

文章编号: 0253—9985(2009)06—0732—08

川中广安须家河气藏气、水分布

樊 茹, 邵 辉, 贾爱林, 何东博, 张学磊, 邓胜徽, 位云生, 季丽丹, 陈涛涛

(中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 川中广安须家河气藏为孔隙—岩性型致密气藏。根据 78 口试采井数据分析, 认为储层的孔喉构成了成藏过程中主要的疏导体系, 储层物性及非均质性控制气、水的运聚和分布; 构造在气藏后期改造中影响天然气的聚集, 较低的构造幅度致使气、水分异差, 气井普遍产水。气藏内可划分出富气区、次富气区及气、水同产区 3 类气水分布区, 相应地提出高渗透带、单砂体及微构造控制的 3 种气、水分布模式。

关键词: 气、水分异; 成藏过程; 孔隙—岩性型致密气藏; 须家河组; 四川盆地中部

中图分类号: TE122 **文献标识码:** A

Gas and water distribution in gas reservoirs of the Xujiahe Formation,
Guang'an area, the central Sichuan Basin

Fan Ru, Shao Hui, Jia Ailin, He Dongbo, Zhang Xuelei, Deng Shenghui, Wei Yunsheng, Ji Lidan, Cheng Taotao

(PetroChina Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: The gas reservoirs in the Xujiahe Formation, Guang'an area, central Sichuan Basin are porous lithologic tight gas reservoirs. Production test data of 78 wells in the area were analyzed and the following conclusions were obtained. Pore throats in these reservoirs form the main carrier system during the pooling process, and the migration, accumulation and distribution of gas and water is controlled by the physical properties and heterogeneity of these reservoirs. Gas accumulation is affected by the structures during the later reformation of these reservoirs, and the relatively low amplitude of the structures causes the poor gas-water differentiation, thus water production is common in the gas wells here. The gas reservoirs can be divided into three zones (Primary gas zone, secondary gas zone and gas-water zone) according to the gas and water distribution. Three patterns of gas and water distribution are correspondingly proposed, namely highly permeable zone pattern, single sandbody pattern and micro fracture controlling pattern.

Key words: water-gas differentiation; pooling process; porous lithologic tight gas reservoir; Xujiahe Formation; central Sichuan Basin

川中广安须家河气藏是四川盆地低渗透天然气勘探开发的重要地区之一。自 20 世纪 50 年代, 相关的石油部门和科研院所就在此开展了地面地质区测、细测、地震勘探、钻探等大量工作。由于须家河组在四川盆地分布广、总体资源量大,

目前已成为四川盆地最主要的天然气接替层系^{①~③}。

广安须家河气藏为低孔低渗气藏^[1], 储层普遍具有高含水饱和度、低电阻率的特征, 气—水关系复杂, 单井产量低, 开发难度大。因而, 要想科

收稿日期: 2009—07—24

第一作者简介: 樊茹 (1983—), 女, 博士研究生, 油气田开发地质及古生物地层。

基金项目: 国家重点基础研究发展规划“973”项目 (2007 CB209506)。

① 贾爱林, 何东博. 广安须家河组沉积微相及有效储层分布规律研究开题设计. 中国石油勘探开发研究院鄂尔多斯分院, 2006

② 何东博. 须家河气田地质概况. 中国石油勘探开发研究院鄂尔多斯分院, 2007

③ 杨洪志, 徐伟, 罗玉宏, 等. 广安构造须家河组天然气开发前期评价部署方案. 中国石油西南油气田分公司, 2006

学地开发该气藏, 正确认识其气、水分布规律是至关重要的一步。

1 地质概况

广安须家河气藏位于南充以东, 营山以南, 华蓥山以西, 合川以北, 面积约 5 100 km²。构造上位于川中古隆中斜平缓构造带东部, 以广安构造为主体。广安构造为一平缓的低丘状长轴背斜构造, 由 2 个局部构造和 3 个潜伏高点共同圈成, 海拔 -1 240 m 断层不发育, 仅有广①—广④ 4 条, 其中以广①和广②两条规模较大(图 1)。由于受多期构造应力的作用, 构造翼部发育多组鼻突构造, 其中南翼发育有泰山场鼻突, 呈近南北向; 北翼发育回龙场、井溪寺—双石寨和恒升场—石寨子 3 个鼻突, 且以井溪寺—双石寨鼻突最大, 从义兴场以北延伸至双石寨连亘 12 km²。

