

酒西盆地水动力学特征与油气运移聚集

张建林 陶一川

(中国地质大学)

王昌桂

(玉门石油管理局)

提要 酒西盆地可分为二大水文地质旋回,即白垩纪水文地质旋回和新生代水文地质旋回.每个旋回分为二个阶段,即沉积压实水流阶段和重力渗入水流阶段.水动力场、水化学场表明盆地南部油气富集带处于新生代水文地质旋回沉积压实水流的停滞泄水区,而北部单斜带处于重力渗入水流阶段.为了定量分析沉积压实水动力状况,本文提出了一种简便方法,即求解地上水均衡方程,可得出不同时期沉积水动力场特征.计算结果表明,白垩系原生油藏位于水动力场特定部位:高水头区中的低水头区、水头陡急变化带即停滞泄水区.

关键词 水文地质旋回 地下水流系统 停滞泄水区 水化学系数

第一作者简介 张建林 男 28岁 讲师 博士生 石油地质

一、引 言

地下水流与油气运移聚集的研究已有百年历史, Rich (1931) 认为油气通过砂层(或其它运载层)发生长距离的横向运移.这些砂层搜集来自上下层及自身的流体,将它们由相对高位置运送到低位置的泄水中心,在这里背斜与其它构造由于裂隙的泄水作用而成为各个方向流体(包括烃类)的汇集区,于是也成为油气聚集区. Hubbert (1953) 论证了油气在砂层中某一部分聚集起来所必须达到的能量条件.指出圈闭是局部低能量区.但是没有考虑地下水的区域性流动.基于此, Tøth (1980) 提出横穿地层重力流导致油气运移聚集的理论, Tøth 通过理论推导和野外验证认为地质上成熟的盆地具有水力连续环境,地形起伏产生相互依赖的地下水流系统并且由于渗透性差异可以改变其样式.在这些系统中,渗透水在高位置区渗入并向下运动,在中等高程位置区横向运动,在地形低位置区向上排泄,油气运移聚集的主要动力是此种重力流.因此,油气主要聚集于停滞区.但是盆地水动力类型复杂多变, Tøth 只考虑了一种类型的盆地,这种盆地沉积速度慢,地层平缓且砂层较多,其压实流特点是速度小且超压不发育 (Bethke, 1985), 因此压实流不会引起大规模横向运移,只有后继重力流才导致了油气的运移,聚集.而中国的含油气盆地以压实流或压实流-重力流叠合型占主要地位,超压发育,油气运移聚集于压实流或压实流与重力流相遇而形成的停滞泄水区,这已被勘探所证实 (沈照理等, 1986; 杨绪充, 1986). 因此,笔者认为压实流同样可以对油气运移聚集起重要作用.无论何种水流,只要是停滞泄水区均可形成油气运移

聚集的有利地带. 应用上述观点本文剖析酒西盆地地下水流与油气运移聚集的关系.

二、古水文地质作用的旋回性

从区域构造背景控制沉积, 控制水文地质条件来说, 地壳构造运动的旋回性导致了沉积建造的旋回性, 也导致了古水文地质作用的旋回性. 所谓水文地质旋回, 是指区域水文地质发展的某一特定时期, 它从区域沉降和水浸开始, 经过前期的沉积作用和后期的水退和隆剥作用而结束. 当下次沉降水浸来临便是下一个水文地质旋回的开始. 一个水文地质旋回通常可分为两个阶段, 即沉积压实水文地质阶段和重力渗入水文地质阶段, 前者是沉积物及其中沉积水形成时期, 后者是因隆剥而使大气水、地表水向沉积层不断渗入的时期. (杨绪充, 1986)

地层之间不整合接触关系是隆剥作用的产物, 于是不整合面便成为确定重力渗入水文地质阶段的最好标志.

酒西盆地以白垩系-第三系不整合面为界, 上下两套地层的构造和沉积史有明显差别, 因此可将其划为二大水文地质旋回, 每个旋回分为两个阶段 (表 1).

表 1 酒西盆地水文地质分期表

Table 1 Hydrogeological Cycle Division in Jiuxi Basin

水文地质分期					构造运动	水文地质旋回与油气的关系
旋回		阶段				
序号	名称	序号	名称	序号		
II	第三纪 第四纪 水文地质 旋回	II ₂ II ₁	疏勒河末— 现代渗入水 阶段	Q	喜山运动	晚期成油时期主要油气 生成、运移、聚集时期
			火烧沟— 疏勒河沉积 水阶段	Eh — N ₂ S		
I	白垩纪 水文地质 旋回	I ₂ I ₁	早白垩世末 渗入水阶段	K ₂ —E ₂	燕山运动	早期成油聚集期、原生有 机质大量堆积、埋藏期、 早期成油与聚集期、原生 油气藏形成
			晚侏罗—早 白垩世沉积 水阶段	K ₁		

三、盆地地下水流系统

盆地现今水动力面貌是古水动力条件发展的产物, 又受到当今地形补、排水条件的改造和迭合.

