

煤层气井排采动态主控地质因素分析

康永尚^{1,2)}, 王金¹⁾, 姜杉钰¹⁾, 叶建平^{3,4)}, 张守仁^{3,4)}, 张兵^{3,4)}, 秦绍锋^{3,4)}

1) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249; 2) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京, 102249;
3) 中海石油(中国)有限公司非常规油气分公司, 北京, 100011; 4) 中联煤层气有限责任公司, 北京, 100011

内容提要:沁水盆地寿阳区块和柿庄区块煤层气(CBM)井的排采动态在整体上表现出明显差异,而单一区块内部煤层气井的排采动态也存在较大差异。本文就两个区块的煤系地层沉积相、煤层渗透率、断裂构造、地应力类型和构造应力强度以及顶底板岩性组合类型等因素对排采动态的影响开展对比分析。基于静态地质条件和排采动态资料的综合研究表明:煤系地层沉积相、煤层渗透率、地应力类型和构造应力强度的差异是两个区块煤层气井排采动态差异的主要原因;单一区块内煤层气井的排采动态差异受控于局部断裂构造、地应力类型以及煤层顶底板岩性组合类型等局部因素;在煤层气开发选区和开发井位部署时,应综合考虑资源量、渗透率和多种局部地质因素的共同影响。

关键词:煤层气;寿阳区块;柿庄区块;排采动态;主控地质因素

沁水盆地位于山西省东南部(图1),是我国重要的煤层气(CBM)产业基地之一,2014年煤层气产量已达到30亿 m^3 ,煤层气开发前景十分广阔(赵贤正等,2015)。沁水盆地主含煤地层为上石炭统太原组和下二叠统山西组(图2),太原组以石灰岩、铝土质泥岩、粉砂岩、粉砂质泥岩及砂岩为主,厚度44.90~193.48 m,含多层可采煤层,厚度0~16.89 m;山西组以砂岩、粉砂岩、泥岩为主,石灰岩仅在局部地区见到,该组厚18.60~213.25 m,含可采煤层1~2层,厚度0~10.0 m(邵龙义等,2006)。

寿阳区块位于沁水盆地的北部(图1),山西组3#煤层和太原组15#煤层为煤层气开发的主要目的煤层,太原组9#煤层为次要目的煤层;柿庄区块位于沁水盆地的东南部(图1),山西组3#煤层为煤层气开发的主要目的煤层,太原组15#煤层为次要目的煤层。两个区块的构造演化历史、煤系地层分布状况以及影响煤层气富集成藏的煤层厚度、埋深、含气量等特征参数差异不大,均具有丰富的煤层气资源(叶建平等,2009;王振云等,2013)。然而,两个区块煤层气井的排采动态整体上表现出了明显的差异,每个区块内部煤层气井的排采动态也存在较大

差异。

本文以沁水盆地北部寿阳区块和南部柿庄区块煤层气地质和排采动态资料为基础,通过对比分析两个区块的整体排采动态特征,揭示了区块间排采动态特征整体差异的原因和同一区块内部不同煤层气井排采动态差异的原因。科学地认识煤层气井排采动态主控地质因素,对于优选排采井层、优化压裂设计方案具有重要反馈和指导意义。

1 区块间排采动态差异及其主控地质因素分析

根据煤层气井排采动态典型指标分析方法(康永尚等,2013),分别对寿阳区块的64口煤层气井和柿庄区块的59口煤层气井进行典型日产水和典型日产气的提取(图3)。寿阳区块典型日产水量为1.7~146.5 m^3/d ,平均为28.7 m^3/d 。典型日产水量大于45.0 m^3/d 的煤层气井占20.30%,在20~45 m^3/d 的井占23.40%。而柿庄区块单井平均产水量不足10.0 m^3/d ,典型日产水量大于10.0 m^3/d 的井占25.40%,在2~10 m^3/d 的井占44.10%,小于2.0 m^3/d 的井占30.50%。总体而言,寿阳区块煤层气井与柿庄区块煤层气井相比有更高的单井平

注:本文为国家重大专项(编号:2011ZX05042)资助的成果。

收稿日期:2016-03-09;改回日期:2016-10-13;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2016.06.011

作者简介:康永尚,男,1964年生。教授,博士。主要从事非常规油气勘探开发地质工程以及海外油气项目储量和价值评估研究以及相关教学工作。Email:kangyush@sina.com。

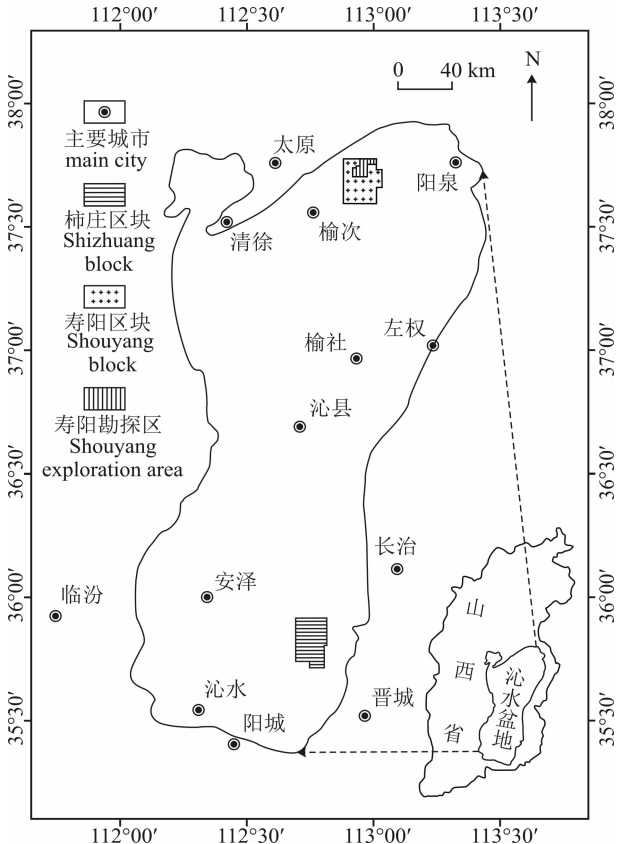


图 1 沁水盆地寿阳和柿庄煤层气 (CBM) 区块位置示意
Fig. 1 Map showing locations of Shouyang and Shizhuang Coalbed Methane (CBM) Blocks, Qinshui Basin

均产水量和更大的中、高产水井比例(图 3a 和 3b)。

寿阳区块和柿庄区块未见气(典型日产气量为 0)井比例相当,寿阳区块典型日产气量在 100 ~ 500 m³/d 之间煤层气井占 31.26%, 小于柿庄区块的 40.68%, 而典型日产气量在 0 ~ 100 m³/d 之间煤层气井比例为 20.32%, 高于柿庄的 8.47%。因此,寿阳区块煤层气井产气量总体上低于柿庄区块(图 3c 和 3d)。

