

砂岩透镜体成藏动力学过程模拟与 含油气性定量预测

陈冬霞¹, 庞雄奇¹, 邱桂强², 张俊¹, 高永进²

1. 中国石油大学石油与天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249

2. 胜利油田股份有限公司地质科学研究院, 山东东营 257015

摘要: 砂岩透镜体油藏作为我国东部油气储量增长的重点, 其成藏动力学研究对于搞清这类特殊油气藏的成藏机理及定量评价和预测圈闭的含油气性具有重要意义。本文利用数值模拟结合地质分析的方法, 在对成藏动力与成藏阻力进行系统分析的基础上, 通过建立成藏动力地质模型和数学模型及成藏动力学特征方程, 对砂岩透镜体成藏过程进行模拟。研究结果表明, 成藏主动力包括砂泥岩毛细管压力差、烃浓度差引起的扩散力、烃生成产生的膨胀力, 成藏阻力主要为砂体内毛细管阻力及岩石的粘滞力和吸附力; 东营凹陷岩性油气藏能否成藏主要受泥岩排烃强度、储层孔隙度、渗透率、地层埋藏深度、泥(页岩)厚度与砂体厚度之比等因素的综合影响; 岩性油气藏的形成具有阶段性, 在晚成岩阶段, 成藏动力大于成藏阻力, 油气开始充注, 岩性油气藏的形成存在门限深度。利用成藏动力学特征模拟, 建立了成藏动力与含油性的定量关系, 还可以很好地对平面上砂体的含油饱和度分布进行预测。

关键词: 东营凹陷; 砂岩透镜体; 成藏动力; 成藏阻力; 定量预测。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2008)01-0083-08

收稿日期: 2007-07-08

Process Simulation of Hydrocarbon Accumulation Dynamics and Quantitative Forecast of Oil-Bearing Properties for Sand Lens Reservoir

CHEN Dong-xia¹, PANG Xiong-qi¹, QIU Gui-qiang², ZHANG Jun¹, GAO Yong-jin²

1. Key Laboratory for Petroleum Accumulation Mechanism, Ministry of Education, Beijing 102249, China

2. Geological Institute of Shengli Petroleum Administration Bureau, Dongying 257015, China

Abstract: As the hotspot and emphasis of petroleum exploration in east China, sand lens reservoir plays an important role in the increase of petroleum reserve. Therefore, it is significant to do research on sand lens reservoir—its hydrocarbon accumulation mechanism, its quantitative evaluation and the forecast of its oil-bearing properties. Based on systematic analysis of hydrocarbon accumulation drive and resistance, we applied numerical simulation and geological statistics to construct geological model as well as mathematic model of hydrocarbon dynamics for sand lens reservoir, and to simulate hydrocarbon accumulation process. The research results show that major accumulation drive consists of capillary pressure difference between sandstone and mudstone, diffusion power resulted from hydrocarbon generation in mudstone and expansion power caused by hydrocarbon generation in mudstone. And the major accumulation resistance includes capillary pressure, sticky and absorption resistance in sandstone. The formation of lithologic reservoir in the Dongying depression was controlled by many factors including hydrocarbon expulsion intensity of mudstone, porosity and permeability of sandstone, buried depth, the ration of thickness of sandstone and thickness of mudstone. The formation of sand lens reservoir can be divided into several stages, and only at the late diagenesis stage, the accumulation drive was greater than the resistance and as a result hydrocarbon filled in sand lens, which shows there exists a threshold buried depth for sand lens. Based on hydrocarbon accumulation dynamics, the authors also constructed quantitative relation between accumulation dynamics and oil-bearing properties, which affords a

基金项目: 国家“十五”科技攻关项目“济阳坳陷隐蔽油气藏成藏机理研究”(No. 2003BA615A02); 国家“973”项目(No. 2006CB202308)。

作者简介: 陈冬霞(1974—), 女, 博士, 主要从事油气藏形成与分布研究。E-mail: lindachen@cup.edu.cn

good means to forecast saturation and its saturation distribution in plane of sand lens pool.

Key words: Dongying depression; sand lens; hydrocarbon accumulation dynamics; hydrocarbon accumulation resistance; quantitative forecast.

0 前言

砂岩透镜体油藏作为隐蔽油气藏中重要的一种类型,成为中国东部油气储量增长的重点.目前已发现的砂岩透镜体岩性油气藏主要有 3 种成藏模式:上生下储式、下生上储式和自生自储式(卓勤功,2005;冯志强等,2006).前两种油气成藏模式研究的重点在于油气充注的多期次性和油气运移的输导体系,包括显形的输导体系如断层、高孔渗的砂体、不整合面等和隐蔽的输导体系,如薄层砂和低次序断层等(陈红汉和李纯泉,2006;郝雪峰等,2006;陈冬霞等,2007).

