

含油气盆地致密砂岩类油气藏成因机制与资源潜力

庞雄奇^{1,2}, 周新源³, 董月霞⁴, 姜振学^{1,2},
姜福杰^{1,2}, 范柏江², 邢恩袁², 庞宏²

(1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249;
3. 中国石油塔里木油田公司, 新疆库尔勒 841000; 4. 中国石油冀东油田公司, 河北唐山 063004)

摘要:通过对典型致密砂岩油气藏的解剖,并结合成藏过程中油气排运时期和储层致密演化时期匹配关系分析,确定含油气盆地深部发育致密常规油气藏、致密深盆油气藏、致密复合油气藏3种不同类型的致密砂岩类油气藏;在此基础上采用理论计算对中国致密砂岩油气资源进行评价。结果表明:沉积盆地内部实际存在的油气资源量比以往认识和评价的结果大很多,目前中浅部见到的和已发现的常规油气资源不到盆地内富集资源总量的25%,大于75%的油气资源富集在孔隙度小于12%、渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密砂岩储层内;在致密油气资源中,致密常规油气资源大致超过油气总资源的25%,致密深盆油气资源超过50%;致密油气资源是含油气盆地挖潜勘探和可持续发展的最主要方向。

关键词:致密砂岩油气藏;含油气盆地;成因机制;资源评价

中图分类号:TE 122.1 **文献标志码:**A

Formation mechanism classification of tight sandstone hydrocarbon reservoirs in petroliferous basin and resources appraisal

PANG Xiong-qi^{1,2}, ZHOU Xin-yuan³, DONG Yue-xia⁴, JIANG Zhen-xue^{1,2},
JIANG Fu-jie^{1,2}, FAN Bo-jiang², XING En-yuan², PANG Hong²

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Basin and Reservoir Research Center in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
3. Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China;
4. Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan 063004, China)

Abstract: A comprehensive review on the forming mechanisms of typical tight-sandstone hydrocarbon reservoirs was presented. Based on pattern matching between oil migration period and tight reservoir evolution, typical tight sandstone reservoirs were summarized into three categories: conventional tight sandstone reservoir, deep basin tight sandstone reservoir and composite tight sandstone reservoir. Through theoretical calculation, tight-sandstone hydrocarbon resources in China were reappraised. The results reveal far more potential hydrocarbon resources than estimated before. The conventional hydrocarbon resources discovered so far account for less than 25% of the total basin hydrocarbon resources, while more than 75% of hydrocarbon resources concentrate in tight sandstone reservoirs with low porosity (<12%) and low permeability (< $10^{-3} \mu\text{m}^2$). In the latter, over 25% of hydrocarbon concentrates in the tight conventional reservoirs, and over 50% in the tight deep-basin reservoirs. It is therefore suggested that tight hydrocarbon reservoirs remain the main focus in the future hydrocarbon explorations and sustainable developments.

Key words: tight sandstone hydrocarbon reservoir; petroliferous basin; formation mechanism; resource evaluation

收稿日期:2013-05-22

基金项目:国家重点基础研究发展规划“973”项目(2011CB201100);国家科技重大专项(2011ZX05006-006);国家自然科学基金项目(41102085)

作者简介:庞雄奇(1961-),男,教授,博士,博士生导师,主要研究方向为含油气盆地分析与油气资源评价,油气成藏机制与分布规律。E-mail:pangxq@cup.edu.cn。

致密砂岩油气展现了丰富的资源前景^[1-2],美国、加拿大等国已实现了大规模的商业开采^[3-5]。中国具备形成致密砂岩油气的地质条件,并在松辽、准噶尔、四川等盆地的油气勘探中获得了新发现^[6-8]。笔者依据目前已发现的典型致密砂岩油气藏并结合成藏过程的分析,对中国致密砂岩油气藏的类型和资源潜力进行研究。

1 致密砂岩油气藏

致密砂岩油气藏系指富集于沉积盆地内低孔隙度和低渗透率砂岩储层内的油气藏,这里的低孔和低渗视研究者不同有所不同^[9-12](表 1)。目前国内外的常用判别标准是指那些孔隙度低(小于 12%)、渗透率低(小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、含气饱和度低(小于 60%)、天然气在其中流动速度较为缓慢的砂岩油气藏^[9]。致密油气藏的概念可进一步分为广义和狭义两种。

表 1 国内外学者和单位有关致密砂岩类油气藏的判别标准

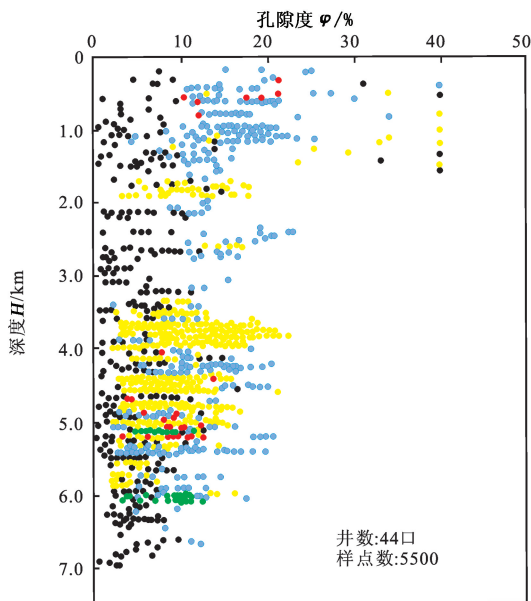
Table 1 Discrimination standards of tight sandstone hydrocarbon reservoir of different international scholars and institutions

| 研究者 | 划分标准 |
|--------------------|---|
| 前苏联 | 渗透率 $\leq (50 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
| A. I. Levenson(美国) | 渗透率 $\leq 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
| Berg | 渗透率 $= (1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
| 唐曾熊 | 渗透率 $= (10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
| 中原油田 | 渗透率 $= (1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏定为“低渗透”;渗透率 $\leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏定为“致密油气藏” |
| 长庆油田 | 渗透率 $= (1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油气层 |
| 关德师,1995 | 孔隙度 $\leq 12\%$ 、渗透率 $\leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
| 杨晓宁,2005 | 孔隙度 $= 7\% \sim 12\%$, 空气渗透率 $\leq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
| 庞雄奇等,2006 | 孔隙度 $\leq 12\%$ 、有效渗透率 $\leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (绝对渗透率 $\leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) |
| 国家储量委员会 | 孔隙度 $= 10\% \sim 15\%$, 渗透率 $= (5 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 者为低孔低渗;孔隙度 $\leq 10\%$, 渗透率 $\leq 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 者为特低孔特低渗 |

