

# 渤海湾盆地潍北凹陷致密气成藏过程分析

孙耀庭

(中国石化 胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257061)

**摘要:** 潍北凹陷北部洼陷带具有形成致密气藏的良好地质条件, 在孔二段形成自生自储自盖组合, 埋深大于 3 500 m 均为致密气藏发育区。通过分析孔隙尺度下的天然气运移模式、模拟实验确定含气饱和度影响因素, 建立了渗透率与最终含气饱和度相关关系, 相关系数为 0.904, 实验结果表明充注时间较早, 气藏形成期存在异常高压。流体包裹体均一温度表明深层致密气藏经历了 2 期充注, 第一期发生在沙河街组沉积早期 (52~50.5 Ma), 第二期发生在沙河街构造运动之前 (43.5~36 Ma), 以第二期充注为主。沙河街构造运动造成盆地泻压, 致密气藏被破坏。新近系的沉积使储层进一步致密化, 有利于孔店组致密气的保存。因此, 潍北凹陷深层孔店组致密气为残留气藏, 仍有一定的勘探前景。

**关键词:** 含气饱和度; 致密气; 渗透率; 孔二段; 潍北凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

## Reservoir-forming analysis of tight gas in Weibei Sag, Bohai Bay Basin

Sun Yaoting

(Research Institute of Geological Sciences of SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257061, China)

**Abstract:** There were good geological conditions for tight gas reservoirs in the northern subsag of the Weibei Sag, forming the combination of self-generation, self-storage and self-cover in the 2nd member of the Kongdian Formation. Tight gas reservoirs generated in the area deeper than 3 500 m. The natural gas migration patterns under different porosity conditions were analyzed, and the influencing factors for gas saturation were studied with experiments. The relationship between permeability and final gas saturation was defined, and the coefficient was 0.904. Experimental results showed that gas charged early and abnormal high pressure existed during gas accumulation stage. The homogenization temperature of fluid inclusions showed that tight gas reservoirs experienced 2 charging periods. The 1st period was the early Shahejie period (52–50.5 Ma) and the 2nd one was before the Shahejie structural movement (43.5–36Ma), among which the 2nd period played a more important role. The Shahejie structural movement caused pressure reducing and tight gas reservoirs were destroyed. The deposition of Neogene made reservoirs further compact, which was favorable for tight gas reservoir preservation in the Kongdian Formation. The tight gas reservoirs of the Kongdian Formation in the Weibei Sag were residual gas reservoirs, and still had good exploration prospects.

**Key words:** gas saturation; tight gas; permeability; 2nd member of Kongdian Formation; Weibei Sag; Bohai Bay Basin

致密气是指有效渗透率小于等于 0.1 mD、孔隙度小于等于 10% 的砂岩地层天然气, 在我国发育有大量低渗透致密含气砂岩, 其中蕴藏着丰富的天然气资源<sup>[1-2]</sup>。随着勘探程度逐渐加深, 低渗透致密砂岩中的油气资源在我国油气资源中的比例还将不断扩大, 故对这类气藏成藏机理研究具有十分重要的意义。

潍北凹陷是郯庐断裂带内部的一个小型新生代走滑拉分盆地, 勘探面积 880 km<sup>2</sup>, 平面上大体呈菱形(图 1); 盆地主要形成于古近纪, 孔店组沉积厚度大, 其中孔二段是烃源岩层, 有机质类型以

II<sub>1</sub>-II<sub>2</sub> 型为主<sup>[3]</sup>, 已进入成熟—高成熟阶段, 生成煤型气和裂解气。根据最新资源评价结果, 天然气资源量为 405×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。孔二段也是潍北深层气的主要成藏层段, 在孔二中亚段沉积时期, 各种类型的扇体广泛发育, 包括扇三角洲、冲积扇和浊积扇, 构成了本区的主要储层<sup>[4]</sup>; 孔二下亚段和上亚段为厚层暗色泥岩夹薄层砂岩沉积, 形成了良好的生储盖组合。北部洼陷带发育致密砂岩气藏, 表明北部洼陷带气藏存在较大勘探潜力, 但是洼陷带致密气藏的成藏特征、形成时期及影响因素尚不明确, 制

