

江苏溱潼凹陷下第三系阜宁组生油岩 排驱效率和排烃效率的模拟研究

贝 丰 王 允 诚
(成都地质学院)

运用模拟手段研究生油岩的排液机理和排烃效率,到目前为止还进行得不多。作者在仔细研究了江苏溱潼凹陷下第三系戴南组及阜宁组的地质背景,特别是生油和储油条件的基础上所提出的模拟方法,尽管还不甚完善,但所得到的有关实验数据对这个凹陷的资源评价仍有一定的参考价值。

一、地 质 背 景

在地质背景的研究中,选用了江苏石油地质大队提供的苏太140井及苏太129井戴南组及阜宁组的岩心和部分其它录井资料。

1. 砂岩岩性

对戴南组和阜宁组的砂岩层段均进行了薄片研究和计算机图象处理粒度研究。颗粒粒级为中—细—粉粒,石英占碎屑总量的60—75%,长石为20—25%,并含有少许岩屑。胶结物占岩石15—26%,以灰质为主,仅阜宁组三段为泥质胶结。胶结方式为孔隙—接触式或孔隙—基底式。颗粒的分选程度和磨圆程度,两组地层颇为相似。

粒度分析所得平均 ϕ 值,戴二段为3.64,戴一段为3.22,阜三段为4.35,阜一段为1.88。

2. 泥岩岩性

对苏太140井阜宁组四段及苏太129井阜宁组二段中的泥岩进行了铸体薄片观察,并对苏太140井戴南组、阜宁组各段中的泥岩进行了粘土矿物的X衍射分析。

总的看来,泥岩岩性较为单一,主要为灰色—浅暗灰色泥岩,含少许粉砂及钙质。泥岩遇水即分解,有少数裂缝。在铸体薄片内未见到孔隙,岩石的空气渗透率均小于0.1毫达西,孔隙度为1—3%。

X衍射分析结果表明,戴南组二段泥岩的粘土矿物以蒙脱石为主,伊利石居次要地位,而戴南组一段以及以下的阜宁组各段泥岩,蒙脱石和伊利石相对含量基本相等。

3. 砂泥岩的纵向组合

该凹陷的砂泥岩组合关系如表1所示。

表1 砂 泥 岩 厚 度 数 据 表*

层 位	戴 二 段	戴 一 段	阜 四 段	阜 三 段	阜 二 段	阜 一 段
总厚度(m)	196.00	80.50	267.30	354.00	263.50	549.70
砂岩厚(m)	132.50	11.25	0	25.51	44.55	313.33
泥岩厚(m)	63.50	69.25	267.30	328.49	218.95	236.37
砂/泥	2.09	0.16	0	0.08	0.20	1.33

* 据苏太140井、129井,东太7、25、91井各种录井资料统计。

4. 储集岩的物性

可能的储集岩为戴南组二段、一段及阜宁组三段、一段, 各段典型样品的物性参数列于表2。各段典型岩样的毛管压力曲线见图1。戴南组的物性较阜宁组明显为好。除了孔、渗数值大而外, 戴南组岩样的毛管压力曲线呈粗歪度, 排驱压力低, 饱和度中值毛管压力也低, 最大连通孔喉半径大, 显然是较好的储集岩。而阜宁组岩样的孔隙度、渗透率偏低, 其毛管压力曲线呈细歪度, 排驱压力、饱和度中值压力均较高, 是一种差的储集岩。

表2 砂岩典型样品的物性参数表

层 组	孔 隙 度 (%)	渗 透 率 (毫 达 西)	毛 管 压 力—饱 和 度 曲 线 参 数		
			排驱压力 P_d (大气压)	饱和度中值 毛管压力 P_c^{50} (大气压)	最大连通孔喉半径 r_d (微米)
戴 二 段	20	160	0.33	1	22.72
戴 一 段	20	130	0.72	1.4	10.42
阜 三 段	10	35	12.8	102.6	0.59
阜 一 段	5	0.35	17.6	102.4	0.43

