

doi: 10.12097/gbc.2024.01.009

张凯笑, 郭艳琴, 暴文博, 孟宇涛, 李百强, 吴珍珍. 2025. 鄂尔多斯盆地苏里格气田东南部马五段地层水分布规律、主控因素及其对油气开采量的影响[J]. 地质通报, 44(6): 1007–1020.

Zhang Kaixiao, Guo Yanqin, Bao Wenbo, Meng Yutao, Li Baiqiang, Wu Zhenzhen. 2025. Distribution law and main controlling factors of formation water in the fifth member of the Majiagou Formation in the southeastern part of Sulige Gas Field, Ordos Basin and its influence on oil and gas exploitation[J]. Geological Bulletin of China, 44(6): 1007–1020(in Chinese with English abstract).

鄂尔多斯盆地苏里格气田东南部马五段地层水分布规律、主控因素及其对油气开采量的影响

张凯笑¹, 郭艳琴^{1,2*}, 暴文博¹, 孟宇涛³, 李百强⁴, 吴珍珍⁴

(1. 西安石油大学地球科学与工程学院/陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065; 2. 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 陕西 西安 710069; 3. 重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆 401331; 4. 安徽理工大学地球与环境学院, 安徽 淮南 232001)

摘要:【研究目的】鄂尔多斯盆地苏里格气田东南部奥陶系马家沟组五段储层主要为碳酸盐岩储层, 在生产过程中地层出水严重, 气水关系复杂, 主控因素不明确, 在很大程度上制约了该区的天然气生产。【研究方法】在地层水化学特征分析的基础上, 利用氯钠系数、脱氯系数、钠钙系数等参数对地层水的形成环境进行分析; 进而通过单井识别、连井对比及平面展布特征刻画研究了气水分布规律; 最后结合构造、古地貌、储层物性等方面研究了气水分布的主控因素及其对油气开采量的影响。【研究结果】结果表明, 苏里格气田东南部马五1亚段地层水矿化度较高, 平均 148905.46 mg/L, pH 显示弱—中酸性, 水型均表现为 CaCl₂ 型, 地层水整体表现为低氯钠系数、钠钙系数和脱氯系数, 高氯镁系数、变质系数和盐化系数特征, 地层封闭性较好, 有利于气藏保存。纵向上, 根据成因差异及空间分布形态将地层水分为构造低部位水、孤立透镜状水和低渗带滞留水, 构造低部位水常见于研究区西部构造相对较低处和东南方向构造相对较低的鼻凹处; 孤立透镜状水较为不发育。平面上看, 产水井主要集中在 G4-8、S158 等 5 个区域, 其中东部含水面积较大, 主要为气水混合区。【结论】地层水分布受构造和前石炭纪古地貌格局及储层非均质性 3 个因素同时控制。构造高点控制纵向上气水分异, 更容易产水, 岩溶古地貌控制气水横向分布非均质性, 使得某些区域渗透率低, 影响开发效果, 储层特征控制气驱水效率, 物性较好的储层富含天然气, 物性差的区块滞留水多, 影响产量。

关键词: 地层水; 分布规律; 主控因素; 马家沟组; 苏里格气田; 鄂尔多斯盆地; 油气开采量

创新点: 提出构造、古地貌及储层非均质性共同控制苏里格气田东南部地层水分布。

中图分类号: P618.130.2⁺1; P641.4 文献标志码: A 文章编号: 1671-2552(2025)06-1007-14

Distribution law and main controlling factors of formation water in the fifth member of the Majiagou Formation in the southeastern part of Sulige Gas Field, Ordos Basin and its influence on oil and gas exploitation

ZHANG Kaixiao¹, GUO Yanqin^{1,2*}, BAO Wenbo¹, MENG Yutao³, LI Baiqiang⁴, WU Zhenzhen⁴

(1. School of Earth Sciences and Engineering/Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an Shiyou University,

收稿日期: 2024-01-08; 修订日期: 2024-03-26

资助项目: 陕西省重点研发计划一般项目《鄂尔多斯盆地长 7 页岩油储层分类评价及地质“甜点”》(编号: 2023-YBGY-079); 西北大学大陆动力学国家重点实验室开放课题基金项目《鄂尔多斯盆地延长组重力流沉积及其储层评价》(编号: 22LCD04); 陕西省技术创新引导专项基金项目《鄂尔多斯盆地浅层致密油高效开发压裂关键技术及工业化应用》(编号: 2023-YD-CGZH-02)

作者简介: 张凯笑(1999-), 男, 在读硕士生, 从事沉积学及储层地质学研究。E-mail: 1692577337@qq.com

* 通信作者: 郭艳琴(1972-), 女, 博士, 教授, 从事沉积学及储层地质学研究。E-mail: guoyanqin@xsyu.edu.cn

Xi'an 710065, Shaanxi, China; 2. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069, Shaanxi, China; 3. College of Oil and Gas Engineering, Chongqing University of Science & Technology, Chongqing 401331, China; 4. College of Earth and Environment, Anhui University of Science & Technology, Huainan 232001, Anhui, China)

Abstract: [Objective] The reservoirs of the fifth member of the Ordovician Majiagou Formation in the southeastern part of the Sulige Gas Field are mainly carbonate reservoirs. During the production process, the formation water produced seriously, the gas–water relationship was complex, and the main controlling factors were unclear. Restricting natural gas production in the area. **[Methods]** Based on the analysis of the chemical characteristics of formation water, this paper uses parameters such as chlorine–sodium coefficient, desulfurization coefficient, and sodium–calcium coefficient to analyze the formation environment of formation water; then, it studies the formation environment of formation water through single well identification, continuous well comparison, and plane distribution characteristics. The distribution rules of gas and water; finally, the main controlling factors of gas and water distribution and their impact on oil and gas production were studied based on the structure, ancient landforms and reservoir physical properties. **[Results]** The results show that the formation water in the Ma₅₁ subsection in the southeastern part of the Sulige gas field has high salinity, with an average of 148905.46 mg/L, PH shows weak to medium acidity, the water type is CaCl₂ type, and the formation water overall is low chlorine. The characteristics of sodium coefficient, sodium–calcium coefficient and desulfurization coefficient, high chlorine–magnesium coefficient, metamorphism coefficient and salinization coefficient make the formation sealing better, which is beneficial to the preservation of gas reservoirs. Vertically, the formation water is divided into structural low water, isolated lenticular water and low permeability zone retained water based on the differences in origin and spatial distribution. Water in structural low parts is common in the relatively low structures in the west of the study area and in the relatively high structures in the southeast. Low nasal recess; isolated lenticular water is less developed. On the plane, water–producing wells are mainly concentrated in five areas including G4–8 and S158. The eastern part has a larger water–bearing area and is mainly a gas–water mixing area. **[Conclusions]** The distribution of formation water is controlled by three factors: structure, pre–Carboniferous paleo–geomorphology and reservoir heterogeneity. Structural highs control the vertical gas–water differentiation, making it easier to produce water. Karst paleo–geomorphology controls the lateral distribution heterogeneity of gas and water, making the permeability of some areas low, affecting the development effect. Reservoir characteristics control the efficiency of gas–driven water. Reservoirs with better physical properties are rich in natural gas, and blocks with poor physical properties retain more water, affecting production.

Key words: stratum water; distribution pattern; main control factor; Majiagou Formation; Sulige gas field; Ordos Basin; oil and gas production

Highlights: It is proposed that structure, paleogeomorphology and reservoir heterogeneity jointly control the distribution of formation water in the southeastern part of Sulige Gas Field.

About the first author: ZHANG Kaixiao, male, born in 1999, master's degree candidate, mainly engaged in sedimentology and reservoir geology research; E-mail: 1692577337@qq.com

About the corresponding author: GUO Yanqin, female, born in 1972, Ph.D, professor, mainly engaged in sedimentology and reservoir geology research; E-mail: guoyanqin@xsyu.edu.cn

Fund support: Supported by Shaanxi Provincial Key R&D Program General Project (No. 2023-YBGY-079); Open Project Fund of the State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University (No. 22LCD04); Shaanxi Provincial Technology Innovation Guidance Special Fund (No. 2023-YD-CGZH-02)

鄂尔多斯盆地苏里格气田是中国陆上产能最大的天然气气田,具有低丰度、产量变化大的特征,探明储量超 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ (赵文智等, 2005; 杨仁超等, 2022)。目前对苏里格气田的研究主要集中在上古生界的致密砂岩气,随着勘探范围的持续扩大,下古生界奥陶系马家沟组也取得了天然气勘探的重大突破(王世艳等, 2007)。

勘探开发实践表明,苏里格气田东南部区域(简称“苏东南地区”)马五₁亚段风化壳储层呈现出广泛的连续分布特征,且其区域盖层具备良好的封闭性,因此被视为下古生界最关键的含气层系之一(罗静兰等, 2010)。然而,随着勘探工作的不断推进,研究区部分探井在试气过程中出现了产水现象,且产水井数量较多,常见气水共存的情况,缺乏明确统一