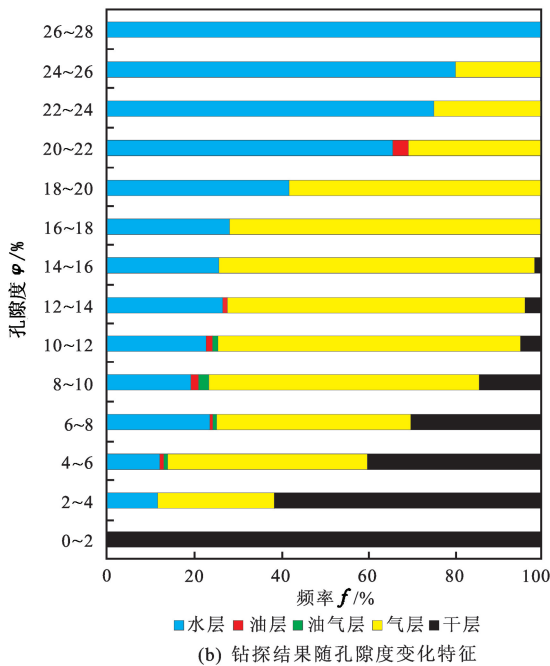
1.1 广义的致密砂岩油气藏概念

广义的致密砂岩油气藏系指富集于一切低孔隙度和低渗透率砂岩储层内的油气藏。它既包括埋深较大的、分布广泛的致密砂岩油气藏,也包括埋深较浅的、分布局限的粉砂岩或泥质粉砂岩油气藏。这种分类不考虑致密砂岩的成因、油气藏的成因及其储量规模,唯一的判别标准是它们当前储层的孔隙度和渗透率。

图 1 是塔里木盆地库车坳陷砂岩储层含油气性钻探结果。图 1(a)表明砂岩储层的钻探结果与埋深有关。图 1(b)表明砂岩储层的钻探结果与孔隙度有关。广义的致密砂岩油气藏分类对于理解致密砂岩油气藏的产状特征和结构特征有意义,但对理解致密砂岩油气藏的成因机制和分布规律意义不大。



●干层 ●水层 ●气层 ●油气层 ●油层
(a) 钻探结果随深度变化特征



■水层 ■油层 ■油气层 ■气层 ■干层
(b) 钻探结果随孔隙度变化特征

图 1 塔里木盆地库车坳陷砂岩储层含油气性钻探结果与统计

Fig. 1 Drilling results and statistics of sandstone reservoir oil-bearing properties in Kuqa depression of Tarim Basin

1.2 狭义的致密砂岩油气藏概念

狭义的致密砂岩油气藏系指富集于深部某一埋深之下的所有砂岩储层内的油气藏,这一埋深点与浮力成藏下限对应(图2)。它不包括埋深更浅、分

布较为局限的粉砂岩或泥质粉砂岩油气藏,但包括埋深更大的致密储层背景之内的高孔渗储层内的油气藏,它们在油气勘探中被称之为甜点^[13],是致密砂岩油气藏中最重要和最有价值的组成部分。

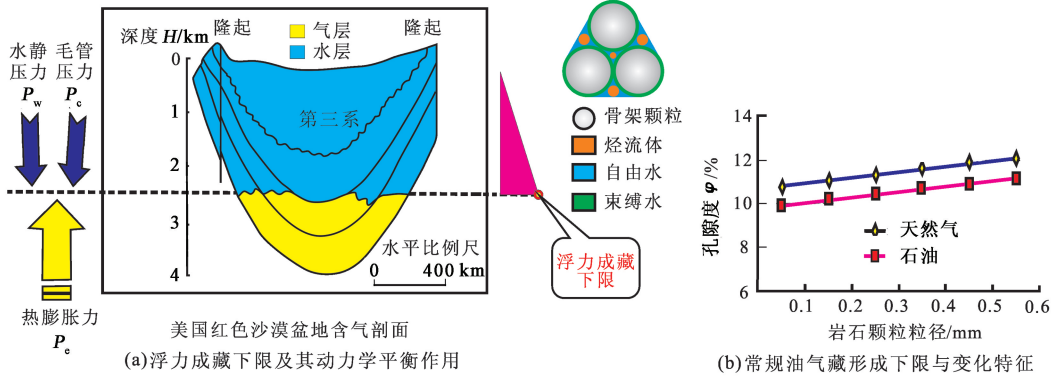


图2 浮力作用下天然气和石油的成藏下限及其力平衡

Fig.2 Oil and gas accumulation threshold and the forces balance under buoyancy action

图2(a)中的浮力成藏下限可用动力学边界方程(式(1)~(8))表征,即深部油气的热膨胀力 P_e 等于上覆水静压力 P_w 和边界毛细管力 P_c 之和。在这一边界之上, $P_e > P_w + P_c$,油气主要在浮力作用下形成常规油气藏;在这一边界之下, $P_e < P_w + P_c$,油气主要在毛细管力和分子膨胀力等作用下形成致密深盆油气藏。 $P_e = P_w + P_c$ 是深部油气成藏的顶界,也是浮力成藏的下限,还是致密油气藏大面积广泛分布的边界。此外,浮力成藏下限可用砂岩孔隙半径表示。

图2(b)中天然气和石油的浮力成藏下限依据式(1)~(8)获得,它们表明液态石油和天然气的浮力成藏下限比较接近,随砂岩颗粒粒径的增大而变浅。天然气对应的孔隙度为11%~12%,石油为10%~11%,表明天然气更易在深拗区的向斜内聚集成藏。

浮力成藏下限对应的力平衡方程如下:

$$P_e = P_w + P_c, \quad (1)$$

$$P_{eg} = 101 \frac{zP_g RT}{M_g}, \quad (2)$$

$$P_{eo} = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} = \frac{\rho_o RT}{M_o - \rho_o b} - \frac{\rho_o^2 a}{M_o^2}, \quad (3)$$

$$P_{cg} = \frac{2\sigma_g \cos \theta}{\gamma}, \quad (4)$$

$$P_{co} = \frac{2\sigma_o \cos \theta}{\gamma}, \quad (5)$$

$$P_w = \rho_w g H_{\text{临}} = \rho_w g \exp(C_1 + 15.854X_3 - \varphi), \quad (6)$$

$$0.085 \exp(7.8 + 0.16D - 0.07\varphi) + 97.6\sigma_g \exp(-0.22\varphi) = 98.28 \text{ 或 } \varphi_{\text{气浮力门限}} = f(\sigma_g, D), \quad (7)$$

$$0.085 \exp(7.8 + 0.16D - 0.07\varphi) + 97.6\sigma_o \exp(-0.22\varphi) = 101 \text{ 或 } \varphi_{\text{油浮力门限}} = f(\sigma_o, D). \quad (8)$$

