

文章编号: 1001-6112(2000)03-0260-05

# 松辽盆地北部地下水热对流及油气聚集模型

王建荣

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要: 松辽盆地北部与油气有关的地下水活动可分为沉积水运动和渗入水-初生水对流运动两个阶段。地下水矿化度在盆地边缘地区随埋深的增大而增加,中间地区则出现了低“高”低的现象,中央地区随埋深增大地下水矿化度递减。该区地下水矿化度的“倒转”分布规律是因地下水的热对流运动而形成的。根据盆地地下水热对流地质模型建立的油气聚集模型可将油气聚集场所分为 3 大类:盆地边缘为地下水流动急剧变化区,地下水所携带的油气在有利的圈闭中聚集成藏(C类);盆地中间为由流线④⑤限制的“死循环”区,流体不与外界发生交替,具有好的油气保存条件(B类);盆地中央区上部为地下水的区域排泄区,利于油气聚集(A2类),中央区下部为两个流动系统交汇区,易形成油气聚集(A1类),此处亦为无机成因气藏的可能分布区。这 3 类油气藏(A、B、C类)分属不同的油气系统。

关键词: 地下水; 矿化度; 地下水对流模型; 油气聚集模型; 松辽盆地北部

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

松辽盆地北部与油气有关的地下水活动可分为沉积水运动和渗入水-初生水对流运动两个阶段<sup>[1]</sup>。当沉积压实作用结束后,盆内地下水以渗入水-初生水对流运动为主。地质工作者对沉积水运动阶段进行了大量的研究工作,本文重点讨论渗入水-初生水对流运动阶段的地下水矿化度特征及其与油气聚集的关系。

## 1 地下水矿化度

松辽盆地属陆相淡水河湖沉积盆地,地下水矿化度一般为 2 000~8 000mg/L(表 1),偏碱性,属重碳酸钠型水。

盆地北部葡萄花油层矿化度最高,达 7 972.17 mg/L。扶余和杨大城子油层的矿化度最低,为 4 806.77mg/L。矿化度的这种分布特征不能仅仅解释为由青山口组和嫩江组泥岩的隔挡所致。如果仅仅是这两套泥岩盖层控制矿化度高低,那么位于这两套盖层下部的扶、杨油层地下水矿化度理应更高,而事实并非如此。

依据地下水矿化度值可将地下水分为 3 类:<sup>1</sup>

低矿化度水,矿化度小于 6g/L;④中矿化度水,矿化度介于 6~11g/L 之间;⑤高矿化度水,矿化度大于 11g/L。松辽盆地北部主要为低、中矿化度水,下部(扶、杨油层以下)以低矿化度水为主,上部则以中矿化度水占优。这一分布特征与传统理论认为地下水矿化度随深度增加而增大的认识相矛盾。地下水矿化度的这种“倒转”分布现象主要是由于地下水运动方式的不同造成的。盆地边缘区,地下水以补给为

表 1 松辽盆地北部各层地下水平均矿化度

Table 1 Average TDS (total dissolved solids) of groundwater in various strata of the North Songliao Basin

层位	代号	平均矿化度 / (mg/L)	样品数
黑帝庙	H	6 109.61	39
萨尔图	S	6 083.29	313
葡萄花	P	7 972.17	294
高台子	G	6 907.38	186
扶杨	F.Y	4 806.77	364
深部	J.K <sub>1d</sub>	5 423.98	56

收稿日期: 2000-01-10; 修订日期: 2000-05-01.

