

黄骅坳陷沧东凹陷孔店组石油资源潜力及勘探方向

姜文亚^{1,2}, 王娜², 汪晓敏², 林常梅², 祝必兴²,
代昆², 于超², 邹磊落²

1 中国石油大学(北京); 2 中国石油大港油田公司

摘要 渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷的主要烃源岩层系为古近系孔店组二段, 它生成的油气主要富集于孔店组和沙河街组储层中。在石油地质条件综合分析的基础上, 以孔二段优质烃源岩为核心, 建立了源上孔一段构造-岩性油藏、源侧孔二段地层-岩性油藏和源内页岩油等3种成藏模式。采用改进的成因法进行常规油与页岩油资源评价, 其核心思想是用剥离计算的生烃量、排烃量及残留烃量进行约束, 采用多参数类比法计算运聚系数并评价常规油资源, 采用质量含油率法评价页岩油资源。评价结果表明: 沧东凹陷孔店组常规石油资源量约为 $6.9 \times 10^8 \text{t}$, 页岩油资源量约为 $6.8 \times 10^8 \text{t}$; 孔店组剩余石油资源分布在源上孔一段构造-岩性油藏、中低斜坡区地层-岩性油藏和湖盆中心区页岩油等3大领域。页岩油资源潜力巨大, 是未来最主要的勘探接替领域。

关键词 地质条件; 资源潜力; 勘探方向; 石油; 沧东凹陷; 黄骅坳陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE155

文献标识码: A

0 前言

沧东凹陷位于黄骅坳陷南部, 是渤海湾盆地主要富油凹陷之一。与其他富油凹陷相比, 沧东凹陷主力生烃层系集中, 盆地改造程度强, 原油富集程度高^[1-3]。第三次资源评价针对常规资源采用成因法进行了盆地资源量的计算, 采用统计法、类比法进行区带资源量计算, 得到的石油资源量为 $5.1 \times 10^8 \text{t}$ 。受勘探程度的限制, 上次评价中对运聚单元划分和关键输入参数的研究尚缺乏系统性, 因此, 不同单元运聚系数的取值较低, 所计算的凹陷资源量偏低。目前沧东凹陷已探明石油地质储量高达 $4.1 \times 10^8 \text{t}$, 近年来还在孔店组一段(简称孔一段)、孔二段发现了2个五千万吨级的增储区, 已发现的资源量超过了第三次资评的总地质资源量。此外, 在勘探过程中, 长期视为烃源岩层段的孔二段油气显示活跃, 多口井试油均获得工业油流, 这揭示了湖盆中心区页岩油具有相当大的勘探潜力。但由于缺乏长期试采数据, 很难采用EUR类比法进行页岩油资源评价, 特别是针对不

同甜点层段的资源评价难度更大。

鉴于近年来勘探发现与之前资源评价结果之间存在较大矛盾, 迫切需要从资源评价方法以及参数优选等方面进行攻关研究, 并开展新一轮油气资源评价, 以指导勘探部署。本文选择沧东凹陷孔二段常规与非常规石油评价为研究重点, 主要探讨成因法与类比法在成熟区带的应用条件与参数的优化取值, 客观落实石油资源空间分布, 明确勘探潜力和方向。

1 沧东凹陷基本石油地质条件

沧东凹陷位于孔店凸起以南, 夹持于沧东、徐西两大断裂之间(图1a), 为一个大型复式地堑构造, 面积约 1800km^2 。研究区油气勘探程度较高, 钻探已经揭示了古生界、中生界、新生界孔店组、沙河街组及馆陶组等10套含油层系。钻井揭示的烃源岩主要分布在石炭系—二叠系、古近系的孔二段和沙河街组(图1b)。上古生界煤系烃源岩主要以生气为主, 生成的少量原油主要聚集在前古近系潜山储层中; 沙河街组烃源岩埋藏浅, 演化程度低, 仅在部分地区形成

收稿日期: 2018-12-08; 改回日期: 2019-05-31

本文受中国石油集团重大专项“中国石油第四次油气资源评价”之课题“大港探区第四次油气资源评价”(编号: 2013E-0502-0402)和国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”之课题“我国含油气盆地深层油气分布规律与资源评价”(编号: 2017ZX05008-006)联合资助

第一作者: 姜文亚, 中国石油大学(北京)在读博士研究生, 高级工程师, 长期从事油气成藏及综合评价等方面的研究工作。通信地址: 300280 天津市滨海新区幸福路 1278 号; E-mail: jiangwya@petrochina.com.cn

