



移动扫码阅读

杜丰丰,倪小明,张亚飞,等. 寿阳区块煤层气田的水文控藏模式及控产特征[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(10): 177-188.

DU Fengfeng, NI Xiaoming, ZHANG Yafei, *et al.* Hydrological control mode and production characteristics of coalbed methane field in Shouyang Block[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(10): 177-188.

寿阳区块煤层气田的水文控藏模式及控产特征

杜丰丰¹,倪小明¹,张亚飞^{1,2,3},王文升³,王凯¹

(1. 河南理工大学 能源科学与工程学院, 河南 焦作 454000; 2. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100010;

3. 中海油能源发展股份有限公司 工程技术分公司, 天津 300450)

摘要:地下水对煤层的补、径、排关系不仅影响着煤层气的富集程度,而且影响着煤层气井的产气特征。为查明水文地质条件对煤层气富集和产气的影响,以寿阳区块 15 号煤层为研究对象,基于排采水离子测试数据和地下水势,分析了排采水化学特征参数、地下水势与含气量关系;结合水文控气作用分析,提出了 3 种控藏模式。根据不同控藏模式下煤层气井的产水、产气曲线形态及成因机制,划分了 6 种控产特征,并提出了相应的开发建议。结果表明:水化学特征参数、地下水势与含气量相关性显著。即矿化度、变质系数越大,钠氯系数、碳酸盐平衡系数、地下水势越小,含气量越高。水文地质条件以水动力逸散、封堵、封闭作用控制着煤层气逸散和富集成藏;水动力逸散控藏区,低含气量是煤层气井低产的主控因素,开发风险高;水动力封堵控藏区产水量普遍大。其中水动力强、低渗透率地区,易出现高产水低产气井,不建议开发;供液能力强、低渗透率易出现中产水低产气井,储层改造效果决定了开发的可行性;较高渗透率地区易出现高产水中产气,应注意排采的连续性。水动力封闭控藏区产水量小,其中低渗透储层易出现低产水低产气井,应注意储层改造的有效性;渗透率好的地区,一般为中-高产气井,应尽量保持排采连续性,降低储层伤害。研究成果可为煤层气井位部署提供理论指导。

关键词:煤层气;水文地质;控藏模式;控产特征;寿阳区块

中图分类号: P618.11

文献标志码: A

文章编号: 0253-2336(2023)10-0177-12

Hydrological control mode and production characteristics of coalbed methane field in Shouyang Block

DU Fengfeng¹, NI Xiaoming¹, ZHANG Yafei^{1,2,3}, WANG Wensheng³, WANG Kai¹

(1. School of Energy Science and Engineering, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454000, China; 2. China United Coalbed Methane Corporation Ltd., Beijing 100010, China; 3. CNOOC Energy Tech-Drilling & Production Co., Tianjin 300450, China)

Abstract: The relationship between groundwater replenishment, runoff and discharge to the coal seam affects not only the degree of coalbed methane (CBM) enrichment, but also the gas production characteristics of CBM wells. In order to identify the influence of hydrogeological conditions on CBM enrichment and gas production, the No. 15 coal seam in Shouyang block was used as the research object, and based on the ion test data of drainage water and underground water potential, the relationship between chemical characteristic parameters of drainage water, underground water potential and gas content was analyzed, combined with the hydrological control gas effect, and three types of reservoir control models were proposed. According to the water production, gas production curve shape and genetic mechanism of CBM wells under different reservoir control modes, six production control characteristics are divided, and corresponding development suggestions are put forward. The results show that: hydrochemical characteristic parameters and groundwater potential are significantly correlated with gas content. That is, the greater the mineralization and metamorphic coefficient, the smaller the sodium-chloride coefficient, carbonate equilibrium coefficient, and groundwater potential, the higher the gas content. Hydrodynamic force controls the escape and accumulation of coalbed methane by hydrodynamic dissipation, plugging and sealing. In the reservoir area controlled by hydrodynamic dissipation, low gas content is the main controlling factor of low production of CBM wells, and the development risk is high. In hydrodynamic

收稿日期: 2022-09-07

责任编辑: 周子博

DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2022-1450

基金项目: 河南省高校科技创新团队资助项目(21IRTSTHN007); 中国海洋石油集团有限公司重大科研专项资助项目(CNOOC-KJ135ZDXM40ZL01)

作者简介: 杜丰丰(1998—),男,焦作沁阳人,硕士研究生。E-mail: 212002010007@home.hpu.edu.cn

plugging control areas, the water production of coalbed methane wells is generally large. Among them, strong hydrodynamic, low permeability prone to high water production and low production gas wells, not recommended for development; strong liquid supply capacity and low permeability are prone to medium water production and low production gas wells, the effect of reservoir reconstruction determines the feasibility of development. High production of water and gas is easy to occur in areas with high permeability, so the continuity of drainage should be pay attention. In hydrodynamic closed reservoir-controlling areas the water production of coalbed methane wells is generally small. Among them, low permeability reservoirs are prone to low water production and low gas production wells, so attention should be paid to the effectiveness of reservoir reconstruction; in the areas of high permeability reservoir, there are generally medium-high-yield gas wells. The continuity of drainage and production should be maintained as much as possible to reduce reservoir damage. The research results can provide theoretical guidance for the deployment of CBM wells.

Key words: coalbed methane (CBM); hydrogeology; reservoir control mode; production control characteristics; Shouyang Block

0 引言

沁水盆地寿阳区块煤层气资源丰富, 具有较大的产气潜力^[1]。然而研究区内产气效果并不太理想, 整体表现为产水量高、产气量低^[2]。地面煤层气井主要通过排水降压实现产气^[3], 水文地质条件对煤层含气量的富集、产出具有重要影响^[4]。寿阳区块水文地质条件复杂, 水文地质条件对煤层气的控藏作用方面的研究相对薄弱, 对煤层气井的控产特征不清楚, 导致目前煤层气井位布置存在较多问题, 达产井相对少。

近年来, 国内外研究者先后采用物理模拟^[5]、数据统计的方法分析了水动力、水化学的控气作用, 发现封闭缓慢的水动力条件有利于煤层气富集, 即滞留区、弱径流区富气, 补给区和强径流区贫气^[6-8], 矿化度、钠氯系数、脱硫系数等水化学特征参数是反映煤层气富集程度的重要指标^[9]; 水力封堵和水力封闭作用有利于煤层气富集, 水力逸散作用往往导致煤层含量较低^[10]。学者们通过分析水化学参数与产能的关系, 探讨了水文地质条件的控产规律。发现: 水文地质条件除控气作用外, 排采过程中对产水量和降压速度具有重要影响^[11]; 地下水流动缓慢的滞流区煤层气井多为高产水低产气^[12]; 提出了更具普适意义的地层水封闭性指数, 中等封闭指数与 Cl^- 返排率越高, HCO_3^- 含量越大, 煤层气井产气效果越好^[13]; 依据 δD 和 $\delta^{18}O$ 与日产水、日产气的高相关性, 建立了水化学产能预测公式^[14]。通过探讨煤层气富集高产的水文控制规律, 建立了富集高产区的水文指标, 优选了煤层气富集高产区^[15]。前人对寿阳松塔区块的水文地质条件进行了研究, 探讨了水文控气作用^[16], 通过综合分析寿阳区块煤层气井产水差异原因, 提出了“避水采气”的有利区优选方法^[17]; 然而研究区的水文控藏模式、控产特征研究相对薄弱。为此, 通过排采水离子测试, 水化学特征和水动力分区划分了控藏模式; 分析不同控藏模式下煤层气井的排采曲线形态, 划分了控产类型, 提出了相应的开发

