

东濮凹陷流体势和天然气运移、聚集

华保钦

(中国科学院兰州地质研究所)

吴石中

(中原石油管理局勘探开发研究院)

提要 本文从东濮凹陷桥白地区出发,研究了流体势和天然气运移方向、聚集的关系。指出了东濮凹陷储集岩地层水压力系统属压实作用引起的沉积水压系统,水流方向为离心流。流体势特点为油、气、水势等势面在水平面投影轮廓近似。油气一般聚集于低势区,但又往往因岩性而出现局部高势区高产天然气。本文最后从烃水界面倾斜度分析了油气聚集条件上的差别。

主题词 流体势 天然水压系统 离心流 气水界面坡度 天然气聚集

第一作者简介 华保钦 女 54岁 副研究员 石油地质学、数学地质

迄今为止,水动力对于油气运移聚集的影响已是石油地质工作者所普遍承认的了。人们现已不仅认识到存在着静水条件下气、油、水在背斜中分布呈从上而下迭置,还认识到动水条件下,油气相对于水的分布可以在平面上发生偏离,但是迄今研究得较多的往往是在地层水流向为地层下倾方向情况下水动力对油气运移和聚集的影响。而在地层水流向为地层上倾方向时,水动力对于油气的运移聚集的影响还没有详细的研究。本文结合东濮凹陷实例,应用流体势概念对此进行剖析。

一、流体势

Hubbert (1953) 最早提出了流体势的概念,并用以研究石油和天然气的运移聚集,Dahlberg (1982) 将流体势侧重在应用作了详细的介绍。他们一致认为地下流体的行为受流体势所制约,流体通常由势能高处流向势能低处。

所谓流体势即单位质量流体所具有的机械能,通常根据地层中某一点的压力 P 和高程折算成在某一假想平面上所具有的势能来表示。它由作用在单位质量流体的重力和作用在单位质量流体上的压力两部分所组成,如水势即可用下述公式表示:

$$\phi_w = g \cdot Z + P / \rho_w \dots \dots \dots (1)$$

其中 ϕ_w 为水势, g 为重力加速度, Z 为测压点相对某一假想平面的高程, P 为孔隙流体压力, ρ_w 为水的密度。这里 P 为标准压力,即绝对压力减去大气压。对于高速流体,还需在公式 (1) 右侧加一个动力能量项。但鉴于一般地下水流速很低,因此该动力能量项可以忽略不计。

由于水头

$$h_w = Z + P / (\rho_w \cdot g) \dots\dots\dots (2)$$

则水势 ϕ_w 和 h_w 的关系式为

$$\phi_w = h_w \cdot g \dots\dots\dots (3)$$

即 ϕ_w 和 h_w 呈线性关系。为使用方便起见, 现一般用 h_w (单位为 m) 来代替 ϕ_w 的相对强弱。

同理, 油势、气势大小可用 h_o, h_g 表示, 它们分别为:

$$h_o = P / (\rho_o \cdot g) + z \dots\dots\dots (4)$$

$$h_g = P / (\rho_g \cdot g) + z \dots\dots\dots (5)$$

式中 ρ_o, ρ_g 分别为油和气的密度。

经推导可得到

$$(\rho_o / (\rho_w - \rho_o)) \cdot h_o = (\rho_w / (\rho_w - \rho_o)) \cdot h_w - Z$$

Hubbert 用 U_o, U_g 代替 $(\rho_o / (\rho_w - \rho_o)) \cdot h_o$ 和 $(\rho_g / (\rho_w - \rho_g)) \cdot h_g$, 用 V_o, V_g 分别代表 $(\rho_w / (\rho_w - \rho_o)) \cdot h_w$ 和 $(\rho_w / (\rho_w - \rho_g)) \cdot h_w$ 则得到:

$$U_o = V_o - Z \dots\dots\dots (6)$$

$$\text{和 } U_g = V_g - Z \dots\dots\dots (7)$$

公式 (6) 和 (7) 即 U, V, Z 方程, 其中 U_o, U_g 分别为相对于水的油势和气势, V_o, V_g 分别为相对于油和气的水势。

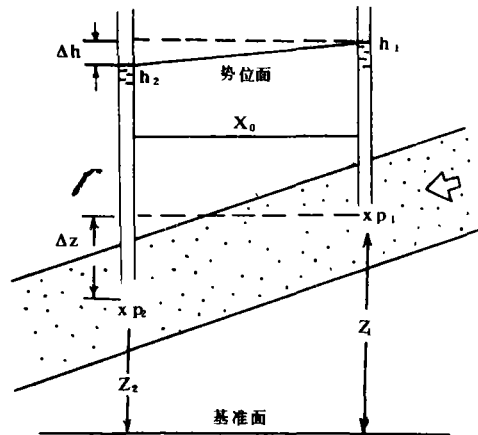


图 1 流体势计算参数示意图

Fig.1 Sketch map showing parameters of computing fluid potential

由于流体总是由高势区流向低势区, 计算 U_o, U_g, V_o, V_g 和 h_w 值并编制水、油、气势在平面上的分布, 即可得到流体运移的方向。

二、地下水成因类型和流体势特点

天然水压系统的成因特征按 A. A.Карцев (9169) 意见, 大体可分为沉积水压系统和淋滤水压系统两大类。

沉积水压系统的压头是因水在沉积物和岩石被压实过程中挤入储集层造成的；淋滤水压系统的压头是由大气降水和地表水淋滤到储集层形成水静压力而造成。两种系统压力分布的规律不同，在沉积水压系统内，压力由最大沉积区向最小沉积区方向逐渐降低；淋滤水压系统内的压力自淋滤区向外逐渐减低。它们的水流方向也因之而不同，一般前者产生离心流，后者产生向心流。此外，这两种水压系统发育的地质条件也不同，前者一般发育在拗陷区内埋深较大的部位，后者发育于地形起伏大的山前带或山间带，两者在时间上可交替出现，也可同时存在于一个沉积盆地的不同地带。

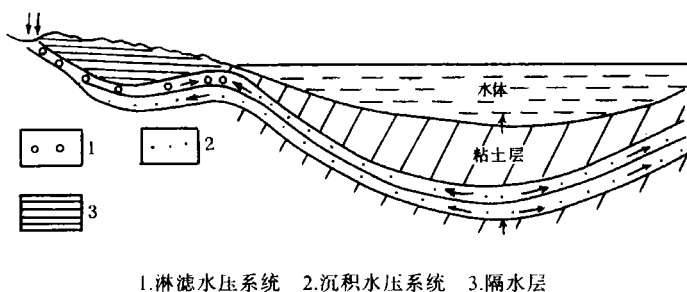


图2 两种水压系统的空间分布 (据 Карцев 重绘)

Fig.2 Spatial relation of two types of pressure water system(after Karzaiv)

两种水压系统由于水流方向的不同，决定了流体势分布各有其特点。在淋滤水压系统内，水势大体上向着地层倾伏方向降低，因此水流方向与地层下倾方向一致。这个系统内与水一起流动的烃类受到两个力的作用，一个为水对烃类（油或气）的浮力，另一个为向下倾方向流动的水力，两者的合力方向决定了烃类运移的方向。

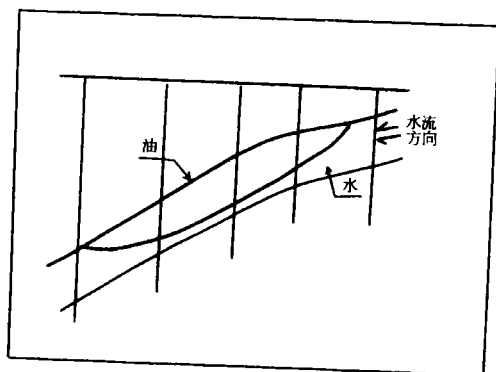


图3 白东—单北水动力油藏示意图

Fig.3 Sketch map of Baidong-Danbei hydrodynamic trap

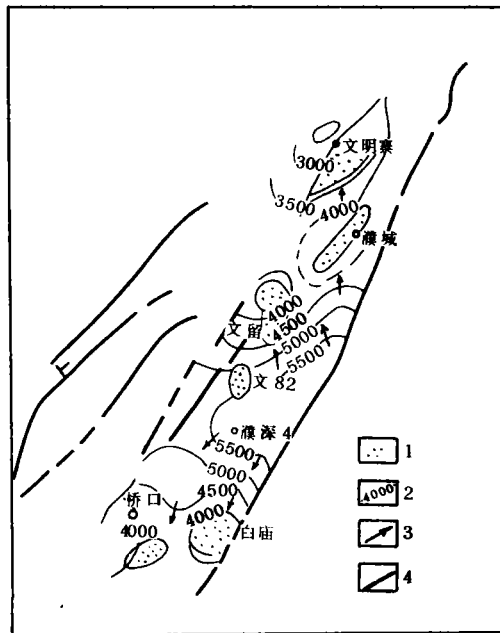
向地层下倾方向流动的水动力可以使得在鼻状构造或构造阶地等非背斜构造条件下形成油气圈闭，其顶界为储集层和不渗透盖层的交界面，底水为油水或气水界面。图3为酒西盆

