒 2	0.134	0.562	19.86	0.329
盒 1	0.048	0.671	32.85	0.35
山 2	0.057	0.445	31.45	0.33
山 1	0.079	0.541	21.19	0.44
太 2	0.206	1.064	9.27	0.31

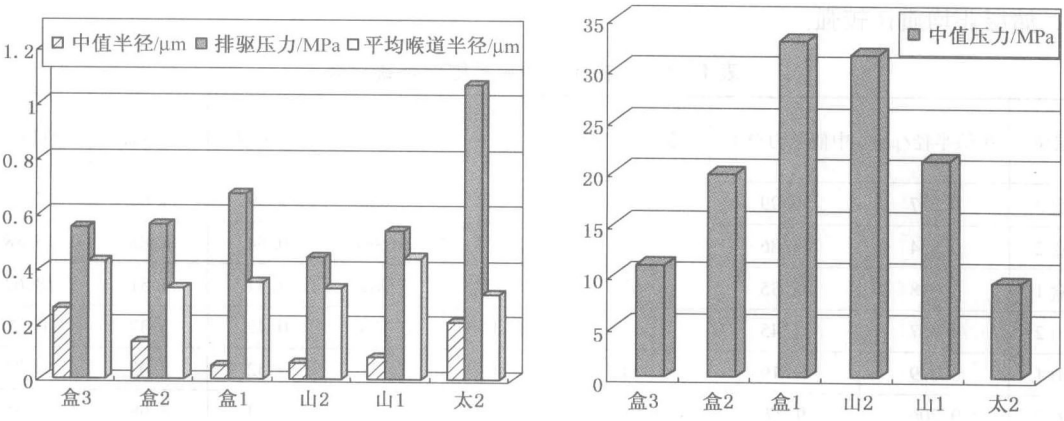


图 1-3 鄂北上古储层孔喉结构参数图

大牛地气田上古生界储层的这种孔喉结构特征表明：水锁可能对储层产生严重伤害。

(二) 裂缝特征

1. 岩心裂缝

上古生界储层受区域构造的影响，发育有一定的裂缝；据岩心观察、分析，砂岩中主要发育垂直裂缝，少量斜交裂缝。据统计，约 90% 的裂缝长主要分布在 60cm 以下，仅 6.5% 的裂缝长度可以大于 100cm，最长可达 1.5m 左右；属中小裂缝。裂缝宽度一般为 0.05 ~

0.3mm, 属细裂缝。气田内不同岩性裂缝发育程度不尽相同, 据统计, 砾岩为 0.11 条/米, 粗砂岩为 0.13 条/米, 中砂岩为 0.23 条/米, 细砂岩为 0.19 条/米, 粉砂岩为 0.16 条/米。与我国其他具裂缝发育的油气田相比, 发育程度属中等一差。岩心中裂缝的发育数量受取心长度的影响, 按单位取心长度来统计裂缝的条数, 由下向上, 裂缝有逐渐减少的趋势。

2. 微裂缝

岩心观察、薄片鉴定、物性测试、测井解释、试井资料解释分析发现, 上古生界砂岩储层微裂缝较发育, 可分为两类: 构造微裂缝和粒缘微裂缝。构造微裂缝切穿岩石颗粒, 一般未充填, 占微裂缝总数的 98%; 粒缘微裂缝沿颗粒边缘分布, 可能与溶蚀作用有关, 占微裂缝总数的 2%。裂缝形态以垂直裂缝及高角度缝为主, 亦可见平行层理缝, 见图 1-4、表 1-5。但天然裂缝对渗透率的贡献大小及对气产量的影响, 尚需进一步评价。

