

四川盆地高石梯—磨溪地区下寒武统筇竹寺组生烃增压定量评价

刘雯^{1,2}, 邱楠生^{1,2*}, 徐秋晨^{1,2}, 常健^{1,2}

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

* 通信作者, qiunsh@cup.edu.cn

收稿日期: 2018-04-12

国家自然科学基金项目(41690133)、国家油气专项(2016ZX05007-003)、北京市科技新星和领军人才培养计划(Z171100001117163)联合资助

摘要 生烃增压是油气运移的主要动力, 目前对其机制的研究逐渐向量化方向发展。四川盆地中部高石梯—磨溪地区下寒武统筇竹寺组烃源岩经历了晚二叠世末到中侏罗世末的生油阶段、中侏罗世末到早白垩世初的原油裂解生气阶段和后期干酪根生气阶段。考虑到岩石的整体压缩系数和原油组分特征, 建立了适用于腐泥型干酪根连续生烃的增压模型。由生油增压模型计算, 筇竹寺组晚二叠世末到三叠纪末, 生油初期阶段, 超压缓慢增大; 早侏罗世初到中侏罗世初期, 进入生油窗阶段, 超压快速累积, 压力系数最大约为 2.4; 中侏罗世初期到中侏罗世末期, 生油作用结束, 超压程度略有降低。由原油裂解生气增压模型计算, 中侏罗世末期到早白垩世初期, 在原油裂解生气过程中, 筇竹寺组烃源岩发生幕式排烃, 超压程度先增大后减小, 最终保持平衡, 压力系数约为 2.2。除有机质类型、有机质丰度和热史背景外, 烃源岩的封闭条件和原油组分是影响生烃增压的主要因素。封闭性越好, 烃源岩生油阶段产生的超压越大, 烃源岩内的含油饱和度越高。生成的原油含硫量越低, 油气转化率越高, 压力增大程度越大。

关键词 生油增压; 原油裂解生气增压; 超压成因; 四川寒武系筇竹寺组; 高石梯—磨溪地区

0 引言

烃源岩生烃是高密度的干酪根转化成低密度的油和气的过程, 由于密度差导致孔隙流体发生膨胀, 在封闭条件较好的情况下便形成超压。生烃增压是油气运移的主要动力^[1-2], 对其机制的研究逐渐向量化方向发展。目前认为干酪根生气以及原油裂解生气作用是可以使含油气盆地形成大规模超压的主要原因^[3-5]。对于干酪根生气增压作用, 前人建立的定量计算模型没有针对氢指数对生烃的影响、烃源岩的封闭能力、

原油裂解成气和烃源岩排烃后模型的变化进行讨论^[6]。郭小文等在考虑了上述因素后, 建立了适用于腐殖型干酪根烃源岩排烃前后生烃增压的定量模型^[7]。而干酪根生油作为超压主要成因机制还存在一些争议^[8-10], 有的学者认为超压可以在低渗透性烃源岩中保持相对比较长的时期, 甚至超过毛细管力; 但也有的学者根据模型计算干酪根生油导致孔隙流体增加的体积为 15%, 不能产生超压^[10]。国内学者在前人研究的基础上考虑了生油过程中孔隙水和油的渗漏、氢指数对生油的影响、生油作用产生的超压对孔隙水和干酪根的

引用格式: 刘雯, 邱楠生, 徐秋晨, 常健. 四川盆地高石梯—磨溪地区下寒武统筇竹寺组生烃增压定量评价. 石油科学通报, 2018, 03: 262-271

LIU Wen, QIU Nansheng, XU Qiuchen, CHANG Jian. The quantitative evaluation of the pressurization caused by hydrocarbon generation in the Cambrian Qiongzhusi Formation of the Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin. Petroleum Science Bulletin, 2018, 03: 262-271. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.03.024

压实作用等因素，建立了生油增压的定量模型^[11-14]。

下寒武统筇竹寺组为川中高磨地区下寒武统龙王庙组的主力烃源岩。受多期构造运动控制，筇竹寺组经历了多个连续成熟阶段，现今处于过成熟阶段^[15-16]。从生物发展演化的历史可知，寒武系甚至更早的烃源岩原始母质的生源构成主要是各种海相环境下的菌藻类和一些低等的水生生物，其原始的母质类型主要以腐泥型为主^[17]。因此，高磨地区深层烃源岩需要一个适用于腐泥型干酪根先生油、原油裂解生气、干酪根再裂解生气压力演化的定量模型。本文生油增压模型以腐泥型干酪根生油模型和生气模型^[7, 11]为基础，考虑岩石的整体压缩系数，进行校正。原油裂解生气增压计算采用Barker提出的基本方案^[5]，考虑硫化氢和水生成的具体条件，对模型进行修正。

1 生烃增压模型建立

深埋的腐泥型干酪根烃源岩生烃是个连续的过程。烃源岩的热演化开始以生油为主，期间干酪根热降解

生成的湿气在深层高温高压条件下会溶于原油中，产生的数量和体积对压力增加的影响都作为干酪根生油阶段一起考虑。随着埋藏深度的增加，保留在烃源岩孔隙内的油逐渐裂解成天然气，当温度持续升高达到一定值时，过成熟的干酪根继续裂解生干气。本文建立的生烃增压模型遵循的基本假设有：①不考虑生烃作用影响，地层为正常压实；②干酪根减少的质量等于石油生成的质量；③烃源岩孔隙中油水共存，具有统一压力系统；④不考虑水热膨胀。图1为建立烃源岩连续生烃增压模型示意图，烃源岩先后经历了干酪根生油增压、原油裂解生气增压和干酪根裂解生气增压的过程。假设初始状态孔隙压力为静水压力(P_h)，烃源岩初始孔隙充满地层水。

1.1 干酪根生油增压定量模型

Guo等采用与正常压实状态下没有烃类生成时的压力状态相比较的方法，建立了生油增压模型^[11]。其基本原理是生成的原油体积等于干酪根减少的体积和水及干酪根压缩的体积。而本次研究所采用的模型是

