

DISHENTOUYOUQITIANANYANJIUYUSHIJIAN



杨 华 金贵孝 荣春龙 主 编

低渗透油气田 研究与实践

卷三



石油工业出版社



低渗透油气田研究与实践

卷三

杨 华 金贵孝 荣春龙 主编

石油工业出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

低渗透油气田研究与实践. 第3卷/杨华等主编.
北京: 石油工业出版社, 2001.9
ISBN 7-5021-3382-8

I. 低…

II. 杨…

III. ①低渗透油层-油气勘探-研究-中国-文集

②低渗透油层-油田开发-研究-中国-文集

IV. TE348-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2001) 第 027986 号

石油工业出版社出版发行
(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)
河北省徐水县印刷厂排版印刷

*

787×1092 毫米 16 开本 22.5 印张 576 千字 印 1—500

2001 年 9 月北京第 1 版 2001 年 9 月河北第 1 次印刷

ISBN 7-5021-3382-8/TE·2534

定价: 45.00 元

目 录

老井重新试气的地质意义及其勘探价值

.....	何自新	李民才	唐瑞林	仇培学	邓秀芹	(1)
鄂尔多斯盆地东部上古生界煤岩储集性能评价	杨 华	刘新社	席胜利			(5)
鄂尔多斯盆地上古生界砂岩气藏评价勘探方法研究.....	付金华	段晓文				(11)
鄂尔多斯盆地北部伊盟地区上古生界岩性气藏的储盖层特征						
.....	刘锐斌	闫 刚	单秀琴	拜文华	孙粉锦	(17)
鄂尔多斯盆地中东部前石炭纪古岩溶地貌与天然气富集研究						
.....	马振芳	周树勋	于忠平	潘令红		(24)
长庆气田中区加里东期古构造及其对储层的作用.....	王 勇	张宗林	达世攀			(28)
长庆气田马五 ₁ 储层裂缝发育程度与产能的关系	王彩丽	王 宏				(34)
鄂尔多斯盆地中生界石油资源及油藏的规模结构						
.....	席胜利	姬 红	付金华	刘新社		(38)
鄂尔多斯盆地庆华南地区延长统上部沉积相及油气富集规律						
.....	喻 建	窦伟坦	凌升阶	宋江海		(44)
靖安油田张渠一区沉积微相模式研究.....	周荣安	张永强	艾 芳			(49)
华池油田三叠系延长组长 ₃ 油层沉积微相分析	崔攀峰	胡海涛	李 健			(52)
鄂尔多斯盆地靖安油田长 ₆ 储层孔隙结构分类			李少华			(58)
油气盖层研究及评价.....	严衡文	万玉金	杜秀芳			(62)
低渗透油藏储层特征研究和对开发的建议.....	胡雅初	张盛宗				(69)
油藏渗透率各向异性与非均质的讨论.....	刘月田	葛家理				(75)
低渗透非达西渗流综合判据研究.....	何秋轩	阮 敏	任晓娟			(81)
低渗透油气藏渗流研究新方法.....	邓英尔	刘慈群				(86)
启动压力梯度的室内简便测量.....	宋付权	刘慈群	李 捷			(92)
低渗透油藏中水驱油两相渗流的分析.....	宋付权	刘慈群				(96)
可动油及其在特低渗透油藏评价中的应用						
.....	孙庆和	何 玺	李长禄	郭晓林	刘丽莉	(103)
特低渗透油藏可动油影响因素分析	李长山	孙庆和	何 玺	郭晓林		(107)
安塞油田油井流入动态研究	曾亚勤	刘书炳	王亚平			(111)
岩石渗透率的压力敏感性研究	阮 敏	何秋轩				(117)
低渗透油藏注水开发的主要矛盾和改善途径		李道品				(121)
我国低渗透油田开发的现状、规律及评价	乔 芸	张广杰	刘秋桂			(131)
长庆低渗和特低渗油田开发实践	胡文瑞	何自新	王道富			(137)
鄂尔多斯盆地中生界石油滚动勘探开发技术						
.....	张明禄	王海红	李 亮	崔攀峰	杨秋莲	(150)
胜利油田低渗透油藏的开采技术和下步建议				刘泽凯		(156)
小拐裂缝性超低渗透油藏注水开发试验效果评价			张红梅	钱根宝		(161)