式中, P_{eg} 、 P_{eo} 分别为单一气相、油相的体积膨胀力,N; P_{cg} 、 P_{co} 分别为天然气和油的毛细管力,N; P_e 、 P_w 和 P_c 分别为界面之下油气热膨胀力、界面之上水静压力、界面处毛细管力,N; σ 为气水(油水)界面张力,N/m; D 为颗粒的粒度,mm; M_g 和 M_o 分别为天然气和液态石油摩尔质量,g/mol; z 为天然气的压缩因子; φ 为孔隙度,%; ρ_w 、 ρ_g 和 ρ_o 分别为水、天然气和液态石油的密度,kg/m³; g 为重力加速度,m/s²; R 为气体常数,取8.31433; T 为天然气的地下温度,K; a 和 b 为范德华常数。

1.3 本文关于致密砂岩油气藏的定义

本文将含油气盆地砂岩储层孔隙度<12%、有效渗透率 $\leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、绝对渗透率 $\leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 作为致密砂岩油气藏的判别标准。在实际工作过程中,基于浮力成藏下限或致密油气藏广泛分布的顶界预测致密砂岩油气藏分布,即致密油藏顶界孔隙度<11%、致密气藏顶界孔隙度<12%。致密砂岩油气藏内部的高孔渗部分被视为“甜点”,它们是致密砂岩油气藏中的重要组成部分。

2 致密砂岩油气藏成因分类

2.1 致密常规油气藏

致密常规砂岩类油气藏系指发育于沉积盆地深部、成因和产状特征类同于常规油气藏的致密砂岩油气藏。此类油气藏属先成藏后致密,分布特征类同于常规油气藏,依据产状可进一步分为致密背斜

类油气藏、致密断块类油气藏、致密地层类油气藏、致密岩性类油气藏等。这类油气藏的形成分为两个阶段,第一阶段为常规油气藏形成阶段,此时储层未致密,油气主要在浮力作用下运移至圈闭中聚集成

藏(图3(a))。第二阶段为油气藏致密化阶段。致密常规油气藏的最基本地质特征是产状同常规油气藏,即与源岩不接触、分布范围局限、存在油气水边界、探井产能高且压力异常高(图3(b))。

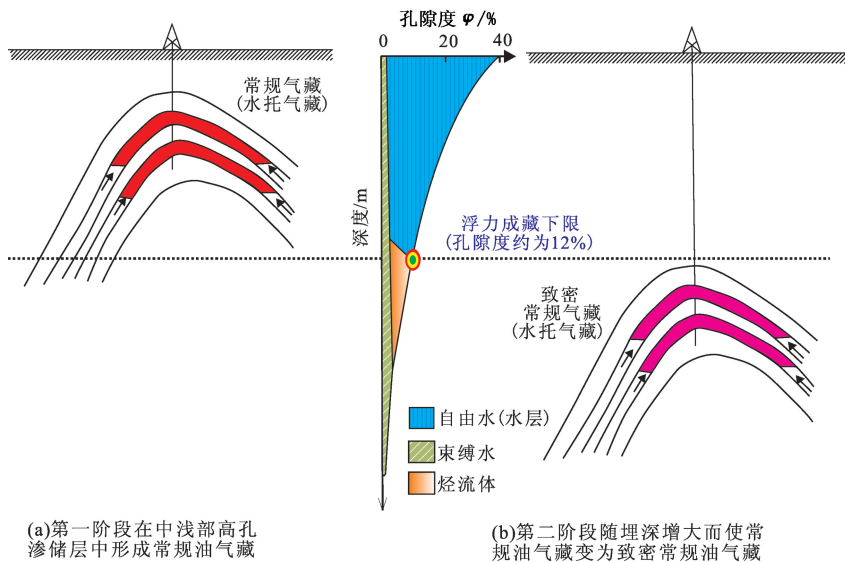


图3 致密常规油气藏的形成机制与分布特征

Fig. 3 Formation mechanism and distribution characteristics of conventional tight hydrocarbon reservoir

2.2 致密深盆油气藏

致密深盆砂岩类油气藏系指发育于沉积盆地深部、主要分布于深坳区或向斜带中的致密砂岩类油气藏(图4)。此类油气藏属先致密后成藏,分布特征不同于常规油气藏,依据产状可进一步分为盆地

灶连续广泛分布、油气聚集不受浮力和盖层控制、探井产能低但储量巨大、油气藏内部缺少统一的油气水边界且产状倒置、稳态情况下内部压力低于静水压力。

2.3 致密复合油气藏

致密复合型砂岩类油气藏系指发育于沉积盆地深部、广泛分布于深坳区、背斜带和斜坡区的非常规致密类油气藏。此类油气藏属于先形成的常规油气藏和晚期形成的深盆油气藏在盆地深部条件下叠加和复合的结果。依据产状特征可进一步分为致密背斜油气藏与深盆油气藏复合形成的致密非常规油气藏、致密地层油气藏与深盆油气藏复合形成的致密非常规油气藏、致密岩性油气藏与深盆油气藏复合形成的致密非常规油气藏等。这类油气藏的形成分为3个阶段(图5)。第一阶段为常规油气藏形成阶段,这一阶段形成的常规油气藏可以是背斜类、地层类,也可能是岩性类(图5(a)上)。第二阶段为致密深盆油气藏形成阶段,这一阶段可能比第一阶段晚但也可能同时进行,主要是在盆地深部的中心区或斜坡带或边缘区形成致密深盆油气藏(图5(a)下)。第三阶段是在埋藏过程中,常规油气藏变成为致密常规油气藏,深盆油气藏范围不断扩大并将致密油气藏全部覆盖而形成更大的统一的致密复合油气藏(图5(b))。

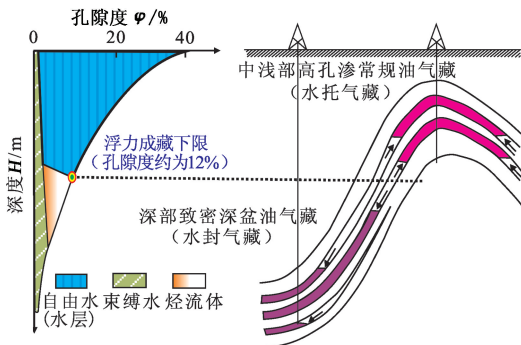


图4 致密深盆油气藏的成因机制与分布特征

Fig. 4 Formation mechanism and distribution

characteristics of deep basin tight hydrocarbon reservoir

边缘区发育的致密深盆类油气藏、盆地中心区发育的致密深盆类油气藏、盆地深坳区发育的致密深盆类油气藏等^[14-15]。这类油气藏的形成是在储层致密化以后,大量油气从源岩中排出后直接进入相邻的致密储层,此时浮力不起主导作用,油气充注主要受体积增大和受热膨胀作用,不断向外排驱孔隙水并拓展分布的范围,形成连续和广泛分布的致密深盆类油气藏。致密深盆油气藏最基本的地质特征为紧邻烃源