建议, 以期为该区块井位部署提供重要指导。

1 研究区地质与开发概况

寿阳地区位于沁水盆地北部斜坡区, 松塔区块位于寿阳东部。区块整体为南倾的单斜构造, 主要受东西向挤压而形成小型鼻状构造, 发育小规模断层。主要煤层为山西组3号、太原组9号和15号, 其中15号煤为目前开发的主力煤层。15号煤层埋深介于769.2~1467.3 m, 总体北浅南深; 15号煤层厚度介于3~8.58 m, 向南逐渐增厚。煤体结构以碎裂—碎粒煤为主, 部分地区发育碎粒—糜棱煤。

目前, 该区煤层气产气井共49口。以平均日产水量 $<5\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $5\sim 15\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $\geq 15\text{ m}^3/\text{d}$ 和平均日产气量 $<300\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $300\sim 500\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $\geq 500\text{ m}^3/\text{d}$ 分别划分为低、中、高产井。主要表现出“高产水低产气、中产水低产气、高产水中产气、低产水低产气、低产水高产气”等5种类型。研究区底板构造形迹及产气井类型分布如图1所示。

2 基于“水化学+水动力”特征参数的控藏模式

大量研究表明: 地下水动力强弱对煤层气的聚集与逸散具有控制作用。排采水的离子特征、矿化度、水化学参数反映了地下水动力强弱与煤层气富集关系^[8-9]。本次首先分析排采水化学、水动力特征及其控气作用; 然后通过水化学与水动力强弱相结合进行水动力分区; 在此基础上划分控藏模式。

2.1 煤层气井排采水化学特征及控气作用

水化学特征间接反映了水动力的强弱。为此, 对排采半年以上的煤层气井排采水进行常规离子测试, 测试结果见表1。排采水离子与矿化度关系如图2所示, 排采水离子矿化度等值线如图3所示。

由测试结果可知: 排采水离子以 Na^+ 、 Cl^- 、 HCO_3^- 为主, 矿化度介于1058.27~7789.10 mg/L。阳离子以 Na^+ 离子为主, 随着矿化度增加, 阴离子由

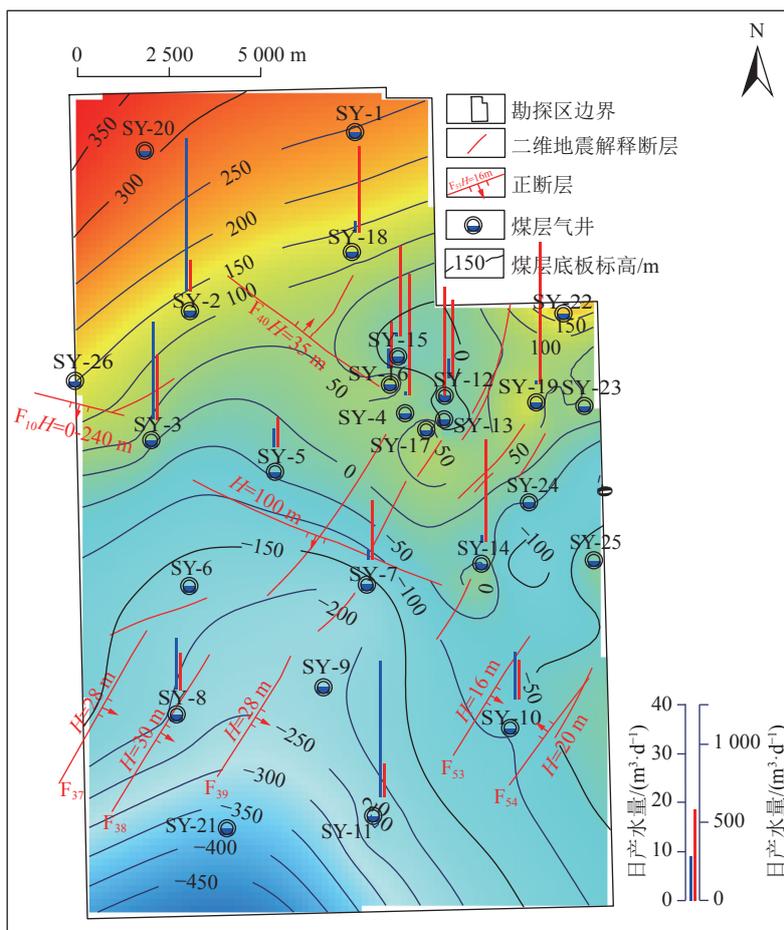


图1 15号煤底板标高等值线与生产特征分布

Fig.1 Floor elevation contour and production characteristics distribution map of No. 15 coal seams

表1 研究区15号煤排采水离子测试结果

Table 1 Study area No.15 coal drainage water ion test results

井号	阳离子质量浓度/(mg·L ⁻¹)				阴离子质量浓度/(mg·L ⁻¹)				矿化度/(mg·L ⁻¹)	水化学类型	水动力分区
	Na ⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻			
SY-3	1086.74	103.39	7.70	37.66	1188.12	0	829.26	8.27	3261.14	NaHCO ₃	弱径流区
SY-4	2406.53	479.10	37.29	129.08	4021.10	2.18	701.18	12.64	7789.10	CaCl ₂	滞流区
SY-5	795.58	22.55	2.56	14.78	644.59	1.74	1096.16	7.32	2585.28	NaHCO ₃	弱径流区
SY-8	1168.61	101.38	6.72	43.87	1274.76	23.42	778.07	11.60	3408.44	NaHCO ₃	径流区
SY-10	325.87	1.90	2.09	16.36	231.82	0	471.66	8.57	1058.27	NaHCO ₃	径流区
SY-11	783.81	4.75	3.44	21.38	514.99	0	1011.17	59.97	2399.51	NaHCO ₃	径流区
SY-17	2059.38	167.79	18.20	74.64	2926.89	0	594.37	0	5841.27	NaHCO ₃	弱径流区
SY-18	2041.64	1029.91	61.31	152.95	3971.17	0	309.52	0	7566.50	CaCl ₂	滞流区
SY-7	1592.58	5.47	5.52	18.31	1819.60	4.56	1186.01	23.23	4655.29	NaHCO ₃	弱径流区
SY-12	2108.75	951.86	39.36	177.42	3425.63	0	554.76	0	7257.78	CaCl ₂	滞流区
SY-13	1934.09	615.34	31.89	117.51	3084.24	5.41	681.37	0	6469.85	CaCl ₂	滞流区
SY-14	1286.01	406.74	28.37	90.40	2256.09	0	448.19	0	4515.80	CaCl ₂	滞流区
SY-15	1724.65	358.34	17.63	54.52	2821.87	0	679.83	0	5656.84	CaCl ₂	滞流区
SY-16	2410.97	407.21	33.67	162.19	3962.96	0	381.36	0	7358.36	CaCl ₂	滞流区

