

酒西盆地石油运移若干问题的讨论

华保钦 林锡祥

(中国科学院兰州地质研究所)

提要 本文从酒西盆地实际资料出发,认为该区泥岩欠压实和异常地层压力主要起因于压实不平衡和烃类形成作用。指出该区异常压力可成为石油运移的动力,运移相态主要呈烃相,微裂隙可能为初次运移的主要通道。最后计算并比较了各油藏临界油柱高和二次运移条件,定量地研究了白东一单北水动力油藏中水动力的作用。

主题词 异常压力 微裂隙 运移相态 临界注柱高

第一作者简介 华保钦 女 52岁 副研究员 石油地质学、数学地质

酒西盆地石油运移研究由来已久,但是对近来国内外开展较多的泥岩欠压实、异常地层压力和石油运移的动力、通道、相态以及二次运移条件的研究刚开始不久。这些问题的探讨,不仅可以加深对石油运移理论问题的认识,而且对于石油勘探具有实际意义。

一 酒西盆地石油运移的动力

原油由生油岩向储集岩运移过程中,需有一定的运移动力,地层中孔隙流体压力差是促使石油从过剩压力高处向过剩压力低处运移的主要动力。这种异常压力的存在又往往与泥岩欠压实相联系。酒西盆地晚侏罗和下白垩世生油岩系则具有这种超压和泥岩欠压实现象。

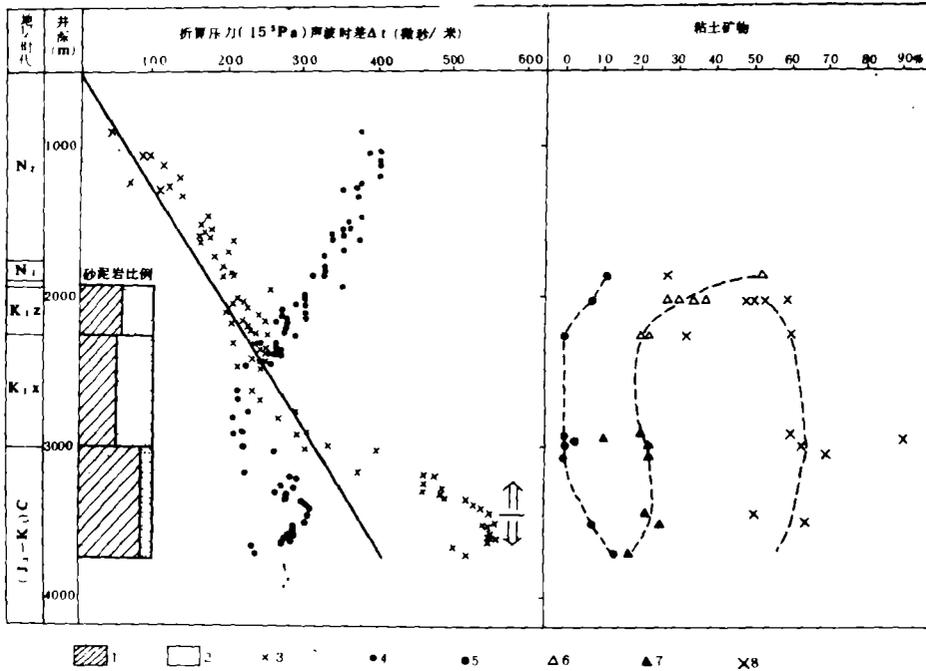
1. 酒西盆地泥岩欠压实现象和异常地层压力

石北凹陷白南3井泥岩的声波时差 Δt 和深度关系曲线表明(图1),该井区压实作用可分段如下:2800m以上为正常压实带;2800米以下为欠压实带,欠压实作用在3400m处达到高峰,往下 Δt 值又渐趋正常。

泥岩欠压实带往往和异常高压带相对应。白南3井3500米井深处地层压力值为42.44Mpa,具有约5.7Mpa的超压,压力系数为1.2。青西凹陷西参1井井深4400m左右地层压力值约57.5Mpa,压力系数为1.3。在充分估计到含油层由于水和油的密度差产生的浮力影响后,该两地区仍然存在明显的孔隙流体压力异常值。青西凹陷东侧鸭儿峡地区钻井中,生油岩系内部也存在不同程度的剩余压力。酒西盆地各生油凹陷中的这种剩余压力即可成为石油从高势区向低势区进行初次运移的驱动力。它们在纵向上的运移方向见图1。

