

鄂尔多斯东北部致密砂岩气藏地层水成因及分布规律

陈朝兵¹, 杨友运¹, 邵金辉², 朱玉双³, 陈新晶⁴, 石磊⁵, 孟迪³

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710021;
3. 西北大学 地质学系 大陆动力学国家重点实验室, 陕西 西安 710069; 4. 中国石油 长庆油田分公司 第六采油厂, 陕西 西安 710200; 5. 中国石油 长庆油田分公司 第二采气厂, 陕西 西安 710200)

摘要:通过地震、钻井、测井及生产动态等资料,结合压汞、气水相渗、物性和水化学等测试分析,对鄂尔多斯盆地东北部神木气田地层水的化学特征、成因、空间分布特征及控制因素进行了研究。研究区处于气水过渡区,地层水属于“V”型CaCl₂型,以低矿化度的“酸点水”和高矿化度的常规地层水为主。纵向上,各层之间沉积、岩相差异及距气源远近不同是造成地层水纵向差异分布的主要因素。本溪组与太原组层内稳定分布的多套致密灰岩阻碍了烃类进入储层,造成原始气藏充注程度不高,地层水相对富集;石千峰组远离气源中心,烃类供给不足,气驱水不彻底;山西组属“自生自储”成藏组合,充注程度高,产水量少。平面上,受晚白垩世末期盆地“西倾”构造运动影响,盆地东北部整体抬升并发生气水二次调整,导致含气层位增多,连续气柱高度上升;同时气藏压力下降,盆地边缘地层水顺层侵入,各层均不同程度产水,形成“多层含气、普遍低产、气水同产”的格局,表现为自西向东地层水的规模及产水量逐渐增大,矿化度逐渐升高。研究结果为鄂尔多斯盆地边缘气水空间分布及成因理论提供了一定科学依据。

关键词:气水分布;酸点水;地层水;致密砂岩气;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE133

文献标识码:A

Origin and distribution of formation water in tight sandstone reservoirs in the northeastern Ordos Basin

Chen Zhaobing¹, Yang Youyun¹, Shao Jinhui², Zhu Yushuang³, Chen Xinjing⁴, Shi Lei⁵, Meng Di³

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development of Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710021, China; 3. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China; 4. No. 6 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710200, China; 5. No. 2 Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710200, China)

Abstract: The chemical features, genesis, spatial distribution characteristics and controlling factors of the formation water in Shenmu gas field, northeastern Ordos Basin, were studied by the analysis of seismic, drilling and logging, as well as performance data combined with test analysis of mercury injection, gas-water relative permeability, physical and hydrochemical properties. Since the studied area is located in the transitional area from water to gas, the formation water herein is of “V-shaped” CaCl₂ type, with low salinity “acid water” and high salinity conventional formation water being dominant. Vertically, the differential distribution of formation water are mainly caused by the differences of deposition, lithofacies and distance from gas source for various formations. Multiple tight limestones distributed in the Benxi and Taiyuan Formations have blocked the entry of hydrocarbons into reservoirs, leading to a low degree of gas charging for the original reservoirs and relatively high enrichment of formation water. The Shiqianfeng Formation, located far away from gas source, is in short of hydrocarbon supply with incomplete gas displacement of water. The Shanxi Formation is a self-sourced indigenous play, which has a high degree of gas charging and low quantity of water produced. Horizontally, influenced by the “west-dipping” structural movement of the basin in the Late Cretaceous, the northeastern Ordos Basin uplifted as a whole

收稿日期:2018-05-11;修订日期:2018-12-03。

第一作者简介:陈朝兵(1984—),男,博士,讲师,油气成藏与储层评价。E-mail:395286273@qq.com。

通讯作者简介:朱玉双(1968—),女,教授,博士生导师,油气田开发。E-mail:642617295@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05050006);国家自然科学基金青年基金项目(41802140)。

along with the secondary adjustment of water/gas contact, producing more gas-bearing horizons and continuously increasing the height of gas columns; meanwhile, the pressure in the gas reservoir decreased, and the formation water at the basin margin invaded into bed laterally, leading to the pattern of "multiple gas layers, low gas yield and water-gas co-production", characterized by the ever-increasing formation water scale and water production from west to east with a gradual increase of salinity. The results provide some basis for prediction of the spatial distribution and genesis of gas and water at the margin of the Ordos Basin.

Key words: gas-water distribution, acid water, formation water, tight sand gas, Ordos Basin

地层水是影响气田开发效果的主要因素。鄂尔多斯盆地东北部神木气田是近年来长庆重点开发气田,随着后续开发,气井存在不同程度的出水现象,产水井约占总井数的2/3,多数气井为气水同产,对气田的稳产造成很大影响。目前,学者对鄂尔多斯盆地东北部地层水的研究相对薄弱,尤其是对上古生界多套含气层的地层水化学特征、成因及分布规律等方面认识还不够深入,制约了盆地东部天然气的勘探开发进程。

地层水与油气的形成、聚集和保存关系密切^[1]。油气的运移聚集必须在地层水运动的条件下进行,而油气藏形成后,则需要相对封闭、滞留的水文地质环境^[2]。因此,地层水的化学特征能够指示和分析地层流体的封闭性和演化过程^[3-5]。高矿化度水、 CaCl_2 型地层水有利于天然气的保存,地层水能够阻止天然气的扩散,为天然气提供暂时存储空间^[6-7]。鄂尔多斯盆地上古生界地层水的分布受构造演化控制明显,天然气主要聚集在盆地北部地区,盆地东北部出现明显的气水过渡带^[8-9]。本文以鄂尔多斯盆地东北部神木气田为例,通过物性分析、压汞、气水相渗、水化学分析及生产动态等资料,综合研究了鄂尔多斯盆地东北部神木气田地层水的化学特征、成因分类及赋存状态,结合盆地构造、沉积及成藏演化历史,分析了地层水的空间分布特征及控制因素,为认识盆地东北部气水分布规律提供一定科学依据。

1 地质概况

神木气田地处陕西省榆林市榆阳区 and 神木县境内,与榆林、子洲气田相邻(图1),勘探面积 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。构造位置位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部,靠近盆地边缘,现今构造为平缓的西倾单斜,坡降 $6 \sim 10 \text{ m/km}$,倾角不足 1° ^[4]。研究区纵向含气层位多、储层分布广,属于广覆式生气和广覆式成藏,主力产层为上古生界二叠系本溪组、太原组、山西组、石盒子组(盒8)和石千峰组(千5),其中本溪组、太原组为海陆过渡相沉积体系^[10],山西组、石盒子组与石千峰组为陆

相河流-三角洲沉积体系^[11-12];各层物性差别不大,平均孔隙度为7.2%,渗透率为 $0.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为低孔-超低渗致密砂岩气藏。气藏气源主要来自于本溪组、太原组及山西组内部煤系烃源岩的热演化^[1,13-15]。

神木气田的勘探始于2003年,在双3井太原组致密砂岩储层获得 $2.54 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的商业气流,之后对双3井区进行了系统勘探,并于2007年提交天然气探明地质储量 $934.99 \times 10^8 \text{ m}^3$,显示了良好的开发前景。截止2017年底,研究区已累计探明含气面积 $4\,069 \text{ km}^2$,提交天然气探明地质储量 $3\,334 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为鄂尔多斯盆地又一个千亿级特大型气田,目前已建成产能 $24.9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,投产产能 $9.9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

2 地层水特征

2.1 盆地地层水矿化度分布规律

鄂尔多斯盆地为典型的内陆克拉通多旋回盆地,古生界先后经历了陆表海-内陆湖泊的沉积转化,其中下古生界以海相碳酸岩沉积为主,形成了下古生界马家沟组顶部风化壳气藏^[16-18],如长庆靖边气田,单井产气量高,产水量也较大,产水井点多位于构造低点附近。上古生界以陆相碎屑岩沉积为主,储层致密且气水关系复杂,如长庆苏里格气田,单井产气量较低,产水量差异大。从矿化度分布区间来看,鄂尔多斯盆地上古生界、下古生界地层水矿化度差异明显,下古生界马家沟组岩溶地层水以边、底水出现,矿化度高($14 \times 10^4 \sim 23 \times 10^4 \text{ mg/L}$),偏酸性(pH值 $3.7 \sim 6.5$),有机酸含量较高;而上古生界地层水矿化度较低(上石盒子组为 $4 \times 10^4 \sim 7 \times 10^4 \text{ mg/L}$,山2-太原组为 $9 \times 10^4 \sim 13 \times 10^4 \text{ mg/L}$),呈中性,有机酸含量低;两者均属于 CaCl_2 水型,反映了地层水处于还原的阻滞-停滞水文地质环境^[8,19-20]。

