

新疆地区不同产水程度煤层气井排采动态与产能特征

陈文圆¹,葛燕燕¹,孔庆虎²,杨曙光³,李鑫¹,张娜³,韦波⁴,王刚³,王兴刚⁵,苏红梅⁶

(1.新疆大学,新疆中亚造山带大陆动力学与成矿预测自治区重点实验室,新疆乌鲁木齐 830017;2.中国煤炭地质总局第一勘探局地质勘察院,河北邯郸 056004;3.新疆维吾尔自治区煤田地质局煤层气研究开发中心,新疆乌鲁木齐 830091;4.新疆亚新煤层气投资开发(集团)有限责任公司,新疆乌鲁木齐 830009;5.中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院,新疆哈密 839009;6.新疆维吾尔自治区煤田地质局一五六煤田地质勘探队,新疆乌鲁木齐 830047)

[摘要] 水文地质条件对煤层气的富集和产出具有重要影响。针对新疆地区不同产水程度煤层气井产能差异的问题,利用统计分析和数值模拟等手段,将煤层气井划分为低产水煤层气井、中产水煤层气井和高产水煤层气井三类。将累计排采500天、平均日产水量低于 5 m^3 的煤层气井,划分为低产水煤层气井。该类井压力下降幅度适中(CS18井压力下降幅度51.56%),压降解吸范围受限,供气面积小。将平均日产水量介于 $5\sim 10\text{ m}^3$ 的煤层气井划分为中产水煤层气井,该类井压力下降幅度适中(BCS-22井压力下降幅度53.67%),少见产水量过大需要长期排水无法解吸的情况。将平均日产水量高于 10 m^3 的煤层气井划分为高产水煤层气井,该类井压力下降幅度较小(T1-6井压力下降幅度30.42%),排水降压困难。进一步提出了低产水煤层气井“合理控水、适当憋压”、中产水煤层气井“连续排采、稳水稳压”和高产水煤层气井“低套压、高流压日降幅”的排采建议。该研究可为新疆不同产水程度煤层气井长期高效开发提供依据。

[关键词] 煤层气 储层排采 产水量 井底流压 排采制度 新疆

[中图分类号] TE 132 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 0495-5331(2025)02-0407-13

Chen Wenyuan, Ge Yanyan, Kong Qinghu, Yang Shuguang, Li Xin, Zhang Na, Wei Bo, Wang Gang, Wang Xinggang, Su Hongmei. Drainage performance and productivity characteristics of coalbed methane wells with different water production levels in Xinjiang[J]. *Geology and Exploration*, 2025,61(2): 0407-0419.

0 引言

煤层气主要以吸附态赋存于煤基质孔隙中,地下水系统通过相应的地质压力对煤层气逸散、赋存和聚集产生显著影响(李志军等,2013;张遂安等,2014)。加大煤层气的开发利用,是推进中国能源清洁低碳转型的重要路径之一(桑树勋等,2022;侯正猛等,2023)。煤层气赋存过程展现典型的水文地质控制效应(李清,2014;陈跃等,2019;刘大猛等,2020;Guo et al.,2020)。前人针对水文地质条件

对煤层气富集规律影响以及不同产水储层排采开展过大量研究。刘洪林等(2008)通过对比美国粉河盆地与中国准噶尔盆地水文地质条件对低阶煤层气成藏的影响,揭示了水文地质条件对煤层气富集的控制机理。郝丽和段宝玉(2012)通过对沁水盆地煤层气井生产数据分析,指出储层排采过程中产水量是控制产气量的重要因素之一。李升和葛燕燕(2017)基于对阜康西区水文地质条件对煤层气富集规律的分析,指出水文地质条件除控气作用外,在排采过程中对产水量和降压速度同样具有

[收稿日期] 2024-07-23; **[改回日期]** 2024-12-10; **[责任编辑]** 郝情情。

[基金项目] 国家自然科学基金项目(编号:42062012)、国家科技重大专项(编号:2024ZD14060000)、新疆维吾尔自治区重点研发计划(编号:2024B01017-2)和新疆维吾尔自治区天山英才项目(编号:2023TSYCLJ0005、2022TSYCLJ0021)联合资助。

[第一作者] 陈文圆(1999年-),女,2021年毕业于郑州工商学院,宝石及材料工艺学专业,获学士学位,在读硕士研究生,主要从事非常规油气勘探开发。E-mail:chenwenyuan0614@163.com。

[通讯作者] 李鑫(1990年-),男,2018年毕业于中国矿业大学,地质资源与地质工程专业,获博士学位,教授,博士生导师,主要从事非常规油气勘探开发研究工作。E-mail:lixinwaxj@xju.edu.cn。

重要影响。王文升等(2022)针对寿阳松塔区块的水文地质条件,探讨了水文控气作用。王金等(2016)基于寿阳区块煤层气井产水差异,提出了“避水采气”的有利区优选方法。王东辉等(2017)针对东胜气田什股壕地区水平井高产水,提出了“一井一策”的储层改造对策。

新疆地区煤层气资源主要集中在准噶尔盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、天山系列盆地以及三塘湖盆地(桑树勋等,2024);煤储层普遍具有倾角大、层数多、煤阶低等显著特点,在储层排采过程中,各参数存在较强的非均质性(葛燕燕等,2019),特别是新疆不同地区煤层气开发显示出显著的产水差异性。目前,对于新疆不同产水类型煤层气井储层排采和产能控制研究相对薄弱。

为了探究不同产水程度煤层气井排采产气效果及排水产气过程中产能控制,本文基于新疆阜康、库拜以及三塘湖地区共61口排采井生产数据,对煤层气井产水类型进行了划分,同时开展了不同产水煤层气井储层压力变化模拟,分析了不同产水煤层气井产能控制,并对不同产水程度煤层气井的高效开发利用提出了有效建议。

1 地质背景

本文新疆地区煤层气井案例分别选自阜康矿区、库拜煤田铁列克矿区及三塘湖马朗凹陷地区,各矿区地质背景如下。

1.1 阜康矿区

阜康矿区位于准噶尔盆地南缘(图1a),矿区内水文地质单元水文地质条件相对复杂,含煤岩系地下水总体表现为由南向北渗透,煤储层渗透率差异较大(柳妮等,2020;黄陆波和黄建明,2022)。本文所选CS18井、CS18X1井位于阜康矿区西部(图1b),煤层倾角超过 45° ,阜康向斜横穿西部研究区(陈振胜,2020;Zhang et al., 2021;康俊强,2022),含煤地层包括下侏罗统八道湾组和中侏罗统西山窑组,下侏罗统三工河组位于两者之间(Li et al., 2018;梁李,2019),八道湾组是本次研究的主要含煤地层,岩性包括泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩、细砂岩、粉砂岩、砂砾岩和煤,含少量砾岩(图2a)。

1.2 库拜煤田铁列克矿区

库拜煤田属于塔里木盆地北边的一个次级构造单元-库车山前中生代拗陷(图1a)。本文所选BCS-22井、BCS-22D2井位于库拜煤田中西部的铁列克矿区,整体呈东西向的狭窄条带状,倾角一般为 $40^\circ\sim 89^\circ$ (刘莹莹,2021),分为铁西矿区和铁东矿区,区域断层主要有位于矿区北部的F1逆断层和位于矿区南部的F2及F3正断层(图1c)。中生界下侏罗统塔里奇克组、阳霞组以及侏罗统克孜努尔组为主要的含煤地层,其中塔里奇克组的A5煤层为主要可采煤层,煤层发育较好(图2b)。

1.3 三塘湖马朗凹陷区块

三塘湖盆地位于新疆东北部(图1a),钻井和油

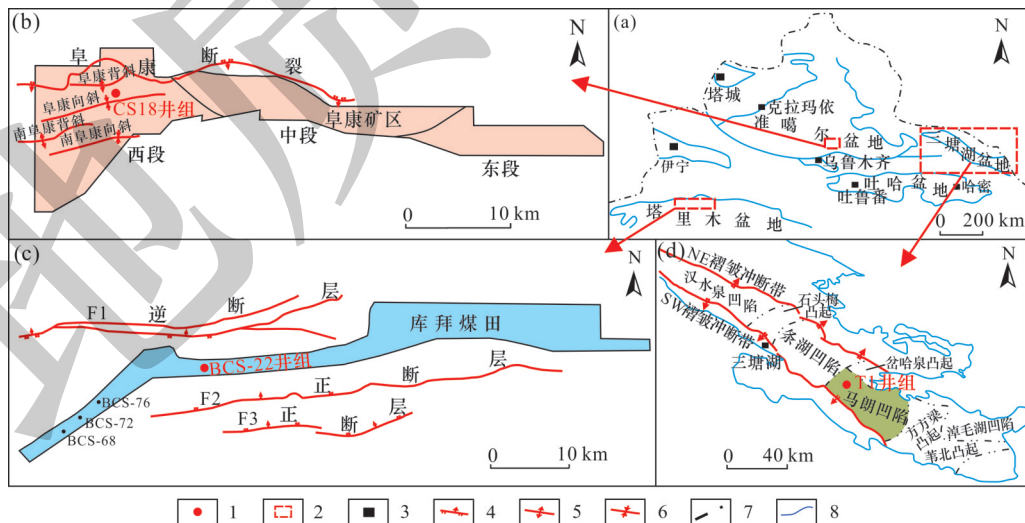


图1 研究区位置图(a)及阜康矿区(b)、库拜煤田(c)和三塘湖马朗凹陷区块(d)构造纲要及井位分布

Fig. 1 Map showing location of the study area (a), structural outline and well location distribution of the Fukang mining area (b), Kubai coalfield (c), and the Malang Sag block in the Santanhu Basin (d)