2. 异常地层压力的起因

本区异常地层压力发育于埋深较大的 J_3 和 K_1 地层中,是以泥质岩为主的快速堆积的沉积物,砂岩夹层横向延伸往往不稳而呈透镜状。异常压力主要由泥岩压实作用不平衡所致,这明显地反映在异常高压的发育与泥质岩有关(图1)。异常高压带和泥岩欠压实段在深度上恰好对应于高泥质岩百分比层段。白南3井欠压实段顶部与 K_{1x} 和 J_{3c} 的分界相一致,分界线以上的 K_{1x} 泥岩百分



1. 泥岩 2. 砂岩 3. 折算压力 4. 声波时差 5. 高岭石 6. 蒙脱石 7. 蒙—伊混层矿物 8. 伊利石

图1 白南3井泥岩压实作用图解

Fig.1 Compaction data of argillaceous rock of Bainan 3 well

比较低,为 51—55%,而分界线以下的 J_{3c} 段泥岩百分比达到 81%。这是由于沉积作用初期,沉积物埋藏较浅,岩石孔隙度较大,在上覆负荷压力下,泥岩孔隙中的流体能及时排出。随着沉积物埋深不断增大,上覆负荷不断加大,孔隙率和渗透率不断减少,致使流体排出受阻,以致岩石基质不能更紧密地压紧以承担新增加的沉积物重。新增的上覆负荷主要由孔隙流体所支撑,因而出现了比正常静水压高的地层流体压力,即异常地层压力。

其次,烃类的形成作用是酒西盆地生油凹陷中生成异常高压的又一个重要因素。在石油生成过程中,高分子量的干酪根分解成低分子量烃类时必然伴随着体积膨胀,1974年 Harwood (1977) 根据有机物热解实验结果,得出“平均含 1.0%有机碳的典型母岩,由于沥青和水的产生作用而净增的液体体积,大约是 34—39 桶 / 英亩。增加的体积等于孔隙度为 10%的页岩孔隙体积的 4.5—5%”的结论。酒西盆地生油岩有机碳的平均含量已达 1.5%左右,生油门限附近孔隙度一般为 10%,按以上实验结论推算,由生油作用所增加的流体体积就会大于孔隙体积的 7—7.5%左右,而在该深度下,泥岩孔隙与外界连通条件一般很差。流体体积膨胀受限制时无疑地会引起页岩孔隙流体压力明显提高。

引起异常高压的原因除去泥岩压实作用和快速沉积导致的压实不平衡和烃类形成作用两因素外,一些学者曾提出过其它一些因素,最流行的有粘土矿物成分的转化和脱水作用、水热增压作用

等。

Powers(1967)等人提出粘土矿物在一定深度下由于温度和压力的作用,蒙脱石脱水变成蒙伊混层矿物,最后变成伊利石,导致异常压力的产生,同时新增加的水可以作为石油运移的载体。酒西盆地粘土矿物与世界大部分沉积岩分布区一样,也呈现随深度增加而有规律地变化。如单 25 井粘土矿物中蒙脱石含量在 1300m 深为 50% 左右,向下随深度增加而含量减少,到 1500 米左右,含量即很少。与此同时,伊利石含量从井深 1400 米左右的 35%,到 1750 米深已达 80% 左右。白南 3 井情况与此类似,于 2000m 深蒙脱石含量(图 1)已降至 30% 左右,伊利石在该深度已达 50% 多。于井深 2200m 处蒙脱石含量已降到 20% 以下,说明酒西盆地粘土矿物成分转化的深度显然与国外湾岸地区从深 1830 米开始,到 2750—3660m 结束的转化深度相比要浅。主要的是白南 3 井这一粘土矿物转化深度比它的泥岩欠压实带起始深度浅得多。可以设想,本区在 2000m 深处,泥质沉积中的孔隙水与周围岩石的连通性还比较好,矿物脱水作用所增加的水易于排出,没有成为泥岩欠压实与异常高压的直接起因。当然,在生油门限深度以下,蒙脱石脱水作用脱出的水可以使生油岩中生成的烃类从粘土表面解脱到粒间孔隙中来,使分散的烃类在生油层的孔隙中相对集中,有利于油气的初次运移。但白南 3 井粘土矿物脱水主要阶段还未生成大量烃类,蒙脱石脱水对于烃类的初次运移似乎也不起多大作用。实际上,蒙脱石脱水对于烃类初次运移以及异常压力和泥岩欠压实所起作用,近年来有不少学者是持异议的。一方面许多没有或很少蒙脱石的地区仍然有丰富的石油和异常地层压力,其次如果是烃类的运移相态是以烃相为主,则不需要水流作为运移的载体,而许多实验的和实践的地质和地球化学证据都说明烃相运移是油气运移的主要形式。