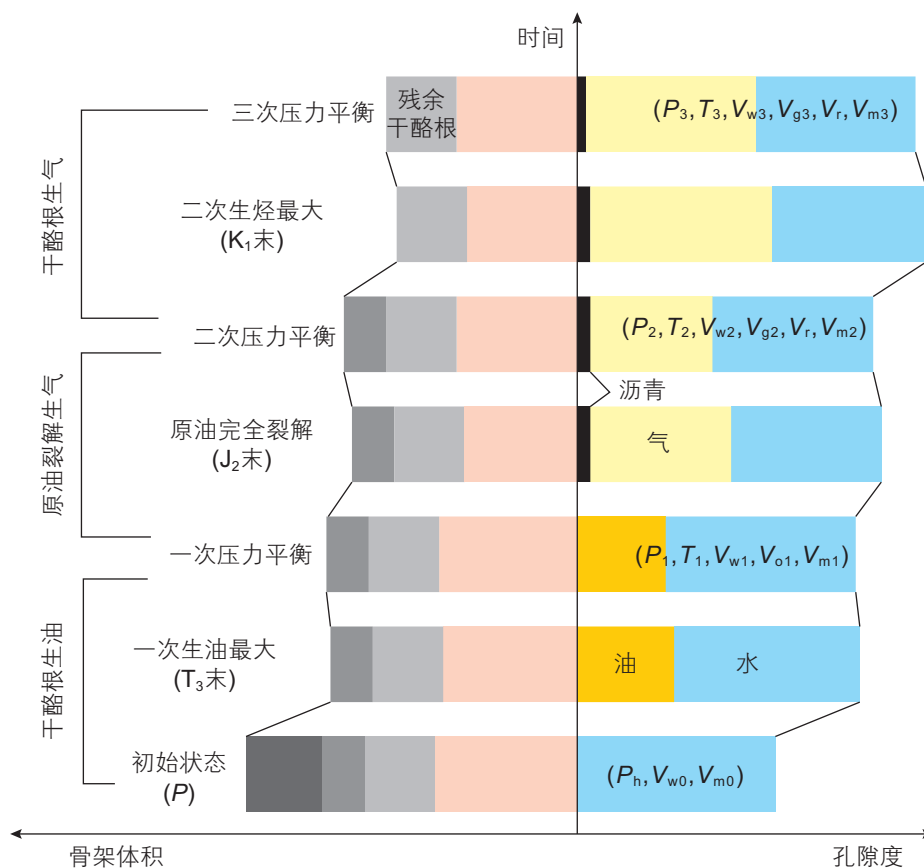


图1 川中地区寒武系筇竹寺组烃源岩生烃演化模式图

Fig. 1 The pattern of hydrocarbon generation of the Cambrian Qiongzhusi Formation in the central of Sichuan Basin

在此基础上,考虑干酪根作为岩石骨架的一部分,采用生成原油的体积等于干酪根减少的体积和水及岩石整体压缩的体积。

$$V_1 = C_w \Delta P V_{w0} + \frac{IFM_k}{\rho_k} + \left(V_{m0} - \frac{IFM_k}{\rho_k} \right) C_m \Delta P \quad (1)$$

其中, V_1 为干酪根生油阶段一次压力平衡后油的体积; V_{w0} 和 V_{m0} 分别为孔隙水和岩石骨架的原始体积 ($V_{w0} + V_{m0} = 1$); C_w 和 C_m 分别为孔隙水和岩石骨架的压缩系数; ΔP 为孔隙流体压力和静水压力的差值 ($P_1 = P_h + \Delta P$); I 为氢指数; F 为干酪根的转化率; M_k 和 ρ_k 分别为烃源岩干酪根的原始质量和密度。

如果考虑烃源岩对液态油的封闭能力,定义 α 为石油残留系数,即存在于烃源岩孔隙中的石油质量与原始生成石油质量之比。其大小受烃源岩渗透率影响,渗透率越低, α 值越大。则存在于烃源岩孔隙中石油的体积为:

$$V_1 = \frac{\alpha [1 - (P_h + \Delta P) C_o] M_o}{\rho_o} \quad (2)$$

其中, P_h 为静水压力; C_o 为石油压缩系数; M_o 为生成石油的质量(等于消耗的干酪根的质量); ρ_o 为石油密度。

将公式(1)和(2)整理得到烃源岩生烃压力模型:

$$\Delta P = \frac{IFM_k [\alpha D (1 - P_h C_o) - 1]}{C_w V_{w0} \rho_k + (V_{m0} \rho_k - IFM_k) C_m + \alpha D IFM_k C_o} \quad (3)$$

$$P_1 = P_h + \Delta P \quad (4)$$

其中, $D = \rho_k / \rho_o$ 。

1.2 原油裂解生气增压模型

原油裂解生气的过程是氢原子重排的过程,会形成一个富氢物质和一个贫氢物质^[5]。在这一理论下, Barker认为当原油全部裂解生成甲烷和含碳残渣时,1体积的油可以裂解成706.25体积的气体(标准状况下);当有2%的氢保留在碳残渣时,1体积的油可以裂解成668.75体积的气体(标准状况下);当有5%的氢保留在碳残余物中时且生成体积比为9:1的甲烷和乙烷时,1体积的油则可以裂解成537.5倍的气体。本次研究建立的原油裂解生气模型的初始状态是烃源岩生油结束的状态,即原油的初始状态是高温高压的地下流体。若使用标准状况下计算得到的油气转化率,则原油的实际体积需要用体积系数校正到标准状况下。原油的体积系数是地层油体积与地面脱气油体积之比,随着压力增大而升高,达到20 MPa后趋于常数,约为1.57^[18]。

在开放体系中,孔隙流体压力保持静水压力,裂解所生成的气体调整为相应的体积。而在封闭体系中,空间恒定,则气体的压力会远高于相同深度的静水压力。要想得到封闭体系中气体的压力,首先要得到在标准状态下气体的体积。

假设孔隙中充满了油和水,根据Barker的计算结果^[5],计算一定体积的油可以裂解得到气体在标准状态下的体积:

$$V_g = a \cdot V_1 / 1.57 \cdot k \cdot F \quad (5)$$

其中, V_g 为裂解得到的气体在标准状态下的体积; a 为油在孔隙中所占的比例(%); V_1 为孔隙体积 ($V_1 = V_{w1} + V_{o1}$); k 为原油的裂解率; F 为在标准状态下1体积的油裂解生成气体的体积倍数。