5. 生油岩有机质丰度和母质类型

表3为苏太140井及129井戴南组、阜宁组各段有机质丰度的数据。溱潼凹陷阜二段为较深湖—深湖相沉积, 以暗绿灰色泥岩为主, 夹粉砂岩及少量灰岩, 暗色泥岩100—350米。有机碳一般在0.5%至2%之间, 平均为1.55%, 氯仿沥青为730ppm, 烃含量270ppm, 为区域内有机质最丰富最重要的生油层位之一。但苏太129井的有机碳丰度仅0.33%, 氯仿抽提物仅140ppm, 总烃仅88ppm, 均远较区域背景值为低。本区阜四段为较深湖—湖相沉积, 主要是暗色泥岩夹泥灰岩及粉砂岩等, 暗色泥岩厚达50—500米, 绝大多数样品有机碳为0.5—2%, 平均值为1.1%, 氯仿沥青平均780ppm, 总烃平均348ppm, 是本区另一个重要的生油层位。苏太140井有机碳为0.81%, 氯仿抽提物752ppm, 总烃387ppm, 与全区背景值相似。

根据苏太140井及129井戴南组至泰州组各段氯仿抽提物族组分及相应比值分析(表3), 并结合地质情况以及干酪根的镜下观察, 对各地的母质类型有如下的认识:

阜宁组: 其正构烷烃组分除阜三段主峰为 C_{27} 外, 其余三个段均为 C_{22} — C_{23} 。除阜三段而外, 其余三个段的 $nC_{21}+nC_{22}/nC_{28}+nC_{29}$ 均大于1。阜一、二、四段反映甲基、次甲基官能团的 $2920cm^{-1}$ 、 $1460cm^{-1}$ 、 $1380cm^{-1}$ 均较高(分别为0.9065、0.8597以及0.8843), 而阜三段仅为0.7927。反映芳核的 $1600cm^{-1}/\Sigma cm^{-1}$, 阜三段为0.0948, 高于其它三段¹⁾。以上资料均说明阜三段母质属腐殖型,

1) Σcm^{-1} 为各吸收峰的总和。

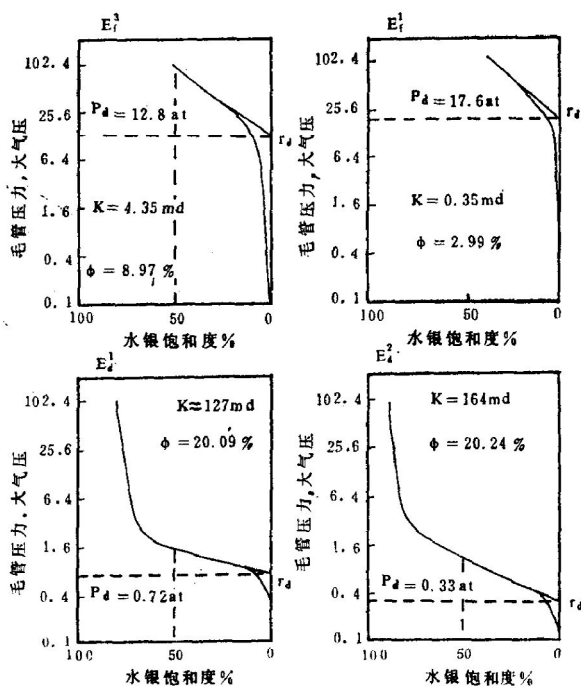


图1 戴南组、阜宁组典型岩样毛管压力曲线

表3 苏太140及129井有机质丰度数据表

层 位	有 机 碳 (ppm)	氯仿抽提物 (ppm)	总 烃 (ppm)	总烃/有机碳 (%)	氯仿抽提物/有机碳 (%)
戴南组	Ed ²	490	122.93	81.9	16.71
	Ed ¹	4996	199.85	122.26	2.45
阜宁组	Ef ⁴	8092	751.72	387.14	4.78
	Ef ³	4444	520.04	380.13	8.55
	Ef ²	3310	139.95	87.87	2.47
	Ef ¹	2697	749.32	470.00	17.43