2.4 致密油气藏形成演化及其转换

综上所述,致密油气藏依照其成因机制可分为致密常规油气藏、致密深盆油气藏和致密复合油气

藏(表2)。它们在形成之后,随着埋藏深度加大和压实作用增强,其类型可以相互转换,基本原理如图6所示。

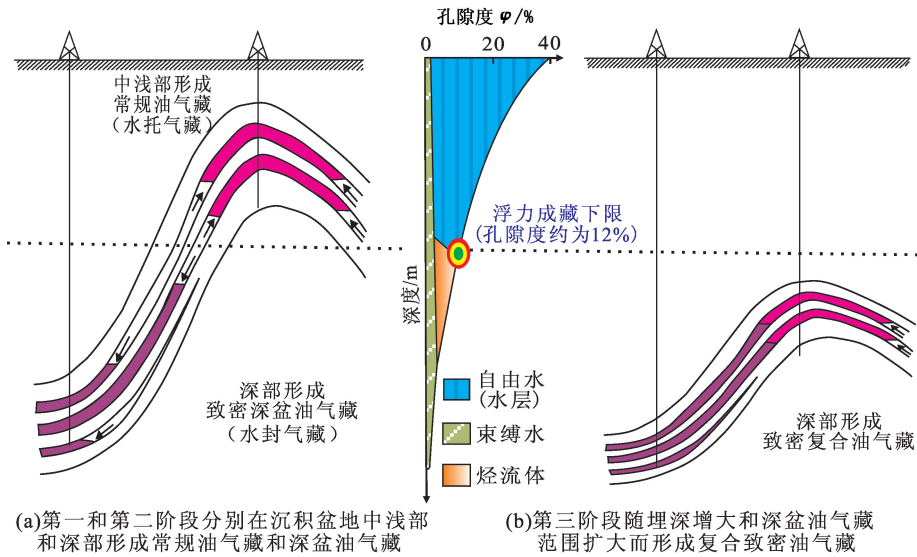


图5 致密复合油气藏的成因机制与分布特征

Fig. 5 Formation mechanism and distribution characteristics of complex tight hydrocarbon reservoir

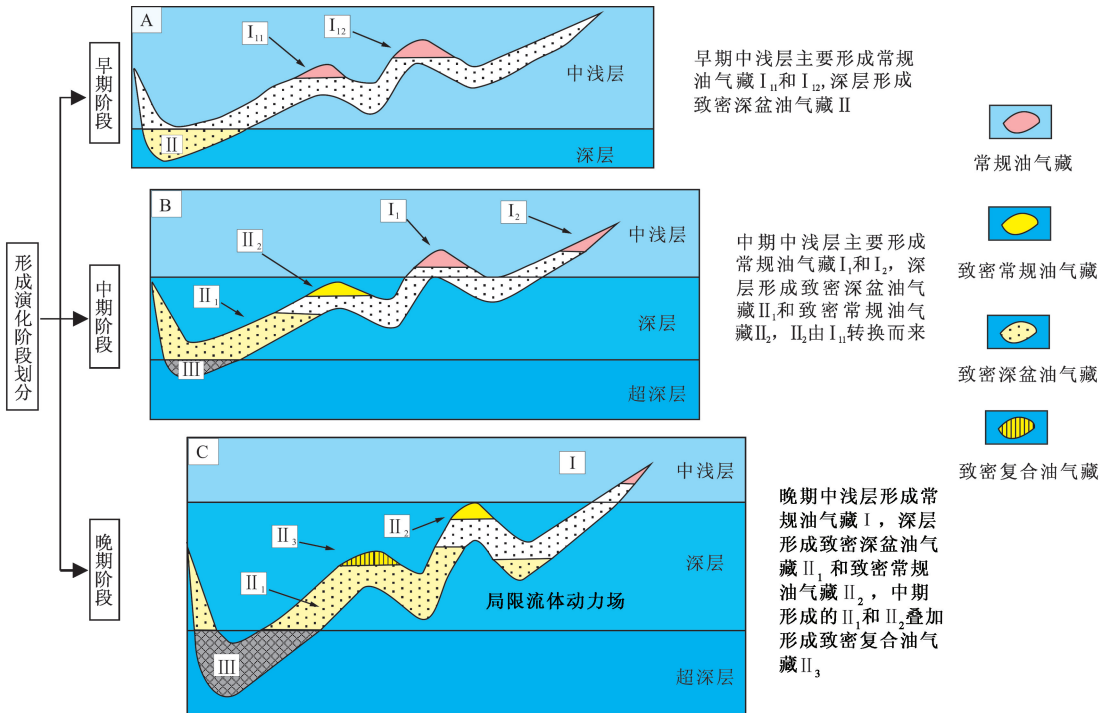


图6 致密油气藏形成演化及其相互关联转换

Fig. 6 Formation evolution and the relevance transformation of tight hydrocarbon reservoir

表 2 沉积盆地深部致密砂岩油气藏分类

Table 2 Classification of tight sandstone hydrocarbon reservoirs in deep sedimentary basins

| 类别 | 详细分类 | 相同基本特征 | 分布特征 | 与常规油气藏差异 | 成藏机制 | | | 致密油气藏发育模式 |
|----------|-----------------------------|--|----------------------------------|--------------------|---------------------------|-------------|------------|-----------|
| | | | | | 主要动力 | 油气充注 | 储层致密 | |
| 致密常规类油气藏 | 致密背斜、致密断块、致密地层、致密岩性 | 砂岩储层孔隙度低 (<12%), 渗透率低 (<1×10 ⁻³ μm ²), 产能较低 | 分布特征类同常规油气藏: 高点汇聚、盖层保护、远离源灶、分布局限 | 埋深较大、储层致密、产能较低 | 浮力运移 油气进入 高孔渗圈 闭 | 发生在储层致密化之前 | 发生在油气聚集后 | 图 3(b) |
| 致密深盆类油气藏 | 盆地深部中心、盆地深部边缘、盆地深部斜坡 | 砂岩储层孔隙度低 (<12%), 渗透率低 (<1×10 ⁻³ μm ²), 产能较低 | 广泛分布, 源储一体, 烃灶生排凹区富集, 无需盖层, 储量巨大 | 油气主要富集在坳陷区 | 毛细管力和分子体积膨胀力 | 发生在储层致密化之后 | 发生在油气聚集前 | 图 4 |
| 致密复合类油气藏 | 深盆背斜复合、深盆断块复合、深盆地层复合、深盆岩性复合 | 砂岩储层孔隙度低 (<12%), 渗透率低 (<1×10 ⁻³ μm ²), 产能较低 | 广泛分布, 顶底受限, 源储一体连续聚集, 凹凸有利, 储量巨大 | 油气分布不受构造隆起和盖层等条件限制 | 早期为浮力, 晚期为毛细管力和分子体积膨胀力之和 | 早期和晚期有油气的充注 | 发生在常规油气聚集后 | 图 5(b) |