作者简介: 王建荣(1964-),男(汉族),江苏常熟人,博士、高工,从事盆地流体与油气运移的研究工作。

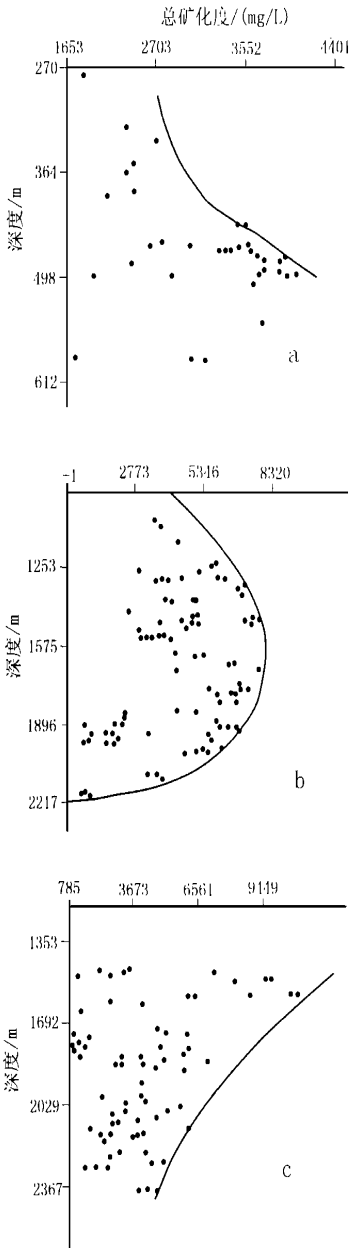


图 1 松辽盆地北部地下水矿化度与深度关系图

- a. 盆地边缘富字号井水样;
- b. 盆地中间地区古字号井水样;
- c. 盆地中央三肇地区升字号井水样

Fig. 1 Total dissolved solids of groundwater vs. depth in the North Songliao Basin

主,地下水由上向下运动,因此矿化度随深度的增加而增大(图 1a);盆地中间区(或斜坡区)为地下水径流区,矿化度出现了中间高、两头低的现象(图 1b),这是由于中间部位为封闭流线(图 1b)分布区,这里的地下水难与外界交流,矿化度最大;而中央区为地下水的排泄区,此处流体的运动方向为由下部向上

流动(流动方向“倒转”),因此,随深度的增大矿化度出现了递减的趋势(图 1c)。

## 2 地下水运动模型

地下水在盆地中央底部受热膨胀,产生的水热增压力使地下水沿中央断裂带垂直向上运动,而沿盆地边缘补给的冷水-渗滤水则在重力作用下向盆地底部运动,从而形成地下水对流系统(图 2)。以往的地下水对流模型多侧重于自由对流,因有流体的补给和排泄,所以建立完整的对流模型存在一定的难度。为了证明图 2 所示的流体运动,可采用有限元数值模拟法,在建立数学模型时忽略流体密度的变化,从而将实际的非线性问题线性化,使数值模拟成为可能,同时这样的处理结果与实际情况出入不大。

### 2.1 压力场和浓度场数学模拟

地下水压力场可由下式求解:

$$\begin{cases} \mu \frac{\partial H}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ k_{11} \frac{\partial H}{\partial x} + k_{12} \frac{\partial H}{\partial z} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[ k_{21} \frac{\partial H}{\partial x} + k_{22} \frac{\partial H}{\partial z} \right] + Q, (x, z) \in \Omega, t > 0, \\ H|_{\Gamma_1} = H_1, t > 0, \\ k_n \frac{\partial H}{\partial n} |_{\Gamma_2} = \beta, t > 0, \\ H|_{t=0} = H_0, (x, z) \in \Omega. \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $\mu$  是孔隙度;  $H$  是水位;  $k_{11}$ 、 $k_{12}$ 、 $k_{21}$ 、 $k_{22}$  是渗透系数;  $Q$  是抽水或注水量;  $\Omega$  是渗流区域;  $\Gamma_1 + \Gamma_2$  是  $\Omega$  的全部边界;  $k_n$  是法向渗透系数;  $\frac{\partial H}{\partial n}$  是  $H$  的外法线方向导数;  $H_1$ 、 $H_0$ 、 $\beta$  都是已知值。

地下水浓度由以下数学模型求解:

$$\begin{cases} \mu \frac{\partial C}{\partial t} + V_1 \frac{\partial C}{\partial x} + V_2 \frac{\partial C}{\partial z} = \mu \left[ \frac{\partial}{\partial x} \left( D_{11} \frac{\partial C}{\partial x} + D_{12} \frac{\partial C}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( D_{21} \frac{\partial C}{\partial x} + D_{22} \frac{\partial C}{\partial z} \right) \right] + Q(C_q - C) - \psi C, (x, z) \in \Omega, t > 0, \\ C|_{\Lambda_1} = C_1, t > 0, \\ \mu D_n \frac{\partial C}{\partial n} |_{\Lambda_2} = r, t > 0, \\ C|_{t=0} = C_0, (x, z) \in \Omega. \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $C$  是甲烷浓度;  $V_1$ 、 $V_2$  是渗流速度;  $D_{11}$ 、 $D_{12}$ 、 $D_{21}$ 、 $D_{22}$  是扩散系数;  $C_q$  是抽水或注水量  $Q$  的浓度;  $\Lambda_1 + \Lambda_2$  是  $\Omega$  的全部边界;  $D_n$  是法向扩散系数;  $\frac{\partial C}{\partial n}$  是  $C$  的外法线方向导数;  $f$  是衰减系数 ( $> 0$ );  $C_1$ 、 $C_0$ 、 $r$  都是已知值。式 (2) 中的渗流速度  $V_1$ 、 $V_2$  由式 (1) 给出。因此实际计算时, 每算一个时间的  $V_1$ 、 $V_2$ , 就可相应得出该时间的浓度  $C$ , 即