克拉玛依八区下乌尔禾组油藏调整开发做法	彭建成	朱水桥	(166)
微裂缝性特低渗透砂岩油藏的注水开发特征	艾 芳		(172)
安塞特低渗透油田裂缝发育区剩余油分布及调整技术	熊维亮 潘增耀	王 斌	(176)
扶余裂缝性低渗透砂岩油田二次加密调整实践	马立文 钟显彪 关云东 谭湘辉	侯继萍	(181)
鄯善油田东Ⅱ区井网加密研究	于家义 赵志龙	何淑华	(187)
确定水驱气藏天然气侵程度的方法		陈元千	(193)
广义数学模型的简化	胡建国 屈雪峰	姚蕃珍	(199)
确定气井液面位置的简易方法	卢 涛	郝玉鸿	(205)
利用气藏压力系统分析方法判断井间连通性	李跃刚 王晓东	唐乐平	(208)
测试时间对气井产能方程及无阻流量的影响分析	郝玉鸿	张彦琳	(212)
长庆气田马五 ₁ 气藏水平井产能影响因素分析	徐 文	米欧东	(217)
水驱油田产量递减期开发指标预测方法研究	刘蜀知	孙艾茵	(223)
水平井注水开发低渗油田的开发指标计算方法与动态分析	邓英尔	刘慈群	(231)
储能系数在低渗透油藏开发中的应用		李少华	(239)
低渗透油田注采井网适应性技术研究	钟显彪 许 为 张立忠 迟艳丽 王岚岚	杨乃树	(243)
低渗透非均质气藏布井方式及井网密度研究	徐 文	郝玉鸿	(249)
低渗透油田采油工程方案的编制与实施	雷 群	慕立俊	(255)
长庆低渗透油藏稳油控水技术综述		马广彦	(259)
低渗透裂缝性油藏气—水间歇脉冲采油技术研究	范树林	胡雪滨	(264)
低渗透性裂缝型油田注水吞吐采油技术应用探讨	彭绪海	王永霖	(271)
鄂尔多斯盆地上、下古生界气层单管分层试气、分层采气完井工艺技术	勾 建	唐瑞林	(275)
小眼井水力压裂技术的探讨	杨振周 崔明月	汪永利	(280)
长庆气田上古生界砂岩气层改造模式	彭惠群 李静群	谢正温	(284)
大庆油田非常规井压裂技术的研究与发展	赵恩远 王家齐	王世贵	(290)
液氮伴注压裂工艺技术研究与应用	朱建峰 李志航	管保山	(296)
靖安油田长 ₆ 油藏开发压裂试验效果分析	李书恒	魏玉平	(300)
克拉玛依八区下乌尔禾组油藏控高压裂及其应用效果	彭建成 陈 澍	刘蜀知	(304)
油井重复压裂工艺技术探讨		李聘川	(308)
影响重复压裂效果的因素分析		蒋廷学	(312)
重复压裂时水力裂缝的垂向延伸		姚 飞	(316)
安塞低渗透油田重复压裂技术	雷 群 宋振云	吴增智	(320)
用欧氏贴近度对陇东地区重复压裂井的分析		唐 磊	(324)
安塞油田脉冲解堵工艺技术研究	郭公建	李志忠	(328)
酸化低密度洗井工艺在吴旗油田的应用及效果分析	王沛浦 徐大书	高永亮	(332)
低渗气藏水锁效应与抑制对策	张敏谕	毛美利	(336)
低渗油田油层保护及增产措施	毛致新 孟祥和	刘泽凯	(341)
低渗透油气田保护油气层钻井工艺技术研究	汪海阁	周煜辉	(347)

老井重新试气的地质意义及其勘探价值

何自新 李民才 唐瑞林 仇培学 邓秀芹

(长庆石油勘探局)

摘 要 1998年10月至11月,长庆石油勘探局对以往钻探并测试过的三口天然气探井(召探1井、镇川4井、陕56井)的下石盒子组、山西组气层,重新进行测试,天然气产量大幅度提高。这一重要成果,不仅拓宽了勘探领域,而且对重新评价为数众多的上古生界低产气井,为在下古生界已交储量区重新认识上古生界气藏有着十分重要的意义。

前 言

鄂尔多斯盆地为我国第二大沉积盆地,发育上、下古生界两套含气系统。下古生界气藏是在奥陶纪岩溶古地貌基础上,以溶蚀孔洞型白云岩为储层的古地貌气藏;上古生界气藏是在河流、三角洲相沉积砂体基础上,以砂岩为储层的岩性气藏。两者都具有隐蔽性强、低渗、低产、低丰度的特点,勘探难度很大。在已钻的270口(中、东部)气探井中,有250口井的上古生界地层可解释有气层或含气层,对114口井进行试气,其中有56口井试气在 $1 \times 10^4 \sim 2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。未获得工业气流的原因在于钻井、试气等作业时造成的污染严重,所获产量代表不了气层产能。这些低产气井在关井几年后,近井污染可能得到部分解除,使井筒附近储层渗透性能得以恢复;特别是那些未获工业气流,产量在 $1 \times 10^4 \sim 2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井,通过重新试气,很可能获得较高工业气流。近期重试的三口井的产量比以往显著提高,测试效果良好,充分体现出老井试气的巨大潜力(表1)。

表1 召探1井、镇川4井、陕56井气层测试对比表

井号	层位	气层井段 (m)	射孔井段 (m)	测试日期	地层静压 (MPa)	稳定时间 (h)	井口产量 (10^4 m^3)	无阻流量 (10^4 m^3)	备注
召探1井	盒 ₈	2915.4~2724.0	2917.0~2923.0	1993年7月25日~27日			1.1409		
				1998年11月1日~3日	28.103	16.00	3.2332	7.6590	
镇川4井	盒 ₈	2033.0~2040.0	2036.0~2039.0	1988年11月24日			1.8850	2.6800	系统测试
		2077.0~2080.0	2077.0~2080.0	1998年11月7日~10日	22.2544	20.30	4.2929	7.3897	
陕56井	山 ₁	3714.0~3721.4	3714.0~3716.0	1992年10月16日~19日	35.649	17.00	6.5878	8.6482	
			3718.6~3721.6	1998年10月20日~22日	35.593	19.00	7.6783	10.2883	

召 探 1 井

召探1井地处内蒙古自治区乌审旗,是伊盟隆起南坡乌审召鼻状隆起轴部的一口区域探

井,于1992年9月30日开钻,1992年12月4日完钻,完钻井深3602.3m,井底地层为长城系。

1. 录井气显示

全井钻遇气显示层6层,总厚为22.8m,其中,气层2层,厚12.6m;可疑气层3层,厚7.6m;气水同层1层,厚2.6m。在以上显示中,下二叠系盒₈(2915.4~2924m)段显示最好,厚8.6m,岩性为灰白色含砾粗砂岩,泥质胶结,岩性疏松。气测全烃最大值2.99%,基值0.29%,解释为含气层。电测视电阻率61.7Ω·m,视孔隙度12.6%,视含水饱和度37.4%,解释为含气层。该段未取心,综合解释为气层,具有获得工业气流的潜力。

2. 以往测试结果

从1993年3月13日至7月27日,先后对寒武系徐庄组、奥陶系马四,二叠系山₂、盒₈进行测试。

对二叠系盒₈(2917~2923m)气层段,用羟丙基田菁液加陶粒5m³进行压裂,日产气1.1409×10⁴m³,日产凝析油0.105t,累计产气2.5711×10⁴m³;累计产凝析油0.258t,无水,7月27日完试。