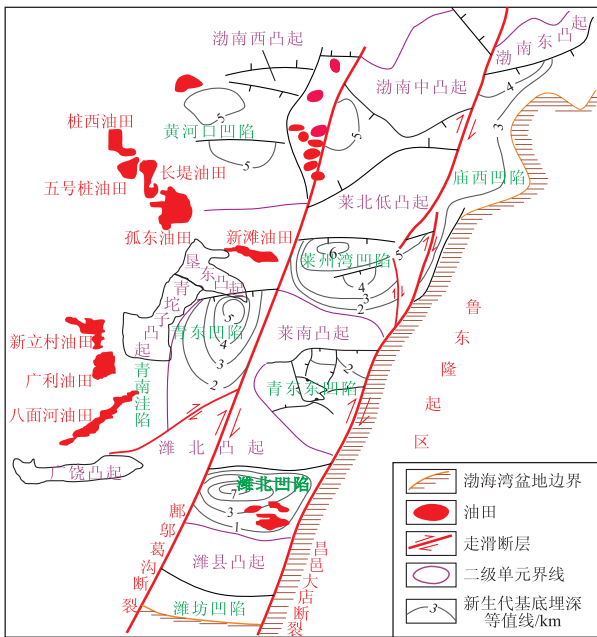


图 1 潍北凹陷区域位置

Fig.1 Regional location of Weibei Sag

约了勘探进展<sup>[5]</sup>。本文拟通过模拟实验测定含气饱和度影响因素,分析致密气成藏期次,明确潍北凹陷深层致密气藏成藏过程。

### 1 潍北凹陷致密气藏特征

潍北凹陷致密气藏所处的区域构造部位位于北部洼陷带,孔二段暗色泥岩、碳质泥岩发育,沉积厚度大,沉积环境以浅湖—深湖环境下的冲积扇和扇三角洲沉积为主,部分为浅湖—滨湖—沼泽相沉积(图 2)。北部洼陷带孔二段暗色泥岩的地球化学分析结果表明,有机碳和氯仿沥青“A”含量均很高。如央 5 井泥岩样的平均有机碳含量达 5.59%,平均氯仿沥青“A”含量达  $7.698 \times 10^{-6}$ ,干酪根类型主要为 III 型,部分为 II 型,表明孔二段暗色泥岩为较好的生气岩;碳质泥岩的各项指标均优于暗色泥岩,干酪根类型为 III 型,为优质气源岩。孔二段暗色泥岩的热解地球化学分析表明,生油岩  $S_2$  峰顶温度均在 447~492 °C 之间,埋深 3 400 m 达到 460 °C 以上,且

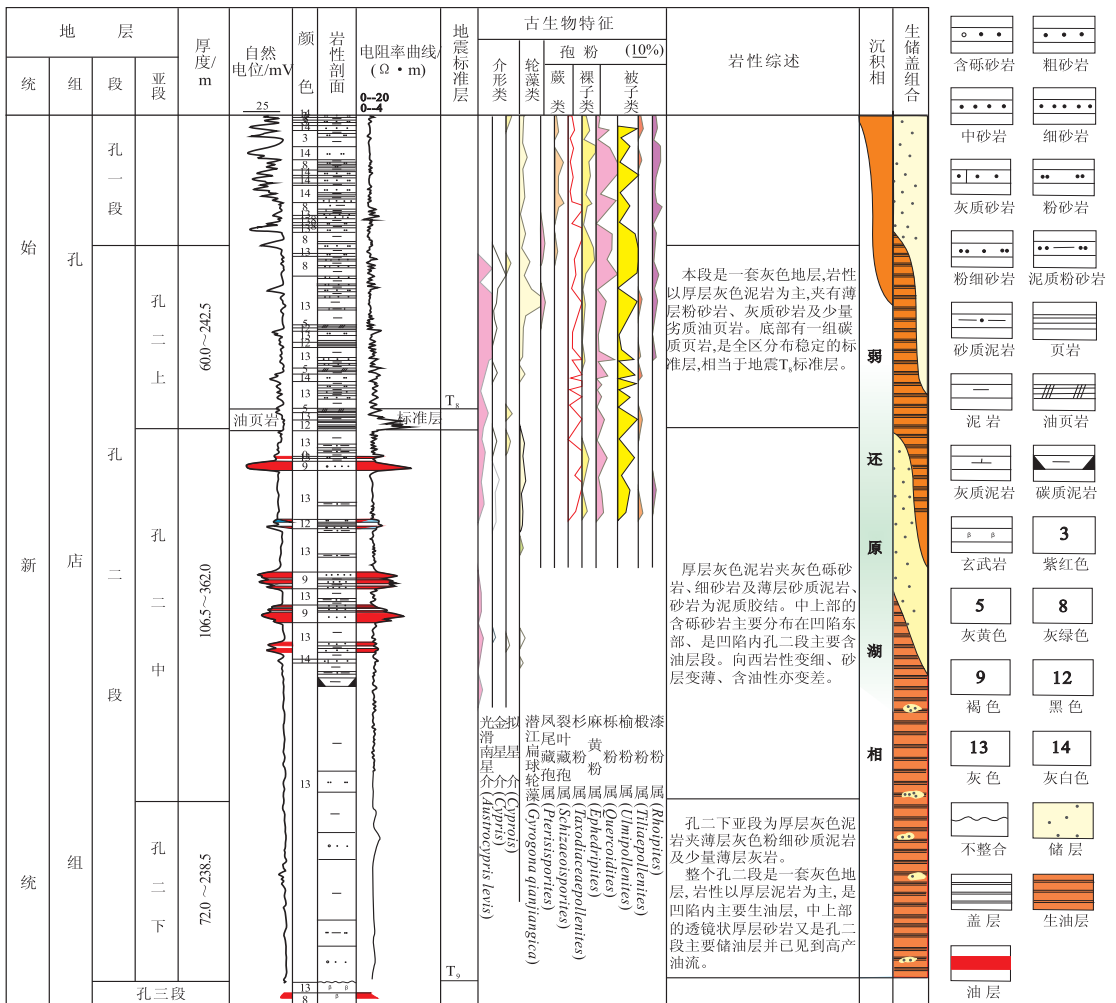


图 2 潍北凹陷孔二段综合柱状图

Fig.2 Integrated histogram of 2nd member of Kongdian Formation in Weibei Sag

随埋深增大而增大,在埋深 4 200 m 达到 485 °C,推测本区埋深大于 3 500 m 的烃源岩已进入生成湿气的阶段。因此北部洼陷带孔二段为很好的气源岩,可以为致密气成藏提供气源。

