

川西坳陷新场气田须家河组五段流体赋存状态

吴小奇¹, 罗开平¹, 王 萍¹, 陈迎宾¹, 王彦青¹, 胡 焯¹, 黎华继²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126;

2. 中国石化西南油气分公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610041)

摘要:川西坳陷新场气田上三叠统须家河组五段气藏试采均表现出气水同产, 天然气究竟是以水溶气还是游离气为主尚无定论。为此, 对该区须五段地层水开展了不同温压条件下的甲烷溶解度实验, 并与 1 mol/kg NaCl 溶液中甲烷的溶解度进行对比, 并结合现今产出流体气水比和理想气体状态方程, 明确了须五段中流体的赋存状态。研究结果表明, 在现今平均埋深和历史最大埋深状态下, 新场须五段地层水中甲烷的溶解度分别为 2.260 m³/m³ 和 3.194 m³/m³。受白垩纪末以来地层抬升影响, 新场须五段水溶气脱溶主要是地层抬升减压降温脱溶。在不同埋深状态下, 游离气和地层水在孔隙中所占体积比例分别普遍低于和高于 50%, 白垩纪末以来地层温压降低使得须五段中游离气体积发生膨胀, 所占体积比例略有增大, 而地层水被驱替排出, 所占体积比例有所降低。地层温压降低导致部分水溶气脱溶出来, 在总的天然气中游离气所占比例增大而水溶气所占比例降低, 须五段天然气以游离气为主, 水溶气所占比例不足 5%。在地层抬升过程中, 新场须五段有约 29.3% 的水溶气脱溶成为游离气, 地层水共脱溶出了约 1.8 × 10⁹ m³ 的天然气。

关键词:溶解度; 流体赋存状态; 地层水; 须家河组五段; 新场气田; 川西坳陷; 四川盆地

中图分类号:TE112.1

文献标识码:A

Fluid state in the 5th Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Xinchang gas field, Western Sichuan Depression in Sichuan BasinWu Xiaoqi¹, Luo Kaiping¹, Wang Ping¹, Chen Yingbin¹, Wang Yanqing¹, Hu Ye¹, Li Huaji²

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Southwest Branch Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Gas and water are simultaneously produced from the reservoirs in the 5th Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation (T_3x^5) in the Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression, and there is no consensus on whether the gas is free or dissolved. For this purpose, methane solubility experiments were conducted under different temperatures and pressures on the T_3x^5 formation water, and the results were compared with the methane solubilities in 1 mol/kg NaCl solution. The fluid state in T_3x^5 was demonstrated in combination with the gas/water ratio of the produced fluid and ideal gas state equation. The results indicate that methane solubilities in T_3x^5 formation water under present average depth and historical largest depth are 2.260 m³/m³ and 3.194 m³/m³, respectively. The water-soluble gas in T_3x^5 formation water was mainly released by reduction of pressure and temperature during uplifting since the end of Late Cretaceous. The volumetric proportions of free gas and formation water in the T_3x^5 pores were generally lower and higher than 50%, respectively. The volumetric proportion of free gas increased slightly due to the volumetric expansion caused by reduction of pressure and temperature since the end of Late Cretaceous, whereas that of formation water decreased as the water was displaced. Due to the partial degasification of water-soluble gas by reduction of pressure and temperature, the proportions of free gas in the total natural gas increased while that of water-soluble gas decreased. The T_3x^5 natural gas was dominated by free gas, with water-soluble gas accounting for less than 5%. Moreover, about 29.3% of the T_3x^5 water-soluble gas was released and turned into free gas by reduction of pressure and temperature during uplifting, and the total amount of gas re-

收稿日期: 2016-12-01; 修订日期: 2017-08-10。

第一作者简介: 吴小奇 (1982—), 男, 高级工程师, 地球化学。E-mail: xqwu@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项 (2016ZX05002-006); 国家自然科学基金项目 (41302118, U1663201)。

leased from the T_3x^5 formation water reached $1.8 \times 10^9 \text{ m}^3$.

Key words: solubility, fluid state, formation water, Xujiahe Formation, Xinchang gas field, Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

水溶气资源是四川盆地未来天然气发展的重要新类型与新领域^[1],水溶气的脱溶是天然气运移和聚集的重要机制之一^[2],在特定的条件下是天然气成藏的重要方式^[3]。国内学者对水溶气的富集主控因素^[4]、碳同位素分馏效应^[5]和运移示踪地球化学指标^[6]、脱溶成藏的机理^[1]和地球化学证据^[7]等开展了广泛研究。由于地质条件的变化使得地层温度压力降低,导致地层水中溶解的天然气由于过饱和而释放出来^[8-9]。水溶气脱气成藏不仅是川西坳陷须家河组四段(简称须四段)天然气成藏的主要模式之一^[10],如孝泉—丰谷构造带古、今构造高部位有利于水溶气脱气成藏^[11],而且也是川中地区须家河组大面积岩性气藏发育与天然气规模聚集的重要成藏机理之一^[1],同时还解释了须家河组气藏普遍含水且气水关系复杂的原因^[12]。

气体在水中的溶解机理主要有间隙填充和水合作用两种^[13],天然气在地层水中的溶解度主要受温度、压力、地层水矿化度等因素制约^[14],不同天然气组分具有不同的溶解特征^[15-16]。一些学者根据数据统计提出了溶解度方程^[13,17]。尽管付晓泰等^[18]认为盐溶液中盐的种类对溶解度的影响不显著,但郝石生等^[17]实验研究表明,在矿化度相同的情况下,不同水型地层水中天然气的溶解度存在一定的差异,即离子类型也对天然气在地层水中的溶解度有影响,因此根据统计得到的溶解度方程并不具有普遍意义。前人提出了计算 CH_4 、 CO_2 等气体在纯水、 NaCl 溶液等中溶解度的热力学模型,且理论计算结果与实验结果吻合得非常好^[14,19-20],但实际地层水中包含了多种离子,因此天然气在地层水中的溶解度主要通过对实际地层水样品进行高温高压下溶解度实验获得^[21],而不能直接用在纯水或 NaCl 溶液中的溶解度来代替。

川西坳陷新场气田是四川盆地陆相天然气勘探的重要阵地之一^[22-23],仅须家河组二段(简称须二段)和侏罗系探明储量合计就高达 $2\,045.22 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。近年来,新场地区须家河组五段(简称须五段, T_3x^5)成为勘探的热点^[24-25]。勘探开发现状表明,水平段沿泥页岩段钻进的 XY-1 井试采效果并不理想,而沿砂体钻

进的 XY-2 井则试采效果相对较为理想^①,此外,须五段天然气试采初产量与测试段砂地比具有良好的正相关性,砂岩较为致密,表明须五段天然气主体为典型的致密砂岩气^[26]。新场须五段气水关系复杂,试采均表现出气水同产^[27],因此天然气除游离气外,还有部分水溶气,但究竟是以水溶气还是游离气为主尚无定论。受晚白垩世以来地层抬升影响,四川盆地须家河组具有水溶气脱溶成藏的有利条件,但对于水溶气资源规模的估算主要是根据甲烷在 NaCl 溶液中的溶解度或其他地方天然气在地层水中的溶解度来进行推测^[1],缺少须家河组地层水中溶解度的实际资料,对气藏中水溶气和游离气所占比例也缺少研究。因此,本文拟通过对新场地区须五段实际地层水开展不同温压条件下天然气溶解度实验,并与 NaCl 溶液中甲烷的溶解度进行对比,从而更加准确地估算新场须五段中水溶气的规模及所占的比例,为明确流体赋存状态和揭示天然气成藏机理提供理论依据。

