

# 东濮凹陷文留地区油气相态类型及分布规律

赵利杰<sup>1</sup>, 蒋有录<sup>1</sup>, 李克成<sup>1</sup>, 慕小水<sup>2</sup>, 徐田武<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;  
2. 中国石化中原油田分公司 勘探开发科学研究院, 河南 濮阳 457001)

**摘要:** 根据烃源岩热压模拟实验, 结合温度—压力相图分析, 研究了东濮凹陷文留地区油气资源在生排、运聚阶段相态的类型及演化特点。结果表明: 沙三段烃源岩因埋深不同导致热演化程度不同, 生、排油气相态的类型各异, 主要包括重质油、常规油、挥发性油、凝析气和湿气—干气相态; 运聚过程中油气相态的演化主要体现为油溶天然气出溶、原油稠化、原油裂解成气和原油逆蒸发反溶于气, 其中中浅层主要为油溶天然气出溶, 受温压和烃类组分双重因素控制, 深层则主要为原油裂解成气, 受温压条件的影响明显。在生排、运聚过程中油气相态演化特征研究的基础上, 结合已发现油气藏相态类型的统计结果, 确定了文留地区不同相态类型油气藏的垂向展布规律, 深层以气藏为主, 中浅层以油藏及临界态油气藏为主。

**关键词:** 油气相态 生排阶段 运聚阶段 油溶天然气出溶 原油裂解成气 文留地区 东濮凹陷

**中图分类号:** TE112.1

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)04-0020-05

东濮凹陷为渤海湾盆地的含油气凹陷, 北部文留地区作为主力油气富集区, 除文23气田发育煤成气藏之外, 油气资源主要来自于古近系沙三段腐泥型和偏腐泥型烃源岩<sup>[1-4]</sup>。经过近40 a的勘探和开发, 文留地区发现了油藏、油气藏和气藏。其中油藏主要包括稠油(包括低成熟油)油藏、常规原油油藏和轻质油油藏; 油气藏作为油藏和气藏的临界态, 可细分为挥发性油藏和低、中、高凝析油含量的凝析气藏; 气藏主要包括凝析气藏、湿气—干气藏。由于不同相态油气资源的分布规律尚不明确, 因此, 笔者从生排、运聚阶段中油气相态演化特征入手, 借助气油比对油气藏相态类型的判识, 研究了文留地区不同相态类型油气藏的垂向分布规律。

## 1 烃源岩生、排油气相态

### 1.1 研究方法

烃源岩生、排油气相态随热演化程度加深具有规律性变化, 低演化阶段的产物相态特征根据源内“自生自储”型油气藏的气油比和组分特征进行研究。中—高演化阶段的产物相态特征借助烃源岩热压模拟实验, 在测定不同温度下的镜质组反射率( $R_o$ )和相应产物组分的基础上, 可获取 $N_2$ 、 $CO_2$ 及轻

烃各单组分 $C_1$ 、 $C_2$ 、 $C_3$ 、 $C_4$ 、 $C_5$ 的含量, 而重质组分 $C_6+$ 则可视为1个单组分, 其相对分子质量可借助色谱分析数据确定。归一化计算后获得不同热演化阶段产物中 $N_2$ 、 $CO_2$ 、 $C_1$ 、 $C_2$ 、 $C_3$ 、 $C_4$ 、 $C_5$ 和 $C_6+$ 各组分的摩尔分数, 进而根据Peng-Robinson(PR)状态方程研究各阶段产物的压力—温度( $p-T$ )相图特征<sup>[5-9]</sup>。根据不同模拟温度下测得的 $R_o$ 值和文留地区实测 $R_o$ 值与深度的关系, 可对烃源岩的埋深进行推测, 进而结合该热演化阶段烃源岩的温压条件, 确定烃源岩在地质历史时期达到该热演化阶段时生、排烃产物的相态特征。

