

引用格式: 楼章华, 张欣柯, 吴宇辰, 等. 四川盆地南川地区及邻区页岩气保存差异的流体响应特征[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 451-458.

LOU Zhanghua, ZHANG Xinke, WU Yuchen, et al. Fluid response characteristics of shale gas preservation differences in Nanchuan and its adjacent blocks in Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 451-458.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.04.006

四川盆地南川地区及邻区页岩气保存差异的 流体响应特征

楼章华¹, 张欣柯¹, 吴宇辰¹, 高玉巧², 张培先², 金爱民¹, 朱蓉¹

(1. 浙江大学海洋学院, 浙江 舟山 316021; 2. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 江苏 南京 210011)

摘要: 四川盆地南川地区及邻区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气勘探开发已取得丰硕成果, 但如何利用流体特征综合分析各区块页岩气保存差异值得关注。研究表明: ①随着开采时间延长, 产出水矿化度逐渐升高, 且明显不同于压裂液, 表明页岩层内存在可动地层水, 其矿化度超过 50 g/L, CaCl₂ 水型; ②富集高产井低产水, 矿化度低, NaHCO₃ 水型, 具有凝析水特征; ③不同保存条件下, 产出水氘、氧同位素特征随时间而有不同变化, 盆内高压稳定区块, 逐步偏离大气降水线, 盆外常(低)压复杂区块, 一直靠近大气降水线; ④从盆内到盆外, 由深至浅, 页岩裂缝充填方解石脉流体包裹体的均一温度逐渐降低(从 240 °C 至 90 °C), 包裹体盐水的变质系数也逐渐变大, 反映了页岩气保存条件的差异破坏程度。

关键词: 页岩气; 保存条件; 水化学特征; 同位素; 南川

中图分类号: TE37

文献标识码: A

Fluid response characteristics of shale gas preservation differences in Nanchuan and its adjacent blocks in Sichuan Basin

LOU Zhanghua¹, ZHANG Xinke¹, WU Yuchen¹, GAO Yuqiao², ZHANG Peixian², JIN Aimin¹, ZHU Rong¹

(1. Ocean College, Zhejiang University, Zhoushan, Zhejiang 316021, China;

2. Research Institute of Exploration & Development, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210011, China)

Abstract: The exploration and development of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation to Lower Silurian Longmaxi Formation in Nanchuan and its adjacent blocks have yielded fruitful results. However, it is crucial to pay closer attention to the comprehensive use of fluid characteristics for analyzing the differences in shale gas preservation conditions in each block. Research findings reveal the following key points: ① With the prolongation of recovery time, the mineralization degree of the produced water gradually increases, exhibiting notable differences from fracturing fluid. This suggests the presence of the presence of movable CaCl₂-rich formation water in shale layer, characterized by a mineralization degree exceeding 50 g/L; ② Enriched and high-yield wells exhibit low water production, low mineralization and rich in NaHCO₃, which are indicative of condensate water; ③ Under different preservation conditions, the deuterium oxygen isotopes of the produced water vary with time. The high pressure stable block in the basin gradually deviates from the atmospheric precipitation line, while the normal (low) pressure complex block outside the basin remains close to the atmospheric precipitation line; ④ From the inside to the outside of the basin and from deep to shallow, the homogenization temperature of fluid inclusions in shale fracture filled calcite veins gradually decreases (from 240 °C to 90 °C). Simultaneously, the metamorphism coefficient of the inclusions also gradually increases, reflecting the degree of differential damage of shale gas preservation conditions.

Keywords: shale gas; preservation condition; hydrochemical characteristics; isotope; Nanchuan

收稿日期: 2022-03-07。

第一作者简介: 楼章华(1963—), 男, 博士, 教授, 主要从事地质流体与油气成藏保存研究。地址: 浙江省舟山市浙江大学舟山校区海科楼, 邮政编码: 316021。E-mail: iwr@zju.edu.cn

通信作者简介: 朱蓉(1974—), 女, 博士, 副研究员, 主要从事地质流体与油气成藏保存研究。地址: 浙江省舟山市浙江大学舟山校区海科楼, 邮政编码: 316021。E-mail: zhurong@zju.edu.cn

基金项目: 国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061); 中国石化科技项目“渝东南盆缘转换带页岩气富集主控因素研究”(P18057-2); 中国石化科技项目“南川复杂构造带页岩气勘探开发关键技术”(P19017-3)。

中国海相页岩气资源丰富,主要分布在四川盆地及周缘地区,已建成涪陵、昭通、长宁—威远等上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组国家级页岩气示范区^[1-7]。虽然具有自生自储、吸附而不易扩散等特征,使得页岩气相对于常规天然气而言保存条件的要求降低,但勘探实践证明,保存条件依然制约了页岩气的分布和富集。