1 实验条件和结果

地层水中天然气溶解度实验在中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所进行,采用的仪器为地层多相流体互溶度测定仪,所用地层水样品采集自新场地区 XC25 井和 X22-1H 井须五段,其常量离子含量分析在国土资源部南京矿产资源监督检测中心进行,结果见表 1;采用的天然气为纯甲烷气体。在相同分压下,天然气中常见组分仅 CO_2 在地层水中的溶解度略高于 CH_4 ^[15],但随温度和压力的增加, CO_2 的溶解度逐渐降低,而 CH_4 的溶解度逐渐升高,因此在高温高压条件下地层水中 CO_2 的含量较低^[17]。此外,新场须五段天然气中甲烷占主导,平均含量为 90.9%,而 CO_2 平均含量仅为 0.5%^[26]。因此本次实验中采用甲烷钢瓶气(纯度 99.9%)近似代替新场须五段天然气来进行溶解度实验,结果见表 2。在不同温压条件下,XC25 井和 X22-1H 井须五段地层水中 CH_4 的溶解度基本一致(表 2),其差别主要源自地层水矿化度和离子组成的差异。

① 黎华继,刘丽萍,陈俊.川西须五气藏建产潜力分析[R].成都:中国石油化工股份有限公司西南油气分公司勘探开发研究院,2014.

表 1 川西坳陷新场气田须五段地层水离子含量和矿化度
Table 1 Ion contents and total dissolved solids of the T₃x⁵ formation water in the Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression

井号	阳离子含量/(mg · L ⁻¹)				阴离子含量/(mg · L ⁻¹)			矿化度/(mg · L ⁻¹)	pH
	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
XC25	114	22 100	3 465	355	39 114	72.4	406	65 633	6.53
X22-1H	150	24 070	4 976	445	46 540	130	493	76 810	6.29

表 2 川西坳陷新场须五段地层水与 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH₄ 溶解度对比
Table 2 Comparison of CH₄ solubility in the T₃x⁵ formation water of the Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression with that in the 1 mol/kg NaCl solution

温度/ ℃	压力/ MPa	实测溶解度/ (m ³ · m ⁻³)		1 mol/kg NaCl 溶液中 CH ₄ 溶 解度/(m ³ · m ⁻³) *	地层水与 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH ₄ 溶解度比例	
		XC25	X22-1H		XC25	X22-1H
40	7.0	1.984	1.99	1.160	1.71	1.72
60	12.0	1.681	1.870	1.530	1.10	1.22
80	18.0	1.029	1.309	2.021	0.51	0.65
100	23.5	1.709	1.964	2.505	0.68	0.78
123	45.0	2.877	2.577	4.202	0.68	0.61
140	52.5	3.530	3.297	5.230	0.67	0.63
160	61.5	3.834	4.116	6.798	0.56	0.61
180	70.5	4.862	4.757	8.774	0.55	0.54
193	75.0	7.106	7.030	11.213	0.63	0.63

* 据 Duan 和 Mao^[14] 数据采用线性插值法计算而来。

2 须五段地层水与 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH₄ 溶解度对比

新场须五段地层水水型均为 CaCl₂ 型,矿化度平均为 76.044 g/L^[27]。本次采集的 XC25 井和 X22-1H 井须五段地层水矿化度分别为 65.633 g/L 和 76.81 g/L,与新场须五段地层水普遍特征一致,其中 Na⁺ 含量分别为 22 100 mg/L 和 24 070 mg/L,可以换算为 0.96 mol/kg 和 1.05 mol/kg,Cl⁻ 含量分别为 39 114 mg/L 和 46 540 mg/L,可以换算为 1.10 mol/kg 和 1.31 mol/kg。因此,从 Na⁺ 和 Cl⁻ 含量来看,新场须五段地层水与 1mol/kg NaCl 溶液具有可对比性。Duan 和 Mao^[14] 提出了估算 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH₄ 溶解度的热力学模型,且计算结果与前人实验结果高度一致,甲烷溶解度受温度和压力的明显影响(图 1),且相邻的温压数据点之间具有近似线性分布的特征,因此可以采用线性插值的方法估算其余温压条件下甲烷的溶解度。通过线性插值法估算本次实验温压条件下甲烷在 1 mol/kg

NaCl 溶液中的溶解度,并换算为 m³/m³ 的单位,结果详见表 2,其与本次工作中实验测试所得新场须五段实际地层水中的甲烷溶解度对比关系详见图 2。

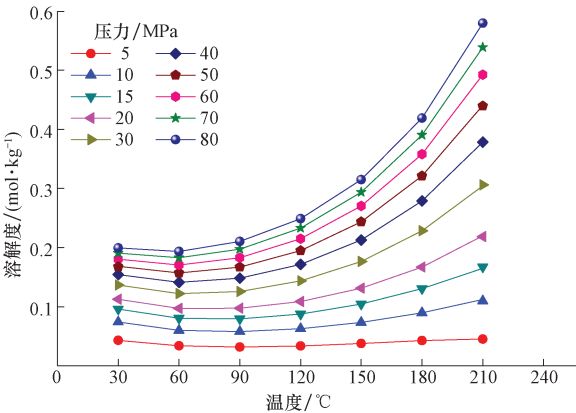
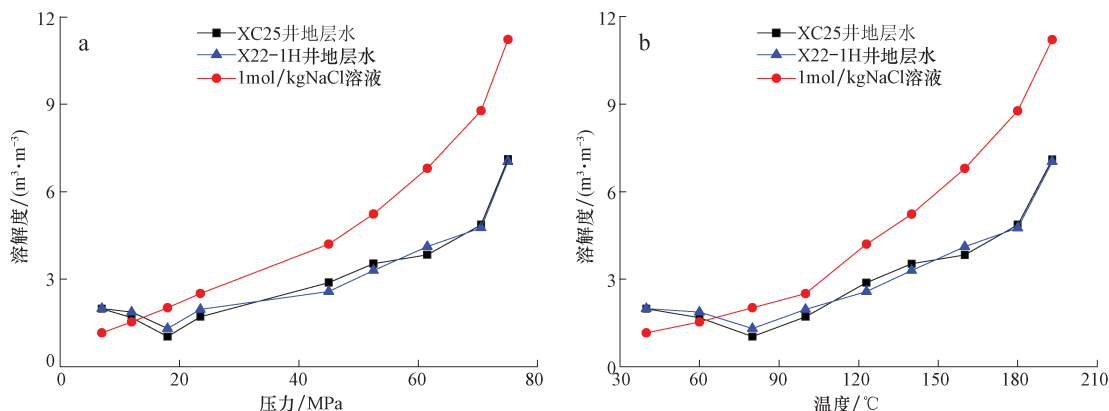


图 1 不同温压条件下 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH₄ 溶解度(数据据 Duan 和 Mao^[14])
Fig. 1 CH₄ solubility in the 1 mol/kg NaCl solution under different temperatures and pressures (data from Duan and Mao^[14])