在地质条件下,原油裂解生成的气体会有一定比例溶解在孔隙水中,换算成标准状况下气体的体积为:

$$V_{gw} = \frac{P_2 \cdot S_{gw} (1-a) V_1 \cdot T_0}{P_0 \cdot T_2} \quad (6)$$

其中: V_{gw} 为溶解在孔隙水中原油裂解气在标准状态下的体积; S_{gw} 为气体在水中的溶解度; $T_0 = 273.15$ K 和 $P_0 = 0.1$ MPa 分别为标准状态下的温度和压力; T 为地层温度(K)。

则在标准状态下原油裂解得到气体的体积为:

$$V_s = V_g - V_{gw} = \frac{a V_1 \cdot k F}{1.57} - \frac{P_2 S_{gw} (1-a) V_1 T_0}{P_0 T_2} \quad (7)$$

而实际地层中可容纳气体的空间油减少的体积以及油和水被压缩的体积,再减去碳残余所占体积和水受热膨胀的体积。由于水的压缩和膨胀作用较为复杂,且对整体压力的影响较小,本次研究中不考虑水体积的变化。因此,实际地层中可容纳气体的体积为:

$$V = a V_1 k + C_o (P_2 - P_1) (1-k) a V_1 - V_r \cdot a V_1 k \quad (8)$$

其中, V_r 为原油裂解后剩余的碳残渣; C_o 为油的压缩系数。

因此,根据状态方程计算得到:

$$P_2 = \frac{Z \cdot P_0 \cdot T_2 \cdot V_s}{T_0 \cdot V} \quad (9)$$

其中, Z 为静岩压力下的压缩系数。

整理公式(9)得到:

$$AP^2 - BP - C = 0 \quad (10)$$

其中:

$$A = a(1-k)T_0C_o$$

$$B = a(1-k)T_0C_oP_1 + aT_0V_r - Z(1-a)T_0S_{gw} - aT_0$$

$$C = \frac{ZakP_0T_2F}{1.57}$$

通过求解方程得到压力 P 的表达式为:

$$P_2 = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A} \quad (11)$$

1.3 干酪根生气增压定量模型

干酪根生气模型建立与生油模型相似, 初始压力的状态不同。生油模型中, 孔隙流体为水, 压力处于静水压力; 而生气模型中, 烃源岩经历了干酪根生油增压和油裂解生气增压两个过程, 初始孔隙流体为水和气, 压力的初始状态为 P_2 。则干酪根生气时, 压力的状态为:

$$\Delta P' = \frac{IF'M_k [\alpha D(1 - P_2 C_g) - 1]}{C_w V_{w2} \rho_k + C_g V_{g2} \rho_k + (V_{m2} \rho_k - IFM_k) C_m + \alpha D' IFM_k C_g} \quad (12)$$

$$P_3 = P_2 + \Delta P' \quad (13)$$

其中: $D' = \rho_k / \rho_g$; V_{w2} 、 V_{g2} 和 V_{m2} 分别为原油裂解生气后孔隙水、气体和岩石骨架的体积 ($V_{w2} + V_{g2} + V_{m2} = 1$); C_g 为天然气的压缩系数; F' 为干酪根生气的转化率; M_k 和 ρ_k 分别为烃源岩剩余干酪根的质量和密度。

2 筇竹寺组烃源岩热演化

四川盆地位于中国西南上扬子克拉通的西北部, 为扬子克拉通最稳定的区域。川中古隆起是四川盆地中部乐山—龙女寺鼻状构造的一部分, 位于龙泉山深大断裂以东、华蓥山深大断裂以西。在川中古隆起构造低部位高石梯—磨溪地区发现寒武系特大型气田, 主力产层龙王庙组为孔洞型白云岩, 寒武系筇竹寺组页岩是主要烃源岩^[15,17]。筇竹寺组主要为黑色、灰黑色泥页岩、炭质泥岩, TOC 为 0.07%~7.56%, 平均 1.56%; 干酪根碳同位素值分布在 -36.8‰~-29.9‰之间, 平均 -32.8‰, 具有典型腐泥型干酪根的特征。岩心观察发现, 在龙王庙组白云岩和筇竹寺组的裂缝中发育不规则侵染状或粒状的固态沥青, 通常为胶沥青和碳沥青, 成熟度高^[15]。

以磨溪 9 井为例, 根据前人对川中地区热史的恢复结果^[19-20], 采用 BasinMod 1D 软件的瞬时热流模型和 EASY% R_o 模型, 以现今状态为约束, 模拟筇竹寺组的温度演化和成熟度。温度演化结果显示(图 2), 高磨地区筇竹寺组经历了两次升温 and 降温过程, 晚二叠世以来的第二次快速升温过程, 直到晚白垩世初期, 筇竹寺组底部的最高温度达到 240℃。成熟度模拟结果显示(图 2), 高石梯—磨溪地区筇竹寺组烃源岩现今处于过成熟阶段。早三叠世初期烃源岩开始生

烃; 早侏罗世初至中侏罗世末, 处于生油高峰阶段 ($R_o = 0.8\% \sim 1.3\%$); 晚侏罗世的燕山运动之后, 处于高成熟期 ($R_o = 1.3\% \sim 2.0\%$); 白垩纪初期, 筇竹寺组泥页岩进入过成熟的干气生成阶段。因此, 筇竹寺组的烃源岩生烃演化是个连续的过程, 应逐步采用腐泥型干酪根生油模型、原油裂解生气模型、腐泥型干酪根生气模型模拟各阶段的压力演化。

