

# 原生透镜状砂岩油藏成藏过程一维数值模拟

解国军<sup>1,2</sup>, 金之钧<sup>1</sup>

1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083

2. 中国石油大学资源与信息学院, 北京 102249

**摘要:** 为了解原生透镜状砂岩油藏的成藏过程和控制因素, 基于变形多孔介质两相流动的基本原理, 综合考虑地层在沉降过程中温度和压力的变化、砂岩体和围岩物性的变化、石油的生成以及岩石中孔隙流体物性变化等情况, 应用数值方法模拟这类油藏在一维条件下成藏的整个过程。通过成藏过程模拟和分析, 认为超压是推动流体整体运移的动力, 而对处于生油围岩中的原生透镜状砂岩油藏, 围岩和砂体间形成的毛管压力差异才是驱动石油在原生透镜状砂岩油藏中聚集的根本动力。在这类砂岩油藏成藏的过程中, 砂体的油相压力要低于与其相邻的围岩中的油相压力, 使得砂体成为石油的一个相对的低势区。原生透镜状砂岩油藏的成藏是由力平衡和物质平衡两种基本作用控制的成藏过程, 石油生成和供应量以及砂体和围岩的油相势差决定了这类油藏的含油性。

**关键词:** 透镜状砂岩油藏; 成藏过程; 数值模拟; 多孔介质; 两相流动; 毛管压力。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2008)01-0097-10

收稿日期: 2007-02-16

## One Dimensional Numerical Simulation of Oil-Trapping Process of Original Lentoid Sand Reservoir

XIE Guo-jun<sup>1,2</sup>, JIN Zhi-jun<sup>1</sup>

1. *Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China*

2. *Resource and Communication College, China University of Petroleum, Beijing 102249, China*

**Abstract:** To find out the mechanism and controlling factors of the original lentoid sand reservoir, its oil-trapping process is numerically simulated on one dimensional condition based on the theory of two-phase fluid flow in compactable porous media, taking into account of its various related processes and parameters. It is ascertained that overpressure is the force of gross fluid flow out of the source rock rather than the force of oil accumulation in the lentoid sand reservoir. The fundamental force for oil accumulation in the lentoid sand reservoir is the difference of capillary pressures built up between the source rock and the reservoir. The potential of oil phase in lentoid sand reservoir is less than that in the surrounding source rock in the oil-trapping process. The oil trapping process of lentoid sand reservoir is controlled by the principles of potential balance and volume balance. The oil-bearing characteristics of the reservoir are determined by the oil volume provided and the oil phase potential difference between the source rock and the reservoir.

**Key words:** lentoid sand reservoir; oil-trapping process; numerical simulation; porous media; two-phase fluid flow; capillary pressure.

## 0 引言

原生透镜状砂岩油藏是一类典型的岩性油藏, 是浊积砂体被低渗透性泥页岩包围所形成的, 砂体内石油来源于周围的源岩。由于完全被泥页岩所包

围, 因此这种油藏形成的油水交替机理具有不同于构造或地层油藏的特殊性。关于这类砂岩油藏的成藏机理和影响因素, 前人有过许多有益的实验研究和理论探索(陈章明等, 1998; 王宁等, 2001; 庞雄奇等, 2003; 李丕龙等, 2004a, 2004b; 隋风贵, 2005; 张

基金项目: 胜利油田博士后研究基金。

作者简介: 解国军(1971—), 副教授, 主要研究方向为油气成藏机理和油气资源评价。E-mail: linadaxie@sohu.com

俊等,2006)。然而无论是上述的试验研究还是理论分析,基本上都是从定性或半定量的角度对该类油藏的成藏机理进行的讨论,或只是对这类油藏的含油性相关影响因素进行了分析,而没有涉及其成藏机理,因此都无法更详细地了解这类油藏成藏的全过程和控制机理。由于透镜状砂岩油藏的成藏过程是与其围岩紧密相关的,因此,理解砂体的成藏过程必须将砂岩体的演化与围岩的演化过程结合起来统一考虑。本文则从演化的观点,利用定量方法,综合考虑地层沉降、温压变化、砂体和围岩物性变化、孔隙流体物性变化、石油生成等各种相关过程,模拟处于生油围岩包围中的透镜状砂岩油藏成藏的全过程,并分析其成藏机理和含油性的主要控制因素。

## 1 模拟模型的建立

### 1.1 地质存在模型

根据透镜状砂岩油藏的实际存在状态,确定其一维存在形式为砂岩上下被泥岩围岩所夹持(将砂岩和上下泥岩段统称为研究层段)的状态,研究层段之上为上覆岩层,如图 1 所示。研究层段底部为封闭边界,即不存在油和水的流动,研究层段顶部为开放边界,允许流体流动,且地层压力保持为静水压力。

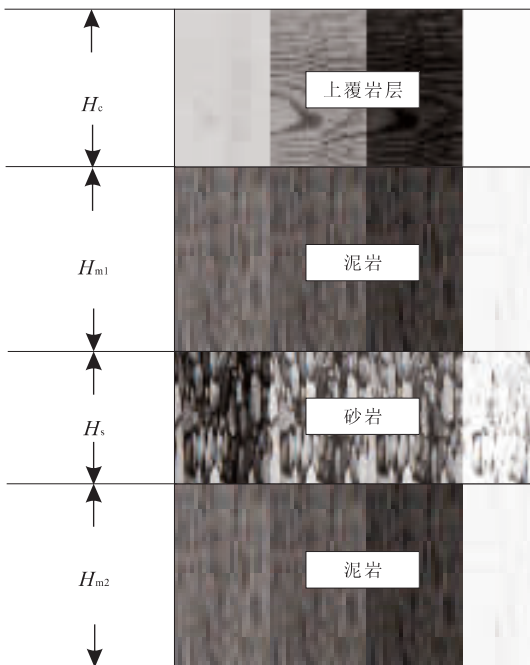


图 1 透镜状砂岩油藏一维地质模型

Fig. 1 One dimensional geological model of lentoid sand reservoir

而本文所模拟的是在研究层段随上覆地层沉积的过程中泥岩中的干酪根生成的石油是如何进入砂体并聚集成藏的。

### 1.2 流固耦合模型

由于透镜状砂岩油藏在成藏过程中涉及到由压实作用而导致围岩和砂体的变形以及油水两相流体在其中的流动过程,并且岩石的变形和流体流动是相互影响的,因此这是一个变形多孔介质两相流动的流固耦合问题。