图2 川西坳陷新场须五段地层水与1 mol/kg NaCl溶液中CH₄溶解度对比Fig. 2 Comparison of CH₄ solubility in the T₃x⁵ formation water of the Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression with that in the 1 mol/kg NaCl solution

a. 溶解度与压力的关系; b. 溶解度与温度的关系

在低温($\leq 60\text{ }^{\circ}\text{C}$)低压($\leq 12\text{ MPa}$)条件下,新场须五段地层水与1 mol/kg NaCl溶液中CH₄溶解度具有不同的变化趋势(图2)。在矿化度相同的情况下,在60~80 $^{\circ}\text{C}$ 条件下,天然气在NaHCO₃水型中比在CaCl₂水型中的溶解度要大,而在100~120 $^{\circ}\text{C}$ 条件下,二者则表现出相反的特征^[17],这表明,在不同离子存在的条件下,地层水中甲烷的溶解度对温度的响应特征并不一致。因此,在相对低温低压条件下,新场须五段地层水与1 mol/kg NaCl溶液中CH₄溶解度的不一致可能主要源自其离子组成方面的差异。

在温度($\geq 80\text{ }^{\circ}\text{C}$)和压力($\geq 18\text{ MPa}$)相对较高的条件下,新场须五段地层水与1 mol/kg NaCl溶液中CH₄溶解度随温度和压力的变化趋势整体一致,且CH₄在新场须五段地层水中的溶解度明显低于在1 mol/kg NaCl溶液中的溶解度(图2)。一方面,1 mol/kg NaCl溶液其矿化度相当于约58.5 g/L,而XC25和X22-1H井须五段地层水的矿化度分别为65.6 g/L和76.8 g/L(表1),明显要略高于1 mol/kg NaCl溶液,而在相同的温压条件下,矿化度越高,CH₄溶解度越低;另一方面,在矿化度相同的情况下,不同水型地层水中天然气的溶解度存在一定的差异,即离子类型也对天然气在地层水中的溶解度有影响^[17],须五段地层水中还含有Ca²⁺, Mg²⁺, SO₄²⁻和HCO₃⁻等离子(表1),这也会导致地层水中CH₄的溶解度偏低。

从温压相对较高条件下的溶解度对比来看,新场须五段地层水与1 mol/kg NaCl溶液中CH₄的溶解度比值均在0.6左右,二者具有明显的可对比性,因此,

可以根据特定温压条件下1 mol/kg NaCl溶液中CH₄的溶解度来估算相应温压条件下新场须五段地层水中CH₄的溶解度,这就为研究新场须五段在不同埋深阶段地层水中天然气的溶解度提供了思路和途径。

3 不同埋深状态下新场须五段地层水中CH₄溶解度

新场须五段初始产出水就具有较高的矿化度,与须二段产出水初期主要为矿化度非常低的凝析水^[28]有明显区别,这表明须五段产出水主要为地层水,受凝析水影响不明显^[27],因此在白垩纪末区域性抬升过程中,新场须五段地层水的矿化度和离子组成可能并未发生明显的改变,但不同埋深状态下,地层温压条件具有明显的差异,使得地层水中甲烷的溶解度也有所不同。

新场地区须五段实测地层温压资料表明,CL562井3 086.3 m和CX96井2 600 m深度实测温度分别为81.3 $^{\circ}\text{C}$ 和71 $^{\circ}\text{C}$,地温梯度均为21.3 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$;CL562井3 299.1 m和3 536 m深度实测地层压力分别为59.11 MPa和63.92 MPa,地压系数为1.84^①。以XC26井为例,须五段现今平均埋深约为3 000 m,历史最大埋深约为4 000 m,根据须五段现今实测地层温压并结合埋藏史(图3),可以推算出须五段现今平均地层温度和压力分别为80 $^{\circ}\text{C}$ 和53 MPa,历史最大埋深期平均地层温度和压力则分别为120 $^{\circ}\text{C}$ 和73 MPa,而现今地表产出状态下的温度压力分别为20 $^{\circ}\text{C}$ 和0.101 325 MPa(表3)。采用Duan和Mao^[14]的数据,通过线性插值

① 黎华继,刘丽萍,陈俊. 川西须五气藏建产潜力分析[R]. 成都:中国石油化工股份有限公司西南油气分公司勘探开发研究院,2014,1-162.

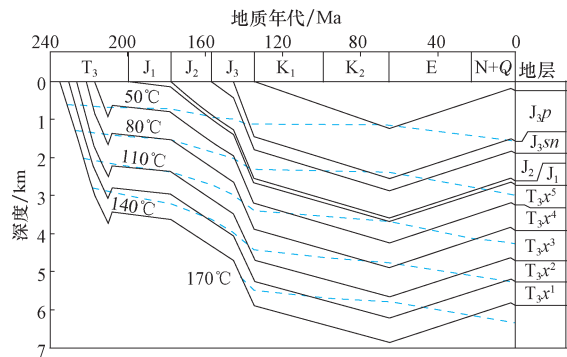


图 3 川西坳陷新场气田 XC26 井埋藏史和地温史

Fig.3 Burial and geothermal histories of the Well XC26 in the Xinchang gas field, Western Sichuan Depression

法估算这三组温压条件下甲烷在 1 mol/kg NaCl 溶液中的溶解度,并换算为 m^3/m^3 的单位,在地表、现今埋深和历史最大埋深温压条件下,1 mol/kg NaCl 溶液中甲烷的溶解度分别为 $0.028 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 、 $3.766 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 和 $5.324 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。由于新场须五段地层水与 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH_4 的溶解度具有明显的可对比性,二者比值在 0.6 左右,因此新场须五段地层水中甲烷的溶解度分别约为 $0.017 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 、 $2.260 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 和 $3.194 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (表 3)。

在现今地表状态下,地层水中甲烷的溶解度非常低($0.017 \text{ m}^3/\text{m}^3$),仅相当于现今埋深状态下溶解度的 0.75%;此外,由于现今地表产出流体经过了气水分离,因此现今地表状态下地层水中溶解的甲烷可以忽略不计,可以用 0 来代替(表 3)。这表明,现今埋深状态下地层水中溶解的天然气在地表产出后均脱溶出来,每方水可脱溶出约 2.26 m^3 天然气。新场地区自白垩纪末开始经历了区域性抬升(图 3),从历史最大埋深和现今埋深状态下的溶解度对比来看,新场须五段地层水中甲烷的溶解度降低了 $0.934 \text{ m}^3/\text{m}^3$,即在白垩纪末以来的抬升过程中每方水可脱溶出近 1 m^3 天然气。

水溶气脱溶成藏机理主要有地层抬升减压降温脱溶成藏和顺层侧向运移减压脱溶成藏两种模式^[1]。气源对比研究表明,新场须五段天然气主要来自该区须五段自身烃源岩,天然气没有表现出大规模侧向运移的迹象^[26],结合埋藏史(图 3)可知,新场须五段水溶气脱溶以地层抬升减压降温脱溶为主。