平面上,鄂尔多斯盆地上古生界地层水矿化度的分布具有一定规律性,各层地层水矿化度与烃源岩镜质体反射率(R_o)值具有较明显的对应关系,即由盆地

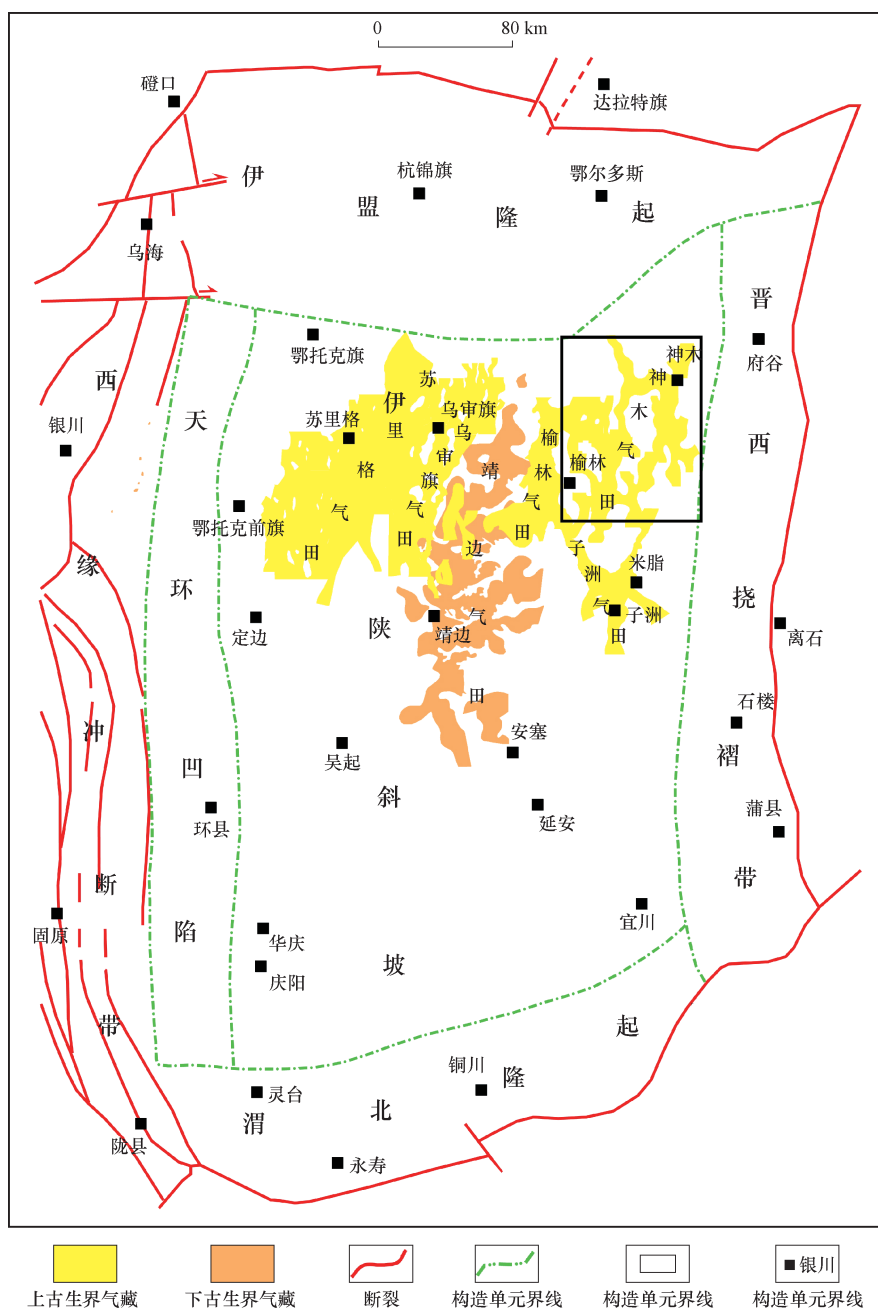


图1 鄂尔多斯盆地构造分区及研究区位置

Fig. 1 Structural units and location of the study area in the Ordos Basin

生烃中心向盆地边缘,矿化度逐渐升高, R_o 值逐渐降低(图2)。这种分布格局主要受控于鄂尔多斯盆地构造埋藏史、流体运移和泥岩压实水淡化作用。

盆地构造埋藏史与地层水的演化是同步的。晚侏罗世之前,盆地构造相对稳定,地温低,地层水以经历了长期溶解、溶蚀、沉淀等成岩作用的原始高矿化度地层水为主;晚侏罗世之后,盆地进入主要生烃期,基底大幅沉降,地温快速升高,达 $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ ^[8],烃源岩成熟排烃(R_o 生烃阈值 1.25),同时煤系地层水汽化,汽化程度与 R_o 值成正比,汽化后的地层水和天然气呈混相运

移到上古储层成藏^[19];早白垩世晚期至今,盆地抬升,地温下降,盆地中部高 R_o 值对应的储层汽相地层水凝结,稀释了上古生界的原始地层水,矿化度降低,而盆地边缘由于构造沉降幅度低,有机质演化程度低, R_o 值较小,地层水汽化程度弱,保留了高矿化度的原始地层水(图3)。

烃类由生烃凹陷向四周辐射运移的过程中,会将盆地中部地层水向盆地边缘驱替,由于盆地内部相对稳定,无深大断裂发育,地层水的横向运动是相对封闭的,能够不断溶解、吸收新的矿物离子。因此,长距离