但对于被烃源岩包裹的自生自储型油气藏来说,研究的重点和难点在于油气的初次运移机制的特殊性,也即从烃源岩中生成的油气,如何进入临近的孤立砂体内,如何排替临近的储集岩孔隙中的束缚水,以及在这个过程中如何引起砂体含油性的变化等问题.但由于该类油藏特征的特殊性,目前现有的成藏理论并不统一,国内外学者对其成藏的微观机理的认识还存在很大的分歧,特别是成藏动力方面.有的学者趋向于毛管压力作用下油气由生油岩进入大孔隙的储集岩中(Magara,1987;邹才能等,2005);有人认为烃浓度差是主要动力(Stainforth and Reinders,1990);也有学者趋向于异常高压是透镜体成藏的根本动力(陈荷立,1995;王捷和关德范,1999);国外学者还认为未知重力运动使油气聚集成藏(Арбе,1995).勘探实践中还发现这类圈闭含油性变化大,针对这个问题,国内有学者利用地质统计和数学地质的方法,找出了控制含油性的主控因素,并运用层次分析、多元回归等方法建立了数学模型,以预测圈闭的充满度大小(姜振学等,2003;曾溅辉等,2003;张俊等,2005);也有学者通过建立成藏动力指数来预测圈闭含油程度(王宁等,2000;隋风贵,2005).本文利用数值模拟结合地质分析的方法,在成藏动力与成藏阻力的系统分析的基础上,通过建立成藏动力地质模型和数学模型及成藏动力学特征方程,对砂岩透镜体成藏过程进行模拟,并达到定量预测圈闭含油性的目的.

1 砂岩透镜体成藏动力与阻力

实际上,透镜体成藏并不是单纯的一个或两个动力促使油气聚集的,它是在过程复杂、动力类型多样、相互作用、复合动力的条件下完成油气运聚成藏的(陈冬霞等,2004).

烃类生成产生的膨胀力是成藏主动力之一. Barker(1980)、McAullife(1979)等研究油气初次运移时,提出了孔隙中心网络运移说.随埋深的增加,烃源岩中干酪根不断热解和裂解生烃,产物增容引起孔隙中的流体体积不断增加,流体不断膨胀形成源岩内部压力,即为膨胀压力.在一个封闭体的层系内由于干酪根生成的烃类、水和非烃气体,其体积要比原来有机质的体积大 2~3 倍.引起孔隙流体压力大幅度提高.这种压力是由源岩中部向储层方向递减的,是促使油气排运的重要动力,排油方向是从生油层向储集层.

烃浓度差引起的扩散力是成藏主动力之一.多孔介质中由于浓度差而发生扩散作用. Leythaseuser *et al.* (1984)认为扩散是油气排运的一种普遍形式, Stainforth and Reinders(1990)提出了干酪根网络扩散排烃地质模式.当生油层中含烃浓度比周围岩石高,烃的扩散方向由生油层指向围岩,与油气的运移方向一致,因此它是进行初次运移的一种动力.虽然扩散作用在物质运移方面的效率比较低,但只要存在浓度差,扩散作用就无时无刻不在发生,甚至在异常高压下也能毫无障碍地进行,因此在漫长的地质时期,它是一种不可忽视的动力.

毛管压力差是砂岩透镜体成藏的主动力之一.毛管压力究竟是流体运动的动力还是阻力的问题,长期以来一直是人们争论的问题.实际上毛管压力对流体运动的作用要视具体情况而论(Berg,1975).毛细管作用既是油气向外排运的阻力,也是油气向外排运的动力,如何作用取决于源岩内是否产生了足以饱和源岩残留需要的油气.在源岩内产生和残留足够量的油气之前,毛细管力对油气排运起阻碍作用,在源岩内产生和残留足够量的油气之后,毛细管力对油气排运起积极作用(Barker,1980).在岩性油气藏的砂泥岩接触带,砂岩孔隙大,泥岩孔隙小,

大小孔隙之间存在毛细管力的差异. 在差异毛细管力的作用下, 油气首先从较大孔隙进入透镜体中, 因此油气的进入占据了砂岩透镜体中的孔隙空间, 使其中的孔隙水被替换出来, 并从较小孔隙进入到泥岩中(陈冬霞等, 2004; 邹才能等, 2005).

研究岩性油藏的成藏动力学时, 不仅要考虑油气向岩性圈闭中运移的动力, 还应当考虑成藏过程中油水交换后, 油在砂体内部聚集的毛细管阻力. 关于岩性油气藏成藏阻力的问题, 王宁等(2000)、隋凤贵(2005)等考虑油气向岩性圈闭运移中受到的阻力来自储集层孔隙及喉道, 砂体毛细管压力作为油气运移的阻力. 储集岩孔隙直径大都介于 $500 \sim 0.2 \mu\text{m}$ 之间, 属于毛细管孔隙. 储集层的孔隙空间大多为水饱和, 颗粒表面为水所润湿. 因此, 油气自源岩体中生成要进入砂岩体内, 必需驱动砂体孔隙水流出, 根据体积平衡的原理, 进入等体积大小的油必须驱替等体积的砂岩中的孔隙水.

岩性砂岩体是由矿物、孔隙水和内部的油气构成的. 储集岩中无机矿物对流体有着吸附作用, 因为矿物颗粒表面自身结构紧密, 水分子直径大, 很难直接进入, 但吸附对于流体的流动却会产生一种阻力, 使流体的流动相对不易发生. 孔隙中的水流动时由于分子间的引力, 使得分子运动时产生一种滞后的现象, 称粘滞力, 粘滞力与压力、温度等有关. 因此, 砂岩中孔隙水在砂泥岩体内流动, 将受到岩石吸附和粘滞力的影响, 岩石吸附和粘滞力也是成藏阻力之一.