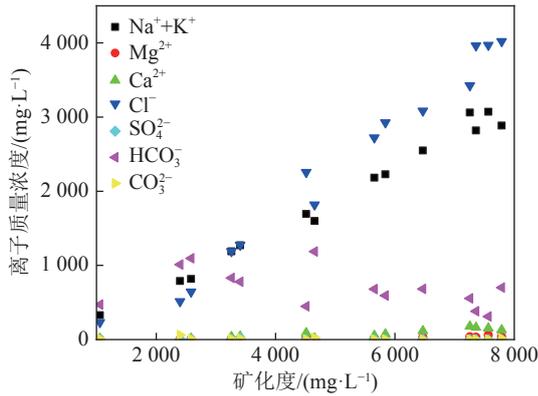


图2 离子浓度与矿化度关系

Fig.2 Relationship between ion concentration and salinity

HCO₃⁻ 逐渐转变为 Cl⁻。

矿化度整体由北向南逐渐增大, 东北部矿化度

最大, 西南部次之, 西北部最小。究其原因, 局部水动力封闭作用是导致东北部矿化度大的主要原因; 地下水流动缓慢及所处向斜核部导致西南部矿化度较大; 西北部地下水动力作用较强, 矿化度最小。

由苏林(1946)分类法知, 排采水化学类型为 CaCl₂ 和 NaHCO₃。钠氯系数 $[r(\text{Na}^+)/r(\text{Cl}^-)]$ 、变质系数 $[r(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)/r(\text{Mg}^{2+})]$ 与碳酸盐平衡系数 $[r(\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-})/r(\text{Ca}^{2+})]$ 分别是反映地下水变质浓缩程度、变质和阴阳离子交换作用强弱、脱碳酸作用强弱的重要参数, 常用来表征地下水活跃程度和地层封闭性的好坏^[16], r 为离子当量, meq/L。钠氯系数、碳酸盐平衡系数越小, 变质系数越大, 表明地下水流动越缓慢, 地层封闭性越好。通过实验测试获取煤层含气量。排采水化学参数与含气量关系如图4所示。

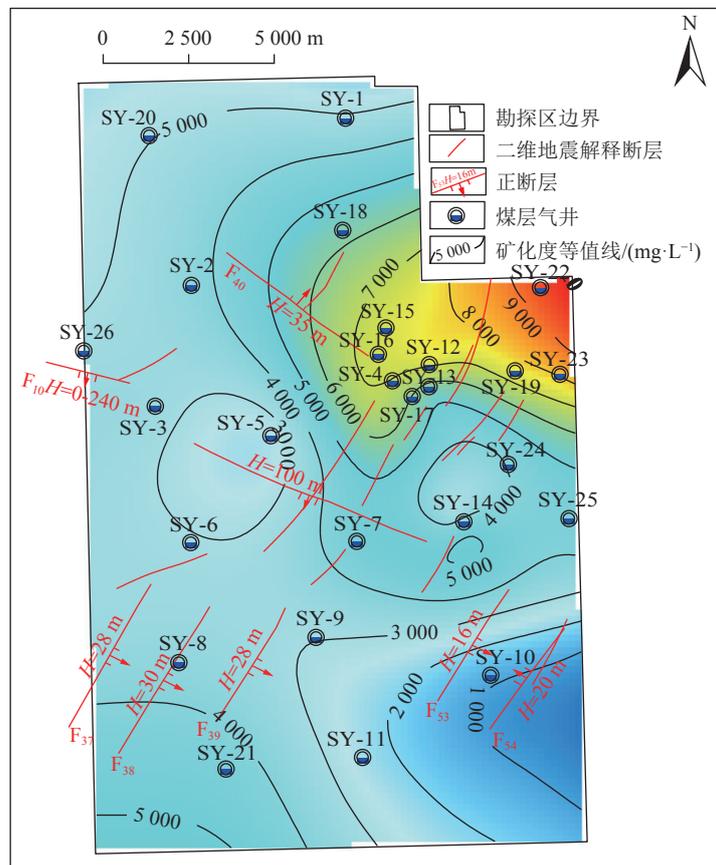


图3 15号煤层矿化度等值线

Fig.3 mineralization contours of No.15 coal seams

由图4可知矿化度、钠氯系数、变质系数、碳酸盐平衡系数与含气量的相关性较好。随着矿化度增加, 含气量逐渐增加。当矿化度 $\geq 5595 \text{ mg/L}$ 时, 含气量 $\geq 12 \text{ m}^3/\text{t}$ 。钠氯系数、碳酸盐平衡系数越小, 变质系数越大, 含气量越大。当钠氯系数、变质系数、碳酸盐平衡系数分别 ≤ 1.13 、 ≥ -17.75 、 ≤ 7.27 时, 含气量 $\geq 12 \text{ m}^3/\text{t}$; 否则 $< 12 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

2.2 水动力特征及控气作用

地下水势能较清楚的反映出地下水动力的强弱^[15]。分别用煤层底板标高与生产井初始动液面高度代替位置水头与压力水头, 两者求和获取地下水势。研究区矿化度、储层压力等值线和地下水势等值线分别如图5和6所示。