从煤层气开采的机理方面来看,煤层渗透率无疑是影响不同区块煤层气井排采动态差异最为重要的地质因素(张培河等,2011;刘升贵等,2013;岑学齐等,2014)。对比柿庄和寿阳两个区块的煤层渗透率资料可以发现,寿阳区块渗透率为 0.02 ~ 83.44 × 10⁻³ μm²,平均为 7.57 × 10⁻³ μm²;而柿庄区块渗透率为 0.01 ~ 0.08 × 10⁻³ μm²,平均为 0.02 × 10⁻³ μm²,寿阳区块的煤层渗透率远高于柿庄区块,渗透率的差异可部分解释区块间产水的差异。

另一方面,煤系沉积相控制煤系地层中砂岩的分布,砂岩作为含水层影响煤层气井的排采。沁水

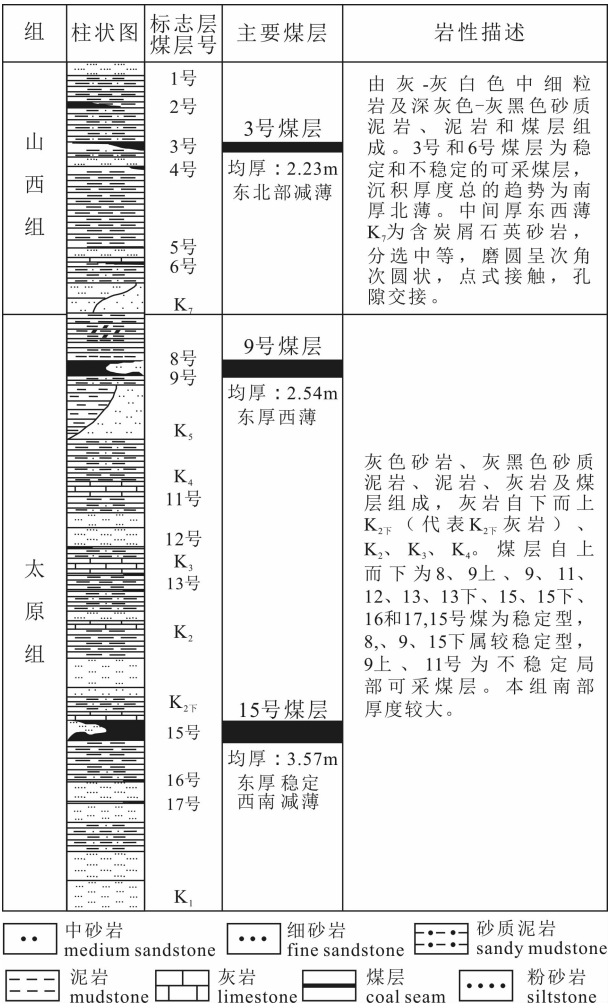


图 2 沁水盆地寿阳地区太原组—山西组地层柱状图
Fig. 2 Stratigraphic column of Upper Carboniferous Taiyuan Formation—Lower Permian Shanxi Formation, Qinshui Basin

盆地北部寿阳区块在太原组沉积期发育下三角洲平原相,在山西组沉积期以下三角洲平原分流河道相为主,沁水盆地南部柿庄区块在太原组沉积期发育泻湖相和滨外碳酸盐陆棚相,在山西组沉积期以分流间湾相为主(Shao Longyi et al., 2015)。寿阳区块煤系地层沉积相决定了煤系地层中分支河道砂体发育,而柿庄区块煤系地层沉积相决定了煤系地层中砂体发育相对较少,区块间煤系地层沉积相的差异可部分解释区块间产水的差异。

除以上两个地质因素外,后文将进一步从两个区块之间地应力类型和构造应力强度的角度进行论证。

综合上述分析可知,寿阳区块的煤层渗透率远远高于柿庄区块,寿阳区块煤层气井整体上具有相

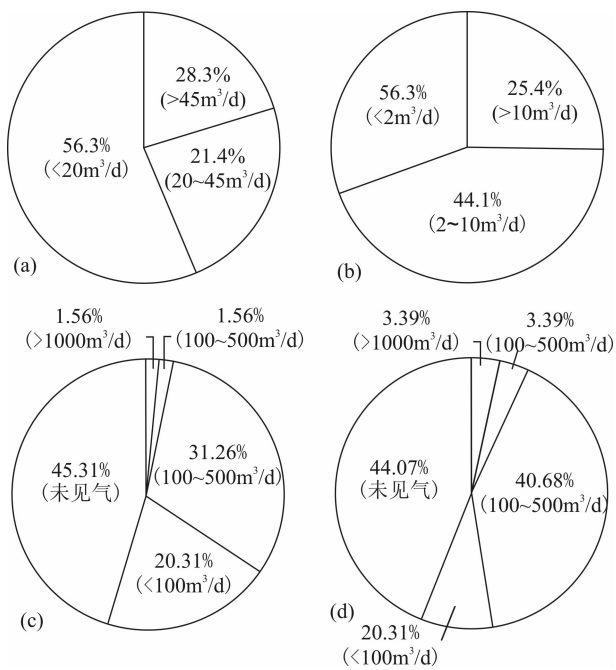


图 3 沁水盆地寿阳和柿庄区块典型日产水量和典型日产气量分布图

Fig. 3 The statistic chart of typical daily gas production and typical daily water production of CBM wells in Shouyang and Shizhuang CBM blocks, Qinshui Basin

- (a) 寿阳区块煤层气井典型日产水量; (b) 柿庄区块煤层气井典型日产水量; (c) 寿阳区块煤层气井典型日产气量; (d) 柿庄区块煤层气井典型日产气量
- (a) typical daily water production in Shouyang CBM block; (b) typical daily water production in Shizhuang CBM block; (c) typical daily gas production in Shouyang CBM block; (d) typical daily gas production in Shizhuang CBM block

对高的产水量和相对低的产气量,煤层地层沉积相、煤层渗透率、地应力类型和构造应力强度差异是两个区块之间整体排采动态差异的主要控制因素,寿阳区块产水高,水源主要来自于煤层之外的含水层

(有关分析见后面的讨论),过高的产水量一方面不利于煤层的降压解吸,另一方面,也抑制了气相相对渗透率,不利于气产量的提升。

2 局部断裂构造对排采动态的控制作用分析

局部断裂构造尤其是张性断裂构造,构成了煤层与煤系含水层的天然通道,在断裂构造带附近,排采条件下井周煤层压力的下降导致断层连通的含水层与煤层产生动态压差,煤系含水层(可能是多套含水层)中的水进入煤层,致使煤层气井出现高产水,对煤层气井排采极其不利。

