

文章编号: 1000-0747(2011)04-0409-09

四川合川—潼南地区须家河组致密砂岩气成藏模拟

郭秋麟¹, 李建忠¹, 陈宁生¹, 胡俊文¹, 谢红兵^{1,2}, 高晓辉¹

(1. 中国石油勘探开发研究院; 2. 中国地质大学(北京))

基金项目: 国家重大科技专项“岩性地层区带、圈闭评价与储层预测技术研究”(2008ZX05001);

中国石油天然气股份有限公司科技攻关项目“盆地模拟技术研究”(2008A-0602)

摘要: 烃源岩生气产生的超压是致密砂岩气藏成藏的主要驱动力, 提出烃源层生气增压定量计算模型, 建立致密砂岩气藏动力平衡方程, 制定致密砂岩气成藏模拟流程, 并模拟了四川盆地合川—潼南地区须一段生气量及其引起的烃源岩超压史。模拟结果证实: ①烃源层生气强度决定生气增压的大小, 储集层物性决定气藏的分布, 常规气藏与致密砂岩气藏在平面和纵向上的分布均具有互补的特点, 前者主要分布于孔隙度大于7%的局部构造高点; 后者主要分布于孔隙度较低的构造相对低部位且靠近生气量大的烃源层; ②从最大埋深(距今65 Ma)到现今的抬升过程中, 由于地层水压力降低, 气水压差增大, 致密砂岩气运移更远, 聚集量增大, 但常规气基本不发生运移, 聚集量也未增大; ③须二段致密砂岩气量是常规气量的5.9倍, 未发现资源主要为致密砂岩气, 分布在合川的东北部、潼南北部和潼南的东南部等地区。图12表2参37

关键词: 致密砂岩气; 成藏模拟; 地层压力; 连续型气藏; 资源评价

中图分类号: TE121.1

文献标识码: A

Modeling of the tight sandstone gas accumulation for the Xujiache Formation, Hechuan-Tongnan Area, Sichuan Basin

Guo Qiulin¹, Li Jianzhong¹, Chen Ningsheng¹, Hu Junwen¹, Xie Hongbing^{1,2}, Gao Xiaohui¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

2. China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: The tight sandstone gas accumulation is mainly driven by overpressure arising from the gas generation in source rocks. This paper proposes a quantitative computation model for the pressurization from gas generation in source rocks, establishes a dynamic equilibrium equation and a modeling process for tight sandstone gas accumulation, and simulates the gas generation quantity and source rock overpressure history in the Hechuan-Tongnan area of the Sichuan Basin. The modeling reveals that: (1) The gas generation intensity determines the degree of pressurization from gas generation, whereas the reservoir property determines the distribution of gas reservoirs; the conventional gas reservoir is complementary with the tight sandstone gas reservoir in terms of horizontal and vertical distribution, the former is mainly distributed at the top of reservoir with porosity over 7% on local structural highs while the latter is mainly distributed at the bottom of reservoir on local structural lows near source rocks of large gas generation quantity. (2) During the uplifting process from the maximum burial depth (65 Ma) to the current burial depth, because of the pressure drop of formation water and the increase of gas-water pressure difference, the tight sandstone gas migrates farther and increases in accumulation quantity; however, the conventional gas does not migrate basically and has no increase in accumulation quantity; (3) The quantity of the tight sandstone gas in the T₃X₂ is 5.9 times that of the conventional gas, and the undiscovered resource is mainly tight sandstone gas distributed in northeast of Hechuan, and north and southeast of Tongnan.

Key words: tight sandstone gas; accumulation modeling; formation pressure; continuous gas accumulation; resource assessment

0 引言

2007年, 全球致密砂岩气产量规模达 $3\ 900 \times 10^8$ m³, 约占天然气总产量的13%, 且这一比例有逐年增加的趋势^[1]。中国致密砂岩气藏的勘探开发还处于初期阶段, 未来潜力很大。

致密砂岩气藏属于连续型气藏, 具有连续型气藏的特点: 其形成与气在水中的浮力关系不大, 即气的运聚基本不受浮力驱动; 其没有明显的底水和边水接触面, 且出现气水倒置现象; 其不是由许多分散的具有独立边界的气藏所构成, 即无明显的圈闭界限^[2-7]。因此, 传统的针对分散分布气藏的规模和个数的资源

评价和预测方法不适用于致密砂岩气藏。

Schmoker 考虑到非常规气藏与常规气藏的差异,提出了连续型气藏的概念,并指出了两种可能的资源评价思路,即原地气源评价和低渗储集层评价^[8]。国内,罗文军等以川中川南过渡带内江—大足地区上三叠统须二段致密砂岩气藏为例探讨了致密砂岩气藏成藏模式^[9];唐海发等提出了致密砂岩气藏储集层流动单元的划分方法及随机模拟流程^[10];谭志亮等探析了四川广安须家河组气藏的深盆气特征^[11];张柏桥描述了盆地中心天然气系统成藏机理^[12];金之钧、张金川、解国军等描述了根缘气、深盆气成藏平衡原理及数学模型^[13-19];邹才能等最近几年在致密砂岩气藏评价方面做了大量研究,并取得阶段性成果^[1, 20-26]。

以上研究为致密砂岩气成藏数值模拟奠定了基础,但是在细化数值模型及数值模型的实际应用等方面,目前国内外还没有成功实例。本文针对致密砂岩气成藏动力的特殊性,提出了生气增压定量计算模型,突破了致密砂岩气成藏过程动态模拟的技术瓶颈,从而实现了从“气源”到“圈闭充注”的动态模拟,为油气资源评价和钻探目标评价提供了新方法。

1 成藏模拟方法

1.1 致密砂岩气藏运聚特点

在常规储集层及常规圈闭气藏中,天然气的运移总体遵循置换式运移原理,即在天然气向上运移的同时,地层水不断向下运移,形成了气水之间的置换式排驱和运移特点,其驱动力来自于浮力^[14,16]。而对于致密砂岩气藏而言,致密储集层与气源岩大面积接触,天然气的运移方式表现为气水之间的广泛排驱和气水界面的整体推进,其过程类似活塞式排驱,其运移动力来源于烃源岩的生烃作用,在生气膨胀力作用下气水倒置界面得以维持并整体向上运移,从而形成大面积的地层饱含气状态^[12-13,19]。烃源岩层越厚,单位体积生气量越大,产生的压力就越大,形成的致密砂岩气藏规模也就越大。