4 地质历史时期孔隙度演化影响

前人对川西坳陷须二段、须四段致密砂岩储层孔隙度演化特征开展了深入研究^[29-31],受白垩纪末区域性抬升(图 3)的影响,川西坳陷须二段、须四段致密砂岩孔隙度演化特征基本一致,大致可以分为两个阶段:①白垩纪末之前的持续埋深期,在该时期致密砂岩储层表现出持续致密化、孔隙度持续降低的特征,其主要源自机械压实和胶结作用(自生矿物充填)^[29-31];②白垩纪末之后的持续抬升期,在该时期致密砂岩储层表现出孔隙度基本不变的特征^[29,31]。姜振学等^[32]在不考虑成岩作用影响条件下开展的砂体卸压实验表明,砂体在压实后经历抬升(卸压),孔隙会具有回弹现象;然而陈冬霞等^[30]对川西坳陷中段须二段储层特征研究表明,在地层抬升期依旧存在成岩作用,导致孔隙度的降低。因此,抬升期的砂体卸压作用和成岩作用对孔隙度的影响效应在一定程度上是相互抵消的,从而导致抬升期致密砂岩储层孔隙度基本不变。就川西坳陷新场地区而言,在后期地层发生抬升期(白垩纪末至现今),须二段砂岩储层孔隙度均为 4.2%^[33-34],须四段砂岩储层孔隙度均为 9.6%^[29,31,33],均未发生明显变化,孝泉地区须二段、须四段孔隙度同样未发生变化,分别为 3.3%和 7.7%^[33]。

目前有关川西坳陷须家河组致密砂岩储层孔隙度演化的相关研究均针对须二段、须四段,未见到有关须五段的报道。考虑到川西坳陷新场地区须五段与须二

表 3 川西坳陷新场须五段不同状态下温压条件及地层水中甲烷溶解度对比

Table 3 Comparison of temperatures, pressures and methane solubility in the T_3x^5 formation water of the Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression under different conditions

状态参数	现今地表产出(0)	现今平均埋深(1)	历史最大埋深(2)
深度/m	0	3 000	4 000
压力(p)/MPa	0.101 325	53	73
温度(T)/℃	20	80	120
1 mol/kg NaCl 溶液中 CH_4 的溶解度/ $(\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3})^*$	0.028	3.766	5.324
须五段地层水中 CH_4 的溶解度(S)/ $(\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3})$	0 [#]	2.260	3.194

* 据 Duan 和 Mao^[14]数据采用线性插值法计算而来;#常温常压下水中甲烷的溶解度很低,且须五段产出流体在地表经过了气水分离,因此其中溶解的甲烷可以忽略,所以溶解度用“0”来代表。

段、须四段致密砂岩储层时代接近且经历了基本一致的埋藏史(图3),因此推测须五段致密砂岩储层孔隙度演化趋势与须二段、须四段基本一致,即白垩纪末之前表现出持续致密化、孔隙度持续降低的特征,白垩纪末之后孔隙度基本不变。下面对这两个阶段分别进行论述。

在白垩纪末之前,新场地区须五段被持续深埋,一方面须五段砂岩储层持续致密化,另一方面须五段烃源岩热演化程度逐渐增大而持续生烃,孔隙度降低和生烃增压作用均会导致须五段砂岩储层中地层水的排出,该阶段须五段储层中流体的赋存状态是持续变化的,因而难以评估,目前尚不具备研究条件。此外,在该阶段,随着地层温度和压力的逐渐升高,地层水中甲烷的溶解度呈逐渐增大的趋势,即地层水在该阶段以溶解天然气为主,而不是脱溶出天然气。

在白垩纪末之后至现今,新场地区地层(包括须五段)持续抬升,须五段砂岩孔隙度基本不变,烃源岩则生烃停滞。考虑到须五段致密砂岩的储集空间主要为孔隙^[25],在地层厚度、分布面积基本一致的情况下,储集空间总体积与孔隙度呈正相关,因此可以认为在地层抬升过程中须五段砂岩的总孔隙体积未发生变化。在这种条件下,须五段致密砂岩储层中的流体赋存状态主要受温度、压力和溶解度的控制。由于地层抬升导致温度和压力降低,相应的地层水中甲烷的溶解度也有所降低,因此部分天然气从地层水中脱溶出来。换言之,在地层抬升阶段,由于孔隙度基本未发生变化,因此其对天然气在地层水中的脱溶基本没有影响,脱溶量的大小主要取决于不同状态下的温度、压力和溶解度。

对新场地区须五段气藏开发而言,目前最大的困扰是气水关系复杂,流体赋存状态不清楚^[27],而烃源岩生烃在白垩纪末之后就停滞,即气藏中的天然气在白垩纪末之前就已生成,白垩纪末之后的抬升使得气藏中流体的赋存状态发生了改变,因此,研究最大埋深期至现今埋深状态下流体赋存状态的变化显得尤为重要。

5 不同埋深状态下须五段流体赋存状态

5.1 地表产出须五段流体的气水比

新场须五段在试采过程中,不同井日产气量与产水量均具有逐渐同步递减的特征,表现为较稳定的气水比^[27]。至2015年底,除部分井由于产量太低而关井撤站外,单井试采时间均超过500天,因此,可以通过单井总的气水比来反映地层中流体的气水比。新场

须五段单井总产气量与气水比之间具有一定的正相关性(图4);22口井中有13口单井总产气量低于 $200 \times 10^4 \text{ m}^3$,总产气量高于 $500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的相对高产井仅有5口。新场须五段单井产出流体总的气水比介于 $80 \sim 2\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$,大多数井的气水比低于 $400 \text{ m}^3/\text{m}^3$,单井总产气量较高($>500 \times 10^4 \text{ m}^3$)的井其总的气水比介于 $1\,000 \sim 2\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (图4)。

5.2 现今埋深状态下须五段流体赋存状态

新场须五段温度、压力和地层水中甲烷溶解度分别用 T, p 和 S 来表示,下标0,1,2分别代表现今地表、现今埋深、历史最大埋深这3种状态,相应的参数详见表3。假设新场须五段现今埋深状态下砂岩总孔隙体积为 V ,孔隙中均被流体(天然气和地层水)所充填,其中游离气和地层水(其中含水溶气)所占体积比例分别为 x 和 $1-x$ 。在试采过程中温压变化导致地层水体积的变化可以忽略不计,即 $V_{0-水} = V_{1-水} = V(1-x)$,则水溶气在地表温压下的体积为 $V_{1-水} S_1 = V(1-x) \cdot S_1$,而天然气体积的变化可以根据理想气体状态方程 $pV = nRT$ 来进行估算。

现今地表状态产出的天然气总摩尔量为 $n_{0-气} = p_0 V_{0-气} / (RT_0)$,而在现今地层埋深状态下这些天然气表现为游离态和溶解态两种,总摩尔量 $n_{1-气}$ 为:

$$\begin{aligned} n_{1-气} &= n_{1-游离气} + n_{1-水溶气} \\ &= p_1 V_{1-气} / (RT_1) + p_0 V_{1-水} S_1 / (RT_0) \\ &= p_1 Vx / (RT_1) + p_0 V(1-x) S_1 / (RT_0) \quad (1) \end{aligned}$$

式中: $n_{1-气}$ 为现今埋深下天然气总量, mol; $n_{1-游离气}$ 为现今埋深下游离气总量, mol; $n_{1-水溶气}$ 为现今埋深下水溶气总量, mol; p_1 为现今埋深下地层压力, Pa; p_0 为现今地表

