

吐-哈盆地古水动力条件与油气聚集规律

王建荣 张达景

(地质矿产部石油地质研究所, 北京 100083)

赵文智 李 伟

(石油勘探开发科学研究院, 北京 100083)

吐-哈盆地含油气层系的地下水运动分为沉积水-渗入水和渗入水两个阶段。相应的油气有利聚集区分为: NW 向的柯柯亚-丘东区带及胜金口区带; 近 EW 向的南侧区; 近 EW 向的北侧区带及盆地东西侧的局部地区。剖面二维有限元数值模拟揭示, 断裂带在吐-哈盆地油气运移中起着重要作用, 模拟的地下水排泄区与现有油田位置相一致。

关键词 水动力模型 油气聚集 数值模拟 吐-哈盆地

第一作者简介 王建荣 男 33岁 博士生 水文地质专业

1 盆地中地下水运动模型

根据盆地类型及地下水运动动力的不同, 沉积盆地地下水模型分为压实模型、重力模型及压实和重力混合模型。

1.1 压实模型

在压实模型中, 流体的主要驱动力为沉积物的重量产生的压力。由于沉积物的压实作用, 孔隙不断减小, 流体势空间分布产生差异, 从而导致地下水运动。该模型一般用于描述伸展盆地和深海相盆地中的流体运动。几十年前, 压实模型还为纯定性和概念模型, 定量模型出现于 80 年代^[1]。

1.2 重力模型

地质上成熟的盆地中(沉积压实作用结束, 无沉积水的排出)地下水主要为渗入水, 在重力作用下地下水由地形高处流向地形低处。这类地下水运动模型以 Toth 模型为代表^[1], 在这一模型中, 地下水在三个不同级别的系统中流动, 分别为局部流动系统, 中间流动系统和区域流动系统。每一系统都有各自的补给、迳流和排泄特征, 有上升流和下降流。地下水的来源为大气降水, 运动动力为地形高差形成的重力。这种地下水运动模型在从补给区到排泄区的方向上具有如下特征:

- (1) 地下水压力从低于静水压力→等于静水压力→高于静水压力;
- (2) 化学组分由 $\text{HCO}_3^- \rightarrow \text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{Cl}^-$;
- (3) 氧化能力逐渐减弱;

(4) 矿化度由低→高;

(5) 油气在地下水相对停滞区或水动力圈闭区聚集成藏。

根据 Toth 重力流模型, 油气主要聚集于不同水流系统交汇处、水流相对停滞区及水流沿途的圈闭中。这一模型的缺点是未考虑介质条件的变化, 如盖层、断裂带对地下水运动的影响, 未分析在什么条件下地下水可以穿越数套盖层而迳流到盆地的深部地层, 这种模型认为在正地形处均有补给, 负地形处均有排泄, 显然这是不合理的。

1.3 重力-压实混合流模型

由于渗入水在地质历史时期内一直存在, 单纯的沉积水运动模型很少见, 地下水的重力-压实混合流模型在油气的运移聚集中起着重要的作用。对于这种地下水运动模型, 重力水从盆地边缘区向盆地中心运动, 而来自盆地内部的压实水向盆地边缘运动, 两者在盆地中间部位发生混合, 转向上覆地层运动, 直至排出地表, 这一中间混合带即为地下水的混合排泄区, 也是原生油气藏的分布区。

在现代海岸附近, 来自大陆架沉积物中的沉积水向大陆方向运动, 而来自大陆的渗入水在重力作用下向海洋方向运动, 两者在海岸线附近混合, 共同构成油气的有利聚集带。德克萨斯-路易斯安娜海岸油气藏就是在这种流体作用下形成的^[2]。为什么能在相当薄的、且不成熟的源岩系统内形成广泛的、性质相差大的油气藏, 主要是由于沉积水和重力水分别把海相沉积物和陆相地层中的油气及有机物携带到沿岸带附近混合排泄的结果。