淮北凹陷致密气藏的主要储集层为孔二段砂岩和部分白云质砂岩,占孔二段总厚度的 15%~34%。随着埋藏深度的增大,孔隙度明显减小,至埋深 3 000 m 以下,孔隙度基本在 10% 以下,而渗透率随深度变化不明显,大多小于  $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔一段上部大段泥岩及孔二段暗色泥岩发育段,为致密气藏的主要盖层,其中孔二段暗色泥岩发育段为重要的盖层。孔二段是沼泽化滨浅湖相一半深湖相沉积的暗色泥岩,夹油页岩、碳质泥岩、白云质砂岩等,泥岩的单层厚度为 5~10 m,最厚达 15 m,是较好的盖层。圈闭类型主要受构造和储层两大因素控制。本区北部洼陷带孔店组主要为岩性圈闭,是依靠储层横向的相变或者自身储集性能的变化形成封堵条件。一般储层发育不好,多相变或者储层性质变化大,对构造要求比较低,并且多发育于前扇三角洲亚相、外扇亚相以及呈薄层状、透镜状砂岩发育区,形成自生自储自盖组合,有利于致密气藏的形成。

致密气藏的天然气相对密度介于 0.563 9~0.743 7 之间,平均为 0.672 2;甲烷含量介于 72.48%~87.24% 之间,平均为 79.32%;天然气干燥系数  $C_1/C_i$ ,在 0.762~0.928 之间,平均为 0.820,表明为湿气特征,并且随着深度的增加,干燥系数呈增大的趋势<sup>[6]</sup>。 $\delta^{13}C_1$  在 -33.35‰~-39.98‰ 之间,为煤型气与油型气的混合气,其中煤型气的含量可能要大于油型气,主要分布在大于 3 300 m 的孔二段地层,储层具有自生自储的特征。

## 2 致密气充注实验

### 2.1 致密气藏概念模型

致密气藏的源岩与储层之间一般表现为直接相邻、大面积接触或源、储同层以及储层四周被源岩包围的特点。致密气的运聚成藏可分为 2 个过程:第一个过程为气的充注过程,即气从气源岩进入储集层;第二个过程则为气在储集层中的运移和聚散过程<sup>[7-10]</sup>。致密砂层中油气上浮和运移的主要阻力为界面阻力(如摩擦力、毛细管力和黏滞力等),其中毛细管力起主要作用<sup>[11-13]</sup>;临界孔隙直径和孔喉半径的大小取决于气水之间的密度差、气柱高度以及岩石孔隙结构和砂层倾角等。与孔隙中连续的达西流不同,气体在致密砂岩中的运移是

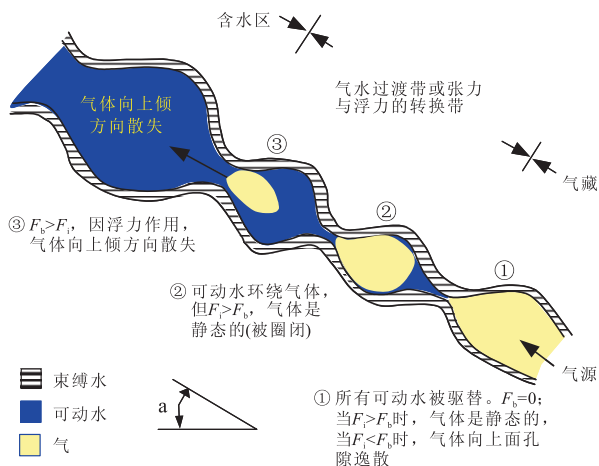


图3 孔隙尺度下的致密气运移模式

Fig.3 Migration patterns of tight gas under different porosity conditions

不连续的,或脉冲式的,据此建立孔隙尺度下的天然气运移模式(图3)。对于上倾的致密砂层中的连通孔隙,在靠近气源的部位,所有可动水被驱替,此时浮力  $F_b=0$ ,如果界面阻力  $F_i > F_b$ ,气体不能向上运移,整个孔隙将被气体充满,从而形成气藏,若  $F_i < F_b$ ,气体则向上倾方向逸散;在离气源稍远的部位,可动水环绕气体,若  $F_i > F_b$ ,气体被圈闭在孔隙中,若  $F_i < F_b$ ,则气体继续向上倾方向逸散;离气源远的部位,储层的孔隙半径增大,  $F_b > F_i$ ,在浮力作用下,气体将向上倾方向散失。因此在剖面上从洼陷带向着斜坡带,致密气藏可能出现含气带、气水过渡带和含水带。