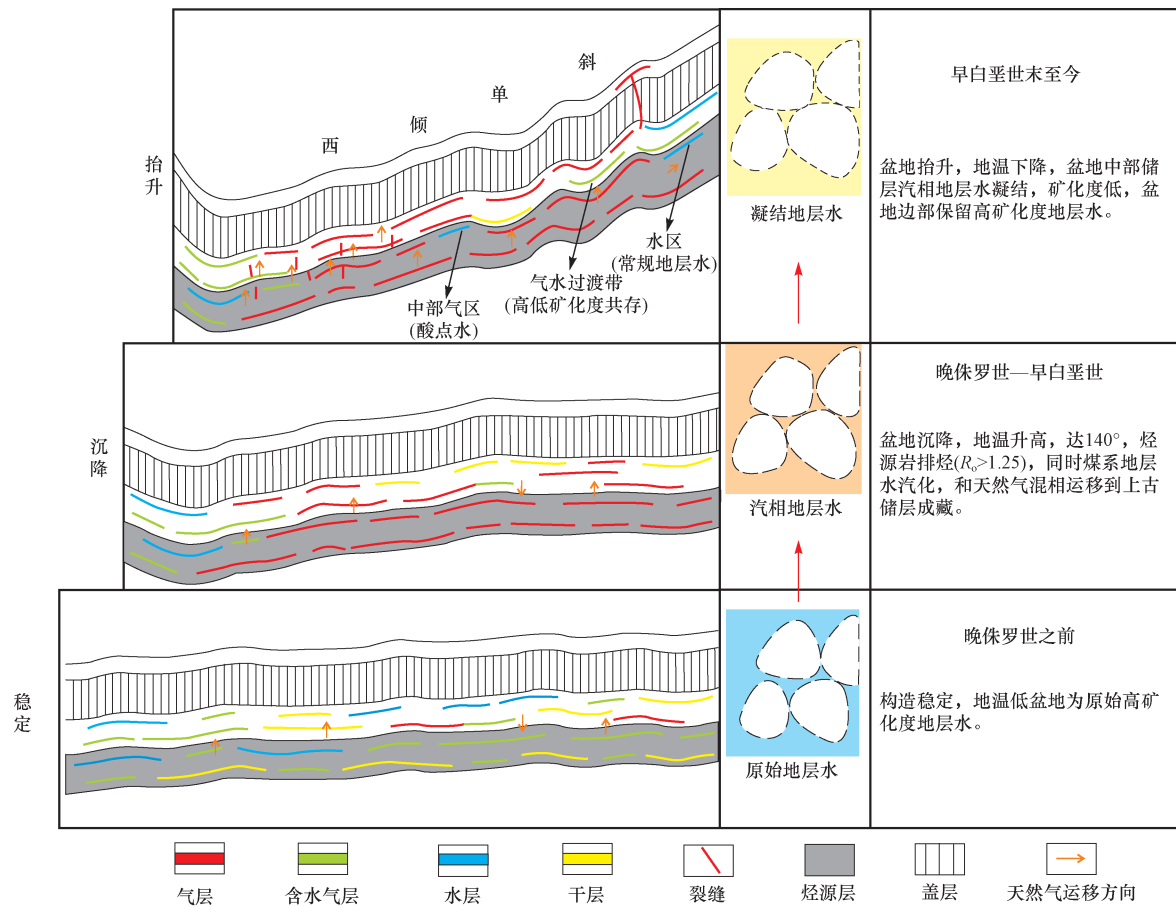


图3 鄂尔多斯盆地构造演化与上古生界地层水矿化度关系

Fig. 3 Relationship between tectonic evolution and salinity of the Upper Paleozoic formation water in the Ordos Basin

表1 神木气田地层水水化学分析数据

Table 1 Statistics showing the chemical analysis of formation water in Shenmu gas field

	浓度/(mg·L ⁻¹)								水型
	K ⁺ + Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	矿化度	
最大值	92 224.0	59 153.7	10 459.9	188 451.5	44 569.9	2 098.8	3 793.0	341 464.8	CaCl ₂
最小值	120.3	16.4	5.1	53.5	11.5	22.1	15.9	520.0	
平均值	13 333.3	5 631.1	851.2	29 600.7	3 953.7	22.1	770.7	54 163.7	

0.82, 平均为 0.13; 氯镁系数 ($r_{Cl^-}/r_{Mg^{2+}}$) 介于 1.7~301.6, 平均为 64.6, 表明地层水封闭时间较长, 水体相对停滞, 气藏保存条件较好。

为了更深入认识地层水形成的地质背景, 通常对地层水进行成因上的分类^[7]。本次研究采用王运所等人对地层水的成因分类^[8]。根据鄂尔多斯盆地北部气区 500 余口气井产水量和矿化度数据, 将上古生界地层水划分为常规地层水、“酸点水”和凝析水^[8], 并将盆地北部划分为水区、气水过渡区和中部气区(图 4)。其中常规地层水主要分布于盆地边部的水区, 指经历了沉积、成岩作用后保留下来的原始地层水, 矿化度高, 分布在 40 000~130 000 mg/L。“酸点水”主要分布于中部气区, “酸点”是相对于低渗透气藏中的“甜点”而言, 指

位于高渗带内的含水地质体, “酸点水”通常无法形成连片水体, 呈孤立状存在, 各井之间矿化度差异很大, 矿化度相对较低, 分布在 5 470~40 000 mg/L。凝析水是气井生产过程中凝析出来的液态水, 具有超低矿化度和水气比, 矿化度介于 790~5 470 mg/L, 水气比介于 0.007~0.21 m³/(10⁴ m³)。

依据上述成因分类标准, 神木气田地层水矿化度分布区间广, 涵盖常规地层水、酸点水及凝析水分布区间(图 5)。其中处于常规地层水与酸点水区间的比例相当, 分别为 49.3%和 45.3%, 个别井点表现为超低矿化度的凝析水特征。结合盆地北部气区地层水分区图(图 4), 确定研究区主体处于气水过渡区, 地层水具备高、低矿化度共存特征, 同时产少量凝析水。研究区

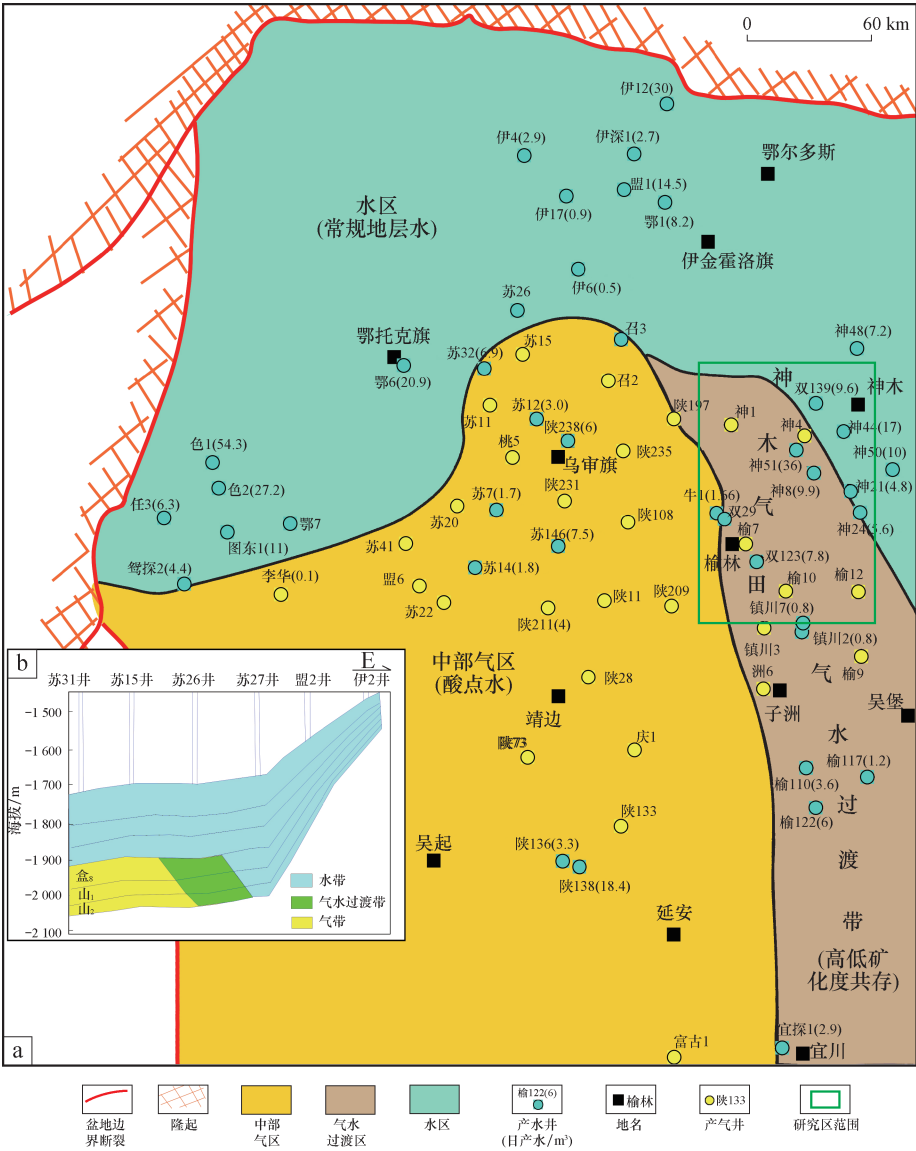


图4 鄂尔多斯盆地北部地层水成因类型分区图(据参考文献[8],修改)

Fig.4 Distribution of different genetic types of formation water in the northern Ordos Basin(modified after reference [8])

a. 地层水成因类型分区;b. 盆地东西向气水剖面

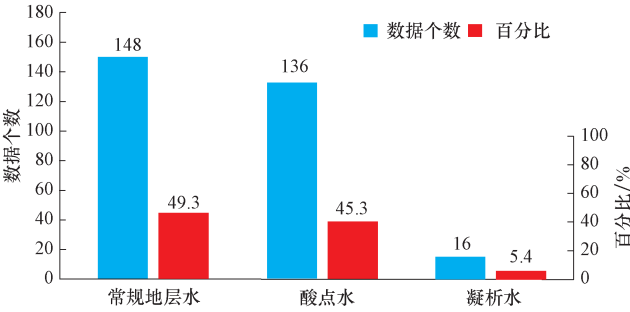


图5 神木气田地层水成因比例柱状图

Fig.5 Column showing the proportion of formation water genesis in Shenmu gas field