1-井位;2-研究区;3-城镇;4-断层;5-背斜;6-向斜;7-二级构造边界;8-盆地边界

1-well location; 2-study area; 3-town; 4-fault; 5-anticline; 6-syncline; 7-second-order structural boundary; 8-basin boundary

气发现主要集中在盆地中部的条湖凹陷和马朗凹陷(谷东辉等, 2019; 支东明等, 2024; 刘珉等, 2024)。本文所选 T1-4 井、T1-6 井位于马朗凹陷, 其钻探区域为近北西-南东走向的单斜, 构造稳定,

井组四周 1 500 m 以内无断层发育(图 1d), 地层倾角在 8°~10°(涂志民等, 2021), 侏罗系地层发育比断较完整, 主要勘探煤层为中侏罗统西山窑组(图 2c), 煤体结构较简单。

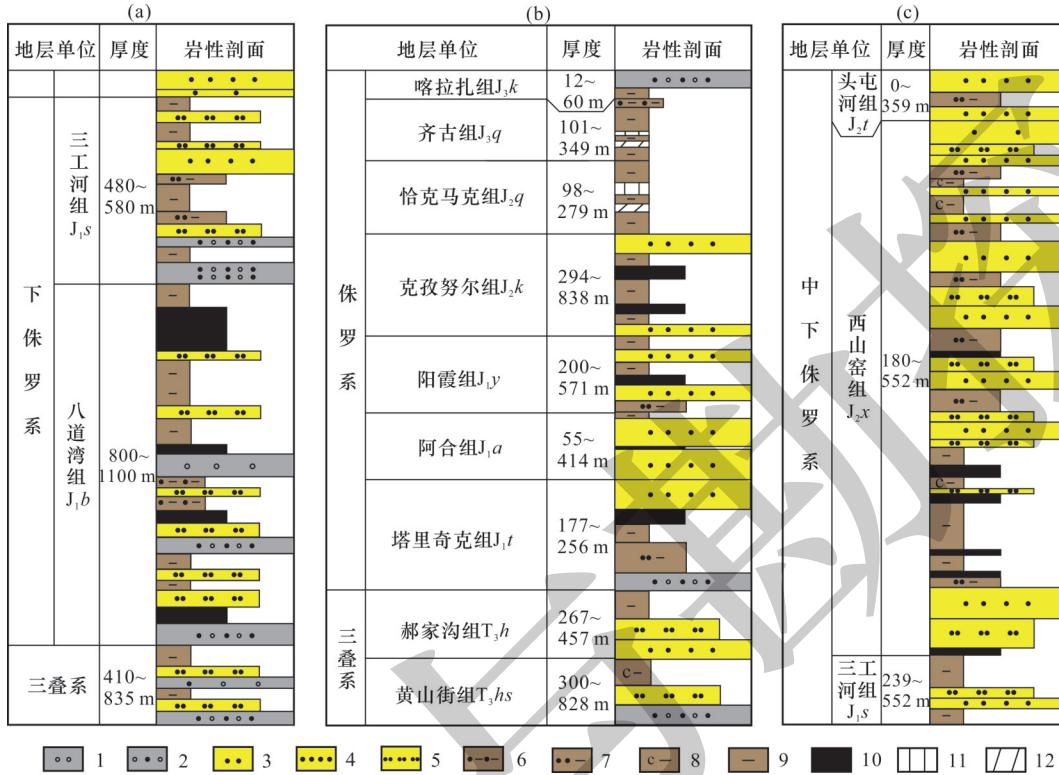


图 2 阜康矿区(a)、库拜地区(b)和三塘湖盆地(c)含煤地层柱状特征

Fig. 2 Columnar characteristics of coal-bearing strata in Fukang mining area(a), Kubai area(b), and the Santanghu Basin (c)

1-砾岩; 2-砂砾岩; 3-粗砂岩; 4-细砂岩; 5-粉砂岩; 6-砂质泥岩; 7-粉砂质泥岩; 8-碳质泥岩; 9-泥岩; 10-煤层; 11-石灰岩; 12-白云岩

1-conglomerate; 2-sandy conglomerate; 3-coarse sandstone; 4-fine sandstone; 5-siltstone; 6-sandy mudstone; 7-silt mudstone; 8-carbonaceous mudstone; 9-mudstone; 10-coal seam; 11-limestone; 12-dolomite

2 不同产水程度煤层气储层排采产水与压力变化特征

2.1 煤层气井产水量分类

“排水降压”是目前浅部煤层气井产气的主要方式(吕玉民等, 2017; 李瑞等, 2017; 王力等, 2017; 刘贺等, 2019), 一般认为, 煤层气井产水量过大对产气有明显的抑制作用(姜杉钰等, 2016; 康永尚等, 2017)。前人采用统计分析手段, 借助“千日累计产水量”(刘昌平等, 2019)、“典型日产水量”(谢诗章等, 2016; 王金等, 2016)指标对所论述研究区煤层气井产水类型进行了划分。本文整理了新疆阜康、三塘湖、库拜三个地区 61 口煤层气井的相关地质资料以及排采动态资料, 统计分析了累计排采 100~800 天各井的产水产气关系, 发现累计排采 500 天既包括有效排水阶段又包含产气阶段, 能较

好划分产水类型。选取时间太长、累计产水量太大不利于产水类型划分, 时间太短高产水煤层气井还未开始产气, 无法判断产水产气关系。

根据前人对煤层气井产水类型的划分经验, 结合研究区实际的产水产气情况, 基于“500 天平均日产水量”对产水特征进行分类, 能够相对准确地反映所选煤层气井整体排采过程的综合产水产气能力, 具有一定代表性。在此基础上, 绘制了煤层气井“500 天平均日产水量”频率直方图和频率累计曲线图(图 3), 将 500 天平均日产水量大于 10 m³(累计频率为 70%~100%)对应的煤层气井定义为高产水煤层气井, 将 500 天平均日产水量 5~10 m³(累计频率介于 35%~70%)的煤层气井定义为中产水煤层气井, 将 500 天平均日产水量低于 5 m³(累计频率低于 35%)的煤层气井定义为低产水煤层气井。

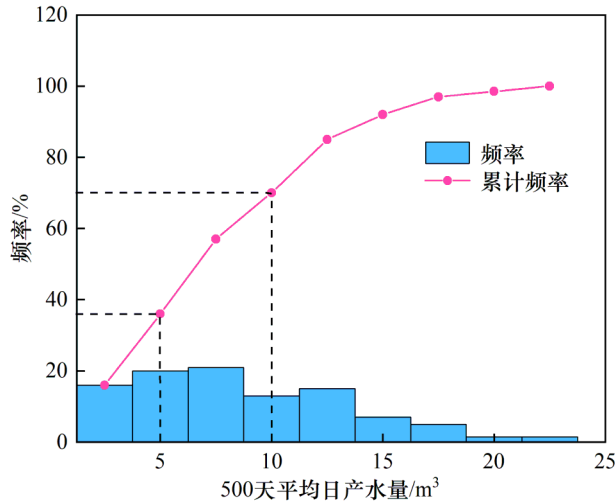


图3 煤层气井平均日产水量频率直方图

Fig. 3 Histogram of average daily water production frequency of coalbed methane wells

据此绘制出三个地区不同产水类型煤层气井散点图、不同产水条件下产气量频率直方图(图4)以及累计排采500天平均日产水量与产气量关系图(图5)。

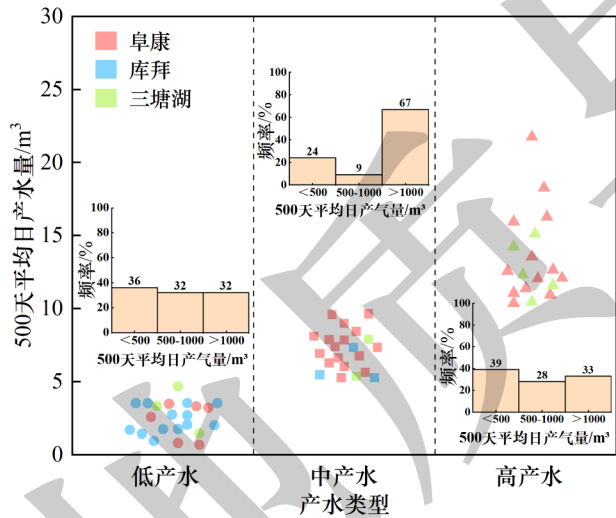


图4 不同产水类型煤层气井散点图及产气量频率直方图
Fig. 4 Scatter plots and gas production frequency histograms of coalbed methane wells of different water-producing types

