

松辽盆地北部中浅层石油地质条件、 资源潜力及勘探方向

付丽^{1,2}, 梁江平^{1,2}, 白雪峰^{1,2}, 霍秋立^{1,2}, 赵棣颖^{1,2}

1 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院; 2 黑龙江省致密油和泥岩油成藏研究重点实验室

摘要 为了落实松辽盆地北部中浅层常规油与致密油的资源潜力,明确勘探方向,在系统总结烃源岩、储层等基本石油地质条件的基础上,分析了常规油与致密油成藏模式及主控因素,采用类比法和成因法计算了常规油与致密油资源量,研究了剩余资源分布特征,指出了下步勘探方向。松辽盆地晚白垩世发育青山口组和嫩江组2套分布广、厚度大、有机质丰度高、有机质类型好的优质烃源岩。中央坳陷区青山口组一段、二段烃源岩处于成熟阶段,生排烃能力强,是常规油和致密油的主力烃源岩。大型湖泊三角洲—河流沉积的各种砂体与烃源岩形成了良好的生储盖配置,构成了盆地的上、中、下3套含油气组合,其中致密油主要分布于中部含油组合的高台子油层和下部含油组合的扶余油层。常规油成藏主要具有下生上储、上生下储及异地生储3种模式,致密油成藏主要有自生自储和上生下储2种模式,有效烃源岩控制了常规油藏和致密油藏分布,沉积相带控制了常规油藏类型,储层物性控制了致密油富集。在烃源岩精细评价的基础上,采用盆地模拟法计算的石油总资源量为 $102 \times 10^8 \text{ t}$;通过系统解剖6个常规油和3个致密油区带刻度区,采用类比法精细评价的常规油资源量为 $88.7 \times 10^8 \text{ t}$,致密油资源量为 $12.7 \times 10^8 \text{ t}$ 。常规油中的葡萄花油层剩余资源潜力大,是近期勘探的主力层系,古龙、长垣和三肇等地区是主要的勘探有利区;长垣、三肇和齐家—古龙的扶余油层是致密油勘探的有利区。

关键词 地质条件; 主控因素; 成藏模式; 资源潜力; 勘探方向; 石油; 松辽盆地

中图分类号: TE155

文献标识码: A

0 前言

松辽盆地北部位于黑龙江省境内,勘探总面积约为 $12 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[1],蕴藏丰富的油气资源,中浅层以石油资源为主。中石油第三次资评以来^[2-4],通过创新向斜成藏理论^[5]、完善大型坳陷湖盆岩性油藏勘探理论,松辽盆地北部中浅层多层位勘探快速发展,在大庆长垣以东地区形成储量规模超 $10 \times 10^8 \text{ t}$ 的大面积岩性油藏区,西部古龙、龙西等地区也展示出局部到整体连片含油的勘探场面,从葡萄花油层到扶余油层提交了一大批效益储量,这些发现带来了大庆油田的第3次储量增长高峰期。随着松辽盆地北部中浅层常规油探明率的提高,可发现的优质储量逐渐减少,导致原油产量呈阶梯式递减。第三次资评落实的剩余资源量虽然较大,但品位低、分布不清,已无法满足成熟探区精细勘探的需求,油田可持续发展与资源需求之间的矛盾日益突出,亟需开展剩

余资源潜力及空间分布评价。

2011年以后,松辽盆地逐步加强了致密油勘探,按照“先好后差、先易后难、先浅后深”的致密油勘探思路,开始探索水平井加体压裂增产技术并获得成功。YP1井、QP1井等钻井先后获得高产工业油流,扶余油层、高台子油层致密油勘探取得重要进展,致密油资源具有形成规模储量和有效开发的条件^[6],因此重新认识其资源潜力对大庆油田增储上产、改变现有的勘探格局具有重要意义。

基于上述需求,松辽盆地北部中浅层开展了新一轮石油资源评价。通过系统总结第三次资评之后的勘探新进展、新成果及新认识,在完善大型坳陷湖盆石油成藏理论和致密油成藏理论的基础上,强化精细地质评价,深入分析中浅层常规油与非常规油的成藏及富集主控因素,明确“常规油突出剩余资源、致密油突出可采资源”的资评理念,形成“平面上细分到区、纵向上细分到层”的精细评价层次,优化建

收稿日期: 2018-12-22; 改回日期: 2019-05-20

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“大庆探区第四次油气资源评价”(编号: 2013E-0502-0301)和中国石油勘探与生产分公司重大课题“中石油矿区油气资源评价”(编号: 135YQZP-2017-KT02)共同资助

第一作者: 付丽,高级工程师,主要从事油气资源评价研究工作。通信地址: 163712 黑龙江省大庆市让胡路区奋斗社区科苑路大庆油田勘探开发研究院勘探规划室; E-mail: flidy@petrochina.com.cn

立了适合大庆探区的“成因法宏观把握、类比法精细评价、多方法有机结合”的资评方法体系,定量地评价了油气资源,优选了有利勘探层系及目标,为石油勘探部署与战略决策提供了依据。

1 盆地石油地质条件

松辽盆地位于中朝板块和西伯利亚板块之间复杂的构造演化带内,属于克拉通内部转化型盆地,是

中国东部典型的二元结构伸展性盆地,主要经历了成盆先期褶皱、初始张裂、裂陷、沉陷和萎缩平衡等5个构造演化阶段,共形成中央坳陷区、北部倾没区、东北隆起区、东南隆起区、西南隆起区和西部斜坡区等6个一级构造单元(图1)。其中,中央坳陷区位于盆地中部,是盆地长期的沉降和沉积中心,地层发育齐全,主要由大庆长垣、齐家—古龙凹陷、三肇凹陷组成,是盆地油气主要富集区。