其余三段则属于混合型。

干酪根的镜下观察,阜一、二、四段均为无定形絮状与轮廓清晰的碎片共生,其中无定形絮状以阜二段为多,阜四段次之,阜一段相对稍少。阜三段则以轮廓清晰的碎片状为主体,反映了母质的腐殖性质。

戴南组:分析表明,该组基本上不具生油条件,其干酪根属混合型。

6. 有机质的热成熟门限

图2为苏太140井的氯仿抽提物/有机碳,总烃/有机碳,饱和烃/氯仿抽提物以及红外 $1700\text{cm}^{-1}/\Sigma\text{cm}^{-1}$, $1460\text{cm}^{-1}/\Sigma\text{cm}^{-1}$ 随深度变化趋势曲线。从各曲线的趋势可以看出,2300—2500(平均为2400)米,为该井区的生油门限深度,相应的温度为87—91℃。

7. 上覆地层的静压力

在确定负荷压力时,困难的是沉积岩原始厚度的确定。厚度(深度)H值涉及到沉降速度和幅度,沉积速度及上升或下陷所带来的影响。

根据苏太140井完井报告及区域性等厚图等资料恢复后的苏太140井的埋藏深度与上覆地层的静压力之间的关系如图3。平均压力梯度为0.25公斤/平方厘米·米。

随着上覆负荷的增加,温度也增高。溱潼凹陷现今地表温度为14.6℃,实测现今地温梯度为3.12℃/100米,估计古地温梯度为3.8℃/100米。

8. 流体性质及组分

溱潼凹陷与苏北其它凹陷的原油都具有高蜡、低硫的特点(含蜡量一般在20%至40%之间),比重平均为0.8627。

阜二、四两段的地层水主要依据苏太130井、东7井及其它有关资料¹⁾,分析结果列于表4中。

表4 溱潼凹陷阜二段及阜四段地层水特征及水型

层 位	矿 化 度 (毫克/升)	Cl ⁻ (毫克/升)	SO ₄ ²⁻ (毫克/升)	$\gamma_{\text{Na}}/\gamma_{\text{Cl}}$	$\frac{\gamma_{\text{Na}}-\gamma_{\text{Cl}}}{\gamma_{\text{SO}_4}}$	水 型
阜 四 段	1890 (130井)	695 (130井)	4000—7000 (泰州古水文资料)	1.01 (东7井)	<1	Na ₂ SO ₄ 型
阜 二 段	13820 (130井)	8067 (130井)	4000—7000 (泰州古水文资料)	0.96 (东7井)	>1	CaCl ₂ 型

