

二次运移数学模型及其在鄂尔多斯盆地陇东地区长 8 段石油运移研究中的应用

罗晓容* 喻建 张发强 张刘平 侯平 杨颢
陈瑞银 陈占坤 周波

(中国科学院油气资源研究重点实验室, 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029;
中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司勘探开发研究院, 西安 710021)

摘要 建立在物理实验基础上的数学模拟技术正成为油气运移研究的重要手段. 基于油气趋向于沿着范围狭窄的优势路径发生运移的认识, 利用渗逾理论建立油气运聚数学模型, 厘定模型在不同运移实验条件下的适用性; 进而通过模拟分析, 讨论大尺度宏观均匀输导层内运移路径的特征. 最后以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长统长 8 油层段的运移研究为例, 分析盆地尺度油气运移路径特征. 获得油气在非均匀输导条件下形成优势运移路径的认识: 流体势的空间变化决定了石油二次运移的主要方向, 输导层的非均质性控制着油气二次运移路径的特征及形态.

关键词 油气运移 渗移理论 运聚数值模型 运移路径 输导层 非均匀性

由烃源岩排出的油气必须在输导层内经过一定距离的侧向运移才可能聚集成大油气田^[1]. 油气运移是发生在地质历史时期的动态过程, 不可能直接观察; 受实验条件的限制, 大尺度、长时间、可以考虑多种因素影响的实验往往也无法实现. 因而, 数学模拟技术正在成为油气运移研究的重要手段^[2~4].

在实际盆地中, 输导层从沉积到埋藏、成岩, 经历了复杂的地质作用和过程, 可以表征其输导能力的各种物理性质(孔隙结构、孔隙度、渗透率等)都表现出明显的非均匀性^[5]. 在以盆地模型及流体势场分析为主要方法的油气运移研究中, 输导层往往在更大的尺度上被视为宏观均匀的渗流介质^[6,7], 运移过程也被描述成近似均一的^[8~10], 输导层孔渗性质空间分布不均匀性的影响并不明显^[11]. 运移的路径往往被认为只是垂直于流体势等值线的流线, 主要受输导层之上盖层底面的构造起伏控制^[12].

近年来, 建立在渗逾理论基础上的驱替模型越来越多地应用到运移过程的研究中, 用以描述极度不均一的互不相溶流体间的排替行为和过程^[13,14]. 逾渗(Percolation), 也有人译为滲渗、渗滤、渗流, 是指流体在通道和非通道不规则随机分布的介质内的流动模式^[15]. 文献[16]将该模型引入孔隙介质内互不相溶两相流体排替过程的描述, 提出有外力作用下的“驱替逾渗”原则——较大喉道内驱替优先发生, 从而实现了流体在孔隙介质内最可能流动路径描述. 以后, 人们通过物理模拟实验, 研究各种因素对多相排替过程的影响, 总结出流体运移路径的模式, 采用渗逾理论和方法^[17]编制数学模型, 模拟分析排替过程^[3], 取得了良好的效果. 但这些工作目前还主要停留在实验室尺度的排替过程模拟分析, 缺乏对于盆地尺度条件下非均匀输导层内的运移过程的理论分析及实际应用.

收稿日期: 2006-07-28; 接受日期: 2007-03-08

国家重点基础研究发展计划项目(编号: 2003CB214605, G1999043310)资助

* E-mail: luoxr@mail.iggcas.ac.cn

在先前的研究中,张发强等^[18~21]曾通过物理模拟实验,研究各种因素对运移过程的影响,并总结出在浮力为主要运移动力的石油运移路径的三种模式:运移前缘基本水平、油柱发生整体运移的活塞式,前缘几个指状路径竞相生长、但其根部不断为向上移动的油柱浸没的指进式,以及单个路径不断发育、初始油水界面基本保持不动的爬藤式.不同模式运移路径的形成实际上是单位时间内运移动力可使得作为排替相的油突破喉道多寡的结果^[19,21,22],3种模式对应着不同的运移速度、效率和在路径上损失的残留油气量^[21].这些工作为本文中运移数学模型的设计和实现奠定了基础.

本文介绍了作者在先前物理实验获得的运移路径特征认识的基础上研制的,以浮力为主要动力的数学模型——MigMOD模型;分析其模拟运移过程的适用性,并根据动力学相似原理扩展数学模型的适用范围和尺度;最后以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长统长8段的输导体系为例,进行了在盆地尺度上油气运移路径形成过程的模拟分析.

1 MigMOD 模型及其适用性分析

1.1 MigMOD 模型

MigMOD模型中将孔隙结构抽象成四边形(二维)或四方体(三维)网状结构,由结点和结点间的连线组成,结点代表孔隙,连线代表喉道.设孔隙为球形空间,喉道为圆管状,其半径按照一定的规律随机分布^[23].利用实验数据或实际岩样测试资料按照一定的随机模型进行输导介质的孔隙结构建模.

假设流体是不可压缩的,两种流体之间存在截然的界面(无混溶和扩散现象),一个孔隙中只能饱和一种流体,即不存在两相共存于一个孔隙中的情况.初始条件下,孔隙介质被水饱和.当油气进入网格,在连续油柱界面上的每个孔隙和喉道都对应一定大小的毛细管力,同时受到油柱在水中产生的浮力的作用.模型中暂未考虑可能存在的运移路径卡断和分段运移^[18,20],因而每个界面孔隙或喉道上的浮力为该点到网格下部油水界面的油柱高度所产生.

模型中定义驱动力为 $\delta P = P_b - P_c$.其中 P_c 为毛细管力:

$$P_c = \frac{2\gamma}{r} \cos \theta, \quad (1)$$

式中 γ 为两相流体间的界面张力, r 为孔隙介质的吼

道半径, θ 为水在固体表面的接触角.

浮力 P_b 可以下式计算:

$$P_b = P_0 + \Delta \rho g h_i, \quad (2)$$

式中, h_i 表示对应网格点据基准面的实际高程, P_0 为在 $h_i = 0$ 处的初始压力(可以理解为初始油柱产生的浮力), $\Delta \rho$ 为两相流体的密度差, g 为重力加速度.

