

元坝气藏须二段物性特征研究

王喻¹, 谢润成¹, 周文², 王浩¹, 张冲¹

(1. 成都理工大学能源学院, 成都 610059; 2. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610059)

摘要:元坝须二气藏是元坝气藏重要研究层段之一,属于致密裂缝型砂岩气藏。通过对岩心、铸体薄片及扫描电镜的观察,结合样品测试分析资料结果,对元坝须二段物性特征进行研究。研究表明,须二段储层岩石主要以中粒岩屑砂岩为主,孔隙类型主要为微孔隙,裂缝对渗流及孔隙相关性有较大影响,石英、长石、胶结物与方解石是影响物性的主要因素。其中,孔渗相对高值区集中的须二下亚段,是接下来的勘探开发的重点区域。

关键词:元坝;致密气藏;须二段;物性特征

中图分类号:P618.130.2+1

文献标志码:A

随着常规天然气储量的日益递减和人们对天然气需要的日益增加,低渗致密气藏的开发已经为热点。由于特定的成岩环境使得该类气藏在孔隙结构上有别于常规气藏,物性特征认识复杂。元坝气藏是典型的致密气藏,对其物性特征研究是勘探开发此类气藏的首要研究对象^[1-3],这也是本文研究的主要内容。

1 区域地质概况

元坝地区位于四川省苍溪县南部及阆中市东北部,地跨巴中市、通江县、苍溪县、和南江县等行政区域。有文献^[2]表明:构造位于四川盆地的东北部,其北为九龙山背斜南端,南为川中低缓构造带的北部斜坡,东为通南巴构造带的西南端。元坝地区须家河组砂岩类储层集中发育于须家河组须二段、须三段,物性及含气性相对较好,但总体上产能较低。须二段储层为一套三角洲沉积体系,主要以三角洲前缘的水下分流河道为主^[4-6],是本文主要的研究对象。

2 物性特征

2.1 不同层位孔隙物性特征

根据沉积学和层序地层学原理,可以将须二段储层

自上而下细分为上、中、下三套储集层段^[7]。通过对大量的取芯物性实验资料的分析,如图 1~图 3 所示,可以看出整个须二段物性较差,致密储层特征明显。物性最差的为须二中亚段,孔隙度基本小于 3%,渗透率也大多分布在数值较少区间;物性相对最好的为须二下亚段,孔隙度与渗透率都较另外两个亚段高。

由平均孔渗结果(表 1)可知,须二上亚段与须二中亚段平均物性较差,不能作为有利储层,须二下亚段物性分布较广,说明裂缝在对其物性分布有较大影响,其平均物性也较好,可以成为较好的低渗致密储层。

表 1 须二段不同层位物性统计结果

层位	孔隙度(%)			渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)		
	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值
须二上	7.08	0.81	2.63	2.1977	0.0063	0.0383
须二中	3.98	1.03	2.384	3.6135	0.0096	0.3884
须二下	15.603	0.79	4.9731	26.0086	0.0021	1.0065

2.2 不同岩性物性特征

根据现有研究资料表明,须二段的岩石类型可以分为岩屑砂岩,岩屑石英砂岩,石英砂岩与长石岩屑砂岩,其中主要以岩屑砂岩为主(图 4)。岩屑含量较高,这是导致该区储层物性较差的主要原因。