从施工情况看,石盒子组加陶粒时压力上升很快,顶替不动,设计加陶粒10m³,实际仅加5m³,未达到设计要求。压裂液粘度大,堵塞油管,污染气层,因而未获工业气流。

3. 重新测试结果

时隔5年之后,1998年11月1日至3日,重新对二叠系盒₈(2917~2923m)气层段测试求产,稳产16h,井口产量3.2332×10⁴m³,计算无阻流量7.6590×10⁴m³/d,达到工业气流标准,井口产量相当于5年前的2.83倍。这次重新测试并未采用任何改造措施,气产量大幅度提高的原因在于以往测试的压裂液粘度大,污染了气层,并影响了测试产量。关井5年之后,由于地下流体的乳化及溶解作用,压裂液对气层的污染逐步缓解,故而产量明显提高。

4. 地质意义及勘探前景

召探1井所处的乌审旗地区位于东胜—靖边上古生界河流—三角洲沉积主体部位,盒₈发育四支三角洲平原分流河道砂体,砂层厚10~30m,近南北向展布。每支砂体南北长60~80km,东西宽5~10km,面积400~600km²,是天然气聚集的良好场所。砂体南部钻井较多,在陕231、232、235、178四口井盒₈气层获工业气流,在陕191、187等井获低产气流,已提交天然气预测储量596.46×10⁸m³;砂体北部钻井较少,召探1井盒₈气层获工业气流,大幅度扩大了砂体的含气范围,预计可新增天然气预测储量500×10⁸~700×10⁸m³,连同已有的预测储量,累计超过1000×10⁸m³,成为又一个储量超过千亿立方米的含气区块。

镇川4井

镇川4井地处陕西省榆林市,构造位置处于陕北斜坡镇川堡隆起轴部,同时也处于佳县—子洲上古生界三角洲前缘相砂体主体部位,是镇川堡气田内的一口评价井。1988年3月19日开钻,1988年6月12日完钻,完钻井深2420m,井底地层为奥陶系马五₅段。

1. 录井气显示

全井钻遇气显示层9层,总厚31.2m,其中气层厚13.3m;含气层4层,厚15.6m;可

疑气层 2 层, 厚 2.3m。

在以上气显示中, 二叠系盒₇、盒₈ 两层显示最好, 具有获得工业气流的潜力。其中, 盒₇ (2033~2040m) 段厚 7m, 岩性为灰白色含砾不等粒砂岩, 泥质胶结, 岩性疏松。气测全烃最大 26.86%, 基值 0.10%, 解释为气层。电测视电阻率 $116.1\Omega\cdot\text{m}$, 视孔隙度 13.6%, 视含水饱和度 31.6%, 解释为气层。该段未取心, 综合解释为气层。

盒₈ (2077~2081.3m) 段厚 4.3m, 岩性为灰白色砾状砂岩, 岩心见 30%~50% 棕黄色不均匀状萤光, 系列对比 8 级, 点滴 3 级, 岩心浸水呈串珠状冒气泡, 持续 7min, 泡径 1~2mm, 地质录井定为含气层。气测全烃 14.17%。电测视电阻率 $198.4\Omega\cdot\text{m}$, 视孔隙度 10%, 视含水饱和度 37.6%, 解释为可疑气层。实测孔隙度 9.36%, 渗透率 $0.92\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 含水饱和度 53.1%, 钻开该层时, 曾发生气侵, 井口附近泥浆呈沸水状翻卷, 伴有响声, 泥浆断续外涌, 泥浆槽面见大量气泡。点火即燃, 泡径 5~8mm, 持续 50min, 循环排气时气测全烃最大 77.27%, 综合解释为气层。

2. 以往测试结果

从 1988 年 6 月 25 日至 1989 年 4 月 28 日, 先后对奥陶系马家沟组, 石炭系太原组、二叠系石盒子组进行了测试。

二叠系盒₇、盒₈ 气层射开两段, 其中盒₈ 气层 (2077~2080m) 段压裂加砂 35m^3 , 盒₇ 气层 (2036~2039m) 段压裂加砂 36m^3 。其后, 两层合求, 日产气 $1.885\times 10^4\text{m}^3$, 无阻流量 $2.68\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

3. 重新测试结果

时隔 9 年之后, 1998 年 11 月 7 日至 10 日, 重新对二叠系盒₇ (2036~2039m) 段及盒₈ (2077~2080m) 段测试求产, 稳定 20h30min, 井口产量 $4.2929\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 无阻流量 $7.3897\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 产量提高幅度较大。无阻流量相当于以往的 2.8 倍。产量提高的原因在于以往压井的盐水及 CT9-1 压裂液污染堵塞了气层, 影响了测试产量。关井 9 年之后, 由于地下流体的乳化及溶解作用, 气层的堵塞及污染逐步缓解, 故而产量大幅度提高。

4. 地质意义及勘探前景

镇川 4 井所处的镇川堡气田已钻 7 口井 (镇川 1 井、2 井、4 井、5 井、6 井、7 井、8 井), 仅镇川 1 井、8 井两口井产量大于 $4\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 其它井产量均小于 $4\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 因而仅提交了 $35.2\times 10^8\text{m}^3/\text{d}$ 的控制储量。通过老井重试, 镇川 4 井气产量的大幅度提高, 进一步提高了该区上古生界气藏的勘探价值, 说明以往的试气产量代表不了地层的产能, 仍有很大增产潜力。佳县—子洲地区已钻天然气探井 37 口, 测试产量普遍偏低, 仅 3 口井大于 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$; $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}\sim 4\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的井 5 口, $4\times 10^4\text{m}^3/\text{d}\sim 2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的井 7 口, 另有 12 口产量为 $2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}\sim 0.5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 9 口井产量小于 $5000\text{m}^3/\text{d}$, 这些井的大多数都应该有一定的增产潜力, 特别是小于 $2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的低产气井, 经过重新测试, 很可能获得工业气流。这使该区的勘探前景显著变好, 成为近期提交储量的有利地区。