至于水热增压,是指原存在异常压力前提下,由于水热作用而加强了异常值。酒西盆地生油凹陷今地温梯度均较低,为 1.8—2.5℃/100m,加之流体压力实测值低于由声波测井曲线计算得的同深度折算压力值,均说明水热增压作用在酒西盆地是不明显的。

3. 石油运移的动力和异常地层压力

地层中流体的异常高压是驱使石油进行初次石油运移的潜在动力,剩余压力差除可驱使石油由高剩余压力区向低剩余压力区进行运移外,另一方面剩余压力还有利于使岩层产生微裂缝,给油气运移创造良好的通道条件。

不少学者如 Tissot et Welte(1978)在他们的文章中引用了 Snarsky 1962 年的结论,即深埋的致密页岩,如果其中局部流体压力达到周围静水压的 1.42—2.4 倍时,就超出了岩石的力学强度而产生裂隙。Tissot 等在文中还报导了 Tissot et Pelet 1971 年的实验结果,即一块保持静地压力为 440kg/cm² 条件的页岩,当其内部气体压力达到 540kg/cm²,就产生微裂隙,并在内部压力释放后裂隙闭合。

另据 Hubbert et Rubey (1959)意见,岩石内任一滑动所需的切应力为

$$\tau = \tau_0 + (s-p) \tan \varphi \quad (1)$$

这里 τ —滑动面的切应力

τ_0 — $\tau=0$ 时的岩石抗剪强度

s —总上覆负荷重

p —流体孔隙压力

φ —内摩擦角

由公式(1)可见,当 P 不是静水压而呈异常高压时,则 $(S-P)$ 减少,从而岩石破裂所需的切应力 τ 值减小。摩尔图上则表现为摩尔园向左移动,从而使稳定性降低。

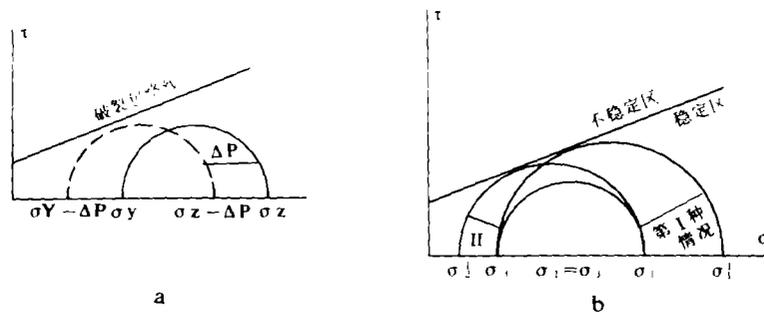
酒西盆地生油岩系内地层压力据现有资料,于井深 3500—4500m 左右,压力系数为 1.2—1.3,单独由静水压力看来不足以造成岩石破裂,但是内聚力最弱点处是有可能产生裂隙的。尤其是在构造作用下,如白垩纪末的燕山运动和第三纪的喜山运动,祁连山北缘推覆带和老君庙推覆带发生逆掩推覆活动,均会使应力差增加,而使岩石产生破裂的剪应力 τ 取决于最大压应力 S_1 和最小压应力 S_3 之差,岩石内存在孔隙流体时,即取决于差异(有效)应力 $\sigma_1 - \sigma_3$, 公式为

$$\tau = (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2r / 2 \quad (2)$$

这里 σ_1, σ_3 分别为最大和最小有效压应力

r —任意平面和最小主应力轴 σ_3 的交角

因此,当地球外壳发生构造运动时,即应力加强(σ_1 增大)或释放(σ_3 减小),主应力差 $\sigma_1 - \sigma_3$ 增加,剪切应力 τ 值也增加。当 τ 值达到 $\tau_0 + \tan \varphi (S-P)$ 时,破裂产生(图 2)。如果原来已有裂缝, τ_0