由弹性力学的广义胡克定律可以推出均匀介质应变和应力之间的关系。但在漫长的地质演化中,地层岩石的压实变化则是非弹性的大变形过程,而对于这一过程的地质描述一般采用一种近似的简化关系,即将这种变形转化为岩石孔隙度  $\varphi$  与其所受到的垂向有效应力  $\sigma$  之间的关系 (Ungerer *et al.*, 1984; Luo and Vasseur, 1996; Hermanrud *et al.*, 1998):

$$\varphi = \varphi_0 e^{-\lambda \sigma}, \quad (1)$$

式(1)中,  $\varphi_0$  为沉积表面岩石孔隙度;  $\lambda$  为压缩系数。

根据物质守恒原理和达西定律可推出多孔介质中油水两相流体流动的控制方程为:

$$\frac{\partial(\rho_w \varphi S_w)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\rho_w K K_{rw}}{\mu_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \theta \right) \right] + q_w, \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\rho_o \varphi S_o)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\rho_o K K_{ro}}{\mu_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \theta \right) \right] + q_o, \quad (3)$$

式(2)(3)中,  $K$  为岩石的绝对渗透率;  $\varphi$  为孔隙度;  $K_{ro}$ 、 $K_{rw}$  分别为油和水的相对渗透率,是含水饱和度的函数;  $\mu_o$ 、 $\mu_w$  分别为油和水的粘度,与温度和压力有关;  $\rho_o$ 、 $\rho_w$  分别为油和水的密度;  $S_o$ 、 $S_w$  分别为油和水的饱和度;  $\theta$  为地层柱与水平方向的夹角,对于本次模拟,地层柱为垂直方向,因此夹角为  $90^\circ$ ;  $q_o$ 、 $q_w$  分别为油和水的源项,对于生油岩,由于干酪根热降解产生的石油构成了油源项。为了求解还需要以下两个辅助方程:

$$S_w + S_o = 1, \quad (4)$$

$$P_c = P_o - P_w. \quad (5)$$

式(5)中  $P_c$  为毛管压力,是含水饱和度的函数。

根据 Terzaghi 方程,垂向有效应力可用岩石总负载与孔隙流体压力之差来表示 (Ungerer *et al.*, 1990; Slavin and Smirnova, 1998),因此方程(1)和(2)(3)可通过有效应力与流体压力之间的关系耦合

在一起.

### 1.3 岩石厚度变化模型

生油泥岩可视为由干酪根、无机杂基和孔隙 3 个部分组成,其中干酪根与无机杂基构成生油岩的骨架,并且假设干酪根是平均地分布于生油岩中.为了处理问题简单,可将干酪根划分为有效干酪根(具有生油潜力,可全部转化为石油)和无效干酪根(不具有生油潜力).因此,可将生油岩重新划分为以下 3 个部分,即有效干酪根、不可压缩骨架(包括无效干酪根和无机杂基)和孔隙.模型假设干酪根降解将产生同质量的烃并使泥岩骨架厚度减小.

设有效干酪根厚度与整个骨架厚度的比值为  $b$ ,根据不可压缩骨架体积不变的原理,可推出泥岩厚度变化公式为:

$$dh/dt = \left( \frac{d\phi/dt}{1-\phi} + \frac{db/dt}{1-b} \right) h, \quad (6)$$

由于砂岩只由无机杂基和孔隙两部分组成,因此导出砂岩厚度变化公式为:

$$dh/dt = \frac{d\phi/dt}{1-\phi} h. \quad (7)$$

### 1.4 石油的生成和排出模型

生油岩中石油的生成是其中包含的干酪根热降解的结果,而干酪根的热降解可以用化学反应动力学中的一级反应定律来近似描述(Tissot and Welte, 1984).根据一级反应定律,干酪根的转化率与剩余的干酪根量成正比,表示成多个平行的一级反应如下:

$$dC_i/dt = -k_i C_i, \quad (8)$$

式(8)中,  $C_i$  为对应于第  $i$  个反应的有效干酪根含量;  $k_i$  是反应常数,温度的函数,用 Arrhenius 方程表示为:

$$k_i = A_i e^{-\frac{E_i}{RT}}, \quad (9)$$

式(9)中,  $A_i$  为前指数反应常数,又称为频率因子;  $E_i$  为反应活化能;  $R$  为气体常数;  $T$  为绝对温度.设同质量的有效干酪根降解可产生相同质量的石油,因此石油生成的速率也就是干酪根的降解速率,则单位体积生油岩的石油生成速率为:

$$q_o = \rho_k (1-\phi) b \sum X_i k_i. \quad (10)$$

式(10)中,  $q_o$  为石油生成速率;  $X_i$  为对应于第  $i$  个反应的有效干酪根量与总有效干酪根量之比.

与二次运移相比,石油从低渗透源岩中的排出(初次运移)一直是比较难于理解的现象.从石油自源岩中排出的相态上看,现在被普遍接受的观点是

大多数石油是通过独立相态排出的(Palciauskas, 1991),而石油排出的主要动力则来源于压实及生烃等作用产生的过剩地层压力(Palciauskas, 1991; Mann *et al.*, 1997; 罗晓容, 2001).描述流体在多孔介质中低速流动的通用方法是依据达西定律给出的,虽然对于在低渗透性泥页岩地层中达西定律是否适用还存在疑问,但其作为一种描述孔隙流体流动速度和压力关系的一种有效手段还是被广泛应用于各种排烃模拟中(Ungerer *et al.*, 1990; Düppenbecker *et al.*, 1991; Luo and Vasseur, 1996; Okui *et al.*, 1998).为了模拟石油从源岩中排出并进入被其所包围的砂岩中聚集这一过程,本次模拟也采用了如前所述的基于达西定律的油水两相渗流模型.

