

# 俄罗斯萨哈林3号V区块油气成藏条件及勘探潜力

田院生<sup>1</sup>, 谭卓<sup>2</sup>, 田继先<sup>3</sup>, 郑力<sup>1</sup>, 王建宁<sup>1</sup>

(1. 中国石化集团国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029; 2. 中海油研究总院, 北京 100027;

3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007)

**摘要:**俄罗斯萨哈林3号V区块位于东萨哈林-鄂霍茨克盆地中南部, 是中俄第一个油气勘探合作项目, 主要勘探层系中新统发育海相三角洲沉积体系, 沉积相以三角洲前缘、前三角洲以及浅海相为主, 构造演化主要经历了晚白垩世-古近纪的裂谷期、渐新世中晚期-上新世早期的转换拉伸期和早上新世以后-近代的转换拉伸期3个阶段, 形成了近南北走向、东西分带的“两隆三凹”的构造格局。烃源岩以达耶-胡林组硅质页岩、威宁组和奥科贝凯组暗色泥岩为主, 有机质丰度高, 生烃能力强。中新统两套储盖组合为油气的聚集和保存提供了有利条件。圈闭类型以断层控制的背斜和断背斜为主。研究表明, 油气的生成、运移、储盖组合、圈闭形成、保存条件等成藏配置关系合理, 油气主要富集于两个构造带上, 分别是维尼背斜构造带和南阿雅什构造带。

**关键词:** 油气成藏条件; 储盖组合; 有利区带; 勘探潜力; 萨哈林3号V区块; 俄罗斯

**中图分类号:** P618.130.2

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-4135(2015)03-0192-07

V区块位于俄罗斯萨哈林岛东北大陆架柴沃湾和纳比利湾之间, 面积约5300 km<sup>2</sup>, 水深0~500 m, 行政区划属俄罗斯萨哈林自治州。其构造位置处于东萨哈林-鄂霍茨克盆地中南部(图1), 自西向东横跨了内伊凸起、柴沃坳陷和南奥道普金凸起3个二级构造单元<sup>[1]</sup>。东萨哈林-鄂霍茨克盆地, 又称北萨哈林盆地, 面积约21.6×10<sup>4</sup> km<sup>2</sup>, 是一个以第三系沉积为主的新生代盆地<sup>[2]</sup>, 盆地主要勘探层系以海相三角洲砂岩为主, 油气资源十分丰富, 是俄罗斯东部沿海最具勘探潜力的含油气盆地。

根据海外油气盆地勘探所取得的成果以及形成的有效勘探方法<sup>[3-7]</sup>, 本文基于V区块的沉积构造特征和石油地质背景, 综合利用地质、地震、钻井、测录井、岩心化验以及地球化学等资料, 从构造演化、沉积特征、烃源岩、储盖条件和成藏配置关系等多方面, 对V区块油气成藏条件进行分析, 明确油气的有利聚集带, 探讨其找矿潜力。

## 1 区域地质特征

俄罗斯萨哈林3号V区块位于东萨哈林-鄂霍茨克盆地中南部, 在挤压应力场环境下, 形成了“两隆

三凹”的构造格局, 自西向东依次为蒙吉凹陷, 维尼背斜构造带、柴沃凹陷、南阿雅什断背斜构造带和乌列维凹陷(图2)。

V区块的构造演化主要经历了晚白垩世-古近纪的裂谷期、渐新世中晚期-上新世早期的转换拉伸期和早上新世以后-近代的转换拉伸期3个阶段<sup>[8-10]</sup>, 形成了两套区域不整合面。其中转换拉伸阶段是区块沉积主要发展阶段, 连续的坳陷期区域沉降作用, 在区块内沉积了巨厚的渐新统及中新统海相沉积层, 在拉伸成盆的同时, 伴随有右旋张扭作用。因此, 区域沉降背景下的局部扭压性应力导致局部地区的古、始新统顶面及中新统内部产生一些带挤压性质的背斜构造样式, 这些局部构造样式表现为早期背斜型(局部扭压应力较强), 逐步演变为构造鼻(扭压应力逐步减弱)。反转阶段在右旋挤压应力作用下, 区块西侧产生比较紧密的NNW向的向斜、背斜带, 中东部则由于逐步远离应力场, 形成宽缓的向斜、背斜带, 且以宽缓的向斜为主(图3)。

V区块物源来自于西部, 主要勘探层位为中新统, 该层发育良好, 并受古阿穆尔河三角洲体系的控制。主要发育三角洲前缘、前三角洲亚相以及浅

收稿日期: 2015-04-01

资助项目: 中国石油化工股份有限公司科研项目: 俄罗斯V区块油气成藏条件与勘探目标研究(P07003)