陕 56 井

陕 56 井地处内蒙古自治区鄂托克前旗, 是中部地区西侧钻探的一口预探井。该区位于下古生界靖边古潜台以西及上古生界三角洲前缘相砂体部位, 于 1992 年 1 月 23 日开钻, 1992 年 4 月 28 日完钻, 完钻井深 4010m, 井底地层为奥陶系马四段。

1. 录井气显示

全井钻遇气显示层 5 层, 总厚 20.5m。其中, 气层 1 层, 厚 7.4m; 可疑气层 2 层, 厚 3.4m; 气水同层 2 层, 厚 9.7m。

在以上气显示中, 二叠系山₁ (3714~3721.4m) 段显示最好, 厚 7.4m, 岩性为灰白色粗砂岩, 泥质胶结, 疏松, 钻屑呈散砂、糖粒状。气测全烃最大 59.67%, 平均 26.78%, 基值 0.96%, 解释为气层。电测解释为两段, 上部 3.8m 段视电阻率 $55.7\Omega\cdot\text{m}$, 视孔隙度 8.2%, 视含气饱和度 56.2%, 解释为含气层; 下部 3.6m 段视电阻率 $378.7\Omega\cdot\text{m}$, 视孔隙度 4.9%, 视含水饱和度 38.3%, 解释为气层, 该段地层未取心, 综合解释为气层, 具有获得工业气流的潜力。

2. 以往测试结果

从 1992 年 7 月 6 日至 11 月 3 日先后对奥陶系马五₇ 及二叠系山₁ 气层进行了测试。

二叠系山₁ 气层射开 3714~3716m、3718.6~3721.6m 两段, 压裂前求产, 日产气 2732m^3 , 日产水 0.89m^3 , 其后, 用田菁液压裂, 加砂 21m^3 (含 10m^3 陶粒), 累计入井液量 244.8m^3 , 累计返出液量 193.4m^3 , 地层滞留 51.4m^3 。最后, 用 ENERTEK 三相分离器从套管测试求产, 稳产 17h, 日产气 $6.5878\times 10^4\text{m}^3$, 计算无阻流量 $8.6482\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

3. 近期重试成果

时隔 6 年之后, 1998 年 10 月 20 日至 22 日重新对二叠系盒₇ 气层的 3714~3716m 及 3718.6~3721.6m 两段测试求产, 稳定 19h, 井口产量 $7.6783\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 无阻流量 $10.2883\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 分别比以往的测试产量提高了 $1.0905\times 10^4\text{m}^3$ 及 $1.6401\times 10^4\text{m}^3$ 。产量提高的原因是滞留于地层中的入井液污染了气层, 影响了产量, 经过 6 年的乳化及溶解, 缓解了入井液堵塞作用, 致使气产量有所提高。

4. 地质意义及勘探前景

陕 56 井 6 年前的产量已达到工业气流标准, 近期重试产量的提高, 更是锦上添花, 进一步证实了城川地区上古生界的资源潜力及勘探前景。该区地处上古生界三角洲前缘相砂体主体部位, 山西组、下石盒子组砂层厚 30~70m, 成藏条件好, 是寻找上古生界砂岩岩性气藏的有利地区。

结 论

老井重新试气的同时也重新正确地认识了气藏, 具有极好的勘探效益。按照近几年的勘探成本, 每口天然气探井的钻井、测井、测试成本约 1000×10^4 元。而每口老井重新测试的成本仅 60×10^4 元, 相当于重钻一口井的成本的 1/17。鄂尔多斯盆地目前尚有 236 口天然气探井未试气或试气未获工业气流, 通过老井重新试气, 将会有更多的井获得工业气流或上升为工业气井, 这样, 可用较少的资金取得较高的勘探效果, 经济效益将会十分明显。

鄂尔多斯盆地东部上古生界 煤岩储集性能评价

杨 华 刘新社 席胜利

(长庆石油勘探局勘探开发研究院)

摘 要 从煤岩的储层特征、吸附性和渗透性三方面对鄂尔多斯盆地东部石炭—二叠系煤层储集性能进行综合评价。结果表明：孔隙为煤层气的主要储集空间，且以气孔和植物组织孔占优势，孔隙体积百分比中大孔和微孔达 80%~90%。煤岩有效孔隙度很低，因而决定了裂隙为煤层气的主要运移通道，主干裂隙走向受古应力场的控制，与主应力方向相一致，裂隙发育程度从北向南具有明显的分带性。并在上述分析的基础上，评价出吴堡—柳林地区和韩城地区两个有利储集区。

鄂尔多斯盆地是中国西北地区大型含油气和聚煤盆地，煤炭资源丰富。盆地东部地区上古生界含煤地层主要有太原组和山西组，煤层总厚 10~25m，主力煤层单层厚 5~10m；煤岩显微组分以化学活性较强的稳定组和镜质组为主，平均含量为 84.8%；煤岩变质程度从北向南依次加深， R_o 值一般为 1.0%~2.0%（图 1）；煤层埋深小于 2000m 的面积达 $3.7 \times 10^4 \text{km}^2$ ，煤层资源量约 $66785 \times 10^8 \text{m}^3$ 。显示了该区煤层气勘探开发的广阔前景。