1.2 致密砂岩气藏动力平衡方程

根据致密砂岩气藏的活塞式排驱特点,张金川等建立了动态平衡方程^[27]。本文提出了弱水动力条件下的平衡方程,即天然气运移的阻力包括上覆储集层毛细管压力、天然气重力、地层水压力等,驱动力主要为烃源岩生气产生的压力。驱动力和阻力之间的平衡方程为:

$$p_g = p_c + \rho g h_g + p_f \quad (1)$$

在(1)式中:①毛细管压力可用拉普拉斯方程求出,其关键参数孔喉半径由孔喉半径与孔隙度回归的关系曲线求得;②天然气重力可直接求出;③地层水

压力,在成藏时一般为静水压力,成藏后的压力可用现今压力代替,也可用有效骨架应力模型求解^[28];④烃源岩中游离气压力,为烃源岩生气增压后烃源岩中流体和游离相天然气的压力,简称“游离气压力”。

烃源岩大量生气能产生巨大的膨胀压力,这早已是石油地质研究者的共识^[29-30],但是迄今只有定性描述,未有生气增压定量计算模型,无法真正定量模拟致密砂岩气藏的成藏过程。

1.3 烃源层生气增压定量计算模型及适用条件

1.3.1 定量计算模型

在正常条件下,天然气的压力(p)、体积(V)和温度(T)三者之间服从理想气体状态方程;在地下高温、高压条件下, p 、 V 和 T 三者之间的关系可用研究区的 p - V - T 曲线来表示。为了更好地解释生气增压定量计算模型,有必要先了解地层压力与地下天然气体积系数的关系。图1a为四川盆地须家河组气藏天然气体积系数与地层压力的关系图,该图一方面说明地层压力越大,天然气的体积越小;另一方面也说明,只要知道天然气的体积系数,就能求得对应体积系数的压力。根据这一原理,建立烃源层生气增压定量计算模型:

$$p_g = f(B_g) \quad (2)$$

$$B_g = \frac{V_p - V_w - V_o}{V_g} = \frac{10^6(1 - S_{wr} - S_{or})h_s\phi}{Q_g - Q_{miss} - Q_{exp}} \quad (3)$$

模型中涉及的生油气量、气散失量及饱和度等重要参数在常规的盆地模拟系统中均能计算得出^[31-32],本文不再赘述。

1.3.2 适用条件

超压的成因很多,除了生烃作用以外主要还有差异压实作用、水热作用等,相比之下,生烃作用和差异压实作用是最主要的两种成因^[30]。地层压实成岩后,压实作用基本停止,此时压实作用对排烃基本没有贡献,生气作用成为排气的主要动力。以上模型中,天然气运移的动力主要为生气产生的超压,该模型仅适用于先成岩致密后成藏的地质条件。

1.4 致密砂岩气藏成藏模拟

1.4.1 关键参数

①天然气体积系数与地层压力关系曲线(见图1a),来自邻区气藏实测数据统计结果;②束缚水饱和度与孔隙度关系曲线(见图1b),来自本区或邻区气藏实测数据统计结果;③烃源层埋深、厚度、孔隙度、生气量、排气量(游离气量)等,来自盆地模拟(包括地史、热史、成岩史、生气史)的结果;④储集层埋深或顶界构造图、等厚图(见图2),储集层孔隙度等值图、孔喉半径等值图(见图3),现今储集层流体压力系数等,来自钻井数据、测井数据及其属性建模结果(见表1);⑤盖层排替压力参考前人研究成果^[33]取15 MPa。

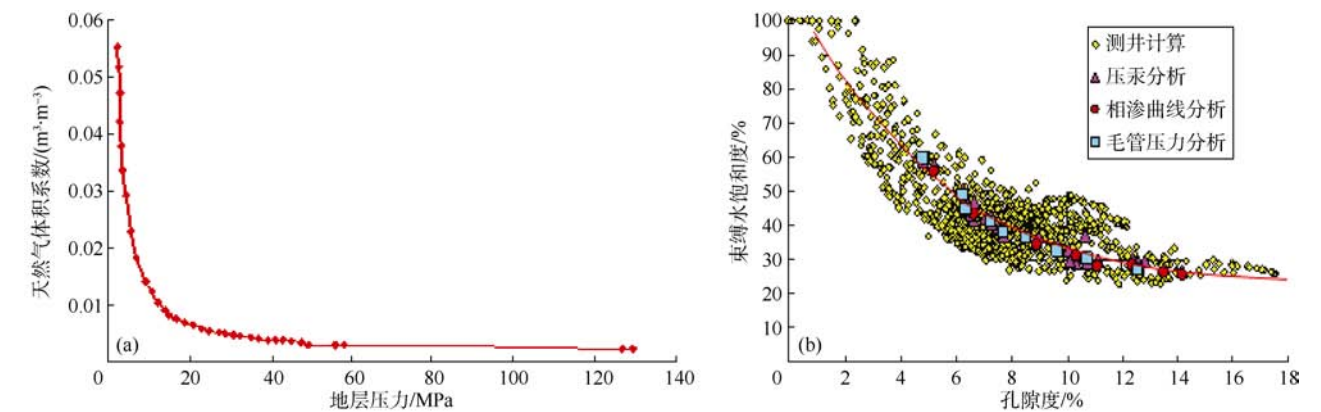


图 1 四川盆地须家河组气藏天然气体积系数-地层压力 (a) 及束缚水饱和度-孔隙度 (b) 关系曲线

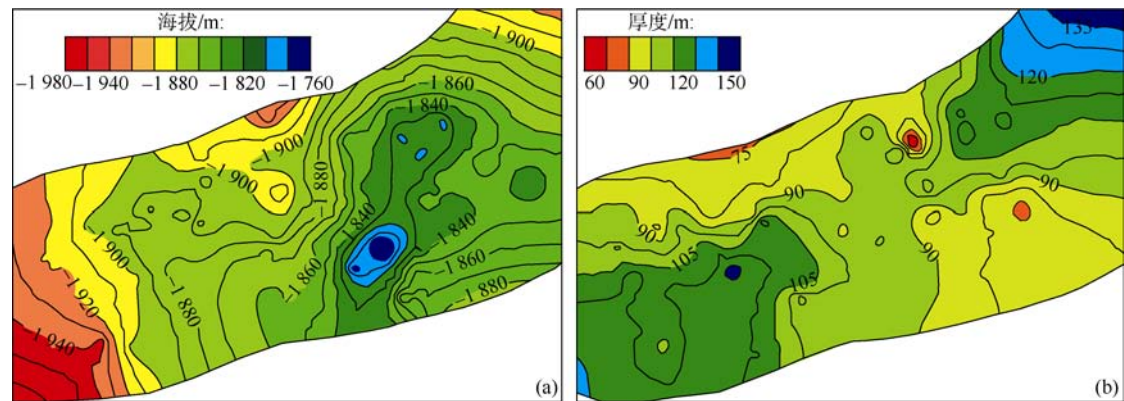


图 2 合川—潼南地区须二段顶界构造图 (a) 与储集层等厚图 (b)