构造作用、顶底板条件、地层压力特征和页岩气气性等是评价页岩气保存条件的主要条件^[2,4-5]。地层流体特征在常规油气保存条件的定量评价中具有重要作用,高矿化度、CaCl₂型地层水反映了封闭的水文地质环境^[8-15],如何从地层流体角度分析页岩气保存条件值得探索。但是经历深埋的页岩层物性致密,地层水处于束缚水状态,尤其是富气页岩层含水饱和度较低,通常难以获得原始地层水化学资料,而大量压裂液的存在又使得直接利用、分析现今地层水化学特征与页岩气保存关系存在一定困难。因此,目前研究地层流体与页岩气成藏保存关系的工作非常少。何顺等^[16]统计认为保存较好的页岩地层水水型以CaCl₂和NaCl型为主,以NaHCO₃和Na₂SO₄型为主的地层水与大气水相贯通,保存条件相对差。姜磊等^[17]通过裂缝充填方解石脉、碳和氧同位素特征测试,揭示了构造带不同位置古流体活动与页岩气保存的关系。

黎琼等^[18]则对渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩气储层流体地球化学特征进行了研究,认为页岩气逸散的主要时间是从晚白垩世开始。张光荣^[19]等尝试性做了基于地层水指标的页岩气保存条件评价,认为存在大型断裂发育区地层水下渗型和残留向斜区地层水向心流型两种大气水下渗作用模式,CaCl₂水型反映良好的页岩气保存条件。利用开发过程中产出水化学特征的动态变化判识地层流体的成因,进而结合古流体性质,综合分析南川—彭水地区页岩气的差异保存和富集规律。

1 地质背景

南川及邻区属于四川盆地东南部的隔槽阻挡过渡带,受阳春沟、乌江—大千、大耳山—茶园、胡家园和彭水5条走滑大断裂控制,由一系列复背斜和复向斜组成(图1),平桥、东胜背斜位于齐岳山断裂带以西的盆内缘,武隆、桑柘坪、道真等向斜分布在齐岳山断裂带以东的盆外缘,共同经历了加里东期、印支期、燕山期和喜马拉雅期等多期构造运动,不同区块变形强度、构造样式和断裂发育以及隆升剥蚀幅度都有较大差异。盆内的南川构造带自东向西:①构造递进变形,改造强度东强西弱,抬升幅度东

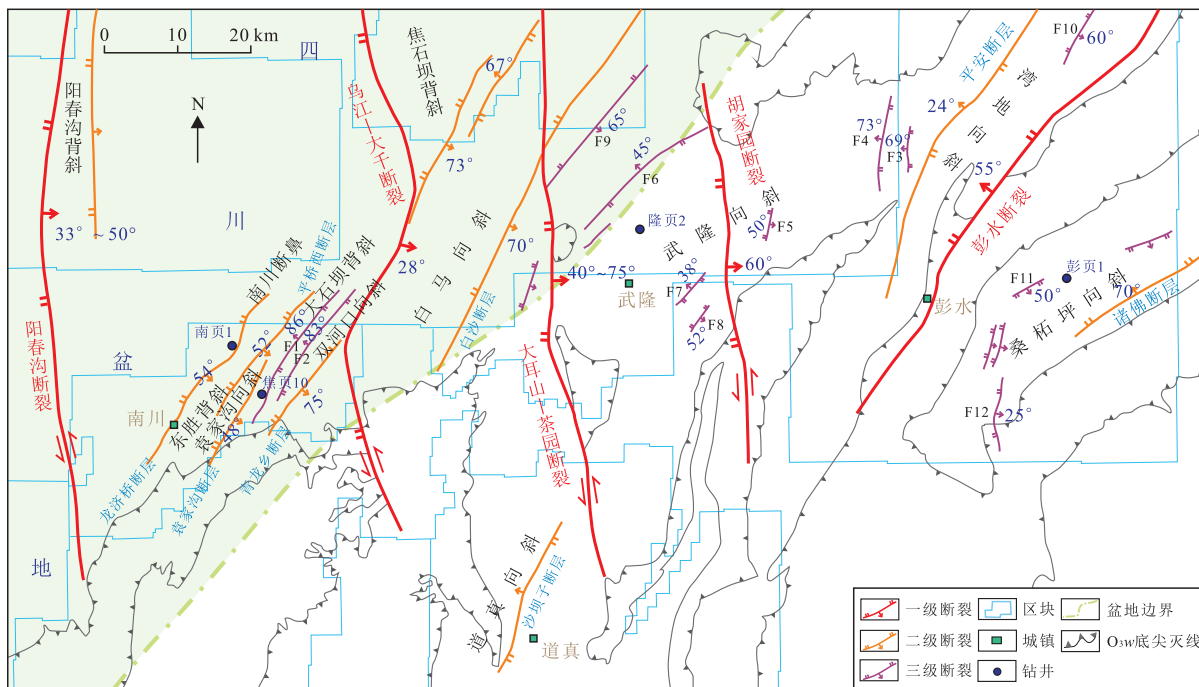


图1 南川地区主要断裂分级分布

Fig. 1 Graded distribution of major faults in the Nanchuan Area

高西低;②构造样式由冲断构造带(石门)过渡到逆冲推覆带(平桥、东胜),再到滑脱变形带(南川断鼻、神童坝向斜);③控边断层的断距逐渐变小;④上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组的页岩埋深1 500~5 000 m,自东向西、从南向北逐步变深,平桥构造带主体埋深2 000~3 800 m,东胜构造带主体埋深2 000~4 200 m。盆外的武隆—彭水地区形成一系列线型-弧形断褶带,由NE向的背斜和向斜相间构成,其页岩主要分布于残留向斜,埋深适中(1 500~4 000 m)^[20]。