1) 龚与颢, 1980, 苏北泰州地区古水文地质分析及油气远景评价。

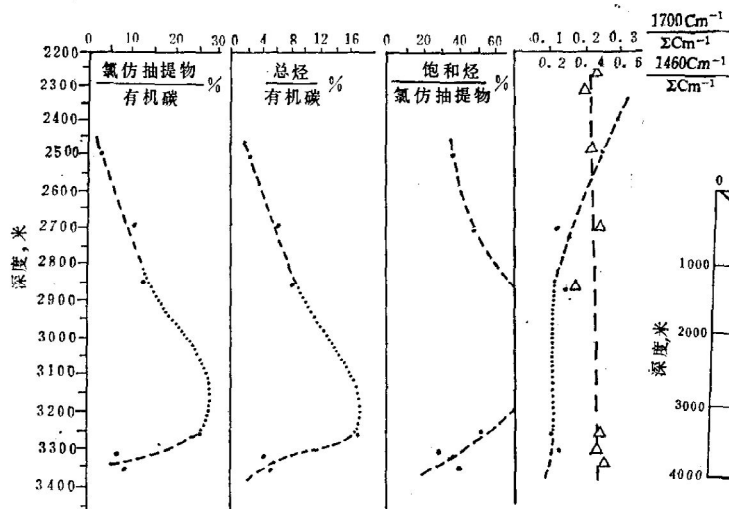


图2 苏太140井部分地化指标随深度的变化趋势

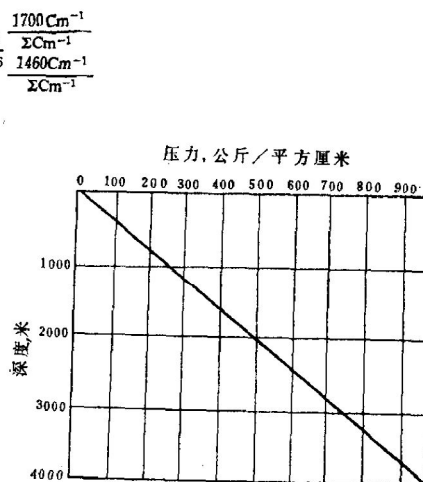


图3 苏太140井压力与深度的关系

二、模拟研究的条件

1. 层位的确定

有机质丰度及母质类型的研究表明,阜四段及阜二段为区域性最主要的生油岩,故确定为压实模拟的对象。阜三段及戴一段的岩心含油或具油迹,应确定为压实模拟的储集层。

考虑到实验工艺条件及地质背景,假定本区油气运移是垂直(排驱)运移。因此,阜四段生油岩与戴一段砂岩配对成一个生储组合;而阜二段生油岩与阜三段砂岩配对成另一个生储组合。

2. 实验样品

为了较为真实地反映实际地层情况,全部使用苏太140井和129井相应层位的岩心。岩心用球磨机粉碎后,经筛析,按实际地层粒度平均值重新配制成该层的实验样品。阜二段及阜四段的泥岩在用球磨机粉碎后再磨成细粉,其粒度与高邮湖现代淤泥沉积的粒度相仿,大致为5—50微米。样品在达到规定的粒级配比后,全部经过抽提,恢复原始排驱时的润湿性。

3. 流体的性质和数量

地层水是按表4的水型和规格人为配制的;原油则直接采用苏北溱潼凹陷对应层位所产原油。实验模拟时,上覆储层中全部饱和地层水,而在生油岩中则饱和油-水乳化液。油水两相的配制比例是参照卡特密尔和狄凯所进行过的一种实验所用的配方确定的。他们认为生油岩含液烃量极少,以重量计算一般不超过500ppm,以体积计不足水的千分之一;因此他们配制了一种每升含30毫克原油的乳化液。考虑到原始含烃量对排驱能力及排烃效率的影响,并考虑到测试计量的误差,我们分别配制了每升含30毫克、300毫克和3000毫克原油的水-油乳化液,将其饱和在生油岩中进行模拟排驱。阜二段所用的水型为 CaCl_2 型,而阜四段所用的水型为 Na_2SO_4 型。

4. 施压及加温范围

由于干酪根的热降解是在进入门限以后才大量开始的,因此务需将模拟实验所用生油岩样品先加压至与门限深度相对应的门限压力,取压实后的少许样品进行抽提,测定它达到门限深度时所具有的烃含量。之后,再加入配比组合的上覆储层样品,并进一步压实,将温度提高到门限温度,再度加压至母岩现今的埋深所对应的压力。此时所求取的母岩的排驱(烃)效率比较符合实际。阜二段的门限压力为584.14公斤/平方厘米,门限温度为89℃,阜二段生油岩底部所相应的折算压力为872.62公斤/平方厘米;阜四段的门限压力为597.12公斤/平方厘米,门限温度为89℃,生油岩底部所对应的折