## 2 相关参数变化

### 2.1 水和油的密度

水和油的密度是温度和压力的函数,可采用如下状态方程来描述(Luo and Vasseur, 1996):

$$\frac{d\rho_f}{\rho_f} = -\alpha_f dT + \beta_f dP, \quad (11)$$

(11)式中,  $\alpha_f$  为流体的热膨胀系数;  $\beta_f$  为流体的压缩系数.对(11)式进行积分可以得到流体的密度公式如下:

$$\rho_f = \rho_{f_0} e^{-\alpha_f(T-T_0) + \beta_f(P-P_0)}. \quad (12)$$

$T_0$ 、 $P_0$  分别为参考温度和压力,  $\rho_{f_0}$  为流体在参考温度和压力下的密度.

### 2.2 水和油的粘度

水和油的粘度是影响水和油渗流的参数,水的粘度一般采用如下形式(Luo and Vasseur, 1996; 石广仁, 1999):

$$\mu_w = \frac{1 \times 10^{-3}}{(5.38 + 3.80\Theta - 0.26\Theta^3)}, \quad (13)$$

(13)式中:

$$\Theta = (T - 150)/100, \quad (14)$$

式(13)中,  $T$  的单位是  $^{\circ}\text{C}$ ,粘度的单位为  $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ,公式适用于  $0 \sim 300^{\circ}\text{C}$ .

油的粘度采用如下考虑了油的重度和温度的 Beggs and Robinson 公式(Danesh, 2000):

$$\mu_o = 10^A - 1, \quad (15)$$

(15)式中:

$$\log A = 3.0324 - 0.02023^{\circ}\text{API} - 1.163 \log T. \quad (16)$$

$\mu_0$  的单位为厘泊(cp);  $T$  为华氏温度( $^{\circ}\text{F}$ ).

### 2.3 绝对渗透率

沉积岩的渗透率对地层流体的流动和异常压力的形成都起着至关重要的作用,一般受沉积岩类型和埋藏深度等因素的影响,其大小有时存在多个数量级上的变化.对于碎屑岩地层,一般情况下渗透率的变化可表示为孔隙度的函数,如 Kozeny—Carman 方程(Ungerer *et al.*, 1990).在本次模拟中采用渗透率与孔隙度呈幂函数关系的公式(Mudford *et al.*, 1991; Luo and Vasseur, 1996; Tokunaga *et al.*, 1998):

$$K = \eta\varphi^d. \quad (17)$$

(17)式中,常数  $\eta$  和  $d$  的取值根据不同的岩石类型而不同.

### 2.4 毛细管压力

在包含两相或两相以上非混相流体的渗流系统中必须要考虑岩石的毛细管压力特征.由于笔者处理的基本上是石油生排及聚集的过程,因此以下只考虑岩石的驱替毛管压力曲线特征.本次模拟采用驱替毛管压力与含水饱和度呈幂律关系的公式(Brooks and Corey, 1966):

$$P_c = P_{cb}S_w^{-\frac{1}{\gamma}}, \quad (18)$$

(18)式中, $P_{cb}$ 为毛管突破压力, $\gamma$ 为孔隙大小分布指数, $S_w$ 为含水饱和度.对应于突破压力的毛管半径可用孔隙度和渗透率来表示(Dullien, 2001):

$$r_b = \frac{3.5}{2} \sqrt{\frac{32K}{1000\phi}}, \quad (19)$$

(19)式中, $K$ 的单位为  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,  $\phi$  为小数, $r_b$  单位为  $\mu\text{m}$ .而毛管压力可用 Laplace 方程求出:

$$P_c = \frac{2\delta\cos\omega}{r}, \quad (20)$$

(20)式中, $\delta$ 为界面张力, $\omega$ 为润湿角, $r$ 为毛细管半径.水烃体系界面张力的一般表达式为(Danesh, 2000):

$$\delta = 111(\rho_w - \rho_n)^{1.024} (T/T_c)^{-1.25}. \quad (21)$$

(21)式中,水相和烃相的密度单位为  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $T$ 、 $T_c$  分别为体系温度和烃相的临界温度,单位为 K;水烃界面张力( $\delta$ )单位为  $\text{mN}/\text{m}$ .另外,本次模拟假设岩石完全水湿,可得润湿相接触角  $\omega$  为 0.因此,将  $r_b$ 、 $\delta$  和  $\omega$  代入公式(20),可求得岩石毛管突破压力  $P_{cb}$ .如果要求得驱替毛管压力曲线,还需要确定孔隙大小分布指数.通过对渤海湾盆地东营凹陷的 28 块砂岩样的压汞曲线的拟合分析表明,孔隙大小分

布指数基本上是与岩石的孔隙度和绝对渗透率等物性无关的参数,本次模拟取其均值 0.34.本次成藏模拟对泥岩也采用相同的突破毛管压力公式和孔隙大小分布指数值.

### 2.5 相对渗透率

油和水的相对渗透率采用 Brooks—Corey 经验关系式表示(Brooks and Corey, 1966; Luo and Vasseur, 1996; Dullien, 2001):

$$\begin{cases} K_{rw} = S_w^{(2+3\gamma)/\gamma} \\ K_{ro} = (1 - S_w)^2 (1 - S_w^{(2+\gamma)/\gamma}). \end{cases} \quad (22)$$

## 3 模拟过程及结果分析

### 3.1 模拟过程及参数的确定

在模拟过程中,上覆地层以恒定的速率( $S_T$ )沉积,且不考虑上覆地层的压实.在整个演化过程中,地层的每一点的地温梯度( $T_g$ )都一致,并且保持不变,因此,地层中每一点的温度由其所在的深度、地温梯度和上覆地层沉积表面温度决定.

生油模拟中生油岩中的干酪根依反应活化能划分的各组份初始含量和频率因子等参数采用文献(Schenk *et al.*, 1997)提供的 Toarcian 页岩 II 型干酪根的数据.模拟中的其他参数或取自其他有关参考文献或根据模拟的要求给定,具体有关参数值见表 1.为了增加模拟的准确和稳定性,在砂岩与上下泥岩段之间加入过渡层,过渡层的岩石物性参数按线性或对数线性过渡.