须家河组是上三叠统地层, 为一套海陆过渡环境沉积的砂泥岩互层含煤沉积建造, 地层厚 427 ~

600 m 埋深 2 200 ~2 500 m 纵向上六分, 其中须家河组一段(须一段)、须家河组三段(须三段)、须家河组五段(须五段)为泥岩段, 须家河组二段(须二段)、须家河组四段(须四段)、须家河组六段(须六段)为砂岩段。广安须家河气藏以须四和须六段为储层, 整体属于湖沼背景下的浅水三角洲沉积。须四段以大套灰白、浅灰色中—粗粒长石(岩屑)石英砂岩为主, 据岩性组合特征可分为上、下 2 个亚段 6 个小层。须六段则分为上、中、下 3 个亚段 6 个小层, 上亚段以黑色碳质和砂质页岩为主, 中、下亚段以灰白色、灰色中—粗粒(长石)岩屑砂岩为主。据 31 口井的物性数据的统计结果, 须四段平均孔隙度 6. 0%, 渗透率 $2.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 含水饱和度 60. 3%; 须六段平均孔隙度 5. 5%, 渗透率 $0.52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 含水饱和度 52. 2%。二者均为高含水的低孔低渗储层^{[2]、①、②}。

据储层发育情况, 研究中将气藏分为两个区块。I 号区块为须六段储层分布区, II 号区块为须四段储层分布区。

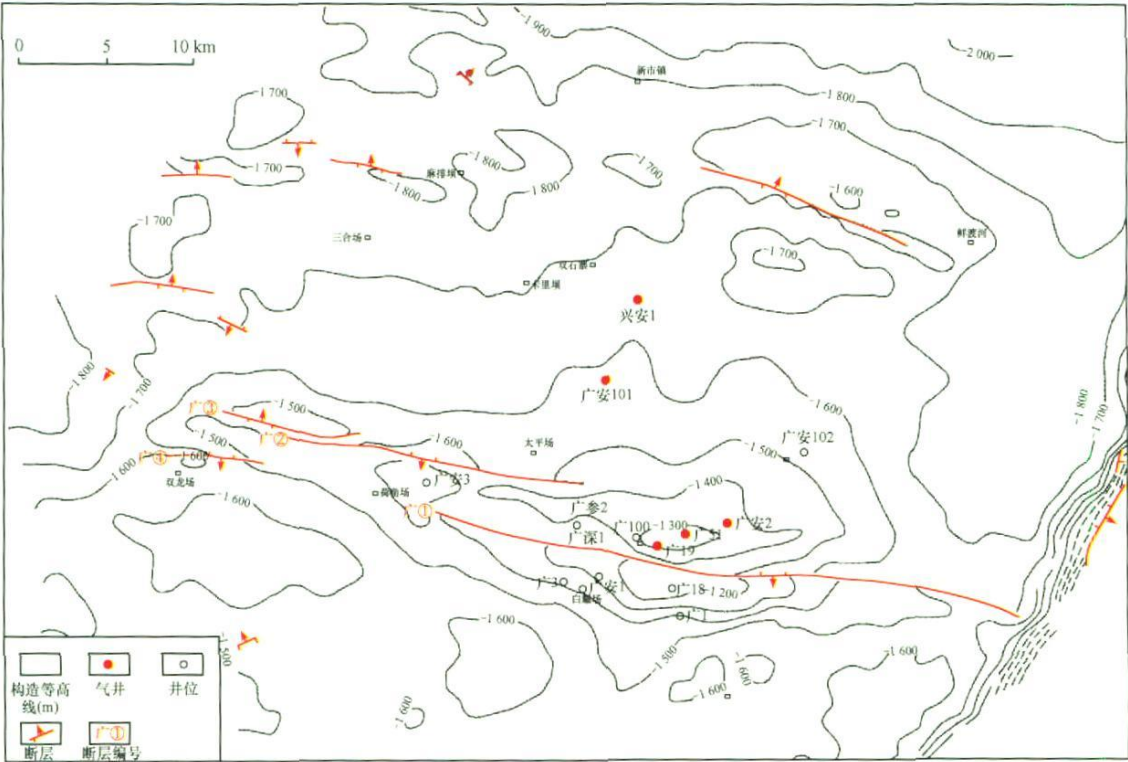


图 1 广①—广④断层示意图
Fig 1 Sketch map showing Guang1—Guang4 faults

① 何东博. 须家河气田地质概况 [R]. 中国石油勘探开发研究院鄂尔多斯分院, 2007
② 杨洪志, 徐伟, 罗玉宏, 等. 广安构造须家河组天然气开发前期评价部署方案 [R]. 中国石油西南油气田分公司, 2006