2 产出水化学性质

用于油气勘探研究的地下水通常为无污染的沉积地层水,其水化学性质一般在地层测试过程中获得,反映了油气赋存的水文地质环境。与常规油气田地下水不同,由于页岩气开发过程中大量注水,返排率普遍不超过50%。因此,现有采集分析的水样都是受压裂液不同程度影响的地层水,但即使如此,依然可以分析得出一些内在的成因性规律。

南川及邻区采集水样Cl⁻为主,1 000~30 500 mg/L,其次是Na⁺,1 000~22 500 mg/L, Ca²⁺、Mg²⁺、SO₄²⁻、HCO₃⁻基本都小于2 000 mg/L,矿化度为4 000~50 000 mg/L,且随时间变化而逐渐增加。开采初期,出水量大,推测是低矿化度的返排压裂液,开采1~2个月后,产出水的矿化度超过20 000 mg/L,水化学特征明显有别于压裂液^[9],且随着开发过程的持续,产出水矿化度具有逐渐增大至50 000 mg/L的总体趋势,Cl⁻也有相应的变化规律(图2),说明页岩中原有的地层水开始逐渐进入井筒。因此,可以推测页岩内赋存地层水的矿化度超过50 000 mg/L。

产出水样的水型主要为CaCl₂型,其次是NaHCO₃

型,还有部分MgCl₂型和Na₂SO₄型。考虑到压裂液的影响,通常出现在开发初期的Na₂SO₄型和NaHCO₃型水样,并不能反映其采样井所在地区处于水文地质开放环境体系,或者说页岩气保存条件已被彻底破坏。但开采中后期总体以CaCl₂型为主,可以反映页岩层的水文地质封闭环境,即使是盆外缘的武隆、桑柘坪、道真向斜,依然存在CaCl₂型水,这也体现了强改造区页岩气保存条件通常比常规天然气保存条件要好。比较特殊的是,在盆内缘保存条件良好的高压富气区,后期稳产后普遍产出NaHCO₃型水,矿化度也低于30 000 mg/L(表1),如焦页1井、焦页194-3井、焦页195-3井、胜页2井和焦页10井等,涪陵礁石坝焦页1井和焦页1-3井甚至低于10 000 mg/L,结合其产气量、出水量、返排率、气水比以及氦、氧同位素特征等,可以判识为凝析水,如焦页1井连续两年日产气量在5×10⁴ m³以上,而日产水量则都在1 m³以内(图3)。因此,高压富气区高产气,低产水,矿化度低,产出水样水型为NaHCO₃型和CaCl₂型。

3 产出水氦、氧同位素特征

结合产出水化学性质、返排率等,产出水氦、氧同位素特征可以进一步有效判识流体的成因或来源,进而分析页岩气保存条件的差异。早期返排率低,压裂液为主,产出水普遍低矿化度,氦、氧同位素落点于或邻近大气降水线。随着开采后返排率增加,不同保存条件区块产出水的矿化度和氦、氧同位素随时间变化存在较大差异。

焦页195-3井位于平桥背斜主体区,区域封存条件好,压力系数1.32,测试产气量为31.7×10⁴ m³/d。初期产出水矿化度为19 000 mg/L, MgCl₂水型、CaCl₂水型。随着时间延长,矿化度相对稳定,现今为

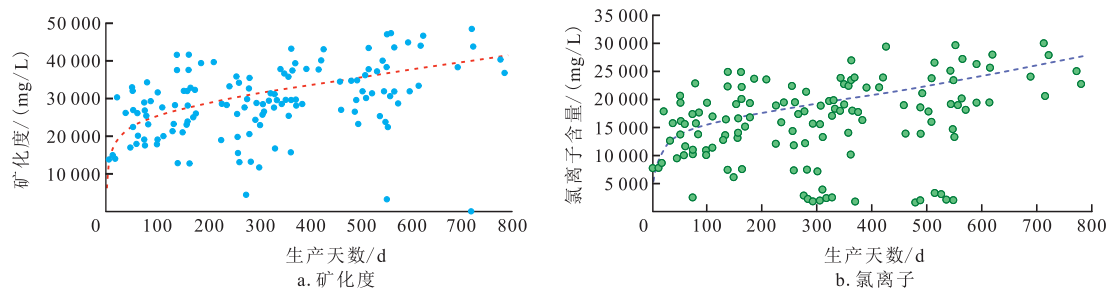


图2 南川及邻区页岩气井产出水化学特征

Fig. 2 Geochemical features diagram of produced water from shale gas wells in Nanchuan and its adjacent blocks

表1 南川及邻区部分页岩气井生产数据统计
Table 1 Production data statistics of shale gas well in Nanchuan and its adjacent blocks

