

压实流盆地油气运移动力学模型与数值模拟

——以东营凹陷为例

查明

(石油大学石油资源科学系, 东营 257062)

提 要 针对压实流盆地“离心”式流体势场性质和泥质岩排流模式,建立了东营凹陷沙三段古水动力学概念模型和“准三维非稳定流”数学模型。将古水动力场均衡网格与压实排流结点网格系统迭加,由达西定律和水均衡原理建立了水均衡差分方程,从而为古水动力学、古流体势场和石油二次运移数值模拟提供了数值方法。模拟结果表明,在东营期末(25 Ma),高势区位于利津和牛庄洼陷中心,最大可达 $59\ 000\ \text{m}^2/\text{s}^2$,并向盆地边缘逐渐降低。油气由高势区向低势区呈“离心”式运移,这正是控制油气呈环、带状聚集与分布的区域动力学条件。模拟结果还显示,沙三段在明化镇期(5 Ma)、东营期(25 Ma)和现今,其石油的运移速度分别为 $30\text{--}40\ \text{km}/\text{Ma}$ 、 $5\text{--}25\ \text{km}/\text{Ma}$ 和 $5\text{--}10\ \text{km}/\text{Ma}$,运移动力也因地质时间和空间而不同。

关键词 压实流 二次运移 概念模型 水动力学 东营

分类号 P 618.130.1

第一作者简介 查明 男 38岁 博士 副教授 石油地质学

1 前 言

油气运移是油气藏形成历史中的重要过程,也是目前石油地质研究的难点之一,根据盆地流体场性质,建立合理的运移概念模型和数学模型,是实现运移过程定量研究的前提。实践证明,在不同流体场势作用下,油气运移的动力学条件、运移方向、方式和规律等均有明显差异。在压实流盆地中,水动力主要来自盆地内沉积物的压实排水,且从盆地中心(压实排流中心)到盆地周缘,流体势梯度降低,其负势梯度方向即为流体的流动方向,即形成“离心流”式水动力场。正是在这种流体势场的作用下,油气从生油中心向其四周呈“离心”式运移^[1,2,3],从而导致油气围绕生油(气)中心呈环(带)状分布的规律。相反,在重力流盆地中,地形起伏所引起的测势面梯度由边缘向中心递减是流体穿层流动的主要动力,故油气具有“向心流”运移的基本规律^[4]。

通过水文地质、水动力学环境、流体势、油气运移地球化学等方面的研究^[3],均证实东营凹陷沙三段水动力场具有明显的压实流特征,油气运移的基本规律是以利津和牛庄洼陷为中心,向其周缘呈“离

心”方式运移。本文在此认识的基础上,建立了沙三段运移动力学模型,为古水动力学、古流体势、运移速度和历史的模拟提供了数值方法。

2 理论模型

2.1 古水动力学概念模型

实践证明,在压实作用下泥质层(生烃层)向其上、下邻近的储层(运载层)排出流体(烃)的数量取决于泥(源)岩的“有效”厚度,它与运载层生烃层的组合方式有关。根据东营凹陷压实作用与区域流体势场的性质,可建立沙三段古水动力学概念模型(图1)。模型的特征和意义是:

(1) P为运载层中任意一个单元控制体,其水动力来源由三部分组成:上、下泥质层流入的压实排水量 Q_u 、 Q_d 和运载层本身受压实产生的释水量,根据沙三段排烃规律^①, $Q_u < Q_d$,即由下伏泥(源)岩压实进入储层的流体量是主要的;

(2) 上、下泥岩层的滞流带相应于无效排烃(水)区,其厚度取决于泥(源)岩层的厚度、砂泥组合方式和欠压实状态;