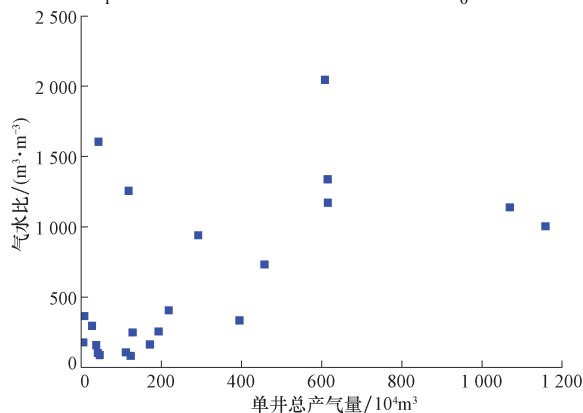


图4 川西坳陷新场气田须五段单井气水比与总产气量相关图

Fig. 4 Correlation diagram of the gas/water ratio and total gas output of single well in T_3x^5 in the Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression

大气压力,Pa; R 为理想气体常数,取 $8.314\text{ Pa}\cdot\text{m}^3\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$; S_1 为现今埋深下地层水中甲烷溶解度, m^3/m^3 ; T_1 为现今埋深下地层温度, K; T_0 为现今地表温度, K; V 为现今埋深下砂岩总孔隙体积, m^3 ; $V_{1-\text{气}}$ 为现今埋深下天然气体积, m^3 ; $V_{1-\text{水}}$ 为现今埋深下地层水体积, m^3 ; x 为现今埋深下游离气在地层孔隙中所占体积比例, 小数。

由于不同状态下天然气的总量不变, 即 $n_{0-\text{气}} = n_{1-\text{气}}$ 。

式中: $n_{0-\text{气}}$ 为现今地表状态下天然气总量, mol。

结合理想气体状态方程和式(1)可得

$$p_0V_{0-\text{气}}/(RT_0) = p_1Vx/(RT_1) + p_0V(1-x)S_1/(RT_0) \tag{2}$$

换算可得

$$V_{0-\text{气}} = p_1T_0Vx/(p_0T_1) + V(1-x)S_1 \tag{3}$$

因此, 现今产出流体的气水比 $r_{0-\text{气}/\text{水}}$ 为:

$$\begin{aligned} r_{0-\text{气}/\text{水}} &= V_{0-\text{气}}/V_{0-\text{水}} \\ &= [p_1T_0Vx/(p_0T_1) + V(1-x)S_1]/[V(1-x)] \\ &= p_1T_0x/[p_0T_1(1-x)] + S_1 \end{aligned} \tag{4}$$

式中: $r_{0-\text{气}/\text{水}}$ 为现今产出流体的气水比, 小数。

该方程式可以分别转化为如下两种格式:

$$x/(1-x) = p_0T_1(r_{0-\text{气}/\text{水}} - S_1)/(p_1T_0) \tag{5}$$

$$x = 1/\{1 + p_1T_0/[p_0T_1(r_{0-\text{气}/\text{水}} - S_1)]\} \tag{6}$$

由此可见, 现今地层状态下游离气和地层水所占的体积比例 x 和 $1-x$ 可以根据温度、压力、产出气水比和地层水中甲烷的溶解度计算得到。

此外, 结合式(1)可知, 在现今埋深状态下, 须五段中游离气与水溶气的比例为:

$$\begin{aligned} r_{1-\text{游离气}/\text{水溶气}} &= n_{1-\text{游离气}}/n_{1-\text{水溶气}} \\ &= [p_1V_{1-\text{气}}/(RT_1)]/[p_0V_{1-\text{水}}S_1/(RT_0)] \\ &= [p_1Vx/(RT_1)]/[p_0V(1-x)S_1/(RT_0)] \\ &= p_1T_0x/[p_0T_1S_1(1-x)] \end{aligned} \tag{7}$$

式中: $r_{1-\text{游离气}/\text{水溶气}}$ 为现今埋深下地层中游离气与水溶气的比例, 小数。

将方程式(5)或(6)代入方程式(7), 即

$$\begin{aligned} r_{1-\text{游离气}/\text{水溶气}} &= p_1T_0x/[p_0T_1S_1(1-x)] \\ &= [p_1T_0/(p_0T_1S_1)] \cdot \\ &\quad [p_0T_1(r_{0-\text{气}/\text{水}} - S_1)/(p_1T_0)] \\ &= (r_{0-\text{气}/\text{水}} - S_1)/S_1 \end{aligned} \tag{8}$$

因此, 在现今埋深状态下, 游离气与水溶气的比例可以根据地层水中甲烷的溶解度和现今地表产出流体的气水比计算得到, 进而可以得出游离气和水溶气各自所占比例。

由于新场须五段单井产出流体总的气水比存在一定的差异(图 4), 将现今地表和现今平均埋深状态下的温度、压力和溶解度(表 3)及不同的气水比分别代入公式(6)和(8), 可以计算得到在现今埋深状态下游离气和地层水所占的体积比例、游离气和水溶气的比例, 并进一步计算得出游离气和水溶气在总天然气中所占的比例。计算结果(表 4)表明, 在现今平均埋深状态下, 气水比越高, 一方面反映出地层孔隙中游离气所占的体积比例越大, 而地层水所占体积比例越小(图 5a); 另一方面反映出总的天然气中游离气的比例越大, 而水溶气占的比例越小(图 5b)。从整体上看, 尽管须五段现今产出流体的气水比有一定的差异, 但反映出来的游离气的比例均高于 97%, 而水溶气的比例

表 4 川西坳陷新场须五段不同埋深状态和气水比条件下不同流体所占比例

Table 4 The proportions of fluids in T_3x^5 in the Xinchang gas field under different burial depths and gas/water ratios in the Western Sichuan Depression

埋深状态	气水比 $r_{0-\text{气}/\text{水}}$ ($\text{m}^3\cdot\text{m}^{-3}$)	流体所占体积比例/%		$r_{\text{游离气}/\text{水溶气}}$	总天然气中所占比例/%	
		游离气	地层水		游离气	水溶气
现今平均埋深(1)	80	15.19	84.81	34	97.18	2.82
	100	18.37	81.63	43	97.74	2.26
	200	31.29	68.71	87	98.87	1.13
	400	47.81	52.19	176	99.44	0.57
	1 000	69.68	30.32	441	99.77	0.23
	2 000	82.15	17.85	884	99.89	0.11
历史最大埋深(2)	80	12.11	87.89	23	95.86	4.14
	100	14.69	85.31	29	96.66	3.34
	200	25.14	74.86	56	98.26	1.74
	400	38.50	61.50	105	99.06	0.94
	1 000	56.18	43.82	216	99.54	0.46
	2 000	66.27	33.73	330	99.70	0.30

