沁水盆地原始水动力场类型及其对煤层气排采的影响

康永尚[1,2)], 姜杉钰[1)], 王金[1)], 张兵[3,4)], 郭明强[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:水动力场研究在煤层气勘探开发中具有重要作用。本文首先讨论了基于煤层气井排采资料的水动力场研究方法,在分析沁水盆地柿庄区块原始水动力场特点的基础上,结合前人在盆地其他区块水动力场的研究成果,分析了沁水盆地原始水动力场的类型,进而探讨了水动力场类型对煤层气排采的控制作用。研究表明:沁水盆地自边缘向腹部依次存在重力驱动型、滞流型和压实驱动型三种类型的区域原始水动力场;重力驱动型和滞流型水动力场具备煤层气保存条件,含气量高,煤层气排采效果相对较好,而压实驱动型水动力场虽具备一定的保存条件,但因地层压力较高,煤层气井排水降压困难,产气效果较差;无论是在重力驱动型还是滞流型的区域水动力场中,局部的低势汇聚区具备煤层气保存和排采的有利条件,煤层气开发效果一般较好。在未来煤层气勘探开发过程中,应将重力流驱型或滞流型水动力场所在区域中的局部低势汇聚区作为煤层气开发的甜点区。

关键词:沁水盆地;原始水动力场;煤层气;排采;柿庄区块;压实驱动型;重力驱动型;滞流型

现今水动力场是盆地沉积作用和漫长地质与构造演化综合作用的结果,水动力场研究是流体矿产资源勘探开发中的重要内容之一。水动力场可分为盆地水动力场、区域水动力场和局部水动力场三个层次,盆地水动力场针对整个盆地,研究盆地内流体势及其对流体矿产分布的控制作用,区域水动力场研究盆地内某一地区、区带或区块流体势及其对流体矿产分布的控制作用,局部水动力场研究单井或井组周围的流体势变化及其对流体矿产生产的影响(康永尚等,1999)。煤层气作为非常规资源,属流体矿产,水动力场研究在勘探开发中具有重要作用。国外煤层气盆地大多是常规油气勘探开发比较成熟的盆地,如阿巴拉契亚、黑勇士、圣胡安和阿尔伯达等盆地,盆地内的地层压力资料丰富,关于水动力场的研究和认识程度也较高,对煤层气勘探开发起到了一定的指导作用(Onsager and Cox, 2002; Anna, 2003; Bachu and Michael, 2003)。中国煤层气盆地(指能够形成煤层气藏的含煤盆地,如沁水盆地、阜新盆地等)大多为非油气(常规)盆地(孙万禄等, 2005),油气勘探开发资料极少,盆地内的地层压力资料主要依赖水源井、煤田钻孔和煤层气井获得,有关盆地水动力场的研究和认识程度相对不高。

煤层气成藏是一个沉积埋藏史、构造演化史、成煤作用史、地下水活动史、有机质生烃史(五史)时空配置过程长期演化的结果,现今水动力场是长期地质演化表现出的最后一幕,在一定程度上对煤层气的富集起到控制或指示作用。前人基于不同煤层气区块直接或间接的地层压力资料,以"补径排"水文地质模式为指导,针对区域水动力场(区域水文地质条件)对煤层气富集的影响进行过一定的探讨(叶建平等,2001;王红岩等,2001;傅雪海等,2007;王怀勐等,2011;田文广等,2012;毛得雷等,2012;陈刚等,2016),一般认为水力运移逸散作用将导致煤层气的散失,而水动力封闭和封堵作用是煤层气保存的重要条件,通常情况下,地下水动力活跃的补给区、强径流区和排泄区煤层含气量较低,而弱径流

注:本文为国家科技重大专项(编号:2011ZX05042)的成果。
投稿日期:2017-07-28;改回日期:2018-05-17;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2018.04.010
作者简介:康永尚,男,1964年生,教授。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的教学和研究工作。Email:kangysh@sina.com。

区—滞留区的地下水主要表现为滞流的特性,具备较好的煤层气保存条件,煤层气相对富集,这些认识在指导我国煤层气勘探选区方面发挥了重要作用。

沁水盆地位于山西省东南部,二叠系山西组的3#煤层是该盆地南部煤层气开发的主要目的层,勘探开发程度较高的潘庄、樊庄和柿庄等煤层气区块均以3#煤层单采或3#+15#煤层分压合采为主要开发模式。笔者在开展沁水盆地南部柿庄区块煤层气排采特征研究时,发现该区块与位于盆地边缘地带潘庄和樊庄等区块相比,区域原始水动力场特点存在明显差异,无法用"补径排"水文地质模式予以解释。以此问题为线索,首先讨论了水动力场的研究方法,并在柿庄区块原始水动力场研究的基础上,结合前人在沁水盆地其他煤层气区块原始水动力场的研究成果,分析了沁水盆地原始水动力场的类型,进而对比分析不同的原始水动力场类型对煤层气排采的影响,对深化该盆地的煤层气勘探开发具有重要的指导意义。

1 基于排采资料的水动力场研究方法

在常规油气勘探中,基于不同深度大量钻井资料和地层压力资料,石油工业界对全球主要含油气盆地的水动力场特征进行了深入研究,在含油气盆地内识别和划分出压实驱动、重力驱动和滞流三种水动力场类型(Cousteau,1977;Toth,1980)。压实驱动型水动力场指在上覆沉积物的作用下,由压实作用挤出地层水,使地层水从盆地腹部向盆地边缘流动,重力驱动型水动力场是指由地形高差引起的在重力作用下从高水头(水势)区向低水头(水势)区的流动,而滞流型水动力场是指地下水滞流或不流动,压实驱动型和重力驱动型水动力场的过渡带表现为滞流,把该过渡带称为滞流型水动力场。在一个含油气盆地中,对某一个层系而言,在平面上重力驱动型水动力场、压实驱动型水动力场和滞流型水动力场共存是常见的现象(康永尚等,1999)。

在常规油气勘探成熟度较高的盆地中,探井分布范围大,可根据井点处的实测原始地层压力资料编制整个盆地的流体势场平面图,据此分析现今的盆地水动力场特点,进行不同水动力场类型的分区,开展油气分布规律分析和有利区的预测工作,也可根据盆地数值模拟方法,恢复地质历史时期的古水动力场,进而对油气运聚成藏的历史进行研究(康永尚等,1997)。