初始时刻,地层孔隙完全被水饱和,每一点的地层压力为静水压力.上覆地层沉积表面温度( $T_s$ )在演化过程中保持不变.

### 3.2 模拟结果描述和分析

模拟所采用的时间步长为 25 y,共进行了 40 Ma 的成藏过程模拟.在这个时间段内,上覆地层共沉积了 3 600 m.图 2a 给出了成藏模拟过程中目的层段的含油饱和度的变化.大约在 25 Ma 时在砂岩段顶部网格内开始有较明显的石油聚集,尔后,砂岩顶部网格的含油饱和度逐渐增高,同时明显含油的砂岩网格数也逐渐增多.随着演化时间的继续增加,饱含油的砂岩段的含油饱和度在总体上继续增加,至演化后期,各网格的含油饱和度趋于稳定和一致,同时过渡段的含油饱和度也呈现出过渡性的渐变变化.泥岩段的含油饱和度随时间也呈现出逐渐增高的趋势,但总体的含油饱和度没有超过 10%.图 2b

表 1 成藏模拟中用到的各参数

Table 1 Parameters used in the simulation

参数	含义	数值	单位
$H_{m1-init}$	上泥岩段初始厚度	300	m
$H_{s-init}$	砂岩段初始厚度	100	m
$H_{m2-init}$	下泥岩段初始厚度	300	m
$H_{t1-init}$	上过渡层初始厚度	20	m
$H_{t2-init}$	下过渡层初始厚度	20	m
$H_o$	上覆地层初始厚度	200	m
$\rho_k$	有效干酪根密度	1 150	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_m$	泥岩不可压缩骨架密度	2 650	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_s$	砂岩不可压缩骨架密度	2 650	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_u$	上覆地层平均密度	2 350	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_{w0}$	地层水在参考温度和压力下的密度	1 030	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_{o0}$	油在参考温度和压力下的密度	850	kg/m <sup>3</sup>
$T_o$	油和水的参考温度	4	°C
$P_o$	油和水的参考压力	0.1	MPa
$\alpha_w$	水热膨胀系数	$7.0 \times 10^{-4}$	°C <sup>-1</sup>
$\alpha_o$	油热膨胀系数	$7.2 \times 10^{-4}$	°C <sup>-1</sup>
$\beta_w$	水压缩系数	$6.0 \times 10^{-10}$	Pa <sup>-1</sup>
$\beta_o$	油压缩系数	$5.0 \times 10^{-10}$	Pa <sup>-1</sup>
$a_{init}$	初始时刻有效干酪根与生油岩骨架质量比	0.03	小数
$\varphi_{0m}$	生油岩沉积表面孔隙度	0.50	小数
$\varphi_{0s}$	砂岩沉积表面孔隙度	0.42	小数
$\lambda_m$	生油岩压缩系数	$3.7 \times 10^{-8}$	Pa <sup>-1</sup>
$\lambda_s$	砂岩压缩系数	$2.0 \times 10^{-8}$	Pa <sup>-1</sup>
$\eta_m$	泥岩渗透率与孔隙度关系中的常系数	$5.0 \times 10^{-16}$	m <sup>2</sup>
$\eta_s$	砂岩渗透率与孔隙度关系中的常系数	$7.36 \times 10^{-10}$	m <sup>2</sup>
$d_m$	泥岩渗透率与孔隙度关系中的常系数	4	无因次
$d_s$	砂岩渗透率与孔隙度关系中的常系数	5.223	无因次
$T_c$	油相临界温度	480	K
$T_s$	上覆地层沉积表面温度	20	°C
$T_g$	地温梯度	0.033	°C/m
$S_f$	上覆地层沉积速率	90	m/Ma

给出了目的层段毛管压力随演化时间的变化趋势。从总体上看,泥岩段的毛管压力要大于砂岩段的毛管压力,随着模拟时间的增加,泥岩和砂岩段的毛管压力差有逐渐增大的趋势,但到 35 Ma 后,这种毛管压力差值迅速减小。图 3 给出了目的层段油势梯度的变化规律,图 3 中的一个明显的特征是在砂岩段两侧与泥岩的过渡区域出现了两个高势梯度区,而且这两个高势梯度区域的势梯度符号相反,反映出油的流向都指向砂岩区,除了正高势梯度区的其他目的层段油势梯度都表现为负值,反映了石油总体的流向趋势还是自下而上。而到了模拟的最后阶段,这两个突出的高势梯度区非常快速的消失,整体的势梯度变得相对平缓,而且所有点的势梯度值都为负值,说明到了模拟的最后时刻,所有点的油的流向都是自下而上。在 40 Ma 的模拟过程中水势梯度在总体上为负值,反映了

水自下而上的总体流动趋势。

从模拟结果来看,随着沉积过程的不断进行,压实作用使得网格的长度不断减小,孔隙度和渗透率等物性条件也表现出了逐渐变差的趋势。随着上覆地层的不断沉积,源岩层的温度不断升高,干酪根不断降解而生成石油。从模拟结果看,源岩有较显著的石油生成在 20 Ma 左右,而砂岩中有较显著的石油聚集始于 25 Ma 左右。根据油的势梯度分析,石油是从上下两个方向向砂岩体中聚集的,但大部分石油是来源于下部的油源岩。砂体上部的油源岩对砂体中石油聚集量的贡献比较有限,除了倒数第一个网格向砂岩中排油外,其他的网格中生成的石油都向上方运移进入上覆地层。在源岩开始大量生油的初始阶段,石油之所以能从源岩排向砂岩体,主要是因为源岩和砂岩之间的物性差异使得泥岩中的毛管