(3) 运载层上、下的泥岩层具有双重作用:除向

* 中国石油天然气总公司“8.5”重点研究子课题(85-104-09-03)研究成果之一。

① 王捷等,济阳拗陷及其外围地区油气资源评价,1985

收稿日期:1996-10-30

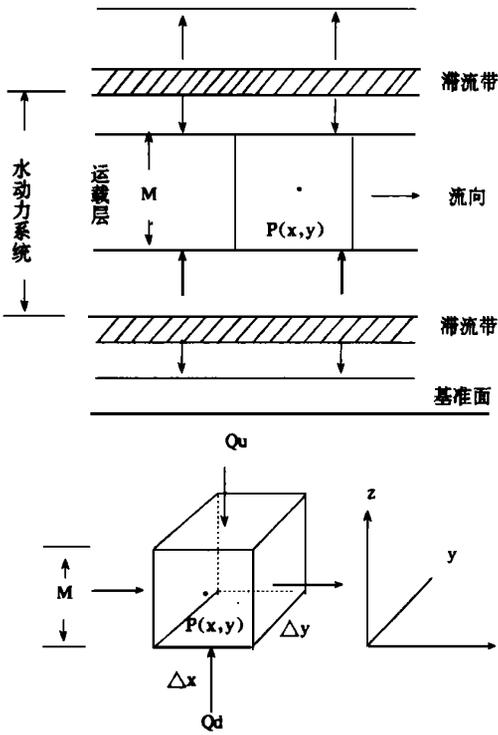


图 1 古水动力学概念模型

Fig. 1 Paleo-hydrodynamic conceptual model

运移层提供水动力来源外,本身又是运移层的渗流边界,即垂向流动是单向的、不可逆的。

本概念模型主要适用于运移层连续分布的层位或地区,当运移层为非连通时,应考虑为不同的水动力系统进行计算

2.2 数学模型

2.2.1 古水动力学方程

根据古水动力学概念模型,可建立压实流盆地古水动力学数学模型。在建立数学模型时,作出以下假设:

- (1) 储层中水是微可压缩的;
- (2) 储层中流体的流动符合达西定律;
- (3) 不考虑重力影响;
- (4) 储层是各向同性,但是非均质的;
- (5) 仅考虑储层的垂向压缩

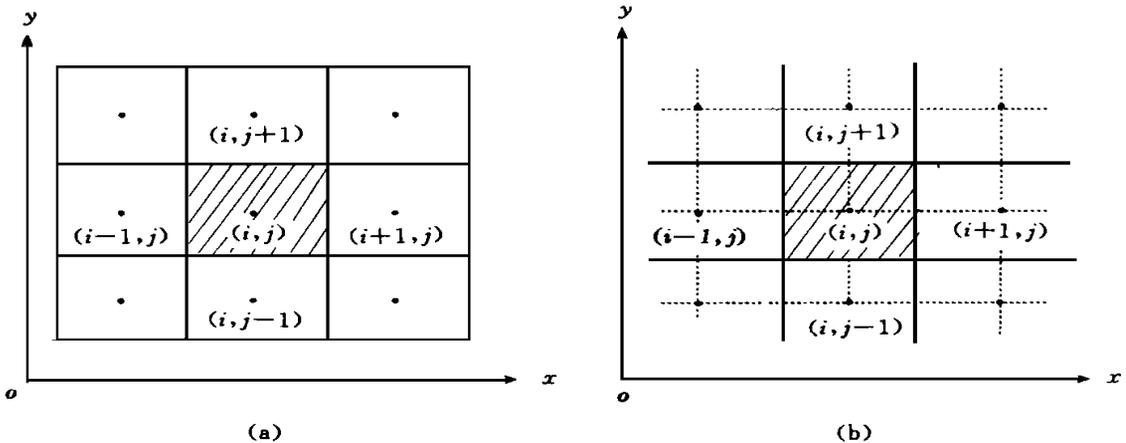
根据流体的状态方程、运动方程(达西定律)、连续性方程(质量守恒定律)和流体势方程及上述假设条件,可导出压实流盆地运移层“准三维非稳定流”古水动力学方程:

$$\frac{\partial}{\partial x} (T \frac{\partial H}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (T \frac{\partial H}{\partial y}) + Q = -_d \frac{\partial H}{\partial t} - T \frac{\partial S}{\partial t} \tag{1}$$

其中

$$\begin{cases} T = K \cdot M \\ K = \frac{d \cdot g \cdot k}{\rho} \\ -_d = d \cdot g (T_u + U_h) \cdot M \\ Q = Q_u + Q_d \end{cases} \tag{2}$$

式中: H 为古水头(折算水头), T 为储层的导水系数, Q 为从上、下岩(泥岩)压实进入储层中的流体(水、油)流量, M 为储层厚度, k 为储层固有渗透率, d 为水的密度, T 为储层骨架压缩系数, U 为水的压缩系数, g 为重力加速度, $_d$ 为储层的贮水系数,是



a. 古水动力场均衡网格 b. 压实 排流参数场结点网格

图 2 渗流网格部分示意图

Fig. 2 Patial divisional diagram of flow nets

表示其释水能力的参数; S 为储层上覆地层施加的垂向总应力, σ_v 为地层垂向压缩系数。

2.2.2 运移速度方程

当运载层中流体密度变化不大时,由流体势方程可导出油头 H_o [5]