2 砂岩透镜体成藏动力学模型

在地质条件下, 扩散作用通常和毛细管力、流体膨胀力相伴随作用, 可以说, 后两者是在扩散作用的基础上产生作用, 推动油气运移, 但因为烃类的扩散能力随分子量的增加呈指数关系减少, 为了计算方便, 在计算东营凹陷岩性油藏成藏动力学时, 没有考虑到源岩和砂岩中的烃浓度的差异产生的扩散作用力的贡献. 尽管流体流动过程中确实存在粘滞力和吸附力, 在流体的运动过程中, 特别是对水的流动来说, 相对毛细管阻力而言, 这两种阻力的作用大小还是较小的.

2.1 砂泥岩毛管压力差数学模型与地质模型

砂泥岩毛细管压力差用公式表示为:

$$F_c = \Delta P_c = 2\delta \left(\frac{1}{r_i} - \frac{1}{r_p} \right), \quad (1)$$

(1)式中, ΔP_c 为毛细管压力, N/m ; δ 为界面张力, N/m^2 ; r_i 为岩石喉道半径, μm ; r_p 为岩石孔隙半径, μm . 毛细管压力差与岩石的界面张力大小、生油层喉道半径、储集层孔喉半径大小相关.

对于砂岩透镜体油藏来说, 砂体完全被烃源岩包裹, 处于同一地质条件下, 在随埋藏深度的增加的过程中, 砂体和烃源岩各自发生演化, 但却在埋藏过程中一起压实成岩, 经历相同的压实成岩过程. 早成岩阶段, 在埋藏压实作用过程中, 随埋深的增加, 岩石颗粒之间的孔喉半径急剧减小. 但在相同的埋深条件下, 砂岩和泥岩的压实程度存在差异, 泥岩压实程度较砂岩压实程度大, 砂岩中的自由水和泥岩中的孔隙水及层间水一道大量排出, 泥岩中不连通孔隙开始形成, 砂岩中孔隙以原生残余孔为主. 晚成岩作用早期, 埋藏深度继续增加, 上覆压力继续增大, 压力间歇压实, 泥岩中的层间水和砂岩中的孔隙水在压实作用下顺利排出而不受阻, 继续一道排出. 在砂泥岩接触带内, 砂岩孔隙大, 泥岩孔隙小, 大小孔隙之间存在毛细管力的差异. 晚成岩作用晚期泥岩进入重力间歇稳定带, 压实作用对流体的排出不起主导作用, 流体排出受阻以及温度的升高、上覆压力的增大、粘土矿物的脱水和烃类的生成等原因, 必然导致孔隙压力的升高, 形成异常高孔隙压力, 致使孔喉半径减小的幅度不大, 而砂岩孔喉半径继续减小, 二者之间的差异不显著. 总的说来, 二者孔喉半径和半径差随深度变化的关系示意图如图 1a 所示, 具有先增加, 到一定程度后又减小的趋势, 毛细管压力差也呈先增加后降低的趋势(图 1c).

2.2 扩散力和产物增容膨胀力数学模型和地质模型

产物增容引起的烃类体积的增加而引起的膨胀压力, 可用微观渗流机制来解释, 烃类体积的增加可认为是微观渗流机制下流体体积的增加, 推动流体运移的压力即为膨胀力. 由于烃的生成而产生的膨胀压力主要与烃源岩的生、排烃量有关. 体积的膨胀最终表现为烃的排出量的多少, 因此, 排烃强度或排烃率是影响膨胀力最主要的因素. 其次, 也与砂体和泥岩的相对规模有关, 即砂体周围的泥(页岩)厚度与砂体厚度之比有关, 砂体周围的泥(页岩)厚度越大, 可生成和排出的烃量越多, 越有利于油气向砂体聚集. 相同地质条件下, 同一套烃源岩向砂体供烃, 砂体规模越大, 砂体内能聚集的烃量越多.

因此, 膨胀力数学模型为:

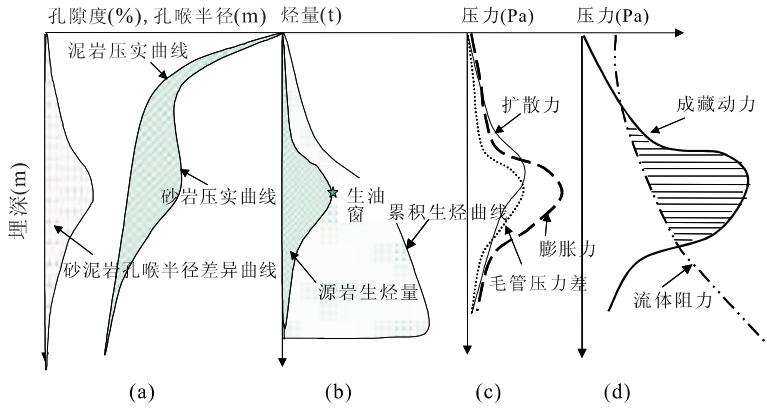


图 1 砂岩透镜体成藏动力与阻力地质模型

Fig. 1 Drive and resistance model of hydrocarbon accumulation in sand lens reservoir

$$F_v = \Delta P = \frac{\Delta Q_h}{\Delta t} \cdot C_p \cdot \frac{H_n}{H_s}, \quad (2)$$