(a) 在其它条件不变时,孔隙压力的增加将引起摩尔圆向左移动,降低其稳定性

(b) 由于应力集结(II)或张弛(I)引起的破裂作用, σ_1, σ_3 表示原始应力状况

(据格雷泰纳, 1984)

图 2 摩尔图解

(a) An increase of pore pressure under otherwise constant conditions leads to a shift of the Mohr circle to the left and towards

(b) Fracturing caused by stress concentration (compression case II) or stress relaxation (tensile, case I), σ_1, σ_3 showing original stress state. (After P.E. Gretener)

Fig.2 Mohr diagram

即为零,则使裂缝重新张开所需剪应力更小,只需

$$\tau = (S-P) \tan \varphi \quad (3)$$

即可。据上述分析,酒西盆地异常高压和构造应力的联合作用有利于生油岩系内产生裂隙和微裂隙,成为石油运移的通道,如青西拗陷南侧即为这两种力都较强的地区。

二 酒西盆地石油运移的通道

石油从母岩析出向储集岩运移时,除去和储集岩直接接触的生油岩外,一般均需通过生油岩中的孔隙或其它通道,这涉及到生油岩孔隙直径以及烃类分子大小的对比等问题。

酒西盆地白南 3 井和单 25 井生油窗范围内生油岩孔隙直径经钢铁研究总院分析,白南 3 井在井深 2036—3720m 处各岩样平均直径为 41.4 Å—16.7 Å 不等,单 25 井于井深 1568—2407m 处平均孔径于 14.7 Å—27.2 Å 范围内变化。生油岩孔径频率分布据上述两钻井生油窗范围内 7 个泥

岩样品统计(图 3),小者为 10 Å,大者达到 200 Å,众位数为 12.6—15.9 Å。与此同时,据 Tissot et Welt (1978)报导,水分子大小为 3.8 Å,烃类分子中正构烷烃直径为 4.8 Å,CH₄ 为 3.8 Å,复杂的环状结构的范围为 10—30 Å,沥青分子直径为 50—100 Å。

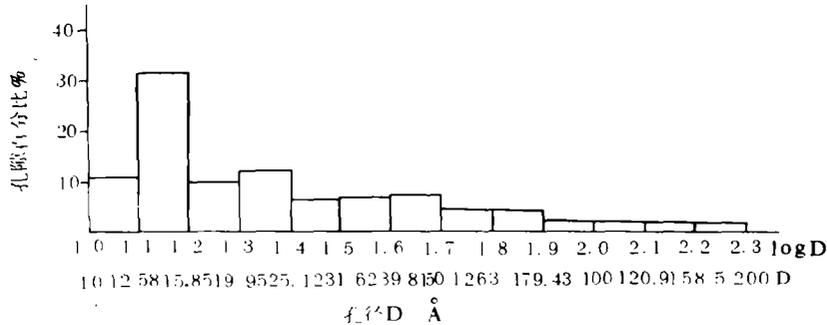


图 3 生油岩孔隙直径分布

Fig.3 Distribution diagram of pore diameters of source rocks

在上述孔隙直径的岩石中,孔隙喉道肯定更小。可以认为,CH₄ 和正构烷烃在其中若以单分子运移可能问题不大,而分子直径较大的复杂的环状结构的烃及沥青质等虽也可从生油岩的那些比较大的孔隙中迂回曲折地通行,但困难就大得多。酒西盆地原油中不仅存在正构烷烃,还有相当比例的环状结构烃类存在,说明大量石油的运移还必须以微裂隙作为初次石油运移的通道。

据 Rouchet(1981)研究,在一般情况下,当

$$P > S_3 + K \quad (4)$$

时微裂隙张开,其中 P 为孔隙流体压力, S₃ 为最小应力, K 为岩石破裂强度。由于流体压力在地质历史中有一个积聚和释放交替出现的过程,相应地微裂隙也呈现张开和闭合交替,因此微裂隙不一定在当今岩石中能观察到,但是仍能部分地留下它们的痕迹。如西参 1 井井下岩心的薄片中能观察到泥质岩的微裂隙为沥青所充填,即为石油通过微裂隙运移的证据。