$$H_o = \frac{d_w}{d} H_w - \frac{d_w - d_o}{d} Z \quad (3)$$

式中: d_w 、 d_o 分别为水和油的密度, H_w 为水头(即 H), Z 为运载层(储层)顶面相对于基准面的标高。当忽略毛管力的影响,并设油呈独立相运移时,油沿 x 和 y 方向上运移的实际速度为:

$$\begin{cases} V_x = - \frac{k_x \cdot d_o \cdot g}{\mu_o h} \frac{\partial H_o}{\partial x} \\ V_y = - \frac{k_y \cdot d_o \cdot g}{\mu_o h} \frac{\partial H_o}{\partial y} \end{cases} \quad (4)$$

式中 k_x 、 k_y 分别为沿 x 和 y 方向上运载层的渗透率, μ_o 为油的动力学粘度。油的合成速度 V_o 为:

$$V_o = \sqrt{V_x^2 + V_y^2} \quad (5)$$

2.3 定解条件

根据盆地边界性质和水动力学概念模型,可给出方程(1)的定解条件。

(1) 初始条件: 定水头初值 H_{wo} ,即沙三段沉积后运载层的古水头值:

$$H(x, y)|_{t=0} = H_{wo} \quad \begin{cases} 0 \leq x \leq L_x \\ 0 \leq y \leq L_y \end{cases} \quad (6)$$

式中 L_x 和 L_y 为渗流区的网格边界

(2) 边界条件:

压实流盆地水流主要为离心流,封闭性好,故可忽略盆地边缘(如凸起)渗入水的补给,其边界为隔水边界。即当 $t > 0$ 时

$$\begin{cases} T \frac{\partial H}{\partial n} |_{x=0} = 0 & T \frac{\partial H}{\partial n} |_{y=0} = 0 \\ T \frac{\partial H}{\partial n} |_{x=L_x} = 0 & T \frac{\partial H}{\partial n} |_{y=L_y} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

其中 n 为边界的外法线方向。

3 数值方法

3.1 网格系统

本文采用等格矩有限差分法求解方程(1)中的古水头 H 。方法是采用古水动力场均衡网格系统(图2a)与压实排流参数场结点网格系统(图2b)的迭加,即古水动力场网格格点的中心恰好是压实排流参数场网格系统的结点。由于地史模拟和生、排烃模拟

已采用矩形网格有限差分法,这样古水动力场均衡网格格点上的各项古参数值都是已知的。考虑到储层的非均质和不等厚特征,将本区的渗流区划分为 52×36 的等矩网格。

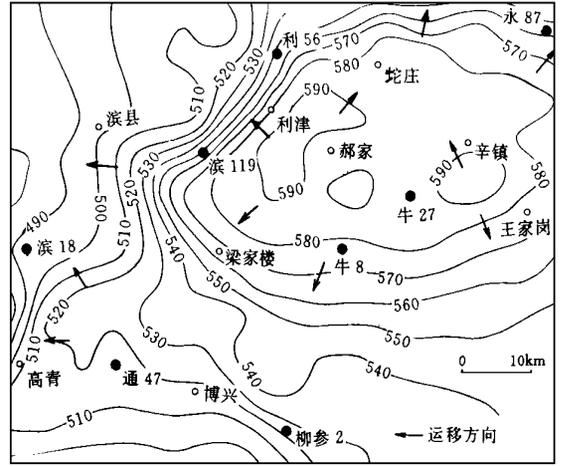


图3 东营期末沙三中油势 (Φ_o)等值线图 ($\times 100m^2/s^2$)
Fig. 3 Contour map of the oil potential in Es3 at 25Ma.

3.2 有限差分方程

根据达西定律和水均衡原理对网格建立差分形式的水均衡方程[6]。如图2a所示,对于格点 (i, j) 代表的均衡区(阴影部分),其边长分别为 Δx_i 和 Δy_j ,其中

$$\begin{cases} \Delta x_i = x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}} & (i = 1, 2, \dots, 52) \\ \Delta y_j = y_{j+\frac{1}{2}} - y_{j-\frac{1}{2}} & (j = 1, 2, \dots, 36) \end{cases} \quad (8)$$