把水流方程和浓度方程耦合起来进行计算。

### 2.2 网格剖分及参数选择

在研究区选择长为 12km、最大深度 4km 的范围进行理论模拟(图 3)。网格剖分共有 312 个单元, 349 个结点。非均质区划分如图 4 所示, 5 个非均质区分别代表盆地上部储层、下部储层、泥岩盖层、中央断裂带和盆地边缘断裂带。各单元的孔隙度、渗透率和甲烷扩散系数如表 2 所示。

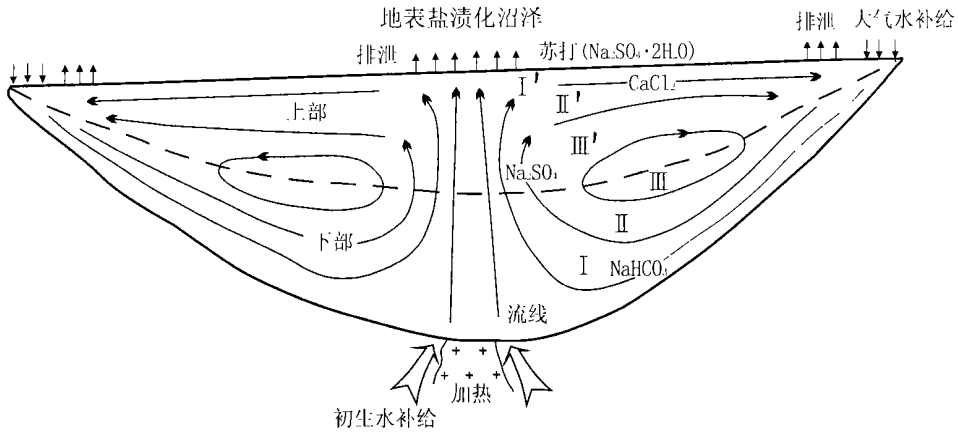


图 2 高温热流盆地的地下水对流模型

Fig. 2 Convection model of groundwater for hyperthermal heat-flow basins

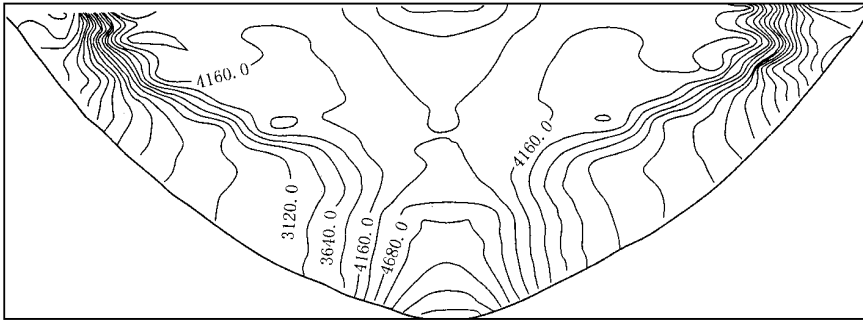


图 3 模拟甲烷浓度分布图

Fig. 3 Simulated distribution of methane concentration

表 2 非均质区参数表

Table 2 Parameters for heterogeneous areas

非均质区	孔隙度 /%	渗透率/ $\mu\text{m}^2$		甲烷扩散系数/ $\text{m}^2 \text{d}^{-1}$		代表地层
		$x$	$z$	$x$	$z$	
1	10	$0.06 \times 10^{-3}$	$0.06 \times 10^{-3}$	0.08	0.04	上部砂岩储层
2	8	$0.06 \times 10^{-3}$	$0.06 \times 10^{-3}$	0.01	0.1	下部砂岩储层
3	5	$0.009 \times 10^{-3}$	$0.0009 \times 10^{-3}$	0.0002	0.0006	泥岩盖层
4	12	$0.5 \times 10^{-3}$	$5 \times 10^{-3}$	0.05	0.021	中央断裂带
5	12	$0.5 \times 10^{-3}$	$5 \times 10^{-3}$	0.025	0.034	边缘断裂带