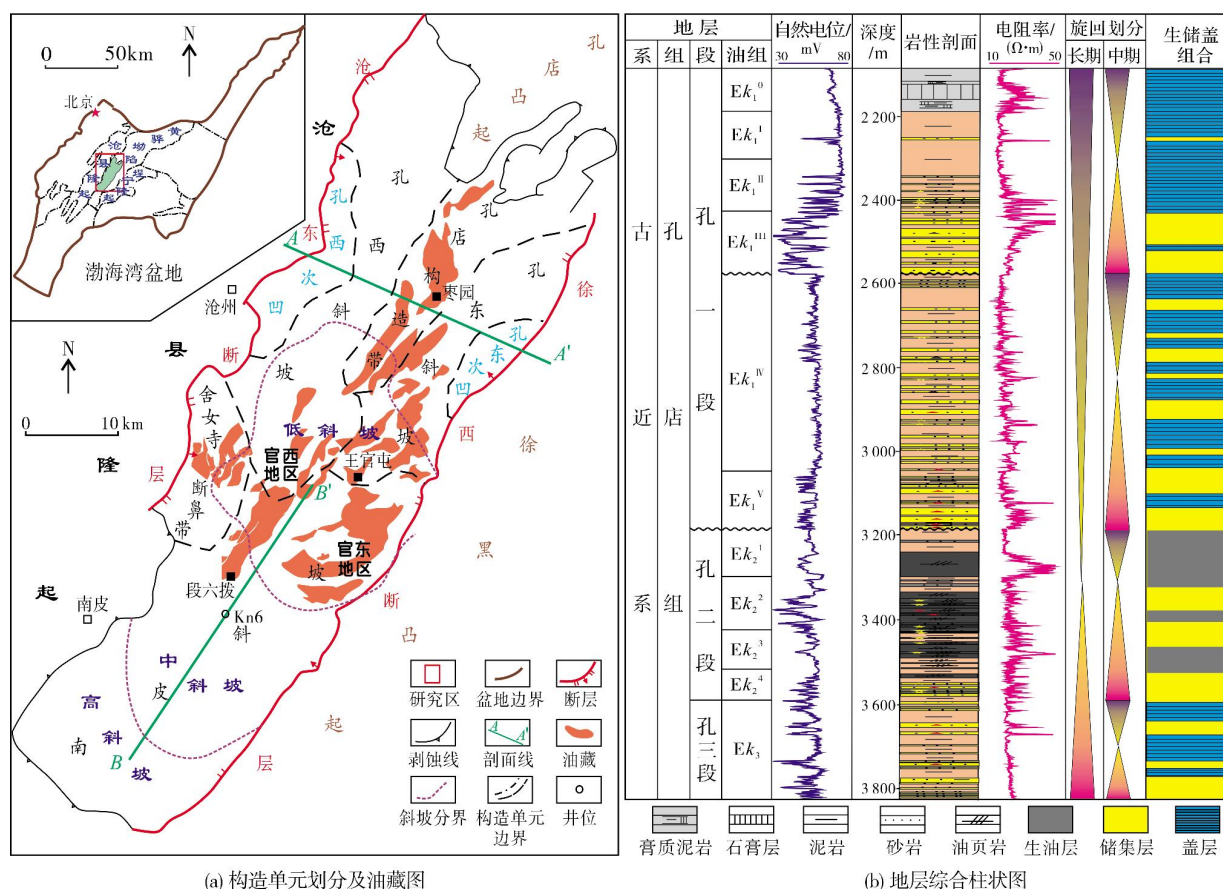


图1 黄骅坳陷沧东凹陷构造单元划分及地层综合柱状图

自生自储的低熟油藏。油源对比结果显示:孔二段烃源岩生成的油气主要富集在有利圈闭的孔店组三角洲砂体中,累计探明石油地质储量 $3.71 \times 10^8 \text{ t}$,占沧东凹陷总探明储量的90%以上,具有高效聚集的特征(图1)。沧东凹陷的石油资源需要从成因机理方面进行解剖认识,从而揭示常规与非常规油的分布规律。

1.1 凹陷形成与演化特征

沧东凹陷在孔二段沉积时期是一个完整的湖盆。湖盆发育早期(孔三段—孔二段沉积期)为印支期、燕山期古向斜背景上形成的坳陷型湖盆,孔三段沉积时期沧东断层和徐西断层并不是控制沉积凹陷的主要边界断层,孔二段沉积时期沧东断层和徐西断层也可能仅仅是对孔南地区北部的沉积作用有一定的控制^[4]。孔一段沉积时期开始由坳陷型盆地转变成强烈的断陷盆地,地壳应变速率增高,盆地结构演变为断陷,沧东断层和徐西断层在深部韧性壳层中拆离滑脱,控制沧东凹陷形成坳断转换型湖盆。

研究区在孔店组沉积期受2期构造叠加改造,形成了2种不同类型的斜坡构造,即沧东凹陷北段的孔西、孔东构造反转型斜坡和南段的南皮负向沉积型斜坡^[5]。从古近系沉积响应特征来看,这2期构造导致湖盆先坳后断,先统一后分化:北段叠加改造,早期湖盆边缘相剥蚀,湖盆中心反转形成孔店构造带,两侧则形成孔西斜坡和孔东斜坡,使得孔二段残余湖盆面积仅为原型盆地面积的60%;而南段的南皮斜坡呈现迁移与继承并存的特征。

1.2 生储盖组合与油气分布

在井震结合层序划分与层序地层格架建立的基础上,将沧东凹陷孔店组划分为1个二级层序、4个三级层序(SQEK_3 、 SQEK_2 、 $\text{SQEK}_1^{\text{IV-V}}$ 、 $\text{SQEK}_1^{\text{0-III}}$)和12个体系域,多套的旋回组合纵向上构成了一套完整的、自成系统的生储盖组合^[6-7],主要表现为以孔二段暗色泥岩和油页岩为烃源岩(或盖层),孔一段石膏层和(膏质)泥岩为盖层,孔二段三角洲前缘席状砂和湖

相白云岩为致密储层、不同时期发育的多套砂岩为储层的多套成藏组合(图1b)。

1.2.1 烃源岩特征

沧东凹陷孔二段属稳定的封闭、半封闭环境的湖盆沉积, 钻井揭示有效烃源岩最大厚度可达400m。该套烃源岩有机质丰度高, 有机碳含量平均为3.26%, 氯仿沥青“A”含量平均为0.35%, 总烃含量平均为0.22%; 有机质类型以Ⅰ型和Ⅱ₁型为主; R_o 一般在0.50%~0.92%之间。另外, 孔二段烃源岩富含蓝藻类水生生物, 加之多期火山活动对烃源岩的早期演化起到了催化作用, 使得孔二段烃源岩具有早生早排的特点。

孔二段泥页岩在全区广泛分布:南起灯明寺地区,北至自来屯地区,西至沧东断层,东至徐西断层。已揭示的厚度在126~465 m之间,为一套湖侵沉积体系,主要分为3种岩相:暗色泥页岩相、砂泥岩相及少量的碳酸盐岩相。暗色泥页岩主要分布于沧东凹陷