构造	井号	日产气量/m ³	日产液量/m ³	返排率/%	生产天数/d	矿化度/(mg/L)	压力系数	测试产气量/(10 ⁴ m ³ /d)
平桥背斜南主体	焦页 195-3HF	91 634.60	4.67	21.27	1 364	21 904.22	1.32	31.70
	焦页 200-1HF	68 302.99	2.83	12.77	1 438	20 360.20	1.31	89.50
	焦页 195-1HF	59 651.44	2.17	13.71	1 492	17 257.76	1.32	22.70
	焦页 194-3HF	58 414.23	1.57	9.87	1 428	18 726.96	1.32	34.30
平桥西断裂带	焦页 205-1HF	19 998.40	14.77	49.21	1 069	31 851.41	1.35	10.70
平桥南斜坡	焦页 10-10HF	37 466.71	10.24	33.29	872	17 842.94	1.12	9.01
	焦页 10HF	35 007.39	15.44	37.98	903	25 112.94	1.18	19.60
东胜背斜	胜页 9-1HF	65 430.77	11.94	34.40	512	15 651.15	1.14	10.03
	胜页 2HF	64 987.63	14.61	28.10	874	20 231.05	1.20	32.80
武隆向斜	隆页 1HF	17 335.89	4.93	31.18	2 160	40 002.21	1.08	4.60
	隆页 2HF	17 059.74	6.11	38.11	1 149	35 397.58	1.06	9.20
	隆页 3HF	12 223.55	107.98	19.93	88	38 865.91	1.08	7.20
桑柘坪向斜	彭页 3HF	3 008.36	5.83	31.77	2 488	31 407.42	1.05	3.80

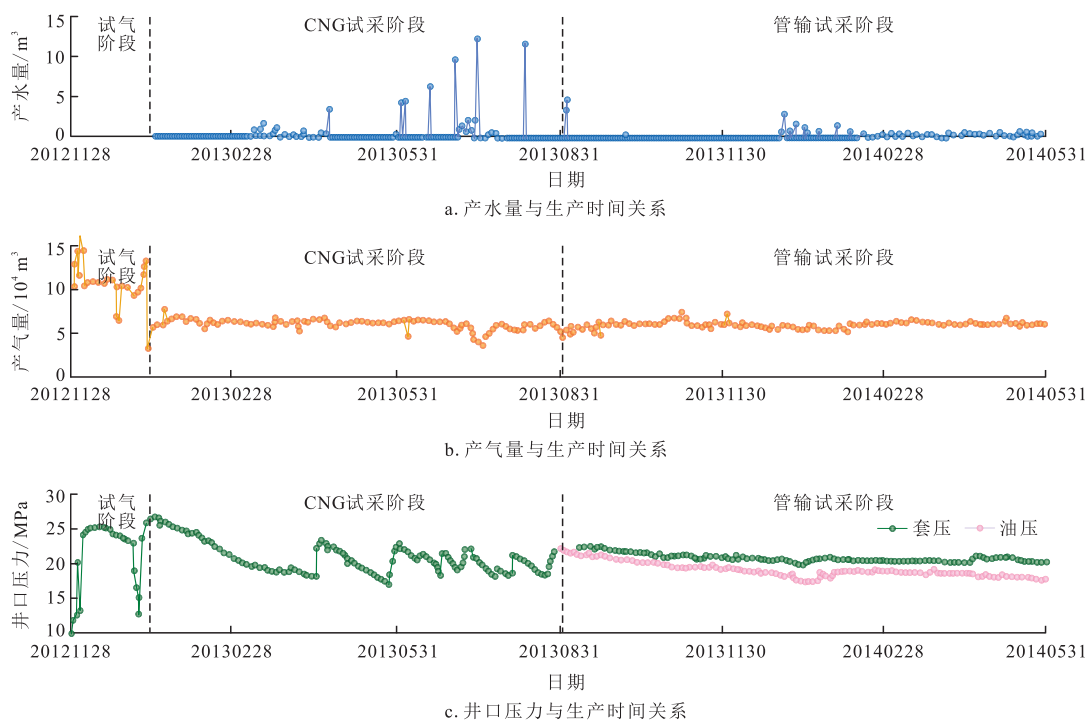
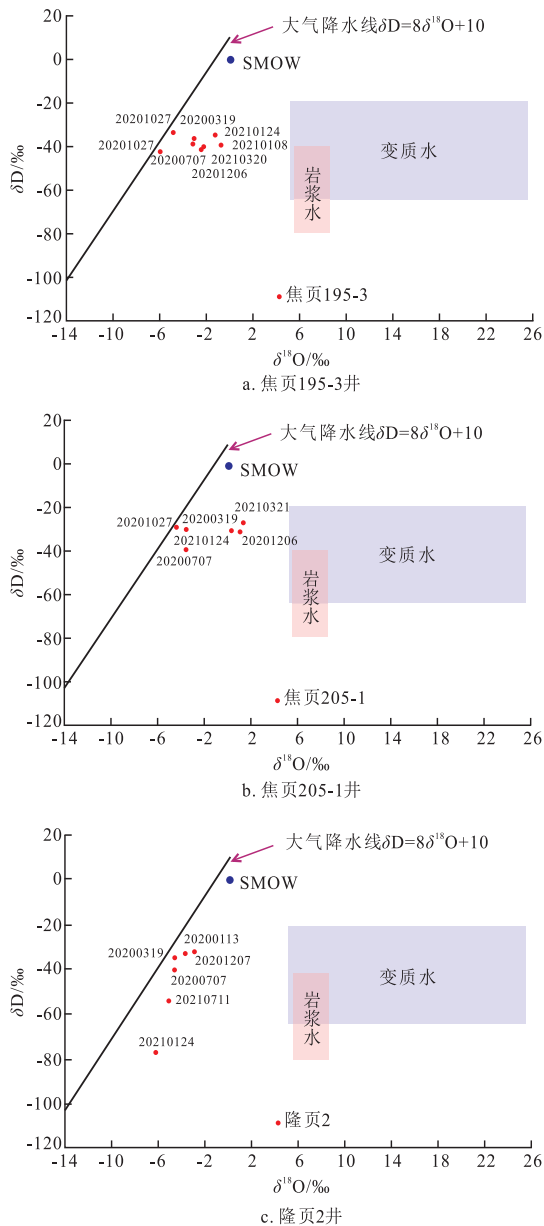