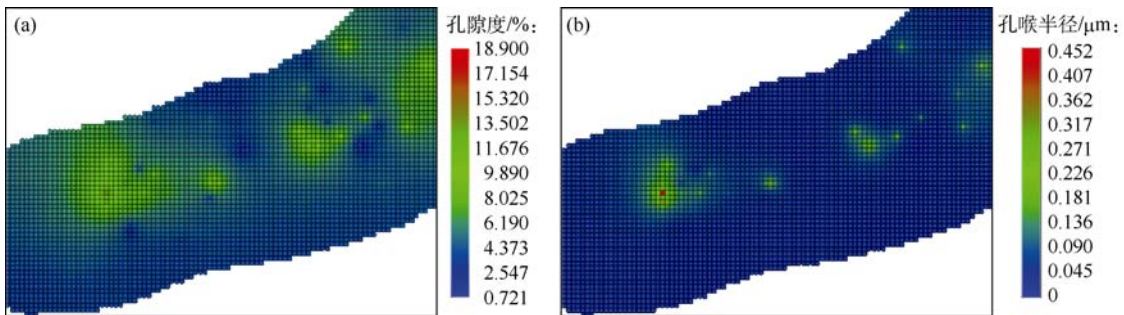


图 3 合川—潼南地区须二段孔隙度 (a) 和孔喉半径 (b) 等值图

表 1 合川气田须二段气藏实测地层压力、温度数据表

井名	井下测压情况		产层中部压力和温度				
	测量时间	压力计深度/m	产层中深/m	产层海拔/m	地层压力/MPa	温度/℃	压力系数
女 103	1980-04-30	2 050	2 090.00	-1 820.010	31.2	70.900	1.52
合川 001-1	2008-03-28	2 000	2 078.50	-1 783.690	29.3		1.44
合川 001-2	2008-09-15	2 050	2 133.75	-1 843.740	30.5	70.110	1.46
合川 2	2008-04-28	2 275	2 297.25	-1 946.660	30.1	78.045	1.33
合川 3	2008-01-17	1 650	2 130.80	-1 870.810	28.0	73.113	1.34
合川 4	2007-12-06	2 100	2 117.30	-1 887.560	29.2	72.762	1.40
合川 5	2007-10-16	2 240	2 265.00	-1 907.790	30.1	73.891	1.35
合川 6	2007-12-07	2 140	2 193.00	-1 928.270	27.7		1.29
合川 7	2007-06-11	2 130	2 160.50	-1 920.410	28.7	72.054	1.36
合川 7	2007-04-29	2 170	2 207.75	-1 967.660	29.1	73.861	1.34
合川 101	2008-06-16	1 550	2 303.55	-1 885.630	27.5		1.22
合川 103	2008-04-27	1 500	2 348.25	-1 954.280	27.8	77.994	1.21
合川 104	2008-04-30	2 300	2 324.80	-1 946.310	29.2	78.100	1.28
合川 106	2008-06-20	2 170	2 190.75	-1 917.460	27.2	70.422	1.27
合川 108	2008-04-29	2 185	2 221.00	-1 922.070	28.9	74.146	1.33
合川 109	2008-04-29	2 230	2 269.50	-1 928.204	30.3	76.322	1.36

1.4.2 模拟步骤

①建立地质模型。文中地质模型数据来自构造图和盆地模拟地质演化史成果图。

②在平面上划分网格,网格边界尽可能与构造线(如断层线等)一致。本文采用角点网格建模与插值技术完成层平面建模与断面建模。

③在纵向上按油气层组细分储集层。本文将须二段由下向上分为10个细层(细层1,细层2,⋯,细层10),每层的厚度相同。

④计算运移驱动力——烃源岩层中游离相天然气压力 p_g ,也称注入压力,由静水压力和超压两部分构成,其值由公式(2)、公式(3)计算获得。

⑤计算运移阻力——细层1的毛细管压力、天然气重力、地层水压力等。

⑥比较运移驱动力和运移阻力,如果驱动力小于阻力则不能运移,即细层1不能成藏,停止对该点的模拟;如果驱动力大于阻力则烃源层中的气能进入细层1,并排挤出细层1中的部分水。

⑦天然气进入细层1并达到短暂平衡后,随着烃源岩层生气量的增加,游离相天然气压力 p_g 也增加。重新计算 p_g ,并计算细层2的运移阻力。

⑧比较运移驱动力和运移阻力,如果驱动力小于阻力则不能运移,即细层2不能成藏,停止对该点的模拟;如果驱动力大于阻力则烃源层中的气能进入细层2,并排挤出细层2中的部分水。

⑨重复步骤⑦和⑧,直到驱动力小于阻力或遇到盖层为止(如果压差超过盖层排替压力,则天然气将会突破盖层散失掉一部分,直到压差小于盖层排替压力天然气才停止运移)。

⑩计算天然气聚集量,模拟结束(见图4)。

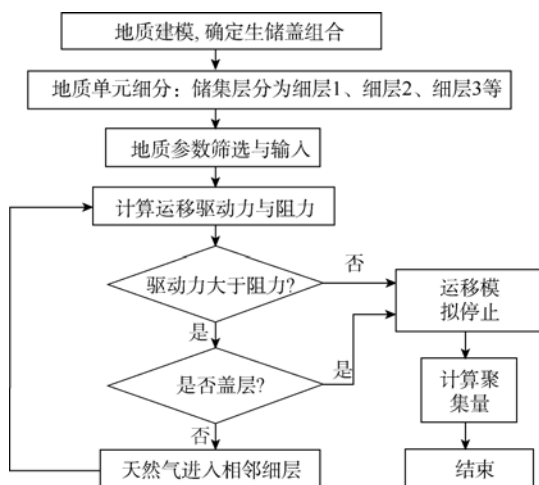


图4 致密砂岩气成藏模拟流程图

1.4.3 天然气聚集量计算

进入致密储集层的天然气聚集量可用下式表示:

$$q_g = \sum q_i \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (4)$$

$$q_i = (1 - S_{wr}) h_i A_i \phi_i / B_{gi} \quad (5)$$

对比驱动力与阻力的相对大小,如果确定天然气只能进入到细层3,则上式中 n 取3。另外,细层中束缚水饱和度可通过类比相邻地区的致密气藏获得,一般在30%~60%,天然气体积系数可根据细层地层压力在 p - V - T 曲线上反插值求得。