区内油气田主要分布于南部老君庙背斜带, 北部单斜带有白杨河及单北水动力油藏. 盆地水动力分布如图 1.

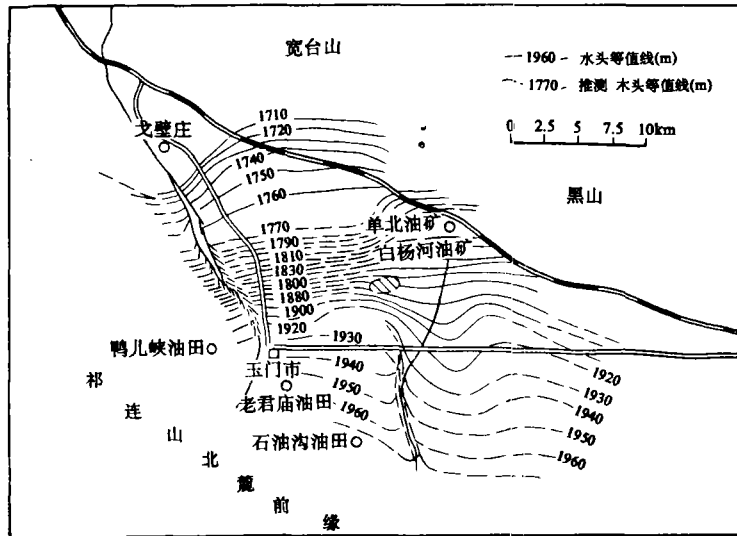


图 1 酒西盆地潜水等水位图 (据玉门石油管理局)

Fig. 1 The water table map of phreatic water in Jiuxi Basin (from Yumen petroleum administration)

1.重力水流系统

盆地北部白杨河地区与南部老君庙背斜带矿化度有明显差异 (表 2), 表明它们分属于不同的水流系统.

表 2 油田水矿化度表

Table 2 Oilfield water mineral content

地 区	矿 化 度 (mg/l)		平 均
	L 层	M 层	
老君庙	56490	47638	47569
石油沟	38299	48789	41973
鸭儿峡	51301	75772	52761
白杨河	7507 (Eh)		18942

白杨河地区, 由北向南氯离子含量逐渐升高, 这反映 Eh 层的水流方向由北向南. 水化学系数(钠氯系数、脱硫系数、变质系数)能反映水的运移方向 (刘济民, 1982).

水头随深度增加而减小，压力向下负偏程度加大，水流方向由浅到深。

最具特征的是单北水动力圈闭油气藏 (图 2)，依据测压资料各探井中静液面由北向南低落，北部静液面海拔 1787m，至白杨河油田以南降为 1650m，区域水头梯度约 15-18m/km。矿化度亦有规律向南升高；且钠氯系数降低，水的成因类型也依次改变，出现明显的四种水型分带。

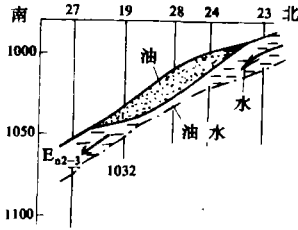


图 2 单北水动力油藏剖面图 1

Fig. 2 Cross profile of Danbei hydrodynamic trap (adapted from Yumen petroleum administration)

从古水文地质条件分析可知，白杨河地区水流处于第三纪、第四纪水文地质旋回 II_2 阶段 (表 1) 早期。因为， I_1 阶段沉积中心位于盆地中央，接近老君庙背斜带，沉积压实水流由沉积中心向四周运移，此区水流应由南向北，而现代地形起伏不可能形成此水流系统 (图 1)。第三纪末 II_2 阶段早期，盆地中心地形较低，有形成重力向心水流的趋势。由于本区相带较粗渗透性好， II_2 阶段沉积压实水流较快被替代，后期祁连山强烈抬升，重力水流由南向北 (图 1)。但由于斜交地层方向渗透性较差且时间较短，现代重力水流并没有替代 II_2 阶段早期的重力水流。