由达西定律和水均衡原理可得到水均衡方程

$$\begin{aligned} T_{i-\frac{1}{2},j} \frac{H_{i-1,j}^{n+1} - H_{i,j}^{n+1}}{x_i - x_{i-1}} \Delta y_j + T_{i+\frac{1}{2},j} \frac{H_{i+1,j}^{n+1} - H_{i,j}^{n+1}}{x_{i+1} - x_i} \Delta y_j \\ + T_{i,j-\frac{1}{2}} \frac{H_{i,j-1}^{n+1} - H_{i,j}^{n+1}}{y_j - y_{j-1}} \Delta x_i + T_{i,j+\frac{1}{2}} \frac{H_{i,j+1}^{n+1} - H_{i,j}^{n+1}}{y_{j+1} - y_j} \Delta x_i \\ + Q_{i,j} = -_{i,j} = \frac{H_{i,j}^{n+1} - H_{i,j}^n}{\Delta t} \Delta x_i \Delta y_j - R_{i,j} \end{aligned} \quad (9)$$

其中 $T_{i-\frac{1}{2},j}$ 、 $T_{i+\frac{1}{2},j}$ 、 $T_{i,j-\frac{1}{2}}$ 和 $T_{i,j+\frac{1}{2}}$ 分别表示均衡区四边的导水系数,用格点 (i, j) 处的导水系数与其相邻格点的导水系数值的调和平均值表示,即

$$\begin{cases} T_{i-\frac{1}{2},j} = \frac{2T_{i-1,j}T_{i,j}}{T_{i-1,j} + T_{i,j}}; \\ T_{i,j-\frac{1}{2}} = \frac{2T_{i,j-1}T_{i,j}}{T_{i,j-1} + T_{i,j}}; \end{cases}$$

$$\begin{cases} T_{i+\frac{1}{2},j} = \frac{2T_{i,j}T_{i+1,j}}{T_{i,j}+T_{i+1,j}} \\ T_{i,j+\frac{1}{2}} = \frac{2T_{i,j}T_{i,j+1}}{T_{i,j}+T_{i,j+1}} \end{cases} \quad (10)$$

$Q_{i,j}$ 表示网格 (i,j) 内垂向排液量(由上、下泥岩供给); $R_{i,j}$ 为网格 (i,j) 内储层本身受压实的释水量; Δx_i 和 Δy_j 分别为网格步长(本文 $\Delta x_i = \Delta y_j$); $\alpha_{i,j}$ 为网格 (i,j) 的储水系数; H^n 和 H^{n-1} (下标略)分别为 n 和 $n-1$ 时刻储层的水头值。以各格点的水头为基础,整理(9)式,得

$$A_{i,j}H_{i-\frac{1}{2},j}^{n-1} + B_{i,j}H_{i+\frac{1}{2},j}^{n-1} + C_{i,j}H_{i,j-\frac{1}{2}}^{n-1} + D_{i,j}H_{i,j+\frac{1}{2}}^{n-1} + E_{i,j}H_{i,j}^{n-1} = F_{i,j} \quad (11)$$

式中

$$\begin{cases} A_{i,j} = T_{i-\frac{1}{2},j} \frac{\Delta y_j}{x_i - x_{i-1}} \\ B_{i,j} = T_{i+\frac{1}{2},j} \frac{\Delta y_j}{x_{i+1} - x_i} \\ C_{i,j} = T_{i,j-\frac{1}{2}} \frac{\Delta x_i}{y_j - y_{j-1}} \\ D_{i,j} = T_{i,j+\frac{1}{2}} \frac{\Delta x_i}{y_{j+1} - y_j} \\ E_{i,j} = - (A_{i,j} + B_{i,j} + C_{i,j} + D_{i,j} + \frac{i,j \Delta x_i \Delta y_j}{\Delta t}) \\ F_{i,j} = - (\frac{i,j \Delta x_i \Delta y_j}{\Delta t} h_{i,j}^n + Q_{i,j} + R_{i,j}) \end{cases} \quad (12)$$

上式为全隐式差分方程,具有稳定性和绝对收敛性,易知只要将 $E_{i,j}$ 置于系数矩阵的对角线上,其方程组的系数矩阵是对角占优的,故存在唯一解。可用点超松弛法(PSOR)求解不同时期的古水头值。