逾渗模型是描述流体在随机介质中运动特征的数学模型,属概率论的范畴^[15].这种模型设在一给定的网络中,各个结点可以随机地被侵占的概率为 P ,不被侵占的概率为 $1-P$,将系统中若干个相邻的被侵占的结点称为集团.当 P 的值相对较小时,系统内的集团数目较少,集团也较小.当在某种因素的作用下, P 值增加,集团的数目和大小都将增加,当 P 达到某一阈值,系统中至少形成一个从系统的一侧穿过系统达到另一侧的集团,这时称系统内发生了渗流.

MigMOD模型的设计遵循逾渗模型的基本原则,但对运移路径(相当于集团)的扩展方式作了改进:当连续路径边界上上某一喉道处的浮力大于毛细管力时,油气便进入与之相连的孔隙,使得路径增加.运移相在连续路径上可在一个或数个运移动力差值最大的喉道同时突破,其数目的选择取决于这些喉道相连的孔隙体积及路径所供给的油气体积.为适应不同条件下的运移、聚集过程,油气注入的方式有多种:单点的、多点的、连片的、随机的等等.油进入一个新的孔隙以后,不会沿进入的喉道回流.对于二维情况,在一部分水占据的网格空间完全被油包围的情况下,采用油气在三维空间运移的条件,油可继续进入该空间^[23].

图1是利用上述模型对油在二维模型和三维模型中运移路径特征的模拟结果:图1(a)为一垂直竖立的正方形二维模型,图1(b)为一垂直竖立的正方形底面三维柱状模型.模型中全部网格代表具有一定孔渗能力的介质,即为运移的通道,将油气在通道中占据的结点和连线所构成的枝状结构称为运移路径.

图1中,在浮力作用下,从底边或底面进入模型的油向上运移,形成一系列指状路径,它们相互竞争,最后只有少数路径能够上升到模型顶部.

1.2 模型适用性分析

在与物理实验相同的条件下,数学模型的结果应该能够获得相似的结果.上述模型中实际上没有考虑两相流体排替过程中的时间因素,因而只是一

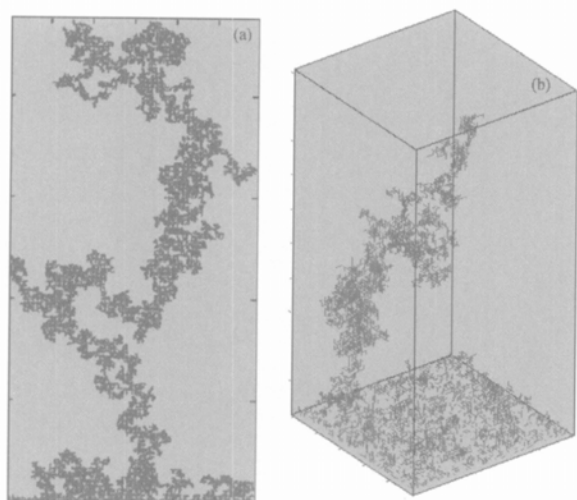


图 1 利用 MigMOD 模型模拟的孔隙介质通道内的油运移路径

(a) 二维模型; (b) 三维模型

个描述性模型. 需要通过改变数学模型内突破点数和调校部分参数来实现对运移过程的描述.

作者利用底部注油的板状模型, 采用与物理模型对应的参数条件建立了相应的数学模型, 设其底部一层孔隙为连续的油并占据. 可以通过改变每一运算步长内可发生突破的喉道数目来实现改变施加在这层油上的注入压力. 图 2(b)~(e)显示了一个系列油气运移过程模拟分析的结果, 图 2(a)为用来对比的物理模拟实验的结果.

物理实验中所获得的各种模式的油气运移路径

均具有分形特征^[13], 而且这种分形特征在相当大的尺度范围内保持不变性, 故前人多采用分形方法对实验和模拟的结果进行对比分析^[3,14,17]. 对图 2 中各图像用分形方法处理, 获得图 2(a)中的图像的分形维数 D 为 1.28, 而图 2(b)~(e)的分形维数分别为 1.28, 1.27, 1.28 和 1.29.

为分辨这些图像之间的异同, 我们在图 2 各图像中以运移路径上的像素除以整个模型的像素, 获得路径在通道中的比例, 定义为路径油饱和度 S_o . 图 1(a)~(e)中的路径油饱和度 S_o 分别为 20.42%, 12.42%, 15.42%, 20.18% 和 30.42%. 这个参数表明图 2(d)与图 2(a)的图像更为接近.

在上述工作基础上, 分别考虑各种因素的影响, 对运移路径的形成过程进行了模拟分析. 这些因素包括颗粒表面润湿性、注入流体性质(密度、粘度、表面张力等)、模型倾斜角度等. 其结果基本上与物理模拟的结果可以对比. 图 3 为模拟不同初始油柱高度条件下油在一矩形模型中运移的结果.

2 概念模型运聚模拟

建立 MigMOD 模型的目的在于能够在盆地尺度模拟分析油气运移、聚集的过程, 从而为油气成藏动力学分析提供定量分析的根据. 这需要在相对较少的网格数条件下将 MigMOD 模型从微观尺度扩展到宏观物理模型尺度或盆地尺度, 同时保证数学模型与实际地质模型间的流体动力相似性.