图3 焦石坝焦页1HF井五峰组—龙马溪组一段试采曲线

Fig. 3 Production test curve of Well-Jiaoye-1HF in the first member of Wufeng- Longmaxi Formation in Jiaoshiba

22 000 mg/L, NaHCO₃水型。产液量一直较低,小于5 m³/d。氦、氧同位素总体随时间变化而逐渐偏离大气降水线,反映了压裂液到沉积埋藏地层水为主的成因变化(图4a)。

焦页 205-1 井位于平桥背斜西区的断层控制带,保存条件受到一定影响,虽然压力系数1.35,但测试产气量只有10.7×10⁴ m³/d。初期产出水矿化度为20 000 mg/L, NaHCO₃水型,主要为压裂液,之后产



注: SMOW为全球大气降水; δD 为氘同位素; $\delta^{18}O$ 为氧18同位素。

图4 南川及邻区产出水氘、氧同位素随时间变化关系
Fig. 4 Relationship between produced water deuterium oxygen isotopes and time change in Nanchuan and its adjacent blocks

出水矿化度也逐渐增大,并稳定在 31 500 mg/L 左右, $CaCl_2$ 水型。产出水氘、氧同位素落点总体也随时间变化而逐渐偏离大气降水线(图 4b),但产液量一直较高,最初近 $300 m^3/d$,生产超过 1 000 d 后,仍然稳定在 $15 m^3/d$,返排率约 50%,明显有别于无断裂发育区页岩气井的产液量(变化)。因此,推测后期产出水主要来自西侧的平桥西断裂(缝)带。

盆外武隆向斜的保存条件明显受到区域性破坏,普遍常压,测试产气量都低于 $10 \times 10^4 m^3/d$ 。隆页 2 井早期受压裂液影响,产出水矿化度较低,为 26 000 mg/L,之后逐渐增加至 35 000 mg/L,水型为 $CaCl_2$ 型。后期矿化度又明显下降为 10 000 mg/L,水型变为 $NaHCO_3$ 型。但氘、氧同位素一直落点于大气降水线附近,且氘同位素随时间延长而变轻,可能有(古)下渗大气水的混入(图 4c)。

4 地层古流体活动特征

裂缝充填脉体是后期构造抬升改造过程中古流体活动的重要证据,可以测定其流体包裹体物理化学性质分析古大气水下渗作用对页岩气保存条件的影响。南川及周缘地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组的裂缝主要分布在页岩层底部,且不同构造单元(带)都发育有不同搓揉程度的网状方解石脉体(图 5)。

裂缝充填方解石脉低温流体包裹体反映了后期抬升剥蚀过程中低温成岩作用的地质环境^[21]。南川及邻区方解石脉流体包裹体均一温度分布范围 $90 \sim 240 ^\circ C$ (图 6),分 3 期形成,第 1 期均一温度超过 $200 ^\circ C$,这部分数据较少,彭页 5 井由于样品测试中包裹体温度没有均一而未能测出,第 2 期为 $140 \sim 200 ^\circ C$,第 3 期在 $90 \sim 140 ^\circ C$,反映了研究区自早燕山期开始挤压抬升运动以来流体赋存环境温度的逐步降低变化过程。流体包裹体均一温度低,说明裂缝

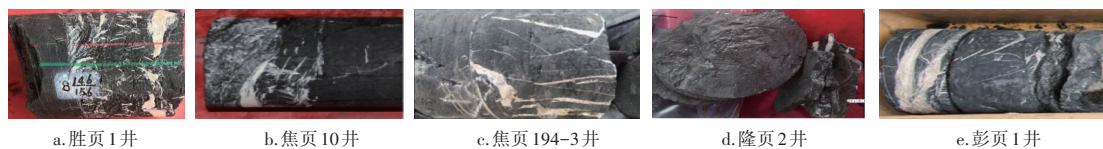


图5 南川及邻区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩底部裂缝发育与方解石脉充填分布
Fig. 5 Distribution diagram of shale bottom fracture development and calcite vein filling in Upper Ordovician Wufeng Formation to Lower Silurian Longmaxi Formation in Nanchuan and its adjacent blocks