4 模拟结果及意义

用上述数值方法,输入各种参数,可对各地史时期的古水动力学条件、古流体势场和油气运移速度进行数值模拟。图3为沙三中古油势(H_b)分布图,在东营期末(25 Ma),利津和牛庄洼陷中心为高势区,最大油势(H_b)值可达 $59\,000\text{ m}^2/\text{s}^2$,并向盆地边缘逐渐降低。根据力场强度与势负梯度的关系,表明石油具有从高势区向低势区呈“离心”式运移的典型特征,这正是控制油气呈环、带状聚集与分布的区域动力学条件。运移模拟还表明,由于各地史阶段压实和排流程度不同导致了水动力能量和运移能力在时空上的较大差异。例如,沙三段在明化镇期总体运移速度为 $30\sim 40\text{ km/Ma}$,东营期和馆陶期为 $5\sim 25$

km/Ma ,而现今仅为 $5\sim 10\text{ km/Ma}$ 。因此,东营凹陷沙三段油气运移的主要驱动力也随时空而变化:在早第三纪,水动力是石油运移的主要驱动力,尤其在生油洼陷内及其邻近地区,浮力是次要的;在晚第三纪,水动力和浮力都是重要的,其相对强度取决于所处的构造位置;至第四纪,凹陷中心附近石油运移的主要动力则是浮力作用,但在凹陷的边缘地区水动力作用仍可占重要地位。

模拟研究对确定本区石油运移的动力学条件、主要控制因素、运移规律和可能的有利聚集区具有实际意义。水动力学和古流体势场的模拟为认识本区油气运移特征和石油的环(带)状分布提供了理论依据,表明在继承性的低势区将是本区油气运移、聚集的主要指向;运移速度模拟不仅支持了对本区油气主要成藏期的认识,而且与目前油气分布的规律相一致。

5 结 论

1. 压实流盆地“离心”式水动力场的性质和泥质层垂向排流特征是建立运移概念模型的基础,据此建立的“准三维非稳定流”数学模型不仅适用于东营凹陷,而且对其它条件相似的压实流盆地油气运移动力学研究也有借鉴意义。

2. 采用古水动力场均衡网格系统与压实排流结点网格系统的迭加,是从地史、热史、生烃史和排烃史模拟中获得运移模拟各项古参数的有效方法。

3. 运移数值模拟不仅为本区油气呈“离心”式运移和油气呈环(带)状聚集的规律提供了理论依据,而且为今后压实流盆地油气聚集与成藏定量模型的研究奠定了基础。

参 考 文 献

- [1] Coustau, H. Formation Water and Hydrodynamics. *Journal of Geochemical Exploration*, 1977, 7: 213~ 241.
- [2] 杨绪充. 含油气盆地温压环境. 东营: 石油大学出版社, 1993.
- [3] 查明, 陈发景, 张一伟. 压实流盆地流体势场与油气运聚关系——以东营凹陷为例. *现代地质*, 1996, 1: 102~ 110.
- [4] Toth, J. Cross-Formational Gravity-Flow of Groundwater: A Mechanism of the Transport and Accumulation of Petroleum (the Generalized Hydrolic Theory of Petroleum Migration). *AAPG, Studies in Geology 10 Problems of Petroleum Migration*. 1980, 121~ 167.
- [5] Hubbert, M. K. Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions. *AAPG Bull.* 1953, 37(8): 1954~ 2026.
- [6] 陈崇希, 唐仲华. 地下水流动问题数值模拟. 武汉: 中国地质大学

出版社, 1990.

The Dynamic Models and Numerical Simulation of Secondary Petroleum Migration in Compactional Flow Basins

— An Example From the Dong Ying Depression

Zha Ming

(Dept of Petroleum Resources Science, University of Petroleum, Dongying 257062)

Abstract

The conceptual model of paleo-hydrodynamics and mathematical model of pseudo-3D nonstationary flow for the Es3 member were built according to "centrifugal flow" characteristics of the fluid potential field of compactional flow basin as well as to expelling style of fluids from mudstones. Isostatic nets of paleo-hydrodynamical field were superimposed on nodal nets of compaction-displacement fluids, and the differential equations of hydrodynamics were written by means of Darcy's law and hydraulic isostation, which provides a numerical method for simulating paleo-hydrodynamics, paleo-fluid potential field and secondary hydrocarbon migration. The results of numerical simulation showed that the high potential values ($\text{Max. } 59000\text{m}^2/\text{s}^2$) were located in the centre of the Lijing and Niuzhang areas and descended towards edges of the depression at 25Ma (late Dongying). Oil migrated from higher potential belts to lower ones in "centrifugal flow", which was the regional dynamic condition of controlling petroleum accumulation and distribution. The simulations also revealed that migrating velocities are 30~40km/Ma at 5Ma, 5~10km/Ma at 25Ma and 5~10km/Ma at present in the Es member, respectively. The main driving forces of secondary migration were different in geologic times and spaces.

Key Words compactional flow secondary migration conceptual model hydrodynamics Dongying