进入致密储集层的天然气会有部分损失,如部分溶解在地层水中,还有一部分向外扩散等,这些损失可用溶解气公式和扩散气公式计算^[29-30],在不要求高精度时可不考虑。

2 应用实例

研究区东西长92 km,南北宽70 km,有效面积3 855 km²,目的层为上三叠统须家河组二段(T_3x_2),埋深2 060~2 420 m(海拔-1 760~-2 120 m),厚度76~140 m;烃源层为须一段(T_3x_1),厚度小于50 m;盖层为须三段(T_3x_3),厚度在40~110 m。截至2008年底,该区已钻探64口井,其中工业气流井34口,已发现合川1井块气田与潼南2井块气田,储量2 340×10⁸ m³。合川气藏储集层的平均孔隙度小于10%,一般渗透率小于0.1×10⁻³ μm²,平均孔喉直径小于1 μm,属于典型的致密砂岩气藏。

2.1 主要参数

平面模拟网格尺寸为1 km×1 km,共6 440(92×70)个网格;纵向上分为12层,最底层为烃源层须一段,最顶层为盖层须三段,中间10层为储集层须二段。

2.1.1 目的层储集层参数

将目的层分为10个小层,每层厚度在7~14 m,分别统计每个小层的砂岩厚度、砂岩孔隙度和渗透率,并将其分别绘制成平面等值图(见图3)。根据孔喉半径与孔隙度和渗透率之间的关系可推算孔喉半径分布^[34],或根据毛细管压力与孔隙度和渗透率之间的关系推算毛细管压力分布^[35]。2009年,Nelson P H用统计数据建立了孔隙度与孔喉直径的关系^[36],本文采用同样的方法,统计结果见图5。

2.1.2 其他参数

模拟中还需要一些平面参数,包括目的层顶面构造图(见图2)、烃源层生烃强度图、盖层厚度分布图、目的层现今压力系数等。

文中采用的盆地模拟数据(包括地史、热史、成岩史、生气史)均为中国石油勘探开发研究院盆地综合模拟系统BASIMS2009的模拟结果。

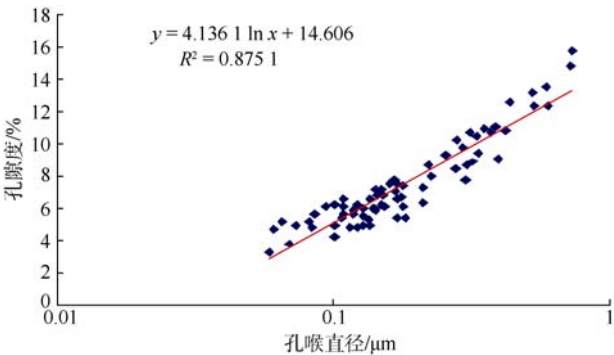


图 5 合川—潼南地区须二段孔隙度与孔喉直径关系

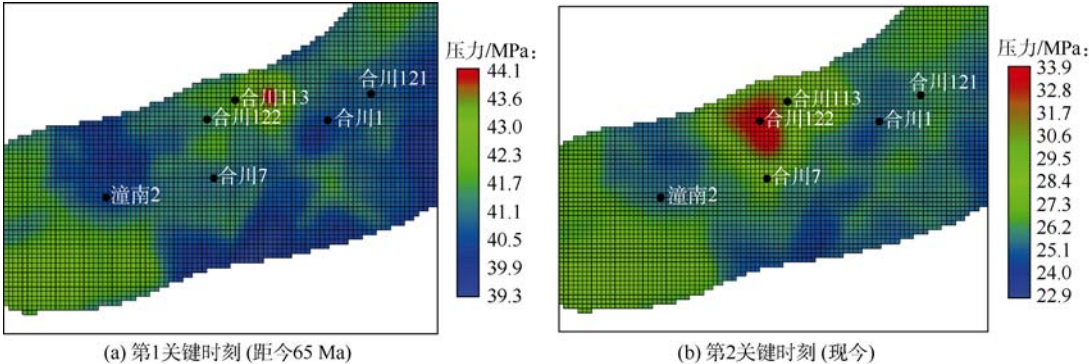


图 6 须一段生气增压模拟结果

2.2.2 天然气聚集量模拟结果

把模拟区的储集层分为优质储集层和非优质储集层，其中优质储集层是个相对的概念，即在一个普遍低孔、低渗透—特低渗透的背景下，具有相对高的孔隙度及渗透率指标的储集层。文献[37]在测井解释、岩心和压汞分析等资料的基础上，将孔隙度大于 8%、渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、厚度大于 0.25 m 的储集层定义为优质储集层。本文将孔隙度 7%（对应的孔喉半径为 0.1 μm ，毛细管压力约 1 MPa）作为优质储集层和非优质储集层的分界线，即常规气藏与致密砂岩气藏的界限；把孔隙度 4.5%（对应的孔喉半径为 0.05 μm ，毛细管压力约 2 MPa）作为致密砂岩气藏最小孔喉界限。

2.2 模拟结果

2.2.1 生气增压定量模拟结果

采用本文介绍的方法，定量模拟全区生气增压史，得出：①在第 1 关键时刻（距今 65 Ma，最大埋深），烃源层中游离气压力为 39.3~44.0 MPa，压力系数在 1.0~1.3（见图 6a）；②在第 2 关键时刻，即现今，烃源层中游离气压力为 23.0~33.9 MPa，压力系数为 1.2~1.5，在本区生烃中心合川 122 井附近压力最大，可达 33.9 MPa（见图 6b）；③从全区分布看，模拟区南部生气增压小，向北逐渐增加。

致密砂岩气藏的模拟对象为非优质储集层，其成藏驱动力为生气产生的超压，模拟结果见表 2 和图 7；常规岩性气藏的模拟对象为优质储集层，其成藏驱动力为浮力，模拟结果见表 2 和图 8。由表 2 可知：①浮力驱动的常规岩性气藏在距今 65 Ma 时已成藏，后期