资料统计显示,61口排采井中有高产水煤层气井18口,中产水煤层气井21口,低产水煤层气井22口。22口低产水煤层气井累计排采500天时平均日产气量集中分布在1000 m³以下,低产水煤层气井主要以库拜地区为主;21口中产水煤层气井累计排采500天时平均日产气量介于18.98~5 813.40 m³,平均日产气量大于1000 m³的有16口井,比例约为76%,

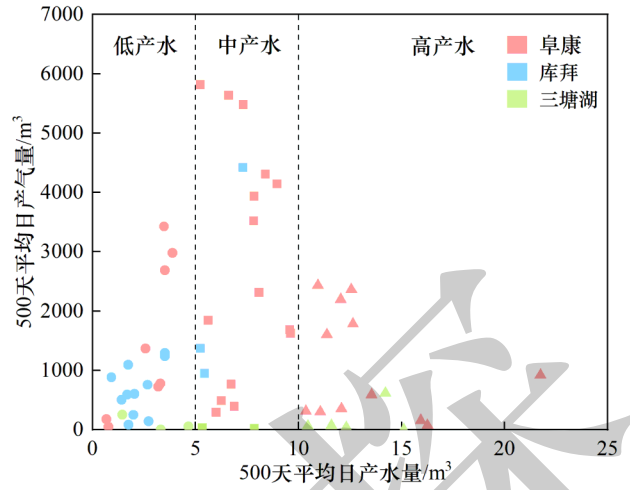


图5 累计排采500天日均产气产水关系图

Fig. 5 Relationship of daily average gas and water production during cumulative 500-day drainage

产气效果较好;18口高产水煤层气井中,67%的井在累计排采500天时平均日产气量均低于1000 m³;三塘湖地区T1井组在累计排采500天时产气效果整体较差,平均日产气量均低于500 m³。

2.2 不同产水煤层气井排采压力变化差异

在煤层气排采过程中,储层能否充分降压是煤层气井高产稳产的关键(陶树等,2011;伊永祥等,2019)。本次基于不同产水煤层气井参数及实际排采资料,利用Petrel地质建模软件构建了研究区三维地质模型,通过伽马曲线对所建煤储层进行校正,使所建模型符合实际地质条件。以实际测井解释数据为基础,采用序贯高斯模拟对模型孔隙度、渗透率和含气量进行随机赋值,结合Eclipse数值模拟软件,通过调整孔隙度、渗透率等参数对分别代表低产水、中产水和高产水的阜康西区CS18井、库拜地区BCS-22井、三塘湖地区T1-6井进行了产气量历史拟合,进一步提高所建模型与实际地质条件的吻合程度,利用拟合后所得参数实现对储层开发过程中压力变化的高精度监测,根据排采前后整体压力下降幅度进行了压力变化分析(表1)。

(1)低产水煤层气井:以阜康西区CS18井为例

CS18井是准噶尔盆地阜康矿区西部的一口生产井,实际生产资料显示,该井排采133天见气,见气后产气量逐渐上升,当生产到第598天时,产气量达到峰值10 148 m³,随着排采的进行,产水量和井底流压逐渐下降。利用井筒位置初始压力减去排采结束压力得到储层压降数据,绘制压降图,对比排采前后,CS18井所在井筒位置初始压力11.57 MPa,排采结束

表 1 新疆不同产水类型典型井煤储层压力计算结果

Table 1 Calculation results of coal reservoir pressure in typical wells with different water producing types in Xinjiang

井号	平均产水量 (m ³ /d)	平均产气量 (m ³ /d)	见气时间/d	生产时长/d	初始压力/MPa	排采结束压力/MPa	整体压降幅度/%	产水类型
CS18	3.51	2687.76	133	993	11.89	5.76	51.56	低产水
BCS-22	5.25	1 368.36	101	608	8.03	3.72	53.67	中产水
T1-6	11.59	70.05	244	1 219	10.42	7.25	30.42	高产水

后井筒位置压力下降到 5.76 MPa, 压降幅度 51.56%。井筒周围压降在 0.1 MPa 以上的范围在以井筒为中心 200~210 m 左右, 其中西北方向压力影响范围在 210 m 左右, 东北方向压力影响范围在 200 m 左右, 从

井筒附近压降变化可以看出, 井筒周围 50 m 范围内压力下降幅度最大, 随着前期大量排水, 井筒附近压力稳定下降, 排采过程中产气量不断上升达到高产(图 6)。

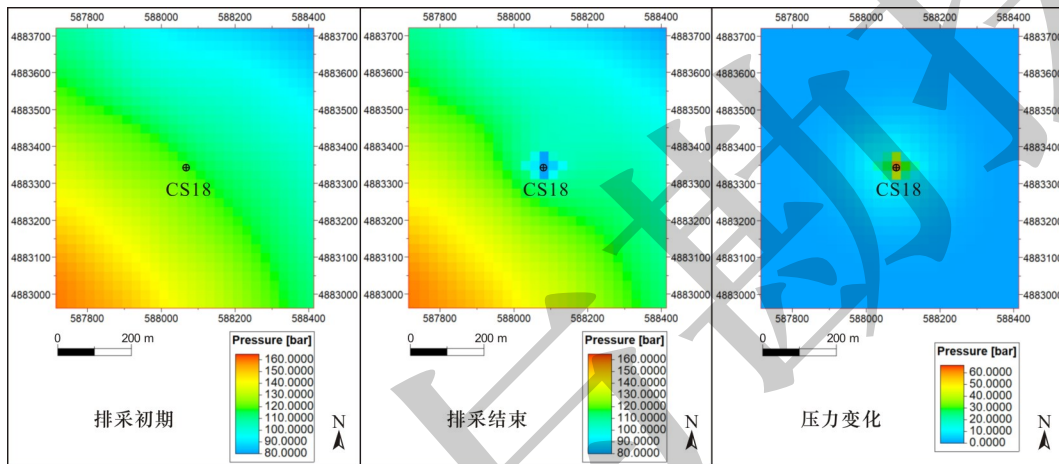


图 6 CS18 井储层压力分布图

Fig. 6 Dynamic distribution of reservoir pressure in the well CS18

(2) 中产水煤层气井: 以库拜地区 BCS-22 井为例

BCS-22 井是塔里木盆地库拜煤田铁列克矿区东部的一口生产井。从研究区生产资料可知, 该井排采 102 天见气, 见气后产气量缓慢上升达到稳产, 累计排采 500 天日平均产气量为 1 368.36 m³、日产水量为 5.25 m³, 排采第 523 天时井底流压下降至 2.14 MPa, 此时产气量达到峰值 2 970 m³, 且稳产时间较长, 整体产水量适中。利用井筒位置初始压力减去排采结束压力得到储层压降数据, 绘制压降图, 对比排采前后, BCS-22 井所在井筒位置初始压力 8.03 MPa, 排采结束后井筒位置压力下降到 3.72 MPa, 压降幅度 53.67%。以井筒为中心, 压降范围逐渐向东部延伸, 井筒北部压降在 0.1 MPa 的影响范围在 220 m 左右, 南部压力影响范围在 140 m 左右, 从井筒附近压降变化可以看出, 压降漏斗逐渐扩大, 储层压力稳定下降, 产气量逐渐上升(图 7)。

(3) 高产水煤层气井: 以三塘湖地区 T1-6 井为例

T1-6 井是三塘湖盆地马朗凹陷地区的一口生产井, 从研究区生产资料来看, 该井整个排采周期日平均产气量小于 500 m³。T1-6 井累计排采 500 天日平均产气量 70.05 m³、日产水量 11.59 m³, 排采 302 天见气, 见气后产气量缓慢上升且存在多峰特征, 排采第 731 天时产气量达到峰值 1 647 m³。利用井筒位置初始压力减去排采结束压力得到储层压降数据, 绘制压降图, 对比排采前后, T1-6 井所在井筒位置初始压力 10.42 MPa, 排采结束后井筒位置压力下降到 7.25 MPa, 压降幅度 30.42%。井筒周围压降在 0.1 MPa 以上的范围在以井筒为中心 260~310 m 左右, 其中西北方向压力影响范围在 260 m 左右, 东北方向压力影响范围在 310 m 左右, 储层压力下降缓慢, 最终导致煤储层产气量低(图 8)。