(2)式中, F_v 为膨胀力, Pa; ΔQ_h 为单位体积泥岩中排出的烃量, kg/cm^3 ; C_p 为膨胀系数, 10^{-4} MPa; Δt 为成藏时间, s; $\frac{H_n}{H_s}$ 为砂体周围的泥(页岩)厚度与砂体厚度之比。

在早成岩作用早期和晚期,生成的烃类远远不能满足自身吸附、孔隙水溶解等残留作用,未进入排烃门限,但还没有烃类的排出。晚成岩作用早期,埋藏到一定深度,源岩内部生成的油气饱和和干酪根网络吸附残留后,再生成的油气就可以顺着干酪根网络克服毛细管阻力向外排运,而且此时,由于烃类的大量生成,在源岩中由于烃的产生引起膨胀力及烃浓度差产生的扩散力作用下,油气沿有机网络扩散(庞雄奇,1995)。因此,随埋深的增加,累积生烃量增加,源岩生烃速率逐渐增加,当达到生油窗时,生烃速率达到最大值,随后生烃速率逐渐降低;产物增容膨胀力和流体扩散力也呈现出先增加,到一定程度后,又减小的趋势(图 1b, 1c)。

2.3 流体阻力模型

对于被烃源岩包裹的岩性油气藏来说,成藏的主要阻力为油气进入砂体内受到的阻力(f)。油气进入砂体后,驱动砂体内的水排出,油在砂体内部聚集主要受毛细管阻力的控制。与排驱压力有关。王宁等(2000)、隋风贵(2005)均认为储集砂体突破压力的大小实际上反映了油气成藏中的阻力大小,当烃源岩与储集岩间成藏动力一定时,油气能否进入储集层主要取决于储层顶底及边缘的储集物性。岩性油气藏成藏的阻力主要与砂体的物性有关。根据成

藏阻力即毛细管压力的公式,该阻力(F_d)可以表达为:

$$F_d = 2\delta \cdot \cos\theta \cdot \left(\frac{1}{d}\right). \quad (3)$$

(3)式中, F_d 为毛细管阻力, Pa; δ 为界面张力, N/m; d 为砂岩的孔喉半径, μm ; (3)式中砂体的孔喉半径可以用孔隙度 Φ 、渗透率 K 两个参数来表征。

源岩中生成的油气进入透镜体内,驱动砂体孔隙水的排出,水的排出过程是沿岩石孔喉壁进行的,流动阻力的大小与孔喉半径呈负相关,即孔喉半径越小,阻力越大。在埋藏压实过程中,砂泥岩孔喉半径降低,则流体阻力逐渐增大(图 1a, 1c)。

3 砂岩透镜体成藏动力学特征方程

包裹于烃源岩中的岩性圈闭能否成藏,从成藏动力学机理分析表明,当源岩中的油气具有进入透镜体的能力时,但不一定能形成油气藏,只有当动力与阻力相互作用达到一定的条件时,即成藏动力大于成藏阻力时(图 1d),油气才能进入圈闭内聚集成藏。

$$F = F_c + F_v - f \begin{cases} < 0, \text{油气不能进入砂体} \\ = 0, \text{油气处于成藏门限临界值,} \\ > 0, \text{油气可以进入砂体内成藏} \end{cases} \quad (4)$$

砂体内油气聚集的烃量与成藏综合动力和成藏阻力的综合作用结果有关,且烃量的增长是成藏综合作用力随时间或埋藏深度变化的关系。因此,其关系式表达为:

$$V_o(Z) = \int_{z_0}^z (F_c + F_v - F_d) dz =$$

$$\int_{z_0}^z [2\delta\cos\theta(\frac{1}{r} - \frac{1}{d}) + C_p \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta t} \cdot \frac{H_n}{H_s} - 2\delta\cos\theta \cdot \frac{1}{d}] dz. \quad (5)$$

砂体的含油饱和度与成藏综合动力和成藏阻力的综合作用结果也有关. 根据含油饱和度的表达式:

$$S_o = V_o/V_p = V_o/(\Phi V_b), \quad (6)$$

(6)式中, S_o 为含油饱和度, %; V_o 为油在岩石孔隙中所占的体积, m^3 ; V_p 、 V_b 为岩石孔隙体积和岩石视孔隙体积, m^3 . Φ 为孔隙度, %. 且含油饱和度的增长是成藏综合作用力随时间或埋藏深度变化的关系. 因此, 其关系式表达为:

$$S_o(Z) = (\int_{z_0}^z (F_c + F_v - F_d) dz) / \Phi = \int_{z_0}^z [2\delta\cos\theta(\frac{1}{r} - \frac{1}{d}) + C_p \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta t} \cdot \frac{H_n}{H_s} - 2\delta\cos\theta \cdot \frac{1}{d}] dz / \Phi, \quad (7)$$

根据东营凹陷 57 个岩性砂体的拟合结果. 单一砂体在地质历史演化过程中的砂体含油饱和度演化公式为:

$$S_o(Z) = -33.73 - 21.7\ln[-0.8969\ln(z) + 7.7691/6] + 0.024Q(z) \cdot H_n/H_s - 32.55C \cdot Z, \quad (8)$$

(8)式中, Z 为砂体的埋深, m; C 为砂岩压实因子; Q (Z) 为砂体周围泥岩的排烃强度, $10^4 t/km^2$, $\frac{H_n}{H_s}$ 为砂体周围的泥(页岩)厚度与砂体厚度之比.

