

宿雯, 杨海风, 揣媛媛, 等. 渤海南部缓坡带新近系油气运移模式——以垦利 9 油田群为例[J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(11): 69-76.

渤海南部缓坡带新近系油气运移模式

——以垦利 9 油田群为例

宿雯, 杨海风, 揣媛媛, 张宏国, 胡志伟

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300459)

摘要:渤海南部缓坡带新近系属于远源成藏, 运移路径复杂限制了勘探成效。利用垦利 9 油田群丰富的钻井资料, 结合物理模拟实验、地球化学等手段, 明确了渤海南部缓坡带明下段油气运移路径及其控藏作用。研究表明, 馆陶组顶部富砂段与明下段底部富泥段组合形成横向输导体系; 馆陶组输导层顶面圈闭充当明下段油气中转站, 圈闭保存能力控制了明下段的油气富集特征; 新近系属于未固结—弱固结地层, 断裂带基本不发育裂缝, 油气垂向运移能力主要受到卷入断裂带中砂岩含量的控制; 明下段成藏是油气经历横向输导与垂向运移相互配合的结果。蓬莱 A 构造明下段钻遇高丰度油藏, 证明了该模式的正确性。

关键词:缓坡带; 输导层; 保存能力; 砂岩含量; 运移能力; 渤海南部

中图分类号: P618.130.2

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2020.144

0 引言

垦利 9 油田群位于渤海湾盆地东南部的渤海海域, 垦东凸起北部缓坡带, 东临莱北低凸起, 北侧紧邻黄河口凹陷, 新近系明化镇组下段(以下称明下段)是主要含油层系, 是渤海油田在缓坡带发现的亿吨级浅层油气聚集区^[1-2]。油田区下伏古近系地层埋深浅, 有机质成熟度低, 无生、排烃能力, 油源对比证实明下段油气来自北部的黄河口凹陷西洼^[1], 因此, 明下段成藏是油气横向输导和垂向运移的共同结果, 属于典型的远源成藏模式。在远源成藏模式中, 油气运移研究是成藏分析的最关键部分。渤海油田缓坡带横向路径方面, 前期研究认为横向输导层复杂多变, 潜山不整合面、新生界砂体等均可能形成优势运移路径^[3-4]; 断裂方面, 油气垂向运移机理不清楚, 新近系属于未固结—弱固结地层, 而前期研究大多简单套用脆性地层模式, 认为断层的

裂缝系统主导运移^[5-6], 因此, 未固结—弱固结地层中断裂变形机制与垂向运移机理密切相关^[7-8]; 另外, 油气横向输导与垂向运移的配置关系对成藏的影响也缺乏分析。渤海油田凸起区构造型圈闭越来越少, 斜坡带作为油气运移的优势指向区已经成为渤海油田增储上产的重要区带。垦利 9 油田群油气运移条件精细分析对于缓坡带新近系精细勘探具有重要的指导意义。

1 地质概况

垦利 9 油田群位于黄河口凹陷向垦东凸起过渡的莱西斜坡带之上, 属于反向断阶缓坡带, 是油气自黄河口凹陷向垦东凸起运移的必经之路, 先后发现了垦利 9-B、垦利 9-C 油田等, 储量规模近亿吨, 主要含油层系为明下段^[9-10], 与更低部位的垦利 3-A 油田形成斜坡高、低部位连片含油的局面(图 1), 是渤海油田缓坡带最大的新近系油田群。研究区由浅至深发育第四系平原组、明化镇组、馆陶组, 东营组和沙河街组地层(砂岩含量约 20%), 其中沙河街组地层埋深较浅, Ro 值<0.5, 基本不具备生、排烃能力, 馆陶组为辫状河三角洲, 砂岩含量 50%~90%, 明下段为极浅水三角洲沉积, 砂岩含

收稿日期: 2020-09-20

资助项目: “十三五”国家科技重大专项“渤海海域勘探新领域及关键技术研究(2016ZX05024-003)”