从图5和图6可看出, 研究区储层压力介于2.75 ~

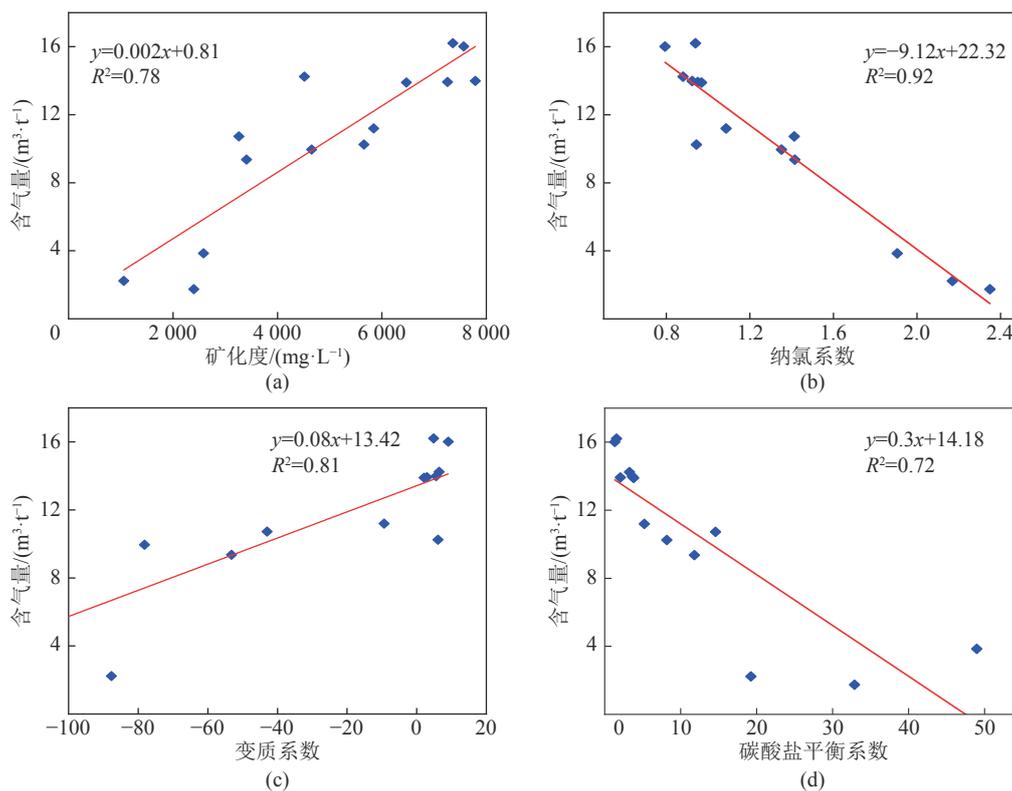


图4 水化学参数与含气量关系

Fig.4 The relationship between hydrochemical parameters and gas content

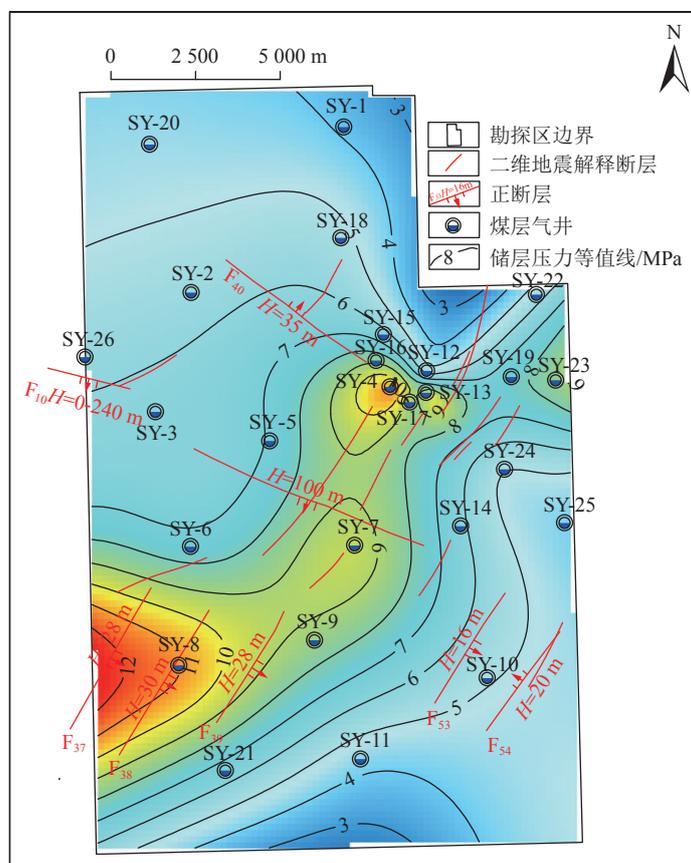


图5 15号煤层储层压力等值线

Fig.5 Pressure contours of No.15 coal reservoir

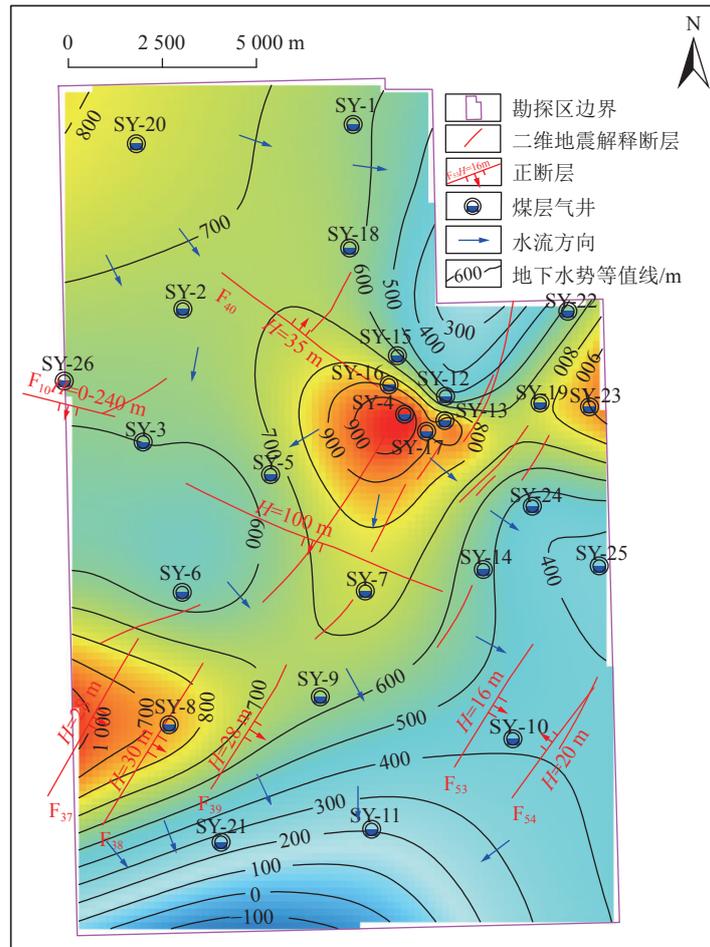


图6 15号煤地下水势等值线
Fig.6 groundwater potential contours of No.15 coal

11.04 MPa, 整体呈现北低南高的特征, 中部部分区域储层压力较高。地下水势在-13 ~ 1111 m, 地下水整体由北向南流动。地下水势与含气量的关系如图7所示。

从图7可知: 地下水势与含气量之间呈负线性相关性, 相关性较高。当地下水势 ≥ 646 m时, 含气

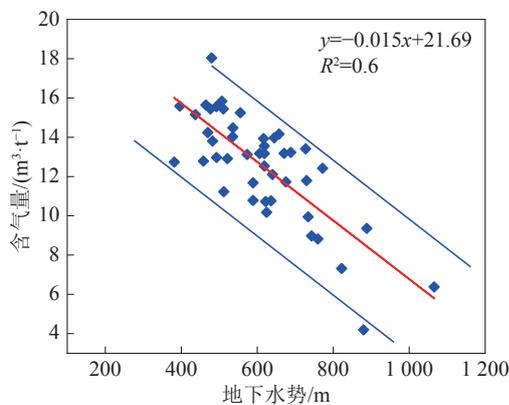


图7 地下水势与含气量关系
Fig.7 Relationship between groundwater potential and gas content

量 ≤ 12 m³/t。

2.3 水动力分区及水化学特征

根据水化学参数、地下水势与含气量的关系及其临界值, 将研究区水动力划分为径流区、弱径流区和滞流区。划分结果如图8所示。

不同水动力分区下排采水化学特征见表2。

由表2可知: 弱径流区和滞流区矿化度较大。随着水动力减弱, 钠氯系数、碳酸盐平衡系数由大变小, 变质系数由小变大, 地层封闭性变好。

2.4 控藏模式

研究区含气量为 1.75 ~ 18.04 m³/t, 以含气量 < 12 m³/t、12 ~ 16 m³/t、 ≥ 16 m³/t 分别划分为贫气区、较富集区、富集区, 划分结果如图9所示。