根据高磨地区的实际情况, 设置烃源岩的有机碳含量为 4.36%, 氢指数为 15 mg/g。烃源岩孔隙度的计算采用倒数压实模型, 取生油初始孔隙度为 20%, 腐泥型干酪根的转化率采用 LLNL 干酪根生烃动力学模型。筇竹寺组生烃史模拟结果显示(图 2), 三叠纪初烃源岩 R_o 达到 0.5%, 进入生烃门限; 侏罗纪初期, 距今约 200 Ma 筇竹寺组底部烃源岩 R_o 达到 0.7%, 进入主生油期, 生烃转化率为 6%, 对应深度为 3825 m, 温度为 116℃; 中侏罗世初期, 距今约 176 Ma, 烃源岩 R_o 达到 1.0% 生油达到高峰期, 生烃转化率为 82%, 对应埋深为 4330 m, 温度为 142℃; 到中侏罗世末期, 生油结束, 烃源岩 R_o 达到 1.3%, 生烃转化率为 100%, 埋深为 5290 m, 温度为 168℃。从晚侏罗世初期到早白垩世初, 筇竹寺组地层温度为 168℃~210℃, 保留在筇竹寺内的原油发生裂解生气作用, 裂解率与温度的关系参考 Waples 的实验结果^[21]。早白垩世初到晚白垩世初, 埋深达到最大, 筇竹寺组的 R_o 大于 2.6%, 地层温度为 210℃~240℃, 达到干酪根裂解生气的临界条件。但目前对储层中气体成因的判别未发现干酪根裂解成因气, 因此认为烃源岩中干酪根直接裂解生气的量较少, 对压力的影响较小。

3 筇竹寺组压力演化

从晚二叠世到中侏罗世末期, 磨溪 9 井筇竹寺组处于生油阶段, 采用腐泥型干酪根生油增压模型定量计算压力演化。其中地层水密度为 1.03 g/cm³, 岩石密度 2.6 g/cm³, 原油密度为 0.85 g/cm³。地层水压缩系数为 4.4×10^{-4} MPa⁻¹, 原油压缩系数为 22×10^{-4} MPa⁻¹, 岩石压缩系数为 14×10^{-4} MPa⁻¹。残留系数为 0.9。烃源岩干酪根的质量分数为实测 TOC 、岩石密度和转换因子的乘积^[22], 对于由埋深引起的温度与压力的增加导致干酪根的热降解及生烃, 腐泥型干酪根到 TOC 的转换因子为 1.2。根据磨溪 9 井的生烃史, 分别取不同时间对应筇竹寺组的温度、埋深、转化率和 R_o , 根据生油增压模型(公式 3、4)计算由于生油作用产生的累积增压量。压力演化结果显示(表 1), 从 250 Ma

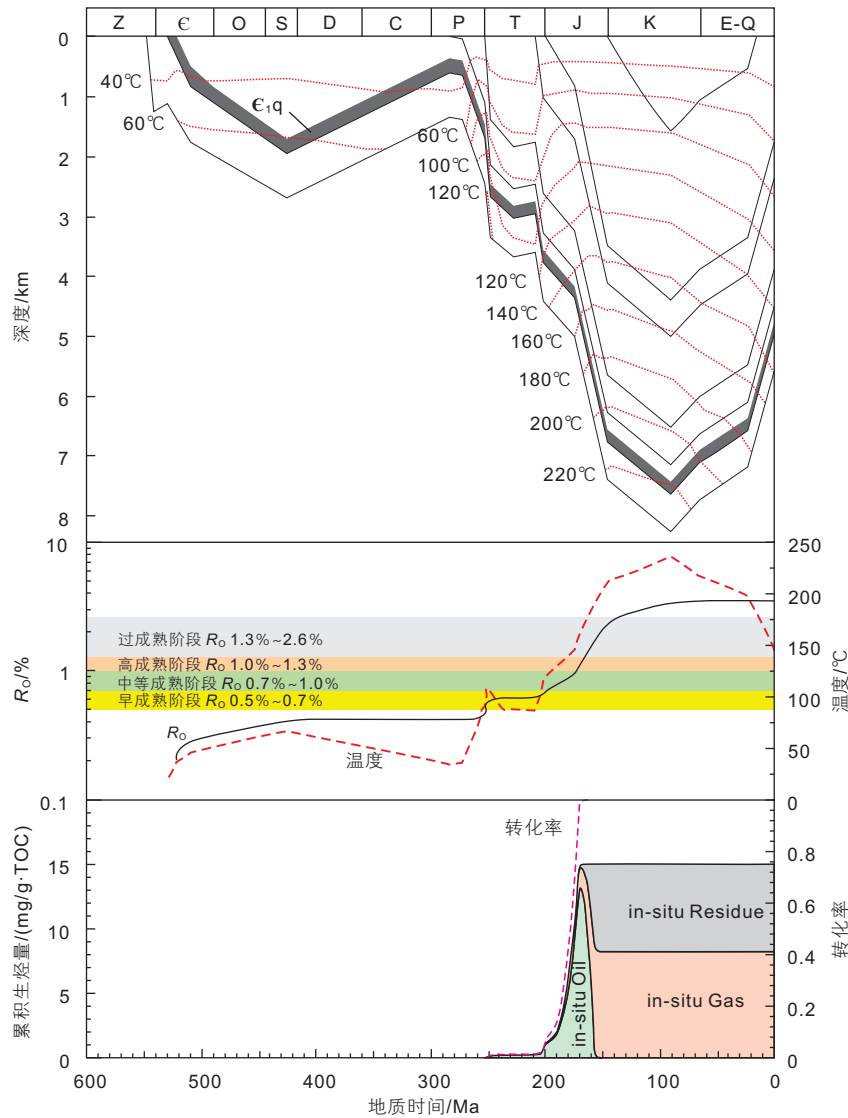


图2 磨溪9井埋藏史及筇竹寺组烃源岩热演化

Fig. 2 The burial history and the source rocks thermal evolution in Qiongzhusi Formation of Well MX9

表1 筇竹寺组烃源岩生油增压计算结果

Table 1 The overpressure results caused by oil generation in Qiongzhusi Formation

时间/Ma	深度/m	温度/°C	R_o /%	转化率	压力/Mpa	超压/MPa	压力系数
250	1625	90	0.50	0	16.40	0	1.00
200	3825	116	0.70	0.06	44.02	5.41	1.14
190	3995	128	0.80	0.18	55.90	15.58	1.39
183.2	4176	135	0.88	0.36	71.59	29.44	1.70
179.2	4305	139	0.92	0.60	89.32	45.87	2.06
176	4330	142	1.00	0.82	103.07	59.36	2.36
172.5	4538	148	1.08	0.96	112.46	66.65	2.45
165	5223	168	1.30	1.00	119.42	66.70	2.27