在讨论石油运移通道时,还必须注意到这样一个事实,即原油孢粉在储集岩中出现的问题,经多年研究业已确定,酒西盆地不论是志留系、白垩系或老第三系火烧沟组,新第三系白杨河组中的油都来自上侏罗流赤金堡组和下白垩统新民堡群。江德昕等(1982)曾从酒西盆地不同层位的储集岩中 22 个原油样品的 13 个样品中分离出孢子花粉,其中一部分孢子花粉为与储集岩同时代的孢粉,另一部分为运移途中岩石中的孢粉,还有一部分为油源岩特有的孢粉随原油运移而来。该区油源岩孢粉直径由表 1 所示,最短直径为 17.5—20μ,相当于生油窗范围生油岩平均孔隙直径的上万倍。可以推论,要让 20μ 左右的原油孢粉通过,仅有生油岩中的粒间孔隙是不够的,还肯定存在较生油岩孔隙直径大得多的微裂隙乃至裂隙或层面间隙,作为石油垂向和侧向运移的通道。

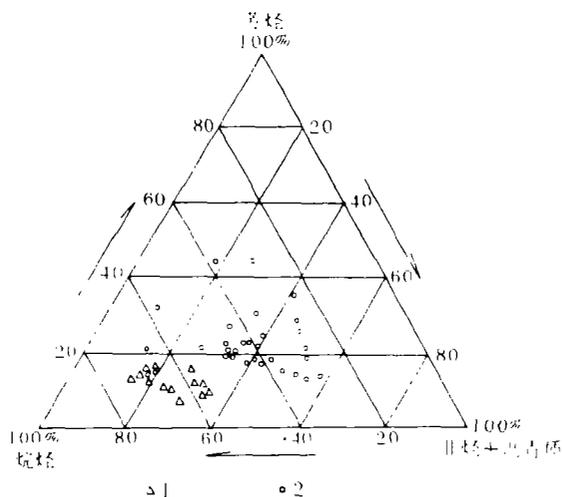
表 1 酒西盆地油源岩原油孢粉直径
Table 1 Diameters of pollen and spore in crude oils coming from source rock

名称	孢粉最小直径
枣形莎草蕨孢	20μ
莎草蕨孢	17.5μ
微小单槽孢	18.8μ

三 酒西盆地石油初次运移相态

初次运移问题是油气运移中长期争论的问题。研究者们曾经提出过各种理论,如(1)烃类呈溶液状态以及胶束状态等水相运移;(2)烃相运移,包括油珠、油泡状态随水运移、连续油相运移、气相运移和间歇性的混相运移等,争论最基本点还是油究竟呈溶液状态运移还是呈独立的烃相运移。

探讨酒西盆地石油运移的相态,首先可从生油岩和原油中沥青组分族组成的比例说明。由图4可见,绝大部分生油岩的芳烃含量高于原油,同时烷烃含量低于原油。由于芳烃比烷烃溶解度大,如果烃类呈溶液状态运移,则原油应该比岩石抽提物富含芳烃。图4则说明烃类在该盆地不是主要呈溶液状态而是呈烃相运移,在运移过程中,芳烃易于被吸附,造成原油中芳烃相对含量较岩石中为少。



1. 酒西盆地原油 2. 酒西盆地生油岩

图4 酒西盆地生油岩和原油族组成三角图(由陶国立图改编)

Fig.4 Compounds triangular diagram of source rock extracts and curde oils

其次,由估计烃类成熟后在孔隙流体中的含量百分比也说明于成油主要阶段不大可能呈溶液状态。以石北凹陷白南3井为例,门限深度处泥岩有效孔隙度约为10%,生油窗下限约为2%左右,则1立方米岩石中从生油过程开始到结束能排出孔隙流体80公斤。同时根据热解色谱资料,计算得生油岩中烃类初次运移量最丰富的层位达6.85公斤/立方米,最少的为0.75公斤/立方米,则烃在溶液中的溶解度要达到82250—7188ppm,才能全部呈水溶液状态进行运移。但目前公认的生油温度范围为60—150℃,液态烃的水溶解度不过几ppm到100ppm。

酒西盆地石油呈分离烃相运移的机制可以这样设想,即随生油岩埋深增加,孔隙度不断减小,孔隙中不能流动的流体比例越来越大。另一方面随烃类不断生成,烃占孔隙中可流动的流体比例越来越增加,就可达到油成为独立相态随水一起运移的标准。如果考虑到生油岩中许多孔隙内表面是油润湿的,那末油的临界饱和度可小于10%甚至更低,达到1% (Dickey, 1975)。白南3井生油门限深为2030m,据目前生油岩中残余烃和孔隙度,计算得在井深约2268米处泥岩中含油饱和