### 1.2 沙三段烃源岩生、排油气相态类型

在埋深约为2 700和3 100 m时, 沙三段烃源岩生、排烃产物气油比分别为50和140  $m^3/m^3$ , 温度分别为96.3和114  $^{\circ}C$ , 压力分别为29.1和35.1 MPa(图1)。由图1可以看出, 埋深为2 700和3 100 m时的地层温度均低于烃类体系的临界温度, 且相应温度下的地层压力大于油气饱和压力, 因此烃源岩生、排烃类体系中天然气完全溶解于油中, 为单一油相; 在埋深约为4 350 m时, 产物的气油比约为640  $m^3/m^3$ , 地温已高于烃类体系的临界温度, 相应温度下的地层压力略低于油气饱和压力, 烃源岩生、排油气为混相(挥发性油相、凝析气相)相态; 在埋深

收稿日期: 2013-05-07。

作者简介: 赵利杰, 男, 在读博士研究生, 从事油气地质及勘探研究。联系电话: 15066007505, E-mail: zhaolijiesmart1985@163.com。  
基金项目: 国家“十二五”重大科技攻关项目“东濮凹陷油气富集规律与增储领域”(2011ZX05006-004)。

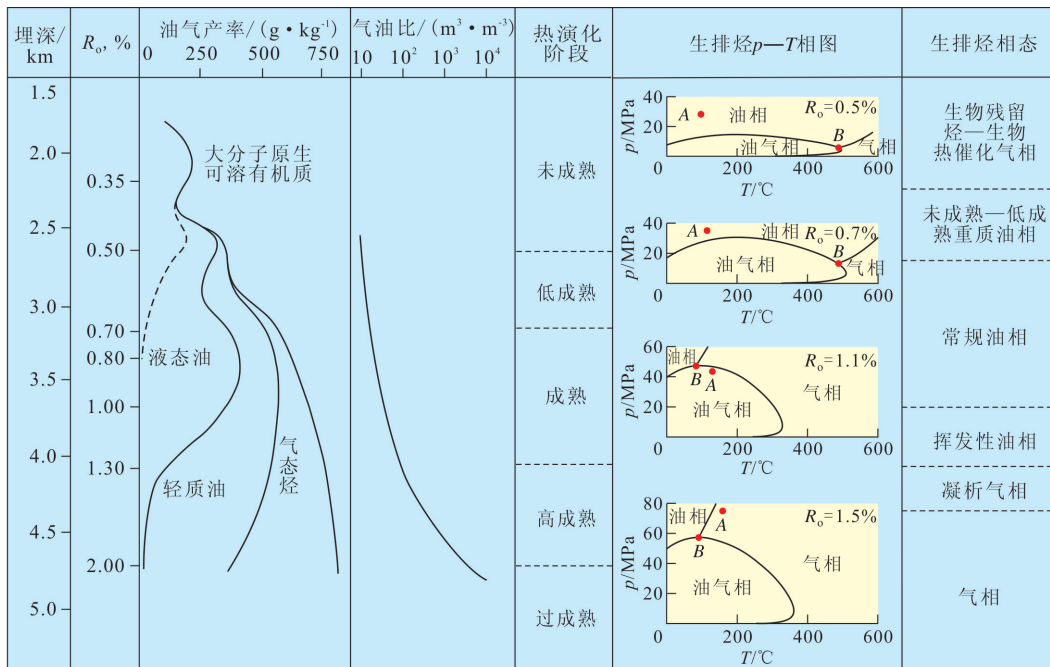


图1 东濮凹陷文留地区古近系沙三段烃源岩生排油气相态演化  
A为相应热演化程度下的地层温度和压力点;B为油相、气相和油气相三相临界点

为4 700 m时,烃源岩进入过成熟阶段,生油能力枯竭,生、排油气相态为单一气相(湿气及干气)。

结合实测  $R_o$  资料,文留地区沙三段烃源岩热演化可划分为5个阶段,生、排油气相态演化大致可分为6个阶段(图1):①生物残留烃及生物热催化气相阶段,该阶段埋深为2 250 m以上,  $R_o$  值小于0.35%,大分子原生可溶有机质是烃源岩抽提物的主要组成部分,烃类含量较低,烃源岩处于未成熟阶段;②未成熟—低成熟重质油相阶段,该阶段埋深为2 250~2 700 m,  $R_o$  值为0.35%~0.5%,处于未成熟—低成熟阶段,烃源岩中大分子原生可溶有机质以键能较低且非共价键断裂的形式生成并排出一定量的未成熟—低成熟重质油;③常规油相阶段,该阶段埋深为2 700~3 650 m,  $R_o$  值为0.5%~1.0%,垂向展布区间最宽,主要处于成熟的热演化阶段,温度为90~130 °C,干酪根降解成烃是其形成的主要方式;④挥发性油相阶段,该阶段埋深为3 650~4 100 m,  $R_o$  值为1.0%~1.3%,垂向展布区间较窄,处于成熟并接近高成熟的热演化阶段,温度为130~150 °C,烃类产物的生成以干酪根降解为主,伴随有少量的液态烃二次裂解,产物相态为轻质油—挥发性油相,气相比例逐渐增加;⑤凝析气相阶段,该阶段埋深为4 100~4 400 m,  $R_o$  值为1.3%~1.5%,垂向展布区间最窄,处于高成熟的热演化阶段,温度为150~160 °C,原油稳定性大大降低,干酪根进一步降解生成油气的同时,尚未排出的残余油亦发生热