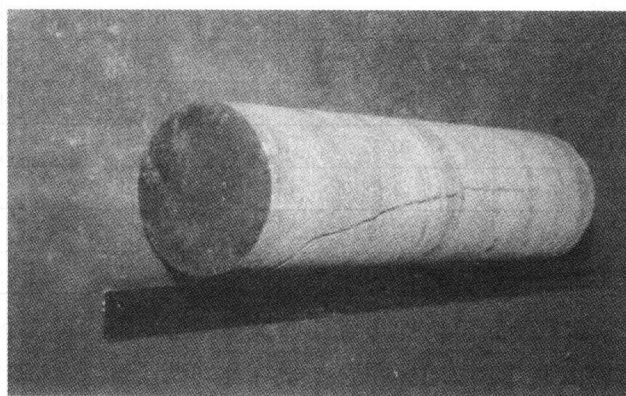


图 1-4 鄂北上古储层天然裂缝发育图

表 1-5 鄂北上古生界天然裂缝发育情况

井 号	裂缝数目/条	垂缝长度/m	取心长度/m
大 2	8	1.47	76.25
大 6	12	20.08	106.1
大 8	12	5.88	136.72

三、储层物性特征

(一) 孔隙度、渗透率均值

大牛地气田上古生界储层总体上属低孔、低渗储层, 据 4922 个岩心样品孔隙度、渗透率分析表明, 孔隙度在 1.5% ~ 21.4%, 平均为 6.58%, 其中孔隙度大于 5% 占 65.1%; 渗透率介于 $(0.01 \sim 103) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 平均为 $0.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中 86.71% 样品渗透率大于 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 在 $(1 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 55.4%; 储层平均孔隙度在 8% ~ 10.9%, 储层平均渗透率在 $(0.52 \sim 6.47) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。

根据地质资料分析, 鄂北上古各层位储层孔隙度、渗透率物性见表 1-6, 表 1-7 所示。

表 1-6 大牛地气田上古砂岩储层物性特征

层 位	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
盒 3 段	4.0 ~ 18.69	0.1 ~ 23.008
盒 2 段	4.0 ~ 16.99	0.109 ~ 25.1
盒 1 段	4.0 ~ 19.3	0.101 ~ 53.6
山 2 段	4.0 ~ 21.4	0.1 ~ 18.76
山 1 段	4.0 ~ 18.9	0.1 ~ 10.1
太原组	4.0 ~ 15.7	0.1 ~ 61.0

表 1-7 大牛地气田上古砂岩储层物性对比表

在以下条件下的储层占有比例/%				
层 位	孔隙度 > 8%	孔隙度 > 12%	渗透率 > $0.5 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$	渗透率 > $1.0 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$
盒 3 段	68.74	16.67	53.62	21.74
盒 2 段	57.74	17.26	39.29	19.05
盒 1 段	51.53	10.37	21.54	7.07
山 2 段	40.93	12.98	29.28	11.81
山 1 段	33.58	4.79	41.74	19.30
太 2 段	60.00	2.52	32.82	17.09

由上表可以看出, 盒 3 段储层物性最好, 孔隙度大于 8% 的储层占有比例为 68.74%, 孔隙度大于 12% 的储层占有比例为 16.67%, 平均 9.50%; 盒 3 段渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的占有比例为 53.62%, 渗透率大于 $1.0 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的占有比例为 21.74%, 平均渗透率为 $1.357 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$; 盒 2 段和太 2 段为较好, 山 1、山 2、盒 1 段物性最差。