地白东—单北水动力油藏的示意图, 说明了水动力有利于非构造圈闭条件下的油气聚集。

东濮凹陷属新生代断陷盆地, 地表地形平坦, 第三系储层深埋于 1600m 以下, 甚至深达 3000m—4000m, 而地面无储集层露头。储层地下水成因类型属沉积水压系统。下面将会看到, 东濮凹陷流体势的分布特点、油气运移方向和聚集场所与上述向心流的白东—单北油藏有所不同。

三、东濮凹陷流体势和油气运移聚集

东濮凹陷油气分布大部分与构造高点有关, 似乎与静水条件下纯粹由浮力引起的油气聚集相似。那末东濮凹陷的地下承压水到底是静水还是动水? 其特点是什么? 它对油气运移和聚集的影响如何?



1.含气面积 2.气势等值线 3.气体流动方向 4.断层

图 4 凹陷中东部 $S_2^{\text{下}}$ 气势和天然气聚集

Fig.4 Sketch map shows gas potential contour and gas entrapment with-
in the Lower S_2 of central-east of Donpu depression.

1.东濮凹陷油气储集层地下水应属由压实作用引起的沉积水压系统。

如图 4、图 6—10 所示, 该区由测压资料和测压点高程计算得的水势在平面上的投影有着明显的变化, 有别于水势为常数的静水地下环境。动水水流必然会对烃类运移和聚集施加影响。

该凹陷由于地面地形平坦, 深部地层水在构造下倾方向超压大, 因此下倾方向流体势大于构造高部位, 水流方向为由盆地中心向盆地边缘流动的离心流, 具有沉积水压系统的特

征。

2. 中浅层储集岩流体势与油气聚集

东濮凹陷和国内外其它沉积盆地一样,地层压力从上往下可分为静水压力带、混合带和异常压力带三段。资料表明,处于静水压力带下部至混合带的中浅层储集岩,利用流体势进行二次运移研究,效果明显。这里对东濮凹陷中东部沙二段进行了流体势研究。沙二段砂岩由于埋深相对较浅,渗透性理应比深层为好,流体能量与储层内易于传递,二次运移条件较好。加之沙二段断层断距在研究区内较小,可将沙二段砂层视作一个统一的渗流层对待,流体应由势能高处向势能低处运移,并在势能低处聚集。对濮城、文明寨、文留、白庙、桥口等构造及濮深4井等地区的沙二段进行了流体势研究,得出以下认识:

(1) 该区油、气、水势的分布轮廓大体一致,即水势高者,其气势、油势也高,如濮深4井即是(表1)。同理,水势低者,其气势、油势也低。这是因为同一地层在构造低处因埋深大,压实作用较构造高处(埋深也小)为大,欠压实及地层压力异常值也较明显,按公式(1)计算的水势在构造低处较构造高处为大,决定了水流方向由构造低处指向构造高处,而油势、气势为浮力与水动力作用的向量和,一般情况下也往往向构造高部位减少,形成了油气水势分布轮廓大体一致的格局,这种特点有别于淋滤水压系统的向心流。后者的浮力与水流方向相反,油气水势分布轮廓正如Hubbert和Dahlberg所指出的那样,不相一致。

表1 沙二段油、气、水势部分计算结果

Table 1 Part of the calculated results of oil, gas and water potential in S₂.