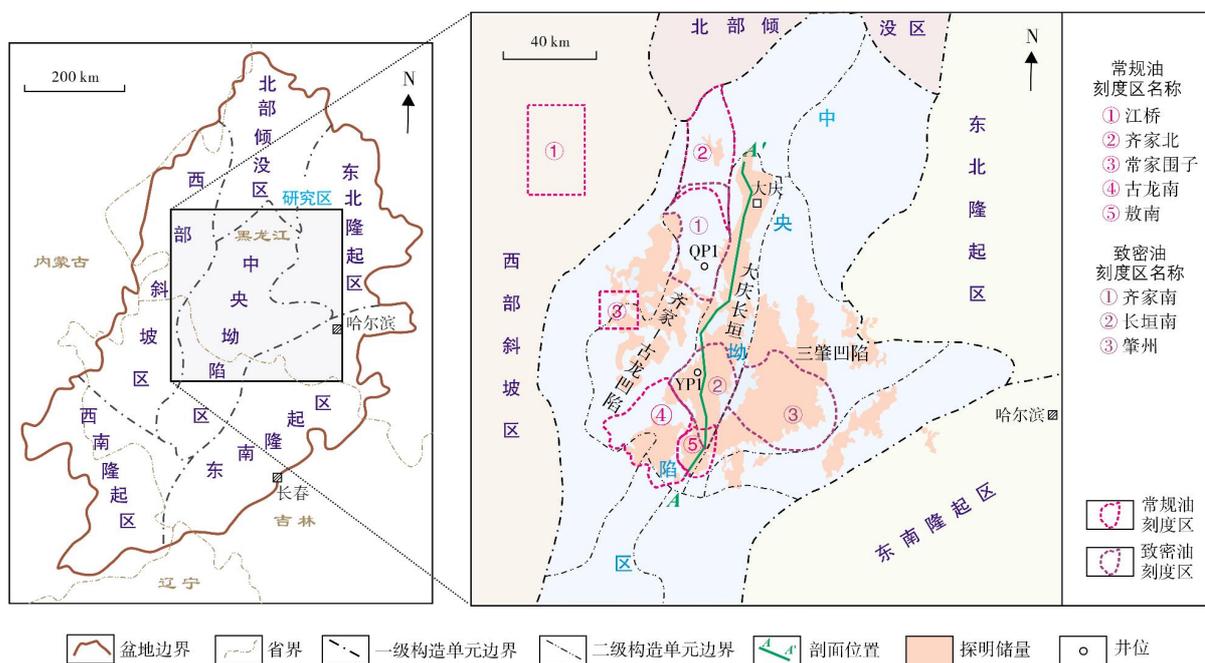


图1 松辽盆地北部中浅层构造区划及刻度区分布

松辽盆地纵向上发育多套沉积旋回,依次划分出多级层序。其中,一级层序控制了盆地的类型,二级层序控制了2次大的湖泛沉积旋回,三级、四级层序控制了大型三角洲、河流及小型湖泊沉积。盆地具有下(断陷)气、上(坳陷)油的成藏组合。

松辽盆地北部中浅层指坳陷期发育的下白垩统泉头组—上白垩统嫩江组(图2),从下到上分别为下白垩统泉头组三段、四段,上白垩统青山口组、姚家组及嫩江组。青山口组和嫩江组沉积时期的2次大规模水进形成松辽盆地最重要的生油层和区域性盖层。泉头组三段、四段,青山口组二段、三段,以及姚家组沉积时期,水体变化频繁,形成多套河流-三角洲沉积砂体,成为中浅层的主要储层。油气勘探结果显示,中浅层共发育上、中、下3套含油组合,包含黑帝庙、萨尔图、葡萄花、高台子、扶余和杨大城子等6

个含油层系(图2),上部、中部含油组合以常规油为主,下部含油组合以致密油为主。

1.1 2次湖侵形成2套优质烃源岩

青山口组一段(以下简称青一段)和嫩江组一至二段分别发育一套分布广泛、富含有机质、巨厚的湖相暗色泥岩,成为盆地最重要的烃源岩^[7]。青一段沉积时期发生第1次大规模湖侵,形成的暗色泥岩厚度大,在中央坳陷区一般介于40~105 m之间,平均厚度为61.5 m;烃源岩有机质丰度高,有机碳含量(TOC)平均为2.67%,生油潜量(S_1+S_2)平均为16.71 mg/g,为高丰度的优质烃源岩;有机质母质类型好,主要为I型,少量为II型,显微组分为层状藻^[8-10]。青一段烃源岩埋藏虽浅,但盆地地温梯度高,在埋深超过1 500 m后多处于成熟阶段,成熟烃源岩主要

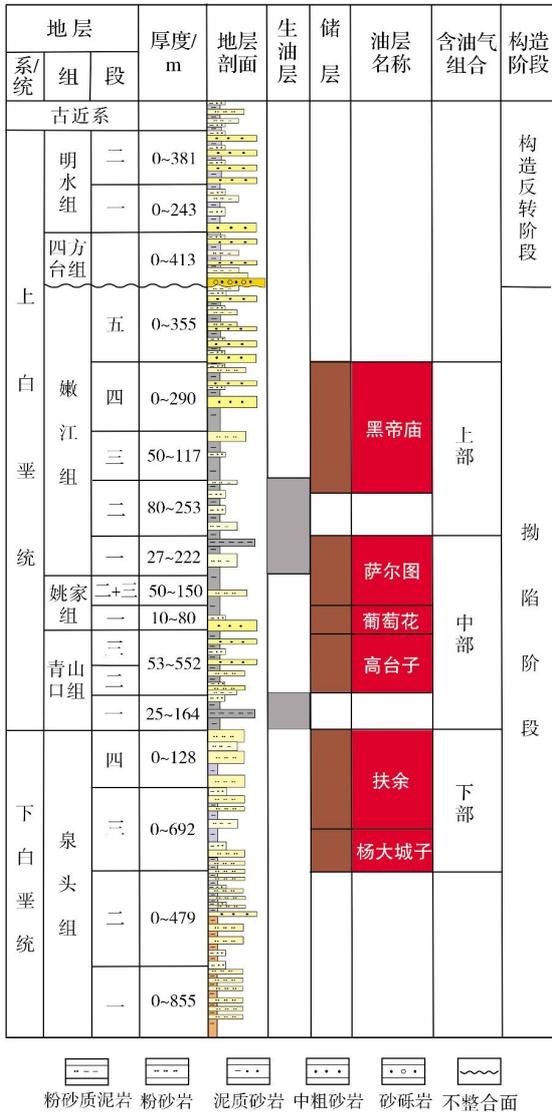


图2 松辽盆地北部中浅层地层综合柱状图

分布在中央拗陷区内, R_o 一般为0.7%~1.6%(图3)。齐家—古龙凹陷、三肇凹陷中的青一段烃源岩处于大量生排烃阶段, 是松辽盆地石油的主要贡献者。青一段烃源岩具有生油母质单一、生油晚的特点; 烃源岩原始氢指数(HI)大, 平均约为750 mg/g, 在古龙凹陷HI降至100 mg/g以下, 反映了青一段烃源岩具有非常大的生排油能力^[11], 为形成大油田提供了充足的油源。