流体充填时期晚,埋藏深度浅,破坏时间长,保存条件差。显然,盆外样品的均一温度普遍低于盆内,如洛浅1井为道真向斜东侧二叠系残留区的浅井,均一温度数据集中在90~110℃,反映了盆外尤其是背斜高部位的现今页岩气保存条件已受严重破坏。

流体包裹体液相无机化学特征能够进一步体现

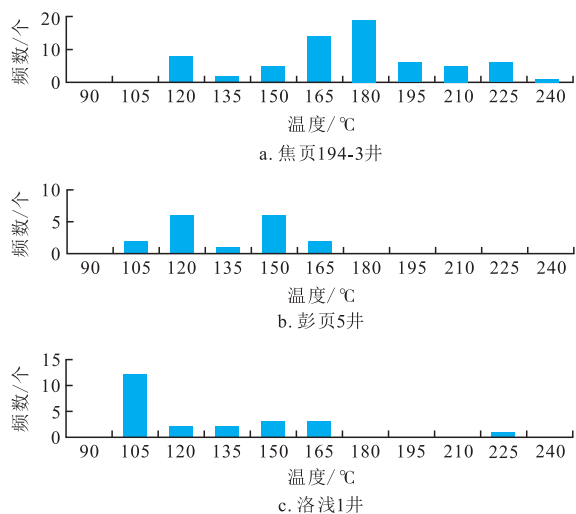


图6 南川地区方解石脉包裹体均一温度频率分布

Fig. 6 Homogenization temperature frequency distribution of calcite veins inclusions in Nanchuan area

古大气水下渗作用对地层水化学性质的影响。测试结果表明(表2),南川及邻区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组裂缝充填方解石脉流体包裹体中阴离子以 SO_4^{2-} 为主,其次为 Cl^- ,阳离子以 Na^+ (包括 K^+)为主,其次为 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} ,这说明在后期构造改造过程中因古大气水下渗作用强烈影响而形成了 Na_2SO_4 型地层水。流体包裹体所含盐水变质系数($r_{\text{Na}^+/\text{rCl}^-}$)的分布范围是0.88~23.29。高压保存富集区包裹体盐水变质系数普遍小于7.0,而保存条件一定程度破坏地区的包裹体盐水出现较大的变质系数,如焦页10-10井高者为16.87,胜页3井最大为23.29。

5 结论

不同页岩气保存条件区块的地层流体特征具有明显差异。

1) 稳定保存区块,高压富气,页岩层内由于含气饱和度高,高产气,低返排,地层水矿化度普遍较低,甚至出现凝析水特征;改造复杂区块,常(弱低)压贫气,页岩层内由于含气饱和度低,低产气,高返排,地层水矿化度普遍较高,随着开发持续,产出水矿化度逐渐增大,推测页岩内赋存地层水的矿化度

表2 南川区块裂缝充填方解石脉流体包裹体水化学特征与测试关系

Table 2 Relationship between the geochemical characteristics of fluid inclusions in calcite veins filling fractures and testing in the Nanchuan Block

井名	送样编号	深度/ m	层位	Na^+ / ($\mu\text{g/g}$)	K^+ / ($\mu\text{g/g}$)	Mg^{2+} / ($\mu\text{g/g}$)	Ca^{2+} / ($\mu\text{g/g}$)	F^- / ($\mu\text{g/g}$)	Cl^- / ($\mu\text{g/g}$)	NO_3^- / ($\mu\text{g/g}$)	SO_4^{2-} / ($\mu\text{g/g}$)	变质 系数	地层压 力系数	测试产气量/ ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)
焦页 10-10	JY10-10-3	2 633.80	S_1l	124.0	70.40	2.000	22.1	0.332	19.60	2.240	374	9.63		
	JY10-10-4	2 674.80	S_1l	134.0	143.00	11.300	153.0	1.090	15.40	2.920	841	13.24	1.12	9.01
	JY10-10-6	2 702.70	S_1l	163.0	117.00	9.160	51.3	1.280	14.70	2.490	597	16.87		
	SY3-6	2 872.03	S_1l	228.0	39.50	1.590	19.2	0.550	14.90	2.720	490	23.29		
胜页3	SY3-8	2 966.00	S_1l	39.4	27.20	16.200	160.0	0.489	25.90	1.690	535	2.31	1.15	7.10
	SY3-9	2 969.50	S_1l	82.6	41.50	21.700	327.0	0.774	31.00	12.800	1 077	4.05		
焦页10	JY10-1	3 296.00	S_1l	87.8	82.90	4.510	84.3	0.512	20.10	3.620	436	6.65		
	JY10-3	3 373.90	S_1l	98.9	79.10	18.900	85.7	0.677	24.80	3.390	499	6.07	1.18	19.60
	JY10-6	3 399.40	S_1l	6.71	4.78	0.955	13.4	0.144	5.11	0.761	861	2.00		
焦页 194-3	JY194-3-6	2 664.70	S_1l	20.8	20.70	1.710	33.5	0.765	24.00	0.904	84	1.32		
	JY194-3-10	2 695.63	S_1l	187.0	154.00	15.500	727.0	0.722	40.10	19.100	2 389	7.10	1.32	34.30
	JY194-3-11	2 701.30	O_2b	36.0	65.60	22.000	443.0	1.280	10.80	8.650	1 317	5.07		
焦页 205-2	JY205-2HF-5	1 181.30	P_1m	27.7	3.86	17.600	52.0	5.240	46.50	2.540	135	0.91		
	JY205-2HF-12	1 238.04	P_1m	15.9	2.54	20.200	56.1	5.350	13.30	2.280	215	1.82	1.35	10.88
	JY205-2HF-13	1 243.30	P_1m	10.7	8.73	3.280	12.0	7.090	18.40	6.020	1 033	0.88		