3 致密砂岩油气资源评价

3.1 含油气盆地致密砂岩油气资源评价方法和原理

油气从生成到发生运移聚集, 始终遵循物质守恒的普遍地质规律。因此, 对致密砂岩油气的评价可采用生烃潜力法, 理论模型见图 7。生烃潜力法认为, 烃源岩中的有机质在生排烃前后质量不变, 通过研究烃源岩生烃潜力指数 ((S₁+S₂)/TOC) 在沉积剖面上的变化规律可以定量研究源岩的生排烃特征。其中: S₁ 代表岩石中可抽提的游离烃即源岩生成的未发生运移的烃量, S₂ 代表干酪根高温 (300 ~ 600 °C) 热解烃量, TOC 代表源岩有机碳含量^[16-17]。

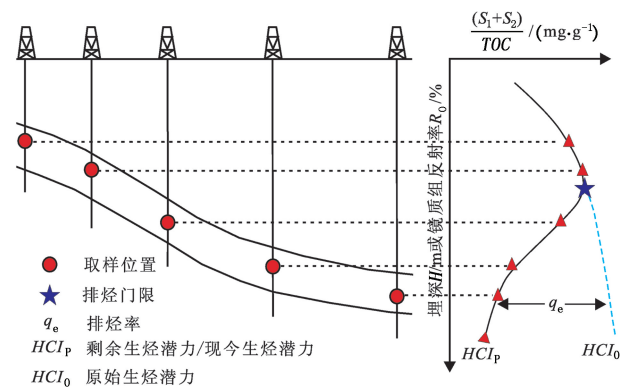


图 7 生烃潜力法确定源岩排烃门限的取样示意图

Fig.7 Sampling schematic diagram of source rock hydrocarbon expulsion threshold using hydrocarbon generation potential method

烃源岩的最大生烃潜力指数为原始生烃潜力指数 (HCl₀), 烃源岩原始生烃潜力指数与剩余生烃潜力指数 (HCl_p) 的差值为排烃率 (q_e), 排烃率即源

岩达到排烃门限后单位有机碳排烃量^[16-17]。

在形成致密油气的盆地和地区, 致密储层一般紧邻烃源岩。绝大多数的含油气盆地的烃源岩排烃门限对应的埋深往往小于其对应储层达到致密的埋深 (图 8), 因此, 烃源岩一旦进入排烃门限, 排出的油气便在浮力的作用下向邻近的储层高部位运移,

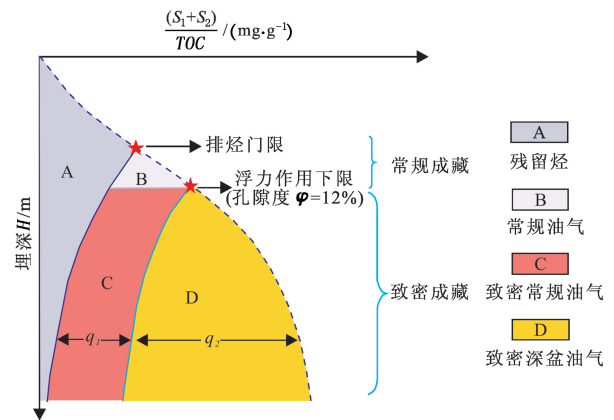


图 8 地质条件下的油气资源序列

Fig.8 Oil and gas resources sequence under geological conditions

此时运移的油气往往形成常规油气藏 (图 8 中 B 部分)。随着埋深的逐渐增大, 岩层孔隙逐渐致密。当储层达到足够的埋深后, 其孔隙度小于 12%, 此时烃源岩排出的烃类流体已不再受浮力作用的控制, 油气直接赋存在源岩附近的致密储层中, 该类油气形成的油气藏即致密深盆油气藏 (图 8 中 D 部分)。对于在烃源岩孔隙度小于 12% 时排出的油气, 尽管其形成的油气藏在地质历史时期属于常规油气藏, 若该类油气藏在现今的埋深变大, 储层孔隙度高度致密 (孔隙度小于 12%), 该类油气藏即构成

了致密常规油气藏(图8中C部分)。

3.1.1 致密常规油气资源评价方法

致密常规油气的资源评价只与浮力作用下的累积排烃量相关。同时,常规油气藏在向致密油气藏的转变中,必然经历了浮力作用下限的埋深,而在进入该埋深之前,排出的油气会源源不断地受浮力作用进入储集层,所以对于受破坏改造以及散失微弱的地区,按照浮力作用下的最大排烃率评价的排烃量即为致密常规油气的资源量。对于受到破坏改造以及油气散失强烈的地区,按照浮力作用下的最大排烃率(图8中 q_1)评价的排烃量即为致密常规油气资源的资源上限。由于构造破坏及散失烃量的研究是石油地质的薄弱环节,定量研究十分困难,在致密常规油气资源的研究中只需确定资源上限即可。

3.1.2 致密深盆油气资源评价方法

致密深盆油气资源在地质历史过程中均不受浮力作用,油气藏形成初始时期即为致密油气藏。由于致密深盆油气藏在形成时一般对应于较大的埋深使得构造破坏和散失等地质作用对致密油气的影响非常微弱,油气得以极大地保存。针对致密深盆油气资源的评价可以近似地认为,与烃源岩最大埋深(构造运动小的地区一般为现今的埋深)对应的、位于浮力作用下限之下排出的排烃率(图8中 q_2)评价的排烃量即为致密深盆油气资源的资源量。

3.1.3 致密油气资源总量评价方法

对于特定的烃源岩而言,其生成的致密油气资源由致密常规油气资源和致密深盆油气资源两个资源序列构成。从生烃潜力剖面上看,烃源岩及其紧邻储层一旦位于浮力作用下限之下,必然存在致密常规和致密深盆两种致密油气资源。因此,对于致密油气资源总量的评价,利用烃源岩进入浮力作用下限后的总排烃率(图8中 q_1+q_2)计算的资源量即为致密油气资源总量。

3.2 含油气盆地致密砂岩油气藏资源评价流程

含油气盆地致密砂岩油气藏资源评价流程可分为以下5个部分:

(1)确定第一套主要目的层和第一套区域性盖层。

(2)研究第一套主要目的层和第一套区域性盖层成岩史。

(3)计算处于致密砂岩储层之内的源岩层排烃总量。对于特定的烃源岩而言,其生成的致密油气资源由致密常规油气资源和致密深盆油气资源两个资源序列构成。在浮力作用下限之下,源岩的累积