青二段整体继承了青一段的特点, 暗色泥岩厚度大, TOC较高(平均1.75%), 有机质类型较好, 为I—II₂型; 在中央拗陷区多处于成熟阶段, 生烃潜力较大, 对油气也具有较大贡献。青三段沉积时期湖盆进一步萎缩, 虽然部分地区暗色泥岩厚度大, 但有机质丰度低,

有机质类型差, 生油潜量低, 因此生烃能力有限。

嫩一段沉积时期盆地经历又一次湖侵, 湖盆面积积达 $20 \times 10^4 \text{ km}^2$, 形成广泛分布的暗色泥岩, 厚度一般在20~130 m之间, 平均为90.5 m; 有机质丰度高, TOC平均为2.36%, S_1+S_2 平均为13.46 mg/g, 为高丰度优质烃源岩。嫩一段烃源岩有机质类型以I—II₁型为主^[12], 烃源岩中富含藻类, 有利于生油, 但有机质成熟度相对较低, 成熟烃源岩主要分布于齐家—古龙凹陷(图3, QP1井—Y2井范围)。嫩二段烃源岩厚度大, 有机质丰度中等, 有机质类型以II₂—II₁型为主, 但成熟度低, 生油能力有限。嫩一段、二段大面积高丰度的未熟—低熟暗色泥岩, 将成为未来原位加热开采页岩油的主战场。

1.2 湖平面的震荡变化形成多套砂岩型储层

松辽盆地北部白垩系属河湖沉积体系, 具有多物源、多沉积体系的特征。白垩系沉积时期, 湖平面频繁波动、湖岸线进退交替变化, 导致纵向上形成多级沉积旋回, 不同时期、不同类型砂体相互叠置, 平面上形成形态各异、大小不一的砂岩体, 为油气聚集提供了有利的储集空间。

受后生成岩作用影响, 中浅层发育常规砂岩储层和致密砂岩储层, 岩石类型以砂岩、细砂岩和粉砂岩为主^[13]。其中, 中、上部组合的黑帝庙油层、萨尔图油层和葡萄花油层为常规砂岩储层, 中、下部组合的高台子油层、扶余油层常规砂岩储层减少, 致密砂岩储层增加。综合分析常规砂岩储层厚度、物性特征表明: 各含油层系砂岩储层发育, 平均厚度在10~60 m之间, 其中黑帝庙油层厚度较大, 葡萄花油层、扶余油层相对较薄; 孔隙度主要分布于10%~18%之间, 平均为13.5%; 渗透率主要分布于 $(0.02 \sim 320) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $113.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层物性随深度增加呈规律性下降, 其中, 黑帝庙油层储层物性最好, 属高孔高渗的I类储层, 其他油层储层物性较好。储层物性和含油性有一定相关性, 较好的孔渗条件有利于油气富集。

致密砂岩储层主要分布于齐家地区的高台子油层和中央拗陷区的扶余油层, 砂体单层厚度小, 纵向相互叠置, 平面分布范围大。储层孔隙度一般在4%~12%之间, 平均为8.3%; 渗透率一般为 $(0.01 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[14-15]。因紧邻青山口组厚层优质烃源岩, 该套致密储层中物性相对好的部位普遍含油, 成为勘探开发新的重点领域。