我国煤层气勘探开发的历史相对较短,煤层气勘探开发活动主要集中在非油气(常规)盆地边缘或斜坡带埋深较浅的区块中,煤炭钻孔一般也只是揭露了盆地边缘或斜坡带的煤系地层压力,尚缺乏能覆盖全盆地的地层压力资料,无法编绘全盆地的水动力场平面图,为研究和认识盆地现今的水动力场特征造成了困难。在盆地边缘或斜坡带地层压力和水动力场分析的基础上,前人提出的"补径排"模式具有适用性(迟卫国,1998;傅雪海等,2001;张培河,2002;田文广等,2012;李剑等,2017)。然而,随着沁水盆地煤层气勘探开发的推进,尤其是深部煤层气(如柿庄区块)勘探开发的推进和深部地层压力资料的获得和积累,有必要在现有资料条件的基础上对盆地水动力场进行更深入和系统的研究。

需要强调的是,本文所指的原始水动力场即为现今地下水动力场的原始状态,是相对于煤层气排采引起的动态水动力场而言的,对每个区块水动力场的特征进行有机的拼合,即可形成对全盆地原始水动力场特点的整体认识,本文正是依据这一思路,以沁水盆地柿庄区块原始水动力场研究为基础,结合前人有关该盆地其它区块原始水动力场的研究成果,勾画出沁水盆地南部水动力场的整体认识。

对一个煤层气区块而言,可根据区块内井点处的实测原始地层压力资料(由注入/压降试验在压力恢复后的静液面资料计算获得)开展区域水动力场研究,由注入/压降试验获得的实测原始地层压力是地层压力资料的直接来源,但一般情况下,实测原始地层压力井点数据有限(仅有少量参数井开展注入/压降试验),且煤层气井需要连续排采,排采过程中,不开展试井和压力恢复测试,而排采井在排采启始动时的液面资料提供了原始地层压力资料的间接来源,煤层气井排采启始时测得的初始静液面深度(图1)或初始静液面高度(m),代表井点处原始地层压力状况,可与注入/压降试验获得的实测地层压力一起作为区域原始水动力场研究的资料基础。

根据排采井在排采启始动时的初始静液面深度(m),以0海拔作为基准面,求取该井点处总水头的公式如下:

$$h = z + h_w \tag{1}$$

式中,h 为总水头(m);z 为目的层中部的海拔高度(位置水头,m);h_w 为开始排采时的液柱高度(相当于目的层中部的测压水头,m),由井口补心海拔与目的层中部的海拔差(m)扣除初始静液面深度(m)得到。

总水头是一个相对概念,以不同的基准面作为

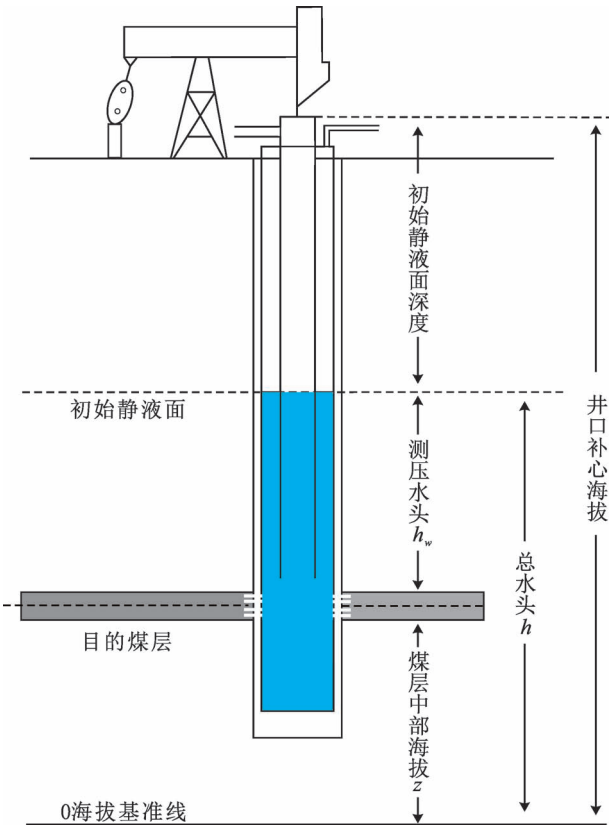


图 1 单井井点处总水头、测压水头计算示意图

Fig. 1 The calculation method of total water head and pressure head of single CBM well

起算点，总水头在数值上是不同的，习惯上，人们常以 0 海拔（海平面）作为基准面；而在同一个研究区，以相同的基准面计算的不同井点处的总水头具有对比性，根据不同井点处的总水头绘制平面等值线图后，即可根据总水头降低方向指向盆地腹部方向或指向盆地边缘方向或不同方向水流汇聚，确定区域水动力场属重力驱动型或压实驱动型或滞流型，为分析不同类型原始水动力场中的排采规律奠定基础。需要说明的是，式（1）中的总水头与地层水密度和重力加速度的乘积即为水势，因地层水密度一般变化不大，因此，总水头与水势具有相同的物理意义。

2　沁水盆地水动力场特点分析

2.1　柿庄区块原始水动力场研究

基于上述计算方法，笔者对柿庄区块 26 口 3#煤层单采井进行了测压水头和总水头的计算（表 1），并根据总水头计算结果，结合产气情况，编制了柿庄区块 3#煤层原始水动力场与产气量叠合图（图 2a），图中产气量是指从煤层气排采动态曲线中提取的典型日产气量（康永尚等，2013）。图 2a 可见，柿庄区块西部 3#煤层的总水头总体上呈现自西向东逐渐降低的趋势。柿庄区块位于沁水盆地东南部斜坡带上，3#煤层自东向西埋深逐渐增大（图 2b），即自东向西从沁水盆地边缘指向盆地腹部方向。

柿庄区块西部 3#煤层的总水头降低的方向与沁水盆地边缘指向腹部的方向相反，据此可判断柿庄区块西部属于压实驱动型水动力场，压实驱动型水动力场总水头自盆地腹部向边缘降低，而重力驱动型水动力场总水头自盆地边缘向腹部降低。柿庄区块西部的水动力特征是不能用水文地质的“补径排”模式来解释的，显然不能说盆地腹部是地表水补给区而盆地边缘是排泄区，而用压实驱动流模式可以合理解释。图 2a 亦表明，柿庄区块东南部存在不同方向地下水的汇聚滞流区，可推测该地区处于滞留型水动力场中。

2.2　沁水盆地原始水动力场特点分析

上文已述，柿庄区块处于压实驱动型水动力场（西部）和滞留型水动力场（东南部）中，沁水盆地中的压实驱动型水动力场尚属首次被揭示。除本文揭示的柿庄区块西部存在压实驱动型水动力场外，根