### 2.2 致密气充注实验

当天然气进入致密储层后,气水两相流之间的界面力及由此产生的毛细管压力构成了天然气运移的最主要障碍,只有当运移动力大于毛细管排驱压力临界值时,气体才能够通过毛细管喉道而在各孔隙间流动<sup>[14-16]</sup>。在气水排驱过程中,除了毛细管压力以外,还需考虑静水柱压力。致密气藏的形成过程就是小孔隙喉道半径条件下,天然气在排驱压力作用下对储层孔隙中的可动水产生驱替作用<sup>[17]</sup>。根据致密气藏地质特征建立了淮北凹陷致密气充注的地质模型,即孔二中亚段气源岩生成的气直接向相邻的孔二中亚段砂层充注,并在其中聚集成藏。在地层温压条件下,充注时砂岩的孔隙度和渗透率、气体充注方式、充注压力、含气饱和度难以确定,为了探讨这些问题,我们进行了地层温压条件下孔二中亚段砂岩气充注的模拟实验研究(图4)。

实验研究的方法是改变不同的充注压力(由低到高),测定不同充注过程中的岩心中水饱和度的

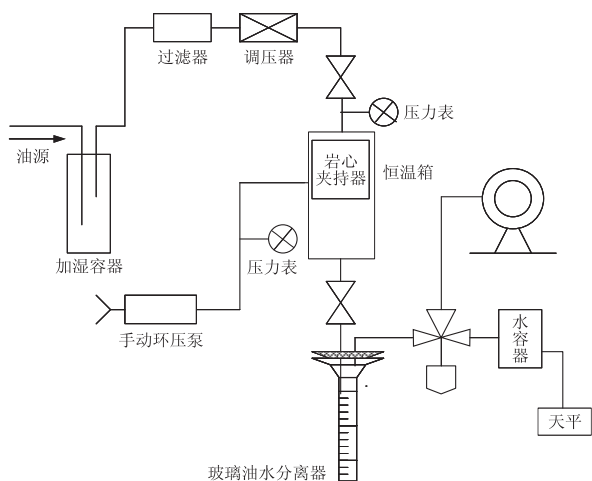


图 4 淮北凹陷致密气充注实验流程

Fig.4 Flow chart of tight gas charging in Weibei Sag

变化。其中实验最低充注压力的确定是难点,其确定原则为:①尽量低,以接近气驱水的最小驱动压力,提高模拟精度;②由于在低充注压力下饱和度变化慢,稳定时间长,造成整个实验用时较长,第一个充注压力大小的确定,实验以其稳定时间在 30 h 左右的大小为依据。每一个充注过程的稳定以水饱和度不再改变为依据。考虑到气驱水时气体对岩心中的饱和水有携带作用,且携带部分出口分离器是无法计量到的,采取实验前后称重的方法对饱和度的变化进行校正。

2.3 实验结果启示

实验结果(表 1)表明,岩心渗透率和孔隙度均

表 1 含气饱和度与孔隙度、渗透率和最小充注压力关系

Table 1 Relationships among gas saturation, porosity, permeability and minimum charging pressure

含气饱和度/%	渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	孔隙度/%	最小充注压力/MPa
5	0.059	1.14	5.00
8.4	0.208	2.84	9.85
10	0.104	3.63	2.74
15	0.180	6.12	1.53
20	0.314	8.61	0.85
24.19	0.500	10.69	0.52
25	0.547	11.09	0.47
30	0.953	13.58	0.26
30.43	1.000	13.79	0.25
33.8	1.22	14.67	1.82
35	1.661	16.07	0.15
40	2.893	18.56	0.08
45	5.038	21.04	0.045
50	8.776	23.53	0.025
55	15.287	26.02	0.014
60	26.626	28.51	0.008
70	80.786	33.48	0.001 4
80	245.108	38.46	0.000 07

与最终含气饱和度呈良好的对数相关和线性相关,相关系数分别为 0.904 和 0.746,可以应用该相关关系探讨致密气充注时储层的物性情况。由于美国使用的渗透率为地层原始渗透率,而国内使用的渗透率皆为实验室常规条件下测定的渗透率,两者在数值上具有较大的差别,戴金星、袁政文等研究了这种差别,指出中国的致密砂岩储气层实验室条件下的渗透率应为小于 1.0×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>[18-19]。当渗透率为 1.0×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 时,储层的含气饱和度为 30.43%,而孔隙度为 13.79%。考虑到孔隙度与含气饱和度的相关性不如渗透率,因此采用渗透率来反映含气饱和度。对于淮北凹陷低孔、低渗储层,气体注入这种储层所需要的注入压力即驱替压力很高,而且含气饱和度并不大,渗透率为 0.208×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,当驱替压力达到 9.85 MPa 时,最终含气饱和度仅为 8.4%。但当物性较好时,驱替压力明显降低,含气饱和度明显增大,渗透率为 1.22×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,当驱替压力达到 1.82 MPa 时,最终含气饱和度可达 33.8%(表 1)。目前淮北凹陷致密气藏的含气饱和度在 25%~50%之间,要使储层的含气饱和度达到 50%,根据上述实验所得的最终含气饱和度与渗透率的关系,储层的渗透率要达到 8.78×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 左右,而现今淮北凹陷储层的渗透率绝大多数小于 0.5×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,而且天然气充注储层的驱替压力很难达到 9 MPa,因此淮北凹陷致密气藏形成于储层物性相对较好的地质历史时期,致密气充注时的物性要好于现今的物性条件,充注时间较早。