地层水矿化度的这种分布特点与其所处构造位置相关,根据区域山2³段顶部5[#]煤层地震反射资料,神木

气田构造位置较为特殊,处于盆地中部向边缘过渡区,气田西侧构造平缓,发育整装气田,局部井点产低矿化度“酸点水”;气田内部及东侧构造线间距收缩,地层起伏明显增大,处于气水过渡带,多数井点产水,因此具有高、低矿化度共存特征。

2.3 神木气田地层水赋存状态

地层水在孔隙中的微观赋存状态是其储层孔喉特征与岩石表面润湿性的综合体现^[22]。通过压汞、气水相渗及物性分析实验,结合气井生产情况,将神木气田地层水的赋存状态分为自由水、毛管力水和束缚水3种类型(表2),气井产水以自由水和毛管力水为主。

自由水对应的储层物性条件好,孔喉半径大,微孔

表 2 神木气田地层水不同赋存状态特征

Table 2 Characteristics of various formation water occurrences in Shenmu gas field

水型	典型井及层位	压汞孔喉参数			气水相渗参数		岩心物性		生产情况		润湿指数	主要特征
		中值半径/ μm	分选系数	退汞效率/ %	束缚水饱和度/ %	共渗区间/ %	孔隙度/%	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	日产气/ (10^4 m^3)	日产水/ (m^3)		
自由水	双 8-34H ₂ , 太原组	0.89	0.8	51.2	19.5	20~90	>6	>0.3	>1	>2	<0.2	物性好, 孔喉较粗, 连通好, 存在气水界面
毛管力水	双 9-33, 山西组	0.35	1.6	28.7	44.3	45~75	4~6	0.1~0.3	0.1~1	0.5~2	0.2~2	孔喉细, 连通较好, 孔隙毛管力强, 形成滞留水
束缚水	双 11-26C4, 山西组	0.12	4.8	17.8	78.2	60~70	<4	<0.1	<0.1	<0.5	>2	微孔喉为主, 连通差, 存在于盲孔或孔隙角隅

喉比例小,退汞效率较高,束缚水含量低;气水两相共渗区间宽,润湿指数(润湿指数=束缚水饱和度×共渗点对应的含水饱和度/驱替相最大相对渗透率值)较低,反映流体受岩石表面亲水性影响小,流动性强^[23-24]。自由水一般发育在厚层砂体下部,重力导致气水存在一定分异,气井通常以气水同采为主,气水产量较大,日产气一般大于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水大于 2 m^3 ,后期随着气层压力降低或底部自由水的突进,产气量逐渐降低,产水量增大直至井堵。因此自由水是气井产水的主要来源,约占产水量的 60%左右。

毛管力水一般发育在物性较差,非均质强的微细孔喉内,是天然气充注不完全或绕过相对细小的孔隙而残余下来的孔隙水^[10],气水混储,无明显界面,可动水比例小,退汞效率较低,束缚水含量较高;气水共渗区间收缩,润湿指数较高,流体受岩石表面性质影响变大,活动性变弱,形成大面积的层内滞留水,射孔压裂后可被采出。毛管压力水一般发育在河道侧翼部位,气井为气水同采,气水产量较低,日产气量为 $(0.1 \sim 1) \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水量为 $0.5 \sim 2 \text{ m}^3$,此类水由于渗流能力受限,通常生产稳定,波动不大,水气比稳定。毛管力水也是气井产水的来源之一,约占产水量的 35%左右。

束缚水主要存在于物性差的储层中,大孔喉较少,以微孔喉为主,孔喉结构复杂,赋存在盲孔及孔隙角隅内,呈不连续分布、很难流动的地层水,退汞效率低。气水共渗区间狭窄,润湿指数大,流动性差。随着生产进行,地层压力下降到一定程度时,束缚水转变为可流动的释压地层水,但整体含量较少,通常日产气量小于 $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水量小于 0.5 m^3 ,仅占产水量的 5%左右。

3 地层水空间分布特征及主控因素

3.1 地层水纵向分布及控制因素

针对研究区纵向发育多套含气层,多数开发井采用分段压裂与合层试气的方式求产,投产后为多层合采,无法确定主要产水层位及产水量的实际情况,本研究从探井试气入手,考虑探井试气均为分层压裂求产,且单层求产时间在 48~72 h,压裂液已返排殆尽,测试产水量及水化学分析数据能够较真实的反映各层产水能力及矿化度特征。根据 170 口探井试气、试采及水化学分析数据,结合测井二次解释不同层位水层累计厚度,确定本溪组、石千峰组(千 5 段)和太原组是地层水分布的主要层位,占比 86%;其次是山西组,占比 13%,石盒子组(盒 8)基本不产水。根据油气运移常规理论^[25],纵向上油气运移距离与天然气充注程度呈反比,与产水量呈正比,而研究区地层水纵向分布特征与常规理论不同,距离煤系烃源岩距离最近的本溪组、太原组储层产水量反而最大,产水比例分别达到了 42%和 18%;随着油气运移距离的增加,山西组与石盒子组储层产水量依次递减,至石千峰组储层,产水量又突然升高,产水占比达 26%。

分析认为,研究区纵向各层之间沉积、岩相差异及距气源远近不同是造成各层产水差异的主要因素。如图 6 与图 7 所示,本溪组与太原组沉积环境为海陆过渡相^[13],层内发育 3~6 层厚度稳定的灰岩,单层厚度一般在 2~4 m,海相灰岩与陆相砂泥岩、煤系烃源岩成交叉互层状,构成了“自生自储式”成藏组合。当烃