表 1 沁水盆地柿庄区块总水头和测压水头计算表

Table 1 Total water head and pressure head of CBM wells in Shizhuang Block, Qinshui Basin

井号	总水头（m）	测压水头（m）	井号	总水头（m）	测压水头（m）	井号	总水头（m）	测压水头（m）
X-018-2	623.5	633.4	S-523	717.1	288.1	S-350	638.9	218.4
X-123	700.0	458.0	S-524	650.3	308.4	S-40-03	638.9	342.5
X-132	673.1	396.7	S-54-06	689.2	346.4	S-401	588.7	210.7
S-211	702.7	206.5	S-57-04	630.0	280.1	S-44-06	658.0	287.3
S-228	725.5	167.7	S-012	656.4	372.3	N-006	766.7	896.3
S-282	673.4	339.4	S-008	771.8	365.0	S-635	615.3	266.5
S-288	750.9	442.3	N-003	720.5	780.3	S-669	558.5	192.2
S-30-02	661.7	412.5	N-004	708.8	769.1	X-125	756.1	470.0
S-333	583.6	179.7	X-124	636.3	429.7			

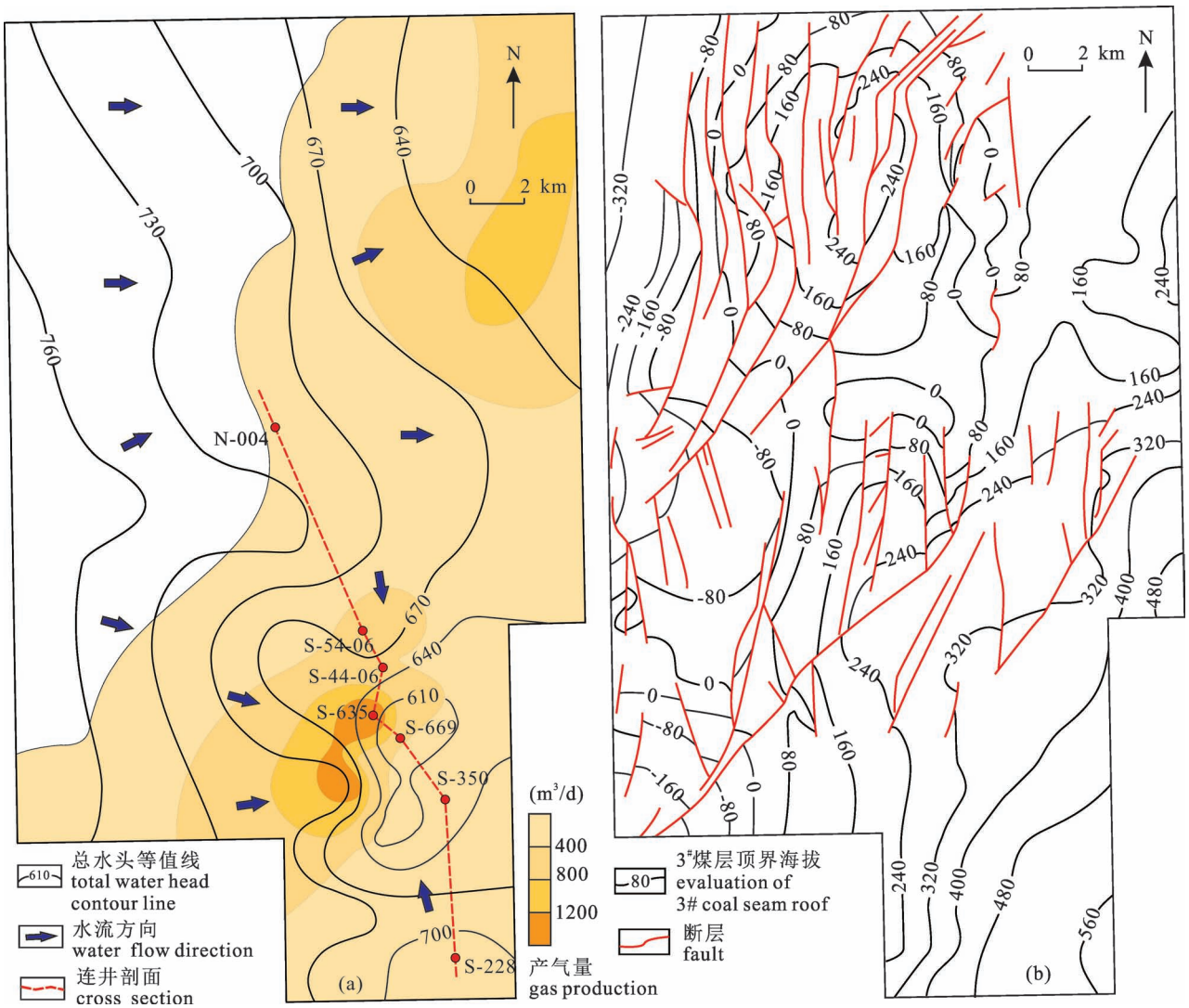


图 2 沁水盆地柿庄区块 3#煤层原始水动力场与产气量叠合图和 3#煤层顶界构造图

Fig. 2 The regional hydrodynamics, gas production and the structure of No. 3 coal seam in Shizhuang CBM block, Qinshui basin

(a) 3#煤层原始水动力场与 3#煤层单采井产气量叠合图;(b) 3#煤层顶界构造图

(a) Superimposed map of original hydrodynamics and gas production;(b) Structure map of No. 3 coal seam roof

据前人研究成果中展示的图件(与本文总水头的计算方法一致)(傅雪海等,2005;徐锐等,2016),沁水盆地西南部的安泽煤层气区块位于重力驱动型和压实驱动型水动力场的过渡带上,属滞流型水动力场,北部的寿阳—阳泉地区也有重力驱动和压实驱动共存的现象出现。前人根据沁水盆地边缘山西组水文地质资料编绘的图件表明(徐刚等,2013),沁水盆地边缘地带山西组地下水水位由盆地边缘向盆地腹部方向呈降低趋势(基本反映 3#煤层总水头的平面变化规律),属重力驱动型水动力场(图 3)。

地下水动力场是随沉积构造演化而不断演化的,地质历史上的水动力场称为古水动力场,盆地现今的水动力场是古水动力场演化的最后一幕。在沉积盆地的初始阶段,受泥岩压实、沉积埋藏水和成岩水被大量挤出,进入渗透层形成压实驱动流,盆地边缘大气水重力驱动流影响范围很小,盆地整体呈现压实驱动流特征。沉积作用停止后,压实作用逐渐减弱,伴随着构造抬升剥蚀和地形高差加大,重力驱动流范围逐渐扩大,压实驱动流范围逐渐缩小(杨绪充,1989)。在后期改造强烈的盆地中,压实驱动型水动力场已不复存在,仅存在重力驱动型水动力场,如我国南方十万大山盆地,从晚三叠世至白垩纪发育成为典型的前陆盆地,早、中侏罗世盆地快速沉降,到晚侏罗世达到高峰,压实排水量很大,而在白