裂解成气,生、排油气相态为凝析气相;⑥气相阶段,该阶段埋深大于4 400 m,  $R_o$  值大于1.5%,处于高成熟—过成熟阶段,温度高于160 °C,湿气—干气的气相是残余干酪根降解的主要产物。

## 2 运聚过程中油气相态演化

运聚过程中油气相态的演化阶段包括油溶天然气出溶、原油稠化、原油裂解成气和原油逆蒸发反溶于气等。其中随着温度和压力的降低,相态演化多为油溶天然气出溶和原油稠化,是中浅层油气相态演化的主要形式;随着温度和压力的升高,相态演化主要表现为原油裂解成气和原油逆蒸发反溶于气,是深层油气相态演化的主要形式。

### 2.1 中浅层油气相态演化

#### 2.1.1 油溶天然气出溶

油溶天然气出溶主要受控于温压条件和烃类组分2个方面<sup>[5]</sup>,  $p-T$  相图可直观反映地下油气相态特征,是此次研究的重要手段。

受取样条件的限制,无法准确测试地下油气中各化合物( $C_1$ — $C_{38}$ 甚至更高碳数)的质量分数,直接影响着  $p-T$  相图的获取。因此,采取油、气单独分析测试,进而结合原始气油比信息将油、气拟合,分析原油可获得  $C_6$ — $C_{38}$  重质化合物信息,分析天然气则可获得  $C_1$ — $C_5$  轻质化合物信息,近似还原油气流体赋存于地下时各化合物( $C_1$ — $C_{38}$ )的比例构成,计

算式为

$$S = \frac{\rho_g}{\rho_o} G = \frac{\rho_g V_g}{\rho_o V_o} = \frac{m_g}{m_o} \quad (1)$$

$$C_i = \frac{S w_i}{S + 1} \quad (2)$$

$$C_j = \frac{w_j}{S + 1} \quad (3)$$

式中： $S$ 为拟合参数， $g/g$ ； $\rho_g$ 为天然气密度， $g/cm^3$ ； $\rho_o$ 为原油密度， $g/cm^3$ ； $G$ 为气油比， $m^3/m^3$ ； $V_g$ 为天然气体积， $cm^3$ ； $V_o$ 为原油体积， $cm^3$ ； $m_g$ 为天然气质量， $g$ ； $m_o$ 为原油质量， $g$ ； $C_i$ 和 $C_j$ 为拟合组分中各单体（ $i$ 为1~5， $j$ 为6~38）的质量分数，%； $w_i$ 和 $w_j$ 分别为天然气和原油分析测试中获得的各组分的质量分数，%。