(1625 m)开始, 烃源岩达到生烃门限, 生油增压开始累积; 从200 Ma(3825 m)到176 Ma(4330 m), 生油增

压快速累积, 干酪根转化率达到82%, 超压累积达到59.36 MPa; 到165 Ma(5223 m)生油结束时, 筇竹寺组

烃源岩的地层压力为 119.42 MPa, 由生油作用形成的累积超压达 66.70 MPa, 压力系数达 2.27。根据公式 (1) 和初始孔隙度计算可得, 筇竹寺组生油结束后, 含油饱和度为 0.44, 这也是原油裂解生气的起始状态。

筇竹寺组干酪根生油结束后, 从晚侏罗世初期到早白垩世初期, 随着地层继续快速埋深, 温度持续增大, 保留在烃源岩内的原油继续发生裂解生气作用。根据建立的原油裂解模型(公式 11)模拟裂解生气阶段筇竹寺组压力的变化。其中初始原油饱和度为 0.44, 油气体积转化率为 537.5, 甲烷在水中的溶解度体积百分数为 0.03%, 残余碳体积为 17.5%, 校正系数 1.5, 其余参数与腐泥型干酪根生油增压模型相一致。计算结果显示(表 2), 原油裂解的起始阶段压力迅速增大, 少量原油裂解产生的压力就可接近烃源岩静岩压力。du Rouchet 认为当超压体系中孔隙流体压力达到

上覆地层静岩压力的 70%~90% 时, 将形成垂直微裂缝^[22-23]。当筇竹寺组的原油裂解率约为 9% 时, 地层压力达到破裂压力, 烃源岩开启微裂缝, 气体散失; 直到地层压力再次小于破裂压力时, 烃源岩闭合。原油继续裂解, 当压力再次达到破裂压力时, 重复排烃过程, 直到 140 Ma 裂解结束, 达到压力平衡, 地层压力略低于破裂压力。需要说明的是, 本次模拟所采用的烃源岩参数均为现今参数。由于川中地区的龙王庙组经历过深埋作用, 全区的烃源岩演化都是过成熟状态, 难以得到烃源岩低熟状态下的参数。但模拟结果显示, 即使采用过成熟的烃源岩参数得到的累积压力已经逼近甚至突破盖层的破裂压力, 若采用原始烃源岩参数效果类似, 可能达到破裂压力的时间会更早。

综上所述, 四川盆地高磨地区筇竹寺组晚二叠世时, 达到生烃门限, 开始生油, 地层温度约为 90 °C ;

表 2 筇竹寺组原油裂解生气增压量计算结果

Table 2 The overpressure results caused by oil cracking in Qiongzhusi Formation

时间 /Ma	深度 /m	温度 /°C	裂解率 /%	压力 /MPa	超压 /MPa	压力系数
165	5223.0	168	0	119.89	66.70	2.27
163	5379.4	176	9.2	146.49	92.19	2.70
160	5616.8	180.5	19.5	148.335	91.67	2.62
155	6004.6	191.5	51.0	152.15	91.54	2.51
150	6395.4	201.5	83.5	155.48	90.92	2.41
145	6786.1	210	97	158.27	89.77	2.31
140	7176.8	214	100	159.58	87.14	2.20

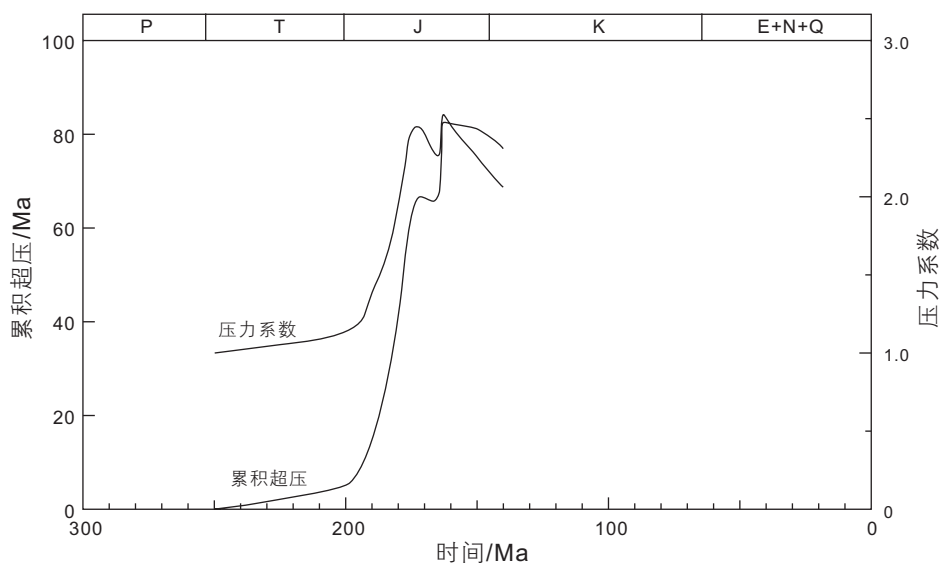


图 3 磨溪 9 井筇竹寺组生烃过程累积超压及压力系数演化

Fig. 3 The evolution of excess pressure and pressure coefficient during the process of hydrocarbon generation in Qiongzhusi Formation of Well MX9

早侏罗世初,地层温度约为 120 °C,开始大量生烃,超压开始快速累积;中侏罗世初期,地层温度达到 140 °C,干酪根生油转化率达 80%,生油阶段累积超压约 60 MPa,压力系数达 2.36;中侏罗世末期,地层温度约 168 °C,原油开始裂解生气,当油裂解气的转化率约为 8%时,压力系数大于 2.5,地层压力大于破裂压力,烃源岩开启微裂缝,气体散失;到早白垩世初期,地层温度达到 210 °C,原油完全裂解,烃源岩在原油裂解生气过程中发生幕式排烃,最终地层压力保持平衡,压力系数约为 2.2(图 3)。