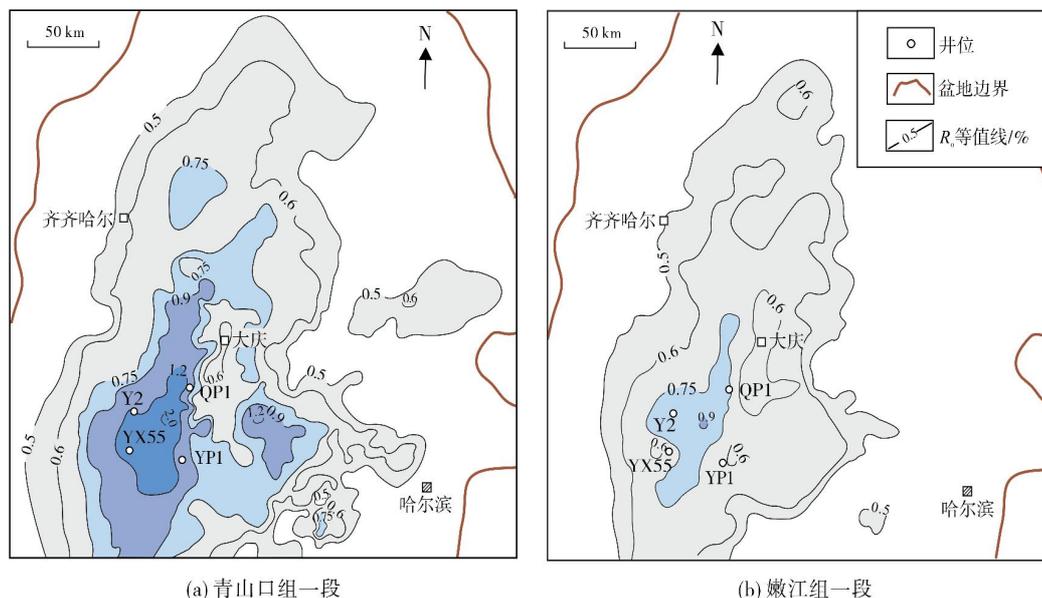


图3 松辽盆地北部中浅层烃源岩成熟度分布图

2 常规与非常规石油富集规律

如上所述,2套优质烃源岩、多套砂岩储层和广泛分布的区域盖层形成空间上的良好配置关系,烃源岩的生排烃期、运聚期与构造反转定型期相互匹配,从而保证了大型陆相油田的诞生。研究已发现油藏的空间分布特征表明:不同源储关系、不同构造部位、不同沉积体系决定了各含油层系发育各具特色的油藏类型,油气成藏受多种因素控制。有效烃源岩控制油气藏的空间分布:中、下部含油组合的萨尔图、葡萄花、高台子及扶余等油层,油藏主要分布于青一段烃源岩排油强度大于 $50 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 的有效烃源岩范围内及其附近有利于聚集的构造部位;高台子油层和扶余油层的致密油,具有近源聚集特点,受青一段有效烃源岩的控制更为明显。沉积相带控制常规油藏类型:例如,葡萄花油藏在区域构造背景下受由北向南的三角洲沉积体系所控制,发育的油藏类型依次从构造、构造-岩性到岩性油气藏。致密油藏除受烃源岩控制外,无论是源内高台子油层的致密油,还是源下扶余油层的致密油,油藏均分布于孔隙度为8%~12%的致密储层中,受储层物性控制明显。

2.1 石油成藏模式

松辽盆地中浅层2套生油层与储层交替出现,形成3套“楔入式”生储盖组合。根据烃源岩与储层的空

间配置关系及石油运移方式的差异,可将石油成藏模式划分为4大类(图4),即下生上储模式、自生自储模式、上生下储模式和异地生储模式。

中央坳陷区的黑帝庙、萨尔图和葡萄花等油层为下生上储成藏模式:原油分别来自于储层下部的嫩一段和青一段成熟烃源岩,断裂是油气垂向运移的主要通道。

扶余油层致密油为典型的上生下储成藏模式:油主要来源于上覆的青一段成熟烃源岩,大量生油使青一段源岩内普遍存在较高的超压,这为石油下排提供了动力,石油沿切穿泉头组顶面的断裂向下运移成藏。

齐家凹陷高台子油层致密油为自生自储成藏模式:该套致密油为源储互层共生,青山口组烃源岩生成的石油可直接进入到邻近的高台子油层致密砂岩中,具有源储一体、近源聚集的特点。

西部斜坡区萨尔图油层为异地生储成藏模式:原油来源于齐家—古龙凹陷成熟的青山口组烃源岩,油气在储层中发生长距离的侧向运移,运移通道主要为砂体和不整合面。

2.2 石油富集规律

松辽盆地中浅层常规油藏主要分布于上、中部含油组合的黑帝庙、萨尔图、葡萄花和高台子等油层,受生、储、盖空间匹配关系制约,分别呈现不同的成藏

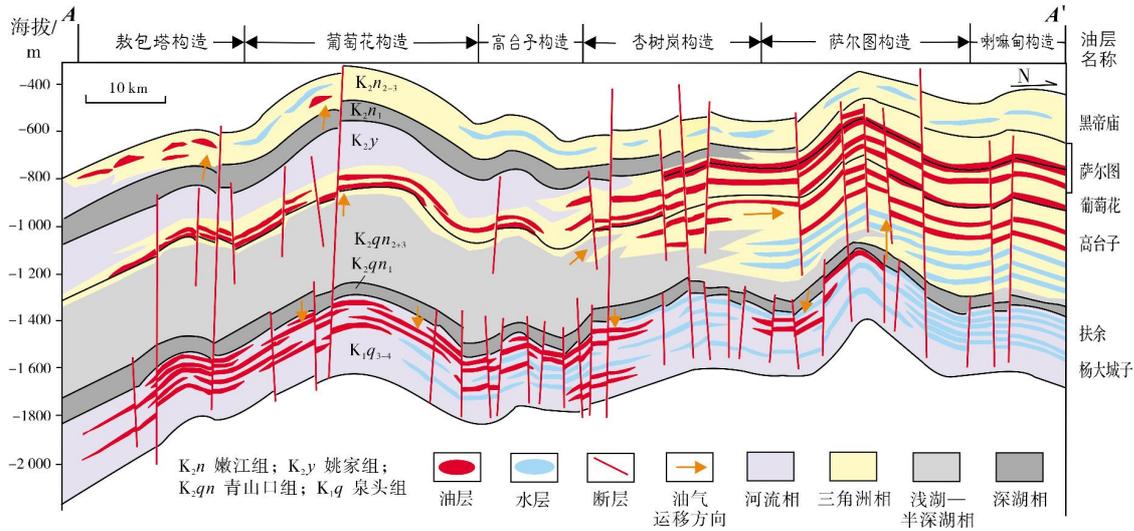


图4 松辽盆地北部中浅层石油成藏模式图

特征^[16]。其中,上部含油组合受生油条件和盖层条件限制,油藏少、规模小、分布零散,以构造油藏、复合油藏为主;中部含油组合位于2套生油岩之间,成藏条件优越,油藏数量多,资源富集程度高,已发现储量占总量的90%,油藏类型以构造油藏为主,其次为复合油藏、岩性油藏。平面上,油藏普遍围绕生油凹陷分布,由内及外呈环带状分布不同类型的油藏:凹陷中心为岩性油藏分布区,向斜坡区逐渐递变为偏岩性的复合油藏、偏构造的复合油藏以及高部位的构造油藏。

致密油属于源储共生或源储近邻型的连续型油藏,典型特征是储层致密,发育在成熟烃源岩的分布范围内,油水边界模糊,不需要圈闭条件^[17-21]。松辽盆地致密油以青山口组主力烃源岩为核心,可划分为源内高台子油层致密油和源下扶余油层、杨大城子油层致密油2类。其中,高台子油层致密油主要分布在齐家—古龙凹陷的高三、高四油层组,分布局限,具有油层纵向相互叠置、横向连续分布、油藏压力系数高的特点;扶余油层致密油主要发育在中央坳陷区的凹陷—斜坡区,具有储集类型多样、石油大面积分布、局部富集的特点。

3 常规与非常规石油资源潜力评价

松辽盆地北部中浅层石油资源类型多样,主要包括以黑帝庙、萨尔图、葡萄沟等油层为主的常规油,以高台子油层、扶余油层为主的致密油,以及发育于青山口组和嫩江组的页岩油、油页岩油等。本次评价主要针对勘探进展较大的常规油和致密油,页