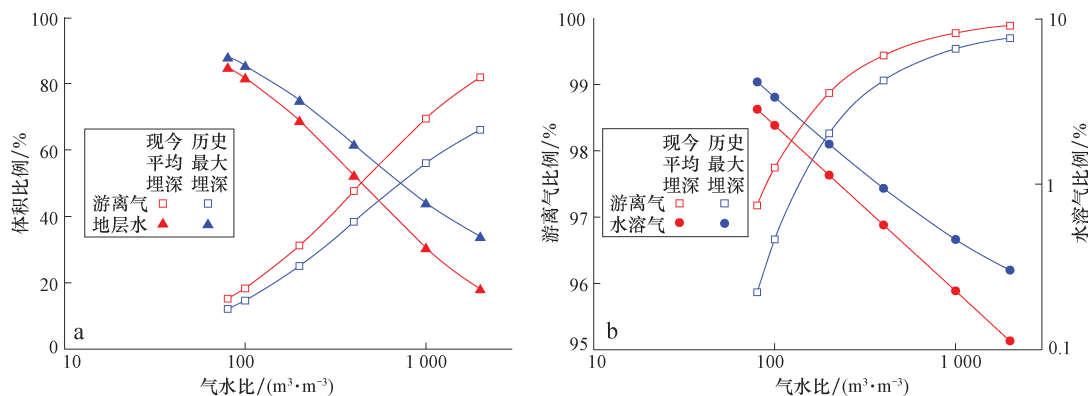


图5 川西坳陷新场须五段不同埋深状态下地层孔隙中不同流体所占比例

Fig. 5 Volumetric proportions of different fluids in the pores of T_3x^5 in the Xinchang gas field in the Western Sichuan Depression under different burial depths

a. 游离气和地层水所占体积比例与气水比关系; b. 天然气中水溶气和游离气所占比例与气水比关系

均不足3%(表4;图5b),即以游离气为主导,而水溶气所占比例非常低。

5.3 历史最大埋深状态下须五段流体赋存状态

新场地区白垩纪末以来发生的区域性抬升使得须五段温度和压力降低,地层中的游离气体积发生膨胀,挤占了原先地层水占据的部分孔隙空间使得部分地层水被排出。由于在现今埋深条件下天然气以游离气为主,水溶气所占比例很低(表4;图5),因此可以认为在地层抬升过程中只有地层水的排出而天然气未发生明显的逸散损失,且地层抬升过程中砂岩的总孔隙体积 V 未发生变化,如果最大埋深期游离气和地层水占据的体积比例分别为 y 和 $1-y$,则相应的游离气和地层水体积为 Vy 和 $V(1-y)$,水溶气在常温常压下的体积则为 $V(1-y)S_2$ 。

由于假设在地层抬升过程中天然气总摩尔量没有损失,结合理想气体状态方程可知:

$$\begin{aligned} n_{1-\text{气}} &= n_{2-\text{气}} = n_{2-\text{游离气}} + n_{2-\text{水溶气}} \\ &= p_2 V_{2-\text{气}} / (RT_2) + p_0 V(1-y) S_2 / (RT_0) \\ &= p_2 Vy / (RT_2) + p_0 V(1-y) S_2 / (RT_0) \end{aligned} \quad (9)$$

式中: $n_{2-\text{气}}$ 为最大埋深下天然气总量, mol; $n_{2-\text{游离气}}$ 为最大埋深下游离气总量, mol; $n_{2-\text{水溶气}}$ 为最大埋深下水溶气总量, mol; p_2 为最大埋深下地层压力, Pa; S_2 为最大埋深下地层水中甲烷溶解度, m^3/m^3 ; T_2 为最大埋深下地层温度, K; $V_{2-\text{气}}$ 为最大埋深下天然气体积, m^3 ; y 为最大埋深下游离气在地层孔隙中所占体积比例, 小数。

将式(1)代入式(9)可得:

$$\begin{aligned} p_1 Vx / (RT_1) + p_0 V(1-x) S_1 / (RT_0) \\ = p_2 Vy / (RT_2) + p_0 V(1-y) S_2 / (RT_0) \end{aligned} \quad (10)$$

两边同时约去 V 和 R , 并转换可得

$$y = [(p_1/T_1 - p_0 S_1/T_0)x + p_0 (S_1 - S_2)/T_0] / (p_2/T_2 - p_0 S_2/T_0) \quad (11)$$

因此,历史最大埋深期游离气和地层水所占的体积比例 y 和 $1-y$ 可以根据不同状态下的温度、压力、溶解度及现今埋深状态下游离气所占的体积比例计算得到。

此外,在最大埋深状态下,须五段中游离气与水溶气的比例为:

$$\begin{aligned} r_{2-\text{游离气}/\text{水溶气}} &= n_{2-\text{游离气}} / n_{2-\text{水溶气}} \\ &= [p_2 V_{2-\text{气}} / (RT_2)] / [p_0 V(1-y) S_2 / (RT_0)] \\ &= [p_2 Vy / (RT_2)] / [p_0 V(1-y) S_2 / (RT_0)] \\ &= p_2 y T_0 / [p_0 T_2 S_2 (1-y)] \end{aligned} \quad (12)$$

式中: $r_{2-\text{游离气}/\text{水溶气}}$ 为最大埋深下地层中游离气与水溶气的比例, 小数。

据此可以计算得出历史最大埋深状态下游离气与水溶气的比例,进而可以得出游离气和水溶气各自所占比例。

将不同状态下的温度、压力、溶解度、不同气水比对应的现今埋深状态下游离气所占的体积比例(表3)分别代入公式(11)和(12),可以计算得到在历史最大埋深状态下游离气和地层水所占的体积比例、游离气和水溶气的比例,并进一步计算得出游离气和水溶气在总天然气中所占的比例。计算结果(表4)表明,在历史最大埋深状态下,气水比越高,地层孔隙中游离气所占的体积比例越大,而地层水所占体积比例越小(图5a);总的天然气中游离气的比例越大,而水溶气占的比例越小(图5b)。从整体上看,尽管须五段现今产出流体的气水比有一定的差异,但反映出来的游离气的比例

均高于95%,而水溶气的比例均不足5%(表4;图5b),表明在历史最大埋深状态下,须五段天然气仍然以游离气为主,水溶气所占比例较低。

5.4 不同埋深状态下须五段流体赋存状态对比

现今产出流体的气水比差异比较大(图4),相应的现今平均埋深和历史最大埋深状态下游离气和地层水均共存,表明气水分异不明显,且在孔隙中二者所占体积比例分布范围也较广(图5a),表明地层状态下流体的赋存状态具有明显的不均一性,同时也说明须五段气藏连通性相对较差,并没有统一的气水界面。

在不同埋深状态下,气水比均与地层孔隙中游离气所占的体积比例呈正相关,而与地层水所占体积比例呈负相关(图5a)。除部分高产井外,新场须五段现今产出流体的气水比多数小于 $400\text{ m}^3/\text{m}^3$ (图4),反映出在地层现今平均埋深和历史最大埋深状态下,游离气在孔隙中所占体积比例普遍小于50%,而地层水所占体积比例则多数高于50%;对于单井总产气量较高($>500\times 10^4\text{ m}^3$)的井而言,其总的气水比介于 $1\,000\sim 2\,000\text{ m}^3/\text{m}^3$,反映出游离气所占体积比例大于50%,而地层水所占比例低于50%(图5a)。白垩纪末以来的区域性抬升使得地层温度、压力降低(表3),导致须五段中游离气体积发生膨胀,所占体积比例略有增大,同时地层水被驱替排出,其所占体积比例有所降低(图5a)。