由图9可知, 煤层气富集区位于研究区东北部、西南部和中东部。

水文控气作用可分为水力逸散、封堵、封闭等三种^[11], 控气作用机理及富集程度见表3。

根据研究区水动力分区和富集区带分布, 沿剖面线 A—A' 和 B—B' 对控藏模式进行分析, 如图10

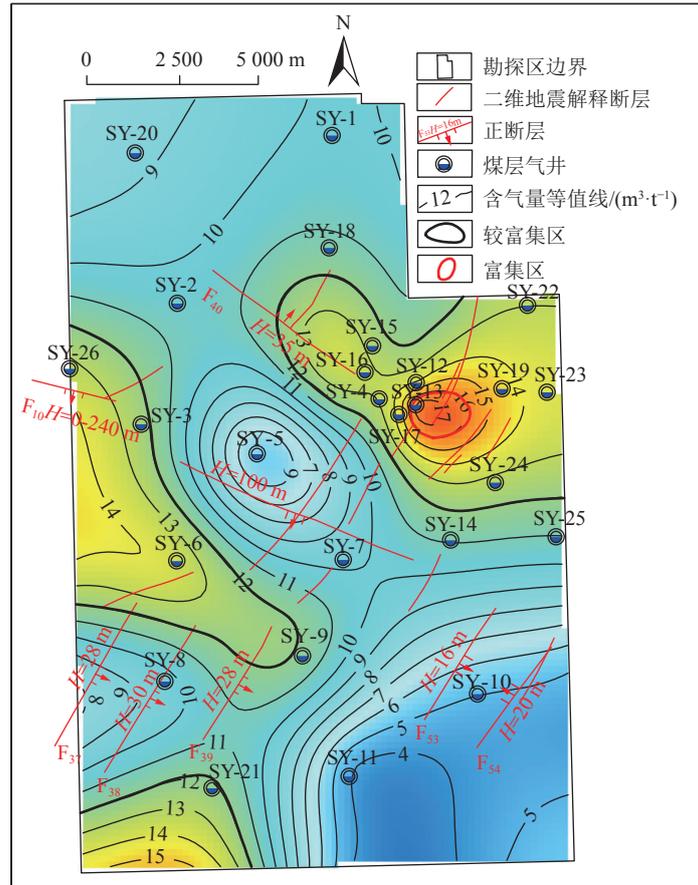


图9 煤层气富集区划分结果

Fig.9 Division results of coalbed methane enrichment area

表3 水文控气作用机理及富集程度
Table 3 Mechanism and enrichment degree of hydrological gas control

控气作用	水动力分区	控气机理 ^[18]	富集程度 ^[19]
水力逸散	径流区	水力冲刷、溶解、携带运移, 导致煤层气逸散	贫气区
水力封堵	弱径流区或滞流区	地下水与煤层气运移方向相反, 使煤层气富集	较富集区
水力封闭	滞流区	水压使煤层气吸附煤孔隙基质上, 煤层气富集	较富集-富集区

3 不同控藏模式下煤层气井的产气特征及开发建议

影响煤层气井产水产气的因素可分为地质、工程、排采工作制度^[21]等, 其中地质储层是基础, 工程措施是关键, 排采制度是保障。研究区不同控藏模式下煤层气井生产特征鲜明, 其对煤层气井生产具有一定指示意义, 为此对不同控藏模式煤层气井控产特征分析, 确定产能主控因素, 能为煤层气井开发建议的提出奠定基础。

3.1 不同控藏模式下煤层气井的产气特征

水动力控藏模式的差异对煤层气井产水、产气

曲线形态具有较大影响。筛选并剔除工程、排采制度影响较大的生产数据, 不同控产模式下煤层气井产水产气形态及成因机制见表4。

由表4可知, 强水动力对煤层含气量和供液能力影响大, 结合储层渗透性形成了“高产水低产气、中产水低产气、高产水中产气、低产水低产气、低产水高产气”5种产水产气曲线类型对应典型井的产水产气曲线实例如图11所示, 排采曲线特征及成因见表5。

由表5可知, 随着水动力增强, 地下水供液能力增加, 产气前累计产水量呈增加的趋势; 随着供液能力与储层渗透率降低, 见套压时间变晚。径流区水动力逸散作用导致含气量低, 成为煤层气井高产的主控因素, 地层供液能力、储层渗透性为次要因素; 弱径流区水力封堵作用使煤层气富集的同时为煤层气井排采降压带来了困难, 供液能力与储层渗透性成为煤层气高产的主控因素; 滞流区水力封闭作用在富集煤层气的同时形成局部水势高点, 有利于煤层气排水降压, 储层渗透性成为煤层气井高产的主控因素。