4 讨论

压力和温度的耦合关系决定温度参数是生烃增压模型中的重要条件,不仅影响着生油阶段干酪根的转化率,也影响着原油裂解的速率。除热史背景外,生油增压模型中,烃源岩有机碳含量、氢指数和残留系数对生油增压强度都有影响,以氢指数的影响最小,有机碳含量次之,残留系数影响最大^[11, 25-26]。石油残留系数决定烃源岩孔隙中的残留油饱和度,不仅对生油阶段的压力有很大影响,也是原油裂解生气增压模型的重要参数。对于磨溪 9 井,有机碳含量为 4.36%,

氢指数为 15 mg/g,当残留系数大于 0.5 时,才会形成明显超压。当残留系数每增加 0.05 时,相同深度增加压力 7 MPa~8 MPa,压力系数增大 0.3~0.4,说明烃源岩封闭条件对生油增压具有非常重要的影响(图 4)。烃源岩的封闭条件越好,生油作用所产生的超压程度越大。

对于原油裂解气模型,模型中油气的油气转化率、初始含油饱和度和裂解速率是最重要的参数,分别与原油的组分和烃源岩的封闭性有关。当其他参数一定时,原油中硫的含量越高,压力增大的幅度越小(图 5)。若原油中含有一定量的硫和氧,也会消耗一部分氢,形成硫化氢和水(原油中的氮则一般形成氮气)。特别是在铁含量较低的碳酸盐岩中,原油中的硫难以形成黄铁矿而以硫化氢作为原油裂解的产物。当甲烷和硫化氢的比例达到 2:1 时,原油中 20% 的氢会用来形成硫化氢和氢硫酸,则 1 体积的原油裂解只能得到 431.25 倍的气体。对高磨地区龙王庙组天然气和沥青族组分分析显示,硫的摩尔含量较低,考虑到原油运移过程中元素的变化,硫的含量在 0~7.5%。本文中原油裂解速率与温度的关系式参照 Waples 发表的成果,但近年来很多学者研究表明,超压的形成会抑制原油裂解的进度,特别是原油裂解的启动温度^[25-26]。

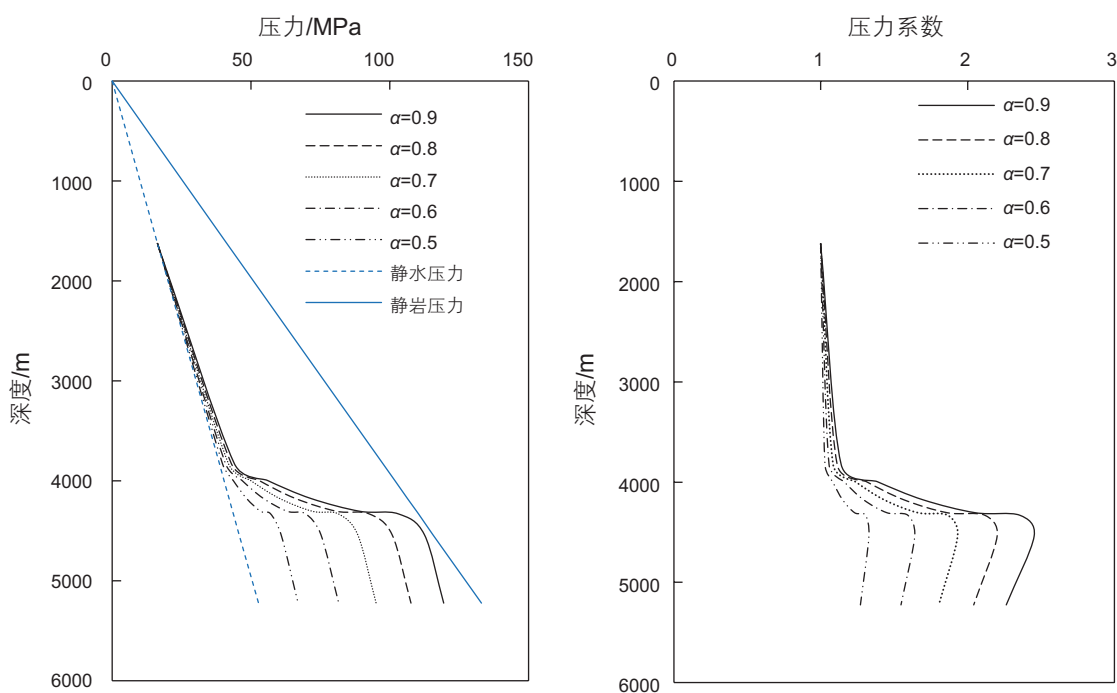


图 4 磨溪 9 井筇竹寺组不同残留系数(α)下生油阶段地层压力和压力系数随深度变化关系

Fig. 4 The pore pressure and pressure coefficient caused by oil generation at different retention coefficient vary with depth of Qiongzhusi Formation in Well MX9