应该超过50 000 mg/L;

2) 产出水氦、氧同位素特征表明,随着开发时间的持续,高压富气区氦、氧同位素落点逐渐偏离全球大气降水线,反映了保存条件良好地区页岩里属于沉积地层水;常(弱低)压区氦、氧同位素始终落于全球大气降水线附近,表明保存条件破坏地区页岩里赋存的地层水已受到大气水下渗的影响;

3) 裂缝充填方解石脉赋存包裹体的古流体特征表明,稳定深埋区域,包裹体盐水变质系数普遍较低,包裹体形成古温度偏高于140 °C;破碎浅埋地区,包裹体盐水变质系数不同程度出现高值,形成古温度也偏低于140 °C。

需要注意的是,压裂液始终是分析地层水成因时需要综合考虑的影响因素。

参考文献

- [1] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [2] 聂海宽,包书景,高波,等.四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J].地学前缘,2012,19(3):280-294.
NIE Haikuan, BAO Shujing, GAO Bo, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(3): 280-294.
- [3] 郭旭升.南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J].地质学报,2014,88(7):1209-1218.
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China: Understanding from the Longmaxi Formation Shale Gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [4] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiya shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [5] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [6] 何治亮,聂海宽,蒋廷学.四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):135-145.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 135-145.
- [7] 黄开展,刘薇.南川地区龙马溪组海相页岩孔隙特征精细描述及分形特征分析——以胜页1井为例[J].中国海上油气,2022,34(5):64-71.
HUANG Kaizhan, LIU Wei. Pore structure and fractal characteristics of marine shale in Longmaxi Formation, Nanchuan area: A case study of Well SY-1[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(5): 64-71.
- [8] 刘崇禧.水化学找油的理论与应用效果[J].地球化学,1989,18(2):175-180.
LIU Chongxi. Hydrochemical exploration of oils: Its principle and application[J]. Geochemica, 1989, 18(2): 175-180.
- [9] 刘方槐,颜婉芬.油气田水文地质学原理[M].北京:石油工业出版社,1991.
LIU Fanghuai, YAN Wansun. Principles of hydrogeology of oil & gas fields[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991.
- [10] 李明诚.沉积盆地中的流体[J].石油学报,2001,22(4):13-17.
LI Mingcheng. Fluid in the sedimentary basin[J]. Sinica, 2001, 22(4): 13-17.
- [11] 楼章华,金爱民,付孝悦.海相地层水文地球化学与油气保存条件评价[J].浙江大学学报(工学版),2006,40(3):501-505.
LOU Zhanghua, JIN Aimin, FU Xiaoyue. Study on hydrogeochemistry and evaluation technology of petroleum preservation conditions for marine strata[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2006, 40(3): 501-555.
- [12] 楼章华,朱蓉.中国南方海相地层水文地质地球化学特征与油气保存条件[J].石油与天然气地质,2006,27(5):584-593.
LOU Zhanghua, ZHU Rong. Hydrogeological and hydrogeochemical characteristics and hydrocarbon preservation conditions in marine strata in southern China[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(5): 584-593.
- [13] 马永生,楼章华,郭彤楼,等.中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨[J].地质学报,2006,85(3):406-417.
MA Yongsheng, LOU Zhanghua, GUO Tonglou, et al. An exploration on a technological system of petroleum preservation evaluation for marine strata in South China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 85(3): 406-417.
- [14] 徐振平,梅廉夫.川东北地区不同构造带地层水化学特征与油气保存的关系[J].海相油气地质,2006,11(4):29-33.
XU Zhen ping, MEI Lianfu. Relationship between chemical features of formation water and hydrocarbon preservation in different structural areas in northeast part of Sichuan basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2006, 11(4): 29-33.
- [15] 金爱民,尚长健,李梅,等.桂中坳陷现今水文地质地球化学与油气保存[J].浙江大学学报(工学版),2011,45(4):775-781.
JIN Aimin, SHANG Changjian, LI Mei, et al. Present hydrogeological-hydrogeochemical characters and hydrocarbon preservation conditions of Guizhong depression[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2011, 45(4): 775-781.
- [16] 何顺,秦启荣,范存辉,等.川东南丁山地区页岩气保存条件分析[J].油气地质与采收率,2019,26(2):24-31.