寿阳区块的特高产水井(相对于区块产水量背景值而言)多与局部断裂构造有关,如图 4 所示,X-10d、X-10d-1 和 X-10d-2 三口井位于断层附近,三口井均为 3#、9#和 15#煤层叠层排采,其中 X-10d 和 X-10d-1 均未见气,典型日产水量分别高达 92.5 m³/d 和 113.1 m³/d,而 X-10d-2 典型日产气量仅为 102.1 m³/d,典型日产水量高达 68.7 m³/d。煤层气井产出水的封闭系数是一个重要的水化学指标,它反映了煤层的封闭性,封闭系数越大,煤层的封闭性越差,反之亦然。封闭系数定义为 $r = n(\text{SO}_4^{2-}) / [2n(\text{Cl}^-)]$,三口井在排采过程中排出水的封闭系数突变(图 5)间接证明了断层沟通煤层顶底板砂岩含水层是上述 3 口井高产水的主要原因。

柿庄区块的特高产水井(相对于区块产水量背景值而言)也同样与局部断裂构造关系密切,如该区中部的寺头断层附近某区域内共有 6 口煤层气井且均未见气(图 6)。其中,除 X-028 典型日产水量为 13.8 m³/d,其余 5 口产水量均超过 20.0 m³/d,最高可达 29.1 m³/d。综上所述,局部断裂构造对其附近的煤层气井的排采动态影响极大,在遇到特高产水井(相对于区块产水量背景值而言)时,首先

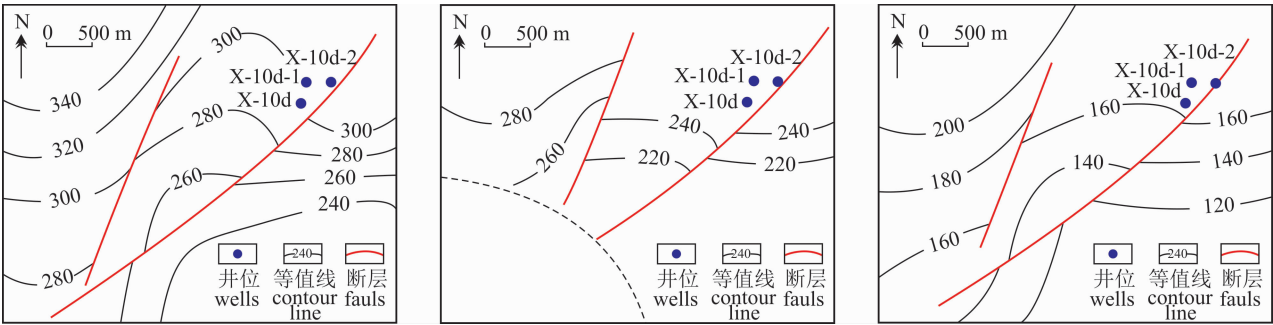


图 4 沁水盆地寿阳煤层气区块 X-10d 井组附近 3#、9#和 15#煤层顶界构造图

Fig. 4 Top structure maps of coal seams 3#, 9# and 15# in X-10d wells group in Shouyang CBM block, Qinshui Basin

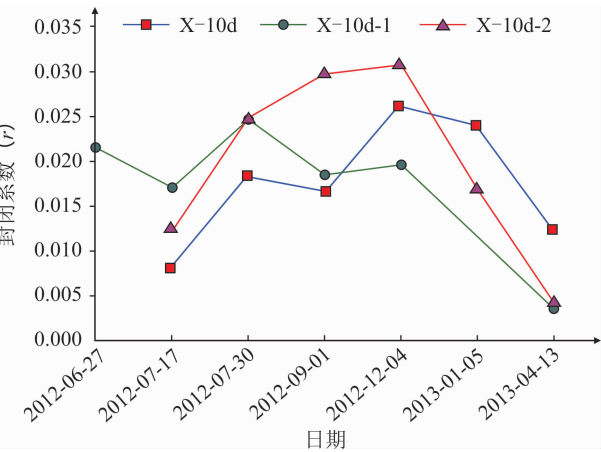


图5 沁水盆地寿阳煤层气区块 ZL-SY-10d 井组排出水水化学封闭系数变化曲线

Fig. 5 The curves of hydrogeochemical sealing index of drained water from ZL-SY-10d wells group in Shouyang CBM block, Qinshui Basin

需要分析特高产水井的井位是否邻近断裂构造带,排采井水化学动态变化监测能够提供间接的判识依据。

3 地应力类型和构造应力强度对排采动态控制作用分析

鉴于煤储层低孔低渗的特点,煤储层需要通过

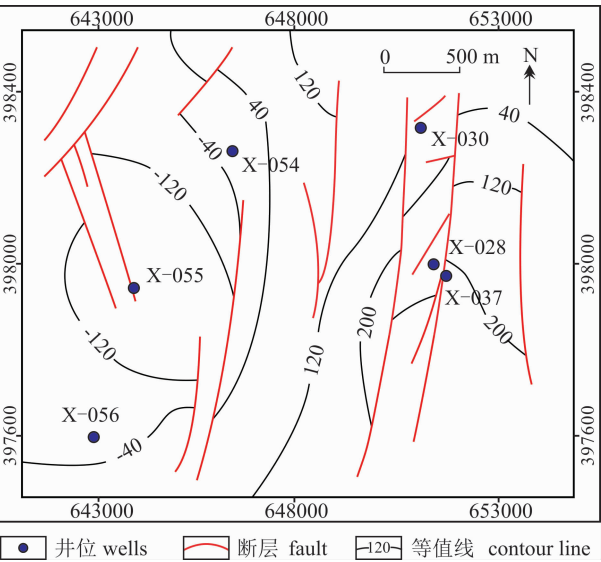


图6 沁水盆地柿庄区块中部3#煤层顶面构造图和高产水井分布图

Fig. 6 Top structure map of coal seam 3# and location of wells with high water production in the middle part of Shizhuang CBM block, Qinshui Basin

压裂改造才可能获得煤层气的商业化生产,利用水力压裂技术改善煤层连通性,提高煤层渗透率是煤层气开发的关键环节(李景明等,2009;王永辉等,2012)。水力压裂在对煤层改造的同时,也会对煤层气排采造成影响,若压裂缝垂直且延伸至煤层围岩含水层时,含水层中的水会沿着压裂缝进入煤层,不利于煤层气的开发。水力压裂缝主要为张裂缝,其延伸方向总是垂直于最小阻力方向。不同方向上的张性破裂阻力可用该方向上的应力与抗张强度之和表示,可称为挤聚力(孟召平等,2010),即张性缝形成需克服法线方向的应力和抗张强度。煤岩的抗张强度很低,一般在 0.5 MPa,不同方向的抗张强度差值极小(远低于 0.5 MPa),当最小主应力与中间主应力的差值超过 0.5 MPa 时,煤岩抗张强度的各项异性改变不了压裂缝发育的方向,即可通过垂向主应力 σ_z 、最大水平主应力 σ_{h1} 和最小水平主应力 σ_{h2} 的相对大小关系判断煤层压裂缝发育方向,压裂缝垂直于最小主应力方向发育(王平,1992;吴国代等,2009)。一般来说,在构造稳定区,水平应力一般小于垂向应力,地应力表现为大地静力场型,在构造活动较强烈的地区,水平应力可大于垂向应力,地应力表现为大地动力场型(孟召平等,2010)。对一个煤层进行压裂改造时,当垂向主应力为最小主应力时(图 7a, II 型应力场),发育水平压裂缝;当垂向主应力为中间主应力(图 7b, III 型应力场)或最大主应力时(图 7c, Ia 型应力场),发育垂直压裂缝。