致密气的最小充注压力随着储层渗透率和含气饱和度的增大而逐渐降低。当渗透率为 1.0×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 时,最小充注压力为 0.25 MPa。目前淮北凹陷致密气藏储层的渗透率绝大多数小于 0.5×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,即最小充注压力必须大于 0.52 MPa。由于目前淮北凹陷致密气藏基本上为常压或负压异常,气源岩和储集层之间的压差很难达到 0.52 MPa,因此推测淮北凹陷致密气充注时的地层压力可能为异常高压,并且物性要好于现今的物性条件。

2.5 古压力恢复及其演化特征

前人研究认为,流体包裹体均一温度、形成温度、盐度和形成压力等 4 个参数之间存在着一定的函数关系。其中的均一温度和盐度可以测得,通过一定的方法确定出包裹体的形成温度就可以得到其形成压力。从对淮北凹陷包裹体捕获压力的计算结果(表 2)可以看出,油气充注(包裹体被捕获)时压力总体高于正常静水压力,古压力系数在 1.12~1.21 之间,地层经过油气充注后表现为超压

表2 潍北凹陷流体包裹体恢复古压力数据

Table 2 Ancient pressure data restored by fluid inclusions in Weibei Sag

取样井号	深度/m	层位	均一温度/℃	盐度/%	捕获温度/℃	质量摩尔浓度/(mol·kg <sup>-1</sup> )	捕获压力/MPa	古埋深/m	古压力系数
昌64	2 167.2	Ek <sup>1</sup>	153	20.22	168	4.33	30.94	2 567.00	1.21
昌68	2 129.4	Ek <sup>1</sup>	109	7.86	124	1.46	33.49	2 929.00	1.14
昌68	2 129.4	Ek <sup>1</sup>	101	3.06	116	0.54	34.05	2 929.00	1.16
昌68	2 129.4	Ek <sup>1</sup>	109	3.87	124	0.69	33.32	2 929.00	1.14
昌68	2 129.4	Ek <sub>1</sub>	113.3	3.87	128.3	0.69	32.92	2 929.00	1.12
昌83	1 798.6	Ek <sub>2</sub>	159	3.39	174	0.60	28.84	2 575.60	1.12
昌83	1 798.6	Ek <sub>2</sub>	150	0.35	165	0.06	29.37	2 575.60	1.14
昌83	1 798.6	Ek <sub>2</sub>	147	4.34	162	0.78	29.92	2 575.60	1.16
昌83	1 798.6	Ek <sub>2</sub>	145	6.74	160	1.24	30.27	2 575.60	1.18

状态。但是现今地层压力系数总体表现为低压或常压,这表明在地层沉积埋藏过程中,潍北地区经受了大面积的抬升剥蚀,导致岩石骨架反弹,引起岩石孔隙体积的扩容,从而导致流体压力的降低。

根据模拟实验结果及地层剥蚀量计算结果,推测潍北凹陷致密气藏形成于储层物性相对较好的地质历史时期,此时潍北凹陷由于受到岩浆剧烈活动的影响,古地温梯度较高,在4.2℃/hm左右,储层埋深在2 700~3 500 m即形成气藏充注,此时储层渗透率为1.0×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>左右,孔隙度一般在10%~12%,天然气的最小充注压力大于0.25 MPa,地层压力具有异常高压的特点。

### 3 致密气成藏期次

流体包裹体的均一温度可以反映流体充注储层的期次。根据流体包裹体均一温度测定的结果,潍北凹陷的油气流体明显存在2期充注,第一期流体包裹体的均一温度主要在90~100℃,发生在沙河街组沉积早期(52~50.5 Ma),充注时间比较短暂、充注量也较小;第二期均一温度主要在120~160℃之间,而且第二期的包裹体占绝大多数,主要发生在沙河街构造运动开始之前(43.5~36 Ma),由于此时孔二段已开始大量生烃或达到了生烃高峰,该期油气充注持续时间较长,对本区油气成藏的贡献最大(图5)。

### 4 构造运动对致密气藏的影响

渤海湾盆地古近纪末普遍经历了一次区域性挤压,使得该区结束了广泛的断陷盆地发育,发生了普遍的盆地抬升,伸展活动中止,随后的新近纪以发育拗陷式盆地其特征。这次挤压事件使得潍北凹陷遭受大量剥蚀,造成全区东营组—沙三段缺失,沙四段也呈北厚南薄的趋势,部分地区也缺失