的气水界面,这反映了该区域气水关系的复杂性(范萌萌等,2016)。前人对苏里格气田下古生界的研究主要集中在储层特征及成岩作用方面,对地层水的研究相对薄弱。因此,明确苏东南地区地层水的化学特征及分布规律,分析气水分布的主控因素对气藏的下一步有效开发具有重要的指导意义。

碳酸盐岩储层中地层水常与油气相伴生,并作为油气运聚的主要载体,参与了油气生成、运移、聚集和成藏的全过程(过敏等,2009;王丽娟等,2025)。因此,地层水的化学特征及分布规律可直接反映油气的分布情况及保存条件(窦伟坦等,2010)。已有研究从水化学和地球化学角度,采用钠氯比等参数,系统剖析了水化学组成特征及与天然气藏的关系,但选取参数相对局限(李贤庆等,2002)。余朱宇(2017)对鄂尔多斯苏里格气田桃2区块马家沟组气、水分布规律进行了研究,认为桃2区块气水分布主控因素有构造起伏、铝土岩展布、储层非均质性等。吴见萌(2024)通过分析川西新场地区气藏气水分布特征,对气藏的复杂气水关系主控因素进行了研究,认为构造相对高部位、近烃源断层、区域盖层及隔层下的气顶是开发的首选目标。本文在地层水化学特征分析的基础上,利用氯钠系数、脱硫系数、钠钙系数等参数对地层水的形成环境进行深度分析,通过单井识别、连井对比、平面展布刻画对气水分布规律进行剖析,最后结合构造、古地貌、储层等研究气水分布的主控因素及其对油气开采量的影响,旨在为苏里格气田东南部下古生界气藏的进一步高效开发奠定坚实的理论基础。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地奥陶纪处于华北地台西部,其西南部毗邻贺兰海槽和秦祁海槽,2个海槽的构造演化控制着华北地台西部的沉积格局。马家沟组在鄂尔多斯盆地的华北地块西缘发育6套不同类型的岩性段,马一段、马三段及马五段均以坚硬的硬石膏岩、盐岩和白云岩为主,形成于大规模海退时期,为蒸发台地和局限台地沉积;马二段、马四段、马六段主要为石灰岩,部分地区夹有白云岩及少量盐岩、硬石膏岩,形成于大规模海侵时期,为开阔台地沉积(梁积伟等,2013)。

研究区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造单元的北部,是鄂尔多斯盆地油气的主要聚集区之一。马

五1亚段在研究区西北部断层发育区剥蚀程度较高,除顶部由于风化剥蚀造成丢失或变薄外,其各个层位的厚度均相对稳定。马五1亚段整体显示为东高西低、北高南低的特征,地势总体较平坦,仅在召87井—靖73-26井一线地势相对较陡,该地区的坡降为10 m/km,坡度不超过1°,总体表现为向西倾斜的缓和单倾斜。研究区主要发育鼻状隆起,构造起伏较小,以岩性圈闭为主。

研究区钻遇马五1亚段井数共76口,其中47口井出水。试气结果显示,马五1亚段平均无阻流量为 $16.05 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;试气出水井点32口(钻井76口,占42.1%),出水量0.039~90 m^3/d ,平均20.33 m^3/d 。

2 研究区地层水化学特征

2.1 地层水离子浓度及水型

对研究区17口井马五1亚段17个地层水样品的化学元素数据统计分析得出,马五1亚段地层水中阳离子以 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 为主,其中 K^+ + Na^+ 占23.98%~53.65%, Ca^{2+} 占比达38.55%~74.22%。阴离子主要为 Cl^- ,占比达97.97%~99.78%, Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 含量较少,几乎不含 CO_3^{2-} (图1)。

研究表明,在离子组分中,阳离子的数量由大到小依次是 Ca^{2+} 、 Na^+ + K^+ 、 Mg^{2+} , Ca^{2+} 含量一般可以达到14697~46218 mg/L, Na^+ + K^+ 含量11052~63355 mg/L, Mg^{2+} 含量421~8434 mg/L,不含 Ba^{2+} (表1)。阴离子中 Cl^- 含量可达51978~160562 mg/L, HCO_3^- 和 SO_4^{2-} 含量甚微,大多数小于1000 mg/L。

根据苏林分类法,初步认为研究区马五1亚段地层水主要为 CaCl_2 型,结合冯增昭 and 鲍志东(1999)对 CaCl_2 型地层水的详细划分方案,认为研究区以氯化钙V型水为主。马五1亚段的地层水为古老的残留海水,其在原始沉积时期已遭受严重变质,表明马五1亚段具有较好的封闭性,是烃类聚集和保存的有利储集区。

2.2 地层水 pH 值与矿化度分析

(1) 地层水 pH 值

通常,高矿化度变质水在长时间密闭、压力大的条件下主要呈碱性或弱酸性,地表溶蚀平衡状态下的水pH值也仅为7.0~8.67,属于碱性水。研究区马五1亚段地层水pH值分布在5.0~6.3之间,表现出酸碱性为弱—中酸性特征,可能是由于在地层中存在一定量的残留有机酸,导致地层水的pH值偏小

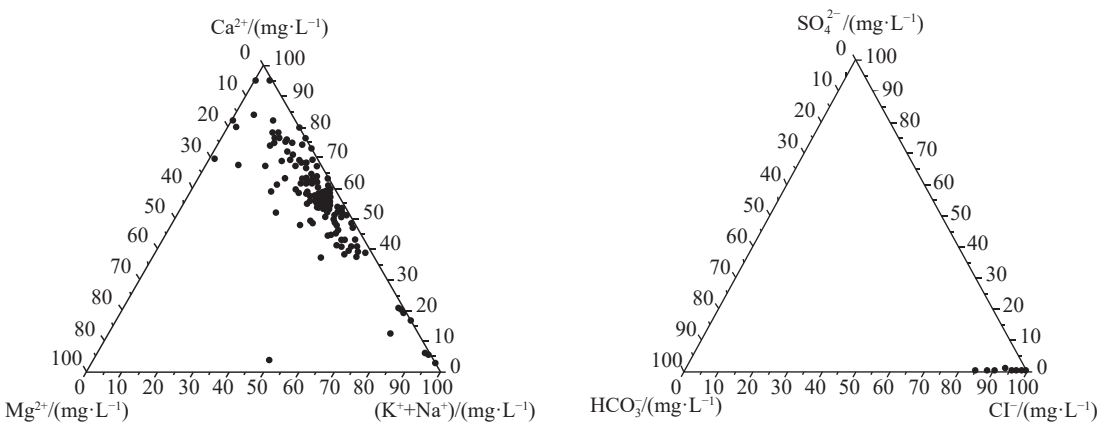


图 1 马五 1 亚段主要阴、阳离子组成三角图

Fig. 1 Triangle diagrams of main negative and cation composition of Ma 5₁ subsection

表 1 苏里格气田东南部马家沟组马五 1 亚段地层水化学特征

Table 1 Characterization of stratigraphic water chemistry in Ma 5₁ subsection, southeastern part of Sulige gas field

井号	地层水离子含量/(mg·L ⁻¹)						总矿化度/(mg·L ⁻¹)	水型	pH值
	K ⁺ +Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻			
G4-9	8253.8	6887.8	895.2	27190.2	0.0	562.1	206487.4	CaCl ₂	5.9
S179	11052.9	16440.8	2136.9	52067.2	31.3	449.0	82178.1	CaCl ₂	5.3
G3-8	11105.9	17026.0	1721.2	51978.6	52.8	410.0	82294.4	CaCl ₂	6.1
G0-9	17978.6	25545.5	1127.9	75785.0	229.2	404.4	121070.5	CaCl ₂	5.4
J51-18	28755.3	20663.2	4177.7	92701.8	0.0	612.1	146910.0	CaCl ₂	5.3
J49-14	18469.6	22765.4	2761.6	76524.1	0.0	462.4	120983.3	CaCl ₂	6.1
G2-8	16594.6	31127.1	2981.0	89023.8	0.0	534.1	157606.6	CaCl ₂	5.6
G04-6	16270.0	31393.5	1410.5	84463.2	0.0	449.7	133986.7	CaCl ₂	6.2
J52-25	10618.7	22091.7	2115.7	61427.8	0.0	324.8	96578.6	CaCl ₂	5.4
W26-5	20240.6	27264.4	1984.4	84980.7	0.0	401.9	134872.0	CaCl ₂	5.6
G4-10	13745.0	28557.2	2767.3	79574.3	9.9	328.5	124982.1	CaCl ₂	5.9
G2-2	25877.1	26680.5	3053.3	95800.1	0.0	320.5	155410.6	CaCl ₂	5.9
G1-8A	14087.3	43602.0	1057.9	101739.7	0.0	324.8	160811.7	CaCl ₂	5.2
G4-8	27686.8	43065.2	5936.5	135922.4	176.2	199.1	212986.1	CaCl ₂	6.3
J41-30	16648.4	40695.2	2115.7	103659.4	0.0	274.8	163393.5	CaCl ₂	5.4
G2-9	20546.2	39864.6	3643.5	112642.4	0.0	293.7	176990.3	CaCl ₂	5.6
S155	41618.5	46218.3	5096.9	160563.0	11.0	343.2	253851.0	CaCl ₂	5.1