在寿阳地区,垂向主应力在 8.40 ~ 27.54 MPa 之间,最大水平主应力在 5.00 ~ 33.70 MPa 之间,最小水平主应力在 4.65 ~ 21.11 MPa 之间。在煤层气井钻遇煤层的埋深范围内,地应力特征整体表现为垂向主应力最大(图 8a),因此寿阳区块在进行水力压裂时始终发育垂直压裂缝。而柿庄区块三向主应

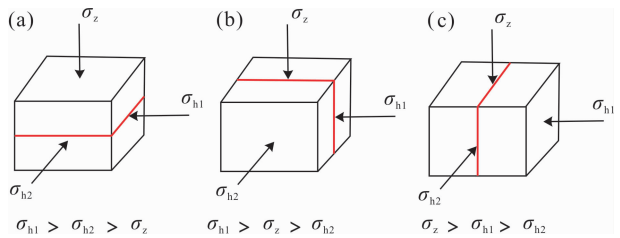


图7 地应力类型及其对应的压裂缝类型示意图

Fig. 7 Sketch showing stress types and their related hydraulic fracture types

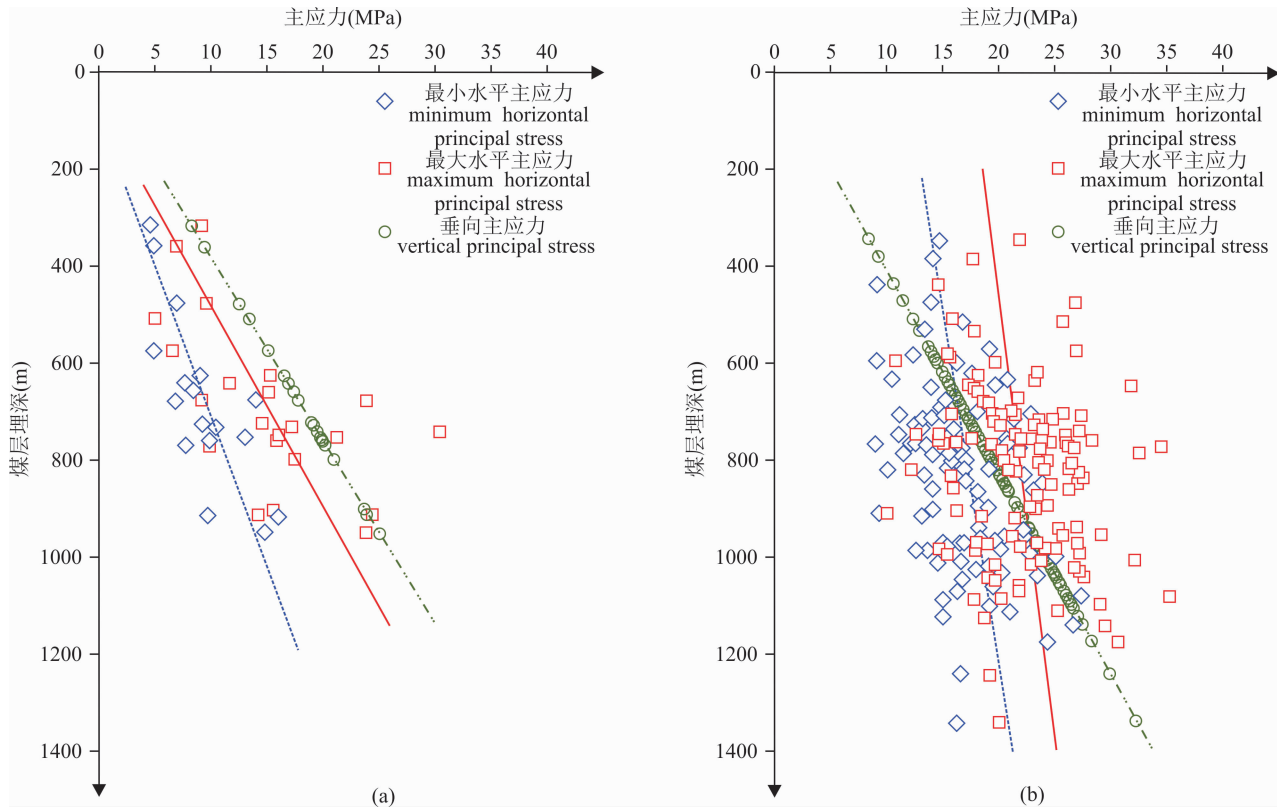


图 8 沁水盆地寿阳和柿庄区块三向主应力与煤层埋深关系散点图

Fig. 8 The scatter diagram of the principal stresses —depth in Shouyang and Shizhuang CBM Blocks, Qinshui Basin

力的相对大小发生了两次转换,当煤层埋深小于 650 m 时,垂向主应力最小,发育水平压裂缝;当煤层埋深处于 650 ~ 950 m 时,垂向主应力居中,压裂缝为垂直压裂缝;当煤层埋深大于 950 m 时,垂向主应力最大(图 8b),发育垂直压裂缝。柿庄区块三向主应力相对大小随埋深发生转换的现象与该区块所处构造背景有关,地应力随埋深的转换现象在沁水盆地南部是一个普遍存在的现象(叶建平等, 2014)。在统计分析的 59 口井中,柿庄区块有 50 口煤层气井发育垂直压裂缝,而其余 9 口煤层气井发育水平压裂缝。

寿阳区块在不同深度皆发育垂直压裂缝;柿庄区块在 650 m 以浅发育水平压裂缝,在 650 m 以深发育垂直压裂缝,垂直压裂缝增加了沟通邻近含水层的风险;另从图 8a 和图 8b 的对比来看,在同一深度,寿阳区块的水平应力小于柿庄区块的水平应力,这种差异主要是由两个区块构造应力强度的差异引起的,因此,相对于柿庄区块,在同等压裂规模条件下,寿阳区块煤储层更易压开与近邻含水层沟通;再加上前述区块间煤系地层沉积相和煤层渗透率的差