井号	层位	深度	地层压力 (MPa)	hw(m)	U _o	U _g
明16	S ₂ 下	1656-1662.4	15.53	4834.1	11013	2650
卫4	S ₂ 下	2068.6-2076.1	20.75	4922.96	11689	3172
濮气1	S ₂ 下	2464.4-2419.1	24.32	4969.5	12123	3526
文25	S ₂ 下	2453.0-2461.0	29.88	5413.99	13533	4166
白16	S ₂ 下	2487.3-2461.6	29.98	5028.6	12783	4083
桥30	S ₂ 下	2565.4-2653.4	25.28	4860.6	12001	3592
濮深4	S ₂ 下	3350	48.2	5986.9	16131	5774

(2) 气势的研究表明,在对接近20口井的计算中,以临近盆地主要生油气凹陷前梨园凹陷中心的濮深4井气势最大,向北及向南逐渐减少。尤其在北部卫城和文明寨一带,气势最低,濮城文留次之,白庙、桥口地区居中,而文留文82井区是较大的。气势图上箭头表示了流体由势能高处向势能相对较低处流动的方向。由图4可见。目前已探明天然气藏的分布大体上与气势相对低值区一致。

3. 超压段流体势与油气聚集

桥口、白庙地区沙河街组第三段属超压段,地层压力明显地超出静水压。该段因埋藏较深,孔渗条件较差,流体势与油气分布关系上有其特点。

桥口、白庙构造分属于东濮凹陷中央隆起带和东部洼陷带的一部分,两者在地理位置上大体呈东西向,内隔一向斜,北部为前梨园洼陷,南临葛岗集洼陷,油气源丰富。桥口构造呈北北东向展布,是一个被一系列北北东向西掉断层复杂化了的半背斜构造,以李屯断层为界又可分为桥口断块区构造和桥东反向屋脊(桥东斜坡)两部分。桥口构造高点在桥27井

附近, 地层向东、东南和东北方向倾没。在桥口构造已钻的 56 口井中, 从 13 口井的 17 个层段中获得工业性油气流, 油集中在桥口横断层以北的桥 21 块、29 块、27 块、30 块和以南的桥 4 块、26 块和 18 块的 $S_1-S_2^3$ 地层中, 且以桥 21 块、29 块富集程度最高, 工业气流主要分布在桥东反向屋脊断块上, 气分布层位为 $S_3^3-S_4^4$, 气源据前人研究属沙河街组本身。

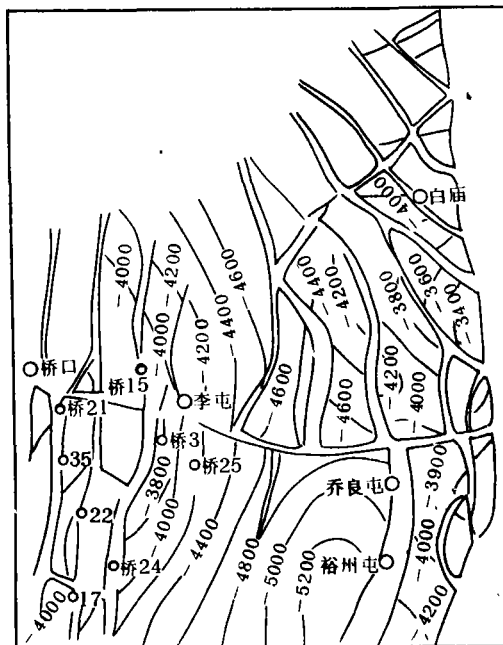


图 5 桥口、白庙 T_8^3 (沙三³底)构造图

Fig.5 Structure contour map on bottom of S_3^3 of Qaokou-Baimiao

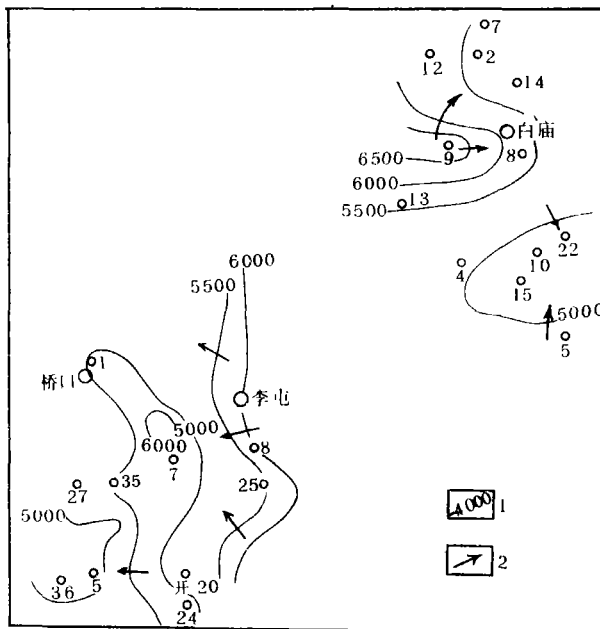
白庙构造总体形态为一依附于兰聊断层的半背斜, 为一逆牵引构造, 地层向北西及南西方向倾没于前梨园洼陷及葛岗集洼陷之中。该构造已测试探井共 16 口 58 个层段, 有 21 个测试段获工业油气流 (主要为气流)。含气面积呈宝塔状, 从 $S_2-S_3^2$ 各层位越往下含气面积越大。从 $S_2-S_3^2$ 中已获得产能大小不一的油气流, 并以产气为主, 气呈断块分布。在 $S_3^3-S_4^4$ 除获单井日产大于 $10^4 m^3$ 的气流外, 同时获日产量达 7.5—11.3 吨的凝析油, 另最近于 S_3^{3+4} 也见油层。据同位素分析, 该气田天然气为石炭—二叠系煤型气和第三系油型气的混合气。