3.2 开发建议

根据煤层气井开发特征, 针对煤层气产能主控

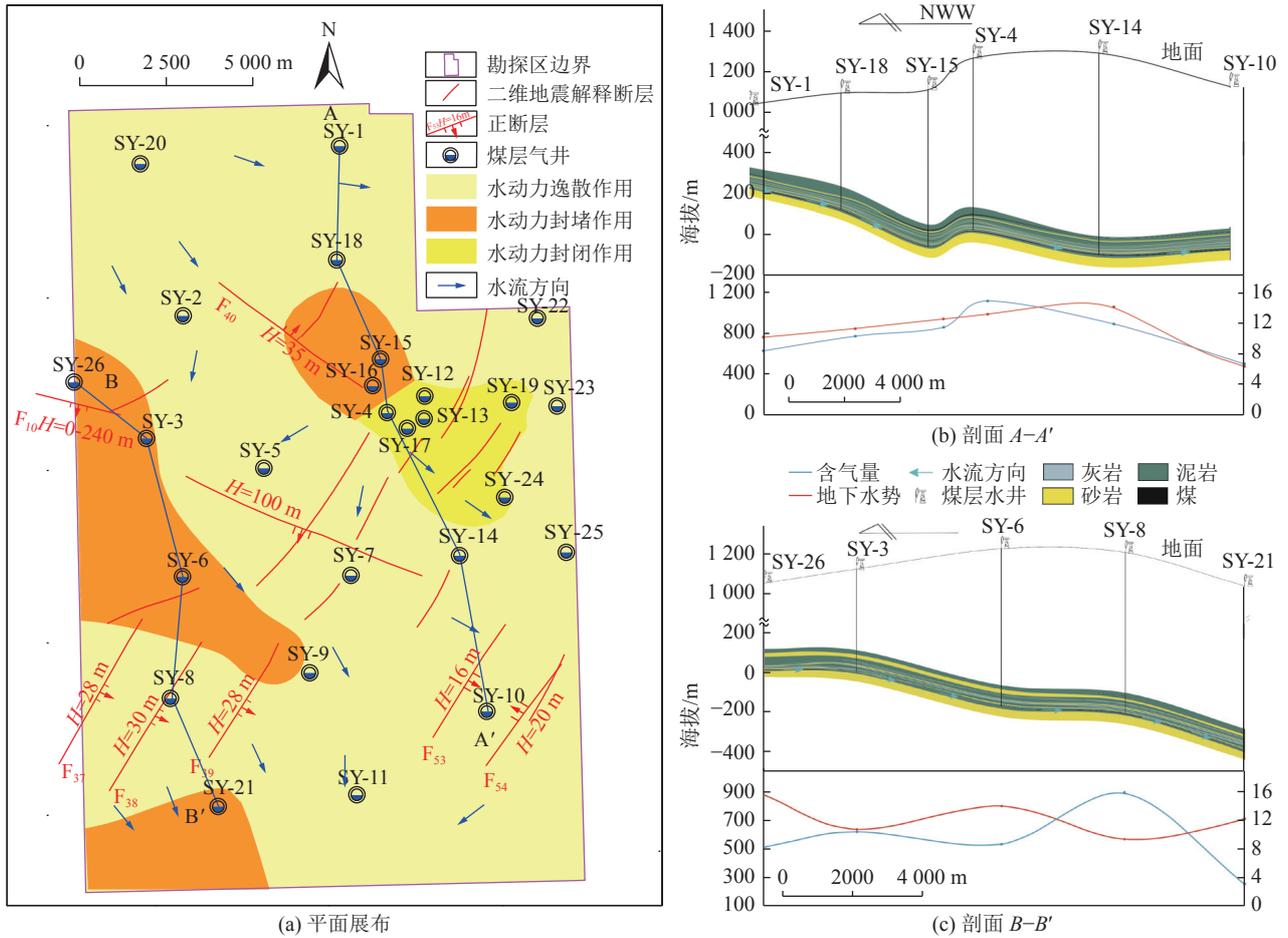


图 10 研究区水动力控藏模式

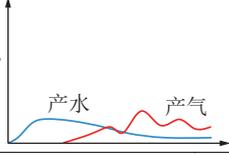
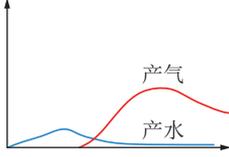
Fig.10 Hydrodynamic reservoir control model in the study area

表 4 不同控藏模式下煤层气井的产水产气类型及成因机制

Table 4 Gas production types and formation mechanism of coalbed methane wells under different reservoir control modes

控藏模式	水动力分区	产水产气类型	成因机制	典型曲线示意
水动力逸散	径流区	高产水低产气	水动力逸散作用导致煤层含气量低，且供液能力强，排水降压较难，压力传播范围小，产气潜力小	I型
	弱径流区	中产水低产气	水动力较弱，含气量较高，供液能力一般，储层渗透性较差，压力传播范围有限，产气潜力不能完全释放	II型
水动力封堵	滞流区	高产水低产气	地下水势小，水流汇集封堵含气量较大，供液能力强，排水降压困难，难以降至临界解吸压力以下，几乎不能释放产气潜力	III型
		滞流区	高产水中产气	水动力弱，含气量较高，储层渗透性较好，导流能力强，有利于排水降压，日产气量较高

续表

控藏模式	水动力分区	产水产气类型	成因机制	典型曲线示意
		低产水低产气	水动力弱, 含气量高, 储层渗透性差, 压力传播距离短, 产气效果差	 V型
水动力封闭	滞流区	低产水高产气	水动力弱, 地下水势相对高, 含气量高, 储层导流能力强, 产气潜力大, 产水量小, 排水降压容易, 日产气量高	 VI型

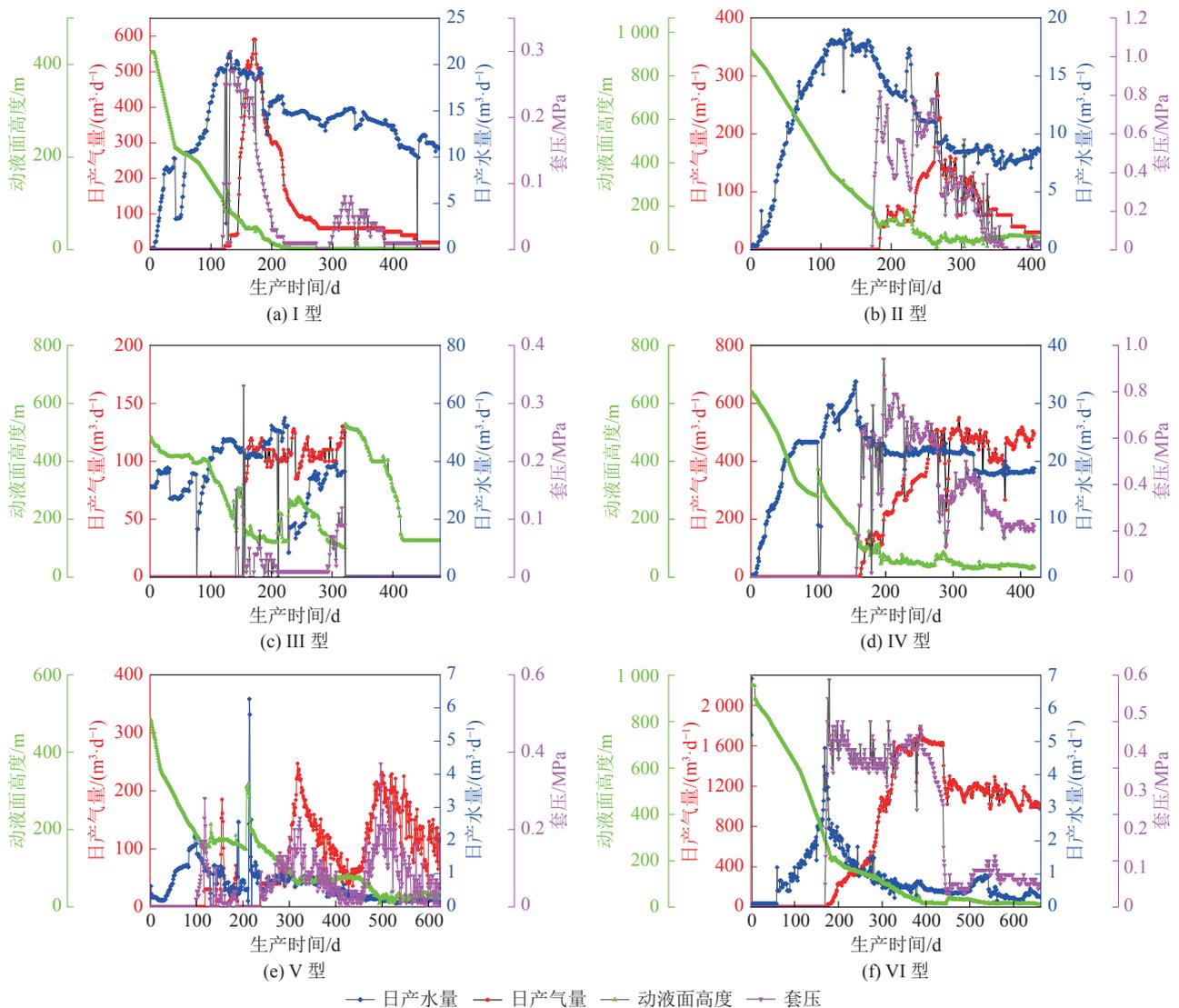


图 11 寿阳区块不同控藏模式下典型井排采曲线

Fig.11 Typical well discharge and recovery curves in the Shouyang block under different reservoir control modes