表 2 须二段天然气聚集量模拟结果

关键 时刻	平均 埋深/ m	平均地 层压力/ MPa	致密砂 岩气/ 10^8 m^3	常规气/ 10^8 m^3	致密砂岩气 与常规气聚 集量比值	总聚集气 量/ 10^8 m^3
距今 65 Ma	4 200	42	3 120	700	4.5	3 820
现今	2 200	29	4 100	700	5.9	4 800
差值	2 000	13	980	0		980

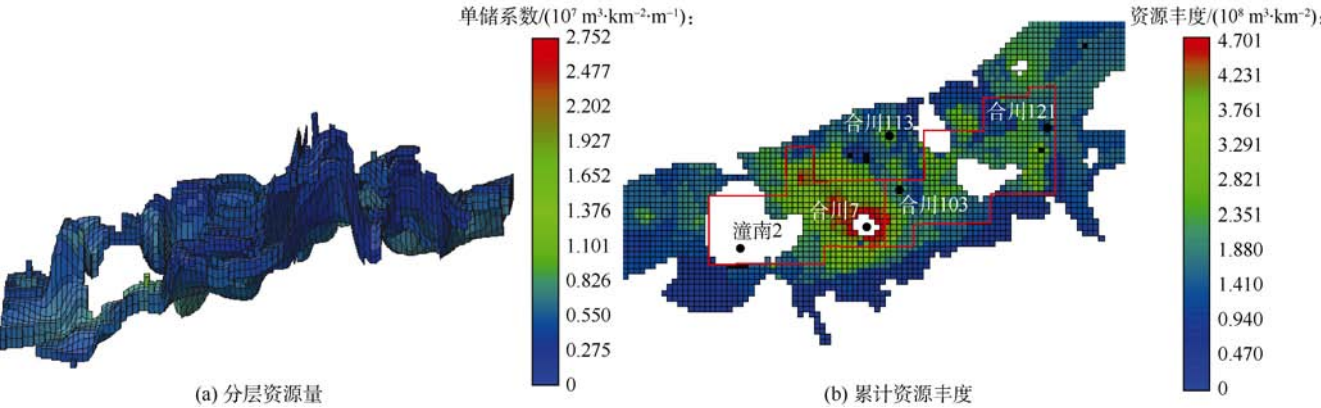


图 7 致密砂岩气藏模拟结果

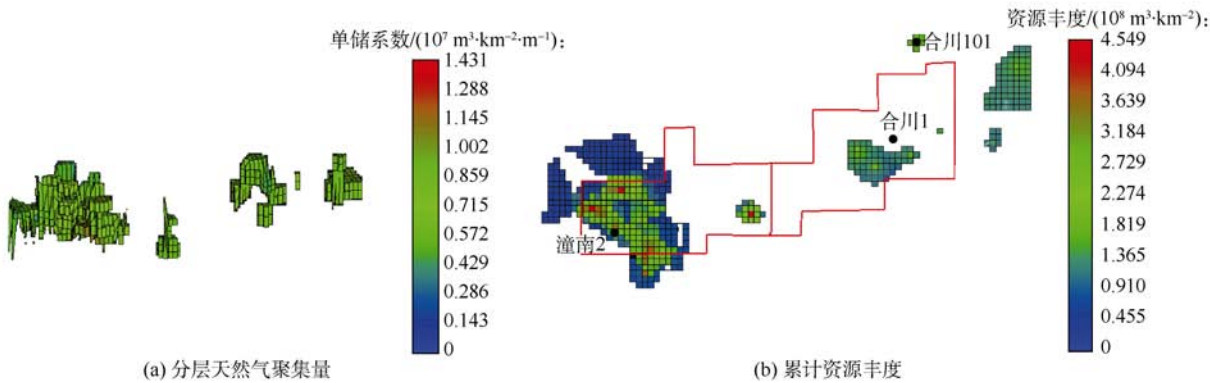


图 8 常规气藏模拟结果

的抬升对其影响不大；②超压驱动的致密砂岩气藏在距今 65 Ma 至现今的抬升过程中，由于地层压力降低，压差增大，驱动油气向更远处运移（见图 9），聚集在储集层中的天然气增加了 $980 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，约占总量的 20%；③在距今 65 Ma 和现今，致密砂岩气聚集量与常规气聚集量比值分别为 4.5 和 5.9，说明致密砂岩气占主导地位；④须二段最终天然气总聚集量为 $4\,800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.3 对勘探的指导作用

2.3.1 不同成因天然气分布特点

纵向上看，常规岩性气藏主要分布在须二段中上部，特别是构造高部位，如背斜、断鼻或上超尖灭处（见图 10a）；致密砂岩气藏主要分布在须二段中下部，

特别是构造低部位和斜坡处（见图 10b）。平面上看，常规岩性气藏主要分布在潼南 2 井区、合川 1 井区和合川 101 井区，这些地区的特点是储集层孔隙度相对较大（大于 7%）且为局部构造高点；致密砂岩气藏主要分布在常规岩性气藏之外且生气增压较大的合川 7 井附近，这些地区的特点是储集层孔隙度相对较小（小于 7%）且为构造相对低部位。总之，这两类气藏分布具有互补性。