本文作者利用 U、V、Z 方程对 S_3 各段进行了油、气、水势计算, 并重点对实测压力数据以及声波时差资料较多的 S_3^2 层的气势进行了详细研究, 得到以下认识:

(1) 桥白地区 S_3^2 油势、气势、水势的变化规律大体上一致, 即水的流动方向与油、气流动方向在平面上的投影一致。桥口地区水势、油势、气势从东到西大体上为从高到低, 但又被李屯断裂所复杂化, 而呈高→低→高→低区间互。流体运移方向有二, 即北东东向南西西和南东向北西 (图 6—8)。

(2) 桥口地区 S_3^2 油势图 (图 7) 说明了油的聚集与桥口半背斜的低油势区有关, S_3^3 的气势图 (图 10) 说明该层的天然气与李屯反向屋脊断块的低势区有关。

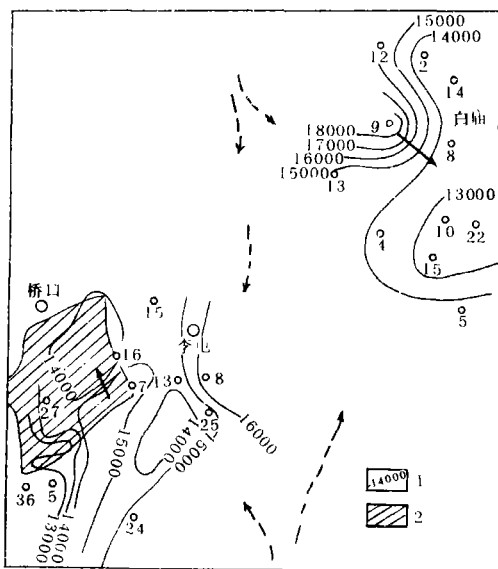
(3) 白庙地区 S_3^2 的流体势总的是构造低部位流体势高, 流体大体上也是从构造低部位流向构造高部位, 但出现了流体势分布的不规则性, 如白 9 井局部高势区并由此决定的流体运移方向被复杂化。



1.水势 2.水流方向

图6 桥、白地区 S_3^2 水势等值线图

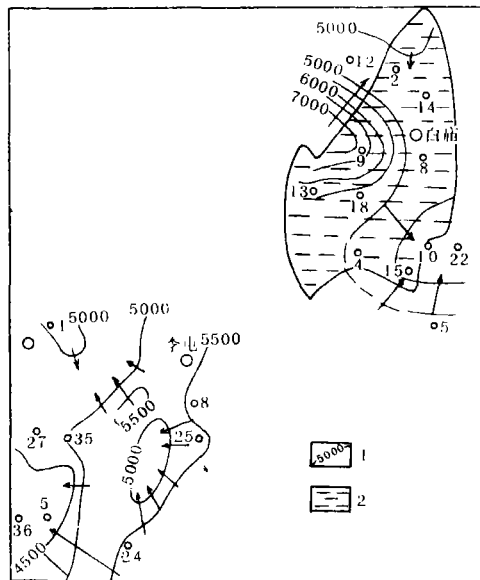
Fig.6 Water potential contour map in S_3^2 stratum of Qao-Bai district