煤岩储层特征

煤既是生烃岩又是储集岩，其储集空间及储集类型与常规储层有很大的不同，为孔隙—裂隙型储层。孔隙主要构成煤的储集空间，裂隙成为煤储层中气体流动的主要通道。

1. 孔隙特征

(1) 煤岩孔隙。

气孔。为该区煤岩主要孔隙类型。在神木—兴县北部地区发育相对较少，向南逐渐增

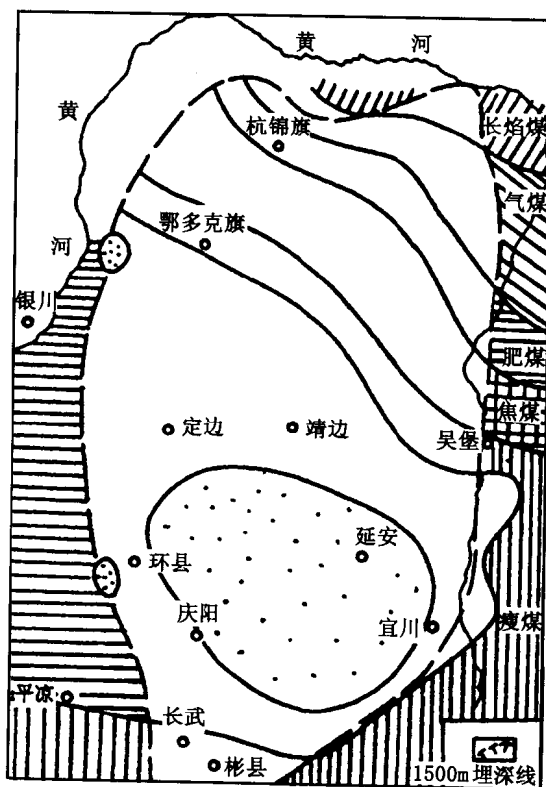


图 1 鄂尔多斯盆地石炭—二叠系煤阶图

加,到永和—乡宁—宜川一带最为发育。多表现为规则或不规则的圆形、椭圆形,成群出现。此类孔隙在各种显微组分中均可见到,但以镜质组为主,很少见到充填,有利于油气的储集和运移。研究区气孔的发育程度与煤岩变质程度和显微组分的平面分布情况基本一致,即随变质程度的加深和镜质体含量的增高发育程度也相应增加。

植物组织孔。在兴县—府谷一带最为发育,且保存较为完整,向南发育程度减弱。多为结构镜质体和丝质体中残留的植物细胞组织,排列较为规则,整体具有一定的方向性,在构造活动较强烈区因应力作用而严重破碎。与气孔相比,孔隙充填严重,连通性差,对气体的储集和运移不利。

粒间孔。多发育在地史期构造活动强烈的中南部地区,对气体的储集和运移较为有利,但其所占比例远较气孔和植物组织孔少。

溶蚀孔和铸模孔。在该区煤岩孔隙中所占比例较小,且多以孤立状出现,对煤层气的储集和运移意义不大。

(2) 孔隙度。

表1是采用密度法测定的煤层总孔隙度结果。从中可看出,单个样品的测试结果差异较大,从0.92%~15.23%均有分布,但不同地区和不同层系孔隙度平均值较为集中,分布在4%~7%之间,平均为5.2%。

表1 煤层总孔隙度测定结果

地层	乡宁—蒲县	柳林—临县	兴县—府谷
山西组	$\frac{0.92 \sim 11.63}{5.91 (6)}$	$\frac{1.61 \sim 7.88}{4.03 (9)}$	$\frac{4.27 \sim 9.06}{7.26 (5)}$
太原组	$\frac{1.39 \sim 15.23}{6.725 (8)}$	$\frac{1.84 \sim 9.25}{5.59 (7)}$	$\frac{4.42 \sim 6.28}{5.35 (2)}$

注: $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值 (样品数)}}$ 。

(3) 孔隙体积百分比。

煤岩孔隙的孔径变化范围很大。一般微孔(小于 $0.01\mu\text{m}$)构成煤的吸附容积;小孔($0.01 \sim 0.1\mu\text{m}$)构成瓦斯毛细凝结和扩散区域;中孔($0.1 \sim 1\mu\text{m}$)构成瓦斯缓慢层流渗透区域;大孔(大于 $1\mu\text{m}$)构成剧烈层流渗透区域。从各类孔隙所占体积百分比(表2)可以看出,孔隙中主要以大孔和微孔为主,占80%~90%以上;小孔和中孔所占比例较小,一般不超过15%,且不同地区差异不大。孔隙体积百分比平面变化规律表现为随煤岩变质程度的加深,大孔减少、微孔增加,在吴堡—柳林及其以南地区,以微孔为主,体积比达60%~80%,大孔次之;往北至临县—府谷一带,微孔所占比例下降,大孔体积增加,达40%~60%。

表2 煤岩孔隙体积百分比

样品	煤层号	R。 (%)	总孔隙度 (%)	总孔容 (ml/g)	孔隙体积(%)			
					大孔	中孔	小孔	微孔
榆5井	8	2.24	2.23	0.0169	30.04	6.53	6.44	56.99
府谷五三矿	4	0.57	6.37	0.0516	43.35	11.02	7.24	38.39
榆8井	8	1.5	5.43	0.0425	23.89	7.40	5.01	63.61
临县庞塔	4	0.73	4.38	0.0328	63.52	18.59	11.01	6.88

续表

样品	煤层号	R_o (%)	总孔隙度 (%)	总孔容 (ml/g)	孔隙体积 (%)			
					大孔	中孔	小孔	微孔
柳林大庄	4	0.94	3.68	0.0301	47.00	7.99	4.47	40.54
柳林麻则塔	5	0.84	1.59	0.0121	53.42	6.28	4.81	35.49
榆 6 井	5	2.6	3.14	0.0226	25.89	2.47	5.68	65.95
蒲县南湾	3	0.98	7.99	0.0638	14.43	6.82	5.29	73.45
乡宁甘草山	2	1.24	11.63	0.0966	10.86	18.34	5.30	65.50
乡宁台头	8	1.38	5.72	0.0412	6.58	5.97	4.79	82.66
韩城马沟渠	8	1.55	8.66	0.067	47.42	6.71	5.67	40.20

2. 煤岩裂隙

(1) 割理

其多发育在镜质组中, 多见网格状或孤立一网格状组合类型, 单独孤立状类型少见, 反映了该区割理间的连通性能较好。其发育程度随煤阶的增高、镜质组含量的增加及地史期构造活动的增强呈明显的正相关性。在研究区柳林—离石地区和乡宁—蒲县地区最为发育, 石楼地区及乡宁以南地区次之, 兴县—府谷地区和神木以北发育较差。部分地区出现割理被方解石、黄铁矿等矿物的充填, 尤其在乡宁以南地区割理充填较为常见。