作者简介: 田院生(1982-), 男, 硕士, 工程师, 2008年毕业于中国石油大学(北京)矿产普查与勘探专业, 现主要从事海外油气田综合地质评价工作, E-mail: ystian.sipc@sinopec.com。

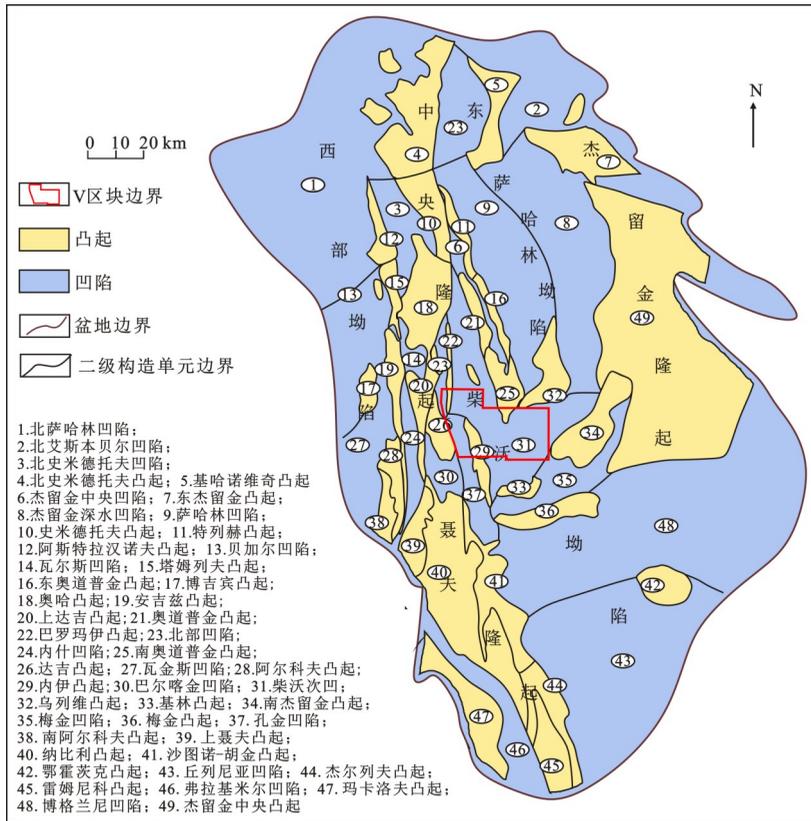


图1 萨哈林3号V区块构造位置

Fig.1 Block structural position in Sakhalin project 3

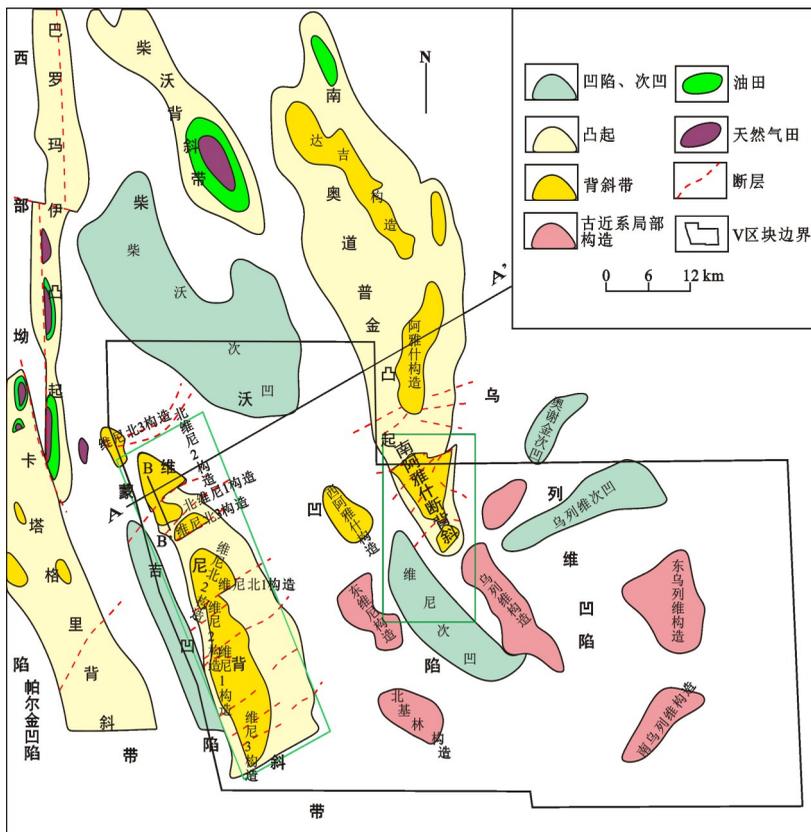


图2 V区块区域构造

Fig.2 Regional structure of V Block

海相沉积。对应的地层分别为努托瓦组下段、奥科贝凯组、和中新世达吉组,其中达吉组和努托瓦组砂岩储集层构成了区块的主要勘探层,沉积层序由砂质岩、砂岩夹泥岩和粉砂岩组成。