中部,而向东、向南和向北方向分别发育了细砂—粉砂岩带和更粗粒的沉积岩。富有机质泥页岩主要分布在深凹区及斜坡区的半深湖—深湖相中,平面上主要集中在风化店—王官屯一段六拔—小集一带,岩性主要为黑色页岩、深灰色泥岩、油页岩、粉砂岩及泥灰岩等。泥页岩累计厚度最高可达400 m,部分井段纯页岩厚度达70~80 m,这为孔二段岩性油藏和页岩油的形成奠定了物质基础^[8]。

孔二段暗色块状泥岩有机质丰度很高:TOC平均为3.07%,最高达9.23%,风化店—王官屯地区的TOC相对较高(图2a); S_1+S_2 平均为19.46 mg/g,最大为69.91 mg/g;氯仿沥青“A”含量平均为0.35%,总烃含量平均为0.21%。而页理发育的油页岩有机碳含量明显高于块状泥岩,TOC平均值可达4.5%,高值区分布与油页岩厚度中心基本一致,分布于风化店—王官屯地区(图2b)。

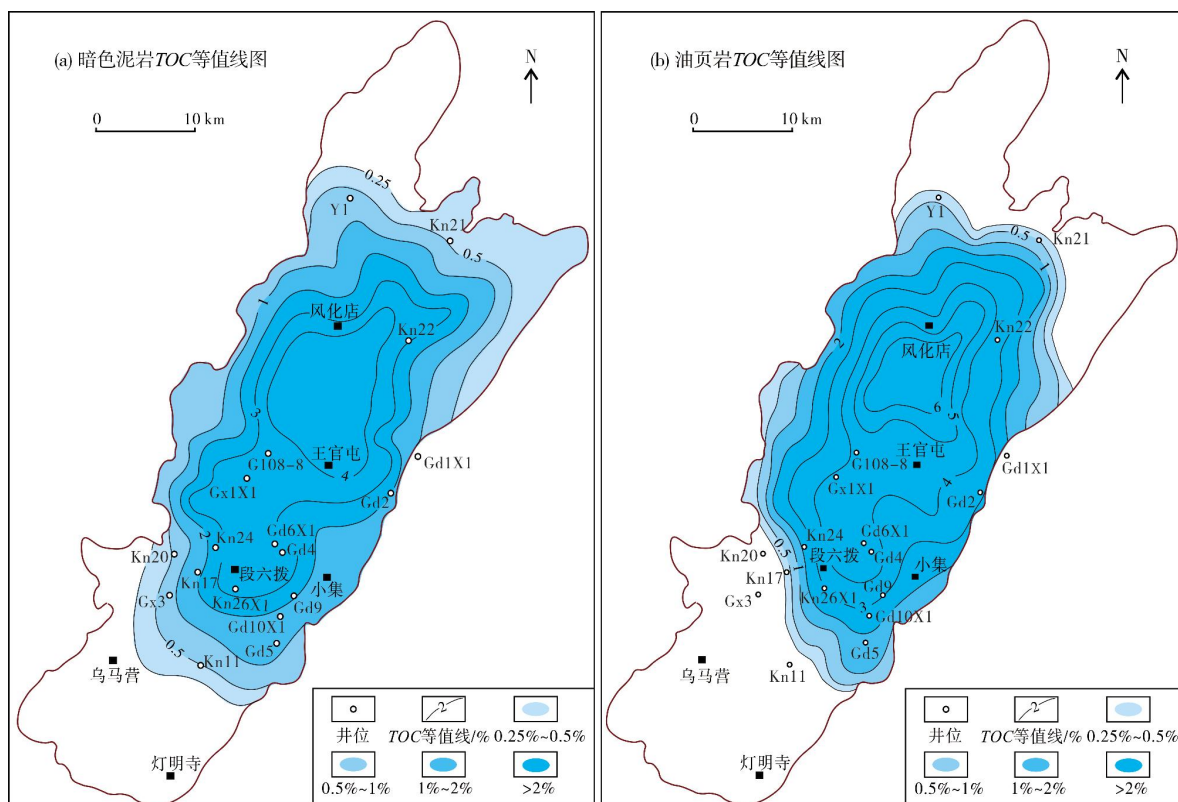


图2 黄骅坳陷沧东凹陷孔二段烃源岩TOC等值线图

1.2.2 储层特征

沧东凹陷孔店组发育冲积扇、辫状河三角洲、水下扇、湖泊等沉积相类型。孔二段沉积期受到西北

部、东北部、东南部和西南部4大物源、10个子物源的影响,主要发育三角洲—水下扇—湖泊沉积体系,在中外环带形成富砂相带^[9-11],砂岩平均孔隙度达到

10%以上,渗透率平均值达到 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔二段整体储集性能较好。而在内环带形成细粒混合沉积,近年来证实其也具有一定的储集空间,具备形成页岩油的条件^[12-14]。上部孔一段冲积扇较发育,物源主要来自盆地周缘的剥蚀区,储层物性好。地层与复杂断裂匹配,易于形成断鼻、断块、逆牵引背斜等有利构造圈闭。

1.2.3 盖层特征

沧东凹陷孔一段石膏层为稳定分布的区域盖层,孔二段的泥岩既是烃源岩又可作为盖层。区域盖层对油气纵向运移起遮挡作用,在油源充足和储层条件良好的前提下,直接位于区域盖层之下的储层通常是油气最富集的层位,但能否充满下部储层取

决于油源条件和圈闭容积。

2 常规与非常规石油成藏模式

2.1 成藏特征与富集规律

虽然历经了几十年的勘探,沧东凹陷的勘探的主体还是集中在正向二级构造带中。从凹陷整体来看,其主要成藏特征为:孔二段有效烃源岩的分布范围控制了油气的平面分布,有利储集相带控制油气富集高产,油气沿主干断裂带呈现复式聚集的特征^[15-17]。除正向二级构造带以外,近年来在孔西斜坡、孔东斜坡及凹陷中部发现了孔二段源-储一体的大面积连片的岩性油藏及页岩油^[18](图3)。