由物性统计结果(表 2)与物性分布直方图(图 5)可

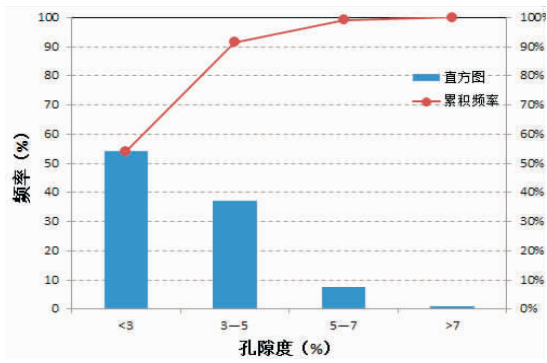


图1 须二上亚段物性分布直方图

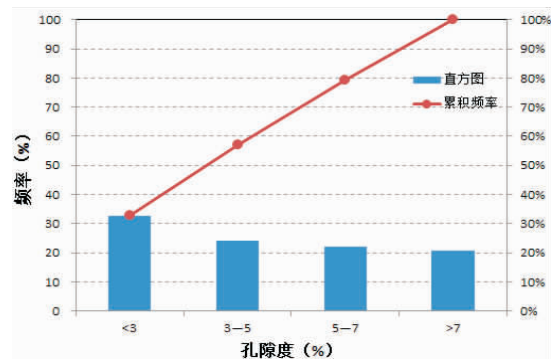


图3 须二下亚段物性分布直方图

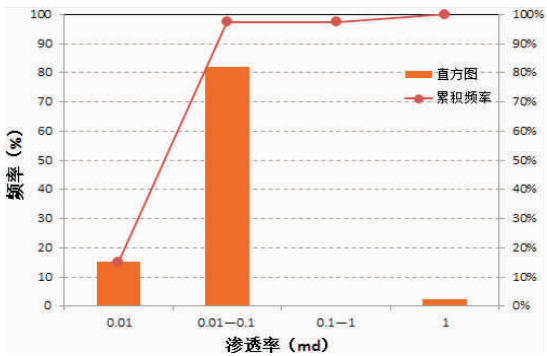


图2 须二中亚段物性分布直方图

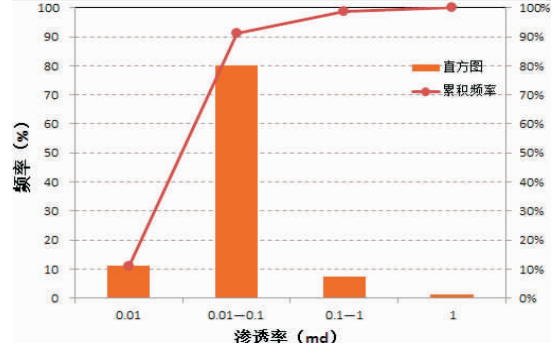
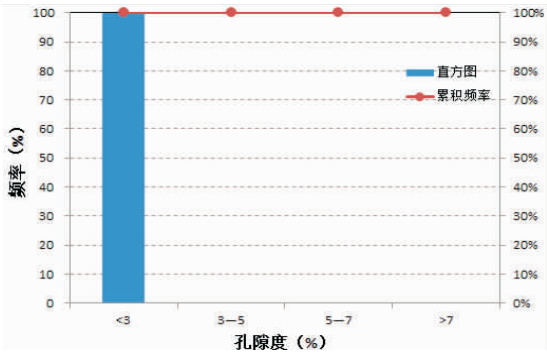
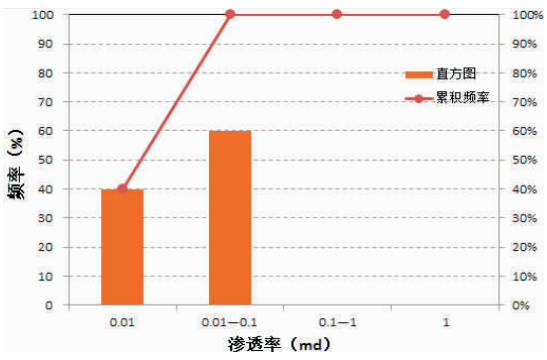


图4 须二段岩性分布百分比构成



知,岩屑砂岩孔隙度在 0.76 ~ 9.51% 之间变化,平均值为 3.165%,渗透率在 0.0015 ~ 0.1534 md 之间变化,平均值为 0.0365 md,孔隙度与渗透率分布范围较广,平均值较高,是主力储层。长石岩屑砂岩平均孔隙度与渗透率都较高,平均孔隙度超过岩屑砂岩达到 4.71%。石英