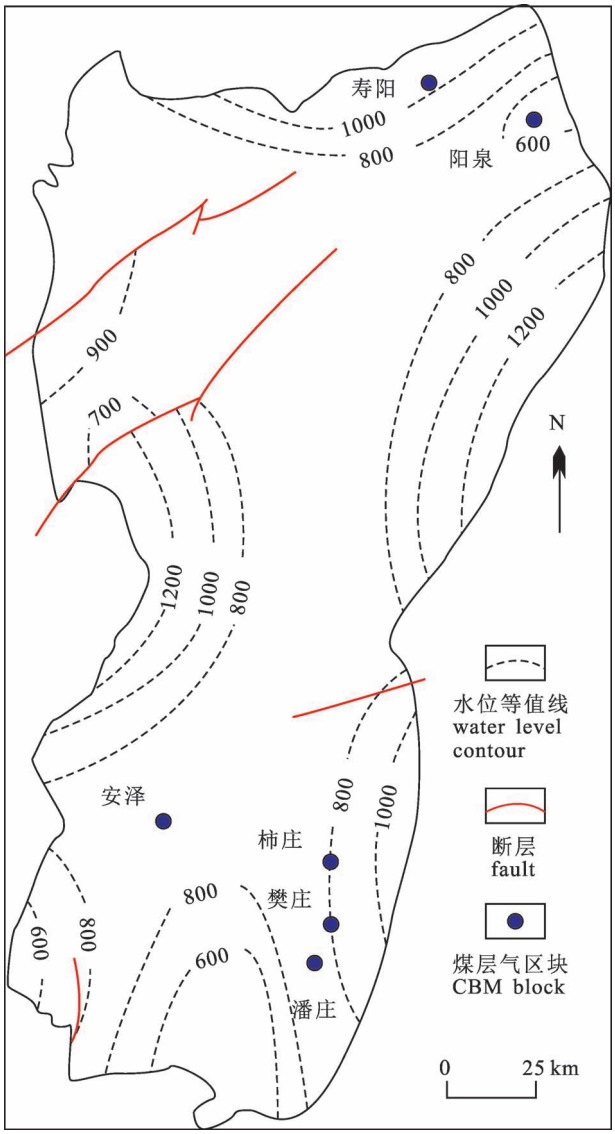


图 3 沁水盆地山西组水位等值线图
（据徐刚等,2013 修改）

Fig. 3 The contour on water level of Shanxi Formation in Qinshui Basin(modified from Xu Gang et al., 2013&)

垩纪末受盆地抬升剥蚀影响,压实驱动流开始消退,重力驱动流逐渐占据主导,随后受喜马拉雅运动的影响,十万大山盆地继续抬升剥蚀,到现今已持续隆起达 60 余个百万年之久,剥蚀厚度超过 5000 m,因而压实驱动流基本上不复存在(王英民,1998)。在后期改造较弱的盆地腹部仍属压实驱动流,在盆地边缘出现重力驱动流,二者的过渡带呈现滞留特征,如我国北方大部分盆地中如渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地等均属此种情况(康永尚等,1999)。

沁水盆地位于华北克拉通中部,属于构造活动相对较弱的克拉通内断陷型构造盆地,自三叠纪末期以来沁水盆地在华北地台构造演化背景下经历了多期次的构造运动,形成了现今南北翘起端为箕状斜坡,东西两翼基本对称的向斜形态(李月等,2011;赵贤正等,2016)。在构造运动中,盆地边缘地层相对于盆地腹部地层抬升,导致式(1)中的位置水头 z 增加,测压水头 h_w(压力)朝着降低方向调整,但因测压水头(压力)调整属地下水在地层中的渗流过程,具有时间滞后效应,因此,构造抬升一般提高了盆地周缘的总水头,使盆地边缘地带总水头呈现自盆地边缘向盆地腹部降低的趋势,形成重力驱动型水动力场,如在盆地边缘地带的樊庄和潘庄等煤层气区块即属此种情况(图 3)。在沉积盆地腹部,盆地沉降过程中形成的压实驱动流样式未受后期构造运动的影响而改变,仍然表现为自内向外发散的压实驱动型水动力场(图 2a),而在重力驱动型和压实驱动型水动力场过渡带上,形成滞流型水动力场。

综上所述,依据目前的资料分析,沁水盆地自边缘向盆地腹部,依次发育重力驱动型、滞流型和压实驱动型三种类型的区域原始水动力场(图 4)。靠近盆地中心的煤层气区块多处于压实驱动型和滞流型水动力场背景下,而位于盆地边缘的煤层气区块则多处在重力驱动型水动力背景下。目前,沁水盆地内地层压力数据覆盖范围主要限于正在勘探开发的煤层气区块,尚无法依据实测压力资料勾画出涵盖全盆地的精细的水动力场平面分布图,随着煤层气

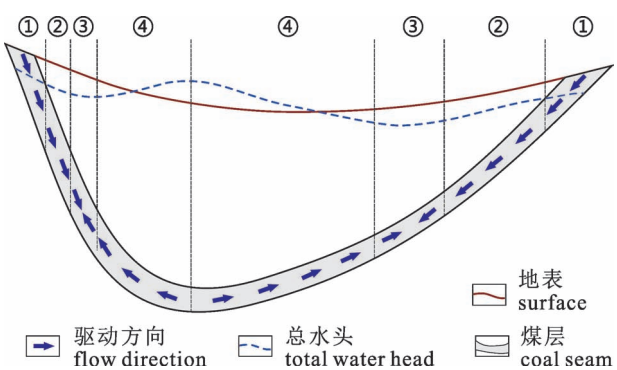


图 4 沁水盆地原始水动力场剖面模式图

Fig. 4 The pattern of original hydrodynamics in Qinshui basin

① 风化带；②重力驱动型水动力场；③滞流型水动力场；④压实驱动型水动力场

① weathering zone; ②gravity driven flow hydrodynamic pattern; ③ stagnant flow hydrodynamic pattern; ④ compaction driven flow hydrodynamic pattern