2 构造断裂带在盆地流体运动中的作用

沉积盆地中流体的运动, 不管是 Toth 重力流模型还是重力-压实混合流模型, 都面临运通通道这样一个重要问题。事实上, 要形成大的油气藏, 就必须有地下水集中排泄区, 其汇水面积越大, 排泄量越大, 持续时间越长, 相应的油气藏规模也就越大。较大规模的断裂带及上覆盖层相对薄弱的地段往往可以成为地下水的集中排泄区。盖层较厚区不利于地下水向上覆地层排泄, 就不利于油气的大规模多层聚集, 仅有利于流体顺层运动和油气顺层聚集。

盆地中的流体一般是顺层运动的, 然而, 当存在断裂带, 流体的垂向运动变得更为容易, 流体穿越泥岩隔层流动成为可能。在盆地模拟中, 如果不考虑盆地内实际存在的断裂带的作用, 运用各种地下水运动模型预测的油气聚集区是不全面的, 甚至是错误的^[3]。

3 吐-哈盆地古水动力条件与油气聚集规模

吐-哈盆地为一山间盆地, 侏罗系三间房组(J_{2s})与西山窑组(J_{2x})是盆地的两个重要含油气层系, 盆地受周围地形的影响, 渗入水在盆地的各个发展阶段都有活动。与油气运移和聚集有关的地下水运动可以划分为两个阶段: 第一阶段为沉积压实作用基本结束之前的地质历史时期, 即沉积压实水大量排出期, 地下水运动遵循沉积水-渗入水(压实-重力)混合运动模型, 其结果是形成原生油气藏; 第二阶段为沉积压实作用基本结束至今, 沉积水作用可以忽略不计, 地下水运动遵循渗入水(重力水)运动模型, 其结果是对有些原生油气藏进行改造, 油气再次运移, 油气的聚集位置发生迁移。当然, 对地下水运动阶段的划分不是绝对的, 从第一阶段向第二阶段的过渡是一个渐变的过程。

3.1 沉积水 渗入水混合运动模型

侏罗系三间房组与西山窑组为沉积到埋藏后沉积水基本全部排出为止的地质时期,其地下水遵循沉积水-渗入水运动模型进行流动(图1),即渗入水从盆地边缘向盆地中心流动,而沉积水则由沉积中心向盆地边缘运动,两者联合作用的结果是在盆地中间带形成渗入水-沉积水的混合排泄区,这些排泄区成为形成原生油气藏的有利部位(图2)。这些排泄区主要有:(1)柯柯亚-温吉桑油田排泄区及胜金口排泄区,主要为东西两侧沉积次凹的沉积水共同排泄的区域;(2)沿盆地南侧一线的排泄区,这一排泄区的规模大,分布范围广;(3)盆地北侧排泄区,由于吐-哈盆地沉降中心偏向北侧,这类排泄区接受的沉积水排泄量有限,因此,相应的油气聚集规模较小;(4)吐鲁番盆地西侧及哈密盆地东侧的局部排泄区。