2.3.2 模拟结果与勘探现状对比

由于目前勘探成果统计数据没有统计常规气藏与致密砂岩气藏的规模及分布，因此只能对比已发现气藏与模拟总气藏的分布。图 11 为模拟得到的常规气藏

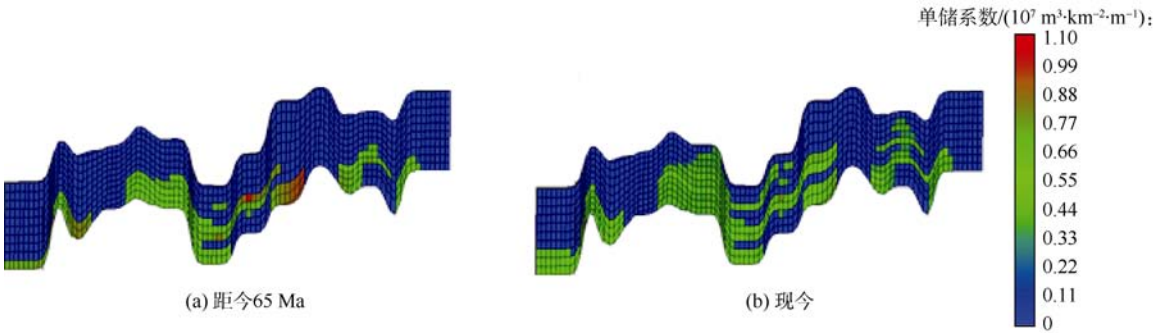


图 9 不同关键时刻致密砂岩气藏模拟结果

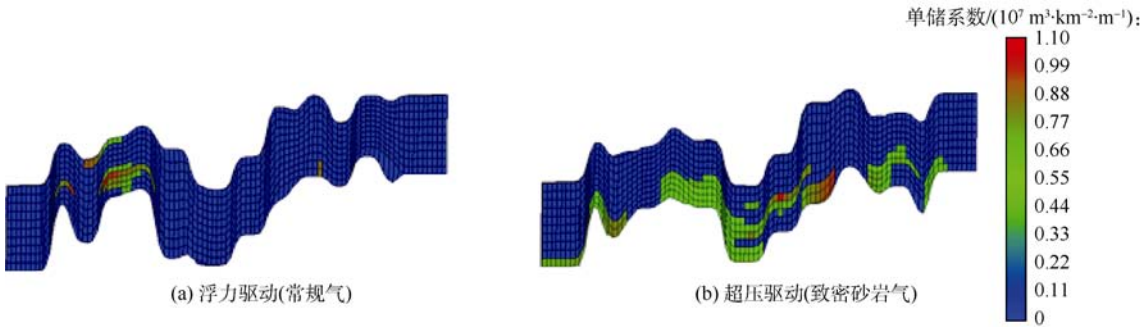


图 10 常规气藏与致密砂岩气藏纵向分布（距今 65 Ma）模拟结果

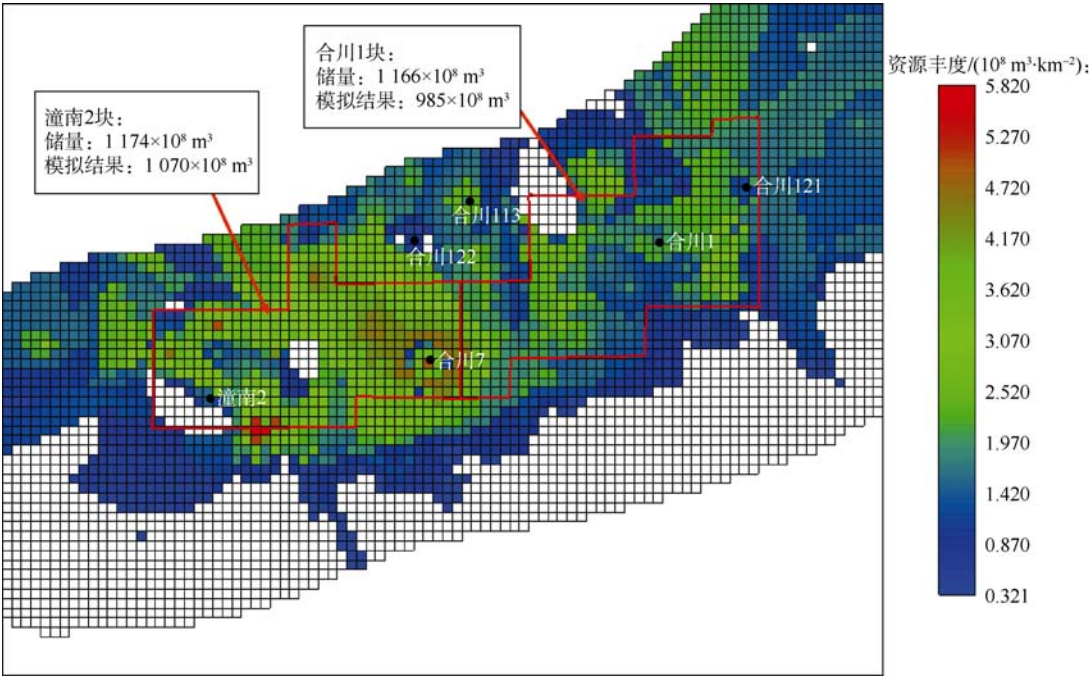


图 11 天然气资源丰度模拟结果

和致密砂岩气藏总资源丰度分布图，本区已发现的 $2\,340\times10^8\text{ m}^3$ 储量主要分布在潼南 2 井块至合川 1 井块一带(见图 11)；模拟得到须二段天然气资源量为 $4\,800\times10^8\text{ m}^3$ ，其中潼南 2 井块至合川 1 井块一带(红色框范围)为 $2\,055\times10^8\text{ m}^3$ ，模拟结果符合率达 88%。

2.3.3 有利区预测

图 8 揭示，模拟得到的常规气藏除了合川 101 井

以北地区外，其他的两大块（潼南 2 井块、合川 1 井块）已被发现；图 7 显示，模拟得到的致密砂岩气藏除了合川 7 井至合川 103 井地区已被发现外，还有许多地区的气藏（如合川 113 井以南、合川 121 井以北等）未被发现。因此，建议下步的勘探重点转向致密砂岩气藏，主要突破方向为合川的东北部、潼南北部和潼南的东南部等区域（见图 12）。