对不同产水程度典型煤层气井压力变化情况对比发现, 煤层气井储层压力变化情况与产能有着

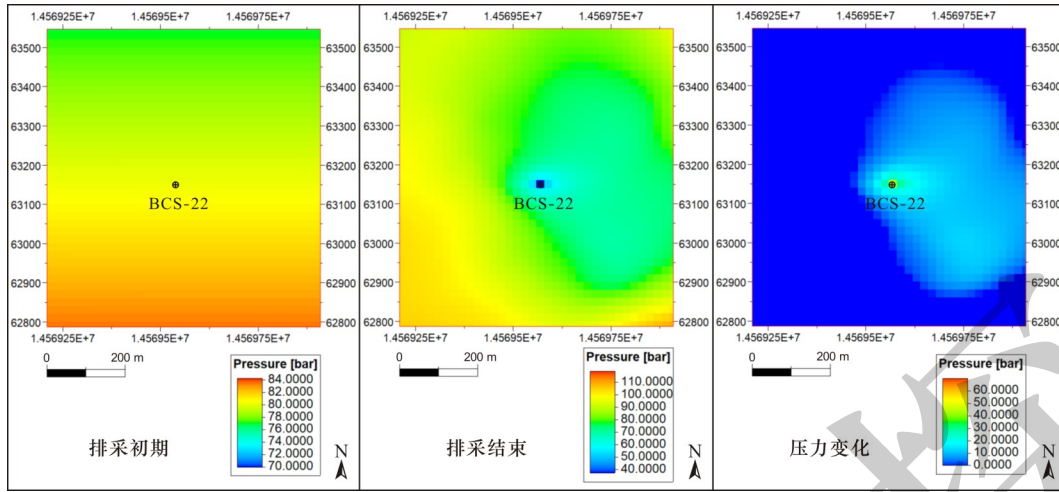


图7 BCS-22井储层压力分布图

Fig. 7 Dynamic distribution of reservoir pressure in the well BCS-22

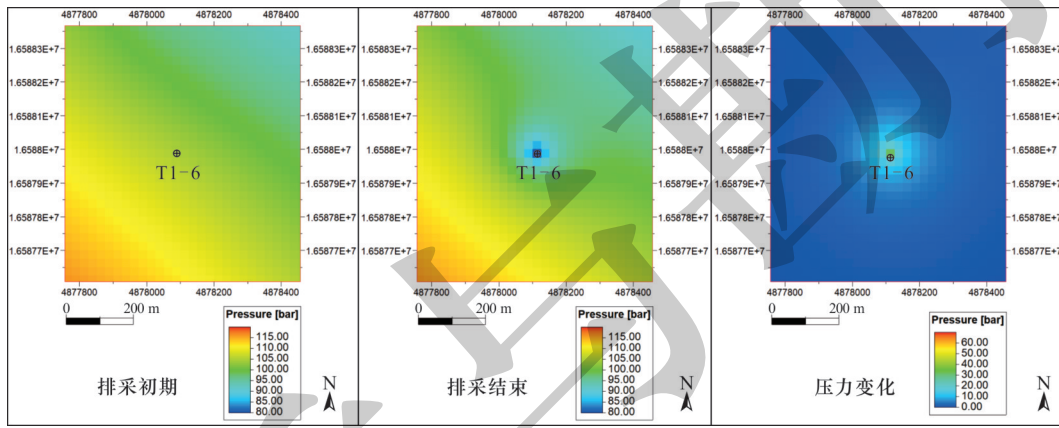


图8 T1-6井储层压力分布图

Fig. 8 Dynamic distribution of reservoir pressure in the well T1-6

密切的联系,有效压降范围直接影响煤层气井产能。随着煤层气井排水产气的进行,井筒附近的储层压力最先开始降低,压力下降范围以井筒为中心缓慢向外扩展,低产水煤层气井在排采过程中难以建立有效解吸压差,压降漏斗扩展缓慢,解吸范围有限,但见气时间以及达到产气峰值的时间都比高产水煤层气井更快;高产水煤层气井产水量过大,前期单向流阶段排水时间过长,储层压力很难快速下降到临界解吸压力之下,解吸速度较慢;产水量适中的煤层气井产气量较好,该类型煤层气井的特

点是单相流阶段大量排水,两相流阶段控制井底流压稳定下降,见气后产气量逐渐上升达到高产且稳产时间较长,整体压降幅度稳定下降且扩展范围较大。

3 不同产水程度煤层气井产能控制

以分别代表低产水、中产水和高产水的库拜地区BCS-22D2井、阜康西区CS18X1井、三塘湖地区T1-4井为例(表2),分析了不同产水程度煤层气井产能控制。

表2 新疆不同产水类型典型煤层气井排采参数

Table 2 Drainage and production parameters of typical coalbed methane wells with different water production types in Xinjiang

井号	500天平均产水量(m ³ /d)	500天平均产气量(m ³ /d)	见气时间/d	生产时长/d	产水类型
BCS-22D2	1.69	588.13	61	635	低产水
CS18X1	5.62	1 840.27	91	990	中产水
T1-4	10.45	59.11	394	1 250	高产水

3.1 低产水煤层气井

以库拜BCS-22D2井为例(图9),该井单向流排水阶段产水量较大,最高日产水量可达 11.01 m^3 ;排采61天开始见气,见气后日产水量维持在 2 m^3 左右,井底流压逐渐下降。两相流初期上产阶段,产气量在短时间

内迅速上升,排采98天达到产气峰值 $1\,345\text{ m}^3$,此时日产水量 2.42 m^3 ;经过一段时间的排水后,井底流压下降缓慢,产水量过少,压降漏斗无法扩展,导致供气面积小,降压效果不理想;到排采后期,井底流压仍在 $3.5\sim 4\text{ MPa}$ 之间,导致储层不能大范围降压。

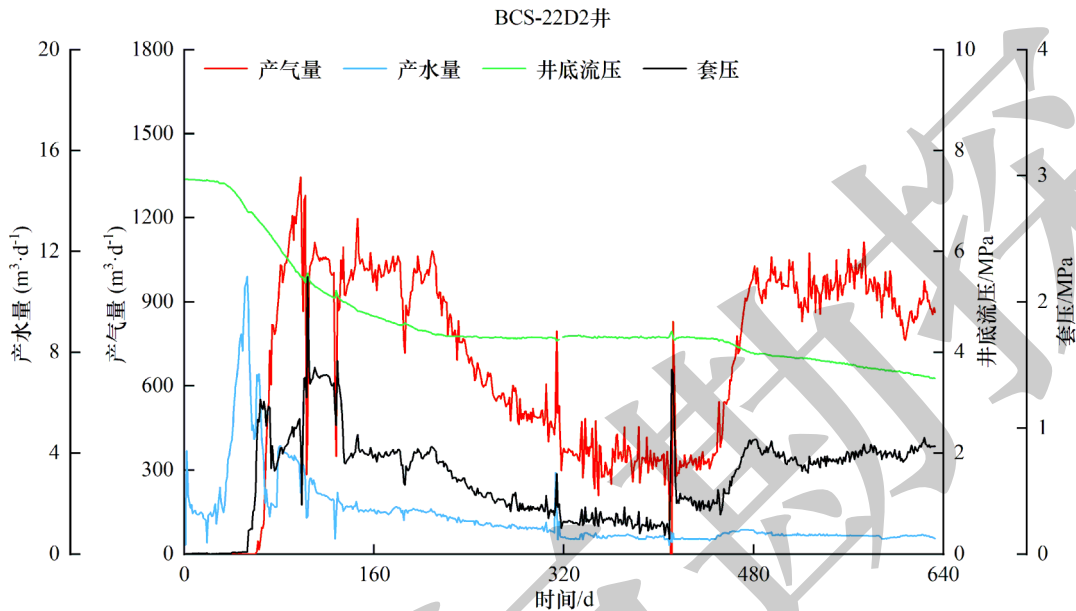


图9 BCS-22D2井排采曲线

Fig. 9 Drainage and production curves of the well BCS-22D2

3.2 中产水煤层气井

以阜康CS18X1井为例(图10),该井排水91天后开始见气,见气后产水量开始下降,产气量上升,上产阶段日产水量在 10 m^3 左右。排采至533天时,产气量达到峰值 $6\,707\text{ m}^3$,此时日产水量 3.89 m^3 ,整体表现出较大的产气潜力。在排水降压阶段未出现中断现象,排采控制较好;在两相流初期上产阶段,储层内的气体开始解吸,渗透率逐渐降低,产水量相较单相排水阶段开始减少,气体解吸速率加快,产气量不断上升,前期较高的套压推迟了气体解吸时间,防止了产气量过早达到高峰。当该井井底流压从初始 11.77 MPa 下降至 1 MPa 左右时,产气量达到峰值,压降漏斗得到有效扩展,供气面积大,排水降压效果较好;稳产阶段,井底流压和套压保持稳定,到两相流产气中后期,随着产水量与井底流压不断下降,排水降压效果减弱,解吸气量下降,产气量仍然可以维持在 $2\,000\text{ m}^3$ 左右。