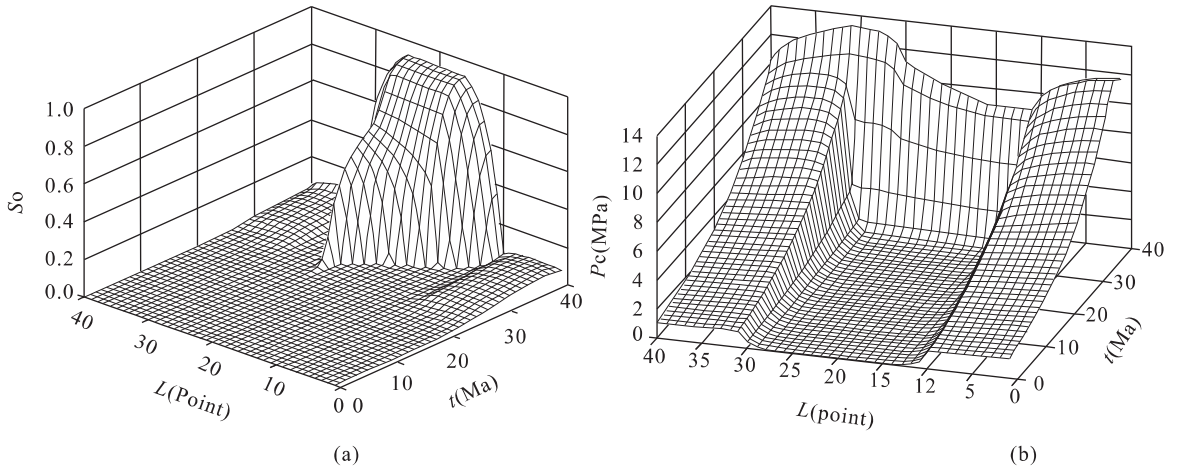


图 2 目的层段含油饱和度(a)和毛管压力(b)随时间变化

Fig. 2 Oil saturation varied (a) and capillary pressure varied (b) with time in the simulative section

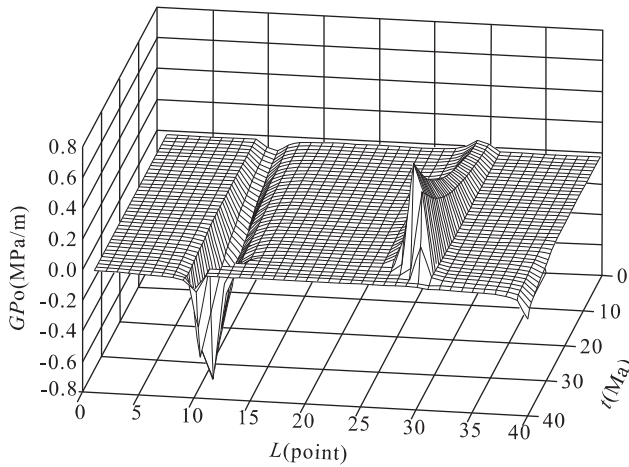


图 3 目的层段油势梯度随时间变化

Fig. 3 Oil potential grads varied with time in the simulative section

压力高于砂岩,导致源岩中油相的压力高于砂岩体中的油相压力,砂岩体成为油的相对低势区,使得石油得以从源岩中不断地运移进砂体并在其中聚集.而从多孔介质的毛管压力变化曲线可知,非润湿相饱和度的增高使得毛管压力增大,因此随着砂岩中的含油饱和度的不断增高,砂岩的毛管压力也不断增高.在较低的含油饱和度区间,含油饱和度的变化对毛管压力的变化影响相对较小,而在较高的含油饱和度区间,含油饱和度较小的增高能引起毛管压力有较大幅度的提升.由于源岩孔渗条件比砂岩的差,因此,在模拟的初始阶段,泥岩的毛管压力要大于砂岩,并且在砂岩一定的含油饱和度区间,这种趋势一直存在.但在成藏模拟的后期阶段,由于砂岩处于较高的含油饱和度区间,砂岩的毛管压力迅速地

向泥岩的毛管压力接近,这种变化趋势是由石油向砂岩体中运聚速率和累积量及天然多孔介质毛管压力曲线变化特点所决定的.

#### 4 独立砂体成藏主要影响因素模拟

为了分析独立砂体成藏的主要影响因素,下面主要对不同的砂岩物性和源岩的生油潜力对透镜状砂体油藏含油性的影响进行了模拟.

模拟中,砂岩的物性主要体现在孔渗条件以及相应的毛管压力曲线特征上.在泥岩特征和演化特点都不变的情况下,改变砂岩的渗透率演化特征后进行了两次模拟.这两次模拟,依次使表 1 中砂岩渗透率与孔隙度关系中的常数  $\eta_p$  减小一个数量级,这代表砂岩的总体渗透性变差,同时意味着砂岩的毛管突破压力变大.从这两次模拟得到的整个目的层的含油饱和度变化情况可以看出,砂体开始聚油的时间相同,并且最终毛管压力的变化都趋于一致,然而,不同孔渗条件砂岩的含油饱和度却不同.砂岩物性的改变对砂体含油饱和度的影响主要体现在砂岩毛管压力特征的不同,渗透性差的砂岩具有较高的突破毛管压力,因此达到相同的毛管压力所需的含油饱和度要低于渗透性好的砂岩,因此从模拟过程和结果来看,渗透性好的砂岩的含油饱和度要高于渗透性较差的砂岩.

源岩生油潜力的不同,势必会造成砂体内石油聚集过程和量的差异,为了模拟这种影响,进行了两次数值模拟,其中,砂岩渗透率与孔隙度关系中常系



数  $\eta_p$  取值为  $7.36 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ , 但分别给定不同的干酪根含量, 令第一次模拟的  $a_{\text{init}} = 0.045$ , 第二次模拟的  $a_{\text{init}} = 0.015$ . 通过对不同  $a_{\text{init}}$  条件下的目的层段含油饱和度的变化情况分析, 经过 40 Ma 的演化后, 对于  $a_{\text{init}} = 0.045$  的模拟, 砂体已经完全被油所饱和, 并达到平衡状态, 最终的含油饱和度达到 88%~89%, 而对于  $a_{\text{init}} = 0.015$  的模拟试验, 砂岩段虽然也饱和了油, 但并未达到平衡状态, 其最终的含油饱和度小于 70%. 而且在成藏模拟过程中, 对应于低生油潜力源岩的砂岩段的含油饱和度也一直处于较低的状态.

另外, 影响石油生成、排出及运聚的其他因素也会对透镜状砂岩油藏的成藏过程造成影响. 如在成藏过程中古地温梯度的变化、沉积速率的变化、不同的岩石压缩系数等都会对石油的生成和聚集产生重要的影响, 本文就不一一模拟了.