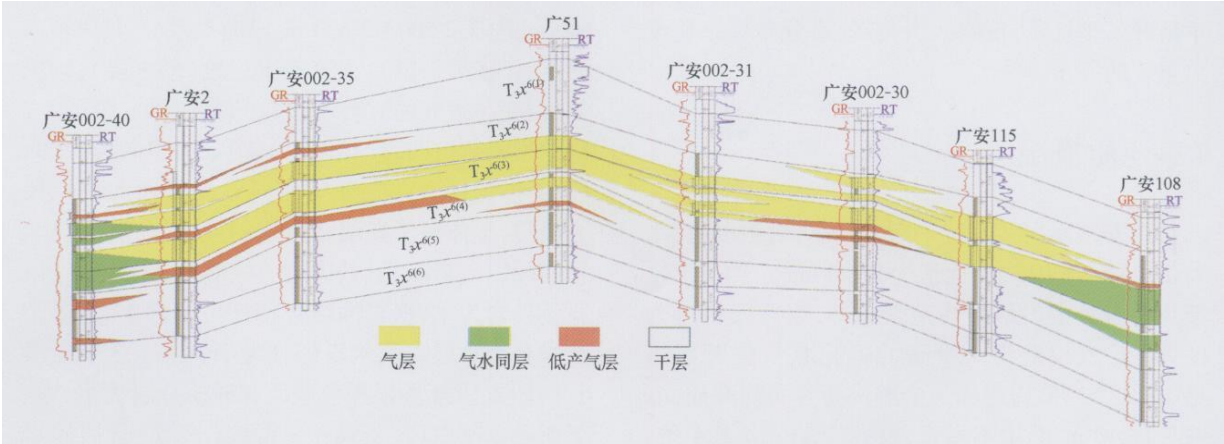


图 2 广安 002—40 井—广安 108 井东西向气藏剖面

Fig 2 East-west gas reservoir profile across wells from Guang'an 002—40 to Guang'an 108

2 气、水分布特征

川中广安须家河气藏为低产低渗的孔隙—岩性型气藏, 裂缝不发育, 其气、水分布特征为:

1) 气—水界面不统一, 同一构造呈现高部位产水、低部位产气的现象。这一特征在广安须家河气藏极为明显。如在 I 号区块中, 位于同一构造同一海拔高度 (—1 440 m) 的 3 口井——广安 002—41、广安 002—42、广安 002—43 井, 其试气结果存在显著差异。广安 002—41 井不产气, 而产水 8 m³/d 后两口井日产气均在 0.5×10⁴ m³ 左右, 但广安 002—42 井产水达 98 m³/d 而广安 002—43 井仅 18 m³/d。又如 II 号区块的广安 127 井和广安 141 井, 前者海拔约 —1 850 m 后者约 —2 040 m, 二者构造高度相差近 200 m, 但前者日产气量仅 0.7×10⁴ m³/d 后者则近 3×10⁴ m³/d。

2) 构造优势区天然气丰度仍相对较高。整体而言, 在背斜轴部附近以及翼部的鼻突等构造高点上, 产气情况往往较好。如环绕于 I 号区块背斜轴部的广安 002—F8 井、002—23 井、002—25 井及 002—31 井—002—X37 井等均为优质的气井, 日产气量 7×10⁴ ~ 19×10⁴ m³, 日产水量仅 0 ~ 1.5 m³。这一点在广安 002—40 井—广安 108 井的气藏剖面图中也可反映出来 (图 2)。

3) 气、水分异差, 多数气井气、水同产, 不存在明显的边底水。大多数气藏气井产气量低, 普遍产水, 日产水量 0 ~ 57 m³ 不等。为了便于研究, 根据 78 口井的测试结果, 按产气量和水气比将气藏产层

划分为气层、气—水同层、低产气层、水层及干层 5 种 (表 1)。气—水同层为主要的产层类型 (图 3)。

3 气、水分布控制因素

目前关于油气藏流体聚集和分布影响因素的研究, 国内外相关专家和学者们主要围绕成藏过程及成藏要素展开, 且多认为储层性质 (包括非均质性、物性、岩性等)、构造条件及运移通道、圈闭、保存条件等是主要影响因素^[3~15]。在借鉴国内外相关研究成果的基础上, 我们以成藏过程为切入点, 对控制须家河气藏气、水分布的因素进行了分析。

由于经历印支、燕山、喜马拉雅多期构造运动, 导致上三叠统须家河组岩石物性、构造特征、流体性质和地压场的多期次变化, 油气运移聚集经多次反复而成藏^[16]。川中广安须家河气藏以须六段、须四段为主要储层——分别对应于 I 号和 II 号区块。相应地, 它们有各自的成藏组合: 须五段 (生)—须六段 (储)—须六段顶及珍珠冲段底 (盖); 须三段 (生)—须四段 (储)—须五段 (盖)。

表 1 广安须家河气藏产层划分结果
Table 1 Pay zone division of the gas reservoirs in the Xujiache Formation, Guang'an area

名称	产气量 / (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	水气比 / (10 ⁻⁴ m ³ · m ⁻³)
气层	≥ 0.5	≤ 5
气水同层	≥ 0.5	> 5
低产气层	0 ~ 0.5	< 5
水层	0	产水量 > 10 m ³ /d
干层		微 / 无产液量