岩油和油页岩油受资料、认识程度限制暂未评价。

3.1 本次评价方法特点

目前,国内外常用的资源评价方法主要有成因法、类比法和统计法3类^[22-28]。综合分析各方法的优缺点,结合研究区不同资源类型的资料丰富程度,优选形成以类比法为主、成因法为辅的多方法综合评价体系,为科学评价油气资源奠定了基础。

成因法的核心在于对烃源岩的认识。本次评价在传统方法的基础上突出优质烃源岩刻画,首次以TOC为尺度建立了优质烃源岩评价标准,应用 ΔIqR 法剔除暗色泥岩中有机质丰度低的非烃源岩,精细刻画不同TOC级别烃源岩的厚度,确保科学、准确地确定烃源岩体积^[29]。研究表明松辽盆地北部中浅层优质烃源岩的排油量占总排油量的76%,优质烃源岩控制资源规模,奠定了石油资源的生烃基础。

类比法则强调不同含油层系、不同资源类型成藏主控因素的差异性,注重层区带刻度区选取及解剖,以实现评价单元与刻度区高度对应,提高资源认识精度。对于非常规油类比法,虽与常规油类比法原理相同,但考虑到致密油资源的非均质性,在具体实施中根据致密油主控因素,利用物性参数将资源进行分级,以此兼顾致密油地质资源量和质量的评价^[30]。

3.2 资源评价关键参数

(1) 刻度区资源丰度

对不同油藏类型,针对性建立了常规油区带级刻

度区6个,致密油区带级刻度区3个(表1,位置见图1)。分别采用油藏规模序列法、油藏发现过程法、小面元容积法等,计算得到各层区带刻度区资源量(表1)。从

表1可看出,不同构造位置、不同源储关系、不同资源类型层区带的资源丰度差异较大。因此,针对性地建立刻度区是提高类比精度的有效手段。

表1 松辽盆地北部中浅层层区带刻度区资源评价参数表

资源类型	含油层系	刻度区名称	油藏类型	资源量/ 10 ⁴ t	资源丰度/ (10 ⁴ t·km ⁻²)	可采系数	运聚系数
常规油	黑帝庙	常家围子	源内凹陷区复合油藏	643.2	2.3	0.21	0.09
	萨尔图	江桥	远源斜坡区构造-岩性油藏	6 041.1	5.9	0.25	0.94
	葡萄花	古龙南	源内凹陷区岩性油藏	21 248.9	18.1	0.21	3.09
	葡萄花	敖南	源内凹陷区构造-岩性油藏	5 057.1	19.7	0.22	3.32
	高台子	齐家北	源内缓坡区复合油藏	2 000.6	5.6	0.21	1.70
	扶余、杨大城子	齐家北	源内缓坡区构造-岩性油藏	5 639.1	5.9	0.15	2.31
致密油	高台子	齐家南	源内凹陷区致密油藏	12 747.9	12.1	0.08	
	扶余	长垣南	源内背斜区致密油藏	21 109.2	35.3	0.11	
	扶余	肇州	源内凹陷区致密油藏	27 440.1	26.7	0.11	

(2) 运聚系数

运聚系数是某一地质单元内油气地质资源量与生油气量的比值,是成因法计算资源量的关键参数。以往该参数通过类比获得或根据评价者经验选取^[31-32]。本次研究主要根据刻度区边界确定有效烃源岩和有效生烃灶,用盆地模拟法计算其生烃量,然后用刻度区资源量除以生烃量来求取运聚系数。确定各含油层系的层区带刻度区运聚系数在0.09~3.32之间(表1)。

(3) 生烃转化率

生烃转化率是影响成因法评价结果的又一关键性参数。第三次资评的生烃转化率主要利用产烃率指数随深度的变化规律计算,本次评价应用生烃动力学模拟实验技术建立中浅层烃源岩的生排烃模式,由此确定其生烃转化率。研究表明松辽盆地中浅层湖相优质源岩生排烃晚,生烃范围窄,以生油为主,生气量小。当处于未熟—低熟演化阶段($R_o < 0.75\%$)时,干酪根生烃转化率低,生油量小,还不能满足烃源岩的吸附量,故不能排烃; $R_o = 0.75\%$ 时,干酪根的生烃转化率达到0.12,生油量已达到烃源岩排油门限(烃源岩最大残留量按100 mg/g计算),之后随着生油量增加开始排烃; $R_o = 0.9\%$ 时生烃转化率达到0.7,已大量排烃(图5)。烃源岩的排烃量,根据物质平衡法,用生烃量减去残留量来确定,这样可避免以往采用排烃系数法难以准确取值的问题。

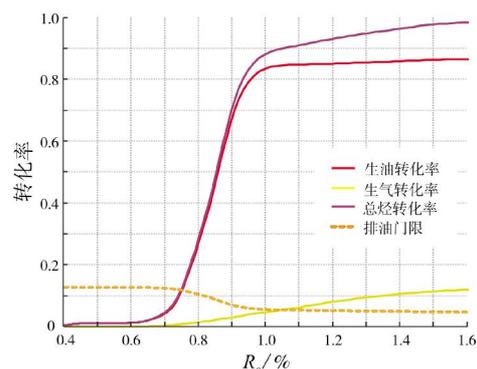


图5 松辽盆地湖相优质源岩生排烃模式图

(4) 可采系数

研究可采系数的目的是为了把类比评价单元的地质资源量转化成可采资源量。通过对各含油层系常规油层区带刻度区内已知油藏的石油可采系数(采收率)进行统计分析,综合确定常规油的可采系数为0.15~0.25。致密油勘探程度低,主要通过致密油刻度区内试采时间超过一年的水平井进行产能递减规律分析求取,得到的可采系数为0.08~0.11(表1)。