度 S_0 超过 2%, 深 2500m 左右, 含油饱和度 S_0 即达 4% 左右, 达到我国东部一些含油气区的石油初次运移临界饱和度 2.59% 和 4%^① 的标准, 而开始进行较大规模的分离烃相运移。

此外, 并不排除在石油生成早期阶段, 真溶液状态可以是烃类运移的主要相态, 扩散状态运移也可在有限的规模中进行。

四 石油二次运移

在二次运移过程中, 油气要不断克服毛细管阻力而在适当的圈团中聚集起来。静水条件下, 运移的动力为浮力。浮力必须达到毛细管阻力时才能进行二次运移, 其临界状态为两者相平衡, 即

$$Z \cdot g(\rho_w - \rho_o) = 2\delta \left(\frac{1}{r_i} - \frac{1}{r_p} \right) \quad (5)$$

故临界油柱高

$$Z = \frac{2\delta \left(\frac{1}{r_i} - \frac{1}{r_p} \right)}{g(\rho_w - \rho_o)} \quad (6)$$

这里 σ 为油水界面张力, r_i 和 r_p 分别为孔喉半径及孔隙半径, Z 为连续油柱高, ρ_w 和 ρ_o 分别为水和油的密度。

由公式(6)所示, 临界油柱高取决于油水界面张力、孔喉半径、孔隙半径以及油水密度差。酒西盆地各地质年代的储层岩相各异, 孔隙结构差别很大, 因此临界油柱高的值相差悬殊。由表 2 可见, 各油田油水界面张力和油水密度差变化有限, 但孔喉半径可以相差几十倍, 决定了临界油柱高差别显著。如老君庙油田 L 油层仅需 0.3 米连续油柱高, 即能克服毛细管力进行储层内石油运移; 而白南 3 井临界油柱高却需 22 米, 折合成水平宽需 200 多米; 白杨河油田火烧沟组油藏, 鸭西白垩系油藏临界油柱高介于二者之间。显然, 连续油柱高 Z 值小的老君庙油田 L 油层二次运移条件最佳, 而连续油柱高度大、地层倾角平缓而砂体延伸不远的地区, 二次运移条件就差, 如白南 3 井井区。

表 2 酒西盆地计算临界油柱高数据表
Table 2 Data for calculation critical height of oil column

油田	层位	水比重 (g/cm ³)	油比重 (g/cm ³)	油水界面张力 (达因/cm)	储层孔喉 半径均值(μ)	临界油柱高度 (m)	推算水平宽 (m)
老君庙	L	1.03	0.762	4.35	8	0.3	4
白杨河	E _{3h}	0.999	0.866	4.2	18.53	0.36	5
鸭西	K ₁	1.059	0.764	10	0.61	11.152	83
白南	J ₃	1.024	0.867	10.54	0.61	22.8	212.3

于动水条件下, 还需考虑水动力对二次运移的作用。水动力附加油柱高为:

①2.59% 据王凤琴对江汉盆地研究, 4.0% 据陶一川对辽河油田研究报告中所列临界含油饱和度。

$$\left(\frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o}\right) \frac{dh}{dx} x_0$$

这里 $\frac{dh}{dx}$ 为水力坡度, X_0 为油藏的水平宽度。则油柱高度为:

$$Z = \frac{2\delta\left(\frac{1}{r_i} - \frac{1}{r_p}\right)}{g(\rho_w - \rho_o)} \pm \left(\frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o}\right) \frac{dh}{dx} x_0 \quad (7)$$

当水动力方向向下时, 式中附加油柱高前面的符号为加号, 水动力成为二次运移的阻力。否则符号为负号, 水动力为二次运移的动力。

酒西盆地水动力在二次运移中的作用在白东—单北油藏中明显地体现出来。

由图 5 可见, 该油田因水动力作用, 油水界面倾斜, 倾斜坡度在单北为 135m/km, 白东为 126m/km。储层的水力坡度由东北向西南以 15—17m/km 下降, 水动力成为石油二次运移的阻力。据测定, 单北和白东实际连续油柱高分别为约 65m 和 180m, 根据浮力公式可分别得到该两处浮力分别为 1.03×10^6 和 2.86×10^6 达因/cm², 而毛细管阻力仅为 1690 达因/cm², 它和浮力相比是微不足道的。浮力主要由向下流的水动力所平衡。