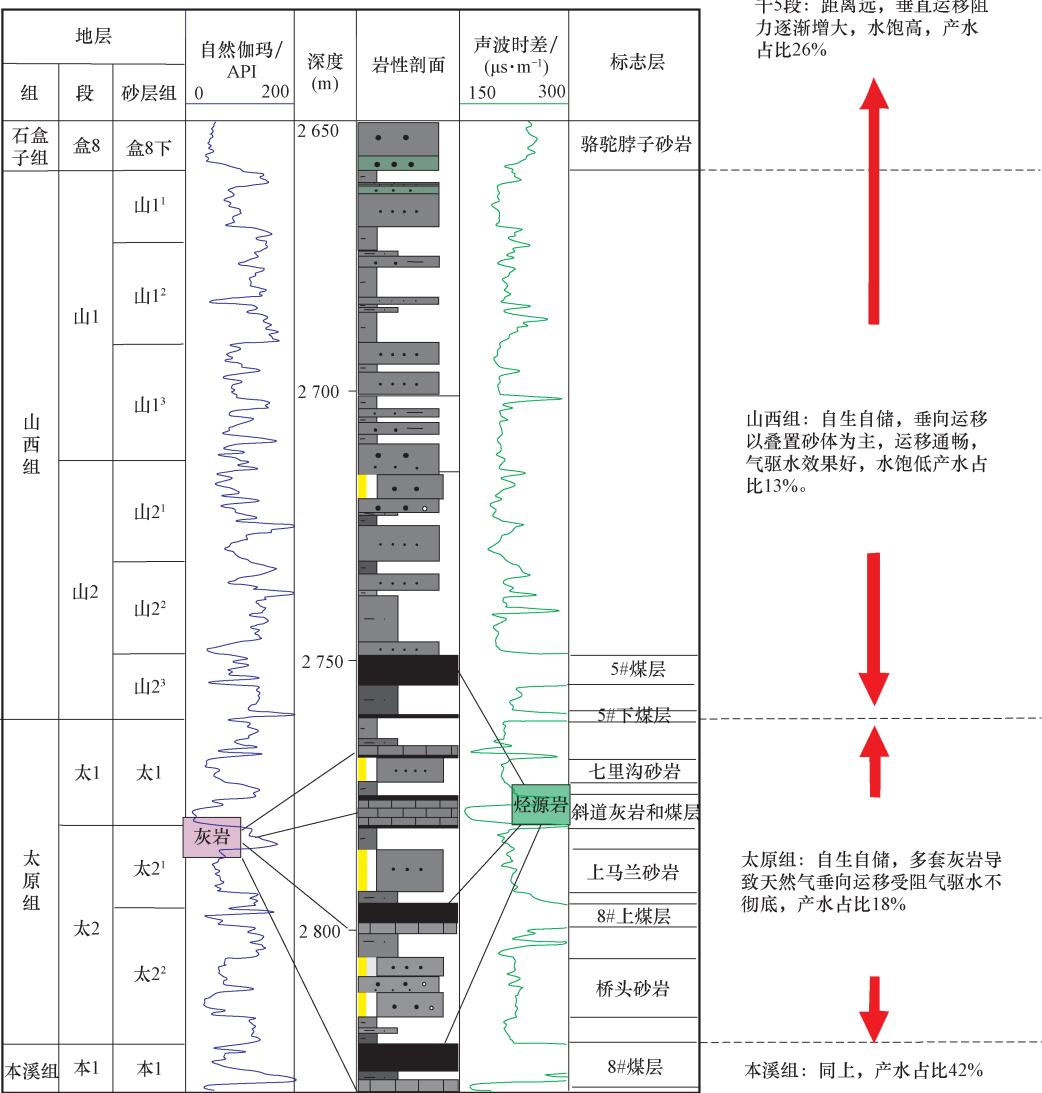


图 6 神木气田纵向各层产水差异成因(神 30 井)

Fig. 6 Origin of differential formation water distribution in various layers of Shenmu gas field(Well Shen30)

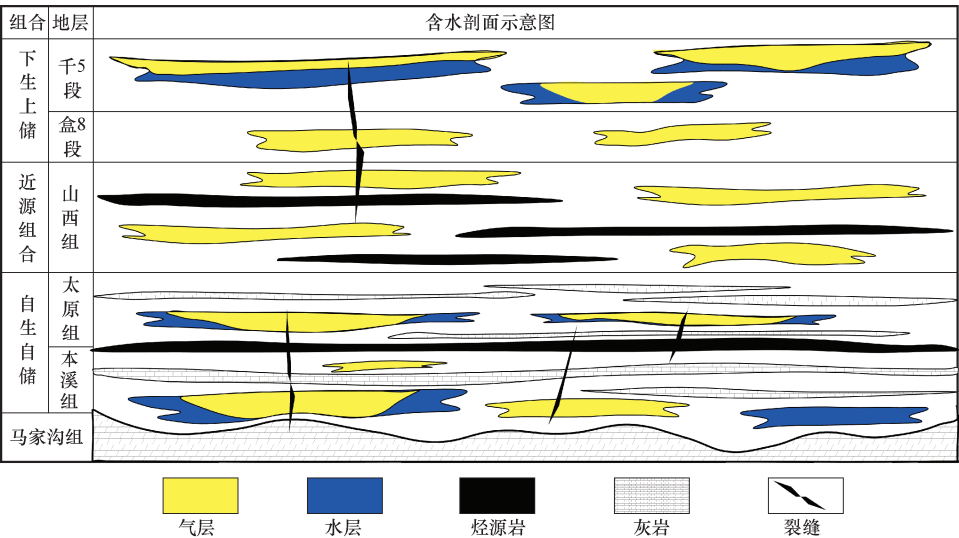


图 7 神木气田纵向地层水分布成因模式

Fig. 7 Genetic model of vertical formation water distribution in Shenmu gas field

表 3 神木气田地层水纵向产水特征参数

Table 3 Characteristic parameters of vertical formation water distribution in Shenmu gas field

层位	测井二次解释		试气、试采		水化学分析				产水占比/%
	水层厚度/ m	水饱和度/ %	日产气/ (10 ⁴ m ³)	日产水/ m ³	Cl ⁻ / (mg · L ⁻¹)	矿化度/ (mg · L ⁻¹)	密度/ (g · cm ³)	pH	
千 5	1.6	50.0	1.9	1.8	3 511.9	14 617.0	1.01	7.3	26.0
盒 8	0.3	37.8	1.3	0.1	23 195.4	48 080.4	1.02	6.8	1.0
山 1	0.7	35.0	1.4	0.3	35 436.0	77 693.2	1.03	7.0	4.4
山 2	0.6	35.0	1.6	0.6	33 852.4	83 417.5	1.04	6.5	8.6
太原	1.9	45.5	2.1	1.3	49 002.9	113 654.1	1.09	6.5	18.0
本溪	2.3	45.1	2.1	3.0	88 615.3	153 623.7	1.09	6.4	42.0

源岩成熟大量排烃时,分布稳定的灰岩成为天然气向层内砂岩储层运移的阻碍,只有当烃源岩直接与砂岩储层接触或在垂向裂缝沟通良好的情况下,天然气才能聚集成藏。原始气驱水效果较差,造成本溪组与太原组储层含水饱和度高,分别为 45.1%和 45.5%,产水量分别为 3 m³/d 和 1.3 m³/d;山西组以陆相三角洲沉积为主,成藏组合也属于“自生自储式”,以陆相碎屑岩为主,天然气垂向运移以多期叠置砂体为主^[14],运移通畅,排烃压力高,气驱水效果好,含水饱和度 35%,产水 0.9 m³/d;千 5 段储层距离下部气源约 350 ~ 400 m,烃类运移距离长、阻力大,气驱水效果差,含水饱和度达 50%,产水 1.8 m³/d。

纵向各层水化学也存在一定变化规律,从本溪组到千 5 段,地层水氯根、矿化度和比重呈逐渐降低趋势,pH 值由弱酸过渡为弱碱性(表 3)。这种纵向变化特征主要受控于两方面。① 原始沉积环境差异,主要表现在研究区本溪组与太原组属于海陆过渡相沉积环境^[20],海水还未完全退出,地层水盐度及比重高。需要指出的是,海水 pH 一般呈弱碱性,而本溪组与太原组地层水表现为弱酸性,这可能与本溪组、太原组内部煤系烃源岩成熟释放的大量有机酸有关^[19];山西组 - 盒 8 段,海水完全退出该区,盆地内部发育陆相河流 - 三角洲 - 湖泊沉积体系,地层水盐度及比重有所降低;千 5 段,以陆相辫状河沉积为主,缺少湖泊等汇水低势区,地层水盐度及比重进一步降低,形成了由本溪组到千 5 段,地层水矿化度由高到低的变化特征规律。② 成藏期流体纵向迁移结果。晚侏罗世 - 早白垩世,盆地沉降地温快速升高后,本溪组、太原组及山西组内部烃源岩成熟,烃类和汽化的煤系地层水呈气态混相向四周迁移^[21],其中大部分混相流体沿叠置砂体或裂缝体系向上部运移,造成下部本溪组、太原组与山西组残余下来的煤系地层水矿化度上升,上部石盒子组与石千峰组由于后期混相流体

凝结稀释,地层水矿化度降低,形成研究区纵向上地层水矿化度的分布特征。

3.2 地层水平面分布及控制因素

地层水在平面上的分布也显示了较强的规律性(图 8)。神木气田地层水的分布相对独立,以单井点层间水和小范围的边水为主,规模为 1 ~ 2 km,不存在大规模的边水与底水。受油气优先充注河道中央高渗部位的影响,河道侧翼地层水相对聚集,产水井点多位于河道侧翼。从区域上来看,地层水的规模和矿化度也存在明显规律性,自神木气田向东产水量及地层水规模逐渐增大,矿化度逐渐升高。依据地层水矿化度、产水量及构造起伏特征,界定出盆地中部气区与气水过渡带界线,界线西侧处于中部气区,为单井点、产水量小且矿化度低的“酸点水”;东侧处于气水过渡带,产水量大、具有高、低矿化度共存特征。分析认为,研究区地层水规模和产水量的平面变化特征主要受控于盆地晚白垩世末期发生的“西倾”构造运动^[25],形成的西倾单斜导致成藏期的气水重新调整,尤其是盆地东北部气水调整幅度最大,形成了研究区现今地层水的平面分布格局。