作者简介: 宿雯(1989—), 女, 硕士, 工程师, 主要从事油气勘探及石油地质综合方面的工作。E-mail: suwen3@cnooc.com.cn

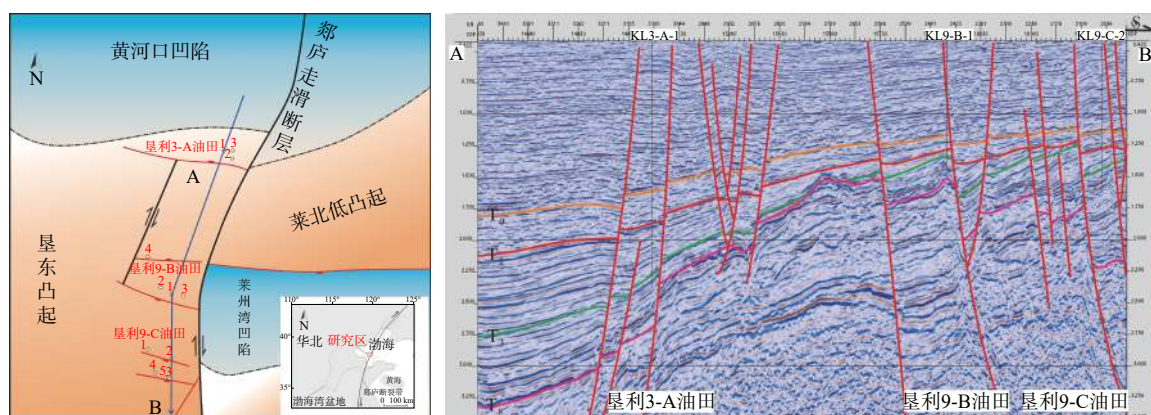


图 1 垦利 9 油田群区域位置图

Fig.1 Regional location map of Kenli 9 Oilfields

量 20%~50%，储盖组合良好。基底潜山岩性以中生界火山岩为主。

莱西斜坡带主要发育 2 种类型的断层：①NNE—SSW 向的郯庐走滑断层，该类断层的发育起到了自 EW 向分割凹陷与凸起的作用；②近 EW 向的斜坡带调节断层。其中垦利 3-A 油田北侧发育的斜坡带调节断层深切烃源岩，为主要的油田断层；斜坡带主体区的调节断层多为反向断层，连接高部位与底部位输导层，是斜坡带油气阶梯式运移的基础。

2 横向输导路径分析

缓坡带新近系作为典型的远源成藏，油气在深层的横向输导是缓坡带成藏的基础，最终和垂向运移的配置决定了具体成藏层系。油气沿斜坡带横

向运移的介质主要是不整合面风化壳和馆陶组厚层砂岩^[11]。

2.1 潜山不整合面分析

研究区钻井揭示潜山岩性以中生界凝灰岩、安山岩为主。从壁心物性参数来看，孔隙度介于 1.1%~35.5%，平均 14.6%；水平渗透率介于 $(0.007 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均 $0.875 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （表 1），潜山风化壳物性非均质性极强。

从薄片分析来看，凝灰岩物性普遍较差，孔隙发育局限，裂缝均不甚发育且多被方解石充填（图 2a、2b、2d、2f），局部发育较好的溶蚀孔隙和裂缝（图 2c）；安山岩气孔普遍发育，但是多被黄铁矿、方解石、绿泥石所充填，裂缝局部发育（图 2g~h），基本没有沟通气孔的作用。

表 1 KL9-C-1 井潜山风化壳孔隙度和渗透率统计表

Table 1 porosity and permeability of the weathering crust of the buried hill of Well KL9-C-1

埋深/m	1563	1569	1581	1587	1592.5	1594.5	1596	1600	1602.5	1605	1609	1614.5	1616.5	1620.5	1623.5	1626	1627.5
孔隙度/%	26.0	24.4	34.5	37.6	35.5	18.4	13.0	2.1	16.4	1.1	1.7	1.1	9.2	2.8	8.9	3.5	12.8
渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	极小值	极小值	极小值	极小值	10.000	0.093	0.023	0.007	0.030	极小值	0.008	0.008	0.011	0.012	0.197	0.007	0.107

综合物性参数和薄片分析，认为中生界安山岩、凝灰岩风化壳物性普遍较差，横向、垂向变化快，孔隙相对发育，裂缝沟通效果差，因此潜山风化壳不能作为有效的油气横向运移通道。