砂岩与岩屑石英砂岩孔样本点较少,孔隙度与渗透率相对较差。

2.3 不同粒度岩石物性特征

须二段根据粒度可以将砂岩分为粗砂岩、中砂岩、细砂岩和粉砂岩。由图 6 可知,主要以中砂岩为主,其次为粗砂岩,含有少量粉砂岩。

从表 3 与图 6 可知,中砂岩与粗砂岩的物性较好,孔隙度与渗透率在相对较大数值空间分布,平均孔隙度分别为 3.85%、3.38%,平均渗透率分别为 0.0451 md、0.0364 md,是主力储层。细砂岩略差(图 7),孔隙度主要分布在 2% ~ 4%,渗透率主要分布在 0.01 ~ 0.1 md。粉砂岩物性最差,平均孔隙度仅为 0.99%。

表 2 须二段不同岩性物性统计结果

岩 类	孔隙度 (%)			渗透率 (md)			样本数
	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	
岩屑砂岩	9.51	0.76	3.165	0.1534	0.0015	0.0365	227
岩屑石英砂岩	7.08	1.85	2.972	0.089	0.0116	0.0462	9
石英砂岩	3.81	1.67	2.521	0.0621	0.0086	0.026	6
长石岩屑砂岩	6.42	2.13	4.71	0.2649	0.0062	0.0212	23

表 3 须二段不同粒度物性统计结果

岩类	孔隙度 (%)			渗透率 (md)			样本数
	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	
粗砂岩	4.82	2.89	3.85	0.0883	0.0093	0.0451	23
中砂岩	7.44	0.76	3.38	0.2649	0.0015	0.0364	218
细砂岩	9.51	0.77	2.04	0.0393	0.0043	0.0178	20
粉砂岩	1.32	0.85	0.99	0.075	0.0024	0.0175	6

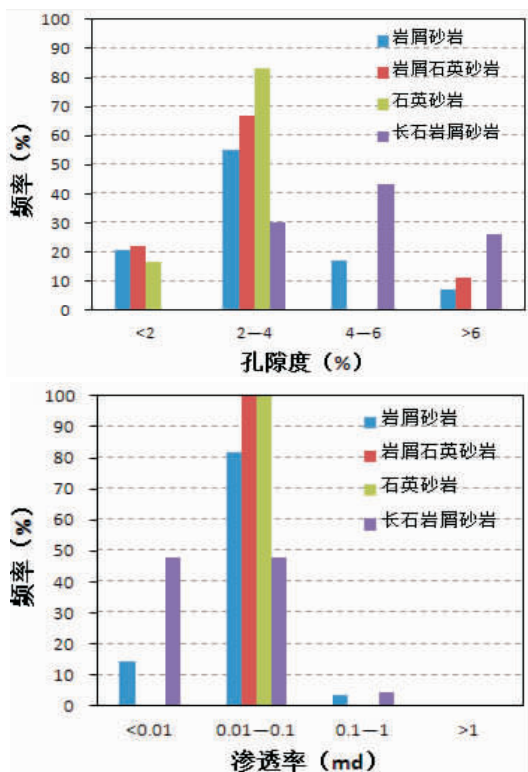


图 5 须二段不同岩性物性分布直方图

2.4 不同孔隙类型物性特征

根据现有资料可以将须二段砂岩孔隙类型分为晶间孔、残余原生孔、粒间溶孔、粒内溶孔、微孔隙与(微)裂

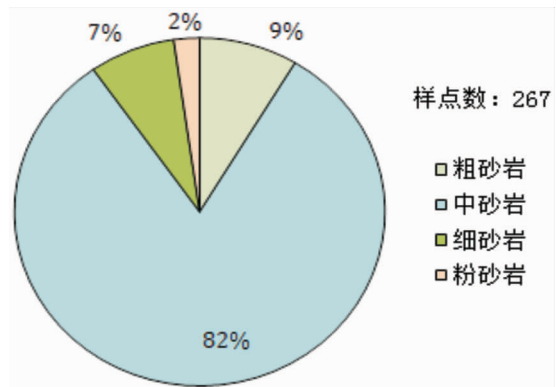


图 6 须二段岩石粒度百分比构成

缝六种(图 8),其中主要以微孔隙为主,其次为粒内溶孔和粒间溶孔,含有少量晶间孔与残余原生孔^[8]。

分孔隙结构统计结果如表 4、图 9。从中可以看出,须二岩样孔隙结构较多。可以主要分为晶间孔、残余原生孔、粒间溶孔、粒内溶孔、微孔隙和(微)裂缝。比较而言,微孔隙物性虽然占比例较大但物性相对较差,须二段残余原生孔与粒间溶孔的物性较其他孔隙结构的岩样物性都要好,是较好的储渗空间。其平均孔隙度分别为 6.26%、5.94%,平均渗透率分别为 0.0443 md、0.0534 md。(微)裂缝可以较好改善储层渗透性,孔隙度较低但渗透率最高,渗透率最大值达到 1060.1142 md。晶间孔、粒内溶孔其中粒内溶孔虽然孔隙度相对较好,