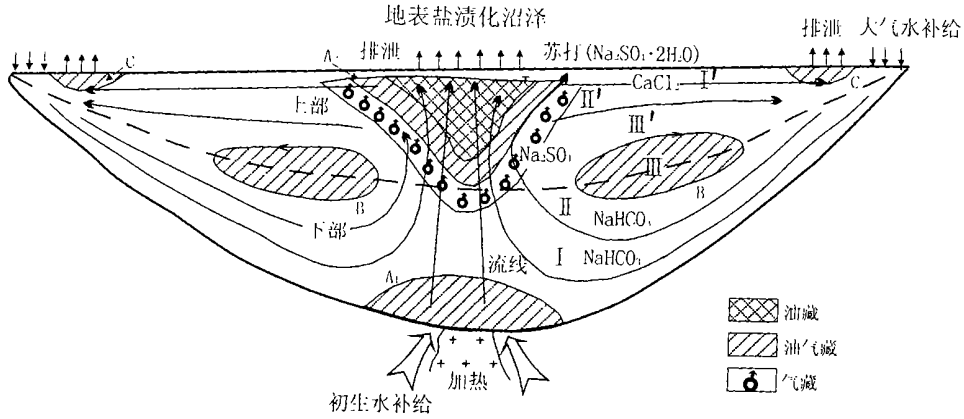


图 4 根据地下水对流模型建立的油气聚集模型

Fig. 4 Hydrocarbon accumulation model based on the convection model of groundwater

初始条件: 假定水位为 100m, 甲烷浓度为  $2.920 \text{ g/m}^3$ 。

边界条件: 考虑渗入水和深部初生水联合补给条件下的强迫对流运动。

通过计算可以看出, 达到稳定后 (> 10M a) 地下水中甲烷浓度场中的甲烷聚集位置与理论模型中的位置完全一致(图 3)。因此, 有限元数值模拟揭示在一定的地质条件下, 地下水对流运动完全可以形成, 油气可聚集于盆地边缘的浅部, 也可聚集于盆地中部和底部, 但它们具有成因上的不同, 分属于不同的含油气系统。

### 3 油气运移与聚集

地下水对于油气运移起着至关重要的作用, 不同的地下水对流模型所反应的油气运移与聚集规律也必然有所差异。图 4 模型所反应的第一个油气聚集场所为盆地边缘区。因为在盆地边缘地区地下水流动系统易发生急剧变化, 地下水所携带的油气将在有利的圈闭中聚集成藏。因边缘地区的地下水多具氧化性, 所以相应油的比重及粘度一般较大(如富拉尔基油气藏)。油气另一聚集场所在模型图中流线(④)所限制的局部“死循环”系统内。这里的地下水不与外界发生水交替, 具有好的油气保存条件, 在适当的圈闭中可聚集成藏。第三个油气聚集场所为盆地中央区。在盆地中央区上部, 垂直向

上运动的流体到达中浅层后在顶部盖层的阻挡作用下转向四周侧向运动。在侧向运移过程中, 由于油的粘度大, 所承受的阻力也大, 所以, 油首先被“捕获”, 形成“油心”, 向外渐次形成“油气环带”和“气环带”, 最外层为“水带”。这与黄福堂<sup>1</sup>、高瑞琪<sup>④</sup>等的研究结果相吻合。在盆地中央区下部, 由于两侧流动系统在此汇合, 所携带的物质易沉淀, 因此油气将在适当的圈闭中形成聚集。另外此处位于盆地深部的高温、高压地区, 水分子以  $\text{H}^+$ 、 $\text{O}^{2-}$  形式进入盆地,  $\text{H}^+$  与盆地中的 C 结合便形成了无机成因的油气, 所以此处也为无机油气的首要聚集区。