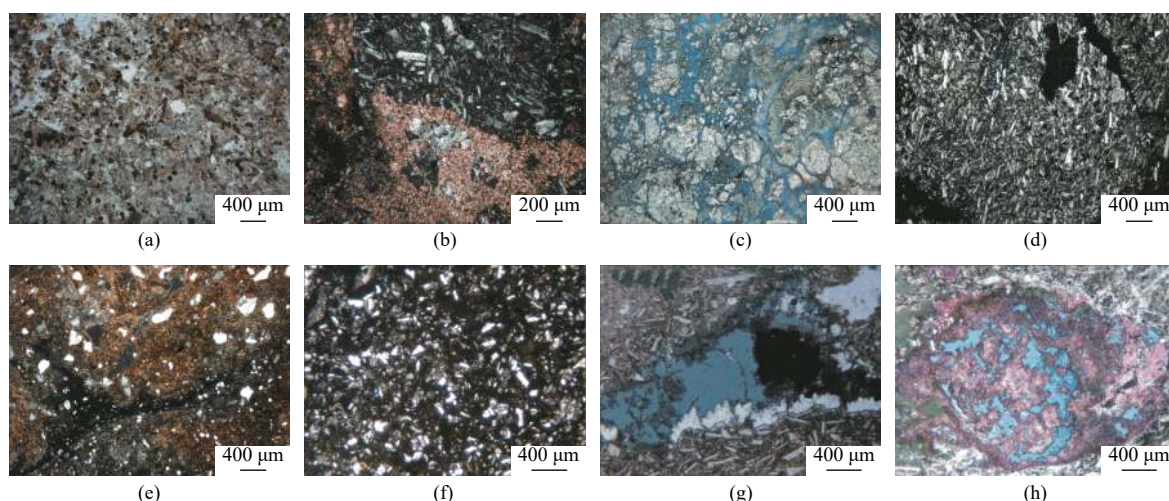
2.2 馆陶组砂岩含量与物性分析

研究表明，当地层中砂岩百分含量超过 40%，砂体连通概率 > 90%^[12-13]，极易形成输导层。统计研究区馆陶组顶部砂岩百分含量和明下段泥岩盖

层厚度，认为馆陶组属于辫状河沉积，泥岩盖层厚度均 > 100 m，砂岩含量基本在 50%~90%（图 3），河道砂体叠置连片，连通性良好，孔隙度 20%~35%，渗透率普遍在 $(50 \sim 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，局部 $(500 \sim 2000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （图 4），为潜在的油气横向输导路径。

2.3 物理模拟实验

结合研究区输导体系分析，建立地质模型，通



(a) 1 565 m, 沉凝灰岩, 岩石孔隙发育较差, 孔隙含量在3%左右, 分布不均匀, 主要发育在样品边缘; (b) 1 569 m, 凝灰岩, 样品见有少量的溶蚀粒间孔隙, 孔隙含量在5%左右, 分布不均匀, 主要发育在样品边缘, 颗粒见微裂缝, 裂缝内被方解石和铁方解石充填; (c) 沉凝灰岩, 样品见有少量的溶蚀粒间孔隙, 孔隙含量在9%左右, 分布不均匀, 主要发育在样品边缘局部连通性较好, 颗粒见数条微裂缝发育; (d) 1 581 m, 沉凝灰岩, 岩石微裂缝发育, 微裂缝内未见充填, 见少量粒内溶蚀孔隙; (e) 1 587 m, 含砂泥岩, 岩石孔隙发育差, 见少量泥质内溶蚀孔隙及微裂缝, 微裂缝未被充填; (f) 1 592.5 m, 凝灰岩, 样品见有少量的溶蚀粒间孔隙, 孔隙含量在8%左右, 分布不均匀, 主要发育在样品边缘, 局部连通性较好; (g) 1 594.5 m, 安山岩, 见大量杏仁气孔, 气孔内壁见有石英包裹, 内部多被绿泥石充填, 偶见黄铁矿充填, 仍有部分气孔未被充填, 孔隙含量在4%左右; (h) 1 596.5 m, 安山岩, 见大量杏仁孔被方解石气孔内边缘见少量绿泥石充填, 充填在杏仁状气孔中的方解石有被溶解现象, 形成溶蚀孔隙, 含量在2%左右。