(二) 孔隙度、渗透率分布频率

大牛地气田上古生界储层孔隙度, 渗透率统计分析如图 1-5 所示。

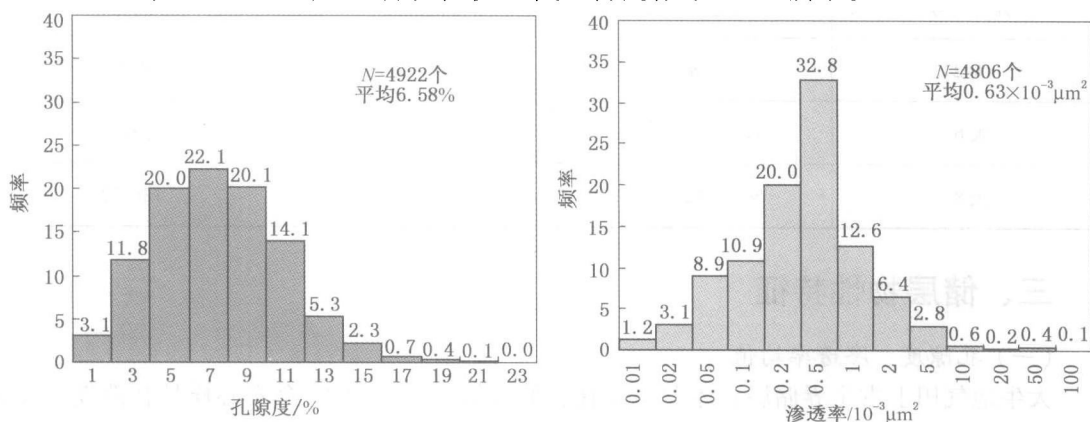


图 1-5 上古生界储层孔隙度、渗透率频率直方图

盒 3 段孔隙度主要集中分布在 9% ~ 10% 的区间内, 分布频率为 21.74%, 渗透率主要集中分布 $0.5 \sim 1.0\mu\text{m}^2$ 区间内, 分布频率为 31.88%; 盒 2 段孔隙度分布比较分散, 没有明显的优势区间, 在 4% ~ 11% 的范围内基本均匀分布, 分布频率约为 10.0%, 渗透率主要集中分布在 $0.25 \sim 0.50\mu\text{m}^2$ 的区间内, 分布频率 39.29%; 盒 1 段孔隙度在 4% ~ 11% 的范围

内，分布具有正态特征，峰值区间为7%~8%，分布频率为14.71%，渗透率主要集中分布在 $0.1 \sim 0.5 \mu\text{m}^2$ 的范围内，分布频率78.45%。

山2段孔隙度主要集中分布在5%~8%的范围内，分布频率为48.41%，渗透率主要集中分布在 $0.1 \sim 0.5 \mu\text{m}^2$ 的范围内，分布频率70.72%；山1段孔隙度在4%~8%的范围内，分布频率为66.90%，渗透率主要集中分布在 $0.25 \sim 0.50 \mu\text{m}^2$ 的范围内，分布频率31.64%。

太2段孔隙度在8%~10%的范围内，分布频率为43.50%，渗透率主要集中分布在 $0.1 \sim 0.25 \mu\text{m}^2$ 的范围内，分布频率37.67%。

(三) 与邻近区块上古储层物性对比

以塔巴庙地区上古储层为例，将鄂北上古储层与邻近区块的上古储层物性加以对比。

塔巴庙地区上古储层总体表现为低孔、低渗、低压、低含气饱和度的特点。平均岩心分析孔隙度为6.0%~6.3%，渗透率 $(0.69 \sim 0.86) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；试井解释有效渗透率为 $(0.0002 \sim 0.7) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均 $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与长庆气田上古储层相比，压力系数相近、气饱低、储层物性较差，具体情况见表1-8、表1-9。

表 1-8 塔巴庙地区与长庆油气田典型区块储层参数对比表

区块	层位	埋深/m	厚度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	含气饱和度/%	压力系数	储层温度/℃
靖边	上古	3105	8.1	0.81	8.5	72.0	0.9	95
乌审旗	上古	3155	8.3	1.36	9.0	70.0	0.9	100
榆林	上古	2866.6	9.0	3.5	6.1	72.0	0.9	89
苏里格	上古	3500	7.4	2.71	9.3	66.0	0.86	105.5
塔巴庙	上古	2520~2879	10.89	0.69~0.86	6.0~6.3	57	<0.95	84

表 1-9 储层有效渗透率对比表

区 块	层 位	井 数	有效渗透率范围/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均有效渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
榆 林	上古	13	0.3~3.34	1.0
苏里格	上古	11	0.065~1.5	0.44
塔巴庙	上古	15	0.0002~0.7	0.11