3.3 资源评价结果

应用盆地模拟技术,通过恢复盆地沉积史、热演化史,动态模拟各烃源岩层的生烃、排烃过程,计算得到松辽盆地北部中浅层烃源岩的总生油量

为 1.0325×10^8 t,总排油量为 687.6×10^8 。根据含油气系统研究成果,以青山口组油气运移分隔槽为边界,综合考虑油气运移通道、有效储层、有效盖层及有效圈闭等要素在时间和空间上的有机组合,将中浅层划分为不同的运聚单元:①西部带石油运聚单元,分布在齐家—古龙凹陷中部的分隔槽以西,石油在洼槽内以本地垂向运聚为主,洼槽外斜坡区以向西运聚为主;②中部带石油运聚单元,分布在齐家—古龙凹陷中部的分隔槽以东及三肇凹陷分隔槽以西,石油主要沿长垣两侧向长垣方向运聚;③东部带石油运聚单元,分布在三肇凹陷分隔槽以东,石油主要以本地运聚和向东运聚为主;④北部带石油运聚单元,分布在长垣以北,石油主要以本地运聚为主。利用不同层系刻度区运聚系数,结合有效烃源岩的分布、主要产油层流体运移趋势等,类比确定这些运聚单元的运聚系数在0.025~0.16之间。成因法计算得到,松辽盆地北部中浅层石油地质资源量为 102×10^8 t。

同时,在深入分析石油成藏规律的基础上,将松辽盆地北部中浅层纵向上细分为5层、平面上细分为49个评价单元开展层区带资源的类比评价。依据相同的含油组合、含油层系、构造位置及油藏类型优先类比原则,确定常规油各区带类比系数为0.36~1.06,致密油各区带类比系数为0.5~1.2。计算得到,松辽盆地北部中浅层常规油资源量为 88.7×10^8 t(表2),由大到小依次分布于葡萄花、萨尔图、高台子、扶余和黑帝庙等油层;致密油资源量为 12.7×10^8 t,主要分布于扶余油层;总地质资源量为 101.4×10^8 t。

表2 松辽盆地北部中浅层各含油层系石油资源统计表
(类比法计算)

含油层系	资源量		剩余资源量		石油
	常规油	致密油	常规油	致密油	剩余资源量
黑帝庙	1.9		1.2		1.2
萨尔图	26.7		6.3		6.3
葡萄花	37.8		9.4		9.4
高台子	11.6	1.6	3.9	0.8	4.7
扶余	10.7	11.1	3.2	5.0	8.2
合计	88.7	12.7	23.9	5.8	29.7

类比法评价结果和成因法计算结果相近,但类比法的优点在于明确了各含油层系、各级构造单元的石油资源,评价合理可靠,因此本次资评结果取值以类比法计算的为主。

4 剩余石油资源分布与有利勘探方向

松辽盆地北部中浅层5大含油层系的石油资源,具有分布广泛、资源类型多、满盆富油的特点,且主要分布于中央拗陷区。

4.1 剩余石油资源分布特征

松辽盆地北部中浅层常规油剩余资源量为 23.9×10^8 t,占剩余总资源量的81%。剩余资源主要分布于中央拗陷区的大庆长垣、齐家—古龙凹陷及三肇凹陷等二级构造单元,其剩余资源量分别为 8.3×10^8 t、 5.2×10^8 t和 3.2×10^8 t(表3)。其他一级构造单元的剩余资源相对较少,除西部斜坡区近年来有所发现外,其他地区均具有资源丰度低、勘探难度大的特点。致密油剩余资源量为 5.8×10^8 t,主要分布于中央拗陷区的各二级构造单元(表3)。

表3 松辽盆地北部中浅层各构造单元石油资源统计表(类比法计算)

构造单元		常规油资源量	致密油资源量	常规油剩余资源量	致密油剩余资源量
一级	二级				
西部斜坡区		2.7		2.0	
中央拗陷区	大庆长垣	55.0	3.1	8.3	1.5
	齐家—古龙凹陷	10.2	2.1	5.2	1.3
	三肇凹陷	10.9	3.6	3.2	0.9
	其他	8.5	3.3	4.0	1.6
	小计	84.6	12.1	20.7	5.3
东南隆起区		0.8	0.6	0.6	0.5
东北隆起区		0.6		0.6	
合计		88.7	12.7	23.9	5.8

纵向上, 松辽盆地北部中浅层剩余石油资源主要分布于葡萄花油层、扶余油层和萨尔图油层, 其剩余资源量分别为 $9.4 \times 10^8 \text{ t}$ 、 $8.2 \times 10^8 \text{ t}$ 和 $6.3 \times 10^8 \text{ t}$ (表 2), 以常规的岩性油藏、复合油藏及非常规的致密油油藏为主。其中, 常规油油藏主要分布在葡萄花油层和萨尔图油层, 具有油水分布复杂, 油藏分散、规模小, “一井一层一藏”的特点; 致密油油藏主要分布于扶余油层, 具有相变快、单层薄、甜点规模小、物性变化快等典型非均质特征^[33]。

4.2 有利勘探方向

根据成藏综合分析及剩余资源分布特点, 结合油田勘探需求, 优选葡萄花油层常规油、萨尔图油层常规油和扶余油层致密油为松辽盆地北部中浅层近期勘探的重点领域。下面以葡萄花油层和扶余油层为例进行扼要论述。

(1) 葡萄花油层

葡萄花油层是常规油精细勘探的主力层系, 勘探程度最高, 资源量为 $37.8 \times 10^8 \text{ t}$, 已提交三级石油储量 $28.4 \times 10^8 \text{ t}$ 。该层系资源主要分布在中央坳陷区, 具有明显相带控藏的特点, 由凹陷周边到凹陷内划分为3个油藏类型带, 即构造油藏带、构造-岩性复合油藏带和岩性油藏带。该层系剩余资源量为 $9.4 \times 10^8 \text{ t}$, 主要分布于复合油藏带和岩性油藏带, 油水关系复杂, 储层较薄, 但局部高产。通过圈闭精细识别与有效性评价, 结合烃源岩、储层等地质要素, 明确葡萄花油层剩余资源的有利勘探目标区为龙西—杏西、古龙、长垣—三肇和肇源等4个区带(图6), 综合识别优选各类圈闭995个, 圈闭面积 $1\ 009 \text{ km}^2$, 估算累计圈闭资源量 $1.85 \times 10^8 \text{ t}$ (表4), 是近期提交规模效益储量的主要区带。