另一方面, 也可用油田总油柱高和附加油柱高之比说明水动力的作用。由实测水力坡度计算得的附加油柱高在单北为 54 米, 白东为 161 米, 它们与单北和白东实际油柱高分别为 65 米和 180 米相比, 说明水动力在该两油田对阻止石油进行二次运移起了主导作用, 其阻力比毛细管力大得多, 形成水动力遮挡油藏。

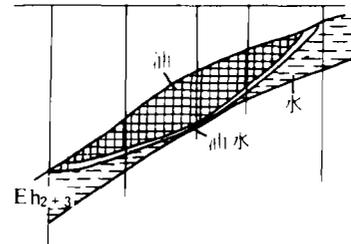


图 5 白东—单北水动力油藏示意图

Fig.5 Sketch map showing Baidong-Danbei hydrodynamic trap

收稿日期 1988 年 1 月 4 日

参考文献

- (1) 华保钦等, 1983, 沉积学报, 1卷4期, 61—77页
- (2) 江德昕等, 1982, 根据孢子花粉推断油源岩的研究, 中国科学院兰州地质研究所集刊第1号, 科学出版社
- (3) R.W. 琼斯等著, 1984, 控制石油运移的物理及化学因素, 美国石油地质学家协会进修丛书, 卢松年译, 石油工业出版社
- (4) 真柄钦次著, 1982, 压实与流体运移, 石油科学进展, 陈荷立等译, 石油工业出版社
- (5) P.E. 格雷泰纳著, 1982, 孔隙压力的基本原理通常所引起的后果及其构造地质含意, 陈荷立等译, 石油工业出版社
- (6) Dickey, P.A., 1975, AAPG Bull., V.59, No.2, p.337—345
- (7) Harwood, R.J., 1977, AAPG Bull., V.61, No.12, p.2082—2102
- (8) Hubbert, M.K., Rubey, W.W., 1959, Geol.Soc.Amer.Bull., V.70, p.115—166
- (9) Powers, M.C., 1967, AAPG Bull., V.51, p.1240—1254
- (10) Du Rouchet, J.H., 1981, AAPG Bull., V.65, No.1, p.74—86
- (11) Tissot, B.P., Welte, D.H., 1978, Petroleum Formation and Occurrence, Springer Verlag Berlin Heidelberg, New York, p.260—314

DISCUSSION ON SOME PROBLEMS OF OIL MIGRATION IN JIUXI BASIN

Hua Baoqing Lin Xixiang

(Lanzhou Institute of Geology, Academia Sinica)

Abstract

Based on the regional observations of the undercompaction and the abnormal formation pressure occurring in the source rocks of Late Jurassic and Early Cretaceous layers and of other data in Jiuxi Basin, the authors suggest that the undercompaction and abnormal pressure of argillaceous of this area is mainly caused by compaction unequilibrium and by hydrocarbon generation, while the dehydration of clay mineral and aquathermal pressuring effects are not important.

The abnormal pressure with pressure coefficients about 1.2—1.3 of this area can be the driving forces of oil primary migration. The combined effect of abnormal pressure plus tectonic stress can create microfracture.

After analysis the diameters not only of the source rock's pore and of hydrocarbon molecular's but also of the pollen's and spore's from crude oil, the authors suggest that the pore of the source rock can allow hydrocarbon migration. Because the diameters of the pollen and spore from oil are much larger than the pore size of the source rock's, the microfracture should be the important passage of oil primary migration.

This paper also deals with the problem of the phases in primary migration of petroleum. The composition comparison between the extracts of the rocks and the crude oils shows that the saturated hydrocarbons which are among the least water-soluble, are enriched in crude oils. At the same time, the estimation of the hydrocarbon abundance in the pore fluid from the pyrolysis data and the porosity decrease through oil window supports that the solubility of the hydrocarbon in the solution would reach 7188—82250ppm if the migration phase were molecular solution. This ideal solubility is obviously much higher than the actual solubility, so it is impossible that the molecular solution is the principle mode of primary migration of petroleum.

At the end of this paper, from the comparison of the critical heights of different oil traps, secondary migration conditions of this area are discussed. The importance of hydrodynamic action in the Baidong—Danbei hydrodynamic trap is also analysed.