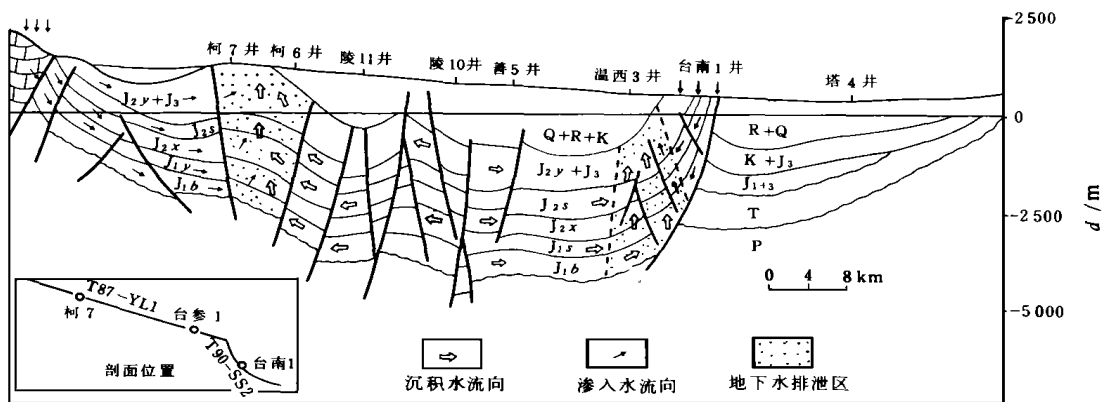


图1 吐-哈盆地沉积水-渗入水混合流特征

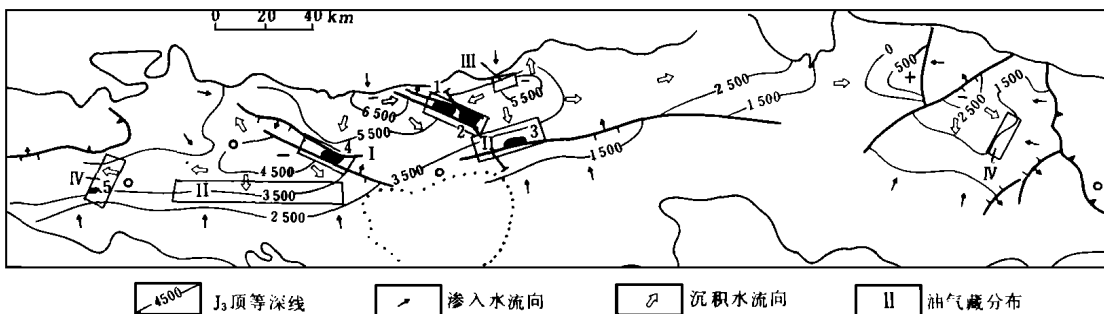


图2 吐-哈盆地沉积水-渗入水混合流特征及油气分布规律

1—柯柯亚油田;2—丘陵油田;3—温吉桑油田;4—胜金口油田;5—伊拉湖油田

3.2 渗入水运动模型

侏罗系三间房组与西山窑组沉积水基本排出之后,地下水运动遵循渗入水运动模型,主要由北侧山区接受补给,经深部地层向南运动。当遇到断裂带一部分地下水向浅部地层形成局部排泄,大部分地下水在南侧地层出露区排泄。通过对地下水运动的剖面有限元数值模拟分析(图3),地下水主要在北侧裸露区接受补给,具体计算时,把北侧山区作为流量边界,底部石炭系以下地层作为不透水边界。数学模型如下:

$$u \frac{\partial H}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial H}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial H}{\partial y} \right) + Q, \quad t > 0$$

$$H|_{t=0} = H_0, (X, Y) \in \Omega$$

$$\begin{aligned} H|_{\Gamma_1} &= H_1, t > 0 \\ K n \frac{\partial H}{\partial t} + \partial H|_{\Gamma_2} &= \beta, t > 0 \\ \Gamma_1 \cup \Gamma_2 &= \Omega, \quad \Gamma_1 \cap \Gamma_2 = \emptyset \end{aligned}$$