对于圈闭或砂体而言, 预测的含油饱和度公式为:

$$S_o(Z) = 1.469 \times 10^{-3} \cdot Q(z) \cdot H_n/H_s + 11.13\ln(\Phi) + 4.22\ln(K) - 21.7\ln[-0.8969\ln(z) + 7.7691/6] - 47.01. \quad (9)$$

(9)式中, $Q(z)$ 为砂体周围泥岩的排烃强度, $10^4 t/km^2$; Φ 为砂体的平均孔隙度, %; H_n/H_s 砂体周围的泥岩厚度与砂体厚度之比; Z 为砂体的埋藏深度; K 为砂体的平均渗透率, $10^{-3} \mu m^2$.

前人利用地质统计和数学地质的方法研究的砂岩透镜体成藏特征结果表明: (1) 东营凹陷 Es_3^{st} 砂岩透镜体成藏存在两个地质门限: 一是埋藏深度大于 2 300 m, 二是砂体孔隙度大于 10%、渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu m^2$; (2) 砂岩透镜体含油气性受围岩生烃条件和自身非均质性控制; (3) 砂岩透镜体含油气性随埋深增大和孔隙度变好而变好(姜振学等, 2003;

庞雄奇等, 2003; 曾溅辉等, 2003; 张俊等, 2005). 从上述砂岩透镜体成藏动力学特征方程的推导可知, 砂体是否含油以及含油饱和度的大小主要与砂体周围的排烃强度、砂体的埋藏深度、砂体自身的物性以及砂体的规模有关, 且砂体含油饱和度随砂体周围的排烃强度增加、砂体的埋藏深度加大而增加. 这与前人的研究结果一致.

4 砂岩透镜体成藏过程模拟及含油性定量预测

以位于东营凹陷牛庄洼陷的东北部的牛 871 岩性油藏为例, 模拟了砂岩体成藏动力学过程. 牛 871 井区 Es_3^{st} 油藏埋深 2 900~3 250 m, 原始地层压力为 27~48.9 MPa, 压力系数为 1.0~1.6, 一般在 1.3 以上. 浊积岩储集层以粉、细砂岩为主, 具有中孔低渗的特点, 孔隙类型有粒间孔、微裂缝和次生孔隙. 砂岩最大孔喉半径为 7.898 μm , 平均一般在 0.723~2.899 μm ; 孔隙度 14.5%~24.0%, 平均为 18.8%; 渗透率 0.37~24.2 $\times 10^{-3} \mu m^2$, 平均 15.8 $\times 10^{-3} \mu m^2$, 油藏主体部位含油饱和度为 60%.

牛 871 砂体与周围的 Es_3^{st} 暗色泥岩之间存在毛管压力差, 随埋深的增加, 砂泥岩孔隙度降低, 孔喉半径减小, 毛管压力增加, 但由于泥岩在早成岩作用的 A 期压实作用下孔喉半径降低程度较砂岩大, 二者毛管压力差为负值, 当埋深继续增加, 在约 1 500 m 时, 砂岩毛管压力较泥岩毛管压力低, 砂岩和泥岩的毛管压力差可以开始对油气成藏起作用. 牛 871 井区 Es_3^{st} 的暗色有机质含量为 3.5%, 井区 Es_3^{st} 泥岩厚度达 450 m, Es_3^{st} 泥岩排烃强度为 $130 \times 10^4 t/km^2$. 模拟该井 Es_3^{st} 膨胀力结果如图 2 所示. 由于 Es_3^{st} 泥岩在牛庄洼陷的排烃门限深度为 2 600 m, 因此, 在 2 600 m 范围内, 烃生成的膨胀力还不能对砂体的成藏起作用, 在该深度范围之下, 在 3 000 m 左右, 烃的膨胀达到较大的值, 在 3 500 m 左右时烃的膨胀达到高峰, 目前砂体还处于生烃膨胀力的高峰前期. 根据砂岩毛管压力的计算公式, 砂体的毛管阻力的演化模型, 如图 2 所示, 可以发现牛 871 砂体在成藏过程中, 在达到 2 500 m 后才开始急剧的升高.