## 2 油气成藏条件

### 2.1 烃源岩特征

V区块地处内伊凹陷、柴沃凹陷、维尼次凹和乌列维凹陷等多个生烃凹陷中间,发育3套主力烃源岩,分别为上渐新统达耶-胡林组深海相硅质泥页、下中新统威宁组深海-半深海相泥岩、硅质页岩和中中新统奥科贝凯组外滨海-半深海相泥岩(表1)。

#### (1) 达耶-胡林组烃源岩

此套沉积发生于盆地演化的裂谷阶段,属断陷沉积。暗色泥岩在区块厚度一般在300~600 m,具有两侧薄、中部厚的分布特征。有机质类型在中西部以腐泥-腐殖混合型为主,在东部为腐泥型,有机碳含量一般在0.91%~1.35%。烃源岩模拟表明,此套烃源岩的热演化程度很高,已处于高成熟到过成熟演化阶段。

#### (2) 威宁组烃源岩

威宁组沉积时期以半深海相沉积为主,区块内厚度200~700 m,是区块的主要烃源岩之一。有机质类型为腐泥-腐殖混合型,有机碳含量一般在1.05%~1.2%,成熟度高( $R_o$ : 0.6%~1.6%),80%已进入生气窗( $R_o > 1.3%$ )。在柴沃凹陷和维尼凹陷则已经处于高成熟到过成熟演化阶段( $R_o > 1.4%$ )。

#### (3) 奥科贝凯组烃源岩

奥科贝凯组沉积层系形成于大型的古Amur三角洲附近的深水陆架环境,暗色泥岩在区块内厚度300 m左右。柴沃凹陷厚度可达900 m左右,是主要的生烃中心。有机质类型

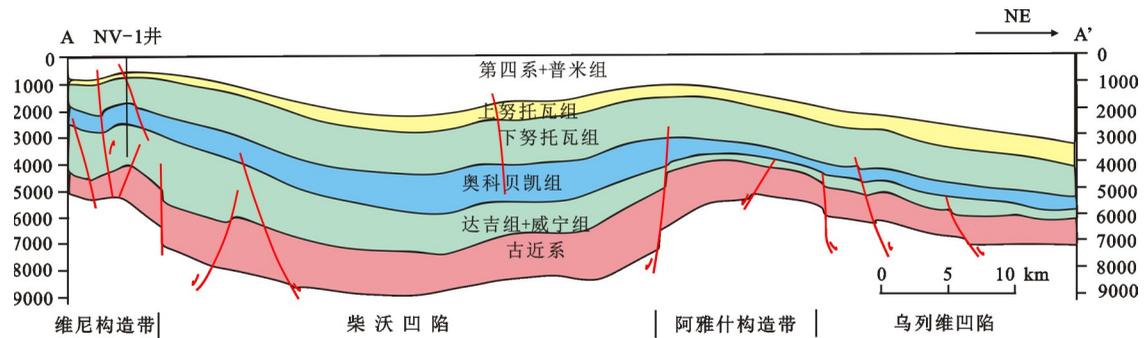


图3 V区块的构造演化(剖面位置见图2)  
Fig.3 Tectonic evolution of V Block

在中西部以腐泥型为主,在东部为腐泥型,有机碳含量一般在0.87%~1.0%,烃源岩在维尼构造带部分地区已经进入生油阶段。在柴沃凹陷已进入生气阶段(0.8% < Ro < 1.4%),在南阿雅什地区处于生油和生气过渡阶段。

2.2 储盖组合

V区块主要勘探层位为中新世地层,其中达吉组和下努托瓦组是储集层发育的主要层段,具有砂岩层数多、单层厚度大、储集物性好、侧向连续等特点。达吉组储集层厚度一般在200~1000 m,属于中孔-中渗储集层,在整个区块均有分布,但在南阿雅什构造带由于埋藏太深,勘探潜力降低。下努托瓦组储集层厚度一般在50~250 m,属于低-中孔-低渗储集层(表2)。

V区块两个主力储集层的岩性以海相三角洲砂岩为主,沉积物源主要来自西部古阿穆尔河三角洲体系。达吉组沉积时期三角洲体系从区块西边向东推进,主要发育以河口坝、分流河道砂为主的三角洲前缘砂体。储集层岩性主要为细-中砂岩、细砂岩、粉砂岩,孔隙类型主要为原生孔隙。孔喉半径均值