(张林等, 2021)。

(2)地层水矿化度

研究表明,苏东南地区马五 1 亚段地层水矿化度介于 86620~206720 mg/L 之间,平均地层水矿化度大于 100000 mg/L,远大于正常海水矿化度 35000 mg/L(段治有等, 2019)。对比发现,研究区地层水矿化度与邻近探井相差较大,表明水动力较小,水体流通性较差,可能主要与碳酸盐岩储层较强的非均质

性有关(李贤庆等, 2002; 赵卫卫等, 2012)。

研究区马五 1 亚段地层水中不同离子的浓度与总溶解固体 (total dissolved solids, TDS) 具有一定的正相关性,离子浓度占比直接影响其与 TDS 的相关性强弱。TDS 与离子浓度占比最大的 Cl⁻相关性最强,其次是 Na⁺+K⁺和 Ca²⁺,与 Mg²⁺呈微弱的正相关关系(图 2),表明 Cl⁻和 Na⁺+K⁺及 Ca²⁺对苏东南地区马五 1 亚段地层水 TDS 的控制作用。

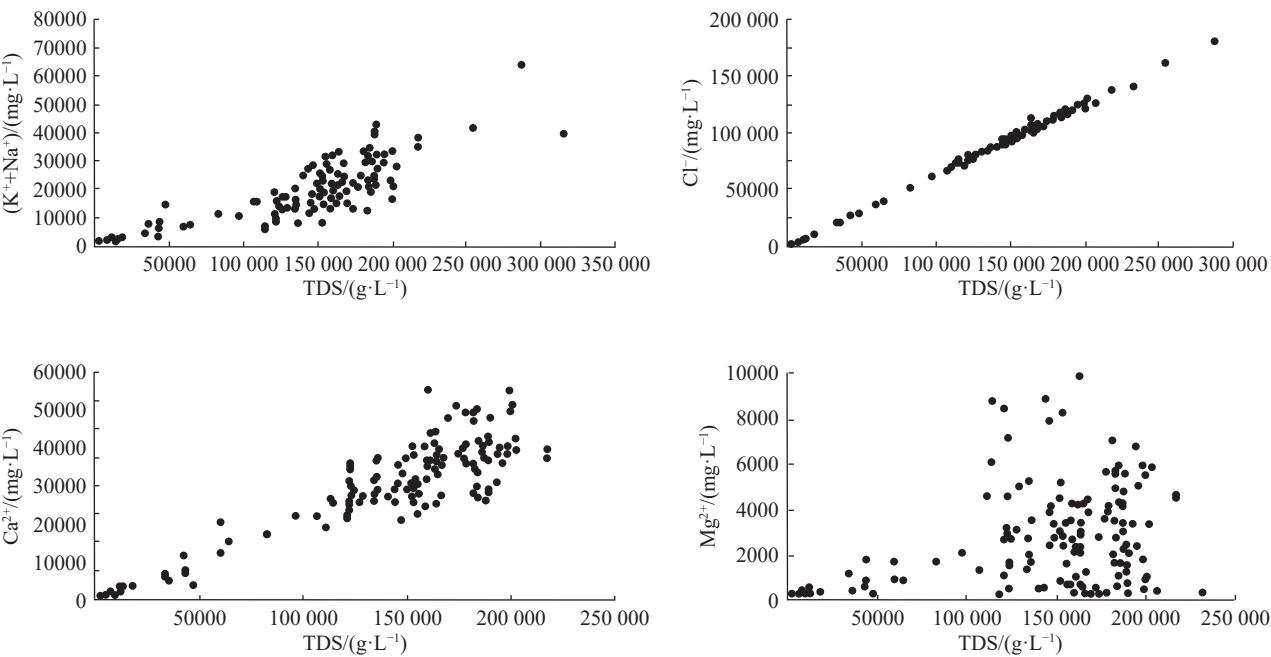


图 2 苏里格气田东南部马家沟组马五 1 亚段离子浓度与 TDS 相关图

Fig. 2 Correlation of ion concentration and TDS of Ma₅₁ subsection in the southeast of Sulige gas field

3 地层水化学参数

3.1 钠氯系数

钠氯系数(Na^+/Cl^-)与油气藏的成因及成藏环境密切相关,能够反映油气藏地层水的浓缩变质程度和化学环境。一般而言,地层水封闭性越好,富集程度和变质程度越高,钠氯系数值越低,对油气的保存越有利。当钠氯系数低于 0.87 且矿化度很大时,地层水很可能是某种变质的沉积水或强变质的渗透水。因此, Na^+/Cl^- 值也常被用来表示地层水动力条件(王颖, 2017; 赵永强等, 2022)。

研究区马五 1 亚段地层水钠氯指数主要介于 0.14~0.31 之间,平均为 0.22(表 2),反映研究区沉积水体环境稳定,有利于天然气保存。从钠氯系数平面分布图(图 3)可以看出,马家沟组地层水 Na^+/Cl^- 值西高东低,其东北部乌 26-5 井-G04-6 井区域及东南部 G3-8 井-陕 155 井-G4-9 井-G4-10 井区域为主要低值区,指示这些区域天然气保存条件较好,为天然气富集有利区(图 3)。

3.2 脱硫系数

脱硫系数($100 \times \text{SO}_4^{2-}/\text{Cl}^-$)通常用来评价油气藏保护程度(李爱荣等, 2022)。一般情况下,脱硫系数较低,地层水的还原作用较强,地层封闭性越好,油气藏保护程度更好。当脱硫系数小于 1 时,地层封

闭性最好,地层水还原程度彻底;当脱硫系数位于 1~3 之间,地层水还原程度不彻底,但地层相对较封

表 2 马五 1 亚段地层水化学分析数据

Table 2 Data sheet for chemical analysis of stratigraphic water in Ma₅₁ subsection

井名	钠氯 系数	脱硫 系数	变质 系数	氯镁 系数	盐化 系数	钠钙 系数
陕179	0.16	0	20.56	49.00	115.96	0.41
G3-8	0.24	0	10.51	27.71	126.79	0.81
靖49-14	0.24	0.60	25.62	67.19	165.49	0.70
G0-9	0.14	0	41.43	96.18	187.42	0.32
靖52-25	0.19	0	12.15	29.86	189.15	0.53
G4-10	0.18	0	12.64	30.92	242.21	0.52
乌26-5	0.21	0.20	11.87	30.20	211.47	0.65
G04-6	0.17	0.02	11.89	28.76	187.83	0.48
靖51-18	0.20	0.26	9.12	22.90	151.46	0.64
G2-2	0.30	0	10.58	30.38	298.90	1.20
G2-8	0.26	0.014	11.67	31.51	166.70	0.90
G1-8A	0.21	0.12	9.60	24.37	313.28	0.67
靖41-30	0.24	0	16.31	42.82	377.22	0.74
G2-9	0.19	0	24.17	59.88	383.49	0.52
G4-9	0.27	0	11.45	31.38	48.37	0.97
G4-8	0.17	0	12.01	29.03	682.79	0.48
陕155	0.31	0	7.65	22.19	467.91	1.39