晚侏罗 - 早白垩世是盆地上古生界天然气的主成藏期^[26],早于西倾单斜的形成。主成藏期,受山西组顶部区域盖层的影响,盆地的天然气向山西组及下部储层聚集,地层水被天然气驱替至盆地边缘。盆地烃源岩生气强度也存在差异,中西部生气强度普遍小于 28 × 10⁸ m³/km²,东部生气强度大于 28 × 10⁸ m³/km²,在相同的充注层位下,东部储层充注程度高于中西部。这种状态一直持续到晚白垩世末期,之后盆地发生“西倾”构造运动,动力来源于西太平洋向华北板块的俯冲挤压,产生东西向挤压应力,盆地东北部地层整体抬升,抬升剥蚀量自西向东依次增大^[24](图 9)。剥蚀区地层压力下降,岩石骨架释压回弹,造成地层垂向差异

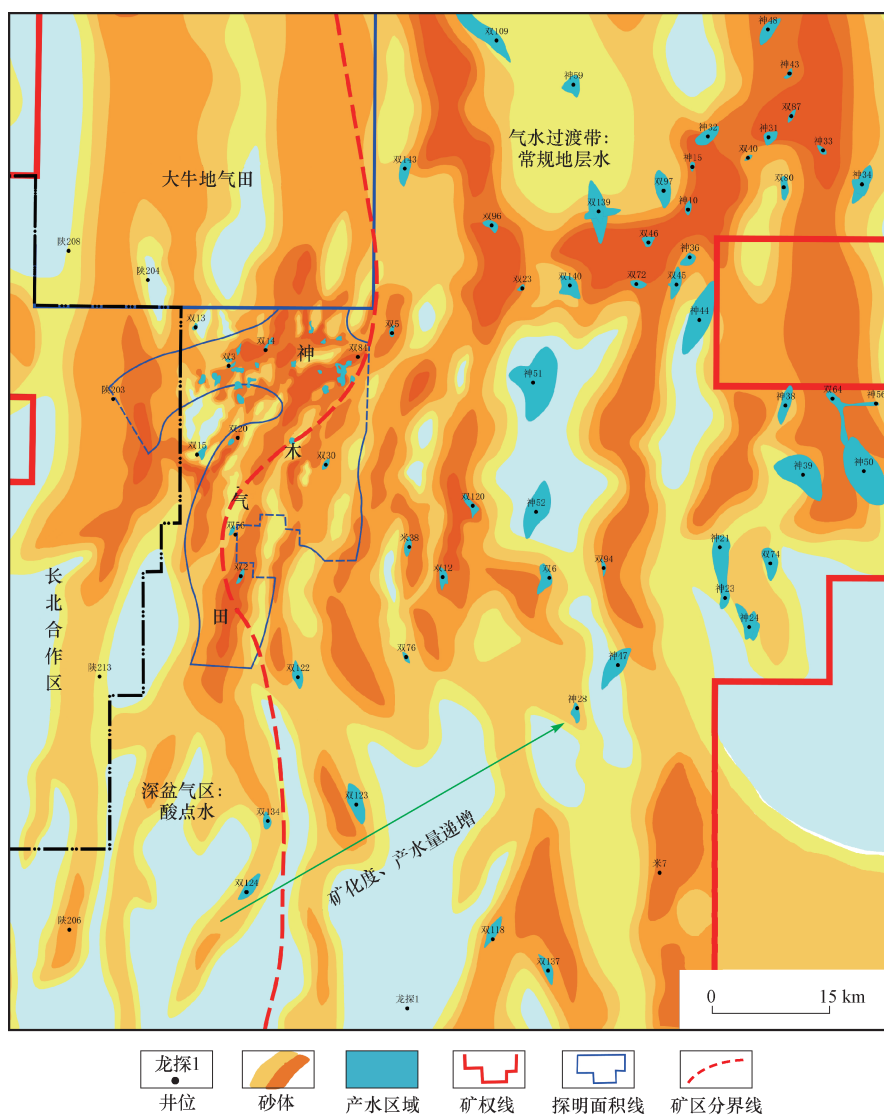


图8 神木气田及东侧地层水分布

Fig. 8 Formation water distribution in Shenmu gas field area and its eastern part

运动,形成大量高角度裂缝,从盆地中部至东部,裂缝发育程度逐渐增高、产状逐渐变陡,密度逐渐增加,与上部储层的沟通程度也逐渐变强。

与此同时,盆地东北部的气水发生二次调整,天然气沿着高角度裂缝向上部储层运移再成藏,运移动力不足,烃源岩排烃作用已基本停滞,主要靠原储内的天然气膨胀及弹性驱动^[27-29]。根据盆地东西向探井气测剖面(图10),上古生界天然气连续气柱高度变化表明,“西倾”构造运动对中西部地区影响较小,中西部连续气柱高度仍处于山西组及下部储层中(西部受局部挤压抬升影响,气柱高于中部),气水分布基本保持成藏期的原始状态,气藏压力高;东部地区在裂缝及运移动力的共同制约下,气水分布重新调整,连续气柱高度自西向东存在明显阶梯状上升,最初成藏的山西组及以下储层天然气丰度降低,地层水由盆

地边缘侵入;进入山西组上部盒8、千5段储层的天然气则将原有地层水排驱至储层边部。盆地东北部气水调整的最终结果是纵向含气层位增多,连续气柱高度达到石千峰组(千5段普遍含气),但同时各气藏压力整体下降,与盆地中部构造稳定区域的气藏,如中部的榆林气田相比,具有“多层含气、普遍低产、气水同产”的特点。气藏压力下降进一步导致了盆地边缘地层水向气藏内部水平侵入,造成各层均有不同程度产水,因此将研究区各层地层水分布区域叠合后,存在自西向东地层水的规模及产水量递增的规律。矿化度的变化则与盆地整体地层水矿化度分布规律一致,即由盆地中部到盆地边部,矿化度逐渐升高。

综上所述,研究区现今地层水空间分布是沉积、构造与成藏等因素相互影响的结果,地层水纵向分布规

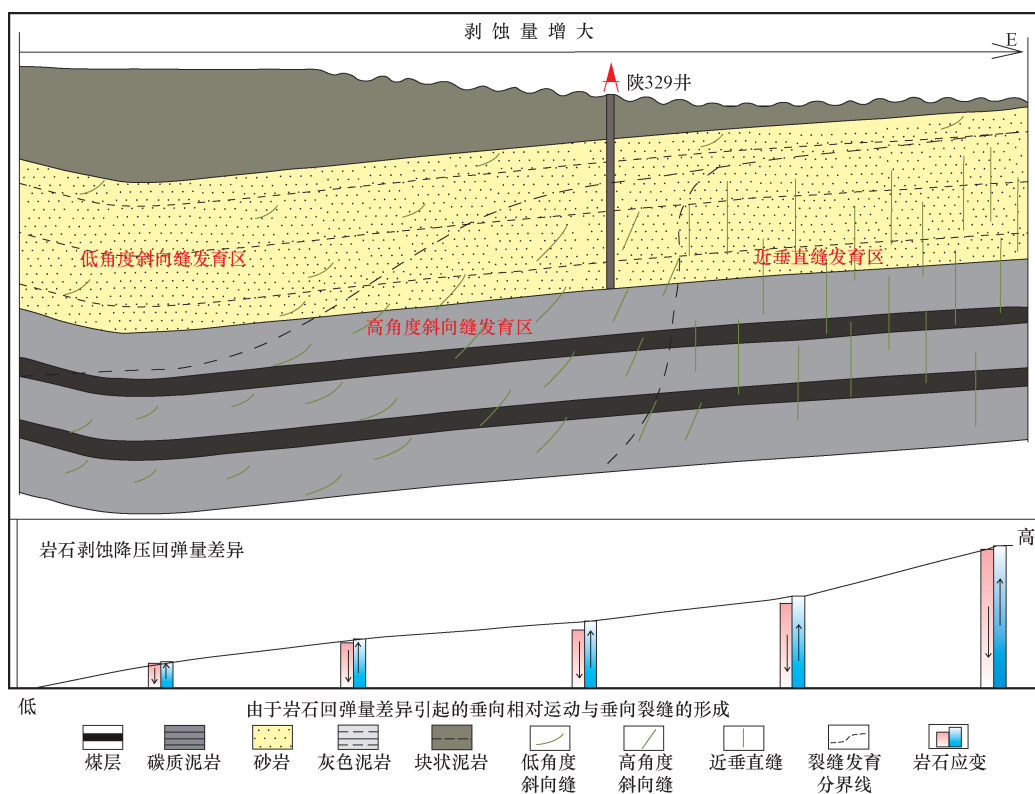


图9 鄂尔多斯盆地晚白垩世盆地东部抬升造成岩石剥蚀降压回弹量差异及产生的裂缝^①

Fig. 9 Differential sandstone rebound due to unloading caused by the uplifting of eastern Ordos Basin in the Late Cretaceous, and the induced fractures^①