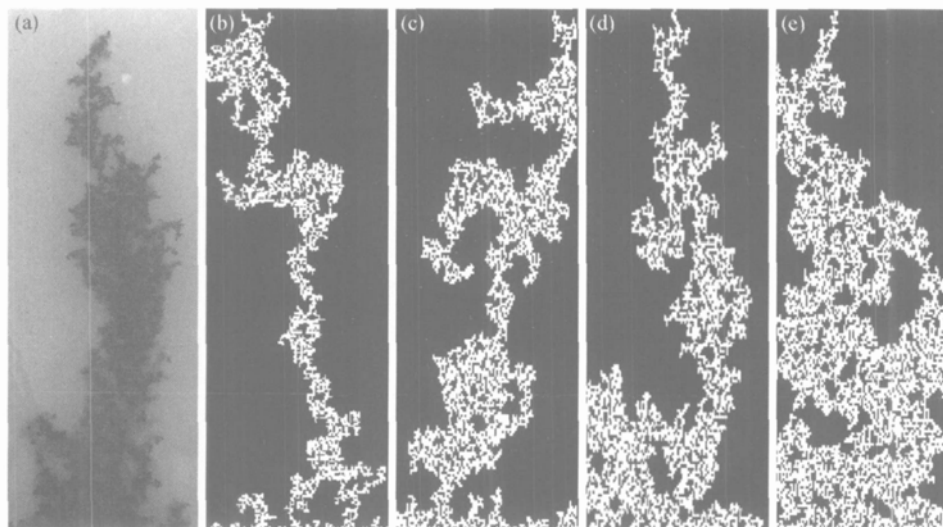


图 2 石油二次运移物理模拟实验与数值模拟实验图片

(a) 物理模拟实验结果; (b)~(e) 前缘突破点数分别为 5, 10, 15, 20 的数值模拟实验结果

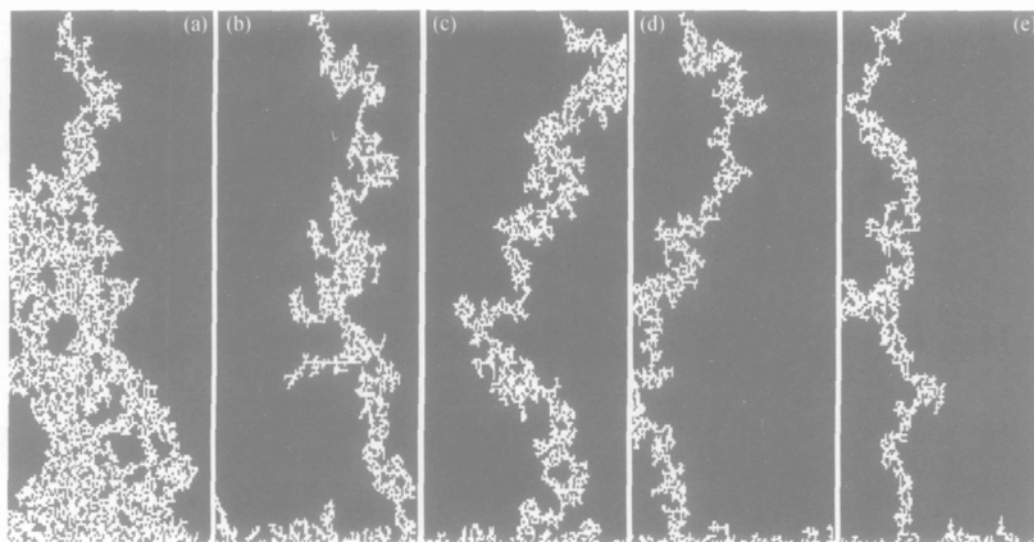


图 3 不同水油密度差条件下运移路径特征模拟结果

(a) $\Delta\rho = 0.1 \text{ kg/m}^3$, $S_o = 26.11$, $D = 1.32$; (b) $\Delta\rho = 0.3 \text{ kg/m}^3$, $S_o = 11.85$, $D = 1.23$; (c) $\Delta\rho = 0.5 \text{ kg/m}^3$, $S_o = 8.62$, $D = 1.24$; (d) $\Delta\rho = 0.7 \text{ kg/m}^3$, $S_o = 8.25$, $D = 1.20$; (e) $\Delta\rho = 0.9 \text{ kg/m}^3$, $S_o = 8.25$, $D = 1.22$

2.1 尺度放大的思想

在以达西定律为基础的流体动力学模型中, 尺度放大(upscaling)的实现主要采用网格粗化的方法获得, 即在更大的尺度上采用合适的方法获得某参数在低一级网格的平均值^[24~27]. 而逾渗模型中流体的渗流特征在网格结点被侵占的概率达到阈值时发生相变, 特别是其相关长度在该阈值附近趋向于无穷大, 因而逾渗模型的尺度放大可以采用重正化群的理论^[15,28], 通过改变标尺的尺度来表现物理量的变化规律. 图 4 所示为采用重正化群理论进行尺度放大的结果. 从图 4(a)到(b), 尺度放大一倍, 将网格图 4(a)中每 9 个结点组成的网格单元视为一个元胞, 每个元胞中只要被侵占的结点相连, 穿过该元胞, 则该元胞被认为是被侵占, 否则就是未被侵占. 在放大的网格图 4(b)中, 原来的元胞粗化为一个 4 结点的网格,

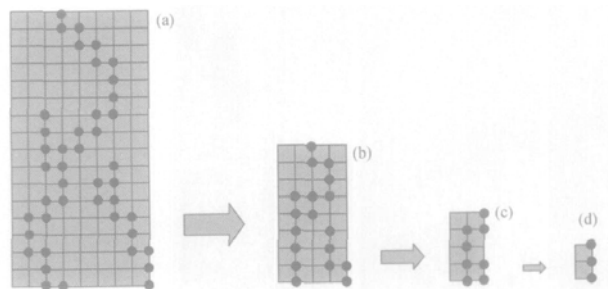


图 4 采用重正化群的思想进行尺度放大方法
从(a)到(d), 每次放大一倍

若原元胞被侵占, 则新网格的右下角结点为侵占, 否则该网格空白; 原先邻近的元胞都被侵占, 但在新网格中不相连, 则在其间插入一个被侵占的结点将两个结点连起来. 依此类推, 原先网格图 4(a)中运移路径在尺度放大后成为网格图 4(b)中的路径; 进一步, 再逐步放大为网格图 4(c)和(d)上的新路径.

在对孔隙介质中油气运移的模拟中, 当模型尺度较小时, 网格可以直接表示孔隙尺度大小; 但当模拟更大的尺度时, 根据地质模型的尺度将一定范围内的某渗流参数的特征值赋予一个放大的网格单元, 也可以用更为宏观的参数替代之. 如原先每个单元用毛细管力表示的喉道排替力可在更大的尺度上用岩石排替压力代替, 而后者可以通过岩石的压汞曲线获得. 再向更高的尺度扩大, 则用宏观的排替压力的均值. 以此类推, 逐级使得网格单元代表更大尺度的输导层, 直到模拟分析的(盆地)尺度.

发生在孔隙介质输导层内的油气运移方向及路径特征是运移动力和运移阻力共同作用的结果^[11,27]. 实际盆地内发生的油气二次运移大都在浮力作用下发生, 而毛细管力在运移过程中始终起着阻力作用, 因而可以利用 Wilkinson^[17]定义的一个无量纲的特征参数——Bond 数——来表征重力与毛细管力间的作用关系:

$$B_o = \frac{(\rho_w - \rho_o)gr^2}{\sigma \cos \gamma}, \quad (3)$$

式中, σ 为界面张力, γ 为接触角, ρ_w 和 ρ_o 分别为水和油气密度, g 为重力加速度, r 为孔隙介质的特征喉道半径. 由(3)式, Bond 数 B_o 为输导层孔隙介质的特征重力与特征毛细管力之比, 特征毛细管力越小则 B_o 值越大, 反之亦然.