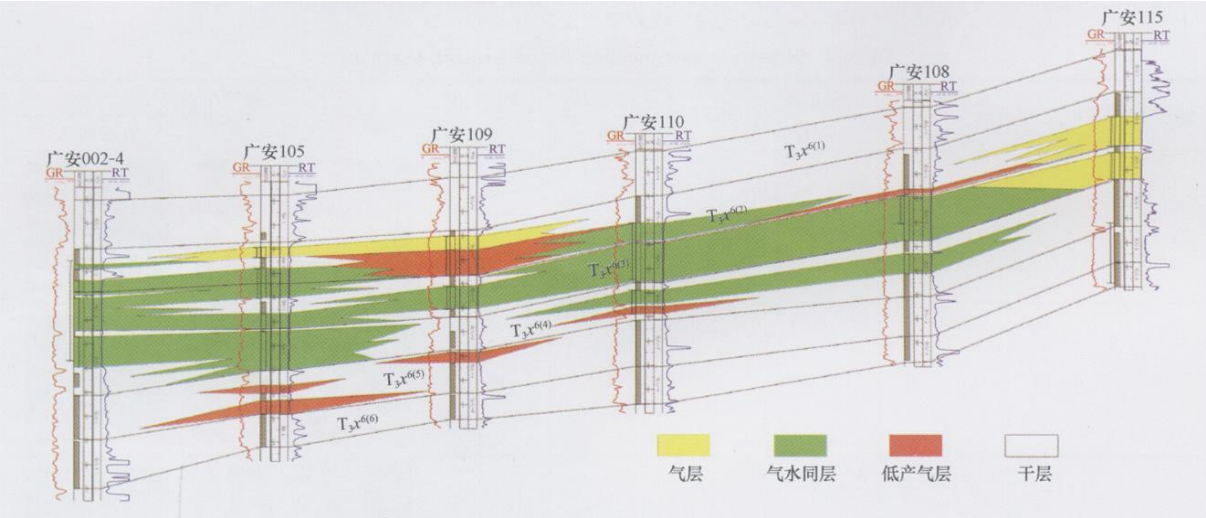


图 3 广安 002—4 井—广安 115 井南北向须六气藏剖面

Fig 3 North-south gas reservoir profile across wells from Guang'an 002-4 to Guang'an 115

气藏烃源岩排烃期为中侏罗世—白垩纪, 晚侏罗世是高峰^[17]。此时, 广安构造虽已开始形成, 但只具雏形, 构造规模、幅度尚小, 不具备主导、控制气藏形成的条件。烃类主要聚集于岩性圈闭中, 形成岩性气藏。储层在后期压实、胶结等成岩作用中变得致密, 演变为“后成型”致密气藏, 即天然气大规模运移、聚集发生在储层致密化之前^[18]。研究区断层、裂缝均不甚发育, 孔隙是烃类运移的主要通道。储层兼具着提供储集空间和运移通道的双重作用, 成为控制天然气运移、聚集的主要因素。构造则在后期气藏调整、改造中发挥作用, 影响流体的富集分布。

3.1 储层的控制作用

储层孔隙—吼道(物性)的优劣直接影响天然气的运聚以及在储层内的分布, 因为它既决定储层的储集能力, 又是成藏过程中重要的疏导体系。储层孔渗性好的部位, 富集气, 孔渗性差的则富集水。这种对应关系在研究区是非常明显的。分析发现, 研究区孔喉体积比较小, 孔隙连通性较好的 I 类、II 类储层, 往往以发育气层和气水同层为主; 孔喉体积比较大, 孔隙连通性差, 束缚水饱和度较高的 II 类储层则以发育低产气层为主(表 2)。

储层物性的这种影响, 还可以通过沉积微相表现出来。广安须家河组为湖沼背景下的浅水三角洲沉积体系, 储层主要发育于平原亚相中的河道充填叠置微相和心滩叠置微相。物性较好的心

滩叠置微相, 多形成气层或气—水同层; 物性较差的河道充填叠置微相, 则主要形成低产气层或干层; 且在同一沉积微相内部, 粒度较粗的部位含气饱和度也较高(图 4)。

储层的非均质性则是使得气藏气、水分布复杂的主要原因所在^[4], 它控制着气、水具体的分布形态^[5-6]。气藏气—水界面不统一, 在同一构造背景下, 气层、低产气层、气—水同层在横向上交互分布, 产气和产水量变化大等复杂现象, 皆由储层层内非均质性的变化造成。

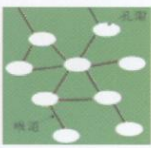
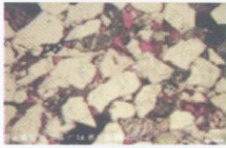
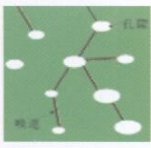
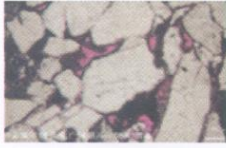
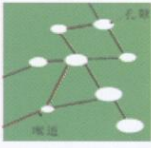
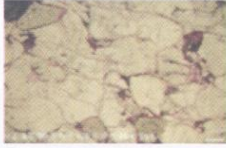
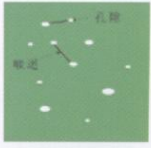
3.2 构造的影响

广安须家河气藏经历了多期构造运动的改造。虽在早期成藏过程中, 构造的影响很小, 但在后期气藏改造过程中, 它的作用是不能忽略的。

在气藏形成之后, 始于印支运动晚期的广安背斜在经历多次构造运动后规模逐渐增大, 翼部也逐渐发育出多个鼻突构造。伴随着气藏在构造活动期反复的调整变化, 这些有利的构造高点亦渐渐成为富气的“甜点”。这就是气藏构造优势区含气丰度高的原因所在。