图 2 KL9-C-1 井潜山风化壳薄片观察

Fig.2 Thin sections of the weathering crust on buried hill in Well KL9-C-1

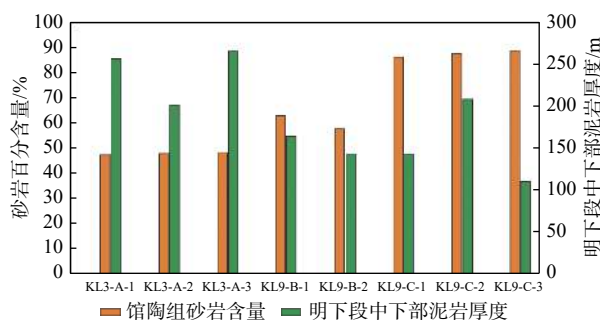


图 3 馆陶组、明下段岩性发育特征直方图

Fig.3 The lithologic characteristics in Guantao and Minghuazhen Formations

过改变 S1、S2、S3 砂层物性参数, 在原油幕式充注的条件下, 观察油气运移路径与速度, 分析油气沿

断层垂向运移时, 横向优势分流路径形成的主控因素(图 5a)。

图 5b 所示, 实验模型中砂体 S1 的倾角是砂体 S2、S3 的 4 倍。不断改变砂体渗透率, 共计进行了 4 组实验。在实验①中, 在断层的沟通下, 当 S1 砂体物性差(渗透率 $1\,156 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)时, S2、S3 砂体渗透率较大, 为 $3\,746 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, S2、S3 几乎同时形成横向分流, S1 最后形成横向分流且被充注能力明显弱于 S2\S3。充注能力明显弱于 S2\S3。在实验②中, 当 S1 砂体物性好(渗透率 $5\,596 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)时, S2、S3 砂体渗透率较小, 为 $3\,746 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, S1 砂体首先发生横向分流, S2、S3 随后