2.2 理想生储盖-背斜组合系统中的运移聚集模拟

由正常的烃源岩、储集层、盖层组合构成的背斜圈闭成藏系统中(图 5), 砂岩层构成油气运移的输导层, 由下部烃源岩层生成并排出的油气首先进入输导层的底部, 进而垂直向上运移到达输导层顶部, 然后在上覆盖层之下向上倾方向侧向运移, 最终在背斜圈闭中聚集成藏^[11]. 图 5 所示的剖面的宽度为 5000 m, 背斜两翼地层的倾角为 20° ; 输导层为在横向上连续的均质孔隙介质, 初始条件下完全为水饱和, 颗粒为水润湿; 上覆盖层的排替压力较输导层高 2 个数量级.

本模型采取了多点注入的方法, 在烃源岩与输导层的界面上设置一系列注入点, 由深到浅依次向输导层注入油气. 图 5 所示的模拟结果描述了油在水润湿输导层中的二次运移过程. 油从源岩中排出以后首先在储集层底部聚集, 随着石油继续进入输导层, 底部聚集油层厚度不断增加. 一旦一个连续的油柱高度所产生的浮力超过了输导层的阻力, 油开始穿过储集层垂向运移(图 5(a)); 当油遇到上覆的盖层时, 它便沿着储集层盖层界面上倾方向侧向运移, 直到圈闭(图 5(a), (b)), 随之在圈闭中聚集起来(图 5(c)). 后来从源岩其他排出点排出的油在向上运移的过程中, 若遇到已存在的路径, 则直接利用之, 而不再开辟新的路径(图 5(d), (e), (f)). 路径的颜色表示油气沿该路径运移的相对通量, 表明从烃源运移出来的石油在路径上的汇集程度. 因而路径的越偏向红色、黄色, 该路径就越易成为运移的主路径, 而黑色路径表示一些次要运移路径. 当圈闭中油柱达到一定高度, 油在浮力作用下有可能突破盖层的封盖而开始溢出(图 5(f)).

2.3 平面模型

石油除了在垂向上沿优势路径运移以外, 在侧向上也形成优势运移的路径. 在水动力作用微弱的条件下, 二次运移的驱动力为浮力, 从烃源岩进入疏导层的油气在浮力的作用下向上运移; 受到上部盖

层的遮挡作用, 将改变方向, 趋于向均质输导层顶面倾斜率最大的方向移动. 若圈闭远离烃源岩区, 则运移距离较长, 油气运移的方向和在运移过程中的损失量决定着这些圈闭内形成的油气藏规模. 许多学者认为, 盆地的几何形状会影响到油气运移路径的特征, 油气倾向于在流体势等值线密集的部位运移, 伸向烃源灶的构造脊上更易于成为油气运移的通道^[9,12].

根据文献[12]提出的两种运聚概念模型(图 6)——前陆盆地模型和向斜模型, 我们建立了油气运移的平面模型, 利用 MigMOD 模型对这两个模型内的油运移路径特征进行模拟分析. 前陆盆地模型为一个一侧为生烃洼陷, 另一侧为两个向生烃洼陷伸入的构造脊(图 6(a)); 向斜模型为一个简单的中间洼两边高的近椭圆地形(图 6(b)).

为了使模拟更适合实际地质条件, 同时考虑到目前我们的计算能力和机时限制, 模型采用了 250000 个单元网格, 设输导层的孔喉分布符合正态分布, 不考虑水动力的作用. 在沉积中心, 油气从底部运移到输导层以后便在盖层底部向上倾方向发生横向运移. 运移的动力为因构造起伏和油-水密度差而形成的浮力, 在模型中转换为油气流体势.

从前陆盆地模型的模拟结果(图 6(a))来看, 运移的主要路径沿着伸入生烃中心的两个构造脊形成, 在石油达到构造脊之前, 往往有很多分枝, 之后便汇聚成一条主通道. 油气在近椭圆向斜中的运移如图 6(b)所示, 主要的运移路径集中于向斜长轴的垂直方向. 显然, 油气沿向斜的两翼方向运移并不因为其生烃灶为长条形, 而是由于向斜周围不一样的构造起伏所引起的流体势场较强的变化率的缘故.

文献[12]原先想用这两个盆地运移模型来表示两类不同的油气运移模式: 前陆盆地的模式是运移的油气向构造脊汇聚, 而向斜模型则代表了发散状的运移路径. 石油在前一模型的运移过程中的损失要小于后者, 除非向斜中存在着其他条件(如渗透率的非均质性), 使得石油在其中的运移通道较少.

在宏观均匀的输导层模型中, 我们的模拟结果基本上符合按照流体势所给出的流向方向(图 6): 运移路径主要分布在长条形向斜烃源岩的两侧, 以及伸入烃源岩的鼻状构造脊. 但在运移过程中, 运移路径不像单纯按流体势给出的流线那样相互平行, 运