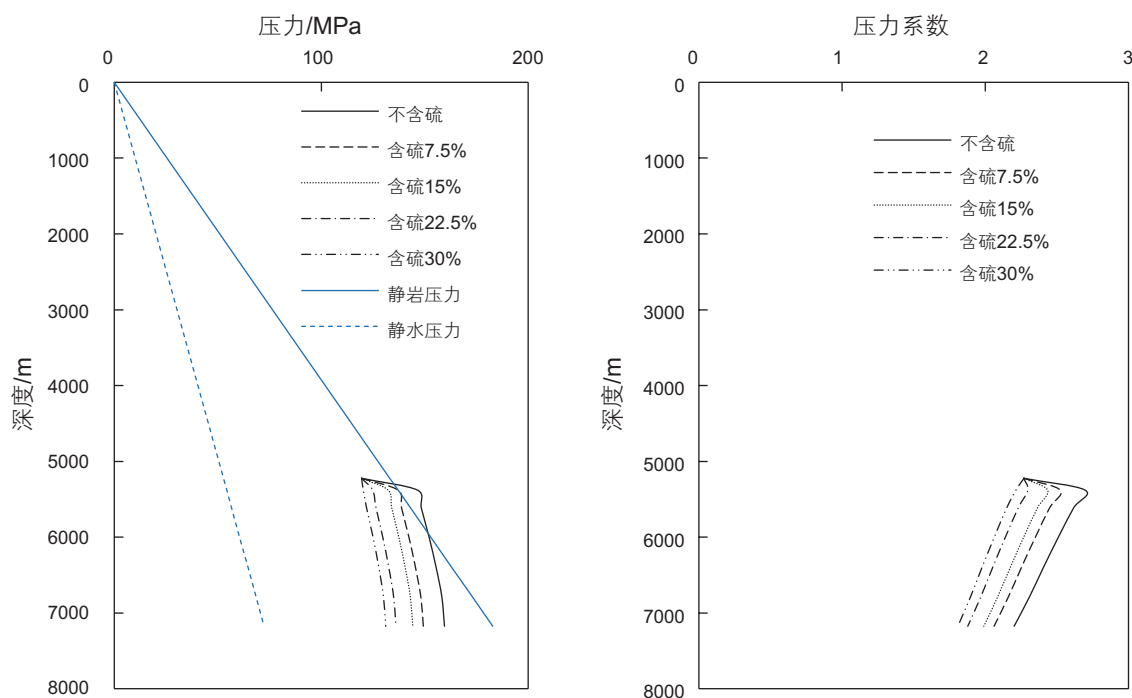


图5 磨溪9井筇竹寺组不同组分原油裂解生气地层压力和压力系数随深度变化关系

Fig. 5 The pore pressure and pressure coefficient caused by oil cracking at different retention coefficient vary with depth of Qiongzhusi Formation in Well MX9

5 结论

(1)川中高磨地区下寒武统筇竹寺组烃源岩经历了晚二叠世末到中侏罗世末的生油阶段、中侏罗世末到早白垩世初的原油裂解生油阶段和后期干酪根生气阶段。考虑到岩石的整体压缩系数和原油组分特征,建立了适用于腐泥型干酪根连续生烃的增压模型。

(2)由生油增压模型计算,川中地区筇竹寺组晚二叠世末到三叠纪末生油初期阶段,超压开始累积,缓慢增大;早侏罗世初,进入生油窗阶段,超压快速累积,到中侏罗世初期超压达到最大,压力系数约为2.4;到中侏罗世末期,生油作用结束,超压程度略有降低,压力系数约为2.27。由原油裂解生气增压模型计算,中侏罗世末期到早白垩世初期筇竹寺组内保

留原油进入裂解生气阶段。当油裂解气的转化率约为9%时,压力系数大于2.5,地层压力大于破裂压力,烃源岩开启微裂缝,气体散失;到早白垩世初期,原油完全裂解。烃源岩在原油裂解生气过程中发生幕式排烃,最终地层压力保持平衡,压力系数约为2.2。

(3)除有机质类型、有机质丰度和热史背景外,烃源岩的封闭条件是影响生烃增压作用的重要因素。封闭性越好,烃源岩生油阶段产生的超压越大,烃源岩内的含油饱和度越高。而烃源岩生油阶段残留的含油饱和度是原油裂解生气阶段的初始状态。对于原油裂解生气模型,油气转化率和原油裂解速率是最重要的参数。油气转化率受原油组分影响,含硫量越高,油气转化率越低,压力增大程度越低。而超压对原油裂解的起始阶段有抑制作用,裂解开始的温度更高,裂解速率则会降低。

参考文献

- [1] 于春勇,郭小文,任战利,等.准噶尔盆地腹部地区生烃增压定量评价——东道海子北凹陷为例[J].地质科学,2018,53(1):207-220. [YU Y C, GUO X W, REN Z L, et al. Quantitative evaluation of hydrocarbon generation in the hinterland of Junggar Basin: Dongdao Haizibei depression [J]. Chinese Journal of Geology, 2018, 53(1): 207-220.]
- [2] 赵喆,钟宁宇,黄志龙.碳酸盐岩烃源岩生烃增压规律及其含义[J].石油与天然气地质,2005,26(3):344-348. [ZHAO Z, ZHONG