(2) 扶余油层

扶余油层为常规油、致密油并存的油层之一, 是近年来致密油勘探的重点层系。致密油受储层物性控制, 广泛发育于中央坳陷区, 致密储层与青山口组有效烃源岩紧邻, 具满坳含油的特点。扶余油层致密油资源量为 $11.1 \times 10^8 \text{ t}$, 剩余资源量为 $5.0 \times 10^8 \text{ t}$, 潜力较大。致密储层主要为曲流河、网状河及分流河道沉积砂体, 单砂体规模小、厚度薄, 纵向不集中, 横向连续性差, 整体错叠连片呈“汉

堡包”式特征。平面上存在孤立物性甜点, 呈断续窄条带状分布。通过精细分析齐家—古龙、长垣中南部及三肇等剩余资源分布区的油层厚度、孔隙度和最大单层厚度等的变化规律, 识别出致密油甜点发育区99个、面积 790 km^2 , 估算圈闭资源量为 $2.2 \times 10^8 \text{ t}$, 是下一步效益增储的现实领域。

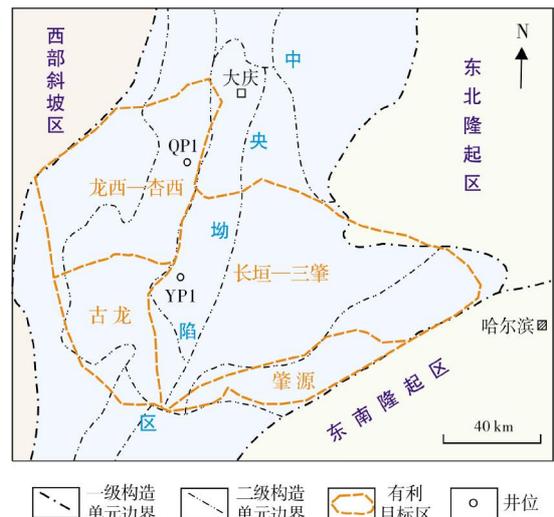


图6 松辽盆地北部中浅层葡萄花油层有利目标区分布图

表4 松辽盆地北部中浅层葡萄花油层有利目标区资源估算

有利目标区	圈闭面积/ km^2	圈闭资源量/ 10^8 t
龙西—杏西	126	0.35
古龙	256	0.45
长垣—三肇	519	0.90
肇源	108	0.15
合计	1009	1.85

目前, 松辽盆地北部中浅层石油资源探明率为 61.5%, 发现率为 71%, 均已达到较高水平。中浅层剩余资源的丰度、品位虽呈现逐渐变低、变差的趋势, 但依然是近期勘探的主要领域。通过滚动评价、精细勘探, 常规油不断有新的发现, 仍具进一步挖潜的能力。随着地震预测、钻井、压裂等配套技术的完善, 致密油逐步成为增储上产的接替资源。此外, 随着理论技术的不断发展, 中浅层页岩油也将成为未来“十四五”重要的勘探接替领域。

5 结论

(1)松辽盆地坳陷期 2 次大的湖侵形成了 2 套厚度大、分布广的优质烃源岩,为常规油和致密油聚集提供了烃源。多物源三角洲沉积的不同类型砂体与构造匹配形成了良好的储集空间和圈闭,主力烃源岩生排油期与油气运聚期及构造活动期相匹配是油气能够大规模聚集成藏的关键。

(2)采用成因法计算,松辽盆地北部中浅层石油总资源量为 $102 \times 10^8 \text{t}$ 。采用类比法计算,常规油资源量为 $88.7 \times 10^8 \text{t}$,主要分布于葡萄花油层、萨尔图油层和高台子油层;致密油资源量为 $12.7 \times 10^8 \text{t}$,主要分布于扶余油层。

(3)松辽盆地北部中浅层剩余石油资源潜力大,剩余常规油以隐蔽性强的“三低”油藏为主,油藏规模小、油水关系复杂,勘探难度大,古龙、龙西、长垣—三肇等地区的葡萄花油层是近期提交效益规模储量的主要勘探区块。近年在龙西地区葡萄花油层和萨尔图油层的精细勘探发现了高产的复合油藏,反映中央坳陷区中浅层常规油仍是下步勘探的重点领域。齐家—古龙、长垣及三肇等区块扶余油层致密油发育,分布范围广,将成为近期增储上产的接替资源;下一步的重点是优选甜点,提高工程技术水平。页岩油分布广、潜力大,是油田发展重要的接替领域。