表 4 须二段不同孔隙类型岩石物性统计结果

孔隙类型	孔隙度 (%)			渗透率 (md)			样本数
	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	
晶间孔	5.38	2.41	4.012	0.0883	0.0138	0.0451	23
残余原生孔	6.74	5.42	6.26	0.0549	0.0299	0.0443	3
粒间溶孔	7.08	2.0385	5.94	0.0649	0.0435	0.0534	3
粒内溶孔	9.51	2.21	4.73	0.0495	0.0076	0.0175	27
微孔隙	7.44	1.31	4.254	0.1534	0.0062	0.0558	56
(微)裂缝	6.21	1.66	3.677	1060.1142	0.0239	62.6452	17

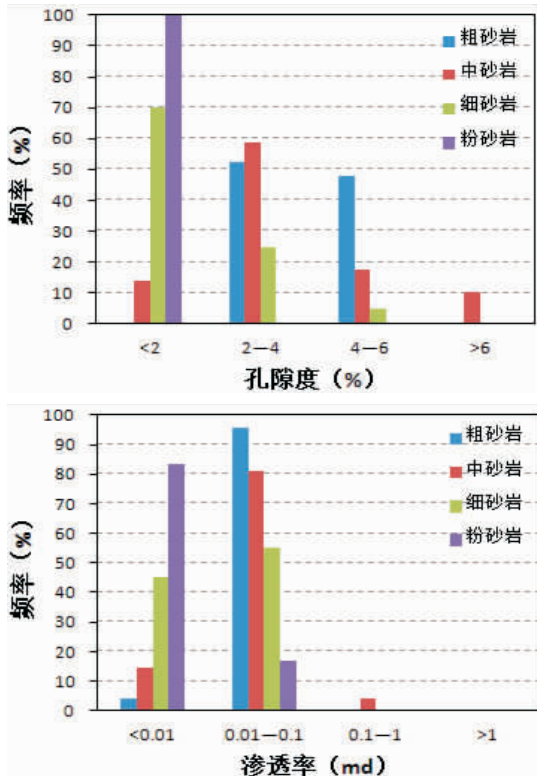


图7 须二段不同粒度物性分布直方图

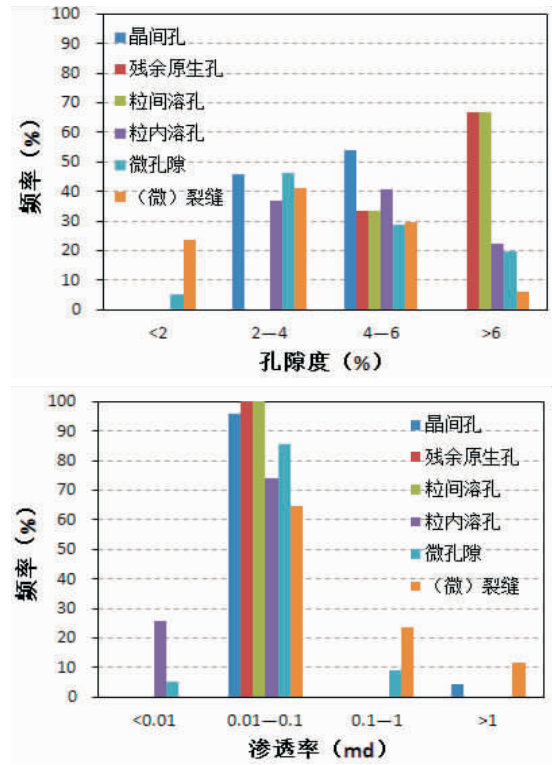


图9 须二段不同孔隙类型物性分布直方图

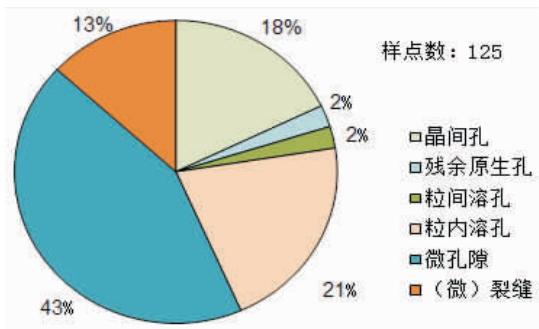


图8 须二段孔隙类型百分比构成

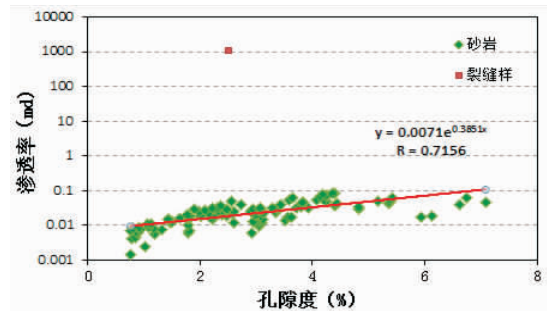


图10 须二段上亚段孔渗关系图