式中 μ 为孔隙度; H 为水头(地下水压力); K_x, K_y, K_n 分别为 X, Y 和法线方向的渗透率; Q

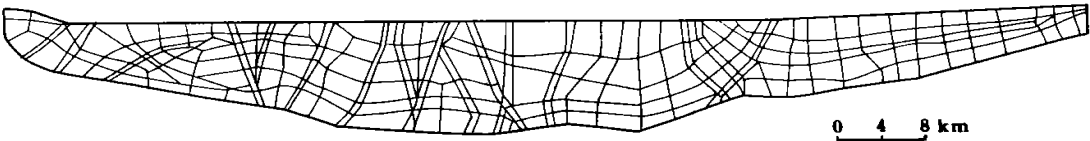


图 3 有限元数值模拟网格剖分图

为补给(+)或排出(−)量; H_0, H_1, β, γ 为已知常数。

图 3 为对计算剖面作的网络剖分图, 共有 365 个结点, 306 个单元, 各个单元参数的给出依据以下原则: 区域性盖层的渗透性能要远远差于储层的渗透性能, 断裂带的垂向渗透系数远远大于横向渗透系数。共划分出 6 个非均质区, 各非均质区的参数及代表的地层见表 1* (断裂带纵向渗透率为 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}$)。计算出的地下水的排泄区分别位于柯柯亚-丘陵油田、鄯善油田、温吉桑油田、台孜油矿、塔 4 井附近(未见油)及剖面的右侧方向(未见油), 与现有油气田位置基本一致(图 4)。

表 1 有限元数值模拟计算时非均质区参数			
分区号	$\mu(\%)$	$K / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	分布
1	8	5	$T_{1bs}, T-P$
2	5	1	山区裸露地层
3	20	1	断裂带
4	18	10	$Q-R$
5	5	0.2	J_{2q}, J_3, K
6	15	5	J_{2x}, J_{2s}

通过调整北侧山区的补给量, 得出的流场形态是一致的, 不同的是等值线压力值不同, 为此, 选择了与实测压力误差较小的压力值(表 2), 相对误差大部分为 10% 土, 说明数值模拟结果是基本可信的。

表 2 有限元数值模拟计算结果误差分析

井号	深度/m	实测压力/MPa	计算压力/MPa	相对误差(%)	绝对误差/MPa
陵 3	2 350.0	8.47	10.81	27.62	2.34
陵 4	2 807.5	10.40	10.89	4.75	0.49
陵 4	2 120.0	10.59	10.79	2.70	0.20
陵 10	2 930.0	7.00	10.88	55.54	3.88
陵 11	3 568.6	10.30	10.89	5.72	0.59
陵 11	3 007.2	10.18	10.88	6.29	0.70
陵 11	2 686.6	11.48	10.86	- 5.36	0.62
柯 6	1 939.6	10.98	10.88	- 0.96	0.10
柯 10	1 397.0	10.66	10.82	1.50	0.16

3.3 油气有利聚集区

吐-哈盆地侏罗系三间房组和西山窑组在第一阶段地下水运动作用下形成的油藏, 在第二阶段地下水作用下发生再次运移, 甚至被破坏, 有些则得到扩大。综合分析上述地下水运动规律, 本区油气有利聚集区可分为四大类:

* 赵文智, 袁非. 吐鲁番 哈密盆地石油地质特征与含油气远景综合评价. 北京石油勘探开发科学研究院, 1991

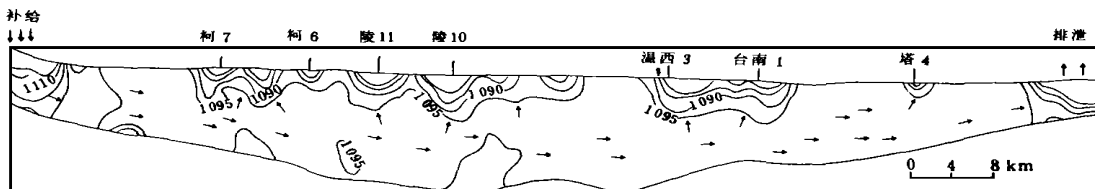


图 4 有限元数值模拟流场分布图

第一类分布于次一级凹陷之间的近 NW 向的聚集区, 主要为柯柯亚-丘东地区及胜金口地区。这类油田位于两个凹陷的中间部位, 接受两边次凹陷积水的补给, 柯柯亚、丘东油田及胜金口油田即为这类聚集区内油藏的代表。由于受第二阶段地下水活动的影响, 这类油藏的北侧油气规模较小, 地下水以 NaHCO_3 型水为主, 原油密度较大 ($> 0.8 \text{ g/cm}^3$); 南侧油藏规模大, 地下水以 CaCl_2 型为主, 原油密度较小 ($0.72 \sim 0.75 \text{ g/cm}^3$)。