3.3 高产水煤层气井

以三塘湖T1-4井为例(图11),排采初期,单向流阶段只产水且前期排水时间较长,日产水量最高

可达 15.42 m^3 ,煤层气尚未开始解吸;394天后见套压即见气,过早出现产期高峰,见气时井底流压下降至 3.48 MPa ;两相流初期上产阶段,产气量呈波动上升趋势,井底流压持续降低,当煤层气井储层压力小于临界解吸压力时,气体的渗透率增强,甲烷解吸量和产气量逐渐增加,排采722天达到产气峰值 558 m^3 ,峰值气量低,此时日产水量仍然维持在 10 m^3 左右;到排采后期产水量仍然较大,排水降压效果减弱,压降漏斗不能有效扩展,整个排采过程中持续的高产水造成该井产气量低下。

正常排采过程中产水量较低大多数属于束缚水占主导地位的情况,随着束缚水的排出,储层压力逐渐降低,煤基质表面大部分被 CH_4 充填,促进了煤层气的解吸,但是由于游离水比较少,难以在储层中建立有效的解吸压差,造成解吸范围有限。水分和甲烷共存于煤基质孔隙内时,水分子和甲烷分子会竞争可用于吸附的煤基表面吸附位点,由于煤基对水分子的亲和力大于对甲烷分子的亲和力,水分子在竞争吸附中优先吸附于煤基质表面(Chen et al., 2018)。当煤层气井产水量过大时,需要更长时间

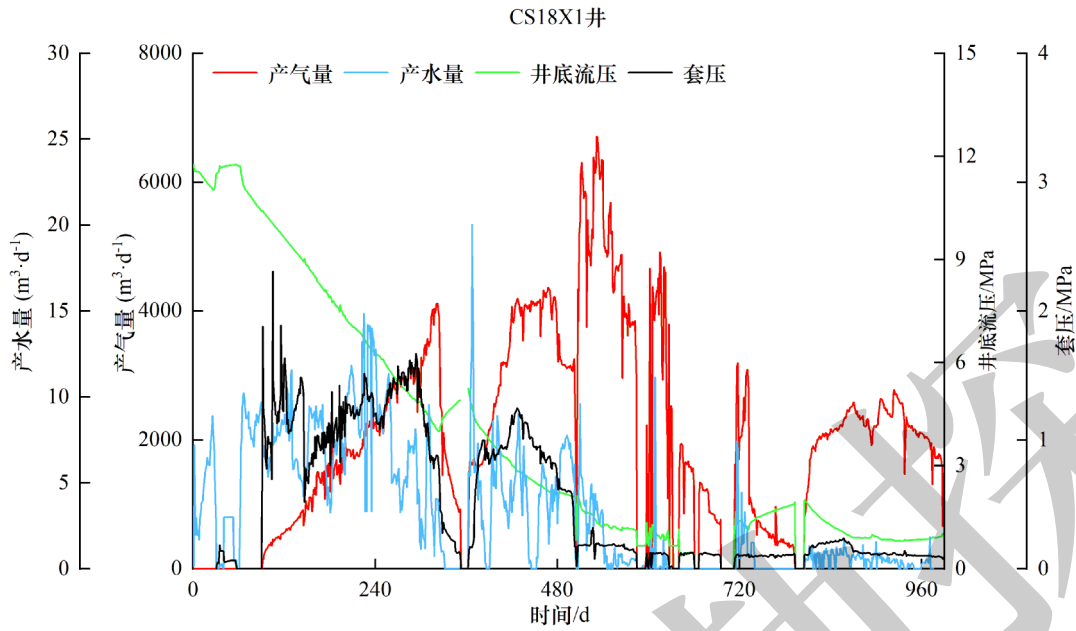


图 10 CS18X1 井排采曲线

Fig. 10 Drainage and production curves of the well CS18X1

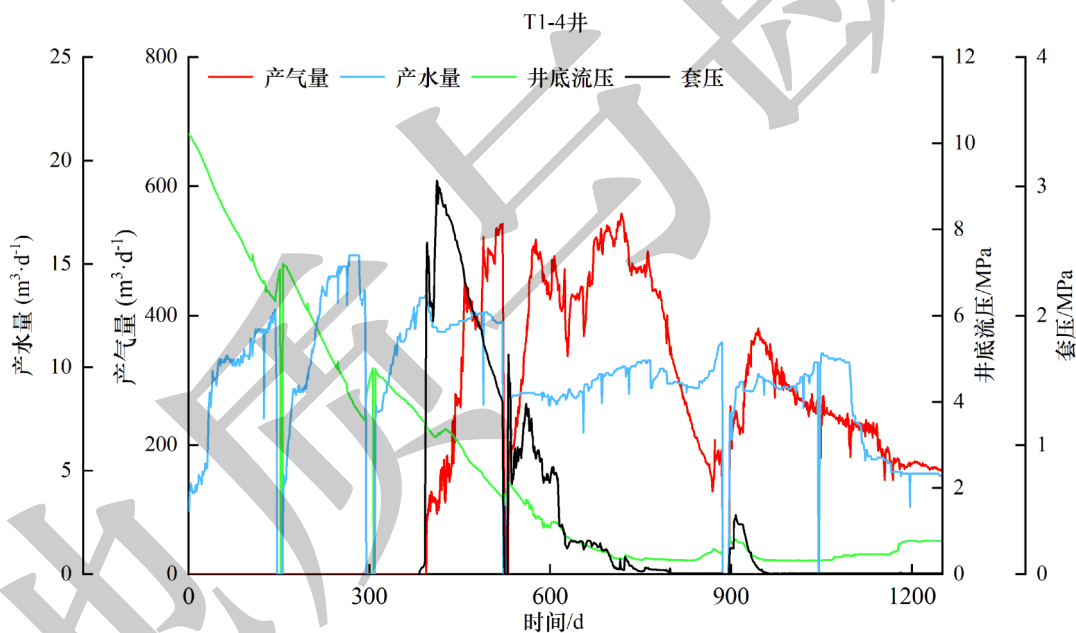


图 11 T1-4 井排采曲线

Fig. 11 Drainage and production curves of the well T1-4

间的排水, 储层降压困难, 产气量较低且不稳定。低产水煤层气井排水一段时间后产气量迅速上升, 产水量在见气后始终维持在较低水平。若产水量适中, 排采半径得到有效扩展, 相应的气体解吸区域也较大, 到排采后期仍然可以持续稳定的产气。此外, 随着井底流压的降低, 合理延长产期高峰达到时间, 能够延长煤层气井单相排水及以产气为主的气水两相流阶段的时间, 扩大压降漏斗有效解吸

半径, 确保煤层气井的高产稳产。

4 不同产水程度煤层气井排采建议

本文按照单向流阶段和两相流阶段的排采阶段划分方法, 结合前人的研究基础(毛得雷等, 2018; 刘羽欣, 2019; 郭广山等, 2020; 马雄强等, 2024; 王小东等, 2024), 将排采工作制度精细划分为六个阶段, 包括快速降液阶段、平衡排水阶段、适

度憋压阶段、上产阶段、稳产阶段和衰减阶段(图12)。针对不同产水程度煤层气井,建议低产水煤层气井采取“合理控水、适当憋压”,中产水煤层气井采取“连续排采、稳水稳压”,高产水煤层气井采取“低套压、高流压日降幅”的排采制度。

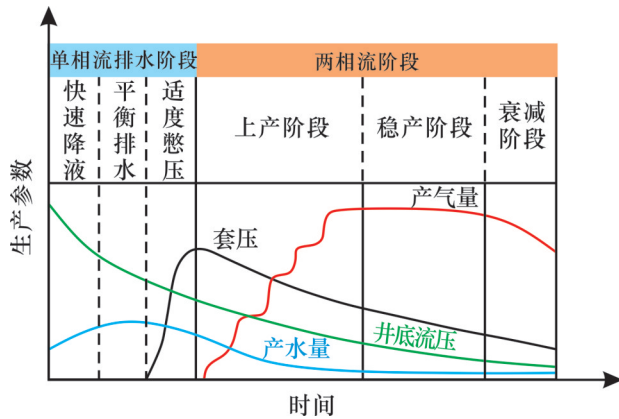


图12 煤层气井排采制度模式图

Fig. 12 Diagram of the drainage and production system of coalbed methane wells

4.1 低产水煤层气井

在对新疆低产水煤层气井排采过程中,要特别注意早期地下水的排采控制,由于煤层气井产水量太低,在一定程度上压降漏斗无法扩展至井筒周围较大范围,产气效果不理想,建议采取“合理控水、适当憋压”的排采制度,合理控制单相流排水阶段的排水速度,当套压出现且逐渐上升时,适当进行憋压。对于产水量持续偏低的井,建议在排采过程中采用重复压裂技术,利用“小流量,大注入量”的原则,增加导流能力;同时,可在产气过程中注入前期产出的水,促进更多的煤层水产出,使煤层气储层降压,提高产气效果。