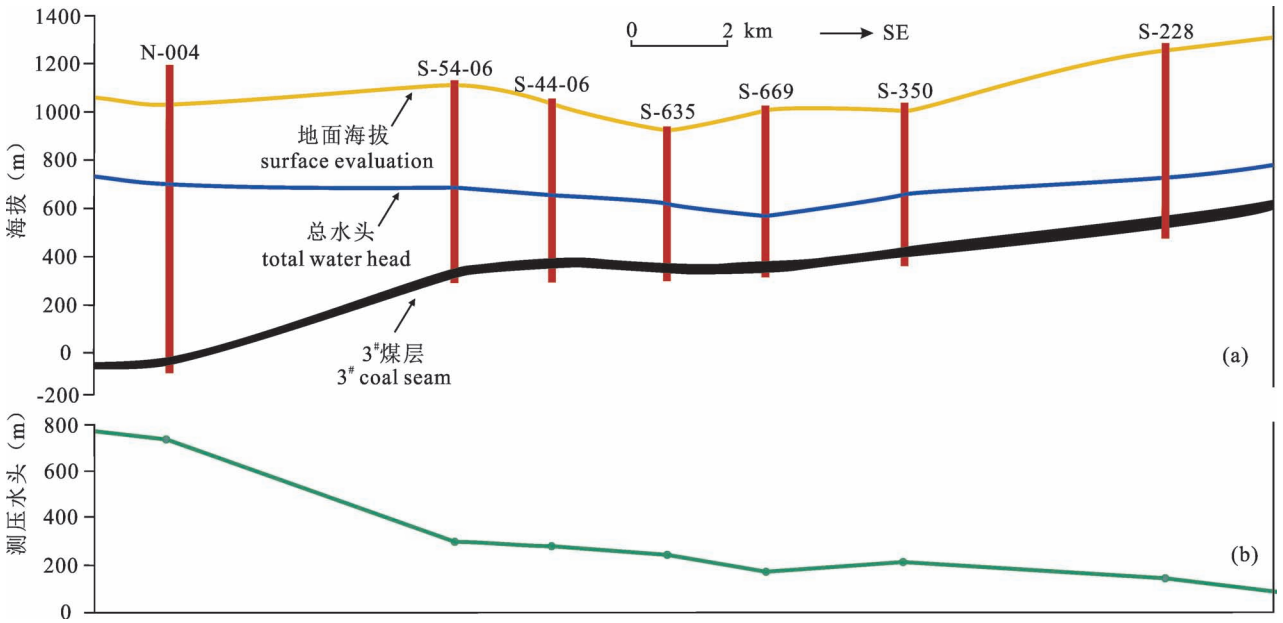


图 5 沁水盆地柿庄区块北西—南东向总水头和测压水头连井剖面图(剖面位置见图 2a)

Fig. 5 Cross-well section of total water head and pressure head in NW—SE in Shizhuang CBM block, Qinshui basin (The location of cross-well section is depicted in Fig. 2a)

勘探开发工作的推进和资料的积累,这方面的工作有待于逐步开展,盆地的水动力场演化也有待于在资料具备条件下通过盆地数值模拟等手段逐渐开展研究。

3 原始水动力场类型对排采效果的影响作用

在煤层气排采过程中,因局部构造条件和地质工程条件不同,在井周可形成有效扰动型、含水层侵入型和近地表淡水补给型等不同类型的局部动态水动力场(王密计等,2013),而井周局部动态水动力场又受到区块所处的原始水动力场的影响,因此,原始水动力场类型对煤层气排采具有一定的影响和控制作用。

从目前沁水盆地煤层气排采的实践来看,位于盆地边缘地带的重力驱动型水动力场或过渡带的滞流型水动力场,煤层气开发效果较好,前者如樊庄区块和潘庄区块,后者如柿庄区块东南部,而位于压实驱动型水动力场中的煤层气井开发效果尚未显现,如柿庄区块西部带即属于此种情况(图 2a)。研究认为,在盆地边缘重力驱动型水动力场中,地下水向盆地腹部汇聚,具备煤层气保存的有利的原始水动力条件;在过渡带滞流型水动力场中,形成盆地横剖面上的低势区,同样有利于煤层气的保存和煤层气开发。

在压实驱动型水动力场中,地层水自盆地腹部向边缘发散,其主要特点是地层压力高,测压水头起主导作用。图 5 为柿庄区块北西—南东向总水头和测压水头连井剖面图,从图 5 可见,S-669 井东南部为重力驱动型水动力场,向盆地腹部方向总水头降低,测压水头缓慢增加;S-635 井和 S-669 井西北为压实驱动型水动力场,往盆地腹部方向总水头升高,测压水头快速增加,在 S-669 井附近出现滞流型原始水动力场。该剖面中总水头和测压水头的变化趋势和幅度表明,在重力驱动型水动力场中,总水头(h)主要由位置水头(z)主导,而在压实驱动型水动力场中,总水头(h)中测压水头(h_w)起主导作用。由于压实驱动型水动力场保持了较高的地层压力,有利于煤层气的保存,然而,地层压力较高则会导致煤层气开发排水降压的时间较长。因此,柿庄区块西部压实驱动型水动力场中的煤层气井(排除受局部断裂、地应力和压力缝类型以及岩性组合等局部因素对排采的影响(姜杉钰等,2016;康永尚等,2017)的排采效果尚未显现,需要有更长的时间来验证煤层气井达产的可能性。