而气藏气、水分异差和气、水同产普遍的现象亦是受构造控制的。由于须家河储层为低渗储层, 且不发育裂缝, 经测定其毛细管压力较高, 因此要想形成良好的气、水分异, 就需要有较大的气柱高度。但广安背斜构造幅度太低, 过于平缓, 加之储层厚度较小, 这就使得该气藏整体上处于气—

表 2 须家河组储层分类
Table 2 Reservoir classification in the Xujiache Formation

储层类型	孔隙度, %	渗透率 /(10 ⁻³ μm ²)	孔喉中值 半径/μm	孔喉体积比	退汞效率, %	含水饱和度, %	孔喉网络模式	
							铸体薄片	孔喉网络
I	>10	>1.0	>0.20	1.2	46.8	41.1		
II	8~10	0.4~1.0	0.10~0.20	1.4	41.5	46.9		
III	6~8	0.1~0.4	0.03~0.10	1.6	38.3	57.3		
IV	<6	<0.1	<0.03	1.9	33.0	63.0		

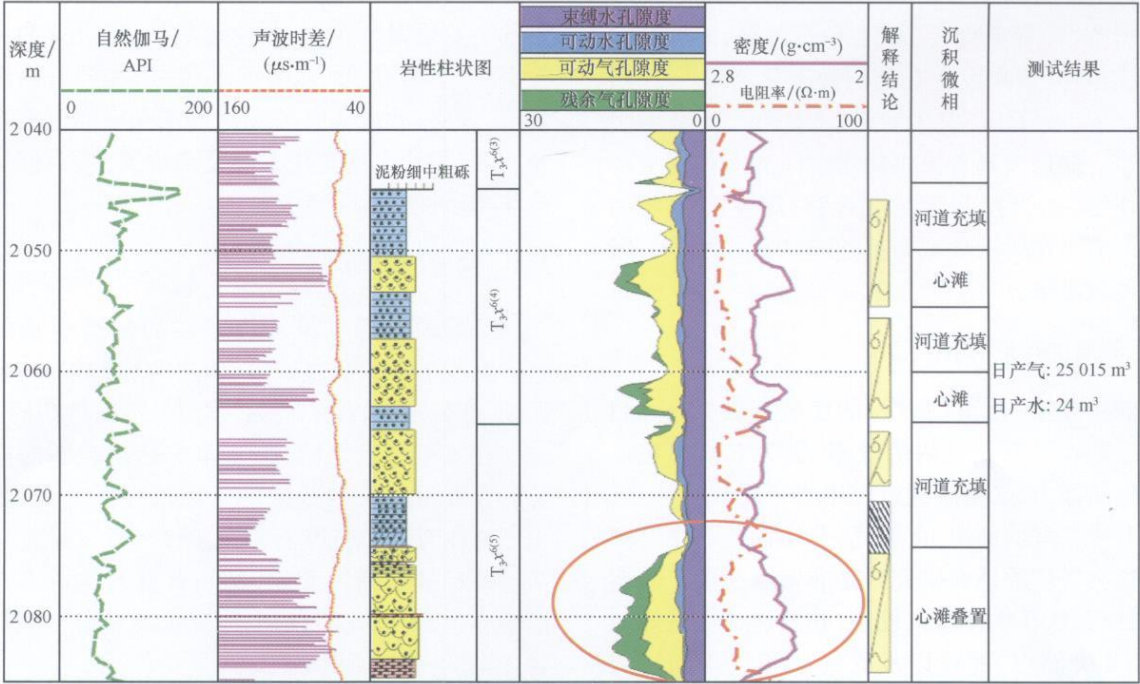


图 4 广安 101 井综合柱状图
Fig. 4 Composite columnar section of well Guang'an-101

水过渡带的位置, 从而致使气、水分异不理想, 多数井气、水同产。
通过对不同孔隙度的岩石进行毛管压力测

试, 并将所得的所有数据归结为 J 函数 (文中为气—水相相对渗透率 K_r) 与含水饱和度的关系曲线 (图 5), 函数公式为^[23]:

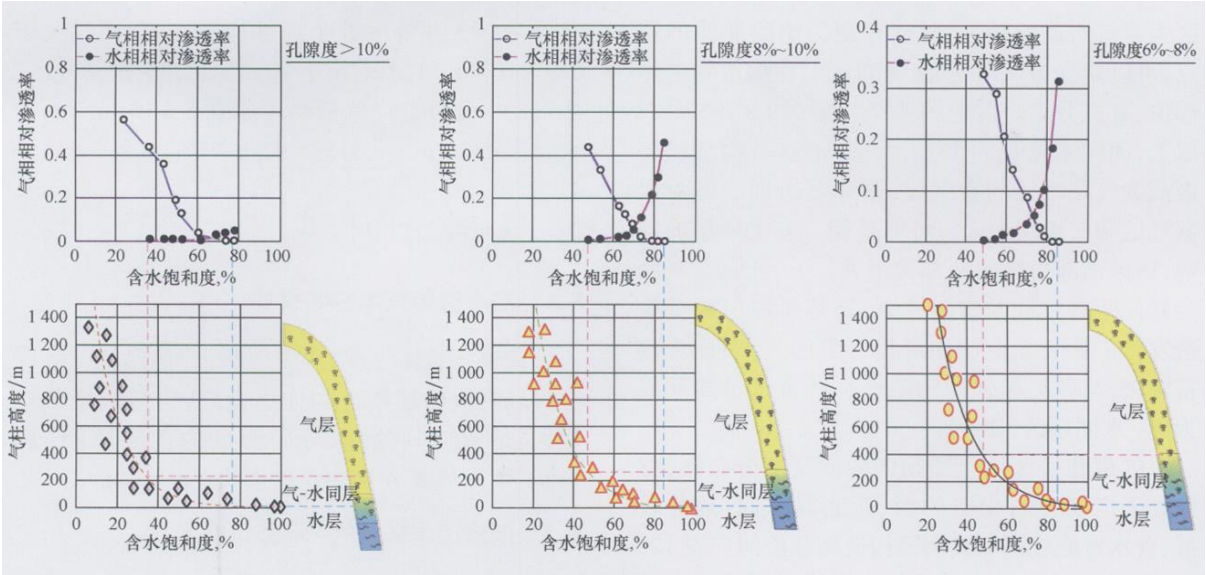


图 5 含水饱和度与气相相对渗透率及气柱高度的关系

Fig 5 Water saturation (SW) vs. gas relative permeability (Krg) and gas column height

$$J = P_c [K/\Phi]^{0.5} / \delta \cos\theta \tag{1}$$

式中: P_c 为毛管压力, 0.1 Pa ; K 为孔隙介质的绝对渗透率, $10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$; Φ 为孔隙度, 分数; δ 为界面张力, N/m ; $\cos\theta$ 为接触角余弦。

最终推算出,当孔隙度大于 10%时,气柱高度需大于 240 m;孔隙度介于 8%~10%时,气柱高度需大于 280 m;孔隙度介于 6%~8%时,气柱高度则要大于 400 m。

4 气、水分布区划分

以一年多的生产资料及产层分类为基础,综合考虑储层沉积发育、构造及压力等因素,最终在气藏内划分出富气区、次富气区、气—水同产区及致密区 4 种气、水分布区 (表 3)。富气区主要是较好气层的分布区,次富气区包含有气层及气—水同层两种产层,气水同产区则包括了低产气层和水层,致密区即为干层的分布区。

表 3 气、水分布区划分

Table 3 Division of gas and water distribution zone		
名称	产气量 / (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	产水量 / (m ³ · d ⁻¹)
富气区	≥ 4.0	< 2
次富气区	0.5~4.0	0~20
气—水同产区	< 0.5	≥ 20
致密区	微/无	微/无

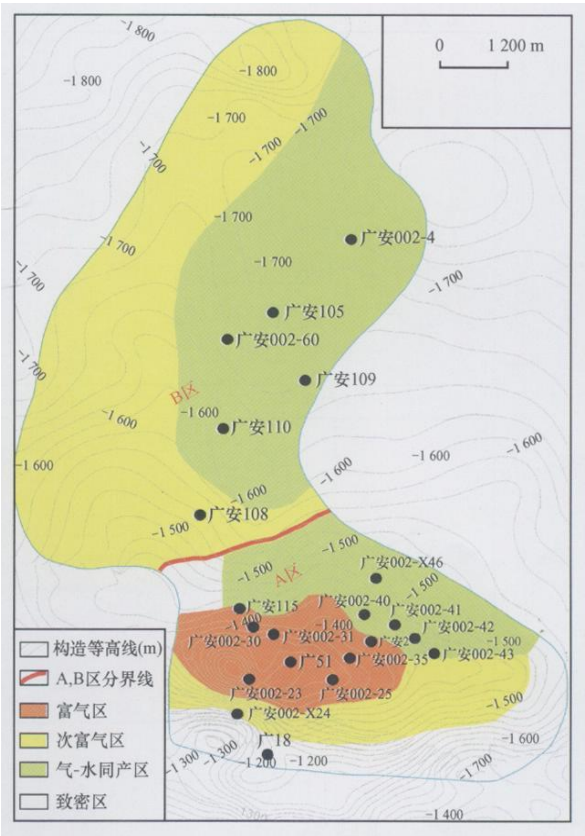


图 6 气藏 I 号区块气、水平面分布

Fig 6 Map showing the distribution of gas and water in Block I

按构造及实际的生产特征,气藏 I 号区块即须六段储层分布区又分 A、B 两个区进行开发。A

区为背斜构造的轴部, 整体表现为南陡北缓的特点, 可以划分为 5 个气、水分布区。在构造的主体部位, 有三分之一以上的井产气量在 $9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 而产水量仅为 $1 \sim 1.5 \text{ m}^3/\text{d}$ 这一构造优势区成为气藏唯一的富气区, 紧邻其边部的则为次富气区和气水同产区。可能是受广安①断层的影响, 该区南部边缘的井都为干井, 为一干区。B 区为延伸距离较远的背斜北翼, 地势平缓但鼻突构造发育。鼻突之上往往富集一定的气, 而成为次富气区, 与鼻突相邻的凹陷区往往含水量高而成为气—水同层区 (图 6)。