四、敏感性特征

1. 黏土矿物分析

大量实验分析结果表明(见表1-10、图1-6)，鄂北大牛地气田上古生界储层黏土矿物以伊利石、高岭石和绿泥石为主。从上到下，伊利石含量逐渐增高，高岭石和绿泥石的含量逐渐降低。各储层段的蒙脱石含量均较低，而且均以伊/蒙间层的形式出现，反映水敏性伤害可能较弱。而伊利石的产状主要为片状、丝状、毛发状、桥接状等形式，伊利石的这些产状将储层中的大孔道分割成小孔道，容易造成储层高的含水饱和度，形成水锁，导致气相有效渗透率降低。

表 1-10 大牛地气田储层黏土分析数据统计表

单位:%

种 类	盒 2 + 3	盒 1	山 2	山 1	太 2
伊利石	17.00	28.89	41.57	69.19	85.29
高岭石	17.00	27.11	40.00	24.81	13.43
绿泥石	54.50	37.00	15.57	0.81	0.71
伊/蒙间层	11.50	7.00	2.86	5.29	0.57
样品数量	2	19	7	21	7

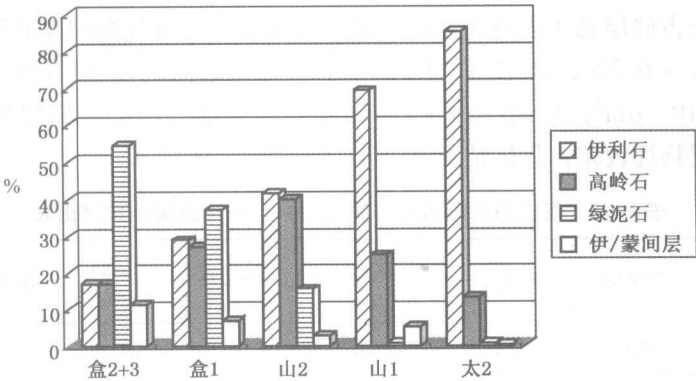


图 1-6 鄂北塔巴庙区块上古生界砂岩储层黏土矿物含量分布图

2. 储层敏感性分析

(1) 水锁伤害分析

根据前期研究成果,塔巴庙地区 53% 的岩样平均孔喉半径在 $0.1 \sim 0.6\mu\text{m}$ 之间,压汞饱和度和中值压力可达 $5 \sim 50\text{MPa}$,毛细管压力高。同时敏感矿物中伊利石含量达到 $5\% \sim 98\%$,根据长庆上古储层研究结果,伊利石为水湿矿物,在毛细管自吸作用下气藏很容易吸水,造成水锁伤害。室内敏感性测试结果亦证实,鄂北上古储层为中等偏弱水敏、中偏弱盐敏、中偏弱碱敏、弱—强速敏,强水锁储层(据新星公司提供的廊坊测试结果,水锁伤害达到 $69.0\% \sim 96.3\%$)。与长庆上古储层相似,水锁伤害仍然为储层的最大伤害。

西南石油学院康毅力教授的研究结果也证实,鄂北上古储层整体上表现出强的水相圈闭损害趋势(表 1-11)。

表 1-11 鄂北岩石物性与水相圈闭损害的关系

序号	样 号	层位	孔隙度/%	气测渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	水饱和度 $S_{wi}/\%$	APT_i	潜在 损害程度
1	2(2/15)	P_1x^1	0.557	0.0095	25	0.044	强
2	3(22/34)	P_1x^1	13.272	0.6399	25	0.502	中等
3	6(38/44)	P_1s^2	5.237	0.0530	25	0.231	强
4	11(32/85)	P_1s^1	0.985	0.0024	25	-0.1	极强
5	16(90/127)	C_3t	9.220	0.065	25	0.253	强