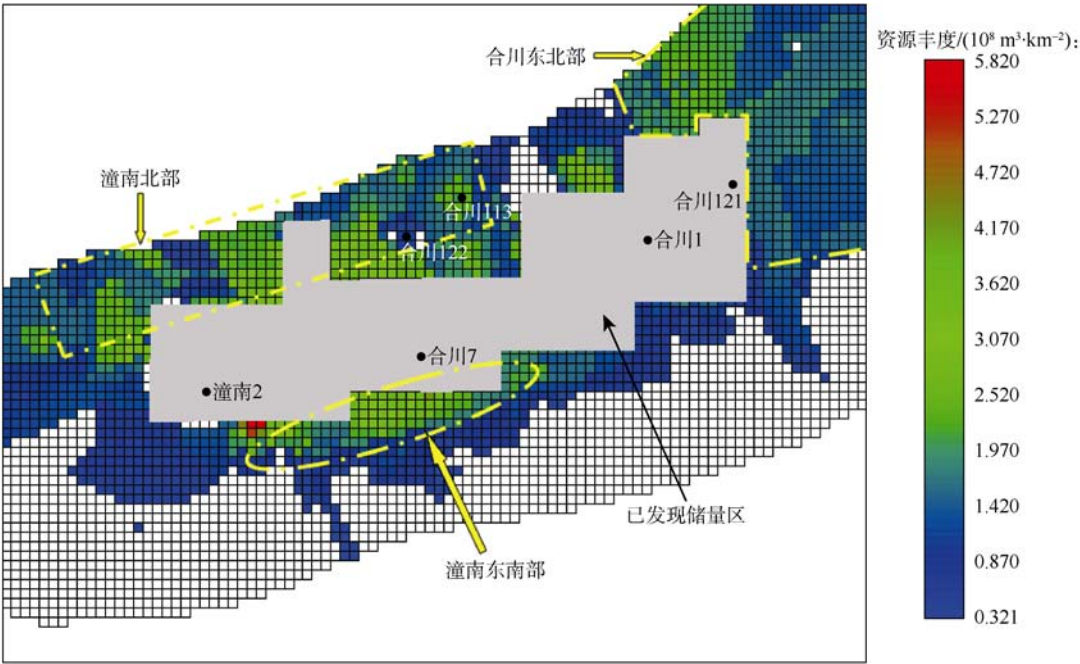


图 12 未发现天然气资源分布区预测图

3 结论

先成岩后成藏的致密砂岩气藏分布在烃源岩之上的一定范围内(本区在 150 m 以内,即须二段绝大部分地层),由于天然气柱的浮力小于毛细管压力,因此天然气运移的主要驱动力为烃源岩生气产生的超压。烃源岩层越厚,单位体积生气量越大,产生的压力就越大,形成的致密砂岩气藏规模也就越大。

在合川—潼南地区的成功应用表明:本文提出的致密砂岩气成藏模拟方法和评价流程具有可操作性,提出的烃源岩生气增压定量计算模型是预测致密砂岩气藏分布范围的关键。

合川—潼南地区的模拟结果证明:须一段烃源层生气强度决定生气增压的大小,须二段储集层物性分布决定致密砂岩气藏的分布。须二段未发现资源主要为致密砂岩气藏,分布在合川的东北部、潼南北部和潼南的东南部等。由于数值模拟受多因素控制,应用条件也比较复杂,本文提出的方法还需要在实践中进一步改进。

符号注释:

p_g ——烃源岩中游离相天然气的压力(注入储集层的压力), Pa; p_c ——上覆储集层毛细管压力, Pa; ρ ——天然气密度, kg/m³; h_g ——天然气柱高度, m; g ——重力加速度, 取 9.8 m/s²; p_t ——上覆储集层地层水压力, Pa; B_g ——天然气体积系数, m³/m³; V_p ——烃源岩层孔隙体积, m³; V_w ——烃源岩层孔隙水体积, m³; V_o ——烃源岩层孔隙中原油体积, m³; V_g ——烃源岩层中游离相天然气体积(地表条件下), m³; h_s ——烃源岩层厚度, m; ϕ ——烃源岩层孔隙度, f; S_{wr} ——束缚水饱和度, f; S_{or} ——残余油饱和度, f; Q_g ——单位面积烃源层生成的天然气体积(地表条件下), m³/km²; Q_{miss} ——单位面积烃源岩层中散失的天然气体积(地表条件下), 包括吸附气、扩散气和溶解气等, m³/km²; Q_{exp} ——单位面积烃源层已排出的游离相天然气体积(地表条件下), 初始值为 0, m³/km²; q_g ——储集层中天然气聚集量, m³; n ——天然气进入到储集层中的细层数; i ——细层号; q_i ——细层 i 中天然气聚集量, m³; h_i ——细层 i 厚度, m; A_i ——细层 i 面积, m²; ϕ_i ——细层 i 孔隙度, f; B_{gi} ——细层 i (地层压力对应的)天然气体积系数, m³/m³。

参考文献:

- [1] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 307-319.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhu Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 307-319.
- [2] Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993-1999.

- [3] Asakawa T. Outlook for unconventional natural gas resources[J]. Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology, 1995, 60(2): 128-135.
- [4] Law B E. Basin centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [5] Masters J A. Deep basin gas trap, Western Canada[J]. AAPG, 1979, 63(2): 152-181.
- [6] Kuuskraa V A. Advances benefit tight gas sands development[J]. Oil & Gas Journal, 1996, 94(15): 103-104.
- [7] 朱如凯, 赵霞, 刘柳红, 等. 四川盆地须家河组沉积体系与有利储集层分布[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 46-55.
Zhu Rukai, Zhao Xia, Liu Lihong, et al. Depositional system and favorable reservoir distribution of Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 46-55.
- [8] Schmoker J W. Gas in the Uinta basin, Utah: Resources in continuous accumulations[J]. Mountain Geology, 1996, 33(4): 95-104.
- [9] 罗文军, 李延钧, 李其荣, 等. 致密砂岩气藏高渗透带与古构造关系探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1): 70-74.
Luo Wenjun, Li Yanjun, Li Qirong, et al. Relationship between high permeability zones and Palaeostructures in tight gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(1): 70-74.
- [10] 唐海发, 彭仕宓, 赵彦超. 致密砂岩气藏储层流动单元划分方法及随机模拟[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2007, 37(3): 469-474.
Tang Haifa, Peng Shimi, Zhao Yanchao. The classification and stochastic modeling of flow units in tight gas reservoir[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2007, 37(3): 469-474.
- [11] 谭志亮, 何顺利, 兰朝利, 等. 四川广安须家河组气藏的深盆气特征探析[J]. 重庆科技学院学报, 2009, 11(3): 8-10.
Tan Zhiliang, He Shunli, Lan Chaoli, et al. Discussion on deep basin gas characteristics of Xujiahe Formation gas reservoir in Guang'an, Sichuan[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Science Edition, 2009, 11(3): 8-10.
- [12] 张柏桥. 盆地中心天然气系统成藏机理[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(4): 6-11.
Zhang Baiqiao. Reservoir forming mechanism of basin-centered natural gas system[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(4): 6-11.
- [13] 金之钧, 张金川. 深盆气藏及其勘探对策[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1): 4-5.
Jin Zhijun, Zhang Jinchuan. Exploration strategy for deep basin gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(1): 4-5.
- [14] 张金川, 张杰. 深盆气成藏平衡原理及数学描述[J]. 高校地质学报, 2003, 9(3): 458-465.
Zhang Jinchuan, Zhang Jie. Equilibrium principle and mathematic description for source contacting gas accumulation[J]. Geological Journal of China Universities, 2003, 9(3): 458-465.
- [15] 张金川, 刘丽芳, 张杰, 等. 根缘气(深盆气)成藏异常压力属性实验分析[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 119-122.
Zhang Jinchuan, Liu Lifang, Zhang Jie, et al. Experiments on the abnormal pressure of source-contacting gas(basin-centered gas)accumulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 119-122.
- [16] 张金川, 王志欣. 深盆气藏异常地层压力产生机制[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(1): 28-31.
Zhang Jinchuan, Wang Zhixin. Formation mechanism of abnormal