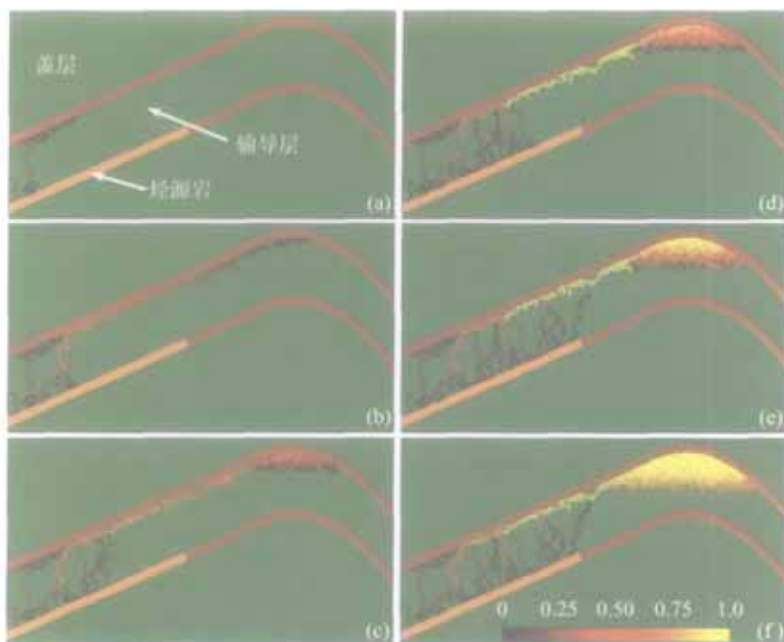


图 5 油在一生储盖层组合构成的背斜构造系统内的运移过程模拟分析
(a) 给出了生储盖层的分布; (f) 给出了运移路径内油运移的相对通量

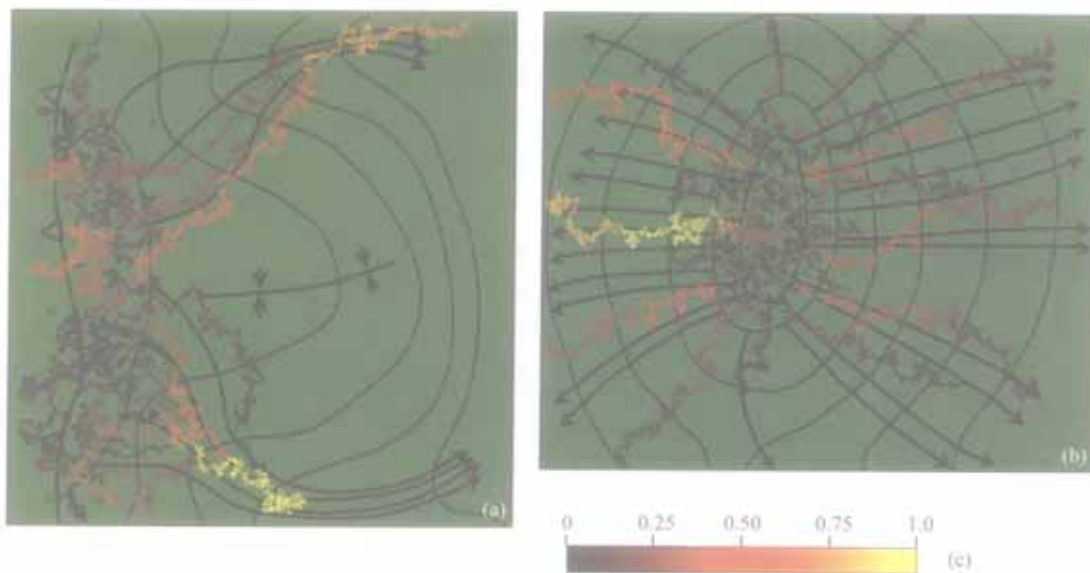


图 6 MigMOD 模型应用于概念盆地模型所模拟的油气运移路径结果

(a) 前陆盆地模型; (b) 椭圆形盆地模型; (c) 运移烃相对量标尺. 图中流体势等值线及流体流线均据 Allen A 和 Allen J R^[12] 的模型给出

移过程中路径之间经常发生合并, 在向斜盆地模型中的油气运移也不单纯是分散的, 而是总体发散、局部汇集. 在优势的运移方向上, 除运移路径相对较多, 运移路径中运移的油气的通量也相对较高(图 6). 理论上讲, 石油聚集带的分布应该更靠近这些运移烃量大的运移路径, 通过追踪这些的运移路径, 更易于发现油气聚集.

3 应用实例

为测试 MigMOD 模型在实际盆地的适用性, 作者选择鄂尔多斯盆地陇东地区延长统长 8 段输导体系进行油气运聚模拟分析.

研究区地处鄂尔多斯盆地西南部, 北起洪德、南至宁县、西达演武、东到张岔, 构造上属陕北斜坡与

天环向斜的西南段, 总面积约为 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 7)。受古亚洲构造域、滨太平洋构造域和特提斯-喜马拉雅构造域地壳运动的影响, 鄂尔多斯盆地成为一个古生代稳定沉降, 中生代拗陷迁移, 新生代周边扭动、断陷的多旋回叠合盆地^[29]。盆地自晚三叠世至白垩纪接受多旋回河流-湖泊相碎屑岩沉积, 依次沉积有三叠统延长组, 侏罗系富县组、延安组、直罗组 and 安定组, 白垩系洛河-宜君组、华池组、环河组、罗汉洞-泾川组, 累计厚度可达 3000~4000 m, 在盆地东南部保存的地层厚度最大^[29]。早白垩世晚期以来, 盆地整体抬升并遭受剥蚀, 第三系以红土为主的洪积物不规则分布, 为遍布盆地但厚度不等的第四系黄土所覆盖^[30]。

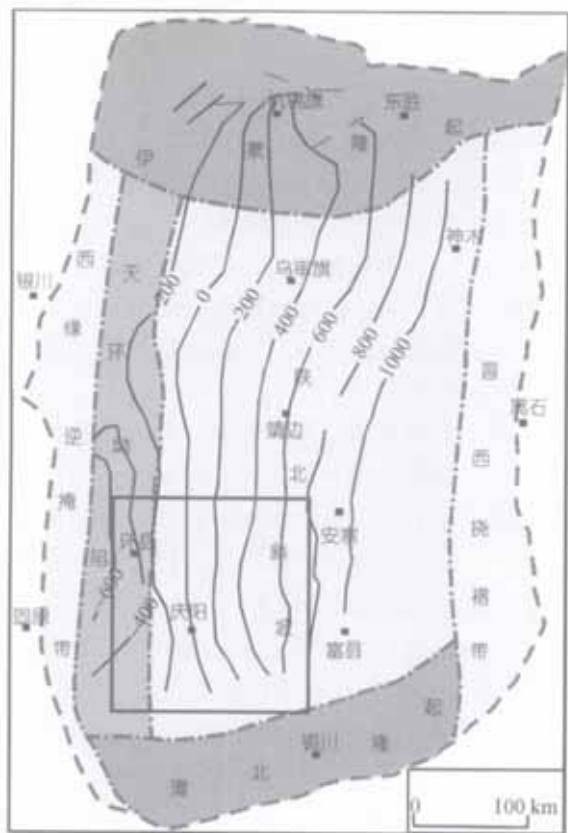


图 7 鄂尔多斯盆地构造区划及研究区位置图(据闵琪等[2001]修改)