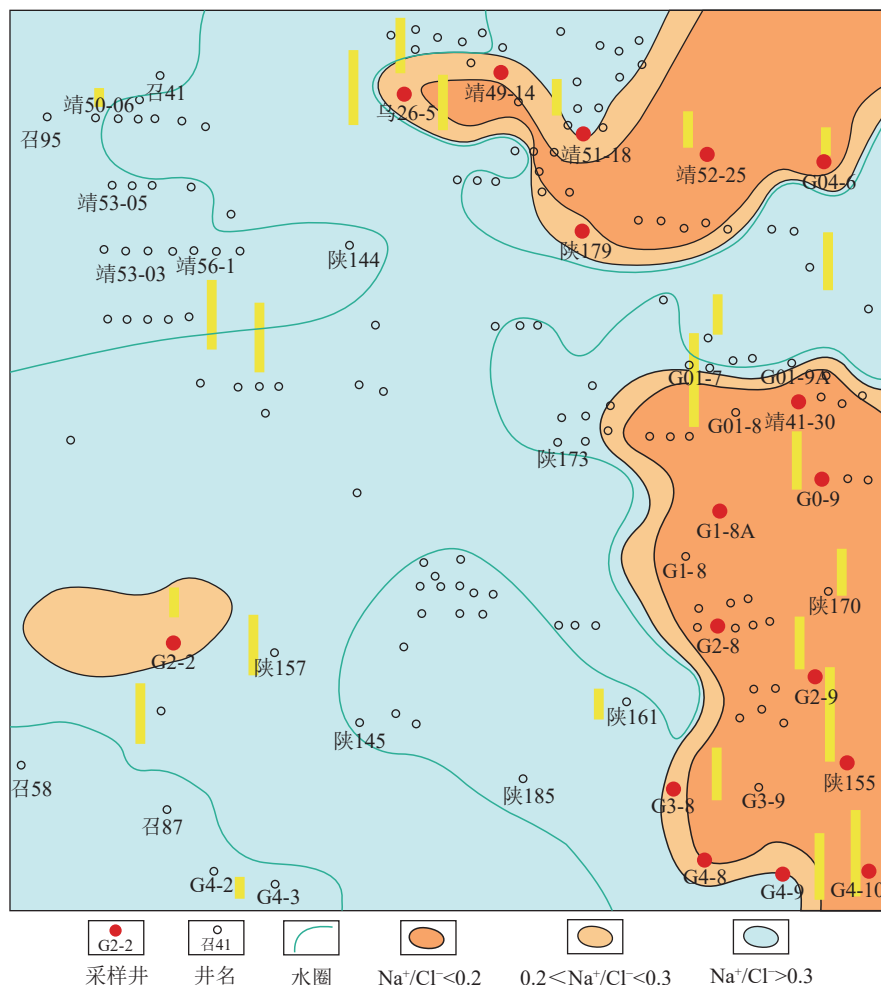


图3 苏里格气田东南部马家沟组马五₁亚段地层水钠氯系数平面分布规律图(黄色竖线代表无阻流量,长短代表流量多少,下同)

Fig. 3 Plane distribution pattern of water sodium chloride coefficient in Ma 5₁ subsection of Majiagou Formation in the southeast of Sulige gas field

闭;当脱硫系数大于3时,地层封闭性较差(李爱荣等,2022)。

研究区马五₁亚段地层水脱硫系数主要介于0~0.6之间,平均0.07(表2),表明研究区马五₁亚段地层水还原相对较彻底,天然气保存条件较好。

3.3 氯镁系数及变质系数

氯镁系数($\text{Cl}^-/\text{Mg}^{2+}$)和变质系数($\text{Na}^+ + \text{Cl}^-/\text{Mg}^{2+}$)可以反映地层水水岩作用的强弱及不同离子的交替置换程度(李爱荣等,2022)。随着地下径流速度的减缓和水岩作用时间的延长,水体的变质程度逐渐增高,对油气保存更有利。在深部地层中,随着水岩作用和生化作用的加强, Ca^{2+} 、 Cl^- 逐渐增多, Mg^{2+} 逐渐减少,而 Na^+ 逐渐被 Ca^{2+} 所取代,导致氯镁系数及变质系数逐渐增大。目前通常认为,含油气岩层的地层水氯镁系数一般高于5.13,而变质系数

一般高于1(李爱荣等,2022)。研究区马五₁亚段氯镁系数介于22.19~96.18之间,平均38.49;变质系数介于7.65~41.43之间,平均15.25(表2)。其平面分布规律与钠氯系数相似,整体表现为东高西低的特征,高值区主要分布在研究区东北部乌26-5井—G04-6井区域,以及东南部的G3-8井—陕155井—G4-9井—G4-10井区域(图4),表明水岩作用进行充分,气藏封闭性好。

3.4 盐化系数

盐化系数($\text{Cl}^-/(\text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-)$)可反映地层水在埋藏过程中的蒸发浓缩程度(周孝鑫,2014)。一般情况下,在埋藏过程中,盐化系数大于150时, Cl^- 含量越高,地层水的还原作用越强,封闭性越好;当盐化系数小于150时,地层封闭性较差(周孝鑫,2014)。

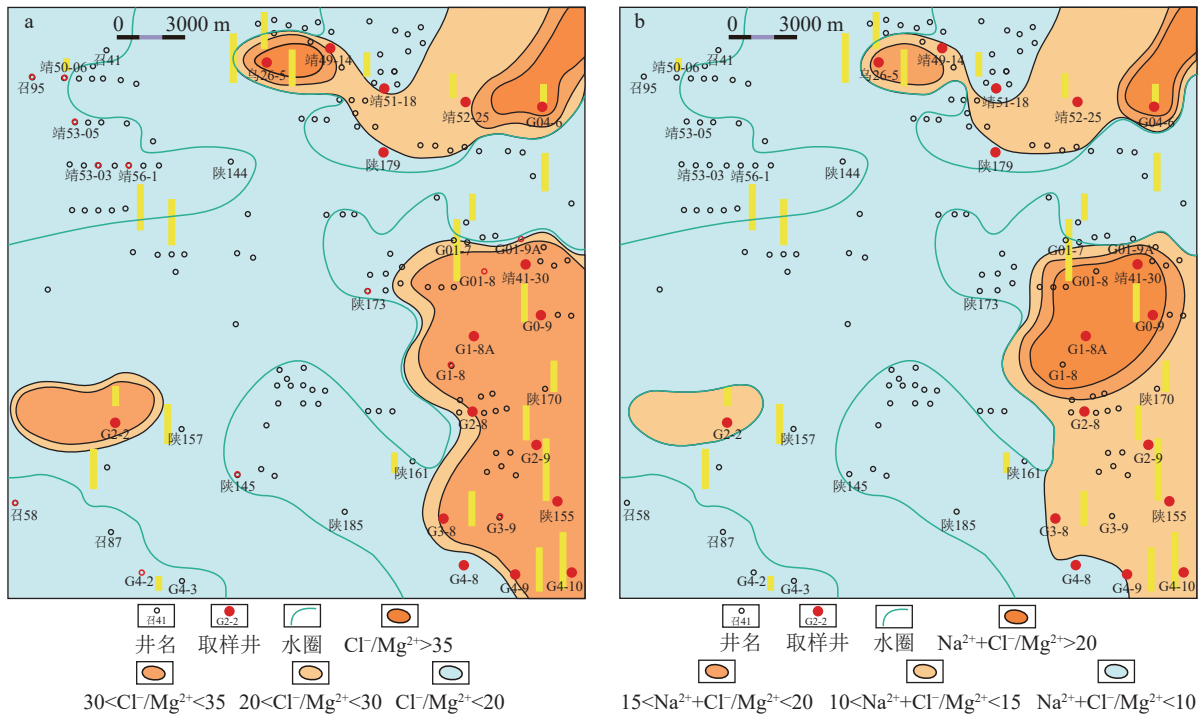


图 4 苏里格气田东南部马家沟组马五 1 亚段地层水氯镁系数(a)及变质系数(b)平面分布规律

Fig. 4 Plane distribution pattern of magnesium chloride coefficient (a) and metamorphic coefficient (b) of formation in Ma 5₁ subsection of Majiagou Formation in the southeast of Sulige gas field

研究区马五 1 亚段地层水盐化系数普遍较高(一般大于 150),表明经历了较强的埋藏浓缩作用。东南部 G4-9 井盐化系数明显较低,仅为 48.37(表 2),表明地层水的封闭性相对较差。

3.5 钠钙系数

钠钙系数($\text{Na}^+/\text{Ca}^{2+}$)为地层水中 Na^+ 离子含量与 Ca^{2+} 离子含量的数值比,通常用来指示封闭性及浓缩变质程度(张海荣, 2014)。一般情况下,钠钙系数越低,地层水的封闭性越好,油气藏保护程度越好。普遍认为,淡水湖泊或雨水展现出的钠钙系数小于 1,而海水的钠钙系数则可高达 23.2,表现出显著差异。对于沉积盆地内的浅层水体,其钠钙系数大多介于 1~4 之间。深层油田水及地层水的钠钙系数普遍超过 5,显示出更高的钠含量特征(张海荣, 2014)。

研究区马五 1 亚段地层水钠钙系数较低,主要介于 0.32~1.79 之间,平均 0.7(表 2),表明地层水的封闭性较好,浓缩变质的程度较深,有利于成藏。

综合分析地层水的各项化学特征参数发现,苏东南地区马五 1 亚段地层水具有低氯钠系数、脱硫系数,高氯镁系数、变质系数、盐化系数,以及低钠钙系数的特征,指示研究区马五 1 亚段地层封闭性较

好,有利于气藏保存。

4 马五 1 亚段气水分布规律

4.1 马五 1 亚段气水剖面分布规律

研究区马家沟组气藏的气水关系呈现高度复杂性,在垂向上共存有气水同层与气层,且其气水界面位置低于局部构造圈闭(图 5),根据测试井的储层含水饱和度统计分析可知,纵向上含水饱和度整体受构造控制,且这种控制作用自上而下逐渐增强,使得气水分布具有较好的分异性;局部受纵向非均质性影响,储层的渗透性较差,导致下部含水饱和度低于上部,使得气水分异不明显(图 6、图 7)。

纵向上,研究区马五 1 亚段气水分异不明显,大部分为气水同层,气水连通性较好。根据地层水成因差异及空间分布形态,将地层水分为构造低部位水、孤立透镜状水、低渗带滞留水(王继平等, 2013; 田伟伟等, 2020)。其中,构造低部位水多是由于供烃条件有限,气水驱替作用进行不彻底,残留水主要分布在构造相对较低的鼻凹处,气水分异较明显;孤立透镜状水多存在于厚度较薄且非均质性较强的储层中,被物性较差的储层包围,地层水流动小,难以