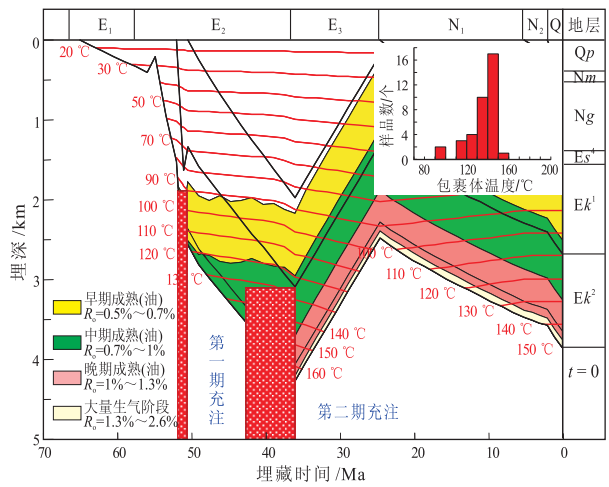


图5 潍北凹陷昌67井沉积埋藏史、热历史和油气充注期次

Fig.5 Burial history, thermal history and hydrocarbon charging period of well Chang67 in Weibei Sag

沙四段。如前面模拟实验结果分析,潍北凹陷致密砂岩气藏形成时存在异常高压,而现今地层压力系数的范围在0.68~1.07之间,表现为低压和正常压力,所以潍北凹陷致密气藏经历了一个由高压到低压的发展过程,沙河街组沉积末期遍及整个地区的构造抬升运动造成上覆地层的巨大剥蚀,使得原来的异常高压状况下的地层被抬升至浅处使之卸压。尽管后期又沉积了新近系的地层,孔店组地层被埋藏至较深处,但孔店组地层仍然保存了构造运动后的压力状态。沙河街构造运动造成的地层抬升剥蚀,使得地层压力很快下降到静水压力一直至今,潍北凹陷深层致密气藏的成藏特征表现为早期超压充注、后期泄压改造。

### 5 潍北凹陷致密气成藏过程

根据上述讨论可以勾划出潍北凹陷致密气的成藏过程,将其分为3个阶段(图6):

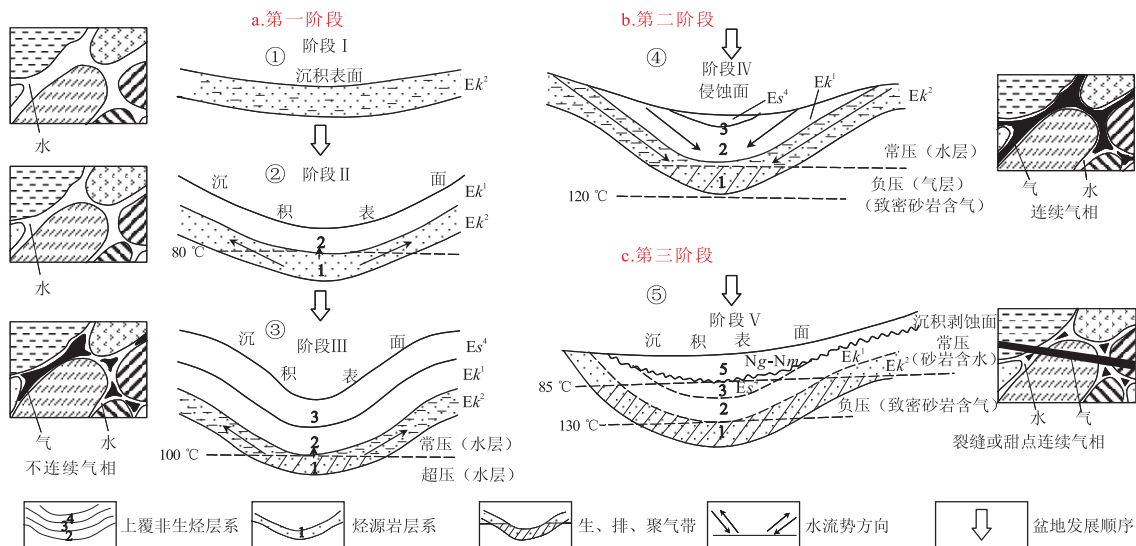


图6 潍北凹陷盆地演化与致密气成藏过程

Fig.6 Basin evolution and tight gas accumulation process of Weibei Sag

第一个阶段为致密气藏的形成阶段。由于天然气的不断生成,天然气的运移动力大于气藏内部的运移阻力,气水界面逐渐向上推进。若天然气运移动力等于最大运移阻力,气水界面推进作用达到平衡;若运移动力突破最大运移阻力,多余的天然气将越过气水界面而继续向上运移。该阶段储层相对致密,为异常高压,表现为不连续气相。

第二个阶段为致密气藏的逸散阶段。沙河街构造运动使整个潍北凹陷整体抬升,沙河街组地层遭受剥蚀,生烃作用停止,同时致密气藏泄压发生逸散。此时致密气的聚集范围逐渐减小,储层相对致密,为异常低压,表现为连续气相。