将三者结合起来就可以模拟岩性油气藏的成藏

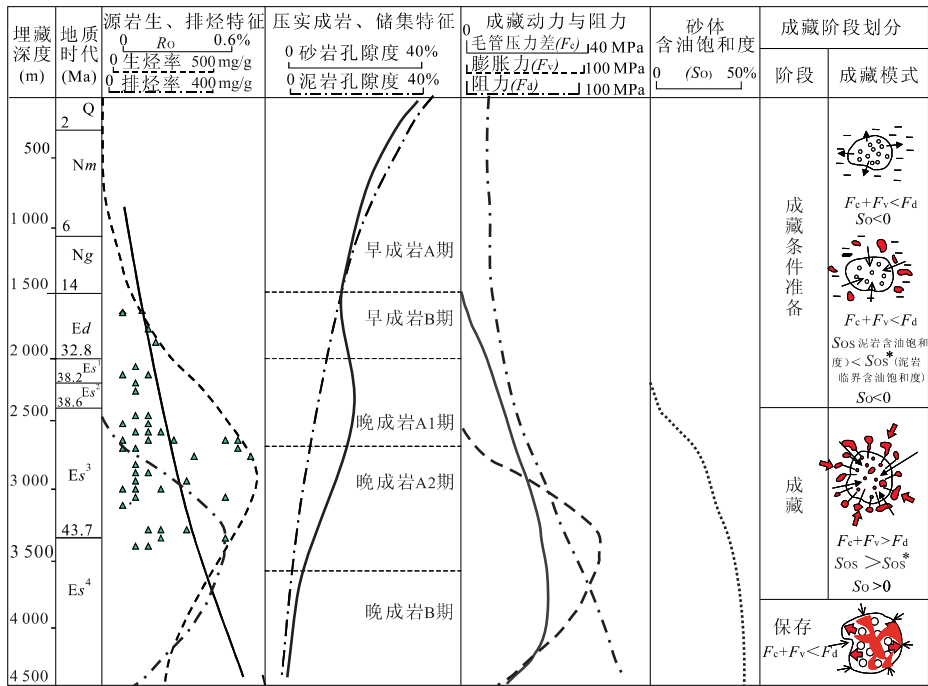


图 2 牛庄洼陷牛 871 岩性油藏成藏动力学阶段划分

Fig. 2 Phases of hydrocarbon accumulation in the Niu871 sand lens reservoir

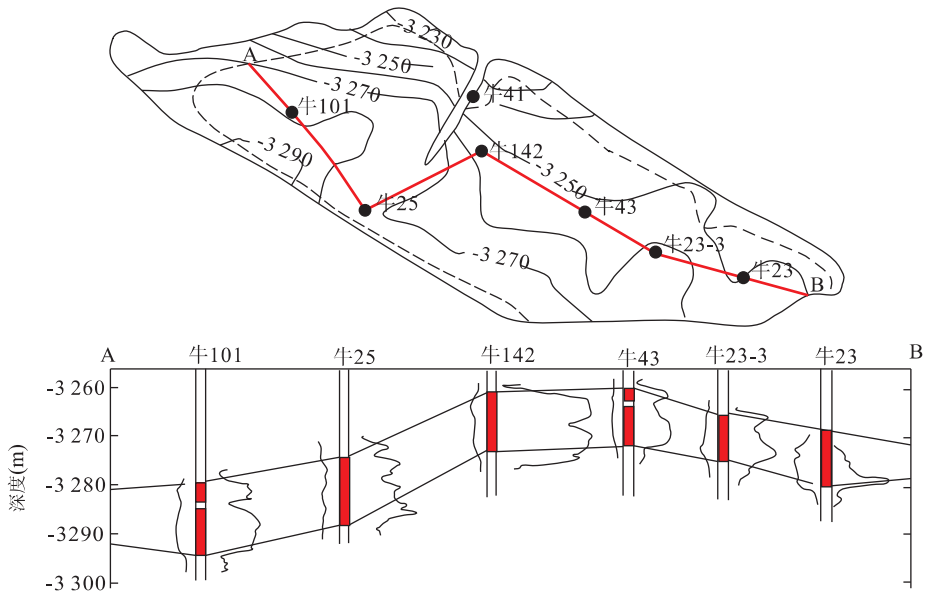


图 3 牛庄洼陷牛 25 砂体油藏剖面图

Fig. 3 Oil pool section of the Niu25 sands in the Niuzhuang sag

综合动力,如图 2 所示。该模拟结果均显示出岩性油气藏的形成具有阶段性,即在埋藏压实和生排烃演化的共同作用下,在 2 000 m 即开始有少量的油充注,但由于含油饱和度低,并不能真正成藏油气藏。岩性油气藏的形成存在一门限深度,牛 871 砂体的门限深度为 2 700 m 左右,预测含油饱和度达到 40%,该深度

针对不同的岩性油藏又存在差异,早期由于成藏动力小于成藏阻力,砂体不成藏,埋深逐渐增加,成藏动力大于成藏阻力,油气开始充注,当到达牛 871Es⁴ 的现今 3 220 m 埋深时,油气成藏动力仍大于成藏阻力,油气仍处于成藏期。根据牛 87 井流体包裹体测试资料显示,早期检测到的流体包裹体的均一化温度为

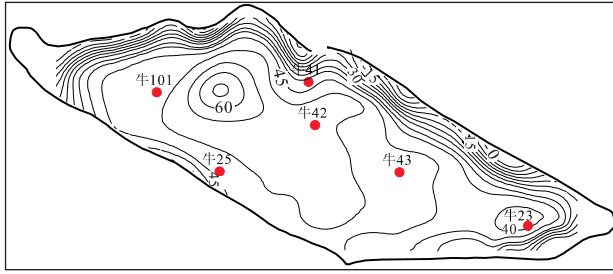


图 4 预测牛庄洼陷牛 25 砂体含油饱和度等值线

Fig. 4 Forecast to net contour of oil saturation of the Niu25 sands in the Niuzhuang sag