异,四大地质因素共同作用,可合理解释寿阳区块和柿庄区块之间排采动态的差异。

表 1 为柿庄区块水平压裂缝井和垂直压裂缝井产水量对比表,在剔除断裂影响的煤层气井后,柿庄区块发育水平压裂缝的煤层气井有 7 口,而发育垂直压裂缝的煤层气井有 35 口。7 口发育水平压裂缝的煤层气井中仅有 1 口未见气,且产水量仅为 4 m³/d,其余 6 口均见气且产水量普遍较低,产气效果较好;相比之下,35 口发育垂直压裂缝的煤层气井中有多达 10 口未见气,整体的产水量相对较高,这说明垂直压裂缝沟通了部分煤层气井排采煤层围岩的含水层,使得这些煤层气井产水量升高。

从以上分析可见,在同一个盆地的不同区块或 在同一区块的不同深度,地应力类型和压裂缝类型 可以出现变化,对排采动态造成不同的影响,因此, 研究地应力类型对煤层气开发十分重要。

4 局部岩性组合类型对排采动态的控制作用

在压裂缝为水平缝时,压后煤层与邻近含水层

表 1 沁水盆地柿庄区块水平压裂缝和垂直压裂缝煤层气井典型日产水量对比表

Table 1 Comparison of typical daily water productions between horizontally fractured wells and vertically fractured wells in Shizhuang CBM blocok, Qinshui Basin

井号	排采煤层	压裂缝类型	典型日产 水量(m ³ /d)	典型日产 气量(m ³ /d)	井号	排采煤层	压裂缝类型	典型日产 水量(m ³ /d)	典型日产 气量(m ³ /d)
X-010	3#	水平缝	1.4	150	X-017	3#	垂直缝	2.3	220
X-006	3#	水平缝	0.8	2979	X-033	15#	垂直缝	5.2	220
X-013	3#	水平缝	1.6	200	X-008	3#	垂直缝	1.1	198
X-023	3#	水平缝	6.1	100	X-024	3#	垂直缝	7.0	174
X-025	3#	水平缝	7.1	157	X-040	3# + 15#	垂直缝	0.8	126
X-003	3#	水平缝	0.2	250	X-042	3# + 15#	垂直缝	2.0	114
X-045	3# + 15#	水平缝	4.0	0	X-021	3#	垂直缝	3.1	100
X-011	3#	垂直缝	1.5	700	X-031	15#	垂直缝	1.4	100
X-051	3# + 15#	垂直缝	7.5	687	X-016	3#	垂直缝	2.2	70
X-002	3#	垂直缝	0.2	488	X-015	3#	垂直缝	1.9	61
X-052	3# + 15#	垂直缝	8.0	440	X-032	15#	垂直缝	4.7	60
X-014	3#	垂直缝	1.6	423	X-026	3#	垂直缝	7.1	0
X-001	3#	垂直缝	0.2	400	X-012	3#	垂直缝	1.5	0
X-018	3#	垂直缝	2.3	350	X-035	15#	垂直缝	10.0	0
X-004	3#	垂直缝	0.4	309	X-034	15#	垂直缝	5.3	0
X-007	3#	垂直缝	1.0	300	X-046	3# + 15#	垂直缝	5.3	0
X-022	3#	垂直缝	3.9	293	X-041	3# + 15#	垂直缝	1.9	0
X-005	3#	垂直缝	0.7	1344	X-049	3# + 15#	垂直缝	7.0	0
X-043	3# + 15#	垂直缝	2.1	250	X-044	3# + 15#	垂直缝	3.0	0
X-020	3#	垂直缝	2.8	245	X-048	3# + 15#	垂直缝	5.5	0

注:剔除断裂影响井后

的沟通问题不突出,而当压裂缝为垂直缝时,垂直压裂缝高度与顶底板隔水层的厚度相对关系决定了压后煤层是否与近邻含水层沟通,当垂直压裂缝在顶底板隔层中延伸高度不超过顶底板隔水层的厚度时,压后煤层与近邻含水层不沟通,可进行有效排水降压,有利于煤层气开发,反之,则不利于煤层气开发,这就提出了一个顶底板隔水层安全厚度问题。关于垂直压裂缝的高度,目前研究较少,地震压裂监测只能获得检波器可探测的压裂波传播范围,而不能获得准确的压裂缝高度数据,美国圣胡安盆地煤层气井压裂过程中放射性同位素示踪测试结果表明,压裂缝在煤层顶底板中延伸的高度大约为 6 m (Palmer and Kutas, 1991),国内低渗透砂岩气藏开发经验亦表明,泥岩隔层的临界厚度为 6 m 左右,泥岩隔层厚度超过此临界厚度时,泥岩隔层就不会被压穿。为研究垂直压裂缝发育情况下顶底板隔水层的有效厚度,本文选取柿庄区块远离断裂构造且发育垂直压裂缝的 3#煤层单采井,研究典型日产水量与煤层顶底板隔水层厚度之间的关系(图 9)。

从图 9 可见,典型产水量与顶底板隔水层厚度呈现一种负向包络关系,当隔水层厚度小于 6 m 时,垂直或高角度压裂缝可能会穿透隔水层与含水层沟

通,此时的典型日产水量受隔水层厚度和含水层厚度的共同影响,散点的分布呈现高低错落的特点;而当隔水层厚度大于 6 m 时,压裂缝很难再穿透隔水层与含水层沟通,此时的典型日产水量则整体偏低,这一分析结果与国外压裂过程中放射性同位素示踪测试得出的结论(Palmer and Kutas, 1991)吻合。

基于以上测试资料和现场实践获得的认识,将顶底板隔水层的安全厚度定为 6 m 应该是一个合理的标准。寿阳和柿庄两个区块煤层顶底板的岩性主要为泥岩、灰岩和砂岩为主,不同煤层气井钻遇的煤层顶底板岩性和厚度均有所差别。在进行岩性组合类型划分时要充分考虑顶底板的岩性、厚度和含水性,其中砂岩(细砂岩以上岩性)为主要的含水层,泥岩作为主要的隔水层,而 15#煤层顶板的灰岩含水性很弱也已得到证实(陆小霞等,2012;陈晶等,2014),可作为隔水层处理。

根据以上顶底板隔水层安全厚度标准和含水层、隔水层处理原则,提出岩性组合类型划分方案:当煤层顶底板隔水层的厚度大于 6 m 时,现有的压裂方案不会沟通煤层近邻的含水层,将此类煤层与其顶底板的组合视为 I 类岩性组合;当顶底板隔水层厚度介于 3 ~ 6 m 之间,且邻近隔水层的砂岩含水