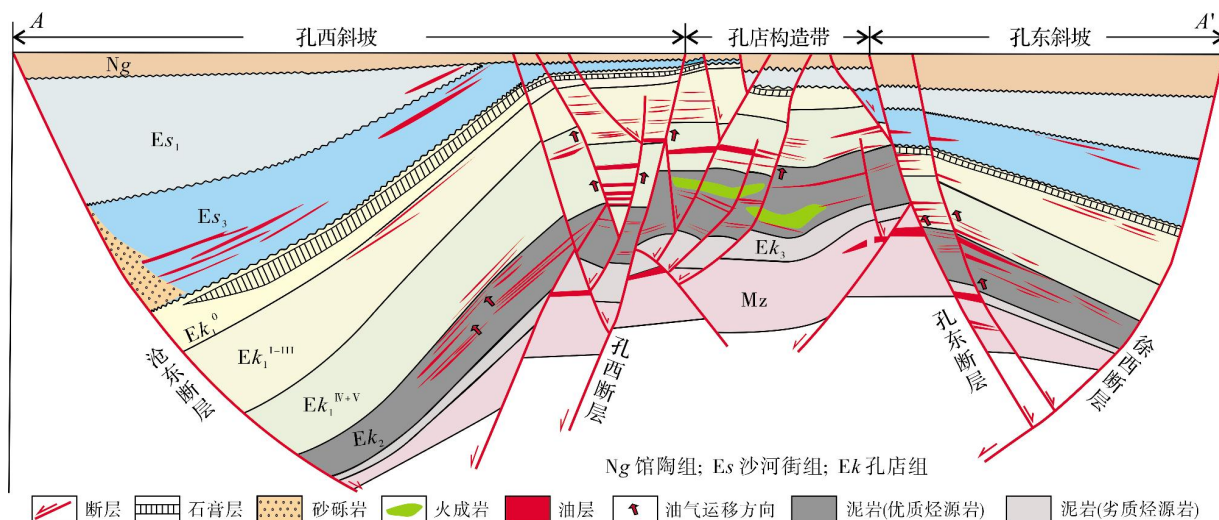


图3 黄骅坳陷沧东凹陷油气分布模式图

剖面位置见图1a

2.2 成藏主控因素与模式

孔二段作为沧东凹陷的主要生烃层系,生成的油气要么原地残留或近源充注,要么沿油源大断裂向上部浅层运移(图3),因此形成了以烃源岩为核心的源上、源侧和源内等3种成藏模式^[15]。

2.2.1 源上构造油藏成藏模式

孔二段烃源岩生成的油沿主要油源断裂向上部运移,在与油源断裂接触发育的孔一段逆牵引背斜、挤压背斜、滑塌背斜、断鼻和断块中充注,从而形成这5种类型的构造油藏。例如,王官屯油田和枣园油田受近东西向的斜切断层切割,在徐西断层根部形

成一系列断鼻构造,从而形成断鼻油藏;枣园油田和乌马营油田等受古近系断层影响,孔二段局部发生挠曲变形而形成背斜圈闭,油气沿断裂垂向运移至孔二段顶部,聚集形成背斜油藏。因此,有利的构造背景和油源断裂的匹配是源上构造油藏形成的关键。

2.2.2 源侧地层-岩性油藏成藏模式

孔二段沉积时期发育4大物源体系和11个朵叶体^[10],研究区砂体自湖盆边缘向湖盆中心逐渐减薄,形成砂岩岩性尖灭的格局;孔一段沉积末期,凹陷北部湖盆中心发生构造反转形成孔店构造带,受其影响,原型盆地低斜坡孔二段及沉积形成的砂体也随之反转,形成了上倾尖灭岩性圈闭,从而形成上倾尖

页岩性油藏(图3)。

2.2.3 源内页岩油成藏模式

凹陷的低斜坡发育细粒沉积岩,宏观上表现为以泥页岩为主。通过岩石成分分析及镜下鉴定,该套细粒沉积岩可以划分为厚层灰质白云岩、厚层长英质页岩、纹层状混积岩及薄层状灰质白云岩等4类。这4类细粒沉积岩均具有良好的生烃能力,同时也具备一定的储集能力,可以形成典型的源-储一体的页岩油油藏。由于不同岩类具有不同品质的烃源岩和储层特性,因此其配置关系决定了页岩油甜点区在空间上的展布。例如:千层饼式(图4a)与互层式(图4b)源-储配置能使烃源岩与储层形成指状交叉、频繁互层的紧密接触,从而更利于页岩油聚集成甜点;而夹层式(图4c)源-储配置中储层品质与烃源岩品质难以同时兼顾,且二者的相对接触面积要小于千层饼式与互层式源-储配置,但当厚层烃源岩所夹持的储层厚度也较大时(达到工业开采的厚度下限)也会成为甜点区(图4)。

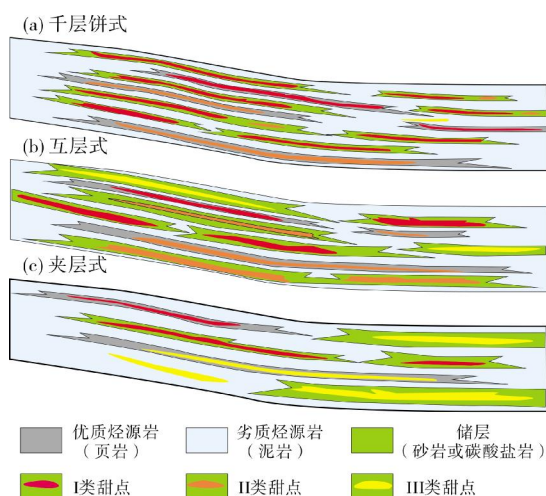


图4 黄骅坳陷沧东凹陷孔店组页岩油不同岩类配置关系模式图

3 常规与非常规石油资源潜力评价

资源评价体系包括统计法、类比法和成因法等3大类,不同的资源类型应选择不同的评价方法或不同方法的组合,从而使评价结果更具客观性。沧东凹陷常规石油资源的评价采用统计法、资源丰度类比法和成因法,最终结果由这3种方法的结果再加权取值所获得;页岩油资源的评价采用小面元容积法和