## 5 成藏机理分析

一般的观点认为异常高压是石油初次运移的主要动力 (Palciauskas, 1991; Mann *et al.*, 1997; 罗晓容, 2001), 然而, 石油由势能较高的源岩向势能相对低的疏导层运移相对好理解. 但对于被源岩所包围的砂体内的流体同源岩内流体同样处于封闭环境, 一般地理解, 它们应该具有相同的流体压力, 而且, 在地层沉积压实的过程中, 砂体的孔隙度也是在减小的, 从总体上看, 砂岩体也是向外排出流体的. 因此, 虽然该类油藏存在形式简单, 但如何理解石油自源岩向砂体运移并聚集在实际理解上存在一定的困难.

通过该类油藏成藏过程模拟表明, 油和水在源岩和砂岩体中的流动是非混相的, 它们有着各自独立的流动途径和压力系统. 虽然从总体上看, 生油岩和砂岩中都存在着异常压力, 但在油、水两个系统之间却存在着压力差, 而这一压力差是由油和水之间的毛管压力来平衡的. 因此, 在理解透镜状砂体成藏时, 不应从单一的流体相来考虑源岩和砂体间的流体流动关系, 而应将其作为两相流考虑.

在石油没有大量生成之前, 整个地层中只有单一的水相在流动, 对于底部是封闭边界的地层, 在上覆地层的压实作用下, 地层水总的流向是自下而上, 砂体也成为整个地层水流动体系的一部分. 随着地层的不断沉降和地层温度的增高, 源岩中的干酪根向石油的转化率逐渐增高, 生成的液态石油在干酪

根表面处于承压的状态, 会排向周围承受差应力较小的孔隙中. 随着石油的不断生成, 在源岩孔隙中的石油会越聚越多, 也意味着源岩孔隙的含油饱和度的增加. 石油首先占据着较大的孔隙空间, 随着源岩中含油饱和度的增加, 石油将逐渐占据越来越小的孔隙空间, 在这期间, 毛管压力逐渐增大, 因此在油水之间形成逐渐增大的压力差. 而在砂岩体中初始时刻都饱含着水, 因此, 在围岩和砂岩间油相存在一定的势差, 砂体成为一个相对的油相低势区, 围岩中的石油具有向砂体运移并聚集的趋势. 而此时整个地层水仍保持着底部的高势区和顶部的低势区, 总体的运移趋势是自下而上. 由于浮力的作用, 石油仅在砂体顶部附近呈现较小范围的向下流动, 从下部围岩运移而来的石油则主要向上流动, 在砂岩顶部聚集, 并随着聚集量的增大而不断扩大高含油饱和度的范围. 随着生油岩中石油的不断生成, 由于源岩的低渗透性而造成排出困难会导致源岩的含油饱和度不断增大, 从而使其毛细管压力逐渐增加, 因而围岩和砂体之间的油的势差有逐渐增大的趋势, 这是问题的一方面; 而另一方面这种势差随着砂岩中含油饱和度的增加而不断减少. 这两个矛盾的过程一直左右着透镜状砂体的成藏过程. 当砂体中的含油饱和度增加使毛管压力大到与围岩的毛管压力达到平衡时, 围岩和砂体之间总体的油相势差将不复存在, 取而代之的是自下而上的石油总体流动, 这时砂体的进油量和出油量达到平衡, 砂体对于石油来说只是起到了过路作用.

由此可见, 超压是推动流体整体运移的动力, 而对处于生油围岩包围中的砂体, 围岩和砂体间毛管压力的差异才是驱动石油在原生透镜状砂岩油藏中聚集的根本动力. 原生透镜状砂岩油藏的成藏是由力平衡和物质平衡两种基本作用控制的成藏过程. 当石油生成量不足时, 即使围岩相对砂体具有较高的油相势能, 但仍不能使砂体拥有足够多的石油聚集; 而当围岩与砂体间的油相势差达到平衡状态时, 即使围岩还有充足的石油供应, 也无法使砂体内再聚集更多的石油. 而这两种平衡条件是受石油生成速率、围岩和砂体孔渗条件、砂体高度和规模等多重因素共同制约的.

## 6 实例分析

为了验证上述理论研究的正确性, 下面具体以

渤海湾盆地东营凹陷的两个原生透镜状岩性油藏的成藏过程模拟,以及东营凹陷的牛庄洼陷区的原生透镜状岩性油藏含油性影响因素的实际统计来予以分析。

营 11 砂岩油藏位于东营凹陷的东辛油田西南部,西邻郝家油田,南靠现河庄油田.构造上处于东营凹陷中央隆起带西部,东辛、郝家、现河庄构造断裂带之间的洼陷中央.本次模拟的是营 11 砂体沙三中下油藏,该油藏探明石油地质储量 1 248 万吨,是东营凹陷迄今为止发现的最大的透镜状砂岩油藏.通过成藏过程数值模拟表明,营 11 砂体有显著的石油聚集大约始于沙一段沉积期末,在演化过程中,石油在砂体中一直处于聚集状态,含油饱和度不断升高,到现今模拟结束,整个砂体都饱含石油,平均含油饱和度在 73% 左右,这与砂体实际的含油饱和度平均值 69% 很接近.牛 35-B 砂体位于东营凹陷牛庄洼陷靠近中央隆起带一侧.牛 35-B 砂体所在的层位是沙三中,砂体由边缘向内部厚度是逐渐增加的,最大厚度可达 35 m.砂体的沉积类型为滑塌浊积岩,是东营三角洲的一部分.牛 35-B 为部分含油的透镜状岩性油藏.砂体的含油饱和度由牛 37 以北约 300 m 处的 50% 向上倾方向可达到 74%,而油藏的平均含油饱和度为 60% 左右.通过成藏过程数值模拟表明,牛 35-B 砂体有显著的石油聚集大约从东营组沉积期末开始,而后含油饱和度不断升高,至现今模拟结束,整个砂体含油饱和度大于 50% 的部分约占砂体总面积的 2/3,在砂体的顶端,最大的含油饱和度接近 70%,这与砂体实际的含油饱和度等值线图所显示的结果基本上是一致的。