1.油势 2.含油面积

图7 桥、白地区 S_3^2 油势等值线图

Fig.7 Oil potential contour map in S_3^2 stratum of Qao-Bai district



1.气势 2.含气面积

图8 桥、白地区 S_3^2 气势等值线图

Fig.8 Gas potential contour map in S_3^2 stratum of Qao-Bai district

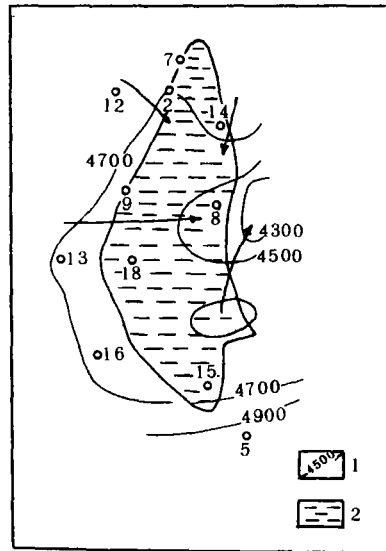
(4) 白庙地区天然气主要分布层位依次为 S_3^1 、 S_2 、 S_3^2 ，由 S_3^1 (图 9) S_3^2 气势图看， S_3^1 几口产气井均位于低势区， S_3^2 产气井除个别井如白 9 井外，也均位于气势较低区，且与断层毗连。而 S_2 层虽未编流体势图，但由该层产气井白 20 井和白 3 井位于构造顶部推测，它们也位于低势区。

桥口地区 S_3^2 油势图说明了油的聚集与桥口半背斜的低油势区有关。 S_3^3 气势图 (图 10) 说明 S_3^3 的天然气与桥东反向屋脊带的气势低值区有关。

至此为止，说明了桥白地区油气一般分布于低势区，这是符合 Hubbert 的有关理论原理的，但白 9 井高势中心的出现以及流体势分布的不规则性，尤其是有些具高流体势的井，如白 9 井，天然气的产量反而最高，这是与一般规律不符的。类似的情况还有白 10 井、白 8 井、开 28 井的 S_3^1 层，以及白 8 井、白 9 井的 S_3^2 层均产气量较大，但它又均为气势的高值或较高值区。

是什么原因促使白 9 井局部高势区出现并具有较大产能呢？从构造图上白 9 井所处构造等值线高程并不比其它含气的井如 K27 井为低，但是它的流体压力和流体势却特别高，原因可由分析 S_3^2 流体势图说明。从白 9 井向白 8 井方向势变化率很大，根据前人研究，这种情况往往与岩性的低渗透区有关。本文公式 (1) 是当岩石毛细管阻力可以忽略不计的一般流体势公式，在考虑到毛管阻力时，油在一定地点的流体势据 Hubbert (1953) 为

$$\phi_o = g \cdot Z - \frac{P}{\rho_o} - \frac{Pc}{\rho_o} \dots\dots\dots (8)$$



1. 气势 2. 含气面积

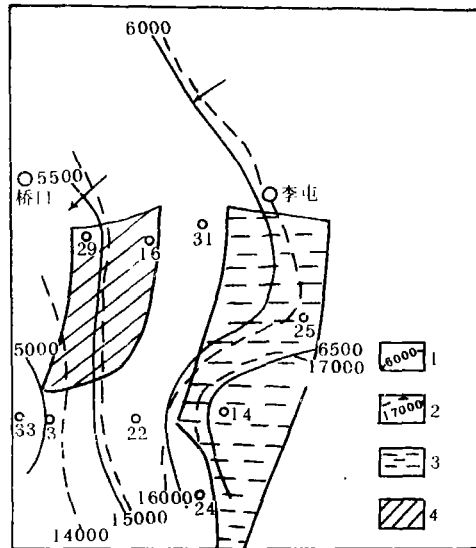
图 9 白庙地区气势等值线和天然气分布

Fig.9 Gas potential contour map in S_3^1 stratum of Baimiao district.

其中 Pc 为附加的毛管阻力。因此可以认为公式 (1) 是在储集层的岩石颗粒大小和孔

喉径分布均匀,毛管阻力几乎到处相等的前题下才能用以讨论流体运移的方向。对照许化政等*的砂岩厚度图可知,自白9井向白8井方向砂岩厚度变薄,物性也会相应变差,孔喉变小,造成流体向白8井流动时的阻力加大,能量损耗大,致使势能大为减少,而流体由白9井西北方向的更高势区向白9井附近聚集,不易散失。同时,较深层具有更大势能的油气可以通过断层向孔隙条件较好的白9井区运移,可能也是造成高势的原因,而白9井东部的低渗透区则成为油气运移的屏障,使得它成为与“油气相对低势区是油气聚集的场所”这样与一般规律不符的特殊场所。