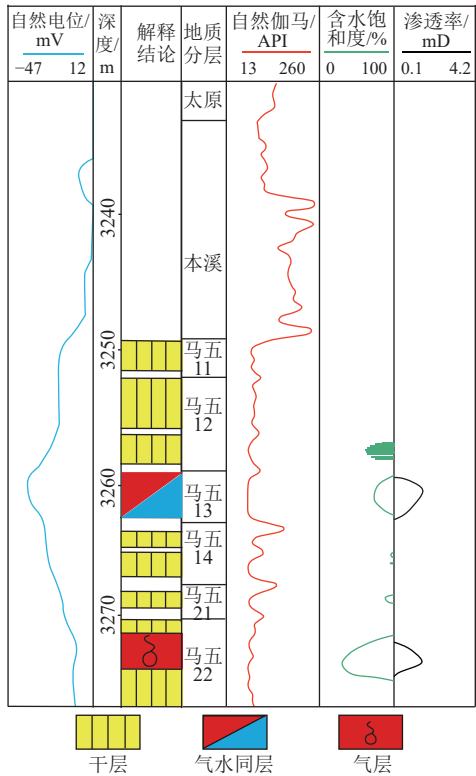


图 5 马五段 G3-8 井气藏单井解释图
Fig. 5 Single well interpretation diagram of well G3-8 gas reservoir in Ma 5 section

进行气驱水, 横向上连续性差, 多呈孤立状分布。研究区纯水层相对较少, 孤立透镜状水较不发育; 低渗带滞留水则主要受储层物性条件控制, 主要分布在物性较差、非均质性较强、原始含水饱和度较高的区域。造成这种情况的主要原因是, 在渗透率较高的储层中, 地层水渗流较容易, 因此在气驱水之后, 天然气会占据渗流通道中的孔渗条件较好的储层, 而将水分运移到渗流通道尽头的储层, 导致原始物性较差的地层的渗流阻力增大, 天然气充注困难, 气水驱替效率低, 而较高的原始含水饱和度极易导致地层形成滞留水(戴金星等, 2005; 王起琮等, 2012)。

由前文可知, 苏里格气田东南部马五 1 亚段风化壳气藏封闭性较好, 地层水和天然气存在于多孔介质中, 孔隙吼道细小, 流体分异缓慢, 地层孔隙中的天然气和地层水短期内达到一种准静态平衡。当地层被钻开后, 井筒地层压力降低, 流体在压差的驱动下涌向井底, 气水分布的动态平衡被打破, 邻近“富含水区”的井孔可能出水。如陕 157 井试气时曾获得井口产量 $8.154 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 无阻流量 $14.965 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流, 不产水, 但在试采过程中开始产水, 在井口产量 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的情况下, 产水 $3.15 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

井号	陕185	G3-8	G4-8	G4-9	G4-10
日产水/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	22.32	10.8	29.6	42.2	0.8
日产气/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	/	0.0356	0.053	7.1178	14.9122
无阻流量/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	/	/	/	34.7942	41.9275

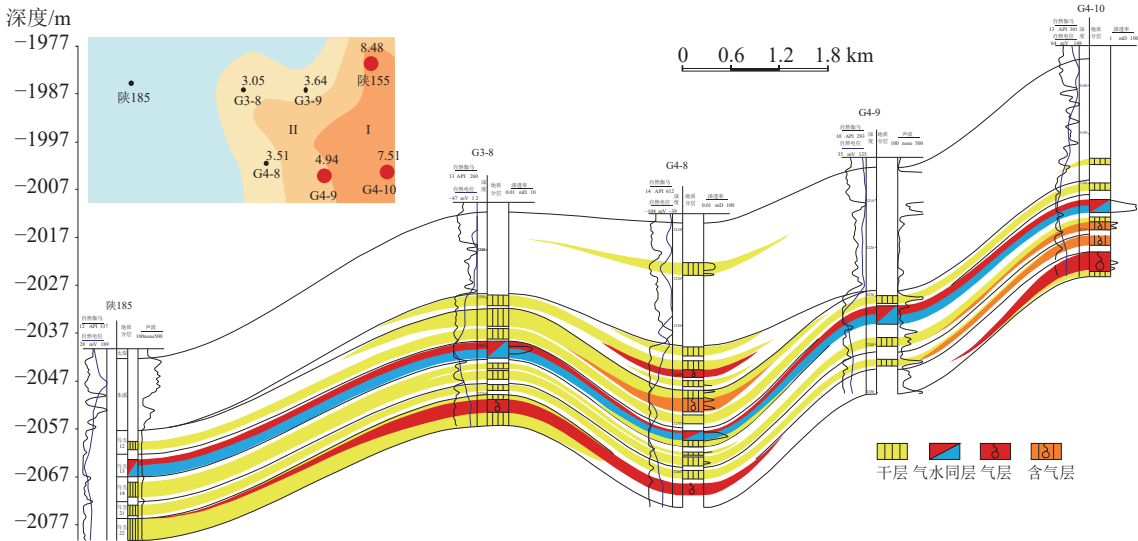


图 6 马五段陕 185-G4-10 气藏连井剖面图
Fig. 6 Section of Shaan 185-G4-10 gas reservoir in Ma5 section

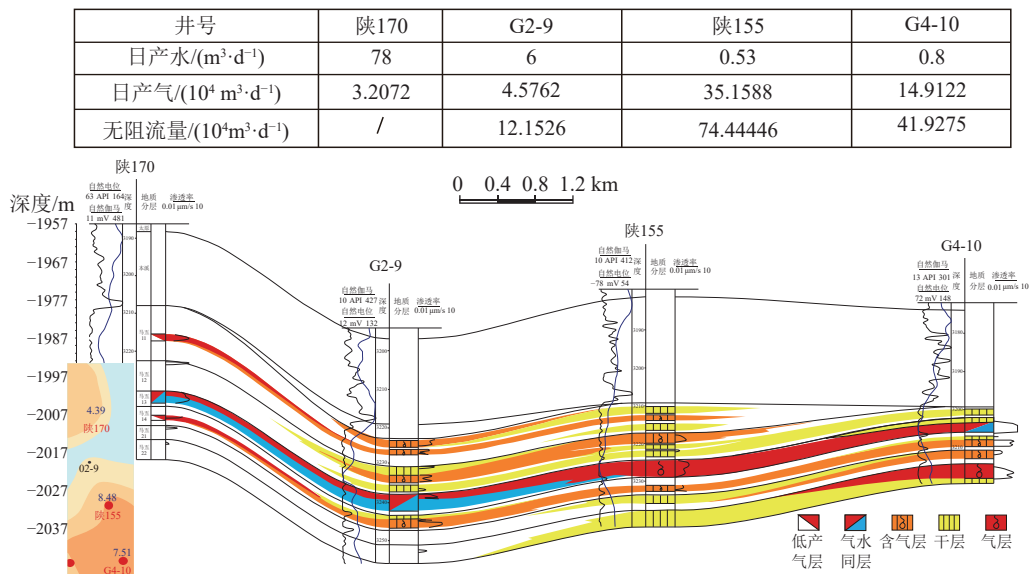


图 7 马五段陕 170–G4-10 气藏连井剖面图

Fig. 7 Section of Shaan 170–G4-10 gas reservoir in Ma5 section

综上所述,该区块是由于区域内气水分异不充分所形成的“气水混存区”,气水混存为其典型特征,对于试气阶段未出现产水的井,在生产过程中由于压力差异的作用,可能也会产水,因此在开采过程中要尽量避水开发。

4.2 马五 1 亚段气水平面分布规律

研究区试气资料及生产动态资料分析结果表明,产水井主要集中在 5 个区域,其中南东方向陕 170–陕 161–靖 41-30 井区域含水面积最大,达 196.7 km^2 ;其次是北东方向的靖 51-18–G04-6 井区域和北西方向的召 41–陕 144 井区域,含水面积分别为 78.92 km^2 和 69.36 km^2 。南西方向的 G2-2 井区和召 87–G4-3 井区域含水面积较小,分别为 12.1 km^2 和 35.1 km^2 。

从西北部的召 41–陕 144 井区到西南部的召 87–G4-3 井区是与东南部陕 170–陕 161–靖 41-30 井区相似的区块,均是气水分异不彻底的气水混合区,且比陕 170 井区处于更低的构造位置,区内一些井在试气过程有较大的产水量,如西南部 G2-2 试气获得 $3.50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的无阻流量,产水 $15 \text{ m}^3/\text{d}$ (图 8)。