通过上述方法，借助盆地模拟手段模拟 $p-T$ 相图，结合实测温压数据与深度的关系，研究地下流体的赋存相态和运聚过程中由于温压条件变化而可能引起的流体相态变化。

**温压条件** 不同烃类组分的油气资源以不同相态赋存于地下储层中，不同组分对应着不同的临界温度和压力条件。采用控制变量法，假设组分恒定不变，单独考虑温压变化对相态的影响。烃类相态与油气饱和压力和地层压力的关系密切：当地层压力大于油气饱和压力时，烃类呈现为油相；当地层压力降至油气饱和压力时，油溶天然气便会出溶，此时油相便演化为油气两相<sup>[10]</sup>；当地层压力继续降低，远小于油气饱和压力时，逸出的天然气则更多。如文留地区文88-非平1油藏埋深约为3650 m，气油比为340  $m^3/m^3$ ，为挥发性油藏。在该油藏的 $p-T$ 相图（图2）中， $A$ 点为油藏地层温度和压力点，曲线 $AC$ 为实测值曲线， $B$ 点为油相、气相和油气相三相临界点，可见该油藏以单一油相赋存于储层中，假定该油藏在向浅层运移过程中组分不变，结合文留地区实际的温度和压力关系可以发

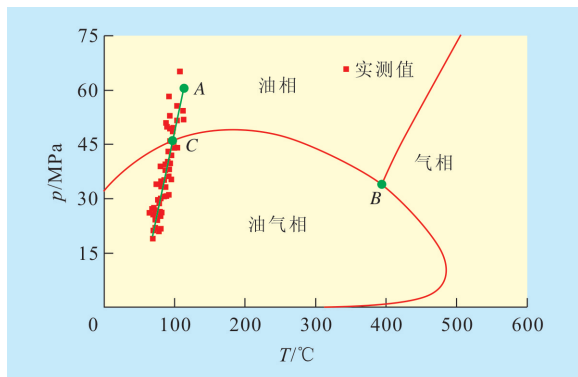


图2 文88-非平1油藏油气 $p-T$ 相分布

现，到达 $C$ 点时油藏赋存状态恰好满足天然气出溶的临界条件，进入油气两相区，此时对应的地层温度约为97  $^{\circ}C$ 、地层压力约为46 MPa，相当于文留地区埋深约为2500 m的地层条件。因此，该油藏油气在向浅层运移的过程中，仅考虑温压条件变化，忽略烃类组分等其他因素的影响，当埋深约为2500 m时会发生油溶天然气出溶，形成油气两相，运移层系越浅，逸出的天然气量越大。

**烃类组分** 不同烃类组分的油气 $p-T$ 相图明显不同，从而导致其运聚过程中发生天然气出溶的温压条件也具有一定的差异。导致组分差异的因素主要包括气油比、天然气中轻烃（ $C_1-C_5$ ）各组分含量和原油中重烃（ $C_6-C_{38}$ 甚至更高碳数）各组分含量，各因素共同决定着溶解气含量，且溶解气含量越高，油气饱和压力越大，油气分离的深度越深。因此，烃类组分的差异对天然气出溶深度具有重要影响：一方面，原油溶解气中甲烷含量越高，油气饱和压力越大，越有利于天然气出溶；另一方面，气态烃在液态烃中的溶解度与液态烃中重烃含量具有反相关性，因此在气油比、天然气轻烃组分一定的前提下，液态烃中重烃含量越高越有利于天然气出溶。因此，高气油比、高甲烷含量、高重烃含量的“三高”特征，有利于天然气出溶，相应的天然气出溶深度也越深。