- N N, HUANG Z L. Pattern of pressurization from hydrocarbon generation in carbonate source rocks and its significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(3):344–348.]
- [3] MEISSNER F F. Abnormal electric resistivity and fluid pressure in Bakken Formation, Williston Basin, and its relation to petroleum generation, migration and accumulation [J]. *AAPG Bulletin*, 1976, 60: 1403–1404.
- [4] UNGERER P, BEHAR E, DISCAMPS D. Tentative calculation of the overall volume expansion of organic matter during hydrocarbon genesis from geochemistry data: Implications for primary migration [G]//BJOROY M. *Advances in organic geochemistry*. Chichester: John Eiley, 1983, 129–135.
- [5] BARKER C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74:1254–1261.
- [6] CARCIONE J M, GANGI A F. Gas generation and overpressure: Effects on seismic attributes [J]. *Geophysics*, 2000, 65(6):1769–1779.
- [7] 郭小文, 何生, 刘可禹, 等. 烃源岩生气增压定量评价模型及影响因素 [J]. *地球科学-中国地质大学学报*, 2013, 38(6), 1263–1270. [GUO X W, HE S, LIU K Y, et al. A quantitative estimation model for the overpressure caused by natural gas generation and its influential factors [J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2013, 38(6):1263–1270.]
- [8] BREDEHOEFT J D, WESLEY J B, FOUCH T D. Simulations of the origin of fluid-pressure fracture generation, and movement of fluids in the Uinta basin, Utah [J]. *AAPG Bulletin*, 1994, 78:1729–1747.
- [9] ROBERT R B, ANTHONY F G. Primary migration by oil-generation microfracturing in low-permeability source rocks: Application to the Austin Chalk, Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 1999, 83(5): 727–756.
- [10] MUDFORD B S, BEST M E. Venture gas field, offshore Nova Scotia, case study of overpressuring in region of low sedimentation rate [J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73: 1383–1396.
- [11] GUO X W, HE S, LIU K Y, et al. Quantitative estimation of overpressure caused by oil generation in petroliferous basins [J]. *Organic Geochemistry*, 2011, (42): 1343–1350.
- [12] GUO X W, LIU K Y, HE S, et al. Petroleum generation and charge history of the northern Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China: Insight from integrated fluid inclusion analysis and basin modelling [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, (32): 1–35.
- [13] GUO X W, LIU K Y, JIA C Z, et al. Constraining tectonic compression process by reservoir pressure evolution: Overpressure generation and evolution in the Kelasu Thrust Belt of Kuqa Foreland Basin, NW China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 72: 30–44.
- [14] 马卫, 王东良, 李志生, 等. 湖湘烃源岩生烃增压模拟实验 [J]. *石油学报*, 2013, 34(S.1): 65–69. [MA W, WANG D L, LI Z S, et al. A simulation experiment of pressurization during hydrocarbon generation from lacustrine source rocks [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(S.1): 65–69.]
- [15] ZOU C N, WEI G Q, XU C C, et al. Geochemistry of the Sinian-Cambrian gas system in the Sichuan Basin, China [J]. *Organic Geochemistry*, 2014, 74: 13–21.
- [16] 江强, 朱传庆, 邱楠生, 等. 川南地区热史及下寒武统筇竹寺组页岩热演化特征 [J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1563–1570. [JIANG Q, ZHU C Q, QIU N S, et al. Paleo-heat flow and thermal evolution of the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in the southern Sichuan Basin, SW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1563–1570.]
- [17] 魏国齐, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系大型气藏特征与聚集模式 [J]. *石油学报*, 2015, 36(1): 1–12. [WEI G Q, DU J H, XU C C, et al. Characteristics and accumulation modes of large gas reservoirs in Sinian-Cambrian of Gaoshiti-Moxi region, Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(1): 1–12.]
- [18] 谢龙, 郭绪强, 陈光进, 等. 计算原油体积系数的状态方程法 [J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2007, 31(3): 137–139. [XIE L, GUO X Q, CHEN G J, et al. A new method predicting volume factor of formation crude oil [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2007, 31(3): 137–139.]
- [19] ZHU C Q, HU S B, QIU N S, et al. Thermal history of the Sichuan Basin, SW China: Evidence from deep boreholes [J]. *Science China: Earth Science*, 2016, 56(1): 70–80.
- [20] 何丽娟, 许鹤华, 汪集旸. 早二叠世—中三叠世四川盆地热演化及其动力学机制 [J]. *中国科学: 地球科学*, 2011, 41(12): 1884–1891. [HE L, XU H H, WANG J Y. Thermal evolution and dynamic mechanism of the Sichuan Basin during the Early Permian-Middle Triassic [J]. *Science China: Earth Science*, 2011, 41(12): 1884–1891.]
- [21] WAPLES D W. The kinetics of in-reservoir oil destruction and gas formation: constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics [J]. *Organic Geochemistry*, 2000, 31(6): 553–575.
- [22] 熊镭, 张超谟, 张冲, 等. A地区页岩气储层总有机碳含量测井评价方法研究 [J]. *岩性油气藏*, 2014, 26(3): 74–78. [XIONG L, ZHANG C M, ZHANG C, et al. Research on logging evaluation method of TOC content of shale gas reservoir in A area [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2014, 26(3): 74–48.]
- [23] ROUCHET J. Stress field: A key to oil migration [J]. *AAPG Bulletin*, 1981, 65: 74–85.
- [24] 解习农, 刘晓峰, 胡祥云, 等. 超压盆地中泥岩的流体压裂与幕式排烃作用 [J]. *地质科技情报*, 1998, 17(4): 59–63. [XIE X N, LIU X F, HU X Y, et al. Hydrofracturing and associated episodic hydrocarbon-expulsion of mudstones in overpressured basin [J]. *Geological*

- Science and Technology Information, 1998, 17(4): 59–63.]
- [25] 陈中红, 张守春, 查明. 不同压力体系下原油裂解的地球化学演化特征[J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(11): 1807–1818. [CHEN Z H, ZHANG S C, ZHA M. Geochemical evolution during the cracking of crude oil into gas under different pressure systems [J]. Science China: Earth Sciences, 2013, 43(11): 1807–1818.]
- [26] 胡国艺, 李志生, 罗霞, 等. 两种热模拟体系下有机质生气特征对比[J]. 沉积学报, 2004, 22(4): 718–723. [HU G Y, LI Z S, LUO X, et al. The comparison of gas generation potential and model between two different thermal simulation systems [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(4): 718–723.]

The quantitative evaluation of the pressurization caused by hydrocarbon generation in the Cambrian Qiongzhusi Formation of the Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin

LIU Wen^{1,2}, QIU Nansheng^{1,2}, XU Qiuchen^{1,2}, CHANG Jian^{1,2}

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 School of Geoscience, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract The overpressure caused by hydrocarbon generation is the main driving force of hydrocarbon migration, the research on its mechanism is gradually becoming quantitative. The source rocks of the Cambrian Qiongzhusi Formation in the Gaoshiti-Moxi area of the Sichuan Basin have experienced the oil generation phase from the end of the late-Permian to the end of the mid-Jurassic, the oil cracking phase from the end of the Jurassic to the early-Cretaceous and the kerogen gas phase later. Considering the overall compressibility of the source rock and the oil component, a quantitative model for the overpressure caused by the continuous process of hydrocarbon generation from sapropel kerogen was established. The pressure evolution calculated by the model for the oil production showed that, from the end of the Permian to the end of the Triassic, the initial stage of oil generation, the excess pressure increased slowly. From the early-Jurassic to the beginning of the mid-Jurassic, the oil window stage, the excess pressure accumulated rapidly with a pressure coefficient up to 2.4. From the beginning of the mid-Jurassic to the end of mid-Jurassic when the oil generation ended, the overpressure reduced slightly. Calculated by the model for oil cracking, from the end of the mid-Jurassic to the beginning of the early-Cretaceous, the overpressure increased first and then decreased subsequently. In the process of oil cracking, the episodic hydrocarbon-expulsion developed in the Qiongzhusi Formation until the pressure balance was reached with a pressure coefficient of about 2.2. In addition to the types and abundance of organic matter and the thermal history, the sealing ability of the source rock and the components of cured oil are also the main factors that affect the calculation accuracy of the quantitative model. The better the closure of source rock, the greater the overpressure accumulated during the oil generation, and the higher the oil saturation retained in the source rock. The lower the sulfur content contained in the oil, the higher the conversion rate of oil to gas was and the greater the pressure formed.

Keywords overpressure caused by oil generation; overpressure caused by oil cracking; causes of overpressure; Qiongzhusi Formation of Sichuan Basin; Gaoshiti-Moxi area

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.03.024

(编辑 付娟娟)