(2) 构造裂隙。

该裂隙的发育程度主要受研究区古应力场的控制, 多出现在应力集中区, 因而东部较西部、南部较北部地区发育。研究区以张性裂隙为主, 裂隙面表现为锯齿状, 延深较短, 常见众多羽状小裂隙在大的裂隙面周围发育并与之连通, 对煤层甲烷气体的运移最为有效, 但不利于其保存; 剪性裂隙不如张性裂隙发育, 多呈封闭状, 一般成组出现, 裂隙面较平整, 对气体的运移不如张性裂隙有效, 但有利于煤层气的保存。

煤层甲烷吸附能力

甲烷气体在煤层中的储存形式有吸附、游离、溶解三种状态。吸附状态甲烷占 55.83%~95.63%, 主要储存形式。从煤层等温吸附实验数据 (表 3) 可以看出: 北部吴堡—府谷地区 Langmuir (V_L) 体积为 7.71~12.38m³/t, 明显低于韩城地区的 16.34~25.19m³/t, 反映了南部煤岩甲烷最大吸附量明显高于北部地区, 这与南部较北部地区微孔发育特征相一致。Langmuir (p_L) 压力正好相反, 南部韩城地区为 1.11~1.54MPa, 北部吴堡—府谷地区为 1.54~3.82MPa, 说明北部地区煤层甲烷较南部地区容易解吸。

表 3 煤层吸附实验数据表 (据张五倂、王晓刚 1996 年)

矿区	煤层号	R_o (%)	V_L (m ³ /t)	p_L (MPa)	水分 (%)	灰分 (%)	矿区	煤层号	R_o (%)	V_L (m ³ /t)	p_L (MPa)	水分 (%)	灰分 (%)
府谷五一矿	3	0.72	12.38	3.14	4.27	13.16	韩城下峪口矿	2	1.62	19.48	1.12	0.72	10.22
府谷五一矿	8	0.7	8.18	1.54	2.66	18.66	韩城下峪口矿	3	1.67	25.19	1.39	0.58	11.96
府谷凤场沟矿	3	0.62	10.49	3.82	3.31	15.09	韩城下峪口矿	11	1.66	16.34	1.11	0.66	9.27
吴堡麻塔则矿	3	1.2~1.4	7.71	2.43	0.77	19.98	韩城象山矿	5	1.96	21.37	1.54	0.98	13.02

煤层渗透性

煤层渗透率是评价煤层渗透性的重要参数, 由于煤岩的特殊物性, 致使煤层渗透率实验测定还不完善。从目前研究资料来看, 渗透率值的大小与煤岩孔隙与裂隙的发育程度及连通性密切相关。

1. 孔隙渗透性

煤层孔隙大小、几何形状及其连通情况对煤层中气体的流动方式和难易程度有一定的影响。煤岩压汞实验分析表明, 当压力超过 100MPa 时, 煤岩的进汞曲线与退汞曲线完全重合, 此时煤岩的进汞量主要是由于煤岩压缩造成, 并非煤中微孔的反映。在压力低于 100MPa 时, 煤岩进汞曲线和退汞曲线较为一致, 退汞率较高, 反映煤岩孔喉半径大于 $6.2 \times 10^3 \mu\text{m}$ (相当于 100MPa 压力时汞进入煤样的孔喉半径) 的孔隙具有很好的渗透性。

在上述认识的基础上, 采用煤岩在 100MPa 时的最大进汞量 $Q_{\max}$ (ml/g) 与总孔容 Q_c (由氦密度法测定: ml/g) 的比值乘以总孔隙度 ϕ_e , 可近似计算煤岩有效孔隙度 ϕ_k :

$$\phi_k = \frac{Q_{\max}}{Q_c} \times \phi_e$$

通过上述方法计算的有效孔隙度值平均为 2.87%, 其中临县以南地区偏低, 为 1% ~ 2%, 向北稍有增加, 多处于 3% ~ 4% 之间, 这与北部煤岩大孔所占孔隙体积百分比较高的结果相一致。

2. 裂隙渗透性

煤岩渗透性除与孔隙有关外, 主要取决于裂隙的走向, 连通情况及发育程度。割理主要与煤岩组分、变质程度及古应力场密切相关, 在煤层中分布广泛, 延伸较短, 且受煤层结构的制约, 多发育在单一煤岩组分中; 构造裂隙受煤层古应力场的控制, 可以穿透煤层, 延伸较远, 但分布较为局限。由于二者特征不同, 决定了在不同的地区其对煤层渗透性的影响作用也不同, 一般, 在割理和构造裂隙叠置发育区煤层渗透性最好。

(1) 裂隙走向。

裂隙作为煤层渗透率值大小的主要控制因素, 其产状很大程度受局部及区域应力场、煤岩组分和演化程度的控制, 使煤层渗透率值各向异性十分明显。据 A.D.Decker 等 (1989) 对沃里尔盆地煤层渗透性的研究结果发现, 煤层面割理方向与端割理方向的渗透率比值为 17:1。因此, 煤层裂隙产状的研究对预测煤储层渗透性具有重要的意义。

研究区煤岩主干割理 (面割理) 产状在吴堡—离石以北地区走向北东向和近东西向, 倾角 $80^\circ \sim 90^\circ$; 中部吴堡—柳林地区走向近东西向, 倾角 $70^\circ \sim 90^\circ$; 南部乡宁—韩城地区走向为近东西向到北西西向, 倾角 $70^\circ \sim 90^\circ$ 。通过对本区地表岩石节理与地下煤岩主干割理的对比分析发现, 一般在地表均可找到与地下煤岩割理走向相对应的岩石节理产状。不同的是, 由于煤岩刚性不如砂岩和碳酸盐岩, 在受到挤压应力后, 可通过塑性变形消减构造应力, 结果造成岩石节理发育组数较之煤岩割理组数多。所以该区地层中岩石节理和煤岩裂隙除与成岩作用有关外, 与构造应力作用息息相关。研究区从晚古生代以来, 经历了海西、印支、燕山和喜山四期构造运动, 前两期主要表现为整体升降运动, 地层之间以整合或平行不整合接触为主, 而后两期构造作用较强, 造成了地层之间的角度不整合接触, 尤以燕山期最为强