参考文献

- [1] 大庆油田石油地质志编辑委员会. 中国石油地质志(卷二)[M]. 北京:石油工业出版社,1993:14-21.
- [2] 贾承造,赵政璋,赵文智,等. 陆上主要含油气盆地油气资源与勘探潜力[J]. 石油学报,2005,26(增刊):1-6.
- [3] 董大忠,蔚远江,杨涛,等. 石油地质理论与勘探技术进步在资源评价中的作用[J]. 石油学报,2005,26(增刊):18-24.
- [4] 赵文智,胡素云,翟辉. 含油气系统研究思路与方法在油气资源评价中的应用[J]. 石油学报,2005,26(增刊):30-34.
- [5] 吴河勇,王跃文,梁晓东,等. 向斜成藏理论及其石油地质意义[J]. 地学前缘,2015,22(1):181-188.
- [6] 金成志. 松辽盆地北部陆相非均质致密油整体勘探开发“2+3”模式[J]. 大庆石油地质与开发,2014,33(5):9-15.
- [7] 高瑞琪,蔡希源. 松辽盆地油气田形成条件与分布规律[M]. 北京:石油工业出版社,1997:7-181.
- [8] 冯子辉,方伟,李振广,等. 松辽盆地陆相大规模优质烃源岩沉积环境的地球化学标志[J]. 中国科学: D 辑 地球科学,2011,41(9):1253-1267.
- [9] 高瑞琪,何承全,乔秀云,等. 松辽盆地白垩系非海相沟鞭藻、绿藻及疑源类[M]. 南京:南京大学出版社,1992:18-26.
- [10] 冯子辉,方伟,王雪,等. 松辽盆地海侵制约油页岩形成的微体古生物和分子化石证据[J]. 中国科学: D 辑 地球科学,2009,39(10):1375-1386.
- [11] 冯子辉,霍秋立,王雪,等. 青山口组一段烃源岩有机地球化学特征及古沉积环境[J]. 大庆石油地质与开发,2015,34(4):1-7.
- [12] 冯子辉,霍秋立,王雪,等. 松辽盆地松科 1 井晚白垩世沉积地层有机地球化学研究[J]. 地学前缘,2009,16(5):181-191.
- [13] 候启军,冯志强,冯子辉. 松辽盆地陆相石油地质学[M]. 北京:石油工业出版社,2009:63-277.
- [14] 林铁锋,张庆石,张金友,等. 齐家地区高台子油层致密砂岩油藏特征及勘探潜力[J]. 大庆石油地质与开发,2014,33(5):36-43.
- [15] 张革,杨庆杰,戴国威,等. 大庆长垣扶余油层成藏特征及勘探潜力[J]. 大庆石油地质与开发,2014,33(5):30-35.
- [16] 周华. 松辽盆地北部油气藏类型与分布规律[J]. 内蒙古石油化工,2011(15):150-152.
- [17] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报,2012,33(2):173-186.
- [18] 赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J]. 天然气地球科学,2012,23(3):393-406.
- [19] 杜金虎. 中国陆相致密油[M]. 北京:石油工业出版社,2016:1-18.
- [20] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
- [21] 周庆凡,杨国丰. 致密油与页岩油的概念与应用[J]. 石油与天然气地质,2012,33(4):541-544.
- [22] 刘成林,连长波,杨虎林,等. 常规与非常规油气资源评价方法与应用[M]. 北京:地质出版社,2012:1-10.
- [23] 郭秋麟,陈宁生,刘成林,等. 油气资源评价方法研究进展与新一代评价软件系统[J]. 石油学报,2015,36(10):1305-1314.
- [24] 宋振响,陆建林,周卓明,等. 常规油气资源评价方法研究进展与发展方向[J]. 中国石油勘探,2017,22(3):21-31.
- [25] 郭秋麟,谢红兵,黄旭楠,等. 油气资源评价方法体系与应用[M]. 北京:石油工业出版社,2016:1-20.
- [26] 吴晓智,王社教,郑民,等. 常规与非常规油气资源评价技术规范体系建立及意义[J]. 天然气地球科学,2016,27(9):1640-1650.
- [27] 赵文智,胡素云,沈成喜,等. 油气资源评价方法研究新进展[J]. 石油学报,2005,26(增刊):25-29.
- [28] 李建忠,吴晓智,郑民,等. 常规与非常规油气资源评价的总体思路、方法体系与关键技术[J]. 天然气地球科学,

- 2016, 27(9): 1557-1565.
- [29] 霍秋立, 曾花森, 付丽. $\Delta\lg R$ 测井源岩评价方法的改进及其在松辽盆地的应用[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2011, 41(2): 586-591.
- [30] 付丽, 梁江平, 白雪峰, 等. 松辽盆地北部扶余油层致密油资源评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(4): 168-174.
- [31] 柳广弟, 赵文智, 胡素云, 等. 油气运聚单元石油运聚系数的预测模型[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(5): 53-55.
- [32] 况军. 试探油气运移中的聚散及计算模式[J]. 石油勘探与开发, 1990, 17(6): 35-40.
- [33] 蒙启安, 白雪峰, 梁江平, 等. 松辽盆地北部扶余油层致密油特征及勘探对策[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 3(5): 23-29.

编辑:董庸

The geological conditions, resource potential, and exploration direction of oil of middle-shallow layers in the northern Songliao Basin

FU Li, LIANG Jiangping, BAI Xuefeng, HUO Qiuli, ZHAO Diying

Abstract: In order to work out the resource potential of conventional oil and tight oil in northern Songliao Basin and guide the exploration direction, based on systematic summarization of petroleum geological conditions such as source rock, reservoir physical properties and so on, oil accumulation patterns and dominant control factors are analyzed. The resources of conventional oil and tight oil are evaluated by both analogy and genesis methods and the distributions of remaining oil resources are studied in order to guide the next exploration direction of oil. Two sets of excellent source rocks of the Qingshankou Formation and Nenjiang Formation, developing in the Late Cretaceous, spread vastly in the Songliao Basin with large thickness, high organic content and oil-prone kerogen type. The source rock of Qingshankou 1st-2nd Member in the central depression being in mature stage is the primary source rock of both conventional oil and tight oil. Various sand bodies developing in the large-scale lacustrine delta and fluvial facies match well with source rocks and seal beds as reservoirs, forming upper, middle and lower petroleum systems. Tight oil are mainly distributed in Gaotaizi oil layers of the middle petroleum system and in Fuyu oil layers of the lower petroleum system. As to conventional oil reservoirs, there are three accumulation patterns named "accumulation below source", "accumulation above source", and "accumulation allochthonous to source". In contrast, tight oil mainly form in two accumulation patterns named "accumulation in place" and "accumulation above source". The effective source rocks control the distribution of both conventional oil and tight oil, while the sedimentary facies control the conventional oil reservoir type and the reservoir physical properties control the enrichment of tight oil. Based on fine evaluation of source rocks, the total oil resources are estimated as 102×10^8 t by basin modeling method. Six calibrating zones for conventional oil and three calibrating zones for tight oil are systematically evaluated, based on which the conventional oil resources are estimated as 88.7×10^8 t, and the tight oil resources as 12.7×10^8 t by analogy method. It is suggested that the Putaohua oil layers of Gulong depression, Daqing placanticline, and Sanzhao depression are the primary targets for conventional oil exploration in the near future. The Fuyu oil layers of Daqing placanticline, Sanzhao depression, and Qijia-Gulong depression are the favor targets of tight oil exploration.

Key words: geological conditions; main controlling factors; accumulation patterns; resource potential; exploration direction; oil; Songliao Basin

FU Li, First author: Senior Engineer, engaged in oil and gas resources evaluation. Add: Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield, No. 13 Xiling Rd., Daqing, Heilongjiang 163712, China