算压力为 710.4 公斤/平方厘米。

5. 实验装置

模拟装置主要由高压泵、压实仪和恒温槽所组成(图4)。

压实仪的主要部件是一个内径为10厘米、长40厘米的圆形厚壁钢管。其上下各有一个密封盖;钢筒内有一个可以排液同时又可以上下移动的活塞。液体由活塞中心排出口排出并进入量筒。根据活塞杆向下移动的距离,可以算出试样的体积变化与所施加压力的关系。

高压泵与压实仪相接通后,由高压泵向压实仪的环形空间泵入乳化液,逐渐升压,将压实仪置放于恒温水槽中,控制温度。此时便可开始实验,压实仪中活塞杆移动的距离可用直尺或测高仪测量,排出液用量筒计量,这样就可以得到在一定温度和压力下砂泥的孔隙度和密度的变化曲线。这套装置的最高工作压力可达1600大气压,最高工作温度为100℃(若换用硅油浴,工作温度可超过100℃)。

6. 实验步骤

(1) 将经过粉碎、筛析、配比的实际岩样松散地装在压实仪筒体中,根据高邮湖现代沉积样品压实的经验,称取1000克样品,可以保证在饱和流体时属于正常压实。

(2) 先将地层水和原油按比例配好,在超声波作用下强行乳化,乳化液呈水包油相。然后再将乳化液饱和干岩样,饱和时要抽真空,使之充分饱和。

(3) 装入过滤板和活塞,用每小时提高50大气压的速率进行压实,一直将压力加到与门限深度相应的数值,并计算压实过程中活塞进量以及残余孔隙体积(亦即乳化液体积)。

(4) 取出活塞,装入阜三段或戴一段砂岩样品,再装好活塞。

(5) 将压实仪筒体放入恒温槽内,逐渐升温,使温度达到门限温度,记录加温造成的体积膨胀。

(6) 再启动加压泵,将压力提高到与生油岩底部深度相应的压力,记录活塞进量(即排出液体量)。

(7) 将压实后的生油岩取出,核对其体积,并将生油岩作饱和度分析、烃含量及族组份分析。

(8) 若欲求取排烃效率,则需扣除未加上覆储层加压至门限时由“母岩”中排到过滤板中的烃量损失。同样在抽提后计算由生油岩排驱至储层的排烃效率。

通过以上步骤即可计算出生油岩在门限深度到该层底部压实过程中所排出的液体量和排驱(烃)效率。整个实验步骤如图5所示。

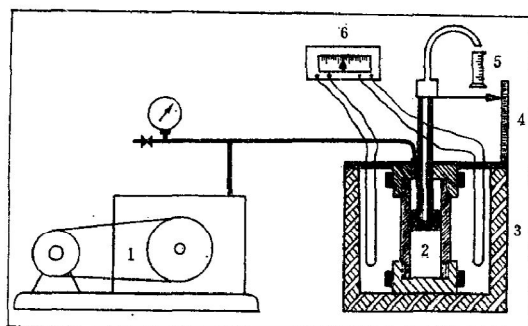


图4 压实装置

1. 高压泵 2. 压实仪 3. 恒温槽 4. 计量标尺
5. 量筒 6. 温度控制器

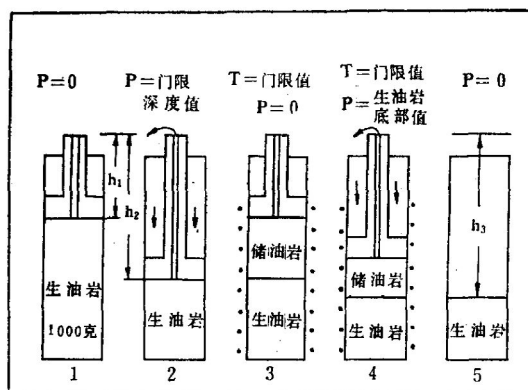


图5 排驱和排烃效率模拟实验步骤图解

三、实验结果及讨论

对阜二-阜三和阜四-戴一两组生储油岩组合样品分别进行了4次实验模拟。排驱效率的计算区间是从门限深度到生油岩底部,即:

$$\text{排驱效率} = \frac{\text{门限深度时的孔隙体积} - \text{生油岩底部时的孔隙体积}}{\text{门限深度时的孔隙体积}} \times 100\%$$