2. 沉积压实水流系统

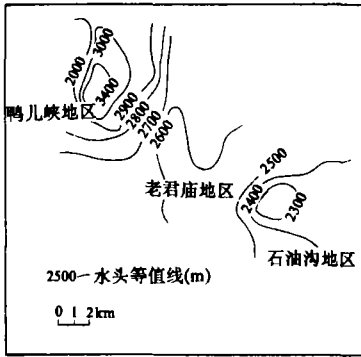
老君庙背斜带矿化度明显高于白杨河地区，约达 50g/l (表 2)，反映完全不同的地下水环境。水化学系数变化趋势 (表 3) 说明平面上流体运移方向由鸭儿峡→老君庙，M 层等水头图 (图 3) 也反映了这种趋势。

表 3 水化学系数平面分布表

Table 3 Table of hydrochemical coefficient distribution

地 区	鸭 儿 峡	老 君 庙	马 连 泉	石 油 沟	白 杨 河
$r\text{Na} / r\text{Cl}$	0.940	0.826	0.726	0.841	1.167
$r\text{SO}_4 / (r\text{SO}_4 + r\text{Cl})$	0.0698	0.0518	0.0382	0.0481	0.1434
$(r\text{Cl} - r\text{Na}) / r\text{Mg}$	0.675	5.841	11.759	15.226	12.771

1 玉门石油管理局等，1986，酒西盆地油气资源评价。



最大径向座标: 1738537
 最小径向座标: 1736402
 最大纬向座标: 441394
 最小纬向座标: 439554

图 3 南带等水头图 (M 层)

Fig. 3 Water table map of southern part (M stratum)

纵向上, 鸭儿峡地区水化学系数变化很小, 反映垂向上水流微弱. 水头与深度关系显示不同深度水头几乎相等, 为一条直线. 说明垂向不发生运移. 老君庙地区, 水化学系数垂向变化较大, 以钠氯系数为例, 随深度增加而增大, 水头随深度增加而增大, 水流由深到浅. 石油沟地区, 水化学系数垂向变化不明显, 但水头与深度关系图显示一定的变化, 在浅部地段水头向下减小, 深部不变化, 反映水流浅部向下, 深部水流垂向流动微弱.

综上所述, 南部老君庙背斜带水流方向由鸭儿峡→老君庙→石油沟, 并在老君庙石油沟地区形成泄水区, 石油沟地区表现出异常的特点是由于石油沟油田抬升最高, 盖层遭受侵蚀, 油藏出露地表, 水动力场有所调整, 累积正态概率图 (图 4) 呈现两个正态总体, 反映沉积水与渗入水的混合. 平面、剖面上原油物性及化学组成反映的流体运移方向完全相符.

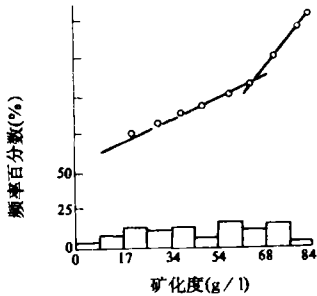


图 4 石油沟油田水矿化度频率直方图及累积概率曲线图

Fig. 4 Frequency histogram and cumulative normal probability of oilfield water mineral content in Shiyangou region

根据古水文地质条件分析可知, 此区水流属 II_1 沉积压实水流系统 (表 1), II_2 阶段早期和晚期不可能形成该方向重力水流系统, 这也说明该区盖层条件好, II_2 阶段并没有替代 II_1 阶段沉积压实水流系统, 这有利于油气的保存.

3.水流系统与油气运移聚集的关系

北部白杨河地区为 II_2 早期重力水流系统, 但 II_1 期沉积压实水流系统与油气关系更为密切. 因为油气生成和运移的高峰在第三纪, 从南北向地质横剖面图可以看出, 第三系地层在盆地边缘裸露地表并且相带较粗渗透性好, 压实水流在此区是开敞式外泄. 大量油气散失地表, 不利于油气藏的形成, 整个北部地区远景不佳.

南部老君庙背斜带为 II_1 期沉积压实水流系统, 老君庙、石油沟地区具有泄水区特征.