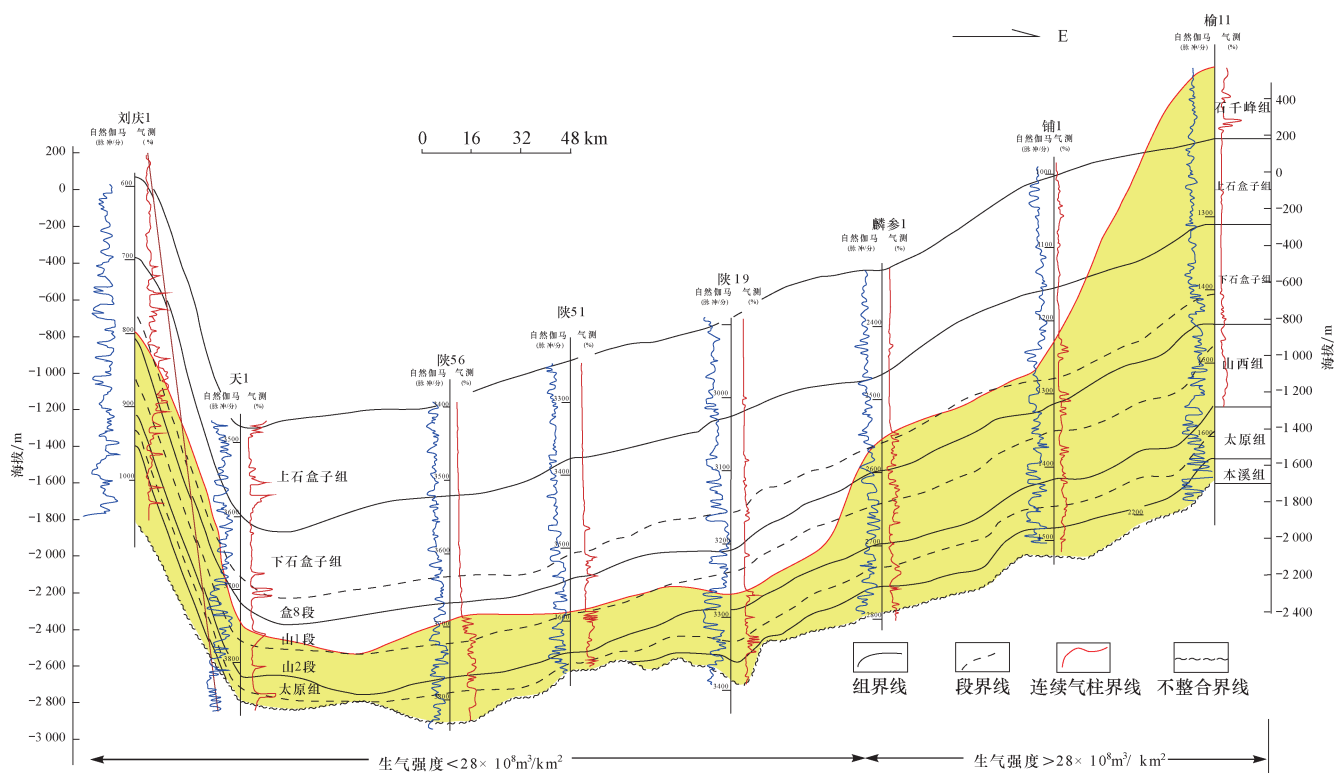


图10 鄂尔多斯盆地东西向气测异常对比剖面^①

Fig. 10 East-west profile showing correlation of gas anomaly in the Ordos Basin^①

① 卢涛,冯强汉,王华,等. 高桥地区上古生界储层评价及富集区筛选. 中国石油长庆油田研究院,2012.

律受沉积与成藏控制为主,岩相差异和源储距离是导致地层水纵向分布差异的主要原因;平面分布规律则主要受西倾构造运动的控制,气水分布经历了二次调整,天然气以纵向调整为主,地层水以层内水平侵入为主,但整体水环境未与外界沟通,地层水在平面上仍保留了原始成藏滞留水的特征,气藏保存条件相对较好。

4 结论

1) 神木气田主体处于气水过渡区,地层水属于“V”型氯化钙型,产液类型以常规地层水和“酸点水”为主,产少量凝析水,具备高、低矿化度共存特征。地层水赋存状态以自由水、毛管力水为主,约占总产水量的95%,束缚水含量少,占产水量的5%左右。

2) 研究区地层水主要分布在本溪组、石千峰组和太原组,其次为山西组,石盒子组基本不产水。纵向各层之间沉积、岩相差异及距气源远近不同是造成各层产水差异的主要因素。其中本溪组、太原组产水成因与层内发育多套致密灰岩相关;石千峰组产水与距离气源较远相关;山西组属“自生自储”成藏组合,产水较少。受原始沉积环境差异和成藏流体迁移的共同影响,纵向各层水化学也存在一定变化规律,从本溪组到千5,地层水氯根、矿化度、比重呈逐渐降低趋势,PH值由弱酸过渡为弱碱性。

3) 研究区不存在大范围边水与底水,以单井点的层间水和小范围的边水为主;平面上,地层水的规模和矿化度存在明显规律性,自西向东产水量及地层水规模逐渐增大,矿化度逐渐升高。这种规律主要受控于盆地晚白垩世末期发生的“西倾”构造运动,形成的西倾单斜导致成藏期的气水重新调整,尤其是盆地东北部气水调整幅度最大,导致东部含气层位增多,连续气柱高度上升,同时气藏压力下降,具有“多层含气、普遍低产、气水同产”的特征;气藏压力下降进一步导致了盆地边缘地层水向气藏内部水平侵入,平面上具有自西向东地层水的规模及产水量递增的规律。