4.2 中产水煤层气井

在排采过程中,中产水煤层气井的产水量适中,通常正常排水降压就可达到高产,持续产水或者低产水都不利于储层压力下降,甚至可能造成储层伤害。针对新疆中产水煤层气井提出“连续排采、稳水稳压”的排采制度,建议在两相流阶段将产气量提升到较高水平并维持稳产,整个排采过程中保证连续、稳定排采,排采中断将直接影响气井产气量。同时,确保井底流压保持稳定下降,降低应力敏感性对煤储层的伤害。

4.3 高产水煤层气井

针对新疆高产水煤层气井顶底板含水层对

煤层产生较强的越流补给,可适当提高排采强度,建议采用“低套压、高流压日降幅”的排采方案,在1 MPa左右低套压排采条件下,增大降压产气阶段井底流压的日下降量,使一定面积内的煤储层解吸出更多的气体。由于高产水煤层气井的排采难度大,建议采用大排量螺杆泵。为避免丛式井中管式泵冲次过高导致油管与抽油杆高频摩擦,建议选用泵径较大的整筒管式泵并做好油管的防腐工作。此外,高产水煤层气井在井位部署时应加强含水率预测,尽量避开水动力较强区域,规避周围含水层对煤层气井产气影响。

5 下一步攻关方向

5.1 不同产水煤层气井排采制度模块化精细制定

对不同产水煤层气井排采的首要前提是要控制好日产水量,目前对不同产水煤层气井排采制度的制定不够精细,一种排采制度不具有适普性,开展不同产水煤层气井精细评价,建立新疆不同产水煤层气井储层排采、压裂、生产动态等动态数据库,进行不同产水类型煤层气井开发和井位部署,制定“一井一策”差异化生产井排采控制方案,合理规避高产水风险层位,降低气井产水风险。

5.2 加强煤层水排采对产能宏-微观控制机理研究

水分对甲烷吸附/解吸的研究仍然存在不足,作用机理还存在争议。量化新疆不同产水煤层气井水含量及分布特征,明确开发机理、赋存机理及产气机理,针对性地开展甲烷吸附/解吸的研究,厘清水分促进或抑制甲烷解吸的界限。

5.3 形成针对不同产水程度煤储层的提产技术方案

充分考虑关键控产要素,建立不同产水程度煤层气井针对性提产技术对策,加强对高产水气井的管理,并对高产水煤层气井水的来源进行分析,实施精细管理有效控制产水量,采用适应新疆不同产水煤层气井开发工程技术,攻克技术瓶颈,进一步完善和优化钻井、压裂、排采等一系列技术方案,开展针对性储层改造,使新疆煤层气开发利用达到高效率实用化,实现煤层气增产。

5.4 合层排采产水潜力与适应性分析

建立标准模板,判识产出水来源及合层排采井间干扰,优化合层排采技术,根据新疆煤层气井生产实际选择合适的井间距,进行优化部署,充分考虑不同储层供液能力差异问题,建立新疆煤层气合采井产水特征、产水来源与合层排采地质适应性评

价方法,以实现“1+1≥2”的产气效果。

6 结论

目前,新疆煤层气勘探开发已取得重要进展,开展煤层气井不同产水类型的划分以及产能控制的研究对提高煤层气井单井产量至关重要,取得认识总结如下:

(1)煤层气井产水量的划分尚未有统一的划分标准,本次根据新疆煤储层煤层气排采实际,将累计排采500天平均日产水量低于 5 m^3 的井定义为低产水煤层气井、平均日产水量介于 $5\sim 10\text{ m}^3$ 的井定义为中产水煤层气井、平均日产水量高于 10 m^3 的井定义为高产水煤层气井。

(2)煤层气井排采过程中压力逐渐下降且下降范围以井筒为中心向外扩展。低产水煤层气井压力下降幅度适中,压降解吸范围受限且供气面积小;高产水煤层气井压力下降幅度较小,排水降压困难;中产水煤层气井压力下降幅度较好,压降漏斗得到有效扩展,有利于实现高产稳产。

(3)不同产水煤层气储层水分含量对甲烷吸附解吸特征的影响机制研究不足,迫切需要有针对性的开展不同产水煤层气井排采对产能的宏微观控制研究。

(4)面对“双碳”目标,针对新疆不同产水煤层气井提出了低产水煤层气井“合理控水、适当憋压”、中产水煤层气井“连续排采、稳水稳压”和高产水煤层气井“低套压、高流压日降幅”的排采建议,建立“一井一策”的排采方案对不同产水煤层气井的开采至关重要。

[References]

- Chen M, Cheng Y P, Li H R, Wang L, Jin K, Dong J. 2018. Impact of inherent moisture on the methane adsorption characteristics of coals with various degrees of metamorphism[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 55: 312-320.
- Chen Yue, Ma Dongmin, Fang Shiyue, Guo Cheng, Yang Fu, Hou Dongzhuang. 2019. Enrichment and high-yield models of coalbed methane influenced by geologic structures and hydrologic conditions [J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 39(4): 644-655(in Chinese with English abstract).
- Chen Zhensheng. 2019. Dynamic change of physical property of coal reservoir during drainage in west Fukang area[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology: 15-19 (in Chinese with English abstract).
- Ge Yanyan, Li Xin, Gao Lin, Jiao Chunlin, Wang Haichao, Feng Shuo. 2019. Key geological factors of high-yield coalbed methane development in Fukang syncline[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 40(3): 328-333(in Chinese with English abstract).
- Gu Donghui. 2019. Sedimentary system and reservoir characteristics of the Xishanyao Formation in Malang depression, Santanghu Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong): 6-9(in Chinese with English abstract).
- Guo C, Qin Y, Wu C F, Lu L L. 2020. Hydrogeological control and productivity modes of coalbed methane commingled production in multi-seam areas: A case study of the Bide-Santang Basin, western Guizhou, South China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 189: 107039.
- Guo Guangshan, Xing Liren, Li Na, Chen Zhengrong. 2020. Study on production characteristics and controlling factors of capacity differences of coalbed methane well group [J]. Natural Gas Geoscience, 31(9): 1334-1342(in Chinese with English abstract).
- Hao Li, Duan Baoyu. 2012. The impact of water in coal seam on CBM yield[J]. China Coalbed Methane, 9(4): 32-34(in Chinese with English abstract).
- Hou Zhengmeng, Luo Jiashun, Cao Cheng, Ding Guosheng. 2023. Development and contribution of natural gas industry under the goal of carbon neutrality in China [J]. Advanced Engineering Sciences, 55(1): 243-252(in Chinese with English abstract).
- Huang Lubo, Huang Jianming. 2022. Analysis of geological conditions for coalbed methane development in Fukang mining area of Xinjiang[J]. China Coalbed Methane, 19(5): 17-19(in Chinese with English abstract).
- 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[J]. Natural Gas Geoscience, 27(6): 1134-1142(in Chinese with English abstract).
- Kang Junqiang. 2021. Gas/water production model for steep-dipand high-thickness coal reservoir [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology: 9-12(in Chinese with English abstract).
- Kang Yongshang, Jiang Shanyu, Li Shengjie, Wang Jin, Ye Jianping, Zhang Shouren, Zhang Bing, Qin Shaofeng, Wu Jian. 2017. Study on diagnose of CBM well performance in Shizhuang Block, Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 42(6): 1496-1505(in Chinese with English abstract).
- Li Qing. 2014. Relationship between the hydrogeological characteristics and productivity for the CBM reservoirs in south Yanchuan [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 33(2): 170-174(in Chinese with English abstract).
- Li Rui, Wang Shengwei, Lü Shuaifeng, Xiao Yuhang, Li Dongmei, Wu Chuan. 2017. Dynamic varied influence factors of pressure drop in coal reservoir during coalbed methane drainage process [J]. Coal Science and Technology, 45(7): 93-99(in Chinese with English abstract).
- Li Sheng, Ge Yanyan. 2017. Hydro-geologic conditions evaluation for coalbed methane drainage in Fukang west area [J]. Coal Technology, 36(7): 113-115(in Chinese with English abstract).
- Li X, Fu X H, Yang X S, Ge Y Y, Quan F K. 2018. Coalbed methane accumulation and dissipation patterns: A case study of the