因此可以推论,油气聚集在低势区这一规律是指渗透性储集层而言,对于物性极不均匀的储集层则往往不完全是这样。本区除白9井以外,白10井、白8井、开28井的S₃¹层以及白9井、白8井的S₃²层均产气量较大,但都为高气势区,这都是由于储层内岩性极不均匀,在渗透率低的部位流体通过能力差,成为二次运移的屏障,而天然气聚集于砂层孔渗条件相对较好的场所之故。



1 气势 2.油势 3.含气面积 4.含油面积

图10 桥口构造S₃油气势等值线和油气分布

Fig.10 Oil and gas potential contour map in S₃of Qaokou district.

四、等势面、烃水界面坡度和油气聚集

烃水接触面坡度和等势面倾斜度的关系由下式表示

$$\Delta z / \Delta x = \rho_w / (\rho_w - \rho_h) \times \Delta h_w / \Delta x \dots \dots \dots (9)$$

其中 $\Delta z / \Delta x$ 为烃水接触面坡度; $\Delta h_w / \Delta x$ 为水势面在x方向的倾斜度; $\rho_w / (\rho_w - \rho_h)$ 为倾斜扩大因子,取决于水相和烃相密度差,其中 ρ_h 为烃类的密度。

* 许化政等, 1988年9月, 东濮凹陷桥11、白庙含气区地质特征, 天然气富集因素及勘探技术研究。

由公式可见, 在倾斜扩大因子一定时, 烃水界面坡度与水等势面坡度成正比, 也即水动力越强, 烃水界面倾角越大。而由于一般情况下油的密度比气的密度大得多, 即 $\rho_o \gg \rho_g$, 因此 $\rho_w / (\rho_w - \rho_o) \gg \rho_w / (\rho_w - \rho_g)$ 。如桥白地区 ρ_w 取值为 1.07, ρ_o 为 0.71, ρ_g 依不同深度、温度和压力而定。在地面条件下, ρ_g 为约 0.0008, 地下 3000m 深处压力为约 35MP, 温度为约 115°Ck, 则 $\rho_w / (\rho_w - \rho_o) \approx 2.97$ 。因此如图 11 所示, 在水动力环境下, 油水界面坡度明显地大于气水界面。

图 11 也许可以说明为什么白庙构造主要产天然气而石油产量低的原因。由水势图说明白庙构造的水势总的趋势是由西向东降低, 水流为向东流动, 油水界面也应该是向东倾斜, 并且倾斜度比气水界面大得多, 其东侧有不一条断层通过, 储层中的油在运移方向上遇到断层时易于溢出圈闭并沿断层面方向向上运移, 只是在原来石油储集层上倾方向遇有明显的岩性遮挡条件时, 石油得以残存。而天然气相对石油来说, 因运移方向偏向垂直而不易溢出, 加之白庙构造集油气区内油气源岩正处生气为主阶段, 天然气仍源源不断产生, 气源丰富, 造成现今白庙构造主要产气而产油少的格局。

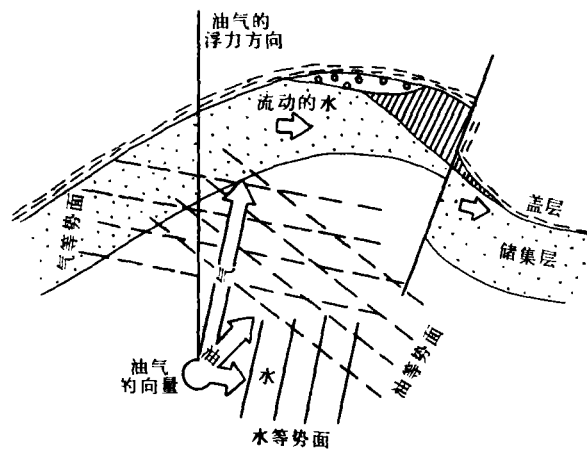


图 11 在动水条件下油水、气水界面倾角和油气运移方向(据 Dahlberg 重绘)

Fig.11 Oil-water and gas-water interface slopes and the direction of oil and gas migration paths.(after Dahlberg,1982)