因素, 提出了相应的开发建议, 见表 6。

4 结 论

1) 通过水化学、水动力特征及其控气作用分析,

进行了水动力分区与控藏模式划分。水动力越小, 则钠氯系数、碳酸盐平衡系数越小, 矿化度、变质系数越大, 水化学类型由 NaHCO_3 变为 CaCl_2 型, 含气量随之变大。径流区以水动力逸散作用控制煤层气

表5 不同控藏模式下典型井排采曲线特征及成因分析

Table 5 Characteristics and cause analysis of drainage curve of typical wells under different reservoir control modes

排采曲线类型	曲线特征	成因分析
I型	SY-10见气前累计产水1 216 m ³ , 平均日产水量14.63 m ³ /d, 平均日产气量58.44 m ³ /d, 开始排采后122 d见气; 排采见套压后, 套压上升较快, 放气后下降较快, 日产气量达到峰值后急剧衰减, 不能保持产气量的稳定, 且日产气量低	含气量为7.43 m ³ /t, 煤体结构以碎粒-糜棱煤为主, 渗透率为0.02×10 ⁻³ μm ² , 处于径流区; 渗透率低与围岩补给共同作用导致降压传播速度慢、传播距离短, 气源补给不足, 难以保证稳定产气
II型	SY-8见气前累计产水2 301.25 m ³ , 平均日产水量11.79 m ³ /d, 平均日产气量91.25 m ³ /d, 开始排采后183 d见气; 见套压时间晚, 套压上升较快, 放气后下降快, 产气峰值低, 不能维持	含气量为14.65 m ³ /t, 煤体结构以碎粒为主, 渗透率为0.08×10 ⁻³ μm ² , 处于弱径流区; 渗透率与围岩水补给共同作用导致排水降压较难, 降压传播慢, 传播距离短, 气源不足, 产气峰值低
III型	SY-26见气前累计产水5 576 m ³ , 平均日产水量21.85 m ³ /d, 平均日产气量26.53 m ³ /d, 开始排采后154 d见气; 日产水量高, 见套压后, 套压较小为0.1 MPa, 放气后套压下降快, 停排后动液面上升速度快, 几乎无套压	含气量为13.54 m ³ /t, 煤体结构以碎裂-碎粒煤为主, 渗透率为0.12×10 ⁻³ μm ² , 处于滞流区; 围岩补给量大, 煤层有效降压困难, 煤层内有效压力传播距离短, 产气量低
IV型	SY-3见气前累计产水3 267 m ³ , 平均日产水量23.21 m ³ /d, 平均日产气量328 m ³ /d, 开始排采后162 d见气; 连续高产水后见套压, 套压较快上升至0.8 MPa, 产气后套压下降, 日产气量400 m ³ /d左右时, 套压稳定在0.2 MPa左右	含气量为10.72 m ³ /t, 煤体结构以碎裂煤为主, 渗透率为0.18×10 ⁻³ μm ² , 处于弱径流区; 围岩水补给能力强, 见套压前产水量大, 渗透性好降压传播范围广, 套压较大, 继续排采降压进一步传播, 供气范围扩大, 定产生产中套压与产气量相对平衡
V型	SY-19见气前累计产水113 m ³ , 平均日产水量0.97 m ³ /d, 平均日产气量129 m ³ /d, 开始排采后181 d见气; 排采见套压后, 套压初期较小, 随着动液面下降, 套压与产气量出现波动变化, 产气量小, 且不稳定	含气量为12.91 m ³ /t, 煤体结构以碎粒-糜棱煤为主, 渗透率为0.04×10 ⁻³ μm ² , 处于滞流区; 无围岩水补给, 渗透率低, 产水产气通道易堵塞, 气源不稳定, 产气连续性差
VI型	SY-4见气前累计产水196.09 m ³ , 平均日产水量1.12 m ³ /d, 平均日产气量1 120.9 m ³ /d, 开始排采后175 d见气; 排采见套压后, 憋压至0.4 MPa开始产气, 逐渐达到峰值1 774 m ³ /d, 动液面在煤层上10 m时, 套压稳定在0.05 MPa, 日产气量稳定在1 000 m ³ /d左右	含气量为13.99 m ³ /t; 煤体结构以碎裂煤为主, 渗透率为0.27×10 ⁻³ μm ² , 处于滞流区; 无围岩水补给, 降压容易, 压力传播速度较快、范围广, 能维持较高日产气量

表6 煤层气井开发措施建议

Table 6 Suggestions on development measures of coalbed methane well

控产类型	产能主控因素	开发建议
I型	含气量主控	整体不适合开发, 资源潜力与储层渗透性较好区域谨慎开发
II型	产水量高, 渗透性主控	攻关适配性的储层改造工艺技术是该类井能否成功的关键
III型	供液能力主控	整体开发效益差, 可布置产水井协助周围煤层气井排水降压
IV型	资源潜力较好, 产水量高, 排采主控	高渗储层可考虑开发, 建议大排量的抽采设备, 排采过程中应保持排采的连续性和降液速度
V型	渗透性主控	部分渗透性较好的区域可考虑煤层气直井或水平井开发
VI型	资源潜力好, 排采主控	重点开发区域, 开发过程注意各个工程衔接性, 减少储层伤害

逸散, 主要在研究区北部及西北部; 弱径流、滞流区以水动力封堵或水动力封闭作用控制煤层气成藏, 水动力封堵主要分布在研究区西北与西南部, 水动力封闭主要分布在研究区东北部。

2) 根据水文地质条件控藏的供液能力与控气特点, 叠加储层渗透性, 划分了6种控产类型。水动力逸散模式为含气量主控, 容易形成高产水低产气井。水动力封堵模式下整体产水量较大, 根据渗透性差异, 容易形成中、高产水低产气井和高产水中产气井。水力封闭模式下储层渗透性的差异可形成高产气低产水或低产水低产气井。

3) 针对煤层气开发产能主控因素, 提出了相应的开发建议。含气量或供液能力主控下容易形成高产水低产气井, 整体开发风险大; 渗透性主控导致高、中产水低产气, 应注意储层改造的有效性; 排采主控型, 开发时应注意排采的连续性, 减少储层伤害。

参考文献(References):