资源丰度类比法获得^[19]。

3.1 油气资源评价方法简介

传统成因法计算油气资源量的基本原理是:按照石油天然气成因机理或者假设,通过计算评价单元内烃源岩的生烃量,按照油气运移聚集的主控因素确定运聚系数,两者相乘得到评价单元的油气资源量。目前,随着烃源岩评价技术以及有机地球化学实验分析技术的进步,以盆地模拟为主的成因法,已经能够很好地揭示评价区内各烃源灶的生烃潜力,但由于目前在油气运聚模拟方面还存在诸多的技术难题,尚无法在工业评价中真实地重建油气运聚成藏过程,从而难以直接得到各勘探目标的工业聚集体(资源量),尤其是页岩油等的富集资源量。

本文提出的成因法综合评价常规油与非常规页岩油资源的思路是:将干酪根生烃过程视作体积膨胀过程,并将干酪根视为聚合物,干酪根生成的不同油气组分在干酪根中具有不同的溶解度,且一旦超出其对应的溶胀程度的这部分则排出源岩(干酪根),从而构成常规油气的主体;未排出的包括2部分,即干酪根溶胀滞留油和有机质周围矿物颗粒间残留油,后者中的可动烃类对页岩油气勘探最有意义,因此,地层孔隙热压模拟滞留烃量与干酪根溶胀滞留烃量的差值可做为烃源岩内页岩油资源评价的主要部分。通过总生油量、总残余量逐步剥离,计算不同类型油气资源及其分布。油气资源评价的步骤如下:

(1)基于生排烃模拟,并通过不同溶剂溶胀比测试方法进行干酪根溶胀实验模拟^[20-22],建立烃源岩生、排及残留的演化图版,计算凹陷总生烃量、残留烃量及排烃量;

(2)通过常规油刻度区精细解剖,确定不同领域常规油藏运聚系数,并计算常规石油资源量;

(3)采用质量含油率的方法计算页岩油资源量,其计算公式为:

$$Q_{\text{油}} = S \times h \times \rho \times (0.1 \times S_1 \times K_{S_{\text{轻}}} - K_{S_{\text{吸}}} \times \text{TOC}) \quad (1)$$

式中: $Q_{\text{油}}$ 为页岩油资源量, 10^4 t ; S 为泥页岩面积, km^2 ; h 为泥页岩有效厚度, m ; ρ 为泥页岩密度, g/cm^3 ; S_1 为热解游离烃量, mg/g ; $K_{S_{\text{轻}}}$ 为轻烃校正系数; $K_{S_{\text{吸}}}$ 为干酪根吸附校正系数; TOC 为总有机碳, %。

(4)采用步骤(1)的资源分布总量分析常规与非常规石油资源的合理性。

3.2 关键参数

3.2.1 烃源岩总生烃量、排烃量的确定

通过干酪根热模拟和溶胀实验,可以将烃源岩生成和排出的烃量更合理地表达出来。事实上,烃源岩滞留油气包括2个部分:一部分是吸附、溶解在干酪根网络中的烃类,另一部分是从干酪根中游离出来到邻近的黏土微裂缝及矿物颗粒间孔隙中的烃类。通过研究区页岩和块状泥岩热模拟实验结果(图5),可以明显看出烃源岩滞留油、干酪根滞留油气能力和总生气率与成熟度密切相关。

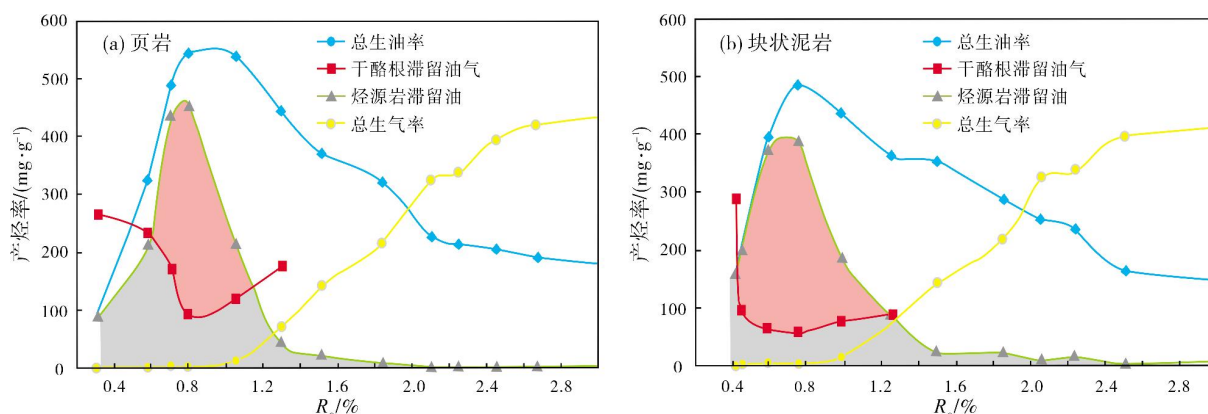


图5 黄骅凹陷沧东凹陷孔二段页岩、块状泥岩产烃率与 R_m 关系图

3.2.2 常规石油运聚系数的确定

沧东凹陷孔二段油气富集模式与歧口凹陷北大港构造带具有一定的相似性,本文选择勘探程度较高的歧北斜坡作为刻度区,用油藏规模序列法计算资源量,求得运聚系数在7.2%左右。通过凹陷类型、生油能力、聚油丰度、供储组合、保存条件和成藏配置等6类12个参数进行定量对比,可以获得不同运聚单元的运聚系数。例如南皮斜坡,各项要素获得类比分值为27.7(表1),由此类比获得运聚系数为6.2%。同样,计算孔店构造带、孔东斜坡、孔西斜坡的运聚系数分别为5.7%、4.2%和14.3%。