在2.0~4.0 μm之间,平均为2.71 μm,排驱压力在0.8~1.3 MPa之间。下努托瓦组沉积时期主要发育三角洲前缘和前三角洲亚相,储集层岩性主要为粉砂岩及细砂岩,因属远源沉积、搬运距离长,故分选和磨圆均中等-较好,成分和结构成熟度均较高,但泥质含量高,储集层物性相对较差。总体上来看,纵向上达吉组和下努托瓦组均发育比较好的储集层,平面上在西部接近古阿穆尔三角洲的地区储集性能最好,向东逐渐变差。达吉组以中孔-中渗储集层为主,下努托瓦组以低中孔-低渗储集层为主。

钻井揭示,区内主要发育两套储盖组合(图4)。一是以达吉组三角洲-滨浅海相砂岩为储集层,奥科贝凯组泥岩为盖层的下部储盖组合。区块主要的油气资源和油气发现均在此组合中。该套储盖组合由达耶-胡林组和威宁组泥岩提供烃源,具有良好的含油气性,已得到NV-1井钻探证实。该井位于维尼构造带北部,主力含油气层位是达吉组。从岩心分析资料可以看出,达吉组平均孔隙度为23.5%,渗透率297 mD,属于中孔-中渗储集层。依据测井资料,在达吉组共解释气层166.5 m,有效厚度157.7 m;

表1 V区块生油层地化特征

Table 1 Petroleum system events chart of the Block V

层位	岩性	有机碳含量(%)	有机质类型	有机质成熟度 Ro (%)	烃源岩厚度m
达耶-胡林组	泥岩、硅质泥岩	0.91~1.35	中西部:混合型 东部:腐泥型	0.8~2	300~600
威宁组	泥岩	1.05~1.2	腐泥-腐殖混合型	0.6~1.6	200~700
奥科贝凯组	硅质泥岩	0.87~1.0	中西部:混合型 东部:腐泥型	0.8~1.4	300~900

表2 V区块主要储集层特征参数

Table 2 The main reservoir characteristic parameters of the Block V

层位	岩心数	储集层厚度	砂地比%	孔隙度			渗透率		
				最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值
达吉组	52	253.8	76	17.4	14.6	15.9	31.24	4.13	12.96
奥科贝凯组顶	18	84.1	25.1	17.29	11.04	14.28	1.755	0.079	0.368
下努托瓦组	10	253.7	29.4	18.45	14.64	16.58	1.322	0.137	0.362