排烃率即对应致密常规和致密深盆两个资源序列。致密油气总量的计算模型如下:

$$Q_{\text{总}} = \int_{Z_0}^Z q_0(Z)\rho(Z)TOCSdZ. \quad (9)$$

式中, $Q_{\text{总}}$ 为致密油气资源总量,t; S 为烃源岩的排烃面积, km^2 ; $q_0(Z)$ 为烃源岩的累积排烃率, mg/g ; $\rho(Z)$ 为烃源岩的密度, g/cm^3 ; TOC 为有机碳百分含量,%; Z_0 为烃源岩排烃门限对应的埋深,m; Z 为烃源岩的最大埋深,m。

$$q_e(z) = HCl'_0 - HCl'_p = \mu HCl'_p - HCl'_p = (\mu - 1) \times (S'_1 + S'_2) / TOC, \quad (10)$$

$$\mu = \frac{1 - 0.083(S'_1 + S'_2) / (100TOC')}{1 - 0.083(S_1^0 + S_2^0) / (100TOC^0)}. \quad (11)$$

式中, $(S'_1 + S'_2) / TOC'$ 为进入排烃门限源岩的剩余生烃潜力, mg/g ; $(S_1^0 + S_2^0) / TOC^0$ 为排烃门限对应的生烃潜力, mg/g ; μ 为生烃潜力恢复系数; HCl'_0 为进入排烃门限源岩的原始生烃潜力, mg/g ; HCl'_p 为进入排烃门限源岩的剩余生烃潜力, mg/g 。

(4)计算处于致密砂岩储层区内的源岩在储层高孔渗阶段的排烃量。处于致密砂岩储层区内的源岩在储层高孔渗阶段的排烃量(致密常规油气)计算模型如下:

$$Q_{\text{常}} = E_{\text{常}} S, \quad (12)$$

$$E_{\text{常}} = \int_{Z_0}^Z q_1(Z)\rho(Z)TOCdZ. \quad (13)$$

式中, $Q_{\text{常}}$ 为形成的致密深盆油气资源量,t; $E_{\text{常}}$ 为烃源岩排致密常规油气的排烃强度, t/km^2 ; $q_1(Z)$ 为烃源岩排致密常规油气的排烃率, mg/g ,当进入浮力作用下限深度时(储层孔隙度小于12%),各埋深段烃源岩的 $q_1(Z)$ 保持相同(也即相当于孔隙度等于12%时的排烃率)。

(5)计算处于致密砂岩储层区内的源岩在储层致密后的排烃量。

处于致密砂岩储层区内的源岩在储层致密后的排烃量(致密深盆油气)计算模型如下:

$$Q_{\text{深}} = E_{\text{深}} S, \quad (14)$$

$$E_{\text{深}} = \int_{Z_0}^Z q_2(Z)\rho(Z)TOCdZ. \quad (15)$$

式中, $Q_{\text{深}}$ 为形成的致密深盆油气资源量/t; $E_{\text{深}}$ 为烃源岩排致密深盆油气的排烃强度, t/km^2 ; $q_2(Z)$ 为烃源岩排致密深盆油气的排烃率, $q_2(Z) = q_0(Z) - q_1(Z)$, mg/g 。

3.3 含油气盆地致密砂岩油气资源评价参数选择

3.3.1 烃源岩层地质地化特征

对于同一沉积盆地而言,烃源岩的基本地质地化特征可以通过烃源岩的厚度、有机母质丰度、有机

母质类型、有机母质成熟度 4 个地质参数来表征。因此,评价烃源岩地化特征,需要完成相关图件的编制。

3.3.2 烃源岩层生排油气模式

受烃源岩有机母质丰度、类型、成熟度等地化特征的控制,烃源岩生排油气的模式存在差异,具体表现为烃源岩排气早于排油、烃源岩排油早于排气、烃源岩只排气不排油、烃源岩排油不排气和烃源岩既不排油也不排气模式^[17]。

在进行地质参数的研究中,还包括选择具有代表性意义的地史、热史等资料,这主要包括建立 4 种函数关系式:① 孔隙度随埋深变化规律;② 转化程度随埋深的变化规律;③ 地温随埋深或地史时间的变化规律;④ 地层水矿化度随埋深或地史时间的变化规律。详细建立过程见文献[18]。

3.4 含油气盆地致密砂岩油气资源评价成果表征

3.4.1 南堡凹陷烃源岩层排油气量与相对资源量评价结果

南堡凹陷位于中国渤海湾盆地北部,凹陷面积 1900 km²,自北向南分别为陆上的老爷庙构造、北堡构造、高尚堡-柳赞构造;滩海的南堡 1 号、南堡 2 号、南堡 3 号、南堡 4 号、南堡 5 号构造(图 9)^[19]。2007 年底,南堡凹陷已探明三级油气储量 10 亿吨。本区发育古近系东三段、沙一段和沙三段 3 套主力烃源岩,前人曾进行了详细的地化研究^[20]。但本区

烃源岩在定量研究方面一直比较薄弱,由此导致历次资评的结果存在较大差异,极不利于进一步指导油气勘探。

按照致密油气资源的评价流程,首先建立南堡凹陷三套主力烃源岩的生烃潜力剖面,由于烃源岩存在一定的非均质性,采用了加权平均方法建立生烃潜力变化曲线(图 10),根据生烃潜力曲线可知,本区东三段、沙一段和沙三段三套烃源岩的排烃门限对应的埋深分别为 3.774、3.960 和 3.807 km。其次,通过对本区 25 296 个数据点的统计,建立南堡凹陷储层孔隙度随埋深的关系(图 10),本区储层孔隙度为 12% 的埋深大致为 4.2 km,表明本区浮力作用的下限约为 4.2 km。基于生烃潜力法的研究过程,同时结合致密油气资源的评价流程,最终获得南堡凹陷三套主力烃源岩的生烃量和排烃量;区分出致密常规油气和致密深盆油气的资源量(图 11、表 3)。研究结果表明,南堡凹陷东三段、沙一段和沙三段三套烃源岩生烃量分别为 63.76×10⁸、60.86×10⁸ 和 82.69×10⁸ t;排烃量分别为 22.24×10⁸、30.65×10⁸ 和 63×10⁸ t;致密油气资源量分别为 9.33×10⁸、26.29×10⁸ 和 58.3×10⁸ t,其中致密深盆油气分别占致密油气的 40.1%、48.24% 和 67.43%。结合烃源岩与储层的分布及接触关系,预测致密复合油气的资源量分别为 0.68×10⁸、4.26×10⁸ 和 11.55×10⁸ t。