- pressures in deep-basin gas accumulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 28-31.
- [17] 张金川. 从深盆气到根缘气[J]. 天然气工业, 2006, 26(2): 46-48. Zhang Jinchuan. Source-contacting gas: Derived from deep basin gas or basin-centered gas[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(2): 46-48.
- [18] 张金川, 刘丽芳, 唐玄, 等. 川西坳陷根缘气藏异常地层压力[J]. 地学前缘, 2008, 15(2): 147-155. Zhang Jinchuan, Liu Lifang, Tang Xuan, et al. Abnormal pressure in the source-contacting gas reservoir in western Sichuan basin[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(2): 147-155.
- [19] 解国军, 金之钧, 杨丽娜. 深盆气成藏数值模拟[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(5): 13-17, 38. Xie Guojun, Jin Zhijun, Yang Li'na. Numerical simulation on accumulation mechanism of deep basin gas[J]. Journal of the University of Petroleum: Natural Science Edition, 2004, 28(5): 13-17, 38.
- [20] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 325-331. Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 325-331.
- [21] 邹才能, 袁选俊. “岩性-地层油气藏成藏控制因素与富集规律研究”课题攻关取得重大进展[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 624. Zou Caineng, Yuan Xuanjun. Significant progress of researches on controlling factors and enriching rules of lito-stratigraphic reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 624.
- [22] 张水昌, 米敬奎, 刘柳红, 等. 中国致密砂岩煤成气藏地质特征及成藏过程[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 320-330. Zhang Shuichang, Mi Jingkui, Liu Lihong, et al. Geological features and formation of coal-formed tight sandstone gas pools in China: Cases from Upper Paleozoic gas pools, Ordos Basin and Xujiahe Formation gas pools, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 320-330.
- [23] 李明瑞, 窦伟坦, 简宏斌, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界致密岩性气藏成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 56-61. Li Mingrui, Dou Weitan, Lin Hongbin, et al. Model for tight lithologic gas accumulation in Upper Palaeozoic, east of Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 56-61.
- [24] 赵文智, 王红军, 徐春春, 等. 川中地区须家河组天然气藏大范围成藏机理与富集条件[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 146-157. Zhao Wenzhi, Wang Hongjun, Xu Chunchun, et al. Reservoir-forming mechanism and enrichment conditions of the extensive Xujiahe Formation gas reservoirs, Central Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 146-157.
- [25] 胡素云, 郭秋麟, 湛卓恒, 等. 油气空间分布预测方法[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(1): 113-117. Hu Suyun, Guo Qiulin, Chen Zhuoheng, et al. A method of predicting petroleum resource spatial distribution and its application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(1): 113-117.
- [26] 郭秋麟, 谢红兵, 米石云, 等. 油气资源分布的分形特征及应用[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 379-385. Guo Qiulin, Xie Hongbing, Mi Shiyun, et al. Fractal model for petroleum resource distribution and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 379-385.
- [27] 张金川, 唐玄, 边瑞康, 等. 游离相天然气成藏动力连续方程[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 73-79. Zhang Jinchuan, Tang Xuan, Bian Ruikang, et al. Dynamic equations for nonassociated gas accumulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 73-79.
- [28] 石广仁. 一个精度较高的超压史数值模型[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(5): 235-239. Shi Guangren. A numerical model of overpressure history with higher accuracy[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(5): 235-239.
- [29] 赵文智, 邹才能, 谷志东, 等. 透镜体油气成藏机理初探[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(3): 273-284. Zhao Wenzhi, Zou Caineng, Gu Zhidong, et al. Preliminary discussion on accumulation mechanism of sand lens reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(3): 273-284.
- [30] 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 50-57. Li Mingcheng. Migration of oil and gas[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 50-57.
- [31] 石广仁. 油气盆地数值模拟方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 78-200. Shi Guangren. Numerical methods of petroliferous basin modeling[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 78-200.
- [32] 郭秋麟, 米石云, 石广仁, 等. 盆地模拟原理方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 93-157. Guo Qiulin, Mi Shiyun, Shi Guangren, et al. Numerical principle and methods of basin modeling[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 93-157.
- [33] 孙明亮, 柳广弟, 李剑. 气藏的盖层特征及划分标准[J]. 天然气工业, 2006, 26(2): 46-48. Sun Mingliang, Liu Guangdi, Li Jian. Features of cap rocks of gas pools and criteria of identification[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(2): 46-48.
- [34] 李成, 孙来喜, 袁京素, 等. 低渗透气藏气水界面预测新方法[J]. 钻采工艺, 2009, 32(3): 60-62. Li Cheng, Sun Laixi, Yuan Jingsu, et al. A new prediction method of gas/water interface in low permeability gas reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(3): 60-62.
- [35] 伍增贵, 吴永彬, 张义堂. 利用测井资料计算毛细管压力[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(5): 607-608. Wu Zengui, Wu Yongbing, Zhang Yitang. Calculation of capillary pressure using well log data[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(5): 607-608.
- [36] Nelson P H. Pore-throat size in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG, 2009, 93(3): 329-340.
- [37] 徐樟有, 宋丽, 吴欣松, 等. 川中地区上三叠统须家河组典型气藏解剖与天然气成藏主控因素分析[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(2): 7-11. Xu Zhangyou, Song Li, Wu Xinsong, et al. Typical gas reservoirs and main controlling factors of reservoir-forming of Upper Triassic Xujiahe Formation in central Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(2): 7-11.

第一作者简介: 郭秋麟(1963-), 男, 福建龙海人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事油气资源评价、盆地评价与数值模拟等研究工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院油气资源规划研究所, 邮政编码: 100083. E-mail: qlguo@petrochina.com.cn

收稿日期: 2010-02-09 修回日期: 2011-02-24

(编辑 黄昌武 绘图 刘方方)