该区分布有干油泉组和石油沟组泥岩，质纯、厚度大塑性强并渗透性差，第三系构造多受挤压力产生逆断层，泥岩变形，断面紧闭，故压实水流在该区是封闭式内泄（停滞泄水），这有利于油气运移聚集和保存，尽管后期祁连山强烈抬升，并没有改变Ⅱ₁沉积压实水流占统治地位的格局。

四、白垩纪沉积压实水流的定量恢复

1.基本原理

水文地质学中，常用二维（平面）地下水均衡方程如下式：

$$\frac{\partial}{\partial x} (T_x \frac{\partial h}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (T_y \frac{\partial h}{\partial y}) + q - s \frac{\partial h}{\partial t} = 0$$

T_x, T_y : 沿 x, y 方向的导水系数，单位为 m^2 / sec 。

h : 水头，单位为 m

s : 含水层贮水系数，无量纲

q : 其它地层流入含水层单位面积流量，单位为 m / sec 。

将上式引入到石油地质分析，只改一项即可，即将 q 看成是压实过程中由于岩层压实而排出的水量，其它情形与水文地质学中完全相同。

给定初始条件和边界条件，用数值法（有限差分法）解此微分方程，可以求出不同时期水动力状况。

2.地质概念模型的数学比

欲利用上述微分方程求解，必须确定研究层组并给出一些假设和限制条件。

(1) 含水系统的划分

地下水的形成和运动是按一定的含水系统发展的，系统内部的水可看成是不可分割的统一整体，而相邻系统的水则只有极弱的水力联系，划分含水系统应考虑到含水岩系的岩性、岩相、储集空间类型、构造断裂等。我们把地下水的物理性质和水动力状况等诸因素具有同一性或相似性的含水层（一个或多个）与其间不导水的夹层所组成的一套岩层称含水系统。依据上述观点，可以将白垩系三个旋回的沉积（粗—细—粗）划分为三个含水系统，并视为三个研究层组（ K_1C, K_1X, K_1Z ）。

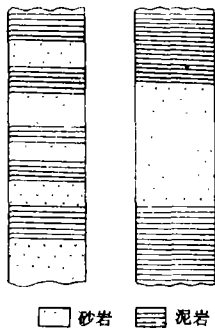


图 5 沉积剖面模型化示意图

Fig. 5 Modelling of sedimentary cross section

(2) 含水系统 (研究层组) 边界圈定与网格化

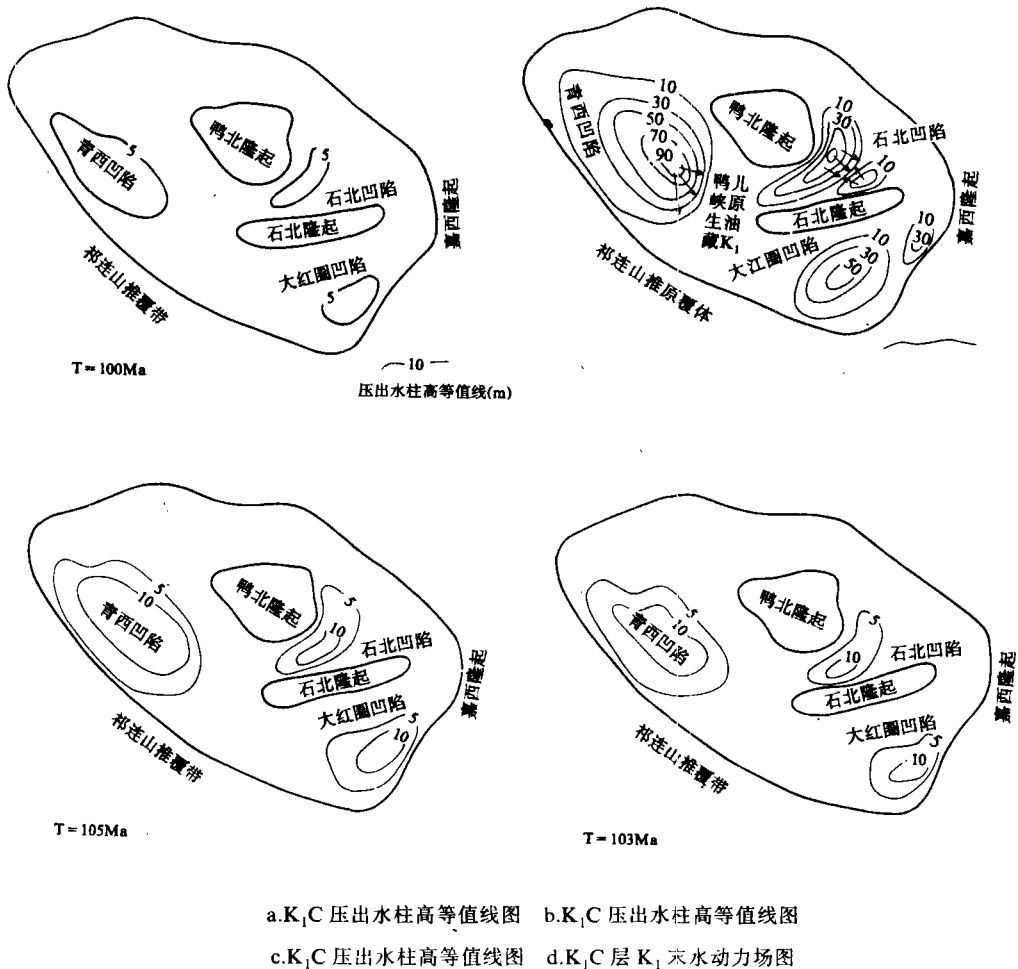
依据研究层组的岩相古地理图、古构造图、沉积厚度图等可编制其分布边界线, 并用一定间距的经纬线将其网格化, 且对边界作一些人为处理, 使边界从边界结点通过.