### 2.1.2 原油稠化

生物降解和水洗等作用导致的原油稠化是中浅层相态演化的主要形式。其中生物降解作用受温度的限制明显，一般大于80  $^{\circ}C$ 的温度条件不利于生物降解活动<sup>[11]</sup>，而文留地区埋深大于2000 m时温度普遍大于85  $^{\circ}C$ ，因此生物降解作用导致的原油稠化在埋深小于2000 m才会发生。另外，受东营组沉积末期抬升剥蚀影响，部分地区存在经生物降解后再次沉降至2000 m以下的生物降解成因稠油。水洗作用指的是通过输导界面（断层或不整合），在淡水淋滤或油水接触部位地层水的流动作用下，轻质组分被载体水带走而引起原油稠化。东濮凹陷北部埋深小于1200 m为开启带<sup>[12]</sup>，且文留地区普遍发育盐岩，因此大致认为埋深超过1200 m水洗作用便趋近消失。

## 2.2 深层油气相态演化

### 2.2.1 原油裂解成气

温度是原油裂解成气的主要控制因素，但对裂解温度的认识差异较大。地球化学家最初认为150  $^{\circ}C$ 的温度条件即可使原油全部裂解成气，但随着勘探实践的拓展和研究的深入发现油相消失的

下限逐渐加深:有些学者认为原油在 150 ℃、甚至 200 ℃之下都是稳定的,有些则认为原油开始裂解的温度可能较低,约为 80~100 ℃<sup>[13-15]</sup>。结合文留及其周边地区实际情况,发现原油裂解气主要分布在埋藏为 3 500~3 800 m 的环洼斜坡带,该深度范围之下为干酪根裂解气。结合温度随深度的变化可以看出,文留地区原油在温度超过 130 ℃之后,早期形成的油藏才会明显表现出不稳定的特点,裂解形成气藏(图 3)。

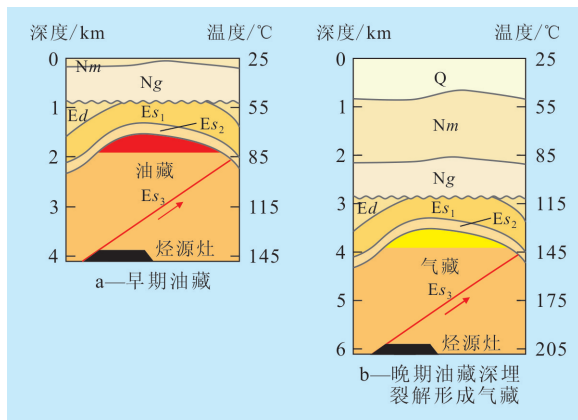


图3 文留地区原油裂解成气示意

另外,压力和地层水等其他介质条件亦对原油裂解成气具有一定影响。其中超压的抑制作用一直是地质界所公认的,但地层水的作用机理较复杂,有待进一步研究。除作为溶剂和提供氢源之外,不同离子的存在亦对裂解具有影响,帅燕华等通过实验发现:Mg<sup>2+</sup>对原油裂解具有一定的催化作用,烃气产量可提高 1.8~3 倍<sup>[16]</sup>。

### 2.2.2 原油逆蒸发反溶于气

早期形成的油藏,在温度升高、压力变大的条件下,原油表现出不稳定性并逐步裂解成气。但当温压条件趋近于但未达到原油裂解成气的条件时,原油主要以逆蒸发反溶于气的形式发生相态变化,形成临界态油气藏或带油环的气藏,部分地区气水接触关系复杂,在气藏之间形成轻质油藏,轻质油藏上方的气藏为逆蒸发成因,多分布在 130~140 ℃ 的温度范围内,对应的埋深大致为 3 500~3 800 m。

总之,油气相态演化因深浅层而具有明显差异。中浅层相态演化以油溶天然气出溶为主,原油稠化为辅:油溶天然气出溶多发生在温度低于 100 ℃、埋深小于 2 500 m 的地层中;原油稠化多发生在埋深小于 2 000 m 的地层中。深层相态演化主要表现为原油裂解成气,多发生在埋深大于 3 500 m 的地层中(温度为 130~175 ℃);其次为原油逆蒸发反溶于气,分布区间较小。

## 3 油气藏相态垂向分布序列

根据烃源岩生、排烃和油气运聚过程中相态演化阶段的差异,结合原始气油比对已发现油气藏相态类型的判断和统计,建立了文留地区不同相态类型油气藏的垂向分布序列(图 4)。