- Junggar Basin, NW China[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 160: 13–26.
- Li Zhijun, Li Xinning, Liang Hui, Wang Ruiying. 2013. Effect of hydrogeological conditions on low-rank coalbed methane in Tuhua and Santanghu Basins[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 34(2): 158–161(in Chinese with English abstract).
- Liang Li. 2018. Fluid effects of CBM wells in Fukang Block [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology: 13–24(in Chinese with English abstract).
- Liu Changping, Qi Kongjun, Mao Chonghao, Jia Huimin, Zhang Guangbo, Zhang Qing. 2019. Causes of water production difference in coalbed methane well and its effect on gas production[J]. *China Coalbed Methane*, 16(2): 16–19(in Chinese with English abstract).
- Liu Dameng, Liu Zhengshuai, Cai Yidong. 2020. Research progress on accumulation mechanism and formation geological conditions of coalbed methane[J]. *Coal Science and Technology*, 48(10): 1–16(in Chinese with English abstract).
- Liu He, Luo Yong, Lei Kunchao, Kong Xiangru, Zhao Long, Tian Miaozihuang, Sha Te. 2019. Analysis of drainage and depressurization model and drainage laws of CBM well based on seepage mechanics[J]. *Safety in Coal Mines*, 50(2): 190–194(in Chinese with English abstract).
- Liu Honglin, Li Jingming, Wang Hongyan, Zhao Qingbo. 2008. Control of hydrogeological conditions on accumulation of coalbed methane in low-rank coal[J]. *Natural Gas Industry*, 28(7): 20–22(in Chinese with English abstract).
- Liu Min, Zhou Yu, Zhu Yongsheng, Xing Jianlei, Meng Liqi, Zhao Jianbang, Chen Lin, Zhu Yanhu, Yang Zedong, Zhou Jun. 2024. Metallogenic conditions and prospecting direction of the Neogene sandstone-type uranium deposit in the Hanshuiquan depression of the Santanghu Basin[J]. *Geology and Exploration*, 60(6): 1105–1115(in Chinese with English abstract).
- Liu Ni, Chen Yuyi, Li Jiang, Yu Jingwei, Yu Meiqi, Kang Jing, Kang Tianxiang, Wang Xiaojian. 2020. A comprehensive research on reservoir heterogeneity of the Sangonghe Formation in the north of the Fukang Sag, Junggar Basin [J]. *Geology and Exploration*, 56(2): 451–464(in Chinese with English abstract).
- Liu Yingying. 2021. Coal reservoir characteristics and main controlling factors in Kubai coalfield [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing): 7–11(in Chinese with English abstract).
- Liu Yuxin. 2019. Drainage gas recovery system of CBM well in the north Shizhuang block[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 26(5): 118–123(in Chinese with English abstract).
- Lü Yumin, Liu Yinghong, Wang Cunwu, Guo Guangshan, Zhu Xueshen, Jiang Rui. 2017. Controls on high water production of CBM wells in Shouyang block, Qinsui Basin[J]. *Geoscience*, 31(5): 1088–1094(in Chinese with English abstract).
- Ma Xiongqiang, Yu Lizhu, Wang Dameng, Zhai Zhiwei, Li Kunchao, Han Bo, Zhao Zihao. 2024. Quantitative drainage system of medium-shallow coalbed methane wells[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 43(2): 168–174(in Chinese with English abstract).
- Mao Delei, Kang Yongshang, Li Shuxin, Wang Huijuan, Yan Xia, Li Yongzhou. 2018. Study on fine control mode of gas drainage from coalbed methane wells in Hancheng coalbed methane field[J]. *Coal Science and Technology*, 46(6): 138–142(in Chinese with English abstract).
- Sang Shuxun, Li Ruiming, Liu Shiqi, Zhou Xiaozhi, Wei Bo, Han Sijie, Zheng Sijian, Huang Fansheng, Liu Tong, Wang Yuejiang, Yang Shuguang, Qin Dapeng, Zhou Zixin. 2024. Research progress and breakthrough directions of the key technical fields for large scale and efficient exploration and development of coalbed methane in Xinjiang[J]. *Journal of China Coal Society*, 49(1): 563–585(in Chinese with English abstract).
- Sang Shuxun, Yuan Liang, Liu Shiqi, Han Sijie, Zheng Sijian, Liu Tong, Zhou Xiaozhi, Wang Ran. 2022. Geological technology for carbon neutrality and its application prospect for low carbon coal exploitation and utilization[J]. *Journal of China Society*, 47(4): 1430–1451(in Chinese with English abstract).
- Tao Shu, Tang Dazhen, Xu Hao, Lü Yumin, Zhao Xinglong. 2011. Analysis on influence factors of coalbed methane wells productivity and development proposals in southern Qinsui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 36(2): 194–198(in Chinese with English abstract).
- Tu Zhimin, Wang Xinggong, Che Yanqian, Zhang Shizhao, Li Peng, Cao Zhixiong. 2021. Controlling factors on CBM accumulation in low-rank coal in Santanghu Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 42(6): 683–689(in Chinese with English abstract).
- Wang Donghui, Cao Shaohu, Gui Pingjun, Zhang Yongchun. 2017. Reasons of high water yield and reservoir reformation in horizontal wells in Shiguhao area of Dongsheng gas field[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 38(5): 592–598(in Chinese with English abstract).
- Wang Jin, Kang Yongshang, Jiang Shanyu, Zhang Shouren, Ye Jianping, Wu Jian, Zhang Bing, Guo Mingqiang. 2016. Reasons for water production difference of CBM wells in Shouyang Block, Qinsui Basin, and prediction on favorable areas[J]. *Natural Gas Industry*, 36(8): 52–59(in Chinese with English abstract).
- Wang Li, Hu Qiuping, Tan Dongling, Wang Chundong, Deng Zhiyu, Wang Lina. 2017. Analysis on the reasons of high yield water in CBM drainage well[J]. *China Coalbed Methane*, 14(2): 13–16(in Chinese with English abstract).
- Wang Wensheng, Zhang Yafei, Du Fengfeng, Han Dong, Ni Xiaoming. 2022. Characteristics of groundwater dynamic field and its controlling gas effects in No.15 coal seam of Shouyang area[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 12(4): 643–650(in Chinese with English abstract).
- Wang Xiaodong, ShiJuntai, Hao Penglin, Wang Yuchuan, Cao Jingtian, Wang Tao, Fan Qianwen, Zhang Yafei. 2024. Optimal design of rational drainage schedule for deep coalbed methane wells: Taking the Shenfu block in eastern Ordos Basin as an example[J]. *Geology and Exploration*, 60(4): 850–862(in Chinese with English abstract).
- Xie Shizhang, Xu Hao, Tang Dazhen, Gao Lijun. 2016. Analysis of classification and causes of water production in CBM reservoir[J]. *Coal Geology and Exploration*, 44(1): 47–50(in Chinese with English abstract).