5 马五 1 亚段气水分布控制因素及其对油气开采量的影响

5.1 构造高点控制纵向上气水分异

区域地质研究显示,该研究区域位于鄂尔多斯地台的构造核心地带,且长期保持为一个异常平缓

的高原地貌。马五 1 亚段底面构造特征为西高东低,经印支运动及燕山运动后,目前该地区的坡降达 $4 \sim 5 \text{ m/km}$,坡度不超过 1° ,总体表现为向西倾斜的缓和单倾斜,这种构造格局是造成西部构造下倾部位相对“富含水”,而东部构造上倾部位相对“富含气”的主要因素(邱甜甜, 2023)。在晚侏罗世一早白垩世天然气大规模聚集的关键时期,研究区的地质构造相较现今更平缓。主要成藏过程结束后,尽管盆地东部经历了逐渐加剧的抬升作用,且气水分异现象持续演进,但现今观察到的地质构造依然维持着相对平缓的特征。

在该背景下,在地层中的天然气很难抵抗向上的毛细管阻力,导致气水分异动力不足,使得气水分异现象不显著,最终形成现今气水分布的区域性特征。具体而言,研究区域东部呈现出较大的含水范围,例如东南部的 G01-7–G4-10 井区为相对“富水带”,西部含水范围则相对较小。由于气水分异不完全,形成了一定规模的“气水混存区”,表现为气水同出。在构造形态上,低洼区域普遍出水,而高地则普遍产气,但亦存在例外情况,即低洼处产气和高地处出水的现象(杨飞等, 2022)。在 32 口出水井中,有 19 口位于构造鼻凹位置,9 口位于鼻翼区域,4 口则处于鼻隆部位。相对而言,构造鼻隆部位产气的可能性更大、出水几率较小,而鼻翼和鼻凹部位则更倾向于出水。因此,虽然研究区构造倾斜幅度较小,但也在一定程度上控制了气水分异作用的进行,进而

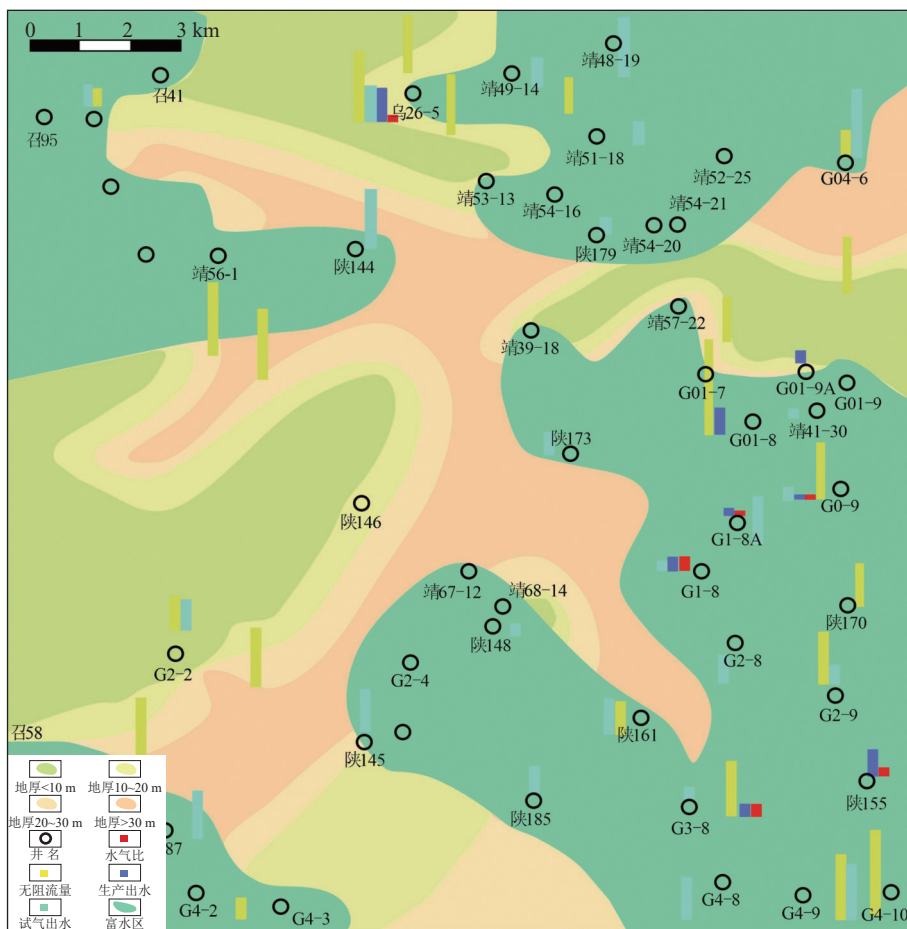


图8 马五1亚段风化壳储层出水井点分布图

Fig. 8 Point distribution of weathered reservoir in Ma 5₁ subsection

影响了气藏的聚集位置(图8)。

5.2 岩溶古地貌控制气水横向分布非均质性

苏里格气田东南部马五1亚段主要发育古岩溶储层,前石炭纪古地貌控制了不同区域的岩溶作用类型,而岩溶作用过程直接影响了储层的发育程度。因此,前石炭纪的古地貌格局对气水分布的控制作用集中体现在对储层非均质性的影响。

通过印模法和残厚法对比分析,综合该区域地质构造演化背景可知,苏里格气田东南部前石炭纪风化壳岩溶古地貌以岩溶斜坡为主,并将其分为残丘、缓坡、洼地和沟槽4个三级古地貌单元。其中岩溶残丘岩溶改造作用较好,常发育有效溶蚀孔、洞,形成有利储集空间(白慧等,2017)。岩溶地貌中的沟槽与洼地区域,由于强烈的侵蚀作用,导致马五11、马五12地层遭受严重剥蚀,地形相对低洼。该区域残留地层直接与本溪组的铝土质泥岩接触,为天然气提供了良好的封堵环境。因此研究区马五1

亚段中的气水分异现象未能有效将水分排出至构造的低倾部位,天然气则会将其驱赶至附近的沟槽与洼地周围,从而成为分割气藏的局部滞留水分布区。例如,陕179、陕185、召87等出水井点均紧邻岩溶沟槽分布(图9)。

此类气水分布特征主要归因于古地貌中的洼地与沟槽结构,其对天然气气藏有着遮蔽与分割的关键作用,储层的非均质性及构造的平缓态势导致气水分异过程的不顺畅,使得在“气水分异”阶段,气体无法及时迁移至构造的低洼部位,而积聚于沟槽附近区域,进而被围堵,形成“透镜状”水体。除被沟槽封堵的一侧,另外的一侧与气藏相连,常形成气水混存区,表现为气水同出,且产水量较少(图10)。古地貌控制储层非均质性,使得某些区域渗透率低,影响开发效果。

5.3 储层特征控制气驱水效率

对于非均质性较强的古岩溶储层,构造对气水

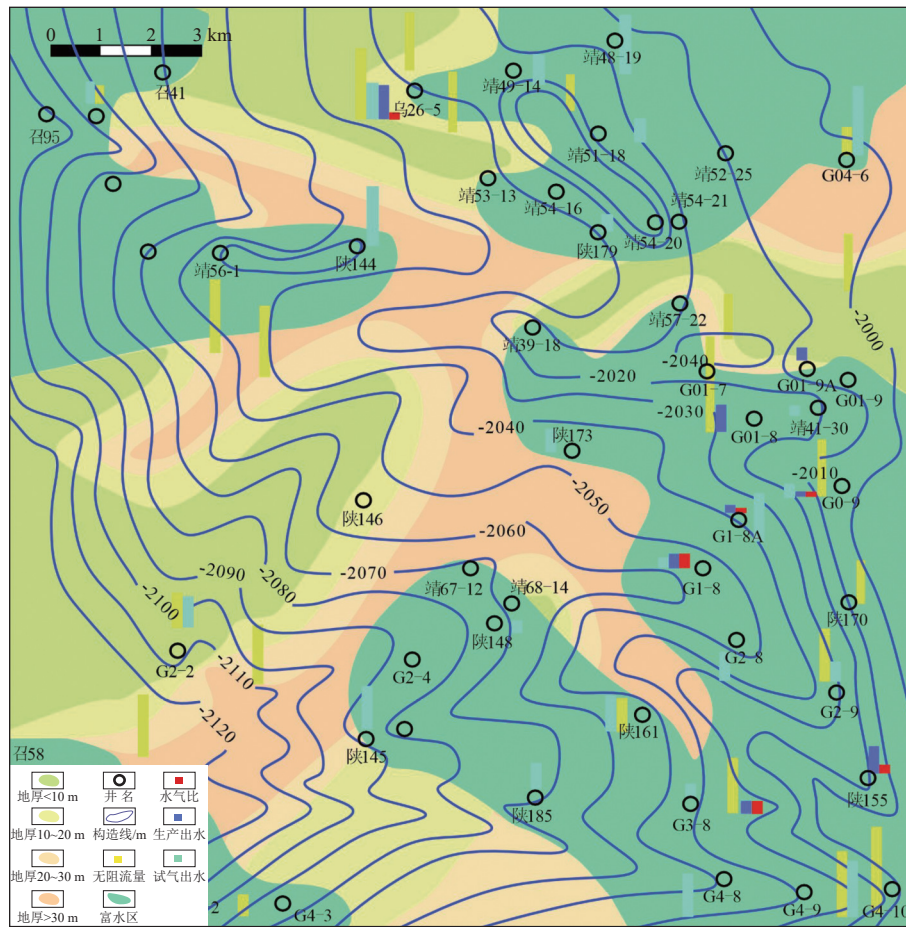


图 9 马五 1 亚段风化壳储层出气、生产出水井点与构造等值线、地层叠合图

Fig. 9 Overlay diagram of gas test, production well point and structural contour of weathered shell reservoir in Ma 5₁ subsection