同样原理也可解释桥口地区桥东反向屋脊断块 S_3^{3+4} 含气, 桥口断块地区 S_3^{1+2} 含油, 除各地油气源岩成熟度是一个因素外, 推测与桥口构造李屯断裂以东水动力是由东向西流动, 在该区 S_3^{3+4} 源岩在成油高峰期生成的石油由于水动力作用顺断层溢出也是一个重要因素。

小 结

1. 东濮凹陷水势在空间有着明显的变化, 该区油气分布不是静水环境下纯系浮力作用的结果。
2. 东濮凹陷储层地下水属沉积水压系统, 水流方向为离心流。反映在流体势上, 等水势

面在水平面上的投影轮廓与油势、气势轮廓大体一致。

3.从宏观上看,油气分布在低势区,但由于岩石物性和厚度的极不均一性,出现高产井往往与局部高势区相伴随的现象。

4.东濮凹陷由水力坡度和烃水密度差引起的烃水接触面倾斜,加上断层因素引起了石油容易顺构造上倾方向的断层溢出,从而不利于密度比气大得多的油的保存,而天然气因密度小、浮力大而相对地不易溢出。

收稿日期:1989年1月8日

参 考 文 献

Chapman, R. E., 1983, Petroleum Geology, Developments in Petroleum Science 16, Elsevier—Amsterdam—Oxford—New York.

Dahlberg, E. C., 1982, Applied Hydrodynamic in Petroleum Exploration, New York, Springer-Verlag, 161p.

Hubbert, M.K., 1953, Bull.AAPG, p.1954—2026.

Карцев, А.А., С.Б.Вагйн, Е.А.Басков, 1969, Палеогидрогеология, Москва, Недра.

FLUID POTENTIAL AND GAS MIGRATION OF DONGPU DEPRESSION

Hua Baoqin

(Lanzhou Institute of Geology, Academia Sinica)

Wu Shizhong

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongyuan Petroleum Administration)

Abstract

Dongpu depression is one of the famous gas-producing areas of China. The principal strata of gas-source rock and reservoir rock is Shahejie formation. To study the potential of formational fluid of this stratum is the main content in this paper.

The fluid potential is the mechanical energy possessed by unit mass of fluid, which is composed of two parts, gravity and pressure. The formational fluids always move from higher potential area to the lower, so the area of lower hydrocarbon potential is the direction of secondary migration and the location of accumulation of oil and gas.

The characters of ground water pressure system determined the water moving direction and the location of accumulation of oil and gas. According to A. A. Karzaiv, the natural pressure water system is divided into two types: Sedimentary pressure water system and eluvial pressure water system. The former's water moving direction is often centrifugal, while the later's water moving direction is centripetal. The equipotential surfaces

of the centripetal flow tilt downward will be favourable to trap oil and gas. The ground water of oil and gas-producing strata in Dongpu depression characterises the centrifugal.

The over high pressure in the study area is evident in the deep part, i.e., the formational pressure coefficients in the tectonic lower is evidently larger than that in the tectonic higher, and the fluid potential of the former is larger than that of the later. Therefore, the calculation of fluid potential in Dongpu depression shows that not only in the shallow but also in the deep reservoir rocks, the moving direction of water is towards the tectonic high location, and the gas potential or oil potential are also decreases towards the tectonic high. This character causes the horizontal projects of equipotential surface contours of water, oil and gas are nearly coincide.

Because the physical properties of reservoir rock in shallow depth are more homogeneous, and the transportation ability of hydrodynamic is better, so the oil and gas accumulation in Dongpu depression is located at the relative low oil and gas potential area.

Generally, the accumulation of natural gas of deep strata is still controlled by low gas potential. However, the high production wells are always related to the local high potential area such as well Bai 9 but surrounded by the low potential. How can we explain this phenomenon, which appears not coincide with the general hydrodynamic principle of oil and gas migration. The writers suggest it is the effect of less permeable zones.

Because of the much smaller weight density of gas than that of oil, former's floating force is much larger than that of later. Gas migration paths are more nearly vertical than oil's under dynamic condition, and hence the slope of gas and water contact surface is smaller than that of oil and water contact surface. If there are open faults at the top of anticline as the Baimiao structure, updip flow direction is detrimental to entrapment oil than to gas, oil is easy to overflow along the faults. This can explain why Baimiao structure mainly produces gas with little oil. Similarly, it can also be used to explain why the S_3^{3+4} strata of Qiaodong block produces gas, not oil.