进一步来看,无论是在重力驱动型水动力场还是在滞流型水动力场中,局部低势汇聚区水动力条件不活跃,总体表现为滞留的特性,煤层气因水力封

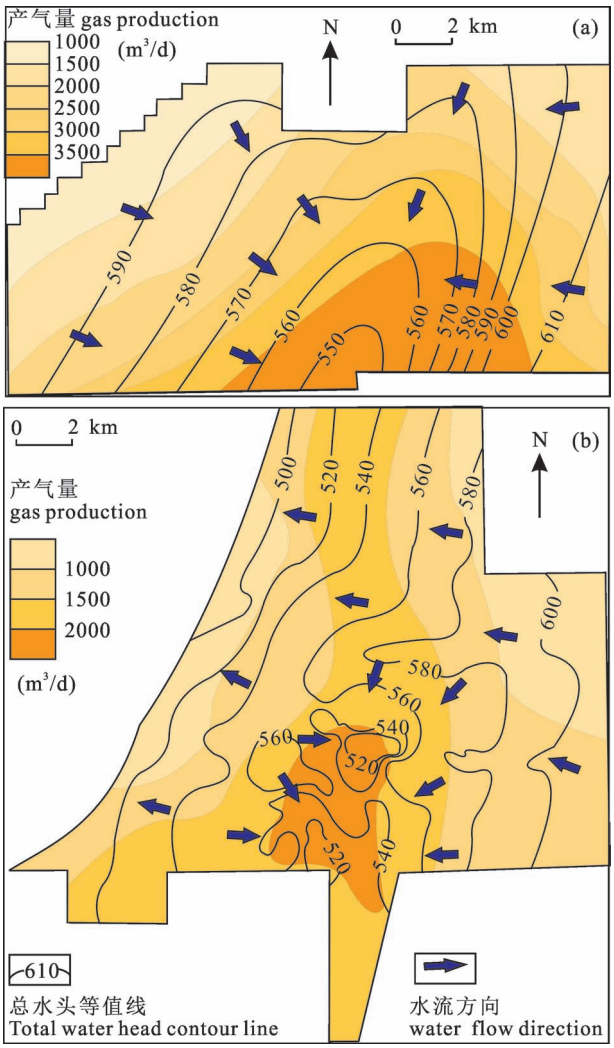


图 6 沁水盆地潘庄区块和樊庄区块原始水动力场与产气量叠合图

Fig. 6 Superimposed map of original hydrodynamics and gas production in Panzhuang and Fanzhuang CBM blocks, Qinshui basin

(a) 潘庄区块山西组原始水动力场与产气量叠合图；据徐晓燕等,2013 修改；(b) 樊庄区块 3#煤层原始水动力场与产气量叠合图；据孙粉锦等, 2014 修改

(a) Superimposed map of original hydrodynamics and gas production in Panzhuang block; Fig. 6a is modified from Xu Xiaoyan et al., 2013&; (b) Superimposed map of original hydrodynamics and gas production in Fanzhuang block; Fig. 6b is modified from Sun Fenjin et al., 2014&

闭而富集,含气量普遍较高,排采效果最好。柿庄区块东南部是在该区块东部滞流型区域水动力背景下形成一个局部低势汇聚区,该区块 3#煤层水动力场与排采效果叠合图(图 2a)表明,在区块东南部的低势汇聚区附近产气效果较好(相比区域平均产气效果而言)。在沁水盆地其他煤层气区块也有类似的情况出现,如盆地南部煤层气开发效果好的潘庄区块,在重力驱动型区域水动力场背景下(图 3),在区块内存在总水头自四周向中心汇聚的局部低水头区(低势区)(叶建平等,2002;徐晓燕等;2013),区块内煤层气井平均日产量超过 2000 m^3/d,而且煤层气井的日产气量随着水头降低的方向逐渐增大,并在局部低势区形成一个高产气井的密集区(图 6a),单井平均日产气量达到 3500 m^3/d 以上(徐晓燕等;2013);樊庄区块 3#煤层区域水动力特征表现为总水头由东南部向西北部逐渐降低的特点(孙粉锦等,2014),该区块南部的几个低势汇聚区产气效果较好(图 6b),日产气量可达 2000 m^3/d 以上。

4　结论

通过以上分析,本文得出以下结论:

(1)依据目前可获得的有限资料,尚无法编绘沁水盆地原始水动力场平面图件,但柿庄区块深部地层压力资料和盆地边缘或斜坡带其它区块的资料已清楚地表明,沁水盆地存在重力驱动型、滞流型和压实驱动型三种类型的区域原始水动力场,靠近盆地腹部的煤层气区块多处于压实驱动型和滞流型水动力场背景下,这一水动力场模式的认识,是基于近几年煤层气勘探开发过程中获得的地层压力资料,对前人认识的拓展。

(2)区域原始水动力场类型对煤层气排采具有重要的影响作用。重力驱动型或滞流型水动力场具备煤层气保存条件,含气量高,煤层气开发效果相对较好,而压实驱动型水动力场虽具备一定的保存条件,但因地层压力较高,不利于煤层气井排水降压,开发效果不易显现,需要较长排采时间才可能达到理想的产气效果,坚持“稳定、缓慢、连续”排采更加重要。

(3)无论在重力驱动型还是滞流型的区域原始水动力场中,局部的低势汇聚区水动力条件不活跃,煤层气保存条件好,含气量高,排采效果一般较好。压实驱动型水动力场中是否存在局部低势汇聚区以及低势汇聚区的相对排采效果,目前尚无资料条件予以讨论,有待于随煤层气勘探开发工作的进行,在资料积累的基础上,揭示其中的规律性。

(4)煤层气勘探开发过程中,应充分重视原始水动力场研究,应将重力流驱型或滞流型水动力场所在区域内的局部低势汇聚区作为煤层气开发甜点区优先开发,有利于尽早实现产能和效益的最大化。

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)

陈刚,胡宗全,张永贵,苏坤.2016.延川南区块煤层气富集高产的地质控制作用 .天然气地球科学, 27(11): 2093~2102.

迟卫国.1998.沁水盆地煤层气的水文地质控制作用.石油勘探与开发,25(3):15~18.

傅雪海, 秦勇, 王文峰, 焦思红. 2001. 沁水盆地中—南部水文地质控气特征. 中国煤田地质, 13(1): 31~34.

傅雪海, 王爱国, 陈锁忠, 杨永国. 2005. 寿阳—阳泉煤矿区控气水文地质条件分析. 天然气工业, 25(1): 33~36.

傅雪海, 秦勇, 韦重韬, 申建, 周宝艳. 2007. 沁水盆地水文地质条件对煤层含气量的控制作用. 见:雷群, 李景明, 赵庆波. 2007 年全国煤层气学术研讨会论文集. 北京: 石油工业出版社: 61~69.

姜杉钰, 康永尚, 张守仁, 叶建平, 张兵, 王金, 吴见. 2016. 沁水盆地柿庄区块煤层气井排采动态影响因素分析及开发对策研究. 天然气地球科学, 27(6): 1134~1142.

康永尚, 郭黔杰. 1997. 盆地流体动力系统研究——指导油气勘探的一条有效途径, 中国科协第 21 次"青年科学家论坛"报告文集(高德利等主编). 北京: 石油工业出版社: 230~235.

康永尚, 张一伟. 1999. 油气成藏流体动力学. 北京: 地质出版社: 22~35.

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.

康永尚, 王金, 姜杉钰, 叶建平, 张守仁, 张兵, 秦绍峰. 2016. 煤层气井排采动态主控地质因素分析. 地质论评, 62(6): 1511~1520.

李月, 林玉祥, 于腾飞. 2011. 沁水盆地构造演化及其对游离气藏的控制作用. 桂林理工大学学报, 31(4): 481~487.