分布的影响非常弱, 主要与储层的物性密切相关。总体而言, 苏里格气田是低孔渗、低丰度、低压、规模较大的气藏, 该气田下古生界本溪组与二叠系太原组煤系生油岩均为“广覆生烃, 大面积含气”的典型代表, 是下古生界马家沟组的重要烃源岩。因为气体充注要求有一定渗透差, 所以高渗透率储层刚开始的充注压力较低, 气驱水的效率较高, 易形成较好的气层; 而低渗储层充注困难, 易形成气水同层或干层(王颖, 2017)。

苏东南地区马家沟组马五 1 亚段地层与上覆烃源岩呈不整合接触, 地层岩性以白云岩为主, 经历了多期次成岩作用改造, 发育溶孔、晶间孔、裂缝、洞穴等相互交织的储渗空间, 以裂缝-溶蚀孔型的储层为主(戴金星等, 2005)。储集空间类型具有较强的非均质性。因此气水分异的通道经常被致密带堵塞, 分割起来, 导致构造不同部位均可形成相对局限孤立的“含水区”(邱甜甜等, 2023)。物性较好的储

层往往富含天然气, 而物性相对较差的区块驱水效率低, 导致滞留水多, 影响产量。

6 结 论

(1) 鄂尔多斯盆地苏里格气田东南部马五 1 亚段地层水 pH 值为弱—中酸性, 水型均表现为 CaCl₂ 型, 是经长时间地层内循环, 水岩作用后高度变质的高浓度蒸发卤水, 表现为低氯钠系数、脱硫系数, 高氯镁系数、变质系数、盐化系数, 以及低钠钙系数的特征, 地层封闭性较好, 有利于气藏保存。

(2) 平面上, 产水井主要集中在 G4-8、S158 等 5 个区域, 其中东部含水面积较大, 大部分为气水混合区。纵向上, 气水分异不明显, 多为气水同层, 常见构造低部位水及低渗带滞留水, 而孤立透镜状水较不发育。

(3) 苏里格气田东南部奥陶系马五 1 亚段地层水分布受构造、前石炭纪古地貌格局及储层非均质

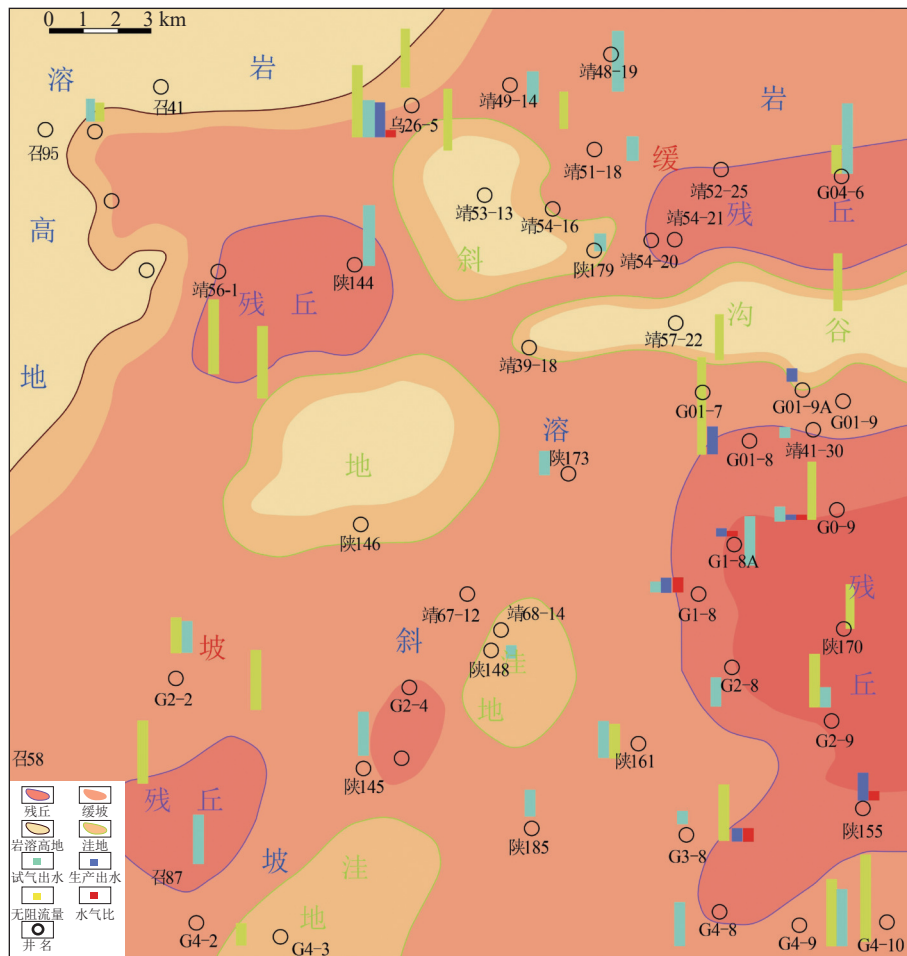


图 10 前石炭纪古地貌图

Fig. 10 Former Carboniferous ancient landform map

性 3 个因素共同控制。构造高点控制纵向上气水分异,更容易产水,岩溶古地貌控制气水横向分布非均质性,使得某些区域渗透率低,影响开发效果,储层特征控制气驱水效率,物性较好的储层富含天然气,物性差的区块滞留水多,影响产量。

致谢: 论文完成之际, 谨向所有给予作者支持与帮助的人致以衷心感谢。感谢论文撰写之际, 实验室的每个人在数据收集与实验验证中提供的协作支持。感谢学院提供的学术平台及审稿专家的宝贵建议。

References

- Bai H, Yang G P, Ma Z X, et al. 2017. The Influence of Ordovician Palaeokarst landform of gas reservoir in the eastern part of Sulige gasfield[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 40(2): 21–25(in Chinese with English abstract).
- Dai J X, Li J, Luo X, et al. 2005. Alkane carbon isotopic composition and gas source in giant gas fields of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, (1): 18–26(in Chinese with English abstract).
- Dou W T, Liu X S, Wang T. 2010. The origin of formation water and the regularity of gas and water distribution for the Sulige gas field, Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 31(5): 767–773(in Chinese with English abstract).
- Duan Z Y, Li X, Chen C F, et al. 2019. Gas and water distribution and its controlling factors of Xiashihezi Formation in J58 well area, Hangjinqi area[J]. *Lithologic Reservoirs*, 31(3): 45–54(in Chinese with English abstract).
- Fan M M, Li W H, Bu J. 2016. Rare earth element characteristics of sediment samples of Triassic maximum flooding period in Longdong area of Ordos Basin and their provenance significance[J]. *Geological Bulletin of China*, 35(2/3): 390–397(in Chinese with English abstract).
- Feng Z Z, Bao Z D. 1999. Lithofacies paleogeography of the Ordovician Majiagou Stage in the Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, (1): 1–8(in Chinese with English abstract).
- Guo M, Li Z D, Du S L, et al. 2009. The genesis of formation water and its relation to oil–gas accumulation in upper paleozoic of HangJinQi area[J]. *Mineralogy and Petrology*, 29(1): 99–105(in Chinese with English abstract).