- [1] JIANG Wenping, ZHANG Peihe, LI Dandan, et al. Reservoir characteristics and gas production potential of deep coalbed methane: Insights from the no. 15 coal seam in shouyang block, Qinshui Basin, China[J]. *Unconventional Resources*, 2022, 2: 12-20.
- [2] 康永尚, 张兵, 鱼雪, 等. 沁水盆地寿阳区块煤层气排采动态

- 成因机理及排采对策[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 116-126.
- KANG Yongshang, ZHANG Bing, YU Xue, *et al.* Formation mechanism of well performance and CBM development strategy in Shouyang Block, Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(1): 116-126.
- [3] 田博凡, 康永尚, 刘娜, 等. 滇东-黔西煤层气井排采动态影响因素及初始排水速度优化步骤[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1716-1727.
- TIAN Bofan, KANG Yongshang, LIU Na, *et al.* Influencing factors of drainage dynamics of CBM wells and primary drainage rate optimization in East Yunnan-Western Guizhou area[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1716-1727.
- [4] 刘大猛, 刘正帅, 蔡益栋. 煤层气成藏机理及形成地质条件研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(10): 1-16.
- LIU Dameng, LIU Zhengshuai, CAI Yidong. Research progress on accumulation mechanism and formation geological conditions of coalbed methane[J]. *Coal Science and Technology*, 2020, 48(10): 1-16.
- [5] 王勃, 姜波, 王红岩, 等. 低煤阶煤层气藏水动力条件的物理模拟实验研究[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(2): 176-177.
- WANG Bo, JIANG Bo, WANG Hongyan, *et al.* Experimental study on physical modeling of hydrodynamic condition in low-rank coalbed methane reservoir[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2006, 27(2): 176-177.
- [6] 傅雪海, 秦勇, 王文峰, 等. 沁水盆地中: 南部水文地质控气特征[J]. 中国煤田地质, 2001(1): 32-34.
- FU Xuehai, QIN Yong, WANG Wenfeng, *et al.* Hydrogeological controlled properties of coal bed gas in central-southern Qinshui basin[J]. *Coal Geology of China*, 2001(1): 32-34.
- [7] 秦胜飞, 宋岩, 唐修义, 等. 水动力条件对煤层气含量的影响: 煤层气滞留水控气论[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 149-152.
- QIN Shengfei, SONG Yan, TANG Xiuyi, *et al.* The influence on coalbed methane content by hydrodynamic: the stagnant groundwater controlling[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(2): 149-152.
- [8] 梁兴, 单长安, 李兆丰, 等. 山地煤层气勘探创新实践及有效开采关键技术: 以四川盆地南部筠连煤层气田为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 107-129.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, LI Zhaofeng, *et al.* Exploration innovation practice and effective exploitation key technology of mountain coalbed methane: Taking the Junlian coalbed methane field in southern Sichuan Basin as an example[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 107-129.
- [9] 朱亚茹, 孙蓓蕾, 曾凡桂, 等. 西山煤田古交矿区煤层气藏水文地质特征及其控气作用[J]. 煤炭学报, 2018, 43(3): 759-769.
- ZHU Yaru, SUN Beilei, ZENG Fangui, *et al.* Hydrogeological characteristics of CBM reservoirs and their controlling effects in Gujiao Mining Area, Xishan Coalfield[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(3): 759-769.
- [10] 叶建平, 武强, 王子和. 水文地质条件对煤层气赋存的控制作用[J]. 煤炭学报, 2001, 26(5): 459-462.
- YE Jianping, WU Qiang, WANG Zihé. Controlled characteristics of hydrogeological conditions on the coalbed methane migration and accumulation[J]. *Journal of China Coal Society*, 2001, 26(5): 459-462.
- [11] 李升, 葛燕燕. 阜康西区煤层气开发水文地质条件评价[J]. 煤炭技术, 2017, 36(7): 113-115.
- LI Sheng, GE Yanyan. Hydro-geologic Conditions Evaluation for Coalbed Methane Drainage in Fukang West Area[J]. *Coal Technology*, 2017, 36(7): 113-115.
- [12] CHEN Shida, TAO Shu, TIAN Wenguang, *et al.* Hydrogeological control on the accumulation and production of coalbed methane in the Anze Block, southern Qinshui Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 198: 108138.
- [13] 吴丛丛, 杨兆彪, 秦勇, 等. 贵州松河及织金煤层气产出水的地球化学对比及其地质意义[J]. 煤炭学报, 2018, 43(4): 1058-1064.
- WU Congcong, YANG Zhaobiao, QIN Yong, *et al.* Geochemical comparison and its geological significance of CBM produced water in the Songhe and Zhijin Blocks[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(4): 1058-1064.
- [14] YANG Zhaobiao, WU Congcong, QIN Yong, *et al.* Geochemical identification of the source and environment of produced water from CBM wells and its productivity significance: examples from typical CBM wells in eastern Yunnan and western Guizhou[J]. *Geosciences Journal*, 2020, 24(4): 459-473.
- [15] WANG Bo, SUN Fenjin, TANG Dazhen, *et al.* Hydrological control rule on coalbed methane enrichment and high yield in FZ Block of Qinshui Basin[J]. *Fuel*, 2015, 140: 568-577.
- [16] 王文升, 张亚飞, 杜丰丰, 等. 寿阳地区15号煤层地下水动力场特征及控气作用[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(4): 643-650.
- WANG Wensheng, ZHANG Yafei, DU Fengfeng, *et al.* Characteristics of groundwater dynamic field and its controlling gas effects in No. 15 coal seam of Shouyang area[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(4): 643-650.
- [17] 王金, 康永尚, 姜杉钰, 等. 沁水盆地寿阳区块煤层气井产水差异性原因分析及有利区预测[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 52-59.
- WANG Jin, KANG Yongshang, JIANG Shanyu, *et al.* Reasons for water production difference of CBM wells in Shouyang Block, Qinshui Basin, and prediction on favorable areas[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(8): 52-59.
- [18] 李勇, 孟尚志, 吴鹏, 等. 煤层气成藏机理及气藏类型划分: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 22-30.
- LI Yong, MENG Shangzhi, WU Peng, *et al.* Accumulation mechanisms and classification of CBM reservoir types: A case study from the eastern margin of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(8): 22-30.
- [19] 周培明, 付炜, 董磊. 五轮山井田煤层气分布特征及主控地质因素研究[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(12): 192-196.
- ZHOU Peiming, FU Wei, DONG Lei. Study on distribution features and main control factors of coalbed methane in Wulunshan Minefield[J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(12): 192-196.
- [20] 闫霞, 徐凤银, 张雷, 等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. 煤炭学报, 2022, 47(2): 893-905.
- YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, *et al.* Reservoir-controlling mechanism and production-controlling patterns of microstructure to coalbed methane[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(2): 893-905.
- [21] 李勇, 王延斌, 倪小明, 等. 煤层气低效井成因判识及治理体系构建研究[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(2): 185-193.
- LI Yong, WANG Yanbin, NI Xiaoming, *et al.* Study on identification and control system construction of low efficiency coalbed methane wells[J]. *Coal Science and Technology*, 2020, 48(2): 185-193.