94.0 °C, 对应的埋藏深度为 1 800 m。绝大部分油包裹体和含烃的盐水包裹体的均一化温度处于 120 ~ 140 °C, 对应埋藏深度为 2 700 ~ 3 200 m (陈红汉和李纯泉, 2006)。包裹体资料表明, 可能存在两个成藏期, 早期成藏时间约距今 36 My 左右, 晚期为距今 8 My 以内。尽管油气存在两个成藏期, 但早期成藏的油气量很局限, 油气主要以晚期成藏为主。模拟的含油饱和度值为 69.3%, 与实测值相差不大 (60%), 预测随埋深范围的继续加大, 成藏动力将再次小于成藏阻力, 油气充注结束。

利用成藏动力学特征模拟, 建立了成藏动力与含油性的定量关系, 还可以对平面上砂体的含油饱和度分布进行预测。以处于东营凹陷牛庄洼陷西端牛 25 油藏为例, 该砂体埋藏深度一般在 3 220 ~ 3 300 m 左右 (图 3), 为一个高压低渗透岩性油藏。岩性以细粉、细砂岩为主, 除南界发育断层圈闭外, 其他地方均受岩性控制。砂体边缘部分岩性变细、物性变差, 含油面积为 6.83 km²。渗透率一般为 (15 ~ 40) × 10⁻³ μm²; 孔隙度最大值 24%, 最小值 3.5%, 孔隙度一般为 15% ~ 20%。预测该砂体内大部分地区含油饱和度超过 40%, 最高值可达 70% (图 4), 分布在牛 101 井区, 能较好的反映实际地质情况。试油资料显示的牛 25 岩性砂岩油气藏的残余油饱和度最大值 78.9%, 平均 59.8%, 砂体充满度为 75.6%。

5 结论

(1) 砂岩透镜体是在过程复杂、动力类型多样、相互作用、复合动力的条件下完成油气运聚成藏的, 成藏主动力包括砂泥岩毛细管压力差、烃浓度差引起的扩散力、烃生成产生的膨胀力, 成藏阻力主要为

砂体内毛细管压力及岩石的粘滞力和吸附力。

(2) 通过建立砂岩透镜体成藏的成藏动力和流体阻力数学模型及特征方程, 分析东营凹陷岩性油气藏成藏综合能力时发现, 能否成藏主要受泥岩排烃强度、储层孔隙度、渗透率、地层埋藏深度、泥(页岩)厚度与砂体厚度之比等因素的综合影响。

(3) 模拟岩性油气藏的成藏综合动力及含油性变化, 结果显示岩性油气藏的形成具有阶段性。第 1 阶段, 烃演化程度低, 没有油气的排出, 动力小于阻力, 不成藏; 第 2 阶段, 在埋藏压实和生排烃演化的共同作用下, 成藏动力大于成藏阻力, 油气开始充注, 岩性油气藏的形成存在一门限深度, 但随深度增加含油性变好; 第 3 阶段, 随埋深范围的继续加大, 阻力和膨胀力均增大, 但砂泥岩毛管压力呈现先增大后减小的趋势, 到一定的深度后, 成藏动力小于阻力, 砂体成藏结束, 处于保存阶段。

References

- Арбе, А. Г., 1995. Discuss on oil-bearing mechanism of sand lens in mudstone. *Геол. Нефть И Газ*, 49(2): 41-45.
- Barker, C., 1980. Primary migration-The importance of water-organic-mineral matter interactions in the source rock. *AAPG studies in geology*. Tulsa, Oklahoma, 1-13.
- Berg, R. R., 1975. Capillary pressures in stratigraphic traps. *AAPG Bull.*, 59(5): 939-956.
- Chen, D. X., Pang, X. Q., Qiu, N. S., et al., 2004. Formation mechanism and model of sand lens lithologic reservoir. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 29(4): 483-488 (in Chinese with English abstract).
- Chen, D. X., Pang, X. Q., Zhang, J., et al., 2007. Application of quantitative grain fluorescence techniques to study of subtle oil migration pathway of lithological pool. *Acta Geologica Sinica*, 81(2): 250-254 (in Chinese with English abstract).
- Chen, H. H., Li, C. Q., 2006. Quantitative research on paleo-liquid potential of facies and potential controlling on hydrocarbon accumulation. *SINOPEC Shenli oilfield report, Dongying, Shandong* (in Chinese).
- Chen, H. L., 1995. An efficient approach to hydrocarbon migration researches. *Oil and Gas Journal*, 16(2): 126-130 (in Chinese with English abstract).
- Feng, Z. Q., Zhang, S., Xie, X. N., et al., 2006. Discovery of a large-scale lacustrine subaqueous channel in the Nenjiang Formation of the Songliao basin and its implication