烈,甚至发生了岩浆活动,并伴生有强烈的热事件发生,促使煤岩割理的大量形成。从鄂尔多斯盆地燕山期构造应力场主应力轨迹图(图2)来看,在研究区,南北应力场方向不同,离石以北,应力场方向为北北西向;其南应力场方向为北西向。正是在该应力场作用下,煤岩的割理产状从北向南由北东向转为近东西向和北西西向,因而,可结合地表岩石节理和煤岩割理的生成关系,通过对本区燕山期古应力场的分析来达到对局部地区煤层裂隙走向和有利渗透带的预测。

(2) 裂隙发育程度。

由研究区割理实测资料点分析(表4)可知,北部府谷地区割理密度在亮煤中仅为7~12条/5cm,且宽度和长度均较小,连通性差,割理受后期构造活动改造较弱;向南到中部地区,由于煤岩演化程度增高,加之构造活动的强烈改造,在吴堡矿区测点可以明显看出,割理密度增加,与构造活动有关的割理开启程度明显增加,延伸长度可达20cm,煤层连通性

显著提高;向南到韩城矿区,其割理发育程度虽不如吴堡矿区,但明显优于府谷地区。该分布规律与煤岩铸体薄片孔缝鉴定所统计结果基本一致(表5)。

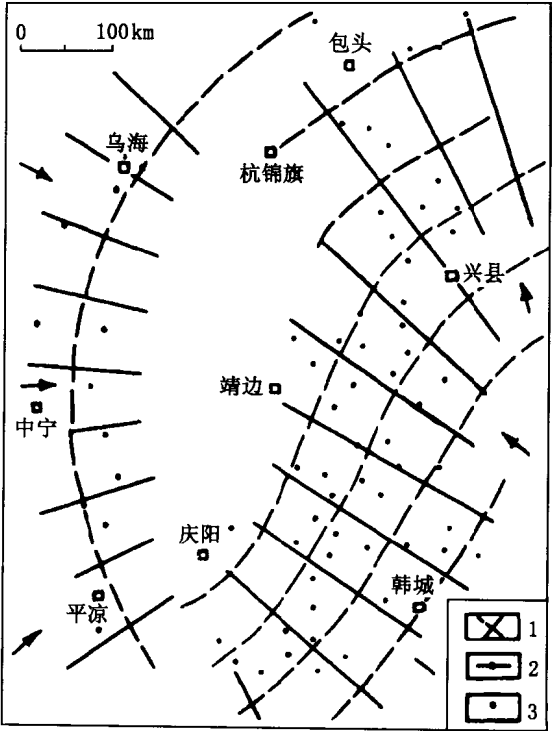


图2 鄂尔多斯盆地燕山期构造应力场应力轴轨迹图
1—实线虚线分别表示主压应力轴、主张应力轴轨迹;
2—压缩方向; 3—测点位置

表4 煤层割理统计表

地区	割理类型	煤岩类型	线密度 (条/5cm)	宽度 (mm)	长度 (cm)	地区	割理类型	煤岩类型	线密度 (条/5cm)	宽度 (mm)	长度 (cm)
府谷	面端	亮煤	1~12	0.015~0.7	0.3~2.5	韩城	面端	暗—亮煤	2~30	0.1~0.6	0.6~7
		亮煤	2~9	0.015~1.0	0.3~2.5			暗—亮煤	5~25	0.1~0.3	0.2~7
吴堡	面端	暗—亮煤	7~14	0.01~0.3	5~20						
		暗—亮煤	7~12	0.01~0.05	<10						

表5 煤层显微裂隙统计表

地 区	兴县—府谷	离石—柳林	韩城—乡宁
裂隙宽 (μm)	5~50	2~100	5~300
线密度 (条/cm)	5~7	2~12	2~8
面密度 (条/cm ²)	6~23	5~27	2~25

有利储集区预测

通过对本区煤岩储集性能的综合分析,认为吴堡—柳林地区为最有利储集区,韩城地区次之。

(1) 吴堡—柳林地区。煤阶为焦—瘦煤阶段,镜质组含量高,地史期构造活动强烈,孔隙以气孔为主,植物组织孔次之。微孔所占孔隙体积百分比达 60%~80%。裂隙发育,且多以割理和构造裂隙叠置出现为特征,煤层渗透性能最好。目前该区好的储集层特征已被勘探实践所证实。

(2) 韩城地区。煤阶为瘦—半无烟煤阶段,孔隙发育情况基本与北部吴堡—柳林地区类似。不同的是:植物组织孔少见且挤压破碎严重,裂隙发育程度有所增加。不利条件是,该区处于鄂尔多斯盆地东部南北向构造和东北向构造的交会处,构造活动十分强烈,地下情况复杂,加之煤岩破碎严重,裂隙充填较多,渗透性较吴堡—柳林地区差。因此可作为进一步勘探有利区。

参考文献

- [1] 杨华等. 陕甘宁盆地煤层气勘探选区初步评价. 天然气工业, 1997, 17 (6)
- [2] 张新民等. 中国的煤层甲烷. 西安: 陕西科学技术出版社, 1991
- [3] 李明潮等. 煤层气及其勘探开发. 北京: 地质出版社, 1996
- [4] 任战利. 鄂尔多斯盆地热演化与油气关系的研究. 石油学报, 1996, 17 (1)

鄂尔多斯盆地上古生界砂岩 气藏评价勘探方法研究

付金华 段晓文

(长庆石油勘探局勘探开发研究院)

摘 要 储量是勘探成果的最终体现,勘探部署策略及技术应用将会直接影响到提交储量的质量。本文通过对鄂尔多斯盆地上古生界勘探风险及收益的评价预测、典型气藏评价勘探与储量计算的解剖分析,提出了上古生界砂岩气藏的四种勘探模式,指明了主要勘探目标。提出如何在勘探中通过选择不同的勘探程序、地震测网及钻井井距以达到节约投资成本、提高勘探效益的目的。