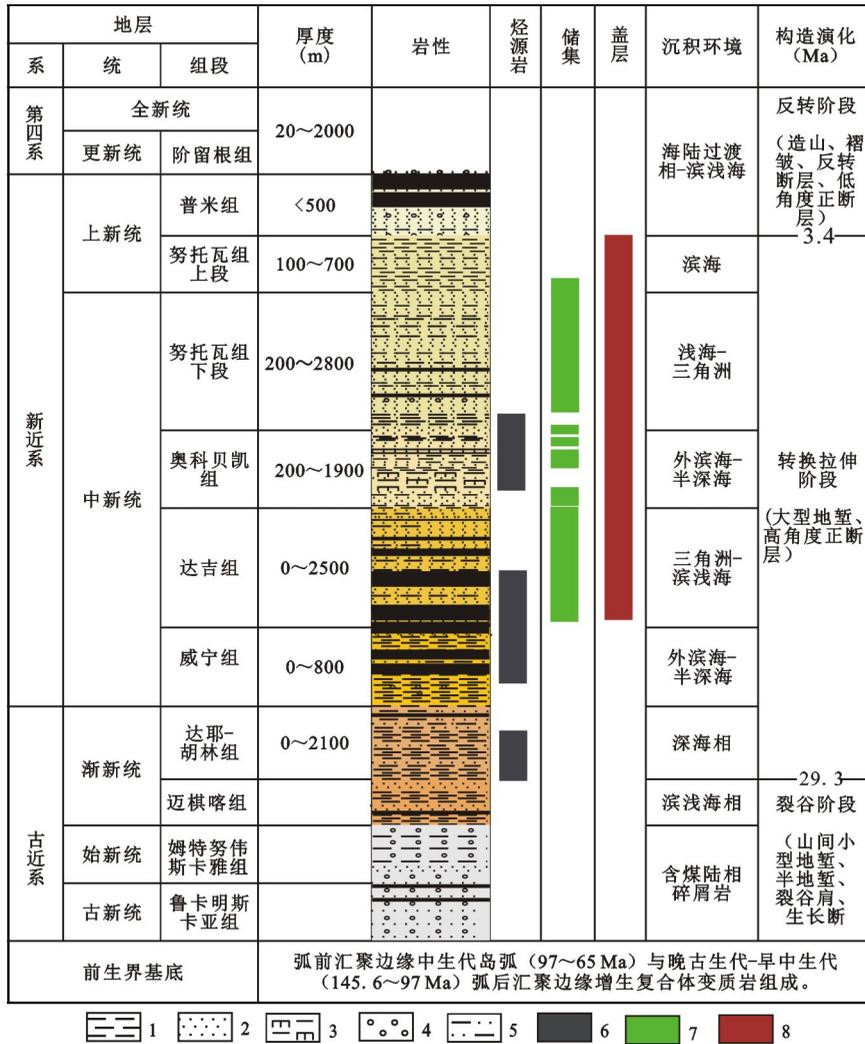


图4 V区块地层综合柱状图

Fig.4 Comprehensive stratigraphic column of the Block V

1.泥岩;2.砂岩;3.硅质泥岩;4.砾岩;5.粉砂岩;6.烃源岩;7.储集层;8.盖层

差气层17.2 m,有效厚度13.3 m;气水同层10.5 m,有效厚度9.5 m;含气水层16.3 m。根据录井、测井资料综合分析的结果,分别对2950~2992 m、2854~2892 m及2750.3~2779.3 m井段进行了测试,三个测试层的产量比较接近,不同油嘴均获高产凝析气流,平均日产气 $97 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

二是以下努托瓦组三角洲-半深海、三角洲-滨浅海相砂岩为储集层,上努托瓦组泥岩为盖层的上部储盖组合。该套储盖组合主要由奥科贝凯组提供烃源,也具有好的含油气性,并被SA-1井钻探证实。该井位于南阿雅什构造带A1圈闭,主力含油气层位是下努托瓦组和奥科贝凯组上段。从岩心分析资料可以看出,下努托瓦组平均孔隙度为15.5%,渗透率为1.4 mD,属中孔低渗储集层,奥科贝凯组上段平

均孔隙度为16.58%,渗透率为0.368 mD,属于中孔低渗储集层。录井资料显示,该井气测显示层多而频繁、全烃值高而组份齐全。根据荧光录井、气测录井和测井等资料,全井共解释了气显示层19层,其中努托瓦组下段有差气层5层,累计厚度11 m,单层最大厚度3.2 m、最薄1.1 m、平均2.2 m;致密气层8层,累计厚度17 m,单层最大厚度8.9 m、最薄0.6 m、平均2.1 m。奥科贝凯组有差气层2层,累计厚度2.5 m,致密气层4层,累计厚度10 m,单层最大厚度3.9 m、最薄1 m、平均2.5 m。

另外,在下努托瓦组和奥科贝凯组中解释了干层各4层,累计厚度分别为7.1 m、11.8 m。从解释结果看,储集层物性差,均为差气层、致密气层和干层。

### 2.3 油气生成、运移及聚集

如前所述,区内发育3套主力烃源岩,受烃源岩分布、埋深以及不同古地温的影响,烃源岩开始成熟的时间也不相同<sup>[11-12]</sup>。连续的裂谷后拗陷期的长期作用使上述3套烃源岩被迅速深埋

并开始大量生成油气,渐新统达耶-胡林组烃源岩 $R_o$ 为0.8%~2%,说明该烃源岩已过生油门限,达到了生气门限,在某些地区已超过生气门限。该套烃源岩在中中新世末期(大约12 Ma)进入排油高峰,在大约7 Ma进入排气高峰。迄今为止,共排出石油 $90.46 \times 10^8 \text{ t}$ 和天然气 $5236 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。

威宁组烃源岩成熟度高( $R_o$ :0.6%~1.6%),烃源岩在中新世末期(大约5.4 Ma)达到排油高峰,上新世早期(2 Ma)开始下降;在上新世早期(2 Ma)达到排气高峰。迄今为止,共排出石油 $61.79 \times 10^8 \text{ t}$ ,天然气 $3524 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。

奥科贝-凯下努托瓦组烃源岩 $R_o$ 为0.8%~1.4%,说明烃源岩已经成熟,烃源岩从中新世末期(大约2 Ma)开始排烃,到现今达到排油高峰,尚未进

入排气高峰阶段。迄今为止,共排出石油 $37.51 \times 10^8$  t,天然气 $651 \times 10^9$  m<sup>3</sup>。

### 2.4 圈闭类型

根据区块构造解释成果,结合地震剖面和探井资料研究发现,区内圈闭类型主要以构造圈闭为主,主要包括背斜、断块以及断背斜圈闭。其形成机制是由于反转阶段萨哈林剪切带的转换挤压作用,储集层顶面发生局部褶皱变形或变位而形成的。图5是维尼构造带上过NV-1井的断背斜式构造油气藏模式。从图5中可以看出,维尼背斜构造带被断层切割形成断层封闭的背斜油气藏,主力储集层为达吉组砂岩。