- English abstract).
- Li A R, Qiang Q, Xu L H, et al. 2022. Chemical characteristics of formation water of Chang 2 oil formation of Yanchang Formation in Zhaike area, Ordos Basin and its indication to dense oil reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 33(10): 1637–1647(in Chinese with English abstract).
- Li X Q, Hou D J, Liu C Q, et al. 2002. Hydrochemical characteristics of lower paleozoic formation water and identification of natural gas enrichment area in central gas fields in Erdos[J]. *Natural Gas Industry*, (4): 10–14, 11–12(in Chinese with English abstract).
- Liang J W, Li R X, Chen Y L. 2013. Geochemical behaviors and genesis of formation water in 8th Member of Xiashihezi Formation in western Sulige gas field, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 34(5): 625–630(in Chinese with English abstract).
- Luo J L, Wei X S, Yao J L, et al. 2010. Provenance and depositional facies controlling on the Upper Paleozoic excellent natural gas-reservoir in northern Ordos basin, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 29(6): 811–820(in Chinese with English abstract).
- Qiu T T. 2023. Carbonate reservoir evaluation of Majiagou Formation in Zhao41 well area, southeastern Jiangsu, Ordos Basin[D]. Master Thesis of Xi'an Shiyou University(in Chinese with English abstract).
- Tian W W, Zhang J, Fan A P, et al. 2020. Origin of Formation Water and Main Controlling Factors of Gas-Water Distribution in S120 Block of Sulige Gasfield[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)*, 35(6): 1–9(in Chinese with English abstract).
- Wang J P, Li Y G, Wang H, et al. 2013. Study on formation water distribution law in tight sandstone gas reservoir of Su X Block in west area of Sulige, Ordos Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 40(4): 387–393(in Chinese with English abstract).
- Wang L J, Wang Z, Li X Y, et al. 2025. Study on chemical characteristics and driving mechanism of shallow groundwater in Shijiazhuang area[J]. *Geological Bulletin of China*, 44(5): 1–11(in Chinese with English abstract).
- Wang Q C, Zhao S P, Wei Q L, et al. 2012. Marine carbonate reservoir characteristics of the Middle Ordovician Majiagou Formation in Ordos Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 14(2): 229–242(in Chinese with English abstract).
- Wang S Y, Luo Q, Song Z X, et al. 2007. Genesis and physical modelling of aquifer in deep basin gas pool of He-8 Member in Sulige region, Ordos basin[J]. *Oil & Gas Geology*, (3): 413–418, 426(in Chinese with English abstract).
- Wang Y. 2017. Analysis on Characteristics and Controlling Factors of Gas-Water Distribution Pattern in Su 11 Block of Sulige Gas Field[J]. *Unconventional Oil & Gas*, (3): 25–28, 14(in Chinese with English abstract).
- Wu J M, Kang J Y, Miao X X, et al. 2024. Complex gas water distribution law of the gas reservoir of the second member of Xujiahe Formation in Xinchang area, western Sichuan[J]. *Natural Gas Geoscience*, 35(7): 1–12(in Chinese with English abstract).
- Yang F, Liu Y B. 2022. Study on the influence of salt structural system on the distribution characteristics of potassium-rich brine reservoirs in Jiangling depression[J]. *Geological Bulletin of China*, 41(10): 1847–1854(in Chinese with English abstract).
- Yang R C, Dong L, Zhang J, et al. 2022. Origin, Distribution and Controlling Factors of Stratigraphic Water in the Western Sulige Gas Field[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 40(1): 267–280(in Chinese with English abstract).
- Yu Z Y. 2017. The gas and water distribution pattern and the main controlling factors in Ma5 Member of Tao2 well area, Sulige Gas Field [D]. Master Thesis of Northwest University(in Chinese with English abstract).
- Zhang H R. 2014. Distribution of Gas-Water and Water Production Rule in Sulige Gas-area[D]. Master Thesis of Xi'an Shiyou University (in Chinese with English abstract).
- Zhang L, Xu T H, Yang Z K, et al. 2021. Analysis on hydrochemical characteristics of formation water in Sudong Block[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 8(5): 27–33(in Chinese with English abstract).
- Zhao W W, Wang X J, Yang Z L, et al. 2012. Relationship between hydrochemical characteristics of Majiagou formation water in Lower Paleozoic in Sulige region and natural gas accumulation[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)*, 27(1): 35–41, 52, 119(in Chinese with English abstract).
- Zhao W Z, Wang Z C, Zhu Y X, et al. 2005. Forming mechanism of low-efficiency gas reservoir in Sulige Gas Field of Ordos Basin[J]. *Acta Petroli Sinica*, (5): 9–13(in Chinese with English abstract).
- Zhao Y Q, Ni C H, Wu X Q, et al. 2022. Geochemical characteristics and source of Permian formation water in Hangjinqi area, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(2): 279–287(in Chinese with English abstract).
- Zhou X X. 2014. Groundwater and natural gas distribution characteristics in the continental strata of the central western Sichuan Depression [D]. Master Thesis of Zhejiang University: 28–47(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 白慧, 杨国平, 马志欣, 等. 2017. 苏里格气田东区奥陶系岩溶古地貌对气藏产能的影响[J]. *天然气勘探与开发*, 40(2): 21–25.
- 戴金星, 李剑, 罗霞, 等. 2005. 鄂尔多斯盆地大气田的烷烃气碳同位素组成特征及其气源对比[J]. *石油学报*, (1): 18–26.
- 窦伟坦, 刘新社, 王涛. 2010. 鄂尔多斯盆地苏里格气田地层水成因及气水分布规律[J]. *石油学报*, 31(5): 767–773.
- 段治有, 李贤, 陈纯芳, 等. 2019. 杭锦旗地区 J58 井区下石盒子组气水分布及其控制因素[J]. *岩性油气藏*, 31(3): 45–54.
- 范萌萌, 李文厚, 卜军. 2016. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠纪最大湖泛期沉积物稀土元素地球化学特征及其物源意义[J]. *地质通报*, 35(2/31): 390–397.
- 冯增昭, 鲍志东. 1999. 鄂尔多斯奥陶纪马家沟期岩相古地理[J]. *沉积学报*, (01): 1–8.
- 过敏, 李仲东, 杜少林, 等. 2009. 杭锦旗地区上古生界地层水成因及其与油气的关系[J]. *矿物岩石*, 29(1): 99–105.

- 李爱荣, 强倩, 徐龙虹等. 2022. 鄂尔多斯盆地寨科地区延长组长 2 油层组地层水化学参数特征及对致密油藏的指示作用[J]. 天然气地球科学, 33(10): 1637–1647.
- 李贤庆, 侯读杰, 柳常青, 等. 2002. 鄂尔多斯中部气田下古生界水化学特征及天然气藏富集区判识[J]. 天然气工业, (4): 10–14, 11–12.
- 梁积伟, 李荣西, 陈玉良. 2013. 鄂尔多斯盆地苏里格气田西部盒 8 段地层水地球化学特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 34(5): 625–630.
- 罗静兰, 魏新善, 姚泾利等. 2010. 物源与沉积相对鄂尔多斯盆地北部上古生界天然气优质储层的控制[J]. 地质通报, 29(6): 811–820.
- 邱甜甜. 2023. 鄂尔多斯盆地苏东南召 41 井区马家沟组碳酸盐岩储层评价[D]. 西安石油大学硕士学位论文: 30–40.
- 田伟伟, 张吉, 樊爱萍, 等. 2020. 苏里格气田 S120 区块地层水成因及气水分布主控因素[J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 35(6): 1–9.
- 王继平, 李跃刚, 王宏, 等. 2013. 苏里格西区苏 X 区块致密砂岩气藏地层水分布规律[J]. 成都理工大学学报 (自然科学版), 40(4): 387–393.
- 王丽娟, 王哲, 李晓媛, 等. 2025. 石家庄地区浅层地下水化学特征及形成机制研究[J]. 地质通报, 44(5): 837–847.
- 王起琮, 赵淑萍, 魏钦廉, 等. 2012. 鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组海相碳酸盐岩储集层特征[J]. 古地理学报, 14(2): 229–242.
- 王世艳, 罗群, 宋子学, 等. 2007. 鄂尔多斯盆地苏里格盒 8 段深盆气藏含水层成因及其物理模拟[J]. 石油与天然气地质, (3): 413–418, 426.
- 王颖. 2017. 苏里格气田苏 11 区块气水分布特征及控制因素分析[J]. 非常规油气, (3): 14, 25–28.
- 吴见萌, 康建云, 缪祥禧, 等. 2024. 川西新场地区须二气藏气水分布规律[J]. 天然气地球科学, 35(7): 1–12.
- 杨飞, 刘雅博. 2022. 江陵凹陷盐隆构造体系对富钾卤水储层分布特征的影响[J]. 地质通报, 41(10): 1847–1854.
- 杨仁超, 董亮, 张吉, 等. 2022. 苏里格气田西区地层水成因、分布规律与控制因素[J]. 沉积学报, 40(1): 267–280.
- 余朱宇. 2017. 苏里格气田桃 2 区块马五段气、水分布规律及其主控因素[D]. 西北大学硕士学位论文: 47–59.
- 张海荣. 2014. 苏里格气田气水分布及产水规律研究[D]. 西安石油大学硕士学位论文: 15–27.
- 张林, 徐铜浩, 杨智凯, 等. 2021. 苏东区块地层水水化学特征分析[J]. 非常规油气, 8(5): 27–33.
- 赵卫卫, 王秀娟, 杨兆林, 等. 2012. 苏里格地区下古生界马家沟组地层水化学特征与天然气聚集关系[J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 27(1): 35–41, 52, 119.
- 赵文智, 汪泽成, 朱怡翔, 等. 2005. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低效气藏的形成机理[J]. 石油学报, (5): 9–13.
- 赵永强, 倪春华, 吴小奇, 等. 2022. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区二叠系地层水地球化学特征和来源[J]. 石油实验地质, 44(2): 279–287.
- 周孝鑫. 2014. 川西坳陷中段陆相系地下水与天然气分布特征[D]. 浙江大学硕士学位论文: 28–47.