表1 沧东凹陷南皮斜坡石油运聚系数类比数据表

主要地质因素		歧北斜坡(刻度区)	分值	南皮斜坡	分值
坳陷(凹陷)类型		中新生代浅湖—半深湖占30%左右,构造、地层、岩性类	2	中新生代半深湖—深湖为主,构造处于凹陷中(占30%左右),构造、地层、岩性类	2.0
生油能力	生油强度/($10^4 \text{t} \cdot \text{km}^{-2}$)	1200	4	500~800	3.0
	生油量/ 10^4t	34.96	4	17	2.0
聚油丰度	储量丰度/($10^4 \text{t} \cdot \text{km}^{-2}$)	53.6	1	40	0.5
	圈闭面积系数	35	2	30	1.7
供储组合	输导条件	自生自储,砂体+断层	4	自生自储,砂体+断层	3.0
	供储方式	直接型;烃源岩、储层直接接触	3	直接型	2.5
保存条件	关键时刻主要生储盖组合破坏程度	无破坏	4	无破坏	4.0
	不整合	沙三段/前古近系 新近系/古近系	1	新近系/古近系	1.0
	剥蚀面积系数	无	4	无	4.0
成藏配置期		早期或同期多期配置	3	早期或同期配置	4.0
合计			32		27.7
运聚系数/%		7.2		6.2	

3.2.3 页岩油资源量计算关键参数

通过公式(1)可以看出,页岩油的质量含油率取决于轻烃校正系数和干酪根吸附校正系数。本次资源评价过程中,对沧东凹陷2口井的孔二段进行了密闭取心和热解对比分析测试,并与东营凹陷沙四段咸化沉积环境下的烃源岩密闭取心结果一起分析,可以发现: R_o 为0.6%~1.0%范围内的样品,常规分析测试与密闭取心分析测试的结果显示其 S_I 损失量在40%~61%之间,平均值为49%(图6);而干酪根吸附校正系数则可采用排烃门限之前的最大吸附量来确定,这是由于随着演化程度的提高,干酪根吸附量达到最大吸附量后处于饱和状态,才会有更多的烃量排出。通过生排烃演化参数(图7)可以看出,孔二段烃源岩在2 550 m埋深以下开始大量排烃,排烃之前氯仿沥青“A”与TOC的比值最大为0.28,因此,推测干酪根最大吸附量校正系数为0.28。

3.3 资源评价结果与合理性分析

通过烃源岩精细评价及生排烃模式的建立,计算沧东凹陷孔店组烃源岩总生油量为 53.52×10^8 t,其中,干酪根吸附量为 14.17×10^8 t,烃源岩残留量为 12.50×10^8 t,总排烃量为 26.85×10^8 t。通过多参数类比体系,确定不同运聚单元的运聚系数为5.7%~14.3%,计算孔店组常规石油地质资源量为 6.89×10^8 t。 S_I 轻烃校正系数采用密闭取心样品进行实验校正,统计表明恢复系数在2左右。而干酪根吸附校正系数由排烃前最大吸附量确立,取值为0.28。由此计算每吨岩石的页岩油质量含油率为4.88 kg,页岩油地质资源量约为 6.8×10^8 t。

从此次资源评价的结果来看,常规油资源量与排烃量比值(聚集系数)的平均值为0.25,页岩油资源量占残留烃量的54%。总体来看,常规石油与非常规石油的资源量大致相当,评价结果较为合理。

4 剩余石油资源分布与有利勘探方向

4.1 剩余石油资源分布特征

沧东凹陷孔店组石油总资源量为 13.69×10^8 t,截至2017年底,已探明石油地质储量 4.1×10^8 t,剩余石油资源 9.59×10^8 t,其中常规石油剩余 2.79×10^8 t,页岩油资源尚未探明,仍然剩余 6.8×10^8 t。沧东凹陷按地

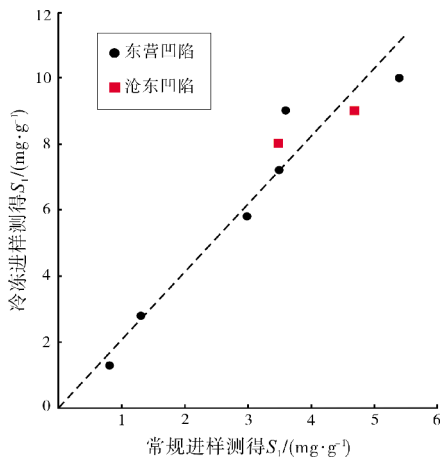


图6 黄骅坳陷沧东凹陷孔二段冷冻样品与常规样品热解关系图

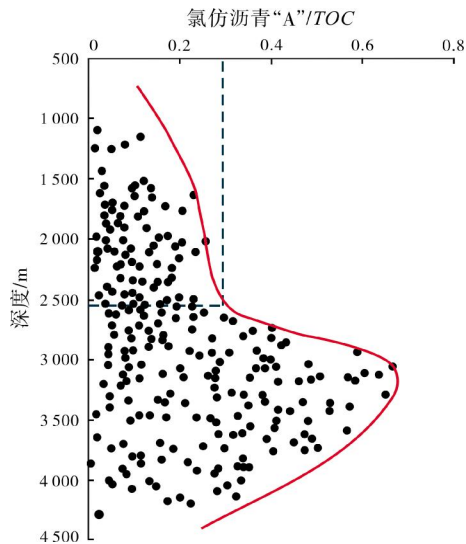


图7 黄骅坳陷沧东凹陷孔二段氯仿沥青“A”/TOC随深度演化曲线

质结构可划分为孔店构造带和斜坡区。孔店构造带勘探程度高,本次计算的石油地质资源量为 4.26×10^8 t,已探明 3.3×10^8 t,剩余石油地质资源量为 0.96×10^8 t,仍有一定的勘探潜力。斜坡区勘探程度低,以岩性油气藏为主,斜坡区预测石油地质资源量为 2.61×10^8 t,已探明 0.8×10^8 t,剩余石油地质资源量为 1.81×10^8 t,是今后重要的勘探领域。