通过对比两个油藏的储层物性和成藏环境可知,两者在含油性上的差别主要来自于围岩的生油潜力的不同.营 11 砂体顶面平均埋藏深度为 3 112 m,储层平均孔隙度为 21%,渗透率为  $10.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;牛 35-B 砂体顶面平均埋藏深度为

3 020 m,储层平均孔隙度为 19%,渗透率为  $9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ .在含油饱和度上,营 11 砂体平均为 69%,而牛 35-B 砂体平均为 60%;同时两个砂体的石油充满程度也不同,营 11 砂体几乎全充满,含油高度 225 m,而牛 35-B 砂体石油充满度仅为 75%,含油高度为 150 m.可见,营 11 砂体和牛 35-B 砂体的孔渗条件基本相似,因此储层的物性条件不是影响它们含油性的差异主要原因.而通过对它们的围岩条件的分析表明,造成它们含油性差异的最主要原因是围岩的有机质含量和石油生成量的不同.营 11 砂体紧临下面的沙三下高有机碳含量的生油岩,而牛 35-B 砂体处于沙三中中部,其紧邻的围岩的有机碳含量较低,且砂体所在处的沙三下和沙四上生油岩无论是有机碳含量和总体厚度上都逊于营 11 砂体所在的位置,同时牛 35-B 砂体的埋藏位置也较营 11 砂体浅,因此有机质转化程度也较低,较差的生油围岩条件造成了牛 35-B 砂体含油性要逊于营 11 砂体。

通过油藏物理理论可知,油藏内某一点的含油饱和度的大小取决于该点的毛管压力值大小和该点岩石的驱替毛管压力特征,岩石的驱替毛管压力特征体现的是岩石的物性,而对于储层的毛管压力值大小则反映了油藏的充注程度.图 4a 给出了渤海湾盆地济阳坳陷牛庄洼陷的原生透镜状砂岩油藏孔隙度与含油饱和度的关系,可见砂岩孔隙度与油藏含油饱和度存在正相关关系,说明物性较好的原生透镜状砂体更有利于石油的聚集.另一方面,通过对牛庄洼陷地层异常压力的分析表明,地层异常压力区基本上分布在生烃条件较好的沙三下和沙四上生油岩层位,并且异常压力系数的大小可以反映源岩生油条件的好坏,因此,可以利用异常压力系数的大小来代表原生透镜状砂岩油藏围岩生烃潜力差异.而通过牛庄洼陷原生透镜状砂岩油藏的异常压力系数与油藏顶部毛管压力大小的回归表明,它们之间存

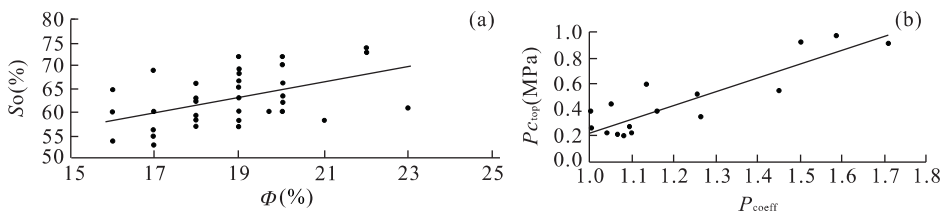


图 4 牛庄洼陷原生岩性油藏含油性影响因素统计分析

Fig. 4 Statistical analysis of the influential factors on the oil-bearing characters of original lentoid sand reservoirs in Niuzhuang sag

a. 油藏储层孔隙度与含油饱和度关系; b. 油藏异常压力系数与油藏顶部储层毛管压力关系



在非常强的正相关性(图 4b),说明生油条件好的围岩对砂体的石油充注能力更强,更有利于石油在砂体中的聚集.通过上述实际地区原生透镜状砂岩油藏含油性的影响因素分析可以看出其结论与成藏数值模拟所得到的结论是一致的.

## 7 主要结论

(1)根据变形多孔介质两相流动的流固耦合基本原理,可以用数值的方法模拟处于生油围岩包围中的透镜状砂岩油藏成藏的整个过程.在模拟过程中,综合考虑了地层沉降和压实、温压变化、砂体和围岩物性变化、孔隙流体物性变化、石油生成等各种相关过程.(2)通过成藏过程一维数值模拟表明,由于物性差异和石油生成而导致的围岩和砂体间毛管压力的差异是驱动石油在原生透镜状砂岩油藏中聚集的根本动力.而成藏过程受力平衡和物质平衡两种基本作用的控制.(3)对于透镜状砂岩油藏含油性的影响因素主要体现在砂体的物性和围岩的生油潜力.在相同的围岩条件下,渗透性好的砂岩的含油饱和度总体上要高于渗透性较差的砂岩;而对于相同的透镜状砂体,围岩生油潜力好有利于砂体的成藏.

致谢:感谢胜利油田博士后科研站对该项目研究的资助.