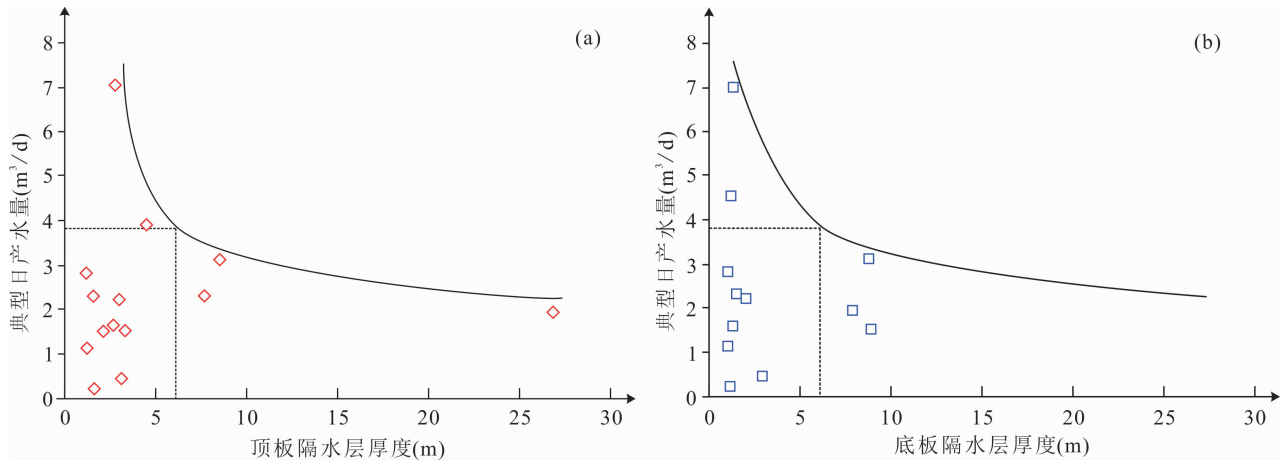


图 9 沁水盆地柿庄区块 3#煤层单采井典型日产水量与煤层顶底板隔水层厚度关系图

Fig. 9 The relationship between typical daily water production of CBM wells draining coal seam 3# and thickness of aquicludes in Shizhuang CBM block, Qinshui Basin

层厚度小于其均厚(该砂岩含水层在平面上的平均厚度)时,岩性组合为Ⅱ类,而当含水层厚度大于均厚时,岩性组合为Ⅲ类;当顶底板隔水层厚度小于 3 m,且砂岩含水层厚度小于均厚时,岩性组合也为Ⅲ类;而当含水层厚度大于均厚时,岩性组合为Ⅳ类。据此岩性组合划分原则,分别对寿阳区块和柿庄区块垂直压裂缝发育的井层(剔除了断层影响的井点和水平压裂缝井点)进行了岩性组合类型划分,并进行了岩性组合类型与排采动态的对比分析(表 2 和表 3),以便揭示在垂直压裂缝发育条件下,岩性

组合对排采动态的影响。

从表 2 寿阳区块和柿庄区块岩性组合类型及对应的典型日产水量来看,当顶底板岩性组合类型较为有利时,寿阳区块和柿庄区块的煤层气井均呈现出低产水的特点,岩性组合为Ⅰ型和Ⅰ+Ⅱ型的煤层气井具有低产水量的特点,岩性组合为含有Ⅲ型或Ⅳ型的煤层气井有较高的产水量,说明前述岩性组合类型划分的方案是合理的。

从表 3 寿阳区块和柿庄区块岩性组合类型及对应的典型日产气量来看,在寿阳区块,产气量大于

表 2 沁水盆地寿阳区块和柿庄区块岩性组合类型及对应的典型日产水量*

Table 2 The characteristic of lithological association types and corresponding typical daily water productions in Shouyang and Shizhuang CBM blocks, Qinshui Basin

区块	煤层气井* 岩性组合类型和该类井占比	典型日产水量(m^3/d)分类和对应的井数占比		
		$<20 \text{ m}^3/\text{d}$	$20 \sim 45 \text{ m}^3/\text{d}$	$>45 \text{ m}^3/\text{d}$
寿阳区块	Ⅰ型(33.3%)	66.7%	33.3%	0
	Ⅰ+Ⅱ型或Ⅱ型** (16.7%)	66.7%	0	33.3%
	含有Ⅲ型,不含Ⅳ型(25%)	44.4%	44.4%	11.2%
	含有Ⅳ型(25%)	44.4%	60.0%	44.4%
柿庄区块	岩性组合类型及占比	典型日产水量(m^3/d)分类及占比		
		$<2 \text{ m}^3/\text{d}$	$2 \sim 10 \text{ m}^3/\text{d}$	$>10 \text{ m}^3/\text{d}$
	Ⅰ型(20%)	60.0%	40.0%	0
	Ⅰ+Ⅱ型或Ⅱ型** (8%)	50.0%	50.0%	0
	含有Ⅲ型,不含Ⅳ型(24%)	16.7%	83.3%	0
	含有Ⅳ型(48%)	41.7%	50.0%	8.3%

注: * 剔除了断裂影响井和水平压裂缝井,考虑到既有排采动态资料的井,又有岩性组合资料的井,寿阳区块用到 36 口井,柿庄区块用到 25 口井。 ** 此处岩性组合类型指射孔压裂煤层与顶底板的组合,在多煤层合采井中,不同煤层与顶底板的岩性组合类型可能不同,故表中有诸如“Ⅰ+Ⅱ型或Ⅱ型”的表述,指的是一口井的多层中,有Ⅰ型和Ⅱ型层或只有Ⅱ型层,表中的其它表述含义类似。

表 3 沁水盆地寿阳和柿庄区块岩性组合占比及对应的典型日产气量 *

Table 3 The characteristic of lithological association types and corresponding typical daily gas productions in Shouyang and Shizhuang blocks, Qinshui Basin

区块	岩性组合分类及占比	典型日产气量(m ³ /d) 分类及占比				
		> 1000	500 ~ 1000	100 ~ 500	0 ~ 100	未见气
寿阳区块	I 型(33.3%)	8.3%	0	41.7%	8.3%	41.7%
	I + II 型或 II 型* * (16.7%)	0	0	0	50.0%	50.0%
	含有 III 型, 不含 IV 型(25%)	0	0	11.1%	0	88.9%
	含有 IV 型(25%)	0	11.1%	22.2%	33.3%	33.4%

注: * 剔除了断裂影响井和水平压裂缝井, 考虑到既有排采动态资料的井, 又有岩性组合资料的井, 寿阳区块用到 36 口井, 柿庄区块用到 25 口井。* * 此处岩性组合类型指射孔压裂煤层与顶底板的组合, 在多层合采井中, 不同煤层与顶底板的岩性组合类型可能不同, 故表中有诸如“ I + II 型或 II 型” 的表述, 指的是一口井的多层中, 有 I 型和 II 型层或只有 II 型层, 表中的其它表述含义类似。