- HE Shun, QIN Qirong, FAN Cunhui, et al. Shale gas preservation conditions in Dingshan area, Southeastern Sichuan [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(2): 24-31.
- [17] 姜磊, 邓宾, 刘树根, 等. 焦石坝—武隆构造带古流体活动差异及对页岩气保存条件的影响[J]. *地球科学*, 2019, 44(2): 524-538.
- JIANG Lei, DENG Bin, LIU Shugen, et al. Paleo-fluid migration and conservation conditions of shale gas in Jiaoshiba-Wulong Area[J]. *Earth Science*, 2019, 44(2): 524-538.
- [18] 黎琼, 欧光习, 汪生秀, 等. 渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩气储层流体地球化学特征——以西参2井为例[J]. *地球科学与环境学报*, 2019, 41(5): 529-540.
- LI Qiong, OU Guangxi, WANG Shengxiu, et al. Geochemical characteristics of fluid from shale gas reservoir of Wufeng-Longmaxi Formations in the Southeastern Chongqing, China: A case study of Well YC2[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2019, 41(5): 529-540.
- [19] 张光荣, 聂海宽, 唐玄, 等. 基于地层水指标的页岩气保存条件评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(1): 47-55.
- ZHANG Guangrong, NIE Haikuan, TANG Xuan, et al. Evaluation of shale gas preservation conditions based on formation water index: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Southeastern Chongqing[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(1): 47-55.
- [20] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 1-14.
- HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 1-14.
- [21] 余光春, 魏祥峰, 李飞, 等. 上扬子地区断裂活动对页岩气保存的破坏作用[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 355-362.
- YU Guangchun, WEI Xiangfeng, LI Fei, et al. Disruptive effects of faulting on shale gas preservation in upper Yangtze region[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(3): 355-362.

(编辑 常燕)

(上接第432页)

- reservoirs: A review of analytical models and testing data[J]. *Coal Geology*, 2012, 92(1): 1-44.
- [12] XUE J H, LI Y H, LI H B, et al. Experimental study on change mechanism of coal and rock permeability under total stress and strain condition[J]. *Safety in Coal Mines*, 2021, 52(2): 33-37.
- [13] 张雷, 郝帅, 张伟, 等. 中低煤阶煤层气储量复算及认识——以鄂尔多斯盆地东缘保德煤层气田为例[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(1): 147-155.
- ZHANG Lei, HAO Shuai, ZHANG Wei, et al. Recalculation and understanding of middle and low rank coalbed methane reserves: A case study of Baode Coalbed Methane Field on the eastern edge of Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(1): 147-155.
- [14] MENG Z P, ZHANG J C, WANG R. In-situ stress, pore pressure and stress-dependent permeability in the Southern Qinshui Basin[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011, 48(1): 122-131.
- [15] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 1963, 3(3): 245-255.
- [16] ELSWORTH D, MAO B. Flow-deformation response of dual-porosity media[J]. *Journal of Geotechnical Engineering*, 1992, 118(1): 107.
- [17] 姚海鹏, 于东方, 李玲, 等. 内蒙古地区典型煤储层吸附特征[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(2): 1-8.
- YAO Haipeng, YU Dongfang, LI Ling, et al. Adsorption characteristics of typical coal reservoirs in Inner Mongolia[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(2): 1-8.
- [18] 石军太, 李相方, 徐兵祥, 等. 煤层气解吸扩散渗流模型研究进展[J]. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2013, 43(12): 1548-1557.
- SHI Juntao, LI Xiangfang, XU Bingxiang, et al. Review on desorption-diffusion-flow model of coal-bed methane[J]. *Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica*, 2013, 43(12): 1548-1557.
- [19] 李前贵, 康毅力, 罗平亚. 煤层甲烷解吸—扩散—渗流过程的影响因素分析[J]. *煤田地质与勘探*, 2003, 31(4): 26-29.
- LI Qiangui, KANG Yili, LUO Pingya. Analysis of the factors affecting processes of CBM desorption, diffusion and percolation [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2003, 31(4): 26-29.
- [20] 朱志良, 高小明. 陇东煤田侏罗系煤层气成藏主控因素与模式[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(1): 86-94.
- ZHU Zhiliang, GAO Xiaoming. Main controlling factors and models of Jurassic coalbed methane accumulation in Longdong coalfield[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(1): 86-94.
- [21] 刘继滨, 寇双燕, 刘继芹. 煤层气-水两相三孔介质渗流规律研究[J]. *石油化工应用*, 2017, 36(10): 14-19.
- LIU Gibin, KOU Shuangyan, LIU Jiqin. Study on coalbed methane-water two-phase seepage law in triple porosity medium[J]. *Petrochemical Industry Application* 2017, 36(10): 14-19.
- [22] 张玉柱. 基于裂隙网络图像的煤层气流动特性研究[J]. *煤矿安全*, 2021, 52(9): 172-177.
- ZHANG Yuzhu. Study on coalbed methane flow characteristics based on fracture network image[J]. *Safety in Coal Mines*, 2021, 52(9): 172-177.
- [23] XIA B W, LIU S W, OU C N, et al. Experimental study on mechanical properties of sandstone with single fracture under fully-mechanized top-coal caving mining stress path[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(2): 95-105.

(编辑 李青)