综上所述, 油气聚集场所可分为 3 大类: 盆地中央(A 类)、盆地中间(B 类)和盆地边缘(C 类)(图 4)。A1 和 C 类油气有利聚集区是因地下水流线急剧变化、烃类物质从水中分异聚集而成的; B 类油气有利聚集区是由局部水动力圈闭形成的; A2 类油气有利聚集区平面上为油心、油气环带、气环带, 立体上为锥体形状, 锥体尖部往下, 最内部为油锥体, 往外渐次为油气带和气带。A1 类油气有利聚集区也是无机成因油气的可能分布区。

由油气聚集模型可以看出, 盆地的各个部位均有可能形成油气藏, 但它们分布的空间位置及类型是有区别的。如在盆地中央打一口井, 有可能多层见油(A1、A2), 但它们分属于不同的油气系统。同样在盆地中间打一口井, 也可见不同的油层(A2、

<sup>1</sup> 黄福堂. 松辽盆地北部油气水物理化学性质组成特征与分布规律研究. 内部资料. 1989.

<sup>④</sup> 高瑞琪, 等. 松辽盆地北部不同成因类型天然气地化特征和早期资源评价. 内部资料. 1989.

B)。利用上述模型可以对中国东部现有资料进行重新解释,总结出新的油气聚集规律,进而更好地为新盆地或新区服务。

## 4 结论

(1) 松辽盆地北部地下水以中、低矿化度为主,下部主要分布低矿化度水,上部则主要分布中矿化度水。

(2) 地下水矿化度在盆地的不同部位具不同的变化规律。在盆地边缘,矿化度随深度增加而增大;盆地中间,矿化度则表现为中间高、两头低的特点;盆地中央矿化度随深度的增加而变低。

(3) 通过有限元数值模拟说明在一定的地质条件下,可以形成盆地范围内的热对流运动及相应的油气聚集。

(4) 根据地下水对流模型建立的油气聚集模型

可为新区勘探提供新的找油思路。

(5) 本文的模型可给封存箱内流体的热对流运动研究提供借鉴。

致谢:大庆石油管理局高瑞琪付局长、肖德铭付院长、杨庆元主任、黄福堂、王晓达等同志对本文的工作进行了热情指导并提供了大量资料。另本文的工作也曾得到地矿部石油地质研究所焦守谄教授级高工,陈家弦、黎玉战和景日新高工等的帮助。此外,中国科学院地质所汪集炀院士在地热学方面,中国地质大学能源系李明诚教授、陶一川教授在油气运移方面,环科系田开铭教授、陈明佑教授和万力教授在地下水压力场和浓度场数值模拟方面也给作者提出了有益的建议和指导。在此一并表示衷心的感谢!

参考文献:

- [1] 王建荣. 试论松辽盆地北部地下水运动模型与油气的运移聚集 [A]. 石油与天然气地质文集: 第 4 集 [C]. 北京: 地质出版社, 1993.

# HYDROTHERMAL CONVECTION MODEL OF GROUNDWATER AND THE CORRESPONDING HYDROCARBON ACCUMULATION MODEL FOR THE NORTH SONGLIAO BASIN

WANG Jian-rong

(Institute of Petroleum Exploration and Development, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** The movement of groundwater related to hydrocarbon in the North Songliao Basin can be divided into two stages: the movement of sedimentary water and the convection of infiltration water and juvenile water. The TDS (total dissolved solids) of groundwater in the marginal area of the basin increases with depth. It shows a low-high-low phenomenon in the middle area. In the central area of the basin, it decreases with depth. The "reversed" distributive rule of TDS for the groundwater in this area is contributed to the hydrothermal convection of groundwater. According to the hydrocarbon accumulation model based on the hydrothermal convection geologic model of groundwater in the basin, there are three types of hydrocarbon accumulation sites. The margin of the basin is the rapid change area of groundwater flow, in which the hydrocarbon carried by groundwater accumulates into pools in favorable traps (type C). The middle of the basin is the "dead circulation" area limited by  $\text{④}$  flow line, in which fluid has no exchange with the outside and good hydrocarbon preservation conditions exist (type B). The upper part of the central area in the basin is the regional drainage area of groundwater which is advantageous to hydrocarbon accumulation (type A2), and the lower part is the confluence area of two flow systems which is liable to form hydrocarbon accumulation (type A1) and is the possible distributive area of inorganic-genetic gas pools. The three types of hydrocarbon pools (type A, B and C) belong to different hydrocarbon systems respectively.

**Key words:** groundwater; TDS (total dissolved solids); the convection model of groundwater; the hydrocarbon accumulation model; the North Songliao Basin