1000 m³/d 的井岩性组合均为 I 型, 岩性组合为 I 型和 I + II 型的煤层气井具有较高的产气量, 岩性组合为含有 III 型或 IV 型的煤层气井有较低的产气量及较高的未见气比例, 表明在垂直压裂缝发育的条件下, 岩性组合影响产气效果。但在柿庄区块岩性组合类型与典型日产气量的关系不明显, 主要原因是资料限制, 在柿庄区块垂直压裂缝井层仅有 25 口井同时具备排采动态资料和岩性组合资料, 一些高产井(如 X-005 井)因缺少岩性组合资料而未进入统计分析, 造成结果的偏差。

值得注意的是, 寿阳区块和柿庄区块均存在单井多煤层合采的情况, 当同时对多个目的煤层进行压裂改造且均发育垂直压裂缝时, 若合采的某一煤层岩性组合较差, 该煤层就会在垂直压裂缝作用下得到围岩含水层的补给, 从而使得此煤层气井出现高产水现象, 间接的抑制其它煤层的气体产出, 从而影响单井整体的排采效果。因此, 在多层合采时, 应同时考虑多套煤层的岩性组合类型, 选择岩性组合类型好的煤层进行射孔压裂和排采工作, 从而避免高产水层对其它煤层排采的干扰。

5 认识和建议

通过以上研究取得以下认识:

(1) 沁水盆地寿阳区块和柿庄区块煤层气井排采动态存在明显差异, 区块间煤系地层沉积相、煤层渗透率、地应力类型和构造应力强度的差异是导致两个区块整体产水量差异的主要原因, 寿阳区块在煤层高渗透率下未能高产气, 主要是产水量以外源为主且过高的产水量抑制了气相相对渗透率。

(2) 在同一区块内, 断裂构造是导致特高产水井(相对于区块产水量背景值而言)出现的主要原

因, 在有断裂沟通多套含水层的条件下, 不利于煤层的降压解吸, 不利于煤层气开发。

(3) 在同一个盆地的不同区块或同一区块的不同深度, 地应力类型和压裂缝类型可以出现变化, 对排采动态造成不同的影响。

(4) 在垂直压裂缝发育的情况下, 岩性组合类型是排采动态的主要影响因素。

通过以上研究, 提出如下建议:

(1) 在煤层气开发区块优选时, 除考虑煤层厚度、分布和含气量等资源条件外, 还需要从渗透率、断裂构造、地应力类型和岩性组合类型等方面进行综合评价;

(2) 在煤层气开发区块内, 开发井位优选需要综合考虑断裂构造、地应力类型和岩性组合类型;

(3) 在单井多煤层合采过程中, 应避免对顶底板岩性组合差的煤层进行射孔压裂, 从而避免该层的高产水对其它煤层排采的干扰。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; the literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

岑学齐, 吴晓东, 梁伟, 李淑栋, 汤小伟, 游琪, 郑峰. 2014. 煤层气井产能影响因素分析. 科学技术与工程, 14(4): 201 ~ 204, 216.

陈晶, 康永尚, 郭明强, 张兵, 袁春林. 2014. 沁水盆地寿阳地区太原组灰岩含水水性分析. 见: 孙粉锦, 李五忠, 穆福元等. 煤层气地质评价与勘探开发技术新进展——2014 全国煤层气学术研讨会论文集. 北京: 石油工业出版社: 105 ~ 109.

康永尚, 秦绍锋, 韩军, 刁顺, 毛得雷, 窦凤珂. 2013. 煤层气井排采动态典型指标分析方法体系. 煤炭学报, 38(10): 1825 ~ 1830.

李景明, 巢海燕, 李小军, 刘洪林. 2009. 中国煤层气资源及开发对策. 天然气工业, 29(4): 9 ~ 13.