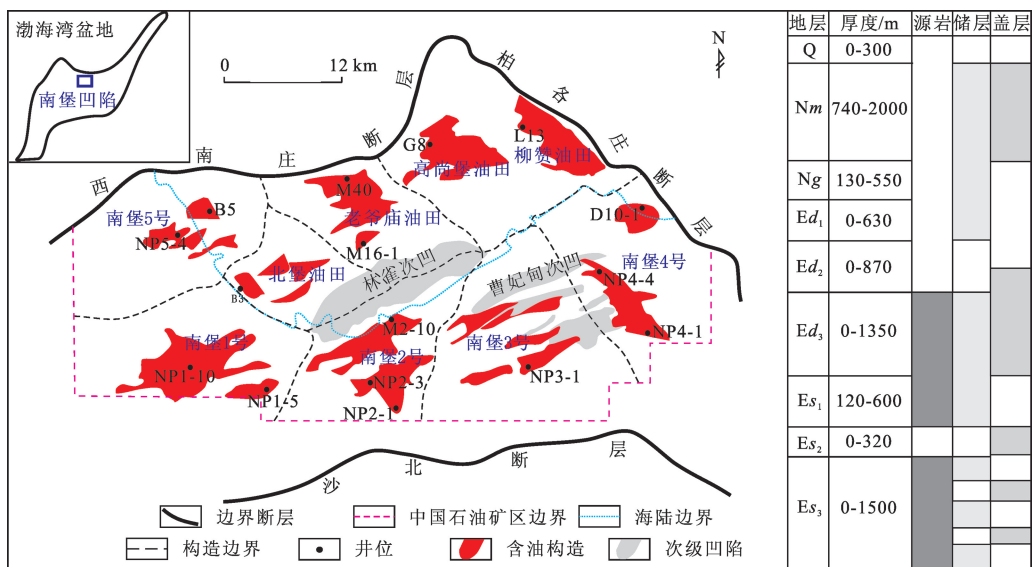


图 9 南堡凹陷构造区划分及生储盖组合示意图

Fig. 9 Structural division and reservoir-seal assemblage schematic drawing of Nanpu depression

3.4.2 中国主要盆地烃源岩排烃量研究及资源量评价结果

对中国典型盆地和地区的致密油气资源评价结

果表明:塔里木盆地的致密油气资源是常规油气资源的 3~4 倍,其中致密深盆油气是致密常规油气的 1~2 倍;渤海湾盆地南堡凹陷的致密油气资源是常

规油气资源的4~5倍,其中致密深盆油气是致密常规油气的2~3倍;塔里木盆地库车坳陷的致密油气资源是常规油气资源的5~6倍,其中致密深盆油气

是致密常规油气的1~2倍;四川盆地川西坳陷的致密油气资源是常规油气资源的30倍以上,其中致密深盆油气是致密常规油气的2~3倍。

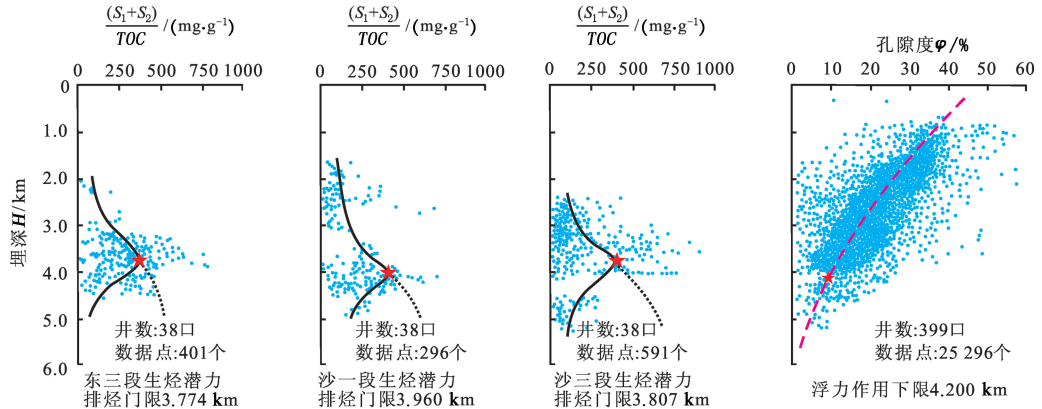


图10 南堡凹陷烃源岩生烃门限与浮力作用下限划分

Fig. 10 Hydrocarbon generation threshold of source rocks and buoyancy effect threshold in Nanpu depression

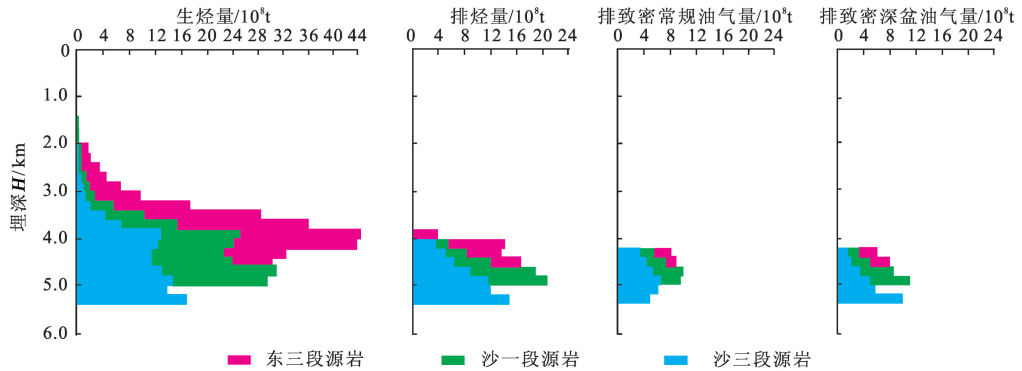


图11 南堡凹陷不同埋深下的源岩生排烃与资源潜力评价结果

Fig. 11 Hydrocarbon generation and expulsion of source rocks and resources potential evaluation results of different depth in Nanpu depression