(3) 沉积综合体的形成

地下水均衡方程研究的是适合达西定律砂层中地下水的运动, 而在沉积剖面中一般是砂泥岩互层. 为了简便, 可以假定在剖面中总共有一个砂层且埋藏于剖面的中央 (图 5).

(4) 初始及边界条件设置

初始条件即研究层组沉积完后那时刻砂层中水头的分布. 在这个时刻, 沉积地层孔隙度高且渗透性好, 含水层组与沉积水域的联系十分畅通, 砂层中的水头实际上与水域接近一致.



a.K₁C 压出水柱高等值线图 b.K₁C 压出水柱高等值线图
c.K₁C 压出水柱高等值线图 d.K₁C 层 K₁ 水动力场图

图 6 K₁C 层压实水流综合图解

Fig. 6 Comprehensive diagram of compaction-driven groundwater in K₁C stratum

这个阶段称为沉积阶段. 从这个时刻以后, 假定含水砂层与水域完全失去联系 (仅在边界部分相通) 一直到现在, 这个阶段称为沉积后阶段. 沉积阶段水的垂向侧向运移十分通畅, 水

头可定为与水域一致, 若以沉积水表面作为基准面, 水头可定为零. 这样研究层组各个单元初始水头为零值.

边界条件较复杂, 只能根据盆地的实际情况来确定. 例如, 白垩系三个研究层组周边都有不同程度出露, 其中以盆地南缘的旱峡剖面及北缘的红柳峡剖面最为齐全, 所以边界水头可假定为常数. 一般边界位于水域的边缘, 这个常数可定为与水域同样的水头, 依据前面的讨论可以定为零.

3. 计算结果及解释

本文研究仅计算 K_1C 层组从沉积完成到 K_1 末压实水流状况.

为了将压实水流计算与有机质演化史联系起来, 我们设计了一个子程序计算 TTI 值 (盆地中最大 TTI 值). TTI 值为生油岩成熟度指标. 当 $TTI < 15$ 时生油岩未成熟, 水动力与油气运移聚集关系不大; 当 $TTI > 15$ 时, 生油岩开始成熟, 水动力状况影响和决定油气运移聚集. 我们主要讨论 $TTI > 15$ 时压实水流状况.

K_1C 地层开始成熟时间为 105 百万年.

图 6 为 K_1C 层 105 百万年后压实水流综合图解. 前三幅为不同时期压出水柱高等值线. 所谓压出水柱高指某一时间段内由于地层压实而排出单位面积的水量. 它可以反映初次运移量大小. d 图为水头等值线图, 能反映二次运移的方向和强度. 由 a 到 c 图可以看出高值区对应于凹陷中心, 而且随时间推移具有继承性特点, 但压出水头值变小, 等值线圈缩小, 反映初次运移强度降低; 青西凹陷等值线分布范围大, 初次运移量大. 从水头等值线图可以看出, 各凹陷自成体系, 彼此分隔, 且水头值是东部大且梯度大、西部小且梯度小, 表明四南东部油气二次运移的规模和强度大于西部. 从水动力 d 图上, 我们可以圈出有利于油气运移聚集的水力圈闭, 其一是青西凹陷东部鸭儿峡地区的水头陡急变化带; 其二是石北凹陷两个次凹中部的高水头区中的低水头区. 现发现的鸭儿峡白垩系原生油藏及白南 3 井油藏均位于这两种水力圈闭区.

结 论

1. 酒西盆地水动力特征, 水化学特征南带和北带差异显著, 南带是沉积压实水流系统, 而北带是重力水流系统.