实验数据列于表5,阜二段的排驱效率约为6—10%;阜四段的排驱效率约为10—13%。后者大于前者。在相同条件下,乳化液中含油量高的,则排驱效率要低些。

这两个生油岩组合的岩样还进行了两次排烃效率的研究。由于分析测试精度的要求,将乳化液中的油含量分别提高到3000和4000毫克/升。实验结果列于表6。

需要说明的是,“排烃效率”系指生油岩进入门限后不断生成的烃类,有多少在运移期间能排驱出去,即从成熟门限经成油高峰到油相底界这一过程所生成的总烃量,其中有多少能被运移排除出去。因此,

$$\text{排烃效率} = \frac{\text{运移期总排出烃量}}{\text{生油期总生烃量}} \times 100\%$$

在实验模拟中,按上述定义,排烃效率可近似表达为:

$$\text{排烃效率}^* = \frac{\text{门限深度到生油岩底界埋深在施压加温后排出的烃量}}{\text{门限深度时生油岩的含烃量}} \times 100\%$$

由排烃效率的实验模拟可见:

1. 模拟实验所得出阜四段和阜二段的排烃效率分别为13.61%和17.87%。由于饱和油的数量不同,所以难于和排驱效率相对比,但总的趋势是排烃效率大于排驱效率。

2. 模拟实验中配对的生油岩与储集岩的烃类抽提物,进行了色谱和红外光谱对比。色谱对比表明,生油岩中饱和的油,其主峰碳为 C_{27} (主)及 C_{25} (次)。而储油砂岩中新进入的抽提物,其主峰碳则为 C_{16} (主)及 C_{10} (次)。红外分析结果表明,经排驱运移后的油其组分中甲基、次甲基官能团吸收峰显然增高,说明升温及升压排烃过程中轻组分会首先排出,这与实际地质情况是相符合的。

关于排驱效率与排烃效率之间的关系,可能与初次运移的方式和状态有关。

1. 油相呈溶解状态随水携出

如果油相在排驱区间(运移期)不呈单独的油相状态,那么,排烃效率的最大值就应当是排驱效率值。一般由于泥岩的吸附作用,特别是粘土矿物的吸附,排液中的烃含量减少,导致排烃效率降低。烃的

表5 排驱效率实验数据表

层位	门限深度的孔隙水体积 (cm^3)	门限深度到底部 深度的压缩量 (cm^3)	压缩到生油岩底 部的残余液体体积 (cm^3)	排驱效率 (%)	实验温度 ($^{\circ}\text{C}$)	乳化液比例 (毫克油/升水)
Ef ² (No56)	387.93	26.13	361.80	6.74	88.5	300
Ef ⁴ (No57)	217.72	22.92	139.80	10.53	90.0	300
Ef ² (No58)	344.38	31.67	312.71	9.20	88.5	30
Ef ⁴ (No59)	187.63	24.12	163.51	12.86	90.0	30

表6 排烃效率的实验数据表

层位	饱和乳化液中 油的浓度 (毫克/升)	实验温度 (门限温度) ($^{\circ}\text{C}$)	门限深度生油岩 的含烃量 (ppm)	门限深度到底部 深度的排烃量 (ppm)	排烃效率 (%)
阜四段	4000	90	1219.39	166.00	13.61
阜二段	3000	88	874.22	156.24	17.87