参 考 文 献

- [1] 张文正,杨华,李剑峰,等.鄂尔多斯盆地烃源岩研究新进展[C]//第十届全国有机地球化学学术会议论文摘要汇编,无锡,2005.
Zhang Wenzheng, Yang Hua, Li Jianfeng, et al. New progress of source rocks in Ordos Basin[C]// A compilation of the abstracts of the 10th National Conference on Organic Geochemistry, Wuxi, 2005.
- [2] 王晓梅,赵靖舟,刘新社,等.苏里格气田西区致密砂岩储层地层水分布特征[J].石油与天然气地质,2012,33(5):802-810.
Wang Xiaomei, Zhao Jingzhou, Liu Xinshe, et al. Distribution of formation water in tight sandstone reservoirs of western Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 802-810.
- [3] 王晓梅,赵靖舟,刘新社,等.鄂尔多斯盆地东部上古生界现今地层压力分布特征及成因[J].石油与天然气地质,2013,35(5):646-651.
Wang Xiaomei, Zhao Jingzhou, Liu Xinshe, et al. Distribution characteristics and genesis of present formation pressure of the upper paleozoic in the eastern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 35(5): 646-651.
- [4] 于强.鄂尔多斯盆地中东部地区古生界热演化史与天然气成藏[D].西安:西北大学,2012.
Yu Qiang. The paleozoic thermal evolution history and natural gas accumulation of the central and eastern parts of Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2012.
- [5] 胡安平,李剑,张文正,等.鄂尔多斯盆地上、下古生界和中生界天然气地球化学特征及成因类型对比[J].中国科学D辑:地球科学,2007,37(增刊):157-166.
Hu Anping, Li Jian, Zhang Wenzheng, et al. The contrast of gas geochemistry and genetic types in the upper and lower paleozoic and mesozoic, Ordos Basin[J]. Science in China (Series D): Earth Science, 2007, 37(Supp.): 157-166.
- [6] 吴浩,郑丽,慈建发.新场气田须二段地层水地球化学特征及其石油地质意义[J].天然气勘探与开发,2012,35(4):41-44.
Wu Hao, Zheng Li, Ci Jianfa. Geochemical characteristics of formation water in xujiahe 2 member, Xinchang Gasfield[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2012, 35(4): 41-44.
- [7] 程付启,金强,姜桂凤,等.地层水在天然气保存中的积极作用[J].新疆石油地质,2006,27(5):626-628.
Cheng Fuqi, Jin Qiang, Jiang Guifeng, et al. Positive effect of formation water on conservation of natural gas[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(5): 626-628.
- [8] 王运所,许化政,王传刚,等.鄂尔多斯盆地上古生界地层水分布与矿化度特征[J].石油学报,2010,31(5):748-753.
Wang Yunsuo, Xu Huazheng, Wang Chuangang, et al. Characteristics of the salinity and distribution of the neopaleozoic formation water in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 748-753.
- [9] 杨宇,周文,徐春阳,等.子洲气田山₂气藏地层水分布模式[J].大庆石油学院学报,2010,34(3):14-18.
Yang Yu, Zhou Wen, Xu Chunyang, et al. Research of aquifer distribution in shan₂ reservoir of Zizhou gas field[J]. Journal Of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(3): 14-18.
- [10] 王继平,李跃刚,王宏,等.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),2013,40(4):387-393.
Wang Jiping, Li Juegang, Wang Hong, et al. Study on formation water distribution law in tight sandstone gas reservoir of Su X block in west area of Su Lige, Ordos Basin, China[J]. Journal of Cheng du University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(4): 387-393.
- [11] 梁积伟,李荣西,陈玉良.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,2013,34(5):625-630.
Liang Jiwei, Li Rongxi, Chen Yuliang. Geochemical behaviors and genesis of formation water in 8th member of xiashihezi formation in

- western sulige gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 625–630.
- [12] 覃伟, 李仲东, 郑振恒, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田地层水特征及成因分析[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(5): 115–119.
- Qin Wei, Li Zhongdong, Zheng Zhenheng, et al. Characteristics and genesis of formation water in daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(5): 115–119.
- [13] 沈忠民, 宫亚军, 刘四兵, 等. 川西坳陷新场地区上三叠统须家河组地层水成因探讨[J]. 地质评论, 2010, 56(1): 82–87.
- Shen Zhongmin, Gong Yajun, Liu Sibing, et al. A discussion on genesis of the upper triassic Xujiahe formation water in Xinchang area, western Sichuan depression[J]. Geological Review, 2010, 56(1): 82–87.
- [14] 杨华, 刘新社, 闰小雄, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田的发现与天然气成藏地质特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 1–12.
- Yang Hua, Liu Xinshe, Yan Xiaoxiong, et al. The Shenmu gasfield in the Ordos Basin: its discovery and reservoir-forming geological characteristics[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 1–12.
- [15] 赵良金, 杨广林, 王瑞飞, 等. 东濮凹陷裂缝性砂岩油气藏主控因素及成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 196–202.
- Zhao Liangjin, Yang Guanglin, Wang Ruifei, et al. Key controlling factors and reservoir-forming model of the fractured sandstone reservoirs in Dongpu Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 196–202.
- [16] 赵文智, 胡素云, 王红军, 等. 中国中低丰度油气资源大型化成藏与分布[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 1–13.
- Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Wang Hongjun, et al. Large-scale accumulation and distribution of medium-low abundance hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 1–13.
- [17] 王瑞飞, 陈明强. 特低渗透砂岩储层可动流体赋存特征及影响因素[J]. 石油学报, 2008, 29(4): 558–561.
- Wang Ruifei, Chen Mingqiang. Characteristics and influencing factors of movable fluid in ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(4): 558–561.
- [18] 于红岩, 魏丽, 秦晓艳, 等. 鄂尔多斯盆地西北部奥陶系马家沟组气水分布及成因[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 396–402.
- Yu Hongyan, Wei Li, Qin Xiaoyan, et al. Gas and water distribution of ordovician majiagou formation in northwest of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration And Development, 2016, 43(3): 396–402.
- [19] 曹青, 赵靖舟, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界连续型气藏气源条件[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 584–591.
- Cao Qing, Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, et al. Gas source conditions of quasi-continuous the upper paleozoic in Ordos accumulation of basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 584–591.
- [20] 胡维强, 赵靖舟, 李军, 等. 鄂尔多斯盆地西南部上古生界烃源岩特征及其对天然气藏形成与分布的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(6): 1068–1075.
- Hu Weiqiang, Zhao Jingzhou, Li Jun, et al. Characteristics of source rocks and its controls on the formation and distribution of gas from upper paleozoic in southwest Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6): 1068–1075.
- [21] 邓旭波. 榆林南区山2段地层水成因及气水分布规律[D]. 成都: 成都理工大学, 2008.
- Deng Xubo. The reason of formation water and the distribution discipline research of water and gas in Shan2 south of Yulin. [D]. Chengdu: Chengdu University Of Technology, 2008.
- [22] 徐文. 鄂尔多斯盆地榆林气田储层非均质性评价研究[D]. 西安: 西北大学, 2005.
- Xu Wen. Reservoir heterogeneity evaluation of yu lin gas field in Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2005.
- [23] 周拓. 神木气田致密气生产特征及动态分析[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2013.
- Zhou Tuo. Tightgas production characteristic and producing analysis of Shenmu gas field[D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [24] 杨露. 子洲地区山西组段气藏储集层流体分布特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2009.
- Yang Lu. Distribution rule of gas and water in the second member of Shanxi formation in Zizhou area[D]. Chengdu: Chengdu University Of Technology, 2009.
- [25] 田慧君. 子洲气田山2段储层流动单元研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2017.
- Tian Huijun. Study on flow units of Shan2 reservoir of Zizhou Gas Field[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2017.
- [26] 兰朝利, 张君峰, 陶维祥, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田太原组沉积特征与演化[J]. 地质学报, 2011, 85(4): 533–541.
- Lan Chaoli, Zhang Junfeng, Tao Weixiang, et al. Sedimentary characteristics and evolution of the upper carboniferous Taiyuan formation, Shenmu gasfield, northeastern Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(4): 533–541.
- [27] 吴小奇, 罗开平, 王萍, 等. 川西坳陷新场气田须家河组五段流体赋存状态[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(6): 1068–1078.
- Wu Xiaochi, Luo Kaiping, Wang ping, et al. Fluid state in the 5th member of the upper triassic Xujiahe formation in the Xinchang gas field, western Sichuan depression in Sichuan basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1068–1078.
- [28] 康保平, 黄小燕, 郭淑萍, 等. 川西坳陷须二气藏气田水成因、运移及其成藏演化[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(2): 309–317.
- Kang Baoping, Huang Xiaoyan, Guo Shuping, et al. Origin, migration, and accumulation evolution of reservoir water in the gas field with Xu2 gas reservoir, western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 309–317.
- [29] 刘福田, 李荣西, 左智峰, 等. 鄂尔多斯盆地南部地区上三叠统延长组6段地层水成因及其油气意义[J]. 石油与天然气地质, 2018(6): 1179–1189.
- Liu Futian, Li Rongxi, Zuo Zhifeng, et al. Genesis of formation water in the 6th member of the Upper Triassic Yanchang Formation in southern Ordos Basin and its petroleum significance[J]. Oil & Gas Geology, 2018(6): 1179–1189.