但渗透率是所有孔隙结构中最差的,平均渗透率仅为 0.0175 md。

3 孔渗关系

一般来说,岩石孔隙度与渗透率的关系均呈正相关,但孔隙度受多种地质影响,使得孔隙度、渗透率关系变得模糊^[9]。从须二上中下亚段的孔渗关系图(图10~图12),我们可以看到须二上亚段孔渗关系较好,相关系数为0.7156,须二下亚段孔渗相关性较差,相关系数仅为0.4114,这种现象表明须二段基质孔渗相关性较好,而裂缝的发育导致孔隙度对渗透率的控制减小,有利开采气田对裂缝的依赖性很高^[10]。

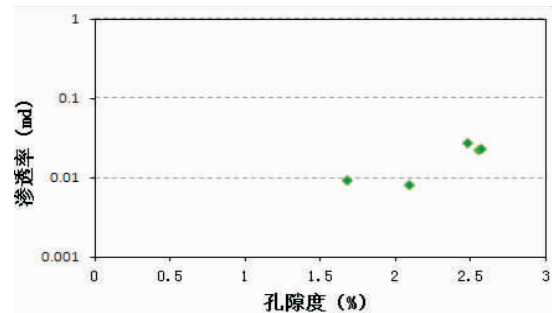


图11 须二段中亚段孔渗关系图

4 影响因素

由于须二下亚段受裂缝影响较大,所以大部分样本点取自须二上亚段,以此来研究砂岩成分对物性影

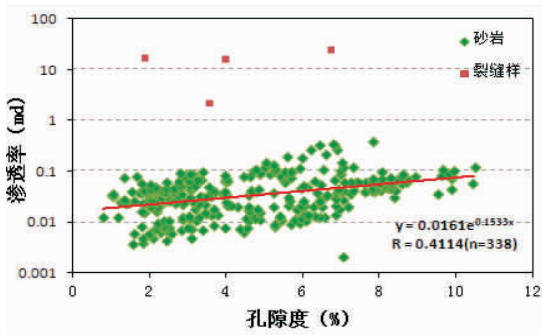


图 12 须二段下亚段孔渗关系图

响^[11]。通过研究发现,对其物性较大的是石英、长石、胶结物及方解石含量,随着石英、长石含量的增加,孔隙度和渗透率有明显增加的趋势,随着方解石、胶结物含量的增加,孔隙度和渗透率有明显下降趋势(图 13 ~ 图 16)。产生这种现象,主要是因为石英属于刚性颗粒,可以作为骨架相支撑,而长石由于部分被溶蚀,导致物性变好,而方解石与胶结物含量的增高,导致孔隙不发育,物性相应变差。另外沉积微相、成岩作用交代作用,都是影响物性的重要因素,需要综合考虑。