表3 中国主要盆地源岩排烃量研究及资源量评价结果

Table 3 Hydrocarbon expulsion amount of source rocks and resources evaluation results of the main sedimentary basins in China

| 地区 | 烃源岩层位 | 排烃量/ 10 ⁸ t | 常规 油气/ 10 ⁸ t | 致密 油气/ 10 ⁸ t | 致密油气 所占比例/ % | 致密深 盆油气/ 10 ⁸ t | 致密深盆 油气所占 比例/% | 致密常规 油气/ 10 ⁸ t | 致密常规 油气所占 比例/% | 致密复 合油气/ 10 ⁸ t | 致密复合 油气所占 比例/% |
|-----------|--------|---------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------|
| 南堡 凹陷 | 古近系东三段 | 22.24 | 12.91 | 9.33 | 41.95 | 8.92 | 40.10 | 0.41 | 1.84 | 0.68 | 5.27 |
| | 古近系沙一段 | 30.65 | 4.36 | 26.29 | 85.78 | 14.79 | 48.24 | 11.50 | 37.52 | 4.26 | 13.90 |
| | 古近系沙三段 | 63.00 | 4.70 | 58.30 | 92.54 | 42.48 | 67.43 | 15.82 | 25.11 | 11.55 | 18.33 |
| | 油气总量 | 115.89 | 21.97 | 93.92 | 81.04 | 66.18 | 57.11 | 27.74 | 23.94 | 16.49 | 14.23 |
| 川西 坳陷 | 下侏罗统 | 11.48 | 0.17 | 11.31 | 98.52 | 6.77 | 58.94 | 4.54 | 39.55 | 5.14 | 44.77 |
| | 上三叠统 | 744.21 | 19.83 | 724.38 | 97.34 | 527.20 | 70.84 | 197.18 | 26.50 | 142.67 | 19.17 |
| | 油气总量 | 755.69 | 20.00 | 735.69 | 97.35 | 533.97 | 70.66 | 201.72 | 26.69 | 147.81 | 19.56 |
| 库车 坳陷 | 侏罗系 | 1436.55 | 67.01 | 1369.54 | 95.34 | 607.46 | 42.29 | 762.08 | 53.05 | 142.89 | 9.95 |
| | 三叠系 | 950.83 | 304.57 | 646.26 | 67.97 | 457.32 | 48.10 | 188.94 | 19.87 | 378.76 | 39.83 |
| | 油气总量 | 2387.40 | 371.60 | 2015.80 | 84.44 | 1064.78 | 44.60 | 951.02 | 39.83 | 521.65 | 21.85 |
| 塔里木 盆地 | 奥陶系 | 824.11 | 516.06 | 308.05 | 37.38 | 172.13 | 20.89 | 135.92 | 16.49 | 330.31 | 40.08 |
| | 寒武系 | 3587.62 | 504.00 | 3083.62 | 85.95 | 1936.01 | 53.96 | 1147.61 | 31.99 | 648.56 | 18.08 |
| | 油气总量 | 4411.73 | 1020.06 | 3391.67 | 76.88 | 2108.14 | 47.78 | 1283.53 | 29.09 | 978.87 | 22.19 |

由此可知,中国主要含油气盆地致密油气资源的资源潜力远大于常规油气资源的资源潜力,目前中浅部见到和已发现的常规油气资源不足盆地内油气资源总量的25%,大于75%的油气资源富集在孔隙度小于12%、渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密砂岩储层内。在致密油气资源中,致密常规油气资源大致超过油气总资源的25%,致密深盆油气资源超过50%,四川盆地和南堡凹陷则超过了70%。另外,以致密复合形式存在的油气资源大致超过油气总资源的15%。

4 结 论

(1) 致密砂岩油气藏依据成因分为致密常规油气藏、致密深盆油气藏和致密复合油气藏3类。

(2) 致密砂岩油气的成因与烃源岩的生排烃关系密切,在浮力作用下限之下,烃源岩排出的烃量可直接构成致密深盆油气资源;在浮力作用下限之上,烃源岩排烃构成常规油气,经晚期深埋后亦构成致密常规油气资源。基于浮力作用下限的统计规律,采用生烃潜力法即可定量评价研究区的致密油气资源,区分致密常规油气资源及致密深盆油气资源。

(3) 目前中国中浅部见到的和已发现的常规油气资源不到盆地内富集资源总量的25%,大于75%的油气资源富集在孔隙度小于12%、渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密砂岩储层内,其中大于50%的致密油气属于致密深盆油气资源。致密油气资源是今后含油气盆地挖潜勘探和可持续发展的最主要方向。

参考文献:

- [1] CHARPENTIER R R, DOLTON G L, ULMISHEK G F. Annotated bibliography of methodology for assessment of undiscovered oil and gas resources[J]. *Natural Resources Research*, 1995,4(2):154-186.
- [2] SCHMOKER J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11):1993-1999.
- [3] WELTE D H, SCHAEFER R G, STOESSINGER W, et al. Gas generation and migration in the deep basin of Western Canada [C]//MASTERS J A. *Elmworth: case study of a deep basin gas field*. AAPG Memoir 38, 1984, 35-47.
- [4] MASTERS J A. Lower Cretaceous oil and gas in Western Canada [C]//MASTERS J A. *Elmworth: case study of a deep basin gas field*. AAPG Memoir 38, 1984, 1-33.
- [5] SMITH D G, ZORN C E, ROBERT M S. The paleogeography of the Lower Cretaceous of Western Alberta and

Northeastern British Columbia in and adjacent to the deep Basin of the Elmworth area [C]//MASTERS J A. *Elmworth: case study of a deep basin gas field*. AAPG Memoir 38, 1984, 79-114.

- [6] 王涛. 中国深盆气田 [M]. 北京:石油工业出版社, 2002:1-290.
- [7] 张凤奇,王震亮,武富礼,等. 低渗透致密砂岩储层成藏期油气运移的动力分析[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2012,36(4):32-38.
ZHANG Feng-qi, WANG Zhen-liang, WU Fu-li, et al. Dynamic analysis on hydrocarbon migration of accumulation periods in low permeability-tight sandstone reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2012,36(4):32-38.
- [8] 赵艳,吴胜和,徐樟有,等. 川西新场气田上三叠统须家河组二段致密砂岩优质储层控制因素[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2010,34(4):1-6.
ZHAO Yan, WU Sheng-he, XU Zhang-you, et al. Control factors of compacted high-quality sandstone reservoirs of member 2 of Xujiahe formation, upper Triassic in Xinchang gas field of Western Sichuan depression [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2010,34(4):1-6.
- [9] 关德师,牛嘉玉,郭丽娜,等. 中国非常规油气地质 [M]. 北京:石油工业出版社, 1995:1-185.
- [10] 庞雄奇,金之钧,姜振学,等. 深盆气成藏门限及其物理模拟实验 [J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(3): 207-214.
PANG Xiong-qi, JIN Zhi-jun, JIANG Zhen-xue, et al. Critical condition for gas accumulation in the deep basin trap and physical modeling [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(3): 207-214.
- [11] LAW B E. Basin-centered gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11):1891-1919.
- [12] 姜振学,林世国,庞雄奇. 小草湖地区西三套组致密砂岩气藏类型判识 [J]. *天然气工业*, 2006, 26(9): 4-7.
JIANG Zhen-xue, LIN Shi-guo, PANG Xiong-qi. Discrimination of types of tight sand gas reservoirs in Xisanyao formation in Xiaocaoahu area [J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(9): 4-7.
- [13] 马新华. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气特点与成藏机理探讨 [J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(2): 230-236.
MA Xin-hua. Discussion on characteristics and reservoiring mechanism of deep basin gas in Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(2): 230-236.

(下转第56页)