在不同埋深状态下,气水比均与总天然气中游离气所占的比例呈正相关,而与水溶气所占比例呈负相关(图5b)。水溶气根据其形态可以划分为两种相态,一种是游离态,其为早期溶解在水中的天然气后期脱溶而形成,另一种是溶解态,即当前仍以溶解态赋存于地层水中^[4]。新场地区白垩纪末以来经历的区域性抬升(图3)使得须五段地层水中甲烷的溶解度降低了 $0.934\text{ m}^3/\text{m}^3$ (表3),反映到气藏中具体表现为溶解态水溶气总量降低,部分水溶气转变为游离态,即脱溶变为游离气,因此在总的天然气中游离气所占比例增大而水溶气所占比例降低(图5b)。在不同埋深状态下,不同的气水比均反映出须五段天然气以游离气为主,而水溶气所占比例不足5%(表4;图5b)。根据溶解度的差异可以计算得出,在地层抬升过程中,有约 $29.3\% [= (3.194 - 2.260)/3.194 \times 100\%]$ 的水溶气从溶解态转为游离态,即脱溶成为游离气。

前人研究表明,川中地区由于晚白垩世以来抬升幅度明显大于川西坳陷,因此每方水脱溶出的天然气

量可达 2 m^3 ,须家河组地层水脱溶气的总体积可达 $1.53\times 10^{12}\text{ m}^3$ 以上^[1],其中广安地区须家河组水溶气脱溶量就达 $1.6\times 10^{11}\text{ m}^3$ ^[4],这表明川中地区须家河组水溶气资源非常可观。川西坳陷新场须五段砂岩孔隙度平均仅为2.14%,含水饱和度普遍分布在50%左右^①,分布面积和平均厚度分别约为 $775\times 10^6\text{ m}^2$ 和233 m,根据现今埋深期和历史最大埋深期地层水中甲烷溶解度分别为 $2.260\text{ m}^3/\text{m}^3$ 和 $3.194\text{ m}^3/\text{m}^3$ (表3)计算可知,其水溶气总量分别约为 $4.37\times 10^9\text{ m}^3$ 和 $6.17\times 10^9\text{ m}^3$,这表明新场须五段地层水在白垩纪末以来的抬升过程中脱溶出了约 $1.8\times 10^9\text{ m}^3$ 的天然气,其资源规模明显小于川中地区须家河组水溶气资源。

6 结论

1) 川西坳陷新场须五段地层水中甲烷溶解度的实验表明,在温压相对较高条件下,须五段地层水与 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH_4 的溶解度比值均在0.6左右,二者具有明显的可对比性,因而可以根据特定温压条件下 1 mol/kg NaCl 溶液中 CH_4 的溶解度来估算相应温压条件下新场须五段地层水中 CH_4 的溶解度,估算所得在现今平均埋深和历史最大埋深状态下须五段地层水中甲烷的溶解度分别约为 $2.260\text{ m}^3/\text{m}^3$ 和 $3.194\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

2) 受白垩纪末以来地层抬升影响,新场须五段水溶气脱溶主要是地层抬升减压降温脱溶。须五段单井产出流体总气水比介于 $80\sim 2\,000\text{ m}^3/\text{m}^3$,其与地层孔隙中游离气和地层水所占的体积比例分别呈正相关和负相关;除部分高产井外,多数井的气水比低于 $400\text{ m}^3/\text{m}^3$,反映出在不同埋深状态下,游离气和地层水在孔隙中所占体积比例分别普遍低于和高于50%。白垩纪末以来地层温压降低,使得须五段中游离气体积发生膨胀,所占体积比例略有增大,同时地层水被驱替排出,其所占体积比例有所降低。

3) 新场须五段气水比与总天然气中游离气和水溶气所占的比例分别呈正相关和负相关。白垩纪末以来区域性抬升使得须五段地层水中甲烷的溶解度降低,导致气藏中部分水溶气脱溶出来,因此在总的天然气中游离气所占比例增大而水溶气所占比例降低。在不同埋深状态下,不同的气水比均反映出须五段天然气以游离气为主,而水溶气所占比例不足5%。溶解度差异表明,在地层抬升过程中,有约29.3%的水溶气脱溶成为游离气,新场须五段地层水共脱溶出了约

① 黎华继,刘丽萍,陈俊. 川西须五气藏建产潜力分析[R]. 成都:中国石油化工股份有限公司西南油气分公司勘探开发研究院,2014.

$1.8 \times 10^9 \text{ m}^3$ 的天然气。

致谢:刘光祥教授对相关工作给予了悉心指导,王君博士与作者进行了有益的讨论,审稿专家对稿件修改提出了宝贵意见,资料收集和样品采集得到了中国石化西南油气分公司的大力协助,样品分析测试得到了中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所和国土资源部南京矿产资源监督检测中心的支持,在此一并表示衷心的感谢!

参 考 文 献

- [1] 李伟,秦胜飞,胡国艺,等. 水溶气脱溶成藏——四川盆地须家河组天然气大面积成藏的重要机理之一[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 662–670.
Li Wei, Qin Shengfei, Hu Guoyi, et al. Accumulation of water-soluble gas by degasification: One of important mechanisms of large gas accumulations in the Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(6): 662–670.
- [2] Gao Gang, Huang Zhilong, Huang Baojia, et al. The solution and exsolution characteristics of natural gas components in water at high temperature and pressure and their geological meaning[J]. Petroleum Science, 2012, 9(1): 25–30.
- [3] Cramer B, Poelchau H S, Gerling P, et al. Methane released from groundwater: the source of natural gas accumulations in northern West Siberia[J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(3): 225–244.
- [4] 张占国,卞从胜. 水溶气的类型特征及成藏的主控因素探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(6): 876–881.
Zhang Zhanguo, Bian Congsheng. Category features of water-soluble gas and main controlling factor for its accumulation[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(6): 876–881.
- [5] 秦胜飞. 四川盆地水溶气碳同位素组成特征及地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 313–319.
Qin Shengfei. Carbon isotopic composition of water-soluble gases and its geological significance in the Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 313–319.
- [6] 秦胜飞,赵靖舟,李梅,等. 水溶天然气运移地球化学示踪——以塔里木盆地和田河气田为例[J]. 地学前缘, 2006, 13(5): 524–532.
Qin Shengfei, Zhao Jingzhou, Li Mei, et al. A case study: geochemical tracing indices on the migration of water-soluble gases in Hetianhe gas field, Tarim basin[J]. Earth Science Frontiers, 2006, 13(5): 524–532.
- [7] 秦胜飞,周国晓,李伟,等. 四川盆地威远气田水溶气脱气成藏地球化学证据[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 43–51.
Qin Shengfei, Zhou Guoxiao, Li Wei, et al. Geochemical evidence of water-soluble gas accumulation in the Weiyuan Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 43–51.
- [8] 张云峰. 温、压控制水溶气释放的模拟实验方法研究[J]. 石油实验地质, 2002, 24(1): 77–79.
Zhang Yunfeng. Modelling experiment of the amount of released water-soluble gas[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(1): 77–79.
- [9] 付广,张云峰,陈章明. 有效水溶释放气量及其研究意义[J]. 沉积学报, 2000, 18(1): 157–161.
Fu Guang, Zhang Yunfeng, Chen Zhangming. Effective amount of gas released from water and its significance[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(1): 157–161.
- [10] 杨克明. 川西坳陷须家河组天然气成藏模式探讨[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 786–793, 803.
Yang Keming. Gas reservoiring mode in Xujiahe Formation of western Sichuan depression[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 786–793, 803.
- [11] 刘莉萍,林小兵,李丽平. 四川盆地孝泉—丰谷构造带须家河组气藏气水分布控制因素及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2013, 33(6): 16–22.
Liu Liping, Lin Xiaobing, Li Liping. Factors controlling gas-water contact and the exploration potential of the Xujiahe Fm gas reservoirs in the Xiaoquan-Fenggu structural zone, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(6): 16–22.
- [12] 李伟,秦胜飞,胡国艺. 四川盆地须家河组水溶气的长距离侧向运移与聚集特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(2): 32–37.
Li Wei, Qin Shengfei, Hu Guoyi. Long-distance lateral migration and accumulation of water-solved natural gas in the Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 32–37.
- [13] Fu Xiaotai, Wang Zhenping, Lu Shuangfang. Mechanisms and solubility equations of gas dissolving in water[J]. Science in China Series B-Chemistry, 1996, 39(5): 500–508.
- [14] Duan Zhenhao, Mao Shide. A thermodynamic model for calculating methane solubility, density and gas phase composition of methane-bearing aqueous fluids from 273 to 523 K and from 1 to 2000 bar[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2006, 70(13): 3369–3386.
- [15] 付晓泰,卢双舫,王振平,等. 天然气组分的溶解特征及其意义[J]. 地球化学, 1997, 26(3): 60–66.
Fu Xiaotai, Lu Shuangfang, Wang Zhenping, et al. Dissolving character for the components of natural gas and its significance[J]. Geochimica, 1997, 26(3): 60–66.
- [16] McAuliffe C. Solubility in water of C_1 – C_9 hydrocarbons[J]. Nature, 1963, 200(4911): 1092–1093.
- [17] 郝石生,张振英. 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义[J]. 石油学报, 1993, 14(2): 12–22.
Hao Shisheng, Zhang Zhenying. The characteristic of the solubility of natural gas in formation waters and its geological significance[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993, 14(2): 12–22.
- [18] 付晓泰,王振平,卢双舫,等. 天然气在盐溶液中的溶解机理及溶解度方程[J]. 石油学报, 2000, 21(3): 89–94.
Fu Xiaotai, Wang Zhenping, Lu Shuangfang, et al. Mechanism of natural gas dissolving in brines and the dissolving equation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(3): 89–94.
- [19] Duan Zhenhao, Møller N, Greenberg J, et al. The prediction of methane solubility in natural waters to high ionic strength from 0 to 250 °C and from 0 to 1 600 bar[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1992, 56(4): 1451–1460.
- [20] Duan Zhenhao, Sun Rui. An improved model calculating CO_2 solubi-