### 2.5 成藏配置关系

油气藏的形成是一个非常复杂的过程,只有当生、储、盖、运、圈、保等各个因素在时间和空间上搭配合理时才能最终形成油气藏。因此,成藏配置关系的研究对于解剖油气藏的形成、预测有利区带的分布和确定下一步勘探的方向有着非常重要的指导作用<sup>[13-15]</sup>。

首先,良好的生储盖组合对区内油气藏的形成和分布起到了重要的控制作用。如前所述,中新统达耶-胡林组、威宁组、奥科贝凯-下努托瓦组等3套优质烃源岩为油气的生成提供了充足的烃源条件,连续的裂谷后坳陷期的快速沉降为烃源岩提供了非常好的埋藏和生烃条件。同样,也沉积了巨厚的碎屑岩储集体,有利于油气聚集。上覆泥岩地层则成为了良好的盖层,控制了油气的垂向分布。由此可见,

区内具备了非常好的生储盖配置。

其次,区内主要油气聚集带和圈闭在中新世已经基本形成,基本上与油气大量生成、运移的时间同步,为油气藏的最终形成提供了必要条件(图6)。达吉组主要形成下生上储型油气藏,下努托瓦组则以自生自储和下生上储型油气藏为主。区内成藏配置关系合理,容易形成比较好的油气聚集带。

## 3 有利区带预测和勘探潜力分析

在已有地震资料的基础上,以被动大陆边缘盆地断层相关褶皱理论为指导<sup>[16-19]</sup>,对V区块开展了多轮精细构造解释和评价工作,明确了V区块“两隆三凹”的构造格局。结合烃源岩、储盖组合、圈闭类型和油气成藏配置关系的研究,明确了研究区主要的油藏类型是以断层控制的背斜为主。以区域构造背斜带为依据预测油气富集有利区带,主要集中在以下两个方面:

### 3.1 维尼背斜构造带

维尼构造带位于蒙古凹陷和柴沃凹陷之间,是一个四面倾伏、被众多断层复杂化的北北西向逆冲背斜构造带,南北长约115 km,东西宽约10~15 km,面积约1400 km<sup>2</sup>,其北段位于区块内,面积约650 km<sup>2</sup>。该构造带处在多个生烃凹陷中间,具有优越的烃源条件。达吉组砂岩为主要储集层,物性好,为油气的富集提供了优越的储集空间。厚度大、分布连续且以泥质岩为主的奥科贝凯组构成了有效的盖层。圈闭类型以断背斜为主,面积15~40 km<sup>2</sup>,幅度

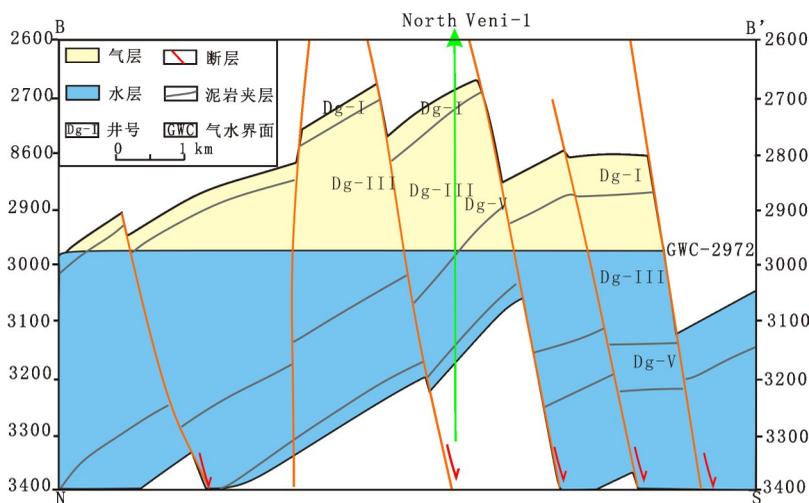


图5 维尼背斜构造带断背斜式构造油气藏剖面(剖面位置见图2)

Fig.5 Oil-gas reservoir profile with faulted anticline style in Veni anticline structure belt

200~700 m。这些断背斜圈闭的形成时间较早,从中中新世早期到上新世早期一直处在挤压作用环境下,形成同沉积背斜,直到上新世晚期时强烈褶皱定型,与油气排烃、运移配套吻合较好,有利于油气运移和聚集。主要油气目的层中新统达吉组埋藏在500~3300 m范围,深度适中,有利于钻探证实。综合地质评价认为,该区带为油气富集有利区带。