* 式中的分子严格来说应为进入运移区间的排出烃量,加压至现今生油岩底的埋深,其排烃量理应略大于运移期的排烃量,对于新生代生油岩相差不大,故应为近似值。

吸附量取决于烃类的极性,烃和水的界面张力及泥质物质的表面性质。

这种运移方式目前被认为是不大可能的。

2. 油水呈乳化液状态排出

如果油相在排液区间呈乳化液状态,亦即油相以极细小的独立相分散在水中,如果油相足够细小,在排驱水时不会被阻留,那么此时的排驱效率就应该等于排烃效率。当在压实排驱流体的过程中,由于乳化液穿过岩石孔喉而发生破乳作用,分散的油相被阻留下来,那么此时的排烃效率应低于排驱效率值。当油处于游离相状态时,也有同样现象产生。

3. 烃类呈连续相排出

当生油岩中的烃含量超过孔隙体积的1%时,烃类就可以呈连续相排出。在稳定排出的情况下,排驱效率应与排烃效率相等。在多数情况下,由于温度的作用,轻质组分首先排出,造成排出液中油相增大,此时,会使岩石对烃类的相渗透率增大而最终使排烃效率高于排驱效率。

从实验结果来看,阜二段的总烃量小于阜四段(表3),但其排烃效率较高,因此可能属于呈连续相排出的情况;而阜四段则可能以分散相随水同时排出。

结 语

生油岩的排驱和排烃效率的模拟研究是涉及甚广且难度较大的研究课题。过去在计算运移量时,一般引用国外的资料来进行地质类比,其可靠程度是无法检验的。通过对江苏溱潼凹陷阜二段和阜四段两个主要生油岩系进行的探索性研究,我们取得了以下几点认识:

1. 实验模拟需要进行周密而细致的区域地质背景研究,以便选择合理的地质工艺技术措施,使实验结果更能反映客观实际。

2. 模拟实验需要一套较大型的高压温控压实装置,作者设计的这套装置具有重复性好、耐压高、体积变形小以及工作可靠等优点。

3. 实验结果表明,阜二段及阜四段的排烃效率为13—18%,排驱效率则为6—10%(阜二段),以及10—13%(阜四段)。

对阜二段来说,烃类呈连续相运移排出的可能性为大;而阜四段烃类则可能是分散相与水同时排出的可能性大。

本课题由罗贻潭教授任课题组长,参加本项研究的有程同锦、邓礼正同志,以及78级毕业生罗鸣、李景明、何宝兴、肖成文、余辉、司建平。本文作者为本课题副组长。研究过程中得到陈庸勋、费富安等同志的大力支持和帮助,在此一并表示感谢。

(收稿日期 1983年1月25日)

参 考 文 献

- [1] Magara, K., 1978, 压实与流体运移。陈荷立等译, 1981, 石油工业出版社。
- [2] Tissot, B., 1977, The application of the results of organic geochemical studies in oil and gas exploration. In: Petroleum Geology—1, P.53—87, Applied Science Publishers Ltd., London.
- [3] Magara, K., 1977, Petroleum migration and accumulation. In: Developments in petroleum geology—1, P.83—126, Applied Science Publishers Ltd., London.
- [4] Dickey, P.A., 1975, Possible primary migration of oil from source in oil phase. AAPG Bull., Vol. 59, No.2, P.337—395.
- [5] Chapman, R.E., 1976, Compaction of sediment and its consequences. In: Petroleum Geology, P.48—80, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam—Oxford—New York.

A SIMULATION STUDY OF COMPACTING OFF FLOW EFFICIENCY AND COMPACTING OFF HYDROCARBON EFFICIENCY FROM SOURCE ROCKS

Bei Feng Wang Yuncheng
(Chengdu College of Geology)

Abstract

Compacting off flow efficiency and compacting off hydrocarbon efficiency from source rocks are important for appraisal of oil and gas resources. A simulating experiment has been carried out by means of high-pressure and temperature-controlled compacter designed by the authors based on geological settings of source rocks and adjacent reservoir rocks of the Lower Tertiary Funing Formation in Qintong depression, Jiangsu province. The results of the experiment show that the compacting off flow efficiency for the second member of the Funing Formation is 6—7%, for the fourth member is 10—13%, while the compacting off hydrocarbon efficiency of both members are between 13—18%.