- lity in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar[J]. Chemical Geology, 2003, 193(3-4): 257-271.
- [21] Tang Xulong, Jiang Zhenxue, Li Fengguang, et al. Solubility measurement of natural gas in reservoir formation water under (333.2 to 393.2) K and (15.0 to 43.6) MPa[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 2011, 56(4): 1025-1029.
- [22] 武恒志, 叶泰然, 赵迪, 等. 川西坳陷陆相致密气藏河道砂岩储层精细刻画技术及其应用[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 230-239.
- Wu Hengzhi, Ye Tairan, Zhao Di, et al. Fine characterization technique and its application to channel sandstone in continental tight gas reservoirs of western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 230-239.
- [23] 王峥嵘, 邓辉, 黄润秋. 川西凹陷新场气田须家河组二段砂岩岩体破裂特征[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 80-86.
- Wang Zhengrong, Deng Hui, Huang Runqiu. Fracture characteristics of sandstone in the 2nd Member of Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang gas field, Western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 80-86.
- [24] 徐天吉, 闫丽丽, 程冰洁, 等. 川西坳陷须五段页岩气藏地震各向异性[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 319-329.
- Xu Tianji, Yan Lili, Cheng Bingjie, et al. Seismic anisotropy of shale gas reservoirs in the 5th Member of the Xujiahe Formation in western depression of Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 319-329.
- [25] 林小兵, 刘莉萍, 田景春, 等. 川西坳陷中部须家河组五段致密砂岩储层特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 224-230.
- Lin Xiaobing, Liu Liping, Tian Jingchun, et al. Characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoirs in the 5th Member of Xujiahe Formation in the central of western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 224-230.
- [26] 吴小奇, 王萍, 刘全有, 等. 川西坳陷新场气田上三叠统须五段天然气来源及启示[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(8): 1409-1418.
- Wu Xiaoqi, Wang Ping, Liu Quanyou, et al. The source of natural gas reservoir in the 5th member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang Field, the Western Sichuan Depression and its implication[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(8): 1409-1418.
- [27] 吴小奇, 王萍, 潘文蕾, 等. 川西坳陷新场构造须五段地层水地球化学特征及其成因[J]. 天然气工业, 2016, 36(3): 22-29.
- Wu Xiaoqi, Wang Ping, Pan Wenlei, et al. Geochemical characteristics and origin of formation water in the 5th Member of the Upper Triassic Xujiahe Fm in Xinchang structure, West Sichuan Depression[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(3): 22-29.
- [28] 陆正元, 孙冬华, 黎华继, 等. 气藏凝析水引起的地层水矿化度淡化问题——以四川盆地新场气田须二段气藏为例[J]. 天然气工业, 2015, 35(7): 60-65.
- Lu Zhengyuan, Sun Donghua, Li Huaji, et al. Formation water desalination caused by condensate water of gas reservoirs: A case study of the 2nd Member of Xujiahe Formation in the Xinchang Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7): 60-65.
- [29] 杨克明, 叶军, 吕正祥. 川西坳陷上三叠统成藏年代学特征[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 208-213.
- Yang Keming, Ye Jun, Lv Zhengxiang. Chronological characteristics of Upper Triassic reservoirs in western Sichuan depression[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 208-213.
- [30] 陈冬霞, 庞雄奇, 杨克明, 等. 川西坳陷中段上三叠统须二段致密砂岩孔隙度演化史[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2012, 42(增刊1): 42-51.
- Chen Dongxia, Pang Xiongqi, Yang Keming, et al. Porosity evolution of tight gas sand of the second member of Xujiahe Formation of Upper Triassic, Western Sichuan Depression[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2012, 42(Sup. 1): 42-51.
- [31] 刘四兵, 沈忠民, 吕正祥, 等. 四川新场地区须四段相对优质储层特征及孔隙演化[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2014, 41(4): 428-436.
- Liu Sibing, Shen Zhongmin, Lv Zhengxiang, et al. Characteristics and porosity evolution of relatively high-quality reservoirs of T₃x⁴ in Xinchang area, Sichuan, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2014, 41(4): 428-436.
- [32] 姜振学, 庞雄奇, 金之钧, 等. 地层抬升过程中的砂体回弹作用及其油气成藏效应[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2004, 29(4): 420-426.
- Jiang Zhenxue, Pang Xiongqi, Jin Zhijun, et al. Relationship between pore variation of reservoir and rebounding of sandstone during uplift and its application to the Daqing Oilfield[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2004, 29(4): 420-426.
- [33] 杨克明. 川西坳陷油气资源现状及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 322-326, 331.
- Yang Keming. Status of oil & gas resources and prospecting potential in western Sichuan depression[J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(4): 322-326, 331.
- [34] 吕正祥. 川西孝泉构造上三叠统超致密储层演化特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2005, 32(1): 22-26.
- Lv Zhengxiang. Evolutionary characteristics of Upper Triassic reservoir in Xiaquan structure in West Sichuan, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2005, 32(1): 22-26.

(编辑 张亚雄)