2. 油气运移聚集的方向是水动力场作用的结果, 因为油气运移聚集于低势区和停滞带, 而这种区域位于水动力场的特定部位, 南带是一个停滞泄水区.

3. 南带遭受大气降水的影响, 石油沟虽有沥青层封闭, 但由于基底抬升得很高, 故水动力场和水化学场有所调整.

4. 北带的重力水流系统是由古地形产生, 这反映此区地层渗透性好及与地表联系畅通, 这不利于油气的保存.

5. 用水均衡方程求解白垩系压实水流水动力状况, 表明白垩系原生油藏均位于水动力场的特定部位: 高水头区中的低水头区和水头陡急变化带即停滞泄水区.

参 考 文 献

- (1) 地矿部水工所等, 1987, 油田古水文地质与水文地球化学—以冀中拗陷为例, 科学出版社.
- (2) 刘济民, 1982, 油田水文地质勘探中水化学及其特性指标的综合应用, 石油勘探与开发, 6期, 49-55页.
- (3) 杨绪充, 1986, 济阳拗陷古水文地质条件与油气移聚, 石油实验地质, 8卷3期, 205-214页.
- (4) 杨绪充, 1989, 论含油气盆地的地下水动力环境, 石油学报, 10卷4期, 27-34页.
- (5) 沈照理等, 1986, 水文地质学, 科学出版社.
- (6) Bethke, C.M., 1985, A numerical model of compaction-driven groundwater flow and heat transfer and its application to the paleohydrology of intracratonic sedimentary basins, *Jour. Geophys. Research*, V.90B, p.6817-6828.
- (7) Hubbert, M.K., 1953, Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions, *AAPG Bull.*, V.37, No.8, p.1954-2026.
- (8) Rich, J.L., 1931, Function of carrier beds in long-distance migration of oil, *AAPG Bull.*, V.15, p.911-924.
- (9) Toth, J., 1980, Cross-formational gravity-flow of groundwater: a mechanism of the transport and accumulation of petroleum (the generalized hydraulic theory of petroleum migration). *AAPG, Studies in Geology 10: Problems of Petroleum Migration*. p.121-167.

The Relationship Between The Hydrodynamics and the Migration and Accumulation of Hydrocarbons in Jiuxi Basin

Zhang Jianlin Tao Yichuan

(China University of Geoscience)

Wang Changgui

(Yumen Petroleum Administration)

Abstract

From the cyclic points of view, the present paper deals with the relationship between the underground water flow and hydrocarbons in Jiuxi basin.

Two hydrogeological cycles can be classified in Jiuxi basin: Cretaceous and Cenozoic hydrogeological cycles, and each cycle can be further divided into two stages: compaction-driven and gravity underground water flow stages. Due to sedimentary great thickness and rapid depositional rates in Cenozoic hydrogeological cycle, compaction-driven hydrodynamic system was active and centrifugal, resulting in discharge zones in the southern and northern basin. Cap discharge favourable for hydrocarbon accumulation was formed in the southern basin because of caprocks of high quality and great thickness, and open discharge giving rise to hydrocarbon loss was formed in the northern basin because of caprocks of poor quality. After Himalaya movement, the basin was uplifted and centripetal gravity flow should be formed due to the elevated periphery, but the compaction-driven hydrodynamic system in the southern basin was not replaced by the gravity flow system because of caprocks of high quality. Despite of strong uplift of Qilianshan, the dominance of compaction-driven hydrodynamic system has continued to the present. In the northern basin due to

caprocks of poor quality, the gravity flow system replaced rapidly the compaction-driven flow system and the present flow direction reflects the hydrodynamic state of that stage. The late strong uplift of Qilianshen give rise to the tilt of the basin to the north and the flow direction in the northern basin is not changed because of short time and low permeability. The investigation of the hydrodynamic and hydrochemical fields indicates that the hydrocarbon accumulation zone of the southern basin is arranged in the stagnant zones of discharge in the compaction-driven flow of the Cenozoic hydrogeological cycle, and the northern zone is in gravity flow stage.

With the finite difference method in the permeable equation for the underground water in hydrogeology, the hydrodynamic configurations in different stages in the consolidation basin are obtained in the present paper, the water currents after the maturity of the source rocks are examined in details, and in consequence, the hydraulic trap zones favourable for the migration and accumulation of hydrocarbons can be proposed here—the low hydraulic head zones in the high hydraulic zones, the zones of steep hydraulic head gradient, i.e., the stagnant zones of discharge.