## References

- Brooks, R. H., Corey, A. T., 1966. Properties of porous media affecting fluid flow. *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, 92(2):61—88.
- Chen, Z. M., Zhang, Y. F., Han, Y. X., et al., 1998. A modelling experiment and mechanism analysis of oil accumulation in pod-like sand body. *Petroleum Geology & Experiment*, 20(2):166—170 (in Chinese with English abstract).
- Danesh, A., 2000. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Translated by Shen, P. P., Han, D.. Petroleum Industry Press, Beijing, 293 (in Chinese).
- Dullien, F. A. L., 2001. Porous media fluid transport and pore structure. Translated by Fan, Y. P., Zhao, D. W.. Petroleum Industry Press, Beijing, 332 (in Chinese).
- Düppenbecker, S. J., Dohmen, L., Welte, D. H., 1991. Numerical modeling of petroleum expulsion in two areas of the Lower Saxony basin, northern Germany. In: England, W. A., Fleet, A. J., eds., *Petroleum migration*. Geological Society Special Publication, 59:47—64.
- Hermanrud, C., Wensass, L., Teige, G. M. G., et al., 1998. Shale porosities from well logs on Haltenbanken (off-shore mid-Norway) show no influence of overpressuring. In: Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., eds., *Abnormal pressures in hydrocarbon environments*. AAPG Memoir, 70:65—85.
- Li, P. L., Pang, X. Q., Chen, D. X., et al., 2004a. Oil trapping mechanism and model of sand lens reservoir of Jiyang depression. *Science in China (Ser. D)*, 34(Suppl. 1):143—151 (in Chinese).
- Li, P. L., Zhang, S. W., Song, G. Q., et al., 2004b. Forming mechanism of subtle oil pools in fault basins—Taking the Jiyang depression of the Bohaiwan basin as an example. *Petroleum Geology & Experiment*, 26(1):3—10 (in Chinese with English abstract).
- Luo, X. R., 2001. Dynamic background and conditions for petroleum primary migration. *Acta Petrolei Sinica*, 22(6):24—29 (in Chinese with English abstract).
- Luo, X. R., Vasseur, G., 1996. Geopressing mechanism of organic matter cracking: Numerical modeling. *AAPG Bulletin*, 80(6):856—874.
- Mann, U., Hantschel, T., Schaefer, R. G., et al., 1997. Petroleum migration: Mechanisms, pathways, efficiencies and numerical simulations. In: Welte, D. H., Horsfield, B., Baker, D. R. eds., *Petroleum and basin evolution*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 403—520.
- Mudford, B. S., Gradstein, F. M., Katsube, T. J., et al., 1991. Modelling 1D compaction-driven flow in sedimentary basins: A comparison of the Scotian shelf, North Sea and Gulf Coast. In: England, W. A., Fleet, A. J., eds., *Petroleum migration*. Geological Society Special Publication, 59:65—85.
- Okui, A., Siebert, R. M., Matsubayashi, H., 1998. Simulation of oil expulsion by 1-D and 2-D basin modelling—Saturation threshold and relative permeabilities of source rocks. In: Düppenbecker, S. J., Illiffe, J. E., eds., *Basin modelling: Practice and progress*. Geological Society Special Publications, 141:45—72.
- Palciauskas, V. V., 1991. Primary migration of petroleum. In: Merrill, R. K. ed., *Source and migration processes and evaluation techniques*. AAPG Treatise of Petroleum Geology, Tulsa, OK, 13—22.
- Pang, X. Q., Chen, D. X., Li, P. L., et al., 2003. Accumulation thresholds of sand lens and controlling mechanism for oil and gas distribution. *Acta Petrolei Sinica*, 24(3):38—41 (in Chinese with English abstract).

- Schenk, H. J., Horsfield, B., Krooss, B., et al., 1997. Kinetics of petroleum formation and cracking. In: Welte, D. H., Horsfield, B., Baker, D. R., eds., *Petroleum and basin evolution*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 233—269.
- Shi, G. R., 1999. *Petroleum basin modeling method*. Petroleum Industry Press, Beijing, 215 (in Chinese).
- Slavin, V. I., Smirnova, E. M., 1998. Abnormally high formation pressures: Origin, prediction, hydrocarbon field development, and ecological problems. In: Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., eds., *Abnormal pressures in hydrocarbon environments*. *AAPG Memoir*, 70: 105—114.
- Sui, F. G., 2005. Quantitative study on key control factors for reservoir formation in turbidity sand. *Acta Petroli Sinica*, 26(1): 55—59 (in Chinese with English abstract).
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, New York, Tokyo, 699.
- Tokunaga, T., Hosoya, S., Tooaka, H., et al., 1998. An estimation of the intrinsic permeability of argillaceous rocks and the effects on long-term fluid migration. In: Düppenbecker, S. J., Iliffe, J. E., eds., *Basin modelling: Practice and progress*. *Geological Society Special Publications*, 141: 83—94.
- Ungerer, P., Basis, F., Chenet, P. Y., et al., 1984. Geological and geochemical models in oil exploration: Principles and practical examples. In: Demaison, G., Murriss, R. J., eds., *Petroleum geochemistry and basin evaluation*. *AAPG Memoir*, 35: 53—57.
- Ungerer, P. J., Burrus, B., Dollge, P. Y., et al., 1990. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration. *AAPG Bulletin*, 74(3): 309—335.
- Wang, N., Chen, B. N., Zhai, J. F., 2001. Reservoir forming index for the lithological reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 27(6): 4—5, 8 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J., Pang, X. Q., Jiang, Z. X., et al., 2006. Main accumulation controlling factors and forecast of sand lens reservoir, Dongying depression, China. *Earth Science — Journal of China University of Geosciences*, 31(2): 250—256 (in Chinese with English abstract).

### 附中文参考文献

- 陈章明, 张云峰, 韩有信, 等, 1998. 凸镜状砂体聚油模拟实验及其机理分析. *石油实验地质*, 20(2): 166—170.
- Danesh, A., 2000. 油藏流体的 PVT 与相态. 沈平平, 韩冬, 译. 北京: 石油工业出版社, 293.
- Dullien, F. A. L., 2001. 现代渗流物理学. 范玉平, 赵东伟, 译. 北京: 石油工业出版社, 332.
- 李丕龙, 庞雄奇, 陈冬霞, 等, 2004a. 济阳坳陷砂岩透镜体油藏成因机理与模式. *中国科学(D辑)*, 34(Suppl. 1): 143—151.
- 李丕龙, 张善文, 宋国奇, 等, 2004b. 断陷盆地隐蔽油气藏形成机制—以渤海湾盆地济阳坳陷为例. *石油实验地质*, 26(1): 3—10.
- 罗晓容, 2001. 油气初次运移的动力学背景与条件. *石油学报*, 22(6): 24—29.
- 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.
- 石广仁, 1999. 油气盆地数值模拟方法. 北京: 石油工业出版社, 215.
- 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.
- 王宁, 陈宝宁, 翟建飞, 2001. 岩性油气藏形成的成藏指数. *石油勘探与开发*, 27(6): 4—5, 8.
- 张俊, 庞雄奇, 姜振学, 等, 2006. 东营凹陷砂岩透镜体油气成藏机理及有利区预测. *地球科学——中国地质大学学报*, 31(2): 250—256.