晚三叠世, 盆地周缘相对抬升, 形成面积大、水域广的大型鄂尔多斯湖盆, 根据湖盆演化沉积序列把上三叠统延长组分为 10 个油层段^[29]。其中长 8 段~

长 7 段沉积期为湖盆发展的湖进期, 其早期沉积为灰绿色块状长石砂岩, 后期为灰绿色-灰黑色泥岩, 总沉积厚度 100~300 m, 是主要油源岩层^[31~33]。

长 8 层段沉积于湖盆扩展期, 范围广, 沉积厚度 80~280 m。其中泥岩厚度最小 32 m, 最大达 149 m, 平均泥砂比 45%。由于构造应力微弱, 地层平缓, 在沉积体系类型和差异构造升降因素控制下, 主要发育岩性圈闭和地层-岩性圈闭^[31]。长 8 段地层内的储层大都是低渗储层^[29,34], 绝大部分含油储层的渗透率在 1~2 md 之间, 排替压力大于 0.2 MPa, 属特低渗、超低渗储层^[34]。

关于研究区低渗储层内油气运聚成藏机理的讨论由来已久^[31,35,36], 问题的关键是含油气的低渗储层油气是如何进入并保持较为均匀的含油饱和度。作者在对这些低渗储层的成岩过程及与油气充注间关系进行深入分析的基础上^[37,38], 提出以西峰油田为代表的陇东地区延长组长 8 段的油气运聚成藏模型¹⁾: 西峰油田长 8 段主力油层至少发生 3 期油充注。在侏罗纪晚期第一、二次成藏时, 储层孔渗性良好, 已生成的油气在浮力作用下发生侧向运移; 以后发生的压实、胶结等成岩作用使得储层变为低渗; 早白垩世晚期第 3 次油气运聚成藏时油气利用先前与油长期接触而具亲油性的残留路径网络, 沿优势输导通道侧向运移、聚集。

在沉积、成岩作用研究基础上, 作者分析了油气运聚期主要目的层的孔渗状况, 认识岩石储集连通性能, 建立油气运聚的输导格架¹⁾。作者认为, 成岩作用在大量地下水循环条件下才能进行, 相同的成岩过程和成岩系列表明了无论砂岩体之间具有何种空间关系和流体通道, 它们之间在成岩作用发生时构成了统一的流体动力学系统, 相互间是连通的。因而在长 8 段主要砂体分布的基础上, 通过分析储层流体(包括油、气、水)和物性特征、主要砂体内成岩序列的空间分布等, 确定砂体之间的水动力连通关系, 建立起以不同物性参数表示的输导格架¹⁾。通过分析和比较, 我们认为在研究区以孔隙度 $\times$ 砂层厚度($\phi \cdot H$)为输导性能参数来描述砂体的输导性能较为适当。孔隙度的分布代表了输导层(储层)可容纳流体空间的分布, 由于研究区孔隙度与渗透率的对数存在着线形关系^[37], 孔隙度的大小也对应着输导层

1) 罗晓容. 陇东地区延长组 6~8 段石油运聚规律及成藏特征研究. 长庆油田研究院(内部报告). 2006

的输导性能。因而,当以油层段为输导层单位时, $\phi \cdot H$ 值的大小代表了输导层在非均匀渗流条件下孔渗条件相对较好的连通输导层存在的概率。图 8(a)为侏罗纪末期长 8₁ 段以输导参数古孔隙度 $\times$ 砂岩厚度表示的输导格架平面展布图。图中白色的基底为泥岩分布区,灰色部分勾勒出砂体的轮廓。图中输导格架的输导性能用灰色及由浅变深的绿色颜色系列给出,灰色的输导性能最差,绿色越深,输导性能越好。

由图 8(a)可见,陇东地区长 8 段 $\phi \cdot H$ 高值区分布较广,输导体系显示出明显的非均匀特征。从研究区北部吴旗两支高值输导砂体向南西方向延伸,在白豹地区合二为一,形成近席状砂体;继续向南西,在里 51 井—里 37 井一带砂体合并,形成向着马岭延伸的良好通道,并继续向南与西峰-庆阳高值区汇合;在里 31 井附近一支输导砂体向西延伸到环 60 井。在研究区西南部,连通性良好的输导砂体自剖 14 井向北东方向延伸,到西峰后分岔,北部高值区沿西 74 井—西 17 井延伸延伸到庆阳西部又分为两支,西部一支向北北西方向延伸至马岭;主体砂体经庄 22 井延伸到城 86 井。西峰东部的一支输导砂体经西 86 井到合水,随后继续分岔,延伸至在庄 10 井—庄 61 井一带渐变为低值区(图 8(a))。

通过盆地模拟演化过程的模拟分析^[39,40],可以获得长 8₁ 层段顶面的在不同地质时间的流体势场,图 8(b)为长 8₁ 段地层顶面在侏罗纪末期的(油)流体势及对应的流线图。至此,利用 Mig-MOD 模型可以进行油气路径的模拟分析。图 9 是结合流体势场和输导格架模拟获得的运移路径分布特征图。

图 9 中过耿 2 井-木 15 井-宁 31 井-正宁的曲线以东为当时长 8₁ 段烃源岩的排烃范围。图 9 中不同的路径颜色代表了流过该路径的石油相对通量,颜色越向红色、黄色偏移,路径的优势度越高,油气聚集的程度也高。

由图 9 可见,在排烃范围以内,石油运移普遍发生,但只有在输导系统内才因石油的侧向运移而形成明显的优势路径,在一些输导性能好的连通输导砂体内发生运移路径的汇合和石油聚集。特别在白 248 井-白 241 井-白 243 井-白 264 井-华池区带、庄 39 井-庄 43 井区带、合水区带、庆阳区带等地形成石

油聚集。其他区域,油气可以广泛地发生运移,但因输导条件差、运移动力小,往往只在局部运移,没有石油聚集,也就难以形成规模的油藏。图 9 的模拟结果显示了研究区“井井有油、油田才流”的石油分布特征。

对于成熟烃源岩范围之外区域,运移也只能沿着主干输导体发生,主要表现在从里 61 井向环 61 井—环 60 井方向的运移;由里 56 井、城 88 井、庆 56 井、庆 50 井、马岭等输导砂体向西峰、西 86 井及更西方向的集中;由合水向宁 34 及更南的方向因运移动力较强也可能发生过重要的运移。