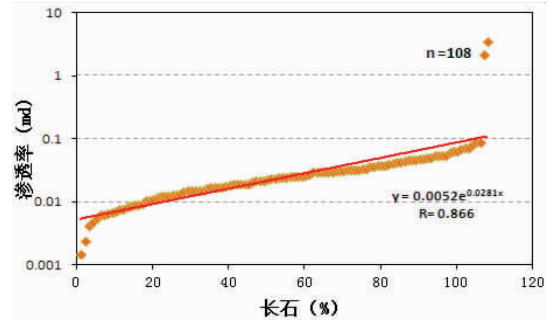
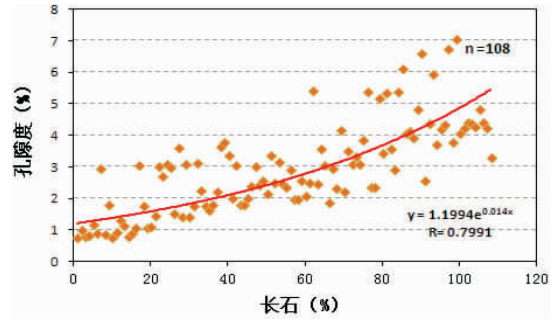


图 14 须二段长石物性关系图

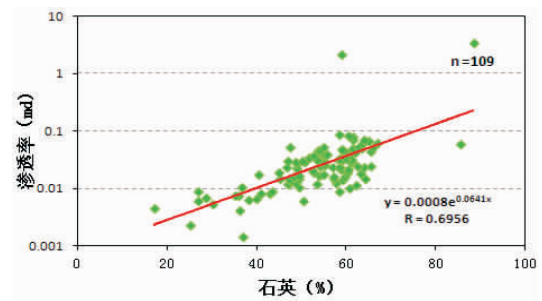
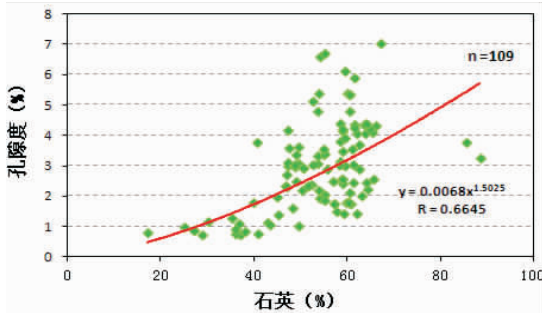


图 13 须二段石英物性关系图

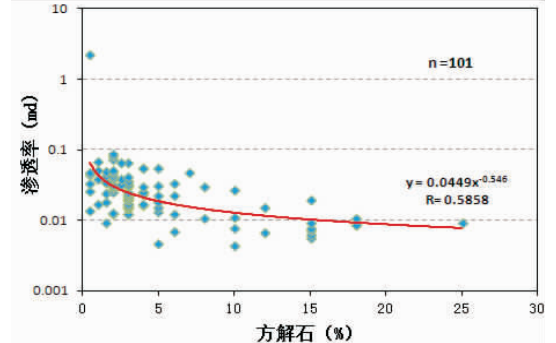
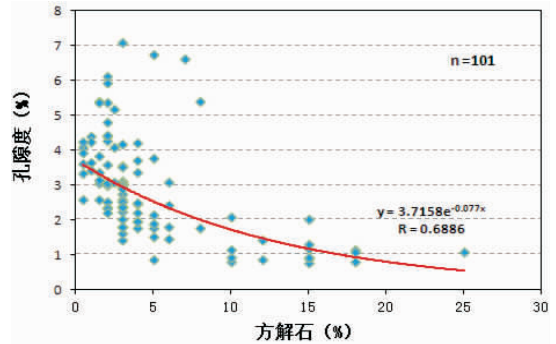


图 15 须二段方解石物性关系图

5 结 论

通过本文上述研究,可以得出如下结论:

(1) 须二段储层岩石类型主要为岩屑砂岩,粒径以中粒砂岩为主,主要孔隙类型为微孔隙,残余原生孔与粒间溶孔为有利储集空间,(微)裂缝可以有利改善储层渗透性。

(2) 基质孔渗关系相关性较好,获得工业气流需要依靠裂缝较小孔隙度对渗透率的控制。

(3) 储层岩石中石英、长石含量的增加,可以改善储层物性,而随着方解石、胶结物含量的增加,储层物性变差。所以岩屑砂岩中石英长石含量的增加,是储层物性变好的标志之一。