第二类分布于吐-哈盆地的南侧, 呈 EW 向。为第一阶段和第二阶段地下水的共同排泄区, 也是油气运移聚集区, 该区的油气规模大, 原油密度小, 地下水以 CaCl_2 型水为主, 如温吉桑油田。

第三类分布于盆地的北侧, 呈 EW 向。这类聚集区的油气藏是在第一阶段地下水运动模型作用下形成的, 由于沉降中心偏北, 聚集区接受的沉积水有限, 相应的油藏规模小, 再加之受第二阶段地下水的重新改造, 使油气的聚集位置向南发生偏移, 靠近沉降中心, 因此这类油藏规模小, 油的密度大, 地下水以 NaHCO_3 型为主, 如柯柯亚油田。

第四类分布于盆地的东、西两侧, 为边缘局部动力条件作用形成。这类聚集区的油藏靠近盆地南侧, 油藏规模小, 油的密度大, 地下水为 NaHCO_3 型和 CaCl_2 型水, 如伊拉湖油田。

4 结论

(1) 吐-哈盆地侏罗系三间房组和西山窑组的地下水运动可分为两个阶段。第一阶段为沉积水-渗入水运动, 第二阶段为渗入水运动。第一阶段的地下水运动形成原生油藏, 而第二阶段的地下水运动可以破坏原生油藏, 使油气再次运移, 也可以在原生油藏基础上再次聚集, 增大其规模。如柯柯亚油田就是破坏的古油藏, 而温吉桑油田就是得到再次聚集的、增大的原生油藏。

(2) 通过剖面二维有限元数值模拟显示, 当边界条件一定时, 渗透介质的性质决定了流场的形态, 断裂带在地下水的运动中起着十分重要的作用。通过模拟得出的地下水排泄区位置与油藏的分布是一致的, 计算压力与实测压力比较, 除个别点外, 相对误差均小于 10%, 说明模拟结果是可信的。

(3) 根据地下水的运动特征, 预测了吐-哈盆地的 4 类油气有利聚集区。

致谢: 本文的工作得到了北京石油勘探开发科学研究院胡见义副院长及地矿部石油地质研究所张国鼐副所长的诸多帮助, 在此表示深切的谢意!

参 考 文 献

can conference on hydrogeology: hydrogeology of sedimentary basins Banff, Alberta, 1985. 1~18

- 2 Roberts WH III. Deep water discharge: key to hydrocarbon and mineral deposits, In: Hitchon B, ed. Proceedings of third Canadian/ American conference on hydrogeology: hydrogeology of sedimentary basins, Banff, Alberta, 1985, 42~68
- 3 Larson KW, Waple D W, Fu Han, et al. Predicting tectonic fractures and fluid flow through fractures in basin modelling. In: Dore' A G, ed. Basin modelling: advances and applications. Norwegian Petroleum Society Special Publication. 1993, 373~383

PALAEOHYDRODYNAMIC CONDITION AND HYDROCARBON ACCUMULATION REGULARITY IN TURPAN-HAMI BASIN

Wang Jianrong Zhang Dajing

(*Institute of Petroleum Geology, M GMR, Beijing*)

Zhao Wenzhi Li Wei

(*Research Institute of Petroleum Exploitation & Development, CNPC, Beijing*)

Abstract

The motion of underground water in hydrocarbon bearing strata of Turpan-Hami Basin could be divided into sedimentary-seeping water stage and seeping water stage. Favourable areas for oil and gas accumulation are: 1. NW directional Kokyar-Qiudong and Sinjinkou zones; 2. near EW directional south side zone; 3. near EW directional north side zone and the local areas of the east and west sides of the basin. The numerical simulation of profile 2-D finite element reveals that fault zones play an important role in the basin's oil and gas migration; simulated regions of underground water discharge coincide with that of present oil fields.