上古生界是鄂尔多斯盆地天然气勘探的重要层系之一,主要发育砂岩岩性气藏,具低孔、低渗、低产等特性,勘探难度较大。该类气藏勘探效益的提高,应在加强综合技术攻关的同时,从勘探思路、勘探策略、勘探方法入手,提高复杂气藏整体勘探开发水平。

评价勘探目标选择

天然气勘探历程属典型的风险投资过程。在勘探中不仅要重视技术应用,提高探井成功率,同时更要加强科学管理,通过优化勘探程序、优选勘探目标,达到以最小投入、发现探明更多天然气储量的目的。

上古生界在盆地中部地区目前已发现近 10 个含气层系,储层主要为三角洲平原分流河道砂体、三角洲前缘、河口砂坝以及海相潮坪砂体。单砂体在平面上变化较大,储层非均质性强,气层单层厚度薄,纵横向变化复杂,且多气层或气藏上下复合。针对上述特点,在评价勘探决策时,除进行常规地质研究外,应加强综合分析,建立风险收益决策模式。

随机抽样分析是常用的风险投资分析方法之一。盆地中部目前存在大量以下古生界为目标的探井,这些探井相对上古生界而言,可视为随机样本。通过对全区 238 口探井上古生界气层普查,建立了上古生界各层段气层随机勘探钻遇率的模型(图 1)。

为确保随机勘探分析的客观性,在山₂气层抽样中不包括榆林地区 19 口针对山₂为目标的探井,在盒₈气层统计中不包括陕 231 井区针对盒₈为目标的 9 口探井。分析表明,中部地区盒₈、山₂、山₁段随机勘探气层钻遇率较高,分别为 51%、34% 和 25%;而

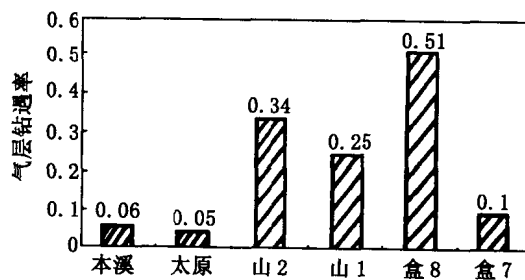


图 1 盆地中部上古生界随机勘探分析模型
(238 口探井统计)

本溪、太原及盒₇段气层钻遇率都小于10%。从各层段气层点分布来看,盒₈、山₂段见气层井点分布相对集中,反应出气藏规模相对较大,山₁、太原、本溪及盒₇等气层井点平面分布较分散,反应出气藏规模较小。在随机分析的基础上,结合勘探风险及投资收益等因素可将上古生界各层段划分为四种勘探模式(图2)。

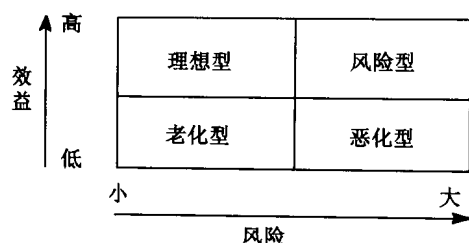


图2 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩气藏勘探模式分类

山₂段属理想型,具低风险高收益特征。该模式气层分布广,气藏规模大、储层纵向连续性好、储层和气层相关性强、气井产量总体较高,勘探技术成熟、评价勘探风险小、目标勘探效果好、效益高,为评价勘探和储量升级的首选目标。目前已发现了榆林区陕141井区山₂气藏。

盒₈段属风险型,具高风险高收益特征。该模式中气藏纵横向变化大,储层和气层关系复杂,勘探难度大,在目前勘探技术水平下,目标勘探风险大。同时具储集层分布广、规模大,随机勘探成功率高、目标勘探潜力大等特点,已在盆地中部发现了乌审旗区陕173井区气藏。该类气藏在加强技术投入、解决技术难点后,勘探效益将大幅度提高,因而是扩大储量的重点目标。

山₁段属老化型,具低风险低收益特征。其典型代表为榆林区山₁气藏。该类气藏随机勘探成功率较高,储层和气层相关性好,单层具有一定厚度,勘探风险较低;但规模较小,单井产量较低,评价勘探收益较差。

太原、本溪及盒₇等属恶化型,具高风险低收益特征。该类气藏分布局限、规模小,随机勘探成功率低,勘探难度大,勘探收益差。

上述四种勘探模式在评价勘探中应区别对待。对于规模较大、高收益型的山₂及盒₈类气藏,应作为评价勘探的首选目标。对规模较小、低收益型山₁、盒₇、太原及本溪气藏,可采用跳跃式勘探程序,在高收益型气藏评价勘探过程中实施兼探,并结合高收益型气藏勘探开发井钻探计算其各类储量。

从盆地上古生界主力气层平面分布来看,长庆气田北部上古生界砂岩厚度大,粒度粗,分布广泛,含气性好。同时,该区南部为长庆气田下古生界探明区,已开始逐步投入开发,通过开发井的钻探可查明上古生界气藏分布,直接计算其控制或探明储量。因此,从区域上看,上古生界评价勘探重点应为下古生界探明区外围,特别是其北部的山₂、盒₈及部分山₁气藏。

典型气藏(陕141井区山₂气藏) 评价勘探历程回顾

1. 气藏概况

陕141井区位于鄂尔多斯盆地长庆气田北端东侧的榆林区。1991年发现山₂气藏,1995年初开始开展系统的评价勘探,到1997年提交探明储量时共完钻天然气探井19口,其中16口井产工业气流。该气藏主要受控于二叠纪山西组沉积时的岩相古地理、储集砂体分布及其后期的成岩作用,属大型砂岩岩性圈闭定容弹性驱动气藏(图3)。储层岩性为一套灰色、深灰气中一粗粒石英砂岩和含泥中一粗粒岩屑砂岩、砂砾岩。主要孔隙空间有粒间孔、