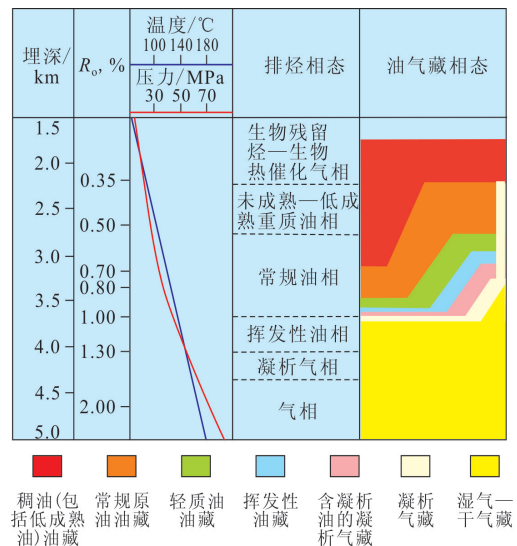


图4 文留地区油气藏相态垂向分布序列

**稠油(包括低成熟油)油藏** 稠油油藏主要分布在中浅层,埋深一般小于 3 400 m,其中的低成熟油藏可理解为原生稠油,而相应的次生稠油则主要受水洗及生物降解作用。由于研究区盐岩发育,保存条件良好,因此原生低成熟稠油是该类油藏的主要类型,水洗及生物降解成因的次生稠油发育较少,仅在盐岩欠发育、大断层及不整合发育的地区零星分布。文留地区中央隆起带的构造高部位及文西断层下降盘发育高密度、高粘度、高凝固点的重质稠油,如濮深 18、濮深 18-1 井区,埋深超过 3 000 m。

**常规原油油藏** 文留地区烃源岩生排常规油相的埋深约小于 3 660 m,结合不同相态油气垂向展布区间,其埋深为 2 400~3 860 m。尽管埋深小于 3 400 m 时普遍发育稠油(包括低成熟油)油藏,但在盐岩发育且断层欠发育地区的油藏中,生物降解及水洗作用弱,因此仍以常规油相存在。

**轻质油油藏** 轻质油油藏气油比较高(125~350 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>),埋深为 3 100~4 000 m,该类油藏为热演化程度较高的原油,总体上具有低相对分子质量、低密度、低粘度和低含硫量的特征。对于保存条件相对较差的地区,即便存在生物降解作用,也仍以常规原油油藏相态存在;对于盐岩发育、保存条件好的地区,则以轻质油油藏相态存在。

临界态油气藏 临界态油气藏包括挥发性油藏和含凝析油的凝析气藏,主要由沙三段烃源岩在埋深为3 660~4 100 m生排的挥发性油相运聚成藏,埋深为3 400~4 100 m,一般赋存于盐岩与泥岩交互封盖条件好的地区<sup>[17]</sup>。

凝析气藏 沙三段烃源岩在埋深为4 100~4 370 m进入生排凝析气相阶段,由于厚层盐岩与泥岩交互封盖层发育,凝析气藏主要分布在保存条件好的膏泥岩层之下,多赋存于埋深为3 900~4 200 m的深层,展布范围较小。

湿气—干气藏 湿气—干气藏在文留地区的垂向展布范围较广,埋深大于2 400 m均有分布,但以埋深超过4 000 m的深层为主。赋存在中浅层的气藏多为干气藏,油溶天然气出溶成气是其主要成因;赋存在深层中的气藏则湿气藏和干气藏共存,高成熟—过成熟沙三段烃源岩生气是深层湿气—干气藏形成的物质基础,而且盐岩与泥岩交互封盖作用和断裂欠发育等条件为深层气成藏提供了合适的圈闭和保存条件。