第三个阶段为致密气藏的保存阶段。随着构造沉降,新近系沉积,孔店组的埋藏深度进一步加大,成岩作用加强,储层变得更致密,致密气的逸散明显减少,致密气藏处于保存阶段,致密气藏为异常低压,在裂缝发育部位和甜点表现为连续气相,而在致密储层部位则为不连续气相。此时致密气的运移动力为浮力,阻力主要为毛细管力。当储层物性不均匀时,天然气将表现出卡断、旁流以及窜流等行为特征,导致气柱的不连续性分布。所以当地层条件表现为物性分层时,致密气藏内部的气柱表现为分段性存在,所产生的浮力也将表现为分段性作用特征,致密储层中就可以产生很高的稳定气柱高度。

潍北凹陷以始新统孔店组沉积为主,其中北部洼陷带为沉积中心,沉积总厚度可达8 000 m以上,北部洼陷带靠近昌北大断层,应力不易集中,故断层和褶皱不发育,北部洼陷带尤其是其西北部,断裂不发育,表现为稳定的持续沉降。潍北凹陷的烃源岩

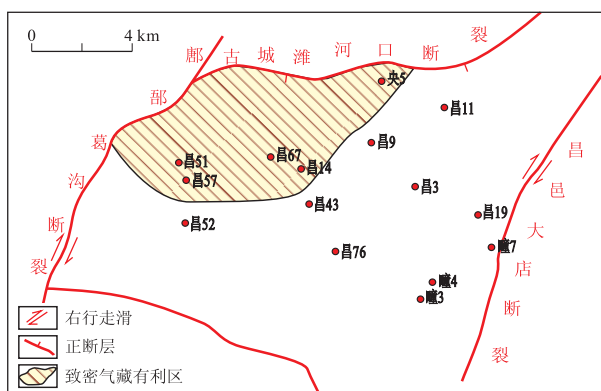


图7 潍北凹陷致密气藏分布有利区

Fig.7 Favorable zones for tight gas reservoirs in Weibei Sag

主要为孔二段,在北部洼陷带大于2 000 m,在孔二段烃源岩中,分布着大量的以Ⅲ型干酪根为主的暗色泥岩、碳质泥岩、碳质页岩和煤系地层,并且在北部洼陷带分布厚度最大,烃源岩 $R_o > 0.7\%$ ,已成熟可大量生气。北部洼陷带孔二段广泛沉积了深湖—半深湖—浅湖相暗色泥岩、碳质泥岩和薄煤层,它们既可以作为盖层,同时也是本区的主力烃源岩。此带的各种砂砾岩体直接插入这些湖相烃源岩中,易形成自生自储自盖型致密气藏,更有利于致密气藏的保存。综合上述各个方面的条件,可以预测潍北凹陷北部洼陷带为致密气成藏的有利区(图7),勘探部署应围绕烃源岩发育带内的有利沉积相带(近岸水下扇扇中和扇三角洲前缘)展开。

## 6 结论

潍北凹陷北部洼陷带具有形成致密气藏的良好地质条件,深层致密气藏经历了2期充注,均发

生在沙河街构造运动之前,以第二次充注为主。成藏经历了一个由高压到低压的发展过程,沙河街构造运动造成泻压,使致密气藏遭受了不同程度的破坏,处于保存和改造阶段。但由于新近系的沉积使储层进一步致密化,从而有利于孔店组致密气的保存,因此潍北凹陷深层孔店组致密气仍有一定的勘探前景。