孔店组不同层系的石油资源分布差异较大,以孔一段、孔二段资源最丰富。孔一段是重要的储集层系,资源规模和探明程度均较高,本次计算的常规石油地质资源量为 3.60×10^8 t,已探明 2.65×10^8 t,剩余石

油地质资源量为 $0.95 \times 10^8 \text{t}$; 孔二段既是重要烃源岩层系, 也是主要的储集层, 常规石油地质资源量为 $2.63 \times 10^8 \text{t}$, 目前已探明 $0.79 \times 10^8 \text{t}$, 剩余石油地质资源量为 $1.84 \times 10^8 \text{t}$ 。除此之外, 孔二段页岩油资源规模巨大, 是最主要的资源接替领域。

4.2 有利勘探方向和领域

根据烃源岩分布、沉积体系和油气藏类型等特征

将沧东凹陷斜坡区划分为高斜坡、中斜坡和低斜坡(图1a, 图8): 高斜坡位于埋藏较浅、烃源岩未成熟的洼槽外环或内部隆起区, 中斜坡位于有机质成熟的中环带, 低斜坡位于埋藏深度大、有机质大量生油的洼槽中部。通过此次资源评价, 明确沧东凹陷剩余石油资源富集的领域主要有孔店构造带构造油藏、3大斜坡的中—高斜坡的地层-岩性油藏及低斜坡页岩油。

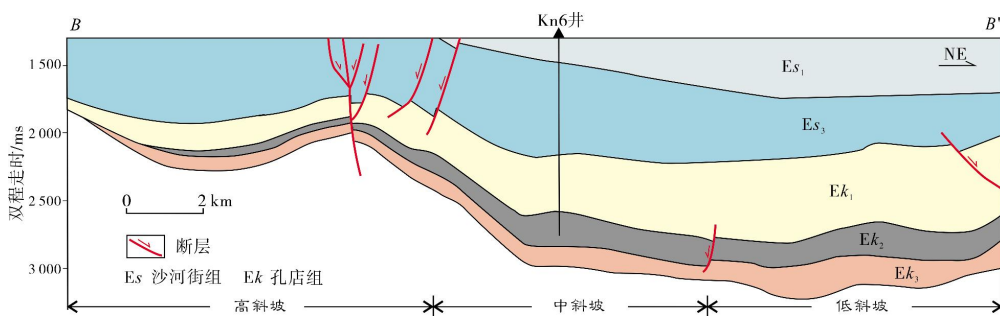


图8 黄骅坳陷沧东凹陷斜坡区划分图

剖面位置见图1a

4.2.1 孔店构造带构造-岩性油藏

孔店构造带孔一段成藏条件好, 是石油最富集的区带之一。通过50年的勘探开发, 已探明地质储量 $4.07 \times 10^8 \text{t}$, 但仍有近 $1 \times 10^8 \text{t}$ 的剩余资源。孔一段的顶部发育区域性膏岩和泥岩盖层, 段内发育的浅水三角洲砂体储层物性好, 沿主断裂两侧分布的构造-岩性圈闭是油气聚集的良好场所, 是下一步勘探的重要领域。

4.2.2 中—高斜坡区地层-岩性油藏

沧东凹陷斜坡区探明程度低, 剩余资源潜力大, 剩余地质资源量为 $2.61 \times 10^8 \text{t}$ 。近几年以沧东凹陷 1760km^2 连片三维地震资料为基础, 持续强化以凹陷为单元的整体研究, 认识到沧东凹陷古近纪经历早期拗陷和晚期断陷2期演化, 南北两段发育过程有别, 可形成2类3大斜坡。南段发育南皮继承性斜坡, 北部发育孔西、孔东构造反转斜坡, 这些斜坡均是寻找岩性油藏的有利区。近两年通过综合地质分析和钻探部署, 在南皮斜坡发现近亿吨的储量规模, 更加坚定了岩性油藏勘探的信心。“十三五”期间, 已重点对南皮斜坡、孔西斜坡、孔东斜坡展开了勘探, 实现了规模效益增储。

4.2.3 低斜坡区页岩油

低斜坡大面积分布的细粒沉积岩既可以作为有

效烃源岩层, 也可以作为有效的储层。通过页岩油甜点精细评价, 优选官东、官西2个有利勘探区带(图1a)。在官东地区部署实施了2口水平井, 并完成 $4 \times 10^4 \text{m}^3$ 液、 $1.3 \times 10^3 \text{m}^3$ 砂规模的体积压裂。截至2019年6月底, 已排液370天, 这2口井排液均在50%以上, 单井日产油稳定在20t以上。按照质量含油率法初步估算, 沧东凹陷孔二段页岩油预测资源量约为 $6.8 \times 10^8 \text{t}$ (含致密油资源量 $1.2 \times 10^8 \text{t}$), 技术可采资源量合计超过 $5000 \times 10^4 \text{t}$, 2口水平井缝控储量预计可达 $100 \times 10^4 \text{t}$ 。此外, 近年来还有13口直井在该层获得工业油流, 证实了孔二段页岩油(少部分为短距离运移聚集的致密油)是沧东凹陷建产增储的重要接替资源。

5 结论

(1) 沧东凹陷是典型的叠加改造型富油凹陷, 常规石油与页岩油共存。常规石油聚集主要受优质烃源岩、多物源砂体与大型构造背景所控制, 而页岩油富集受优质烃源岩及有利岩石结构所控制。

(2) 应用传统的3大类资源评价方法评价沧东凹陷常规与非常规石油资源存在一定的局限性, 沧东凹陷孔店组的探明储量已经接近第三次资源评价得到的资源量, 采用改进的成因法可以实现常规油和页岩油资源评价。