### 3.2 南阿雅什构造带

南阿雅什构造带是阿雅什构造带向南延伸进入柴沃凹陷的倾没端,是上新世末反转挤压阶段形成的由断背斜、断块组成的大中型构造群,构造规

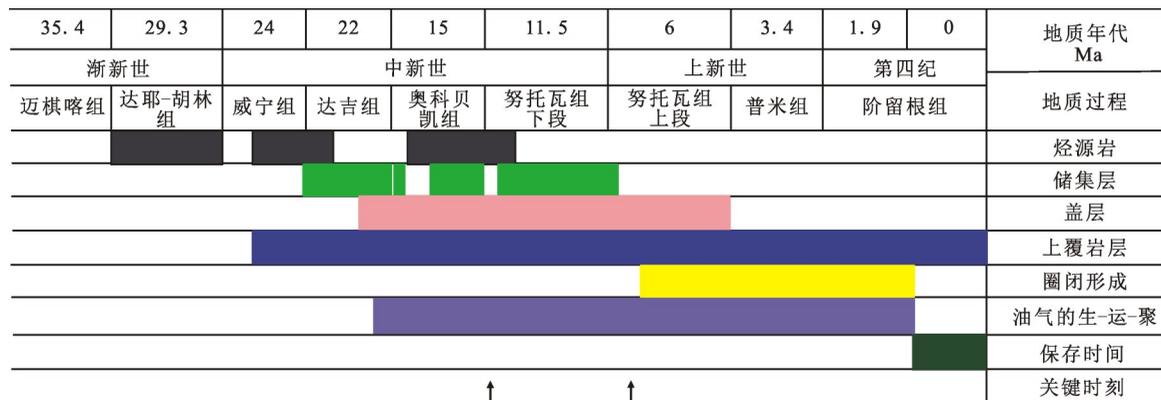


图6 V区块含油气系统事件图  
Fig.6 Petroleum system events chart of the Block V

模约25×6 km,构造幅度约150 m。该区具有良好的烃源充注条件,圈闭群位于多个生烃凹陷的油气运移指向上,其烃源主要有西部的柴沃凹陷、南部的维尼凹陷及达吉背斜带东面的奥谢金和乌列维凹陷。主要勘探目的层为下努托瓦组和奥科贝凯组上部以三角洲前缘-前三角洲沉积为主,岩性主要为细砂岩和粉砂岩,储集性能较好。在达耶-胡林到早努托瓦时期为低强度构造演化阶段,此期断裂在南阿雅什构造区较发育。早上新世上努托瓦组沉积时期,南阿雅什构造开始形成雏形,已具备一定捕获油气的能力。强烈的挤压褶皱发生于晚上新世普米期末,生成的油气可通过侧向和垂向运移的方式在构造有利部位聚集,近源成藏。总体而言,南阿雅什圈闭群成藏匹配条件较好,是下步勘探的较有利区带。

### 4 结论

萨哈林3号V区块油气成藏条件优越,渐新统达耶-胡林组硅质页岩、下中新统威宁组暗色泥岩和中中新统奥科贝凯组暗色泥岩有机质丰度高,具有非常好的生烃能力。达吉组和努托瓦组是该区储集层发育的主要层段,具有砂岩层数多、单层厚度大、储集物性好、侧向连续等特点,总体上储集层物性呈现中孔-中渗和中低孔-低渗的特征。两套已证实储盖组合保证了区域油气的有效聚集和保存,是油气藏形成的必要条件。V区块主要发育构造圈闭类型,以断层控制的背斜、断背斜圈闭为主。烃源岩热演化研究表明,区域生烃时间、运移方向、储盖组合、圈闭形成等成藏条件配置关系合理,形成了良好的生-储-盖组合,容易形成比较好的油气富集区。

预测V区块油气富集的有利区带主要集中在两

个构造带上,分别是维尼背斜构造带和南阿雅什构造带。在这些构造带上有I类圈闭两个,II类圈闭9个,III类圈闭6个。其中北维尼1和维尼北1两个圈闭勘探潜力巨大,是首要勘探目标。北维尼2、维尼北2、维尼2、维尼1、维尼4、A6、维尼3、维尼2、维尼7等9个圈闭地质风险评价也比较小,是下步勘探的有利目标区域。