#### 参考文献:

- [1] 杨涛,张国生,梁坤,等.全球致密气勘探开发进展及中国发展趋势预测[J].中国工程科学,2012,14(6):64-68,76.  
Yang Tao,Zhang Guosheng,Liang Kun,et al.The exploration of global tight sandstone gas and forecast of the development tendency in China[J].Engineering Sciences,2012,14(6):64-68,76.
- [2] 邱中建,邓松涛.中国非常规天然气的战略地位[J].天然气工业,2012,32(1):1-5.  
Qiu Zhongjian,Deng Songtao.Strategic position of unconventional natural gas resources in China[J].Natural Gas Industry,2012,32(1):1-5.
- [3] 程有义,李晓清,汪泽成,等.潍北拉分盆地形成演化及其对成油气条件的控制[J].石油勘探与开发,2004,31(6):32-35.  
Cheng Youyi,Li Xiaoqing,Wang Zecheng,et al.Tectonic evolution and its controlling on petroleum generation in Weibei Basin[J].Petroleum Exploration and Development,2004,31(6):32-35.
- [4] 王文林,杨永红.潍北凹陷孔店组沉积相特征研究[J].特种油气藏,2003,10(2):23-26.  
Wang Wenlin,Yang Yonghong.Study on sedimentary facies in Kongdian formation of Weibei depression[J].Special Oil and Gas Reservoirs,2003,10(2):23-26.
- [5] 任瑞军,吴蔚,苗永康.论深层气与深盆气:以潍北凹陷为例[J].油气地质与采收率,2006,13(4):39-44.  
Ren Ruijun,Wu Wei,Miao Yongkang.On deep gas and deep basin gas in Weibei Depression[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2006,13(4):39-44.
- [6] 沈朴,金强,张玉明,等.潍北凹陷孔店组天然气成因类型及分布规律[J].地球科学与环境学报,2010,32(3):252-256.  
Shen Pu,Jin Qiang,Zhang Yuming,et al.Genetic type and distribution rule of natural gas of Kongdian formation in Weibei sag[J].Journal of Earth Sciences and Environment,2010,32(3):252-256.
- [7] 程启贵,雷启鸿,熊维亮.致密油藏有效驱替压力系统建立理论与技术[J].天然气地球科学,2012,23(3):570-576.  
Cheng Qigui,Lei Qihong,Xiong Weiliang.Theory and technology of effective-displacement-pressure system of tight oil reservoir[J].Natural Gas Geoscience,2012,23(3):570-576.
- [8] 何贤科,陈程.低渗透油田建立有效驱替压力系统研究[J].特种油气藏,2006,13(2):56-57,69.  
He Xianke,Chen Cheng.Establish effective displacement pressure system in low permeability oilfield[J].Special Oil and Gas Reservoirs,2006,13(2):56-57,69.
- [9] 吕修祥,金之钧,贾红育,等.塔里木盆地克拉2气田白垩系砂岩含气饱和度模拟实验[J].西安石油大学学报,2004,19(4):66-68.  
Lü Xiuxiang,Jin Zhijun,Jia Hongyu,et al.Simulation experiment of gas saturation of Cretaceous sandstone in Kela2 gas field,Talimu Basin[J].Journal of Xi'an Shiyu University,2004,19(4):66-68.
- [10] 姜林,柳少波,洪峰,等.致密砂岩气藏含气饱和度影响因素分析[J].西南石油大学学报,2011,33(6):121-125.  
Jiang Lin,Liu Shaobo,Hong Feng,et al.Analysis of controlling factors on gas saturation in tight sandstone reservoir[J].Journal of Southwest Petroleum University,2011,33(6):121-125.
- [11] 邢恩袁,庞雄奇,肖中尧,等.利用颗粒荧光定量分析技术研究塔里木盆地库车坳陷大北1气藏充注史[J].石油实验地质,2012,34(4):432-437.  
Xing Enyuan,Pang Xiongqi,Xiao Zhongyao,et al.Application of quantitative grain fluorescence techniques in analysis of hydrocarbon charge history in Dabei 1 gas reservoir,Kuqa Depression,Tarim Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2012,34(4):432-437.
- [12] 宫秀梅,曾澍辉,邱楠生.潍北凹陷深层致密砂岩气成藏特征[J].天然气工业,2005,25(6):7-10.  
Gong Xiumei,Zeng Jianshui,Qiu Nansheng.Characteristics of deep tight sandstone reservoir formation in Weibei Sag[J].Natural Gas Industry,2005,25(6):7-10.
- [13] 张金亮,张金功.深盆气藏的主要特征及形成机制[J].西安石油学院学报,2001,16(1):1-7,22.  
Zhang Jinliang,Zhang Jingong.Basic characteristics of deep basin gas traps[J].Journal of Xi'an Petroleum Institute,2001,16(1):1-7,22.
- [14] 王鹏,李瑞,刘叶.川西坳陷陆相天然气勘探新思考[J].石油实验地质,2012,34(4):406-411.  
Wang Peng,Li Rui,Liu Ye.New thoughts of continental gas exploration in Western Sichuan Depression[J].Petroleum Geology & Experiment,2012,34(4):406-411.
- [15] 刘吉余,马志欣,孙淑艳.致密含气砂岩研究现状及发展展望[J].天然气地球科学,2008,19(3):316-319.  
Liu Jiyu,Ma Zhixin,Sun Shuyan.Present research situation and prospects of tight gas sands[J].Natural Gas Geoscience,2008,19(3):316-319.
- [16] 杨华,付金华,刘新社,等.鄂尔多斯盆地上古生界致密气成藏条件与勘探开发[J].石油勘探与开发,2012,39(3):295-303.  
Yang Hua,Fu Jinhua,Liu Xinshe,et al.Accumulation conditions and exploration and development of tight gas in the Upper Paleozoic of the Ordos Basin[J].Petroleum Exploration and Development,2012,39(3):295-303.
- [17] 姜福杰,庞雄奇,姜振学,等.致密砂岩气藏成藏过程的物理模拟实验[J].地质评论,2007,53(6):844-849.  
Jiang Fujie,Pang Xiongqi,Jiang Zhenxue,et al.Physical simulation experiment of gas charging in tight sandstone[J].Geological Review,2007,53(6):844-849.
- [18] 戴金星,宋岩,张厚福.中国大中型气田形成的主要控制因素[J].中国科学:D辑:地球科学,1996,26(6):481-487.  
Dai Jinxing,Song Yan,Zhang Houfu.The main controlling factor in China's large and medium gas fields[J].Science in China:D series:Earth Sciences,1996,26(6):481-487.
- [19] 袁政文.煤层气藏类型及富集高产因素[J].断块油气田,1997,4(2):9-12.  
Yuan Zhengwen.On types of coalbed methane reservoirs and the factors of rich and high output[J].Fault-block Oil and Gas Field,1997,4(2):9-12.