气藏 II 号区块也即须四段储层的分布区, 整体处于广安背斜构造的西、西北翼方向, 地势较低, 含水普遍较高。其南部构造高部位的广安 126 井—广安 107 井区产水量相对较低, 日产气量 $1 \times 10^4 \sim 3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 为一次富气区。北部的广安 18

井、广安 13 井等区处于局部构造高点, 产气大于 $0.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产水小于 $10 \text{ m}^3/\text{d}$ 亦为次富气区。中部的大部分井产气量均小于 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产水量大于 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 为气—水同产区。

5 气—水分布模式

5.1 高渗透带气水分布模式

该模式总体表现为“上气下水”的结构, 气、水分异较好。储层物性和连通性好, 构造幅度相对较大, 是致使其气、水分异明显的主要原因 (图 7 a)。须六气藏 A 区为这种模式。

5.2 低渗透单砂体气—水分布模式

该模式以气—水同层为主, 气、水分异整体不明显。储层由相互切割的单砂体叠置形成, 储层

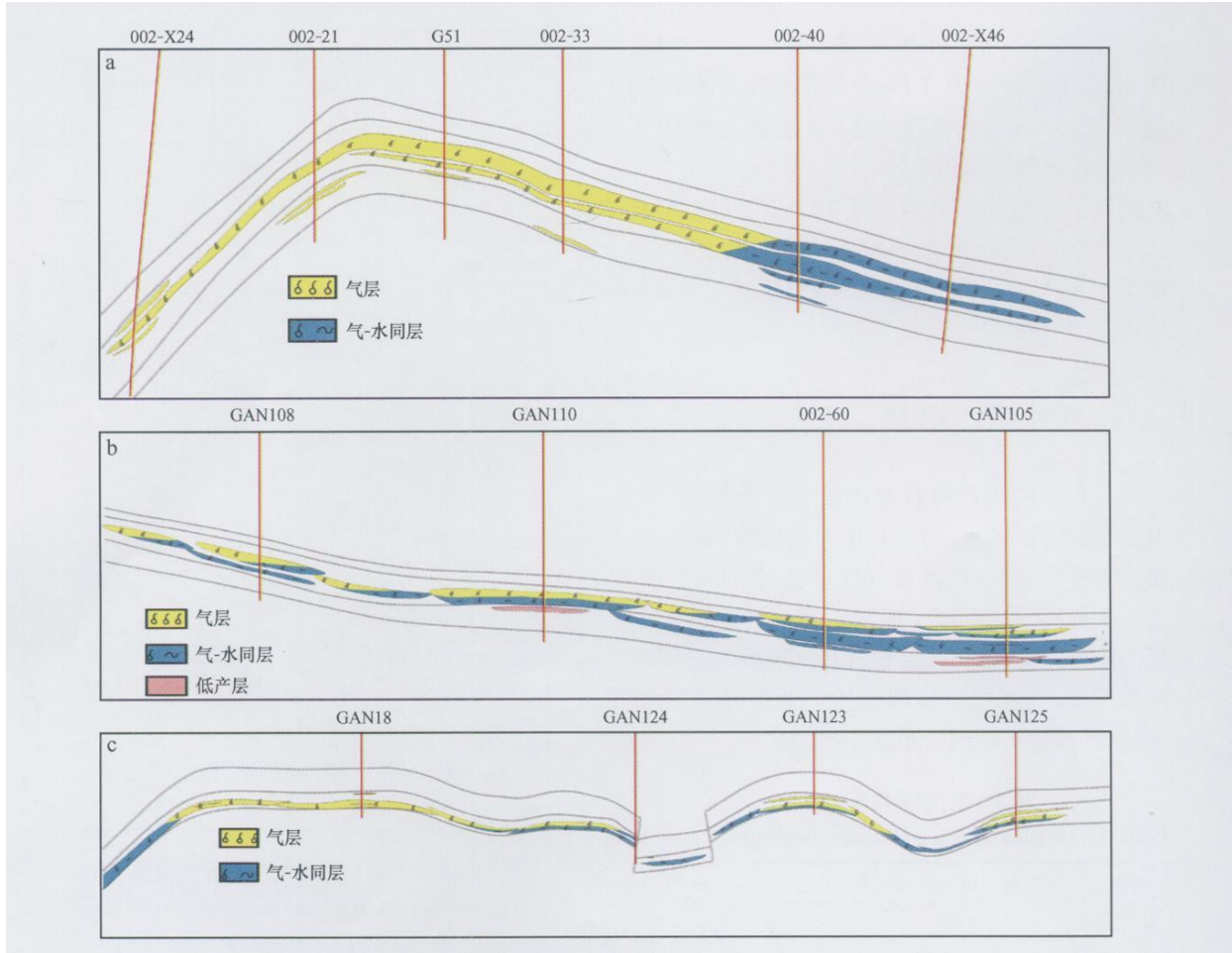


图 7 气—水分布模式

Fig 7 Gas-water distribution patterns

间非均质性较强、物性差是造成气、水分异不明显的原因所在。在每个局部的储渗单砂体内, 气、水会表现出一定的分异性, 在单砂体顶部含气饱和度较高, 会形成一个气顶, 但在单砂体下部含气饱和度则较低 (图 7 b)。须家河组四段气藏及须家河组六段气藏 B 区的主体属于此类模式。

5.3 受微构造控制的气—水分布模式

该模式以气—水同层为主, 气、水有一定分异。受局部构造高的影响, 气、水分异相对较为明显, 在局部构造高部位, 含气饱和度较高, 气井产气量较大, 产水量小。在低洼部位储层含气饱和度低, 或发育有水层, 测试以大量出水为主 (图 7 c)。须家河组四段气藏及须家河组六段气藏 B 区的局部构造高点属于该模式。

6 结论

1) 广安须家河气藏气—水分布主要受储层控制。储层孔渗性越好, 越有利于天然气运移和聚集, 往往富集气。储层较强的非均质性是致使气藏气—水分布复杂的主要因素。气—水界面不统一, 构造高部位产水、低部位产气等异常现象皆由此造成。在气藏后期调整、改造中构造亦对气—水分布起重要作用, 使得背斜轴部、鼻突等局部构造优势区富气。但广安构造未能满足致密气藏气水理想分异所需的构造高度, 致使气藏整体处于气—水过渡带, 气、水分异差, 而出现气井普遍产水的现象。

2) 气藏内可以划分出富气区、次富气区和气—水同产区 3 种气—水分布区。

3) 相应于气—水分布区的划分结果提出 3 种气—水分布模式: 高渗透带气—水分布模式、低渗透单砂体气—水分布模式以及受微构造控制的气—水分布模式。

参 考 文 献

用[J]. 石油勘探与开发, 2006 33(5): 566~568

2 宋岩, 洪峰. 四川盆地川西凹陷深盆地地质条件分析[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 11~14

3 佳布 D 唐纳森 E C 油层物理[M]. 沈平平, 秦积舜, 等. 北京: 石油工业出版社, 2007

4 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): 844~851