- on petroleum geology. *Acta Geologica Sinica*, 80(8): 1226—1232 (in Chinese with English abstract).
- Hao, X. F., Chen, H. H., Gao, Q. L., et al., 2006. Micro charging processes of hydrocarbon in the Niuzhuang lentoid sandy reservoirs, Dongying depression. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 31(2): 182—190 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. X., Chen, D. X., Qiu, G. Q., et al., 2003. AHP applied in the research of main controlling factors for studying formation of sand lens reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 30(3): 44—47 (in Chinese with English abstract).
- Leythaeuser, D., MacKenzie, A., Rainer, G. S., et al., 1984. A novel approach for recognition and quantification of hydrocarbon migration effects in shale-sandstone sequences. *AAPG Bull.*, 68(2): 196—218.
- Magara, K., 1987. *Compaction and fluid migration*. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, Oxford, New York, 319.
- McAuliffe, C. D., 1979. Oil and gas migration—Chemical and physical constraints. *AAPG Bull.*, 63(5): 767—781.
- Pang, X. Q., 1995. Theory and application of hydrocarbon expulsion threshold. Petroleum Industry Press, Beijing, 1—270 (in Chinese).
- Pang, X. Q., Chen, D. X., Li, P. L., et al., 2003. Threshold and mechanism of hydrocarbon accumulation in sand lens reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 24(3): 38—41 (in Chinese with English abstract).
- Stainforth, J. G., Reinders, J. E., 1990. Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter networks, and its effect on oil and gas generation. *Organic Geochemistry*, 16(1): 1—3.
- Sui, F. G., 2005. Quantitative study on key control factors of reservoir formation in turbidity sand. *Acta Petrolei Sinica*, 26(1): 55—59 (in Chinese with English abstract).
- Wang, J., Guan, D. F., 1999. Model research on oil and gas generation, migration and accumulation. Petroleum Industry Press, Beijing, 194—199 (in Chinese).
- Wang, N., Chen, B. N., Zhai, J. F., 2000. Reservoir forming index for the lithological oil reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 27(6): 4—8 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, J. H., Zhang, S. W., Qiu, N. S., et al., 2003. Trap fill of lithologic pools and its main controlling factors in Dongying sag. *Oil and Gas Journal*, 23(3): 219—222 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J., Pang, X. Q., Jiang, Z. X., 2005. Quantitative forecast of the oil-bearing property of lithologic pools in Dongying depression. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 35(6): 732—737 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Jia, C. Z., Zhao, W. Z., 2005. Accumulation dynamics and distribution of litho-stratigraphic reservoirs in south Songliao basin. *Petroleum Exploration and Development*, 32(4): 125—130 (in Chinese with English abstract).
- Zuo, Q. G., 2005. Reservoir forming mechanism of lithological pool in deep sub-depression. *Petroleum Geophysics*, 3(4): 49—53 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈冬霞, 庞雄奇, 邱楠生, 等, 2004. 砂岩透镜体成藏机理. *地球科学——中国地质大学学报*, 29(4): 483—488.
- 陈冬霞, 庞雄奇, 张俊, 等, 2007. 应用定量颗粒荧光技术研究岩性油气藏的隐蔽输导通道. *地质学报*, 81(2): 250—254.
- 陈红汉, 李纯泉, 2006. “相一势”成藏中古流体势场的量化研究. 山东东营: 胜利油田股份公司内部报告.
- 陈荷立, 1995. 油气运移研究的有效途径. *石油与天然气地质*, 16(2): 126—130.
- 冯志强, 张顺, 解习农, 等, 2006. 松辽盆地嫩江组大型坳陷湖盆湖底水道的发现及其石油地质意义. *地质学报*, 80(8): 1226—1232.
- 郝雪峰, 陈红汉, 高秋丽, 等, 2006. 东营凹陷牛庄砂岩透镜体油气藏微观充注机理. *地球科学——中国地质大学学报*, 31(2): 182—190.
- 姜振学, 陈冬霞, 邱桂强, 等, 2003. 应用层次分析法研究透镜状砂体成藏主控因素. *石油勘探与开发*, 30(3): 44—47.
- 庞雄奇, 1995. *排烃门限控油气理论与应用*. 北京: 石油工业出版社, 1—270.
- 庞雄奇, 陈冬霞, 李丕龙, 等, 2003. 砂岩透镜体成藏门限及控油气作用机理. *石油学报*, 24(3): 38—41.
- 隋风贵, 2005. 浊积砂体油气成藏主控因素的定量研究. *石油学报*, 26(1): 55—59.
- 王捷, 关德范, 1999. *油气生成运移聚集模型研究*. 北京: 石油工业出版社, 194—199.
- 王宁, 陈宝宁, 翟剑飞, 2000. 岩性油气藏形成的成藏指数. *石油勘探与开发*, 27(6): 4—8.
- 曾渊辉, 张善文, 邱楠生, 等, 2003. 东营凹陷岩性圈闭油气充满度及其主控因素. *石油与天然气地质*, 23(3): 219—222.
- 张俊, 庞雄奇, 姜振学, 2005. 东营凹陷岩性油藏含油性定量预测. *吉林大学学报(地球科学版)*, 35(6): 732—737.
- 邹才能, 贾承造, 赵文智, 2005. 松辽盆地南部岩性—地层油气藏成藏动力和分布规律. *石油勘探与开发*, 32(4): 125—130.
- 卓勤功, 2005. 关于深洼区岩性油气藏成藏机理的研究与思考. *油气地球物理*, 3(4): 49—53.