(3) 本轮资源评价结果表明, 沧东凹陷孔店组石油

资源量为 $13.69 \times 10^8 \text{ t}$,其中常规油为 $6.89 \times 10^8 \text{ t}$,页岩油为 $6.8 \times 10^8 \text{ t}$ 。目前已经探明 $4.1 \times 10^8 \text{ t}$,剩余石油资源主要分布在孔店构造带、3大斜坡的中—高斜坡及低斜坡,低斜坡页岩油是未来主要接替领域。

参考文献

- [1] 李兆影,邱楠生,李政. 渤海湾盆地深层孔店组烃源岩评价[J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 18-20.
- [2] 刘子藏,刘国全,葛维,等. 孔南地区沙河街期凹陷基本成藏条件与勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(4): 606-611.
- [3] 杨桥,漆家福,常德双,等. 渤海湾盆地黄骅坳陷南部古近系孔店组沉积时期构造古地理演化[J]. 古地理学报, 2009, 11(3): 306-313.
- [4] 梁园,刘子藏,王湘君,等. 沧东—南皮凹陷孔一上亚段原型盆地边界恢复[J]. 地质学刊, 2013, 37(1): 17-23.
- [5] 赵贤正,金凤鸣,李玉帮,等. 断陷盆地斜坡带类型与油气运聚成藏机制[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 841-849.
- [6] 彭海艳,刘家铎,李勇,等. 陆相层序地层格架与油气勘探研究:以黄骅坳陷孔南地区孔店组为例[J]. 石油物探, 2010, 49(3): 287-294.
- [7] 颜照坤,李勇,李奋生,等. 沧东断层孔店期伸展、走滑作用的沉积响应[J]. 断块油气田, 2012, 19(2): 158-162.
- [8] RITTER U. Fractionation of petroleum during expulsion from kerogen[J]. Journal of geochemical exploration, 2003, 78(8): 417-420.
- [9] 周立宏,蒲秀刚,韩文中,等. 沧东凹陷南皮斜坡孔二段沉积特征与油气勘探[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2015, 42(5): 539-545.
- [10] 周立宏,蒲秀刚,张伟,等. 陆相断陷油气勘探有利目标区三元定量评价方法及应用:以沧东凹陷古近系孔二段为例[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(2): 184-192.
- [11] 徐祖新,张义杰,王居峰,等. 沧东凹陷斜坡带孔二段油气富集规律[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2016, 31(1): 10-16.
- [12] 张鹏辉,梁杰,陈建文,等. 海相页岩气储层特征研究进展与发展动态[J]. 海相油气地质, 2017, 22(4): 69-76.
- [13] 蒲秀刚,韩文中,周立宏,等. 黄骅坳陷沧东凹陷孔二段高位体系域细粒相区岩性特征及地质意义[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(5): 30-40.
- [14] 蒲秀刚,周立宏,韩文中,等. 细粒相沉积地质特征与致密油勘探:以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 24-33.
- [15] 徐祖新,姜文亚,陈斐然,等. 沧东凹陷孔二段油气分布序列与主控因素研究[J]. 特种油气藏, 2015, 22(6): 14-18.
- [16] 李宏军,李会慎,曾建宏,等. 南皮斜坡孔二段油气分布规律及主控因素分析[J]. 特种油气藏, 2015, 22(1): 56-60.
- [17] 邹才能,杨智,张国生,等. 常规-非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 14-27.
- [18] 鄢继华,蒲秀刚,周立宏,等. 基于X射线衍射数据的细粒沉积岩岩石定名方法与应用[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(1): 48-54.
- [19] 贾承造,郑民,张永峰. 非常规油气地质学重要理论问题[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 1-10.
- [20] RITTER U, GRØVER A. Adsorption of petroleum compounds in vitrinite: implications for petroleum expulsion from coal[J]. International journal of coal geology, 2005, 62(3): 183-191.
- [21] RITTER U. Solubility of petroleum compounds in kerogen: implications for petroleum expulsion[J]. Organic geochemistry, 2003, 34(3): 319-326.
- [22] 徐祖新,姜文亚,张义杰,等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段优质烃源岩成烃环境[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(4): 71-78.

编辑: 黄革萍

Oil resources potential and exploration direction of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Huanghua Depression of Bohai Bay Basin

JIANG Wenya, WANG Na, WANG Xiaomin, LIN Changmei, ZHU Bixing, DAI Kun, YU Chao, ZOU Leiluo

Abstract: The Kongdian Member-2 of the Paleogene is the main source rock series in Cangdong Sag, Huanghua Depression in Bohai Bay Basin. The oil and gas generated by it are mainly concentrated in the reservoirs of Kongdian Formation and Shahejie Formation. Based on analysis of comprehensive petroleum conditions, three reservoir-forming patterns, i.e. structural-lithologic reservoir in Kong member-1 above source rocks, stratigraphic-lithologic reservoir in Kong member-2 beside source rocks and shale oil in source rocks, have been established with high-quality source rocks as the key factor. The improved genesis method is used to evaluate the conventional oil and shale oil resources with the calculated amounts of the generated, expulsion and residual hydrocarbons based on experiment as constraint. The multi-parameters analogy method is used to calculate the migration and accumulation coefficient and then evaluate the conventional oil resources. The quality-oil-content method is used to evaluate the shale oil resources. The results show that the amounts of conventional oil resources and shale oil resources of Kongdian Formation in Cangdong Sag are about $6.9 \times 10^8 \text{ t}$ and $6.8 \times 10^8 \text{ t}$ respectively, and the remaining oil resources of Kongdian Formation are distributed in three major fields, namely, structural-lithologic reservoirs in Kongdian Member-1, stratigraphic-lithologic reservoirs in middle-low slope areas and shale oil in the central area of the lake basin. The potential of shale oil resources is huge, and it will be the main exploration fields in the future.

Key words: geological conditions; resource potential; exploration direction; oil; Cangdong Sag; Huanghua Depression; Bohai Bay Basin

JIANG Wenya, First author: PhD in progress at China University of Petroleum, Senior Engineer, engaged in petroleum geology. Add: No. 1278, Xingfu Rd., Binhai New Area, Tianjin 300280, China