## 4 结论

根据烃源岩热压模拟实验,结合 $p-T$ 相图分析,明确了文留地区沙三段烃源岩生、排油气的相态特征:埋深小于3 650 m以生排油相为主,又可细分为生物残留烃及生物热催化气相、未成熟—低成熟重质油相和常规油相;埋深为3 650~4 100 m是生排挥发性油相的过渡阶段;埋深为4 100~4 400 m是生排凝析气相阶段;埋深大于4 400 m便进入生排湿气—干气相态阶段。

剖析了运聚过程中油气相态的演化形式和控制因素。中浅层相态演化以油溶天然气出溶为主,多发生在温度低于100℃、埋深小于2 500 m的地层中;其次为原油稠化,归因于埋深小于2 000 m的生物降解和水洗作用。深层相态演化主要表现为原油裂解成气,多发生在温度大于130℃、埋深大于3 500 m的地层中;其次为原油逆蒸发反溶于气,分布范围较小。

根据烃源岩生、排烃和油气运聚过程中相态演化规律的研究,结合已发现油气藏相态类型的统计,明确了文留地区不同相态类型油气藏的垂向分布序列:稠油(包括低成熟油)油藏埋深小于3 400

m;常规原油油藏和轻质油油藏埋深多为2 400~3 860和3 100~4 000 m;临界态油气藏和凝析气藏埋深主要为3 400~4 100和4 100~4 370 m;湿气—干气藏主要分布在埋深大于4 000 m的深层,中浅层由于油溶天然气出溶,最浅在埋深为2 400 m即可形成干气藏。

### 参考文献:

- [1] 蒋有录,卓勤功,谈玉明,等.富油凹陷不同注陷烃源岩的热演化及生烃特征差异性[J].石油实验地质,2009,31(5):500-505.
- [2] 何锋,靳广兴,魏丽红.东濮凹陷优质烃源岩研究意义[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2010,32(4):185-188.
- [3] 焦大庆,王德仁,武晓玲.东濮凹陷天然气成藏及富集规律[J].石油与天然气地质,2006,27(6):794-802.
- [4] 蒋有录,常振恒,鲁雪松,等.东濮凹陷古近系凝析气藏成因类型及其分布特征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(5):28-34.
- [5] 包友书,张林晔,张寿春,等.东营凹陷油气资源相态类型分布规律[J].石油学报,2009,30(4):530-535.
- [6] 张守春.东营凹陷沙三段烃源岩生烃模拟研究[J].油气地质与采收率,2005,12(4):49-51.
- [7] 黄汝昌,王铁冠,王廷栋,等.中国低熟油及凝析气藏形成与分布规律[M].北京:石油工业出版社,1997:180-196.
- [8] 李晓燕,蒋有录.东濮凹陷濮卫注陷沙三段盐湖相烃源岩特征与评价[J].油气地质与采收率,2009,16(2):12-16.
- [9] 陈育才,李延均,张茂林.应用热压模拟实验资料研究油气生成相态[J].西南石油学院学报,1999,21(4):11-14.
- [10] 庄嘉翠,张善文,王永诗,等.油气沿断层输导的压力降模型[J].油气地质与采收率,2008,15(2):46-48.
- [11] 曾凡刚,李赞豪,程克明,等.中国重质原油的分布和地球化学特征[M].北京:石油工业出版社,1999:48-53.
- [12] 杨绪充.东濮凹陷地下水动力环境探讨[J].石油与天然气地质,1988,9(4):401-409.
- [13] Barker C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J].AAPG Bulletin, 1990, 74(8):1 254-1 261.
- [14] Hill R J, Tang Yongchun, Kaplan I R. Insights into cracking based on laboratory experiments [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(12):1 651-1 672.
- [15] 郭利果,田辉,靳永斌,等.原油裂解成气反应机理、介质影响因素与判识评价[J].地球化学,2008,37(5):499-511.
- [16] 帅燕华,张水昌,罗攀,等.地层水促进原油裂解成气的模拟实验证据[J].科学通报,2012,57(30):2 857-2 863.
- [17] 尹丽娟.济阳拗陷古近系—新近系泥质岩盖层及其与油气的关系[J].油气地质与采收率,2012,19(2):12-15.