(4) 须二段三个亚段中,下亚段为主力储层,但致密

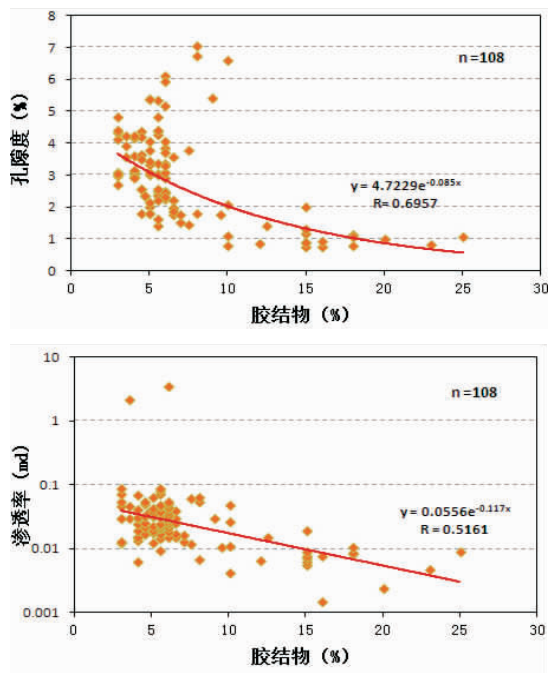


图 16 须二段胶结物物性关系图

储层特征明显,裂缝对其物性影响较大,是接下来勘探开发的重点区域。

参考文献:

- [1] 杨百全,黄华梁,李玉华.低渗透储层特征参数研究与应用[J].天然气工业,2001,21(2):32-35.
- [2] 陈昭国.川西拗陷与北美致密砂岩气藏类比分析[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(1):71-76.
- [3] 叶礼友,钟兵,熊伟.川中地区须家河组低渗透砂岩气藏储层综合评价方法[J].天然气工业,2012,32(11):43-46.
- [4] 张贵生.川西前陆盆地上三叠统天然气勘探潜力及目标分析[M].成都:四川科学技术出版社,2006.
- [5] 苟宗海.四川龙门山中段上三叠统须家河组特征[J].沉积与特提斯地质,2001,21(1):98-101.
- [6] 李阔,曾韬,潘磊.川东北地区须家河组储层特征研究[J].岩性油气藏,2012,24(1):47-50.
- [7] 姜在兴,李华启.层序地层学原理及应用[M].北京:石油工业出版社,1996.
- [8] 徐守余.油藏描述方法原理[M].北京:石油工业出版社,2005.
- [9] 王允诚,向阳,邓礼正,等.油层物理[M].成都:四川科学技术出版社,2004.
- [10] 曾焱,李涛,叶素娟.川西须家河组二段超致密储层有效性测井综合评价[J].天然气工业,2010,30(6):35-38.
- [11] 曲春霞,杨秋莲.长庆油田延长组特低渗透储层物性影响因素分析[J].岩性油气藏,2008,20(2):43-47.

Physical Properties Research of Gas Reservoir Xu-2 Formation in Yuanba Area

WANG Yu¹, XIE Run-cheng¹, ZHOU Wen², WANG Hao¹, ZHANG Chong¹

(1. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu 610059, China)

Abstract: Xu-2 Formation is an important gas productive reservoir in Yuanba area, it belongs to fractured tight gas reservoir. In combination with analysis results of test data, the reservoir physical properties is studied through the observation of core, casting thin sections and SEM. The results show that the reservoir mainly consists of medium-grained lithic sandstone, and the pore types is primarily micropore. The fracture plays an important role in seepage and porosity-permeability correlativity. Quartz, feldspar, cement and calcite are the main factors that affect physical properties. The lower part of Xu-2 formation with high-value areas of porosity and permeability will be the preferred region for exploration in the future.

Key words: Yuanba; tight gas reservoir; Xu-2 Formation; physical properties