刘升贵, 袁文峰, 张新亮, 陈含. 2012. 潘庄区块煤层气井产气曲线

- 特征及采收率的研究. 煤炭学报, 38(1): 164 ~ 167.
- 陆小霞, 黄文辉, 唐修义, 敖卫华, 张守仁, 刘素平, 贾颐昆, 刘浩. 2012. 沁水盆地南部15号煤层顶板灰岩特征对煤层气开采的影响. 现代地质, 26(3): 518 ~ 526.
- 孟召平, 田永东, 李国富, 2010. 煤层气开发地质理论与方法. 北京: 科学出版社: 253 ~ 260.
- 邵龙义, 肖正辉, 何志平, 刘永福, 尚潞君, 张鹏飞. 2006. 晋东南沁水盆地石炭二叠纪含煤岩系古地理及聚煤作用研究. 古地理学报, 8(1): 43 ~ 52.
- 王平, 1992. 地质力学方法研究——不同构造力作用下地应力的类型和分布. 石油学报, 13(1): 1 ~ 12.
- 王永辉, 卢拥军, 李永平, 王欣, 鄢雪梅, 张智勇. 2012. 非常规储层压裂改造技术发展及应用. 石油学报, 33(1): 149 ~ 158.
- 王振云, 唐书恒, 孙鹏杰, 郑贵强. 2013. 沁水盆地寿阳区块3号和9号煤层合层排采的可行性研究. 中国煤炭地质, 25(11): 21 ~ 26.
- 吴国代, 桑树勋, 杨志刚, 黄华州, 杨欣超, 武杰. 2009. 地应力影响煤层气勘探开发的研究现状与展望. 中国煤炭地质, 21(4): 31 ~ 34.
- 叶建平, 彭小妹, 张小朋. 2009. 山西沁水盆地煤层气勘探方向和开发建议. 中国煤层气, 6(3): 7 ~ 11.
- 叶建平, 张守仁, 凌标灿, 郑贵强, 吴见, 李丹琼. 2014. 煤层气物性参数随埋深变化规律研究. 煤炭科学技术, 42(6): 35 ~ 39.
- 张培河, 刘钰辉, 王正喜, 刘娜娜. 2011. 基于生产数据分析的沁水盆地南部煤层气井产能控制地质因素研究. 天然气地球科学, 22(5): 909 ~ 914.
- 赵贤正, 朱庆忠, 孙粉锦, 杨延辉, 王勃, 左银卿, 申建, 穆福元, 李梦溪. 2015. 沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考. 煤炭学报, 40(9): 2131 ~ 2136.
- Gen Xueqi, Wu Xiongdong, Liang Wei, Li Shudong, Tang Xiaowei, You Qi, Zheng Feng. 2014&. Analysis of factors affecting productivity of coalbed gas wells. Science Technology and Engineering, 14(4): 201 ~ 204, 216.
- Chen Jing, Kang Yongshang, Guo Mingqiang, Zhang Bing, Yuan Chunlin. 2014 #. Analysis on aquosity of Taiyuan formation limestones in Shouyang area, Qinshui basin, central China. In: Coalbed Methane geological evaluation and technical progress of exploration and development——Proceedings of 2014 National Symposium on Coalbed Methane (Sun Fenjin, Li Wuzhong, Mu Fuyuan et al. Eds). Beijing: Petroleum Industry Press: 105 ~ 109.
- Kang Yongshang, Qin Shaofeng, Han Jun, Diao Shun, Mao Delei, Dou Fengke. 2013&. Typical dynamic index analysis method system for drainage and production dynamic curves of CBM wells. Journal of China Coal Society, 38(10): 1825 ~ 1830.
- Li Jingming, Cao Haiyan, Li Xiaojun, Liu Honglin. 2009&. Characteristics of coalbed methane resource and the development strategies. Natural Gas Industry, 29(4): 9 ~ 13.
- Liu Shenggui, Yuan Wenfeng, Zhang Xinliang, Chen Han. 2013&. The production curve and recovery rate of coalbed methane well in panzhuang block. Journal of China Coal Society, 38(1): 164 ~ 167.
- Lu Xiaoxia, Huang Wenhui, Tang Xiuyi, Ao Weihua, Zhang Shouren, Liu Suping, Jia Yikun, Liu Hao. 2012&. Impact of limestone of NO.15 coal seam roof on the coal bed methane exploitation, South Qinshui Basin. Geoscience, 26(3): 518 ~ 526.
- Meng Zhaoping, Tian Yongdong, Li Guofu. 2010#. Theory and method of coalbed methane development geology. Beijing: Science Press, 253 ~ 260.
- Palmer I D and Kutas G M. 1991. Hydraulic Fracture Height Growth in San Juan Basin Coalbeds. SPE 21811. paper was prepared for presentation at the Rocky Mountain Regional Meeting and Low-Permeability Reservoirs Symposium held in Denver, Colorado, April 15 ~ 17.
- Shao Longyi, Xiao Zhenghui, He Zhiping, Liu Yongfu, Shang Lujun, Zhang Pengfei. 2006&. Palaeogeography and coal accumulation for coal measures of the Carboniferous—Permian in Qinshui Basin, southeastern Shanxi Province. Journal of Paleogeography, 8(1): 43 ~ 52.
- Shao Longyi Yang Zhiyu, Shang Xiaoxu, Xiao Zhenghui, Wang Shuai, Zhang Wenlong, Zheng Mingqiang, Lu Jing. 2015. Lithofacies palaeogeography of the Carboniferous and Permian in the Qinshui Basin, Shanxi Province, China. Journal of Paleogeography, 4(4): 387 ~ 413.
- Wang Ping. 1992&. A geomechanical technique——Types and distribution of geostress under various tectonic forces. Acta Petroli Sinica, 13(1): 1 ~ 12.
- Wang Yonghui, Lu Yongjun, Li Yongping, Wang Xin, Yan Xuemei, Zhang Zhiyong. 2012&. Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir. Acta Petroli Sinica, 33(1): 149 ~ 158.
- Wang Zhenyun, Tang Shuheng, Sun Pengjie, Zheng Guiqiang. 2013&. Feasibility study of multi-layer drainage for Nos.3 and 9 coal seam in Shouyang block, Qinshui basin. Coal Geology of China, 25(11): 21 ~ 26.
- Wu Guodai, Sang Shuxun, Yang Zhigang, Huang Huazhou, Yang Xinchao, Wu Jie. 2009&. Current research status and prospect of geo-stress impact on CBM exploration and exploitation. Coal Geology of China, 21(4): 31 ~ 34.
- Ye Jianping, Peng Xiaomei, Zhang Xiaopeng. 2009&. Exploration orientation and development proposal of coalbed methane in Qinshui Basin of Shanxi province. China Coalbed Methane, 6(3): 7 ~ 11.
- Ye Jianping, Zhang Shouren, Ling Biaocan, Zheng Guiqiang, Wu Jian, Li Danqiong. 2014&. Study on variation law of coalbed methane physical property parameters with seam depth. Coal Science and Technology, 42(6): 35 ~ 39.
- Zhang Peihe, Liu Yuhui, Wang Zhengxi, Liu Nana. 2011&. Geological factors of production control of CBM well in south Qinshui basin. Natural Gas Geoscience, 22(5): 909 ~ 914.
- Zhao Xianzheng, Zhu Qingzhong, Sun Fenjin, Yang Yanhui, Wang Bo, Zuo Yinqing, Shen Jian, Mu Fuyuan, Li Mengxi. 2015&. Practice and thought of coalbed methane exploration and development in Qinshui Basin. Journal of China Coal Society, 40(9): 2131 ~ 2136.

Analysis on Controlling Geological Factors Influencing Drainage Performance of Coalbed Methane Wells

KANG Yongshang^{1,2)}, WANG Jin¹⁾, JIANG Shanyu¹⁾, YE Jianping^{3,4)},
ZHANG Shouren^{3,4)}, ZHANG Bing^{3,4)}, QIN Shaofeng^{3,4)}

1) *College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249;*

2) *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing, 102249;*

3) *CNOOC China Limited, Unconventional Oil & Gas Branch, Beijing, 100011;*

4) *China United Coalbed Methane Corporation, Ltd., Beijing, 100011*

Objectives: Shouyang block and Shizhuang block are the main coalbed methane (CBM) exploration and development blocks in China. There is an obvious integral difference of drainage dynamic of CBM wells between two blocks. Moreover, that difference is also observed in a single block. This paper is focused on analysis of geological factors controlling drainage performance of CBM wells.

Methods: Based on geological data from two blocks, this paper carries out a comparison analysis on the sedimentary facies, coal seam permeability, characteristics of faults, in situ stress types and tectonic stress amplitude, as well as lithological assemblages for understanding the controlling factors causing the integral difference of drainage performance of CBM wells between two blocks and that in a single block.

Results: The study shows that the distinction of sedimentary facies, coal seam permeability, in-situ stress types and tectonic stress amplitude are main factors causing the difference of drainage performance of CBM wells between two blocks, while the faults, in situ stress types and lithological association types at specific well locations interpret the difference of drainage performance of CBM wells within a block.

Conclusions: Selections of favorable area and well site/coal target for CBM development should be based not only on the resources evaluation, but also and especially essential, on sedimentary facies, coal seam permeability, structure and lithological association types.

Keywords: Shouyang block; Shizhuang block; coalbed methane; drainage dynamics; controlling geological factors.

Acknowledgements: This study was financially supported by National Science and Technology Major Project (No. 2011ZX05042).

First author: KANG Yongshang, male, born in 1964. professor. Mainly engaged in unconventional resources exploration and development, as well as reserves estimation and evaluation of petroleum projects. Email: kangysh@sina.com

Manuscript received on: 2016-03-09; Accepted on: 2016-10-13; Edited by: LIU Zhiqiang.

Doi: 10.16509/j.georeview.2016.06.011