### 参考文献:

- [1] Kharakhinov VV. Oil and Gas Geology of the Sakhalin Region[M]. Moscow Scientific Word, 2010. 81-97.
- [2] Маргулис ЛС. Актуальные проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Сахалинского шельфа[M]. ВНИГРИ, 2012. 148-154.
- [3] 谢寅符,季汉成,苏永地,等. Oriente-Maranon 盆地石油地质特征及勘探潜力[J].石油勘探与开发, 2010, 37(1): 51-56.
- [4] Genik G J. Petroleum geology of Cretaceous-Tertiary Rift Basin in Niger, Chad and Central African Republic [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(8):1405-1434.
- [5] 郑俊章,周海燕,黄先雄. 哈萨克斯坦地区石油地质基本特征及勘探潜力分析[J].海外勘探, 2009, 16(2):80-85.
- [6] 刘景东,蒋有录.根据储集层成岩特征差异性判断浅层油气藏油气充注时间—以哈萨克斯坦 A 油田为例[J].石油与天然气地质, 2010, 31(3):315-320.
- [7] Аршев ЕГ. Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии[M]. Аванты, 2003. 203.
- [8] Вартанян ГС. Флюидосфера и эндодренажные системы Земли как ведущие факторы геологической эволюции [J]. Отечественная геология, 2000, 20(6). 14-18.
- [9] Коблов ЭГ., Харахинов АВ., Ткачева НА. Нефтегазовый потенциал и перспективные нефтегазопромысловые объекты прибрежной зоны шельфа Северного Сахалина [M]. Недр, 2006, 83-88.

- [10] Коблов ЭГ. Перспективы поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа на шельфе Охотского моря[J]. *Нефтяное хозяйство*, 2008, 34(6), 20-23.
- [11] Рассказов СВ. Пространственная схема глубинных источников кайнозойских вулканических пород западного побережья Южного Сахалина[J]. *Тихоокеанская геология*, 2005, 48(3): 317-329.
- [12] Обжиров АИ., Шакиров Р.Б. Сейсмоструктурный контроль распределения метана в водных колоннах Охотского моря[M]. *Южно-Сахалинск*, 2002, 359-362.
- [13] 何家雄, 夏斌, 王志欣, 等. 南海北部边缘盆地西区油气运聚成藏规律与勘探领域剖析[J]. *石油学报*, 2006, 27(4): 8-14.
- [14] 谭锋奇, 李洪奇, 武鑫, 等. 砾岩油藏水淹层定量识别方法研究—以克拉玛依油田六中区克下组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(2): 154-162.
- [15] Welte D H, Yukler M A. Petroleum origin and accumulation in basin evolution—a quantitative model [J]. *AAPG Bulletin*, 1981, 65(8): 1387-1396.
- [16] Siddiqui F I, Lake L W. A dynamic theory of hydrocarbon migration [J]. *Mathematical Geology*, 1992, 24(3): 305-327.
- [17] 何登发, Suppe J, 贾承造. 断层相关褶皱理论与应用研究新进展[J]. *地学前缘*, 2005, 12(4): 353-364.
- [18] Storti F, Salvini F, McClay K. Fault-related folding in sandbox analogue models of thrust wedges [J]. *Journal of Structural Geology*, 1997, 19(3): 583-602.
- [19] 邵雨, 陈伟, 张伯友. 断层相关褶皱理论在准噶尔盆地南缘山前带构造研究的应用[J]. *地球科学与环境报*, 2005, 27(1): 26-29.

## Petroleum Accumulation Conditions and Exploration Potential of Block V of Sakhalin Project 3 in Russia

TIAN Yuan-sheng<sup>1</sup>, TAN Zhuo<sup>2</sup>, TIAN Ji-xian<sup>3</sup>, ZHENG Li<sup>1</sup>, WANG Jian-ning<sup>3</sup>

(1. SIPC, Beijing 100029, China; 2. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China;

3. Lang Fang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Hebei, Lang Fang 065007, China )

**Abstract:** Block V, located in the south-central of East Sakhalin-Okhotsk basin in Russia, has one major Eocene deltaic sedimentary systems. The main sedimentary facies include delta front, prodelta plain and shallow marine facies. Block V experienced three main tectonic evolution phases including the rifting, transformation tensile, and inversion. The tectonic framework of the Block V is characterized by NS-trending and EW-zoning “two uplifts and three depressions”. The quality marine source rocks in Block V are dominated by the Dae-Khurye formation siliceous shale in Oligocene, Uyni-Dagi formation dark shale in Lower Miocene and Okobykai-Nutovian Formation dark shale in Middle Miocene. They feature in high organic abundance and strong hydrocarbon potential. Moreover, two reservoir-seal cap combinations in Miocene provide favorable conditions for effective hydrocarbon accumulation and preservation. The main trap style in Block V is anticline trap controlled by faults. Study of thermal evolution of source rocks indicates that the timing of hydrocarbon generation, migration, trap formation and reservoir--seal cap combination is rational. The potential plays of Block V mainly occur in two structural belts including Veni anticline belt and South-Ayash anticline belt.

**Key words:** petroleum accumulation condition; reservoir-seal cap combination; favorable zone; exploration potential; Block V of Sakhalin Project 3; Russia