从目前已发现的油田位置(图 9 中兰色轮廓线圈定的范围)与运移路径和油气聚集范围的比较,吻合程度较好。只有镇北油田在主要运移路径范围之外,但可以由上覆长 7 段烃源岩供烃的模式加以解释¹⁾。

4 结论

在物理实验基础上建立的,以浮力为主要运移动力、孔喉分布确定的逾渗模型,可以综合考虑油气运移的动力和通道两方面的作用,获得符合油气在孔隙介质内运移特征的路径。该模型适用于不同尺度的运移条件,可以较为理想地模拟和表现油气运移的动力和通道间的关系,可较好地模拟油田尺度的油气运移过程。

即便在宏观均质的输导层内,油气运移路径也表现出明显的非均匀性。这种非均匀性一方面表现为运移路径数目的差异,在利于运移的通道附近集中;另一方面,在利于运移的通道附近的运移路径内,油气运移的通量相对较大。在流体势的空间变化决定了石油二次运移主要方向的前提下,输导层的非均质性控制着油气二次运移路径的特征及形态。

结合古输导格架与油气流体势场,对陇东地区的油气运聚特征进行的模拟分析结果表明,长 8 段输导体系内,油气主要由研究区北东部分的生烃中心向南西方向沿高渗输导层带运移;部分油气可沿着砂体通道向东、东北、西及西南等几个方向运移,在白 241 井-华池、庄 39 井-庄 43 井、合水、庆阳、西峰区带等区带形成有利聚集;并有可能向西 86 井及更西、宁 34 及更南等方向继续运移、聚集成藏。

1) 同 79 页脚注 1)

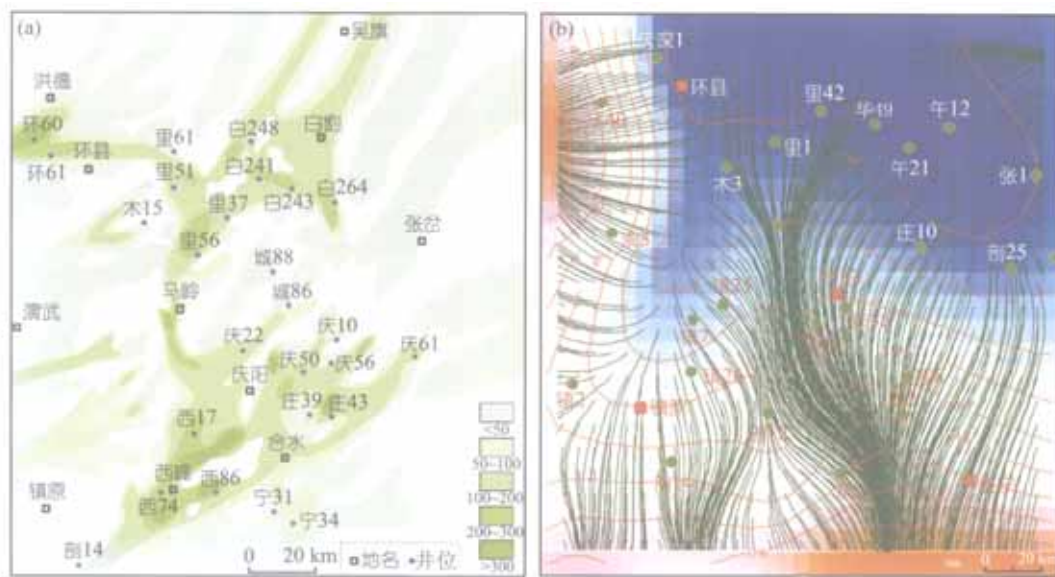


图8 侏罗纪末期长8¹段以输导参数 $\phi \cdot H$ 表示的输导格架平面展布(a), 及当时长8¹段地层顶面流体势及流线特征(b)