李剑, 王勃, 邵龙义, 赵洋, 曹海霄, 王泽斌, 张伟. 2017. 水文地质分区及其控气作用——以鄂东气田保德区块为例. 中国矿业大学学报, 46(4): 869~876.

毛得雷, 康永尚, 韩军, 秦绍峰, 王会娟. 2012. 韩城煤层气田水文地质旋回对煤层气的影响作用研究. 煤炭学报, 37(S2): 390~394.

孙粉锦, 王勃, 李梦溪, 梁宏斌. 2014. 沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素. 石油学报, 35(6): 1070~1079.

孙万禄, 陈召佑, 陈霞, 王树华, 付晓云. 2005. 中国煤层气盆地地质特征与资源前景. 石油与天然气地质, 26(2): 141~146.

田文广, 汤达祯, 孙斌, 赵素平, 温军会. 2012. 鄂尔多斯盆地东缘含煤地层水动力条件及其控气作用. 高校地质学报, 18(3): 433~437.

王怀勐, 朱炎铭, 李伍, 张建胜, 罗跃. 2011. 煤层气赋存的两大地质控制因素. 煤炭学报, 36(7): 1129~1134.

王红岩, 张建博, 刘洪林, 秦勇. 2001. 沁水盆地南部煤层气藏水文地质特征. 煤田地质与勘探, 29(5): 33~36.

王密计, 康永尚, 毛得雷, 秦绍峰. 2013. 煤层气排采局部水动力场模式及其意义—以鄂尔多斯盆地东南缘为例. 天然气工业, 33(7): 1~6.

王英民. 1998. 海相残余盆地成藏动力学过程模拟理论与方法——以广西十万大山盆地为例. 北京:地质出版社: 185~207.

徐刚, 李树刚, 丁洋. 2013. 沁水盆地煤层气富集单元划分. 煤田地质与勘探, 41(6): 22~26.

徐锐, 汤达祯, 陶树, 耿昀光, 崔义, 魏宁. 2016. 沁水盆地安泽区块煤层气藏水文地质特征及其控气作用. 天然气工业, 36(2): 36~44.

徐晓燕, 徐文军, 顾娇杨, 王赞惟, 张兵, 徐峤. 2013. 沁水盆地南部潘庄区块煤层气赋存特征及控气地质因素. 叶建平, 傅小康, 李五忠. 2013 年全国煤层气学术研讨会论文集. 杭州: 地质出版社: 94~102.

叶建平, 武强, 王子和. 2001. 水文地质条件对煤层气赋存的控制作用. 煤炭学报, 26(5): 459~462.

叶建平, 武强, 叶贵钧, 陈春琳, 岳巍, 李红柱, 翟振荣. 2002. 沁水盆地南部煤层气成藏动力学机制研究. 地质论评, 48(3): 319~323.

杨绪充. 1989. 论含油气盆地的地下水动力环境. 石油学报, 10(4): 27~34.

张培河. 2002. 鹤岗煤田煤层气开发水文地质条件分析. 煤田地质与勘探, 30(2): 42~43.

赵贤正, 杨延辉, 孙粉锦, 王勃, 左银卿, 李梦溪, 申建, 穆福元. 2016. 沁水盆地南部高阶煤层气成藏规律与勘探开发技术. 石油勘探与开发, 43(2): 303~309.

Anna L O. 2003. Groundwater flow associated with coalbed gas production, Ferron Sandstone, east—central Utah. International Journal of Coal Geology, 56: 69~95.

Bachu S and Michael K. 2003. Possible controls of hydrogeological and stress regimes on the productivity of coalbed methane in Upper Cretaceous - Tertiary strata of the Alberta basin, Canada. AAPG Bulletin, 87(11): 1729~1754.

Cousteau H. 1977. Formation waters and hydrodynamics. Journal of Geochemical Exploration,7: 213~241.

Chen Gang, Hu Zongquan, Zhang Yonggui, Su Kun. 2016&. Study on the geological controlling effects on the enrichment and high-yield of coalbed methane in Yanchuannan area.Natural Gas Geosicence, 27(11):2093~2102.

Chi Weiguo.1998&. Hydro-geological control on the coalbed methane in Qinshui basin. Petroleum Exploration and Development, 25(3):15~18.

Fu Xuehai, Qin Yong, Wang Wenfeng, Jiao Sihong. 2001&. Hydrogeological Controlled properties of coal bed gas in central—southern Qinshui basin. Coal Geology of China, 13(1): 33~36.

Fu Xuehai, Wang Aiguo, Chen Zhongsuo, Yang Yongguo. 2005&. Hydrogeological condition analysis of controlling coalbed methane at Shouyang—Yangquan coal mine district. Natural Gas Industry, 25(1):33~36.

Fu Xuehai, Qin Yong, Wei Chongtao, Shen Jian, Zhou Baoyan. 2007#. The controlling influence of hydrogeology condition on coal seam gas content in Qinshui basin. Proceeding of the 2007 National Symposium on Coalbed Methane (Lei Qun, Li Jingming, Zhao Qingbo. Eds). Beijing: Petroleum Industry Publishing House: 61~69.

Jiang Shanyu, Kang Yongshang, Zhang Shouren, Ye Jianping, Zhang Bing, Wang Jin, Wu Jian.2016&.Analysis on influencing factors of drainage dynamic of wells and CBM development strategy in Shizhuang Block.Natural Gas Geoscience, 27(6):1134~1142.

Kang Yongshang, Guo Qianjie. 1999&. Study on basin fluid dynamic system——a valid method on hydrocarbon exploration. The 21st Symposium of Young Scientists Hold by Chinese Technology asSociation (Gao Deli, et al. Eds), Beijing: Petroleum Industry Publishing House: 230~235.

Kang Yongshang, Zhang Yiwei. 1999 #. Petroleum Migration——accumulation fluids dynamics. Beijing, Geological Publishing

House：22～35.

Kang Yongshang, Qin Shaofeng, Han Jun, Diao Shun, Mao Delei, Dou Fengke. 2013&. Typical dynamic index analysis method system for drainage and production curves of CBM wells. Journal of China Coal Society, 38(10):1825～1830.

Kang Yongshang, Wang Jin, Jiang Shanyu, Ye Jianping, Zhang Shouren, Zhang Bing, Qin Shaofeng.2016&. Analysis on controlling geological factors influencing drainage performances of CBM wells. Geological Review, 62(6) : 1511～1520.

Li Yue, Lin Yuxiang, Yu Tengfei. 2011&. Tectonic evolution of Qinshui basin and free gas reservoir control. Journal of Guilin University of Technology, 31(4):481～487.