5 林家善, 周文, 张宗林, 等. 靖边气田下古气藏相对富水区控制因素及气水分布模式研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2007 26(5): 72~74

6 Wiesberg T, Erzinger J. Origin and spatial distribution of gas at seismogenic depths of the San Andreas Fault from drill mud gas analysis[J]. Applied Geochemistry 2008(23): 1 675—1 690

7 Díez R, García Gil S, Dugón R, et al. Gas accumulations and their association with particle size distribution patterns in the Ría de Arousa seabed(Galicia, NW Spain): an application of discriminant analysis[J]. Original 2007(27): 89—102

8 王萍, 刘洛夫, 李燕, 等. 塔中地区志留系柯坪塔格组上 3 亚段储层特征及与油气分布的关系[J]. 石油与天然气地质, 2008 29(2): 174~180

9 王威, 徐国盛, 雍自权, 等. 川中地区香四段气水分布特征及成因机理[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2005 32(4): 378~383

10 Chen Z H, Osadczak G, Gao H Y, et al. An object-based model for predicting the locations of undiscovered oil and gas resources western Sverdrup Basin, Canada[J]. Marine and Petroleum Geology 2004(21): 767~777

11 熊利平, 王骏, 殷进垠, 等. 西非构造演化及其对油气成藏的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2005 26(5): 641~646

12 曹烈, 安凤山, 王信. 川西坳陷须家河组气藏与古构造关系[J]. 石油与天然气地质, 2005 26(2): 224~229

13 邱旭明. 苏北盆地高邮凹陷油气输导特征及油气分布[J]. 石油与天然气地质, 2008 29(4): 437~443

14 付广, 吕延防, 于丹. 中国大中型气田天然气聚集效率及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2005 26(6): 754~759

15 冉宏. 川东地区石炭系气藏气水分布特征及其成因探讨[J]. 天然气工业, 2001, 21(1): 52~55

16 杨克明, 叶军, 吕正祥. 川西坳陷上三叠统须家河组天然气分布及成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2004 25(5): 501~505

17 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): 786~794

18 姜振学, 林世国, 庞雄奇. 两种类型致密砂岩气藏对比[J]. 石油实验地质, 2006 28(3): 210~215

(编辑 高 岩)

1 李显贵, 范菊芬, 张学映. 川西凹陷须家河组气藏 DR 技术应