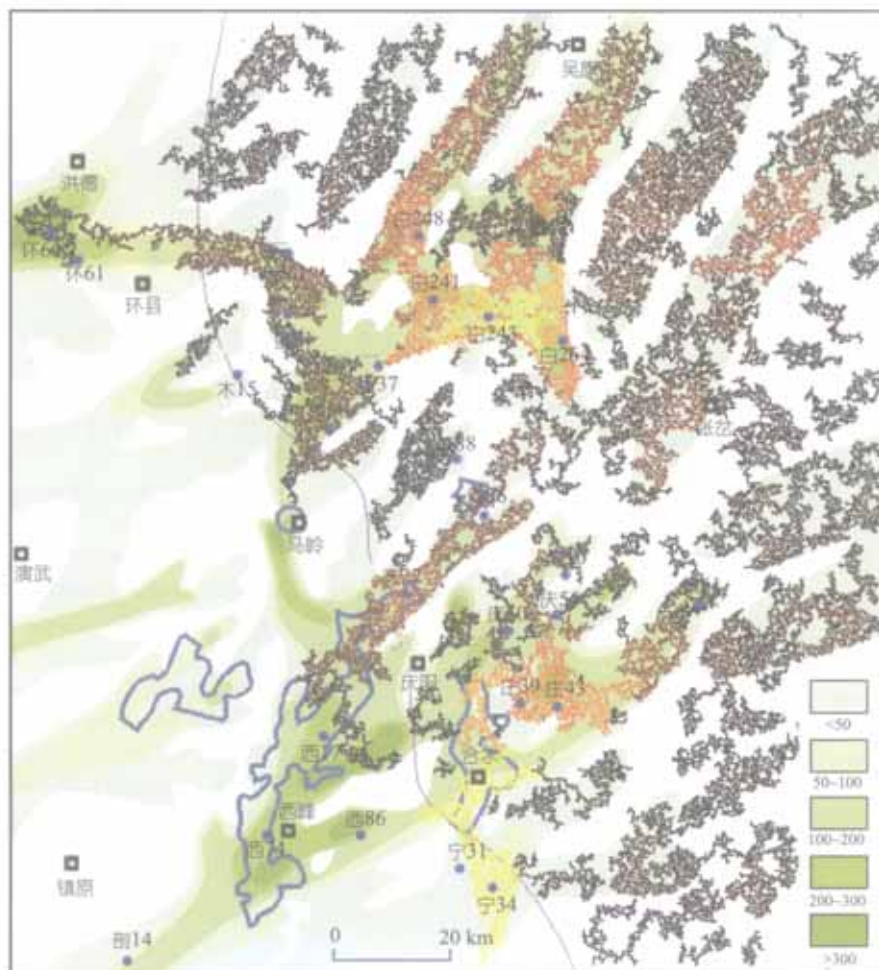


图9 模拟获得的研究区侏罗纪末长8¹段输导格架内油气运移路径特征

参 考 文 献

- 1 张厚福, 方朝亮, 高先志, 等. 石油地质学. 北京: 石油工业出版社, 2000. 345
- 2 Ungerer P, Burrus J, Doligez B, et al. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 1990, 74: 309—335
- 3 Hirsch L M, Thompson A H. Minimum saturations and buoyancy in secondary migration. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 1995, 79: 696—710
- 4 Meakin P, Wagner G, Vedvik A, et al. Invasion percolation and secondary migration: experiments and simulations. *Mar Pet Geol*, 2000, 17: 777—795
- 5 Weber K J. How heterogeneity affects oil recovery. In: Lake L W, Carroll Jr H B, eds. *Reservoir Characterization*. New York: Academic Press, 1986. 487—544
- 6 Marle C. Les écoulements polyphasiques en milieux poreux, *Cour de production*, Tome IV. Paris: Technip, 1972
- 7 De Marsily G. *Hydrogéologie quantitative*. Paris: Masson, 1981
- 8 Hubbert M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 1953, 37: 1954—2026
- 9 Hindle A D. Petroleum Migration Pathways and Charge Concentration: A three-Dimensional Model. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 1997, 81: 1451—1481
- 10 Bekele E, Person M, de Marsily G. Petroleum migration pathways and charge concentration: a three-dimensional model: discussion. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 1999, 83: 1015—1019
- 11 England D A, Mackenzie A S, Mann D M, et al. The movement entrapment of petroleum fluid in the subsurface. *J Geol Soc, London*, 1987, 114: 327—347
- 12 Allen A, Allen J R. *Basin Analysis: Principles and Applications*. London: Blackwell Scientific Publishing, 1990
- 13 Lenormand R, Touboul E, Zarcone C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media. *J Fluid Mech*, 1988, 189: 165—187
- 14 Wagner G, Birovljev A, Meakin P, et al. Fragmentation and migration of invasion percolation cluster: experiments and simulations. *Phy Rev E*, 1997, 55: 7015—7029
- 15 孙霞, 吴自勤, 黄韵. 分形原理及其应用. 合肥: 中国科技大学出版社, 2003. 143—159
- 16 Wilkinson D, Willemsen J F. Invasion percolation: a new form of percolation theory. *J Phys A*, 1983, 16: 3365—3376
- 17 Wilkinson D. Percolation effects in immiscible displacement. *Phys Rev A*, 1986, 34: 1380—1391
- 18 张发强, 苗盛, 王为民, 等. 石油二次运移优势路径形成过程实验及机理分析. *石油实验地质*, 2003, 25(1): 69—75
- 19 张发强, 苗盛, 王为民, 等. 石油二次运移优势路径形成过程实验及其影响因素. *地质科学*, 2004, 39(2): 159—167
- 20 Luo X R, Zhang F Q, Miao S, et al. Experimental verification of oil saturation and loss during secondary migration. *J Petrol Geol*, 2004, 27: 241—251
- 21 侯平, 周波, 罗晓容. 石油二次运移路径的模式分析. *中国科学 D 辑: 地球科学*, 2004, 34(增): 162—168
- 22 Tokunaga T K, Mogi O, Matsubara H, et al. Buoyancy and Interfacial force effects on two-phase displacement patterns: an experimental study. *Am Assoc Pet Geol Bull*, 2000, 84: 65—74
- 23 赵树贤, 罗晓容. 石油微观渗流数值模拟实验. *系统仿真学报*, 2003, 15(10): 1477—1480
- 24 Warren J E, Price H S. Flow in heterogeneous porous media. *SPE J* Sept, 1961. 153—169
- 25 Durlofsky L J. Numerical calculation of equivalent grid block permeability tensors for heterogeneous porous media. *Water Resour Res*, 1991, 27: 699—708
- 26 Jackson M D, Muggeridge A H, Yoshida S, et al. Upscaling permeability measurements within complex heterolithic tidal sandstones. *Math Geol*, 2003, 35: 499—520
- 27 Kruegel R R, Noetinger B. Calculation of internodal transmissibilities in finite difference models of flow in heterogeneous media. *Water Resour Res*, 1994, 31: 943—959
- 28 King P R. The use of renormalization for calculating effective permeability. *Transp Porous Media*, 1989, 4: 37—58
- 29 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律. 北京: 石油工业出版社, 2002
- 30 邱领军, 张东阳, 王宏科. 鄂尔多斯盆地喜山期构造运动与油气成藏. *石油学报*, 2003, 24(2): 34—37
- 31 付金华, 罗安湘, 喻建, 等. 西峰油田成藏地质特征及勘探方向. *石油学报*, 2004, 25(2): 25—29
- 32 陈安定. 陕甘宁盆地中生界生油层特征. 中国含油气盆地烃源岩评价编委会编. *中国含油气盆地烃源岩评价*. 北京: 石油工业出版社, 1989. 421—437
- 33 杨华, 张文正. 论鄂尔多斯盆地长 7 段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用: 地质地球化学特征. *地球化学*, 2005, 34(2): 147—154
- 34 何自新, 贺静. 鄂尔多斯盆地中生界储层图册. 北京: 石油工业出版社, 2004
- 35 蒋凌志, 顾家裕, 郭彬程. 中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理. *沉积学报*, 2004, 22(1): 13—18
- 36 谢继容, 张健, 魏小微, 等. 公山庙沙一段油气藏低孔渗储层产油机理研究. *天然气工业*, 2003, 23(3): 34—37
- 37 陈占坤, 吴亚生, 罗晓容, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长 8 段古输导格架恢复. *地质学报*, 2006, 80(5): 718—723
- 38 武明辉, 张刘平, 罗晓容, 等. 西峰油田延长组长 8 段储层流体作用期次分析. *石油与天然气地质*, 2006, 27(1): 33—36
- 39 陈瑞银, 罗晓容, 陈占坤, 等. 鄂尔多斯盆地埋藏演化史恢复. *石油学报*, 2006, 27(2): 43—47
- 40 陈瑞银, 罗晓容, 陈占坤, 等. 鄂尔多斯盆地中生代地层剥蚀量估算及其地质意义. *地质学报*, 2006, 80(5): 685—693