Li Jian, Wang Bo, Shao Longyi, Zhao Yang, Cao Haixiao, Wang Zebin, Zhang Wei. 2017&. Hydrogeological zoning and its gas-controlling mechanism: A case study of Basode block, eastern Ordos gas field. Journal of China University Mining&Technology, 46(4):869～876.

Mao Delei, Kang Yongshang, Han Jun, Qin Shaofeng, Wang Huijuan. 2012&. Influence of hydrogeological cycles on CBM in Hancheng CBM field, Central China. Journal of China Coal Society, 37 (S2): 390～394.

Onsager P R and Cox D O. 2000. Aquifer Controls on Coalbed Methane Development in the Powder River Basin, Wyoming. This paper was prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1～4 October 2000.SPE 63090.

Sun Fenjin, Wang Bo, Li Mengxi, Liang Hongbin. 2014&. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui Basin. Acta Petrolri Sinical, 35(6):1070～1079.

Sun Wanlu, Chen Zhaoyou, Chen Xia, Wang Shuhua, Fu Xiaoyun. 2006&. Geological features and resource potentials of coalbed methane basins in China. Oil & Gas Geology,26(2):141～146.

Toth J. 1980. Cross-formational gravity-flow of groundwater:a mechanism of the transport and accumulation of petroleum (The generalized hydraulic theory of petroleum migration), Problems of Petroleum Migration,AAPG Bulletin 10: 121～165.

Tian Wenguang, Tang Dazhen, Sun Bin, Zhao Suping, Wen Junhui. 2012&. Hydrodynamic conditions and their controls of gas in coal-bearing strata in eastern edge of the Ordos Basin. Geological Journal of China Universities,18(3): 433～437.

Wang Huaimeng, Zhu Yanming, Li Wu, Zhang Jiansheng, Luo yue. 2011&. Two major geological control factors of occurrence characteristics of CBM. Journal of China Coal Society, 36(7):1129～1134.

Wang Hongyan, Zhang Jianbo, Liu Honglin, Qin Yong. 2001&. Hydrogeological feature of coalbed methane reservoir in the southern Qinshui basin. Coal Geology & Exploration, 29(5): 33～36.

Wang Miji, Kang Yongshang, Mao Delei, Qin Shaofeng. 2013&. Dewatering-induced local hydrodynamic field models and their significance to CBM production:A case study from a coalfield in the southeastern margin of the Ordos Basin. Natural Gas Industry, 33 (7):1～6.

Wang Yingmin.1998#.Study on the Dynamics of Petroleum Accumulation in Marine Relict Basin: A Case Study from Shiwandashan Basin. Beijing:Geology Press, 185～207.

Xu Gang, Li Shugang, Ding Yang. 2013&. Classification of coalbed methane enrichment units in Qinshui basin. Coal Geology & Exploration, 41(6):22～26.

Xu Rui, Tang Dazhen, Tao Shu, Geng Yunguang, Cui Yi, Wei Ning. 2012&. Hydrogeological characteristics of CBM reservoirs and their controlling effects in Block Anze, Qinshui Basin. Natural Gas Industry, 40(1):43～46.

Xu Xiaoyan, Xu Wenjun, Gu Jiaoyang, Wang Zanwei, Zhang Bing, Xu Qiao. 2013 #. Analysis of the coalbed methane occurrence characteristics and geological control factors in Panzhuang block in the Southern Qinshui Basin. Proceedings of 2013 National Syposium on Coalbed Methane (Ye Jianping, Fu Xiaokang, Li Wuzhong et al. Eds). Hangzhou: Geological Publishing House: 94～102.

Ye Jianping, Wu Qiang, Wang Zhihe. 2001&. Controlled characteristics of hydrogeological conditions on the coalbed methane migration and accumulation. Journal of China Coal Society, 26(5): 459～462.

Ye Jianping, Wu Qiang, Ye Guijun, Chen Chunlin, Yue Wei, Li Hongzhu, Zhai Zhenrong. 2002&. Study on the coalbed methane reservoir-forming dynamic mechanism in the southern Qinshui basin, Shanxi.Geological Review,48(3):319～323.

Yang Xuchong. 1989&. On the underground hydrodynamic environment in an oil and gas basin. Acta Petrolet Sinica,10(4): 27～34.

Zhang Peihe. 2002&. Analyses on hydrogeological conditions for the development of coalbed methane in Hegang coal field. Coal Geology & Exploration, 30(2): 42～43.

Zhao Xianzheng, Yang Yanhui, Sun Fenjin, Wang Bo, Zuo Yinqing, Li Mengxi, Shen Jian, Mu Fuyuan. 2016&. Enrichment mechanism and exploration and development technologies of high rank coalbed methane in south Qinshui Basin, Shanxi Province. Petroleum Exploration and Development, 43(2): 303～309.

Original Hydrodynamic Patterns and Their Influence on Coalbed Methane Drainage in Qinshui Basin

KANG Yongshang[1,2], JIANG Shanyu[1], WANG Jin[1], ZHANG Bing[3,4], GUO Mingqiang[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: Qinshui basin is one of main coalbed methane basins in China, where the studies on hydrogeology patterns are relative weak now, due to lack of data. This paper aims to discuss the hydrodynamic patterns and their influence on coalbed methane drainage in Qinshui basin.

Method: Based on the former research results and analysis of coalbed methane (CBM) well performance data acquired in recent years in Shizhuang CBM block, this paper discussed firstly hydrodynamics study method through well performance data interpretation. The characteristics of hydrodynamics in Qinshui basin were then discussed and the knowledge about hydrodynamics in the basin were extended, and finally the types of hydrodynamics and their control on CBM development in different CBM blocks were analyzed in Qinshui Basin.

Results: There are three types of regional hydrodynamics including the gravity driven flows, stagnant flows and compaction driven flows from the edge to the central of Qinshui basin. Gravity driven flows and stagnant flows are beneficial to coalbed methane development. As for compaction driven flows, however, is harmful to coalbed methane development since its high reservoir pressure leading to inefficient depressurization of CBM wells.

Conclusions: Whatever the hydrodynamics type is gravity driven flows or compaction driven flows, the local converged area with good condition for preserving and draining has a favorite development result. In the process of CBM exploration and development in the future, in order to maximize production and benefits, the local converged area should be sweet spot of CBM development.

Keywords: Qinshui Basin; Original hydrodynamics; CBM(coalbed methane); drainage; Shizhuang block; gravity driven flow; stagnant flow; compaction driven flow

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: 2017-07-28; Accepted on:2018-05-17 ; Edited by: LIU Zhiqiang

Doi:10.16509/j.georeview.2018.04.010