- Yi Yongxiang, Tang Shuheng, Zhang Songhang, Yan Xinlu, Wang Kaifeng, Dang Feng. 2019. Analysis on the type of reservoir pressure drop and drainage control of coalbed methane well in the southern Block of Shizhuang [J]. *Coal Geology and Exploration*, 47(5): 118-126(in Chinese with English abstract).
- Zhang B X, Deng Z, Fu X H, Yin K. 2021. A study on three-phase gas content in coal reservoirs and coalbed methane-water differential distribution in the western Fukang Mining area, Xinjiang, China[J]. *Acs Omega*, 6(5): 3999-4012.
- Zhang Suian, Cao Lihu, Du Caixia. 2014. Study on CBM production mechanism and control theory of bottom-hole pressure and coal fines during CBM well production [J]. *Journal of China Coal Society*, 39(9): 1927-1931(in Chinese with English abstract).
- Zhi Dongming, Li Jianzhong, Zhou Zhichao, Jiao Lixin, Fan Tanguang, Li Bin, Liang Hui, Wang Xinggang. 2024. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration and development in Santanghu Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 45(1): 115-132(in Chinese with English abstract).
- [附中文参考文献]
- 陈跃, 马东民, 方世跃, 郭晨, 杨甫, 侯东壮. 2019. 构造和水文地质条件耦合作用下煤层气富集高产模式[J]. *西安科技大学学报*, 39(4): 644-655.
- 陈振胜. 2019. 阜康西区煤储层排采过程中物性动态变化规律[D]. 徐州: 中国矿业大学: 15-19.
- 葛燕燕, 李鑫, 郜琳, 焦春林, 王海超, 冯烁. 2019. 阜康向斜煤层气开发高产关键地质要素[J]. *新疆石油地质*, 40(3): 328-333.
- 谷东辉. 2019. 三塘湖盆地马朗凹陷西山窑组沉积体系及储层特征研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东): 6-9.
- 郭广山, 邢力仁, 李娜, 陈峥嵘. 2020. 煤层气井组生产特征及产能差异控制因素[J]. *天然气地球科学*, 31(9): 1334-1342.
- 郝丽, 段宝玉. 2012. 煤层中水对煤层气产量的影响[J]. *中国煤层气*, 9(4): 32-34.
- 侯正猛, 罗佳顺, 曹成, 丁国生. 2023. 中国碳中和目标下的天然气产业发展与贡献[J]. *工程科学与技术*, 55(1): 243-252.
- 黄陆波, 黄建明. 2022. 新疆阜康矿区煤层气开发地质条件分析[J]. *中国煤层气*, 19(5): 17-19.
- 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[J]. *天然气地球科学*, 27(6): 1134-1142.
- 康俊强. 2022. 急倾斜巨厚煤储层气/水产出模式[D]. 徐州: 中国矿业大学: 9-12.
- 康永尚, 姜杉钰, 李生杰, 王金, 叶建平, 张守仁, 张兵, 秦绍锋, 吴见. 2017. 沁水盆地柿庄区块煤层气井排采动态诊断方法[J]. *煤炭学报*, 42(6): 1496-1505.
- 李清. 2014. 延川南煤层气藏水文地质特征与产能关系[J]. *大庆石油地质与开发*, 33(2): 170-174.
- 李瑞, 王生维, 吕帅锋, 肖宇航, 栗冬梅, 吴川. 2017. 煤层气排采过程中储层压降动态变化影响因素[J]. *煤炭科学技术*, 45(7): 93-99.
- 李升, 葛燕燕. 2017. 阜康西区煤层气开发水文地质条件评价[J]. *煤炭技术*, 36(7): 113-115.
- 李志军, 李新宁, 梁辉, 王瑞英. 2013. 吐哈和三塘湖盆地水文地质条件对低煤阶煤层气的影响[J]. *新疆石油地质*, 34(2): 158-161.
- 梁李. 2018. 阜康区块煤层气井排采流体效应[D]. 徐州: 中国矿业大学: 13-24.
- 刘昌平, 祁空军, 毛崇昊, 贾慧敏, 张光波, 张庆. 2019. 煤层气井产水差异性原因分析及其对产气量的影响[J]. *中国煤层气*, 16(2): 16-19.
- 刘大猛, 刘正帅, 蔡益栋. 2020. 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*, 48(10): 1-16.
- 刘贺, 罗勇, 雷坤超, 孔祥如, 赵龙, 田苗壮, 沙特. 2019. 基于渗流力学建立的煤层气井排水降压模型及排采规律分析[J]. *煤矿安全*, 50(2): 190-194.
- 刘洪林, 李景明, 王红岩, 赵庆波. 2008. 水文地质条件对低煤阶煤层气成藏的控制作用[J]. *天然气工业*, 28(7): 20-22.
- 刘珉, 周玉, 朱永胜, 邢建磊, 孟李奇, 赵建邦, 陈林, 朱彦虎, 杨泽东, 周军. 2024. 三塘湖盆地汉水泉凹陷新近系砂岩型铀矿成矿条件及找矿方向[J]. *地质与勘探*, 60(6): 1105-1115.
- 柳妮, 陈玉一, 李疆, 于景维, 于美琪, 康晶, 康天祥, 王效俭. 2020. 准噶尔盆地阜康凹陷北部三工河组储层非均质性综合研究[J]. *地质与勘探*, 56(2): 451-464.
- 刘莹莹. 2021. 库拜煤田煤储层物性特征及其主控因素研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京): 7-11.
- 刘羽欣. 2019. 柿庄北区煤层气井排采制度研究[J]. *特种油气藏*, 26(5): 118-123.
- 吕玉民, 柳迎红, 王存武, 郭广山, 朱学申, 蒋锐. 2017. 沁水盆地寿阳区块煤层气井高产水影响因素[J]. *现代地质*, 31(5): 1088-1094.
- 马雄强, 余莉珠, 王大猛, 翟志伟, 李坤潮, 韩波, 赵子豪. 2024. 中浅层煤层气井定量化排采制度[J]. *大庆石油地质与开发*, 43(2): 168-174.
- 毛得雷, 康永尚, 李树新, 王会娟, 闫霞, 李永洲. 2018. 韩城煤层气田煤层气井排采精细控制模式研究[J]. *煤炭科学技术*, 46(6): 138-142.
- 桑树勋, 李瑞明, 刘世奇, 周效志, 韦波, 韩思杰, 郑司建, 皇凡生, 刘统, 王月江, 杨曙光, 秦大鹏, 周梓欣. 2024. 新疆煤层气大规模高效勘探开发关键技术领域研究进展与突破方向[J]. *煤炭学报*, 49(1): 563-585.
- 桑树勋, 袁亮, 刘世奇, 韩思杰, 郑司建, 刘统, 周效志, 王冉. 2022. 碳中和地质技术及其煤炭低碳化应用前瞻[J]. *煤炭学报*, 47(4): 1430-1451.
- 陶树, 汤达祯, 许浩, 吕玉民, 赵兴龙. 2011. 沁南煤层气井产能影响因素分析及开发建议[J]. *煤炭学报*, 36(2): 194-198.
- 涂志民, 王兴刚, 车延前, 张士钊, 李鹏, 曹志雄. 2021. 三塘湖盆地低阶煤层气成藏主控因素[J]. *新疆石油地质*, 42(6): 683-689.
- 王东辉, 曹绍贺, 归平军, 张永春. 2017. 东胜气田什股壕地区水平井高产水原因及储集层改造[J]. *新疆石油地质*, 38(5): 592-598.
- 王金, 康永尚, 姜杉钰, 张守仁, 叶建平, 吴见, 张兵, 郭明强. 2016. 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*, 36(8): 52-59.
- 王力, 胡秋萍, 谭东领, 王春东, 邓志宇, 王利娜. 2017. 煤层气井排采井高产水原因分析[J]. *中国煤层气*, 14(2): 13-16.
- 王文升, 张亚飞, 杜丰丰, 韩冬, 倪小明. 2022. 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, 12(4): 643-650.
 王小东, 石军太, 郝鹏灵, 王宇川, 曹敬添, 王涛, 范倩雯, 张亚飞.
 2024. 深部煤层气井合理排采制度优化设计研究——以鄂尔多斯
 盆地东缘神府区块为例[J]. 地质与勘探, 60(4): 850-862.
 谢诗章, 许浩, 汤达祯, 高丽军. 2016. 煤层气储层产水量的分类和
 成因分析[J]. 煤田地质与勘探, 44(1): 47-50, 55.
 伊永祥, 唐书恒, 张松航, 闫欣璐, 王凯峰, 党枫. 2019. 沁水盆地

柿庄南区块煤层气井储层压降类型及排采控制分析[J]. 煤田
 地质与勘探, 47(5): 118-126.
 张遂安, 曹立虎, 杜彩霞. 2014. 煤层气井产气机理及排采控压控粉
 研究[J]. 煤炭学报, 39(9): 1927-1931.
 支东明, 李建忠, 周志超, 焦立新, 范谭广, 李斌, 梁辉, 王兴刚. 2024.
 三塘湖盆地油气勘探开发新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学
 报, 45(1): 115-132.

Drainage Performance and Productivity Characteristics of Coalbed Methane Wells with Different Water Production Levels in Xinjiang

CHEN Wenyuan¹, GE Yanyan¹, KONG Qinghu², YANG Shuguang³, LI Xin¹, ZHANG Na³,
 WEI Bo⁴, WANG Gang³, WANG Xinggang⁵, SU Hongmei⁶

(1. Key Laboratory of Continental Dynamics and Mineralization Prediction of Central Asian Orogenic Belt, Xinjiang University, Urumqi, Xinjiang 830017; 2. Geological Exploration Institute, the First Exploration Bureau, CNACC, Handan, Hebei 056004; 3. CBM Research and Development Center of Xinjiang Coal Geological Bureau, Urumqi, Xinjiang 830091; 4. Xinjiang Yaxin Coalbed Methane Investment and Development (Group) Co., Ltd, Urumqi, Xinjiang 830009; 5. Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Hami, Xinjiang 839009; 6. Xinjiang Uygur Autonomous Region Coalfield Geology Bureau 156 Coalfield Geological Exploration Team, Urumqi, Xinjiang 830047)

Abstract: Hydrogeology exerts a major effect on the enrichment and productivity of coalbed methane (CBM). In view of the productivity difference in CBM wells with different water production levels in Xinjiang, this work conducted statistical analysis and numerical simulation to divide the CBM wells into three types, i.e., low water-producing, medium water-producing and high water-producing CBM wells. Those wells with an average daily water production of $< 5 \text{ m}^3$ for 500 days were classified as low water-producing wells. This type of wells has a moderate pressure drop (the pressure drop of the well CS18 is 51.56%), a limited range of pressure degradation and absorption, and the gas supply area is small. The CBM wells with an average daily water production of $5\sim 10 \text{ m}^3$ are divided into medium water-producing wells. These wells have a moderate pressure drop (the pressure drop of the well BCS-22 is 53.67%), and rarely encounter the situation that the water production is too large to be desorbed by long-term drainage. CBM wells with an average daily water production of more than 10 m^3 are classified as high-yield wells. The pressure drop of such wells is small (the pressure drop of wells T1-6 is 30.42%), and the drainage and pressure reduction are difficult. Further suggestions were put forward for the CDM wells, including "reasonable water control and appropriate pressure holding" for low water-producing wells, "continuous production and stable water and pressure" for medium water-producing wells, and "daily decrease in low casing pressure and high flow pressure" for high water-producing wells. This study can provide a basis for the long-term and efficient development of CBM wells with different water production levels in Xinjiang.

Key words: coalbed methane, reservoir drainage, water production, bottomhole flow pressure, drainage system, Xinjinag