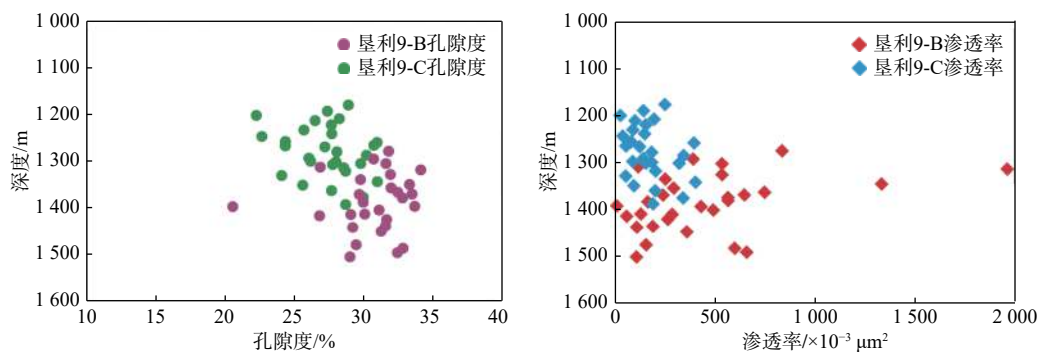


图 4 馆陶组孔隙度和渗透率散点图

Fig.4 The scatter diagrams of porosity and permeability of Guantao Formation

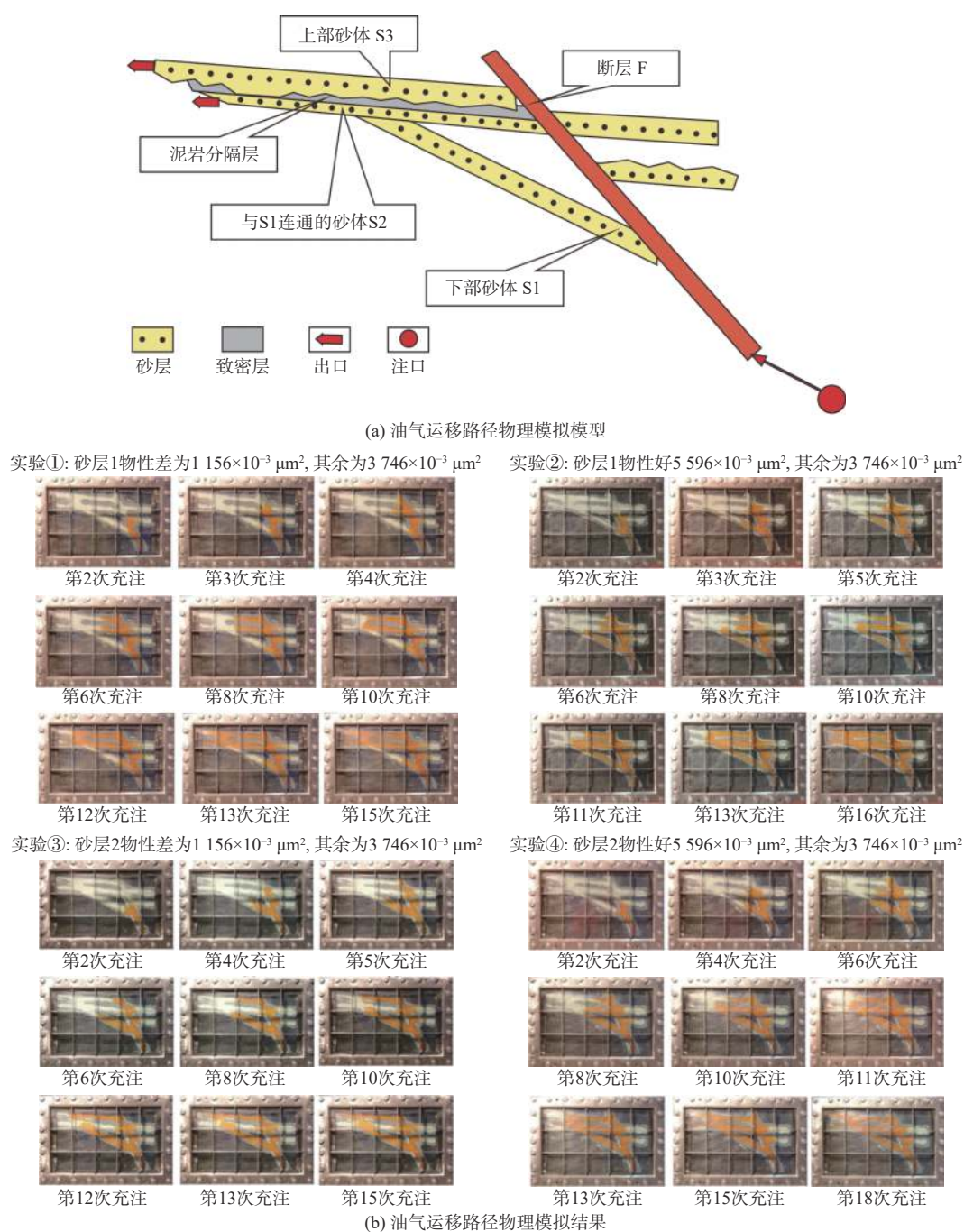


图 5 油气运移路径物理模拟模型及结果

Fig.5 Physical simulation of migration model and results of hydrocarbon accumulation

发生横向分流,最后3个砂体都被充满。在实验③中,当S2砂体物性差(渗透率 $1.156 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)时,S1、S3砂体渗透率较大,为 $3.746 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,S1、S3最先形成横向分流,S2砂体最后发生分流且被充注能力明显弱于S1\ S3。在实验④中,当S2砂体渗透率为 $5.596 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,S1、S3砂体渗透率稍小,为 $3.746 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,S1、S2砂体几乎同

时形成优势横向分流,S3随后形成。这表明在输导层物性相差不大的情况下,倾角的较大差异会影响横向优势分流点的形成。综上分析,断层同侧的输导层优势分流点主要由物性主控,但当输导层物性差异较小(倍数 <1)且倾角差异较大(倍数 >4)时,输导层倾角对优势分流点的形式有一定的贡献。

垦利 9 油田群低部位发育紧邻控凹的边界大断层,有利于油气沿断层垂向运移,古近系富泥地层、新近系均披覆于中生界潜山之上,因此潜山不整合面、馆陶组砂岩输导层的倾角相差不大,物性主控输导层分流点的形成。油气沿物性差、非均质性强的中生界潜山不整合面、古近系富泥层段时不容易发生油气横向分流,而当油气向上遇到馆陶组厚度大、物性好的辫状河河道砂体后容易形成优势横向输导路径。

3 输导层控运能力分析

缓坡带新近系为它源成藏层系,油气的成藏需经过横向输导和垂向运移 2 个阶段,其中横向输导是垂向运移的基础。“汇聚脊”控藏理论^[14]认为,横向输导过程中油气汇聚量是输导层之上浅层规模性成藏的关键。

3.1 输导层汇聚模式

对于顺向断阶缓坡带而言,输导层砂体与高部位形成砂岩对接,低部位没有形成圈闭,砂-砂对接处为断层主动盘,裂缝相对发育^[15],输导层顶面圈闭保存能力较差或者无有效圈闭发育(图 6a),汇聚量较小,对应浅层勘探效果较差,例如渤东凹陷东部缓坡带蓬莱 9-B 构造、蓬莱 3-A 构造等;反向断阶缓坡带输导层砂体易于高部位泥岩对接,在形成圈闭的同时,圈闭高部位对应断层的被动盘,裂缝发育程度较低,因此反向断层在形成圈闭的同时具有一定的保存能力,汇聚量较大,在深层输导层圈闭与断层的配合下,缓坡带高、低部位的浅层均可成藏(图 6b),例如垦利 9 油田群。当输导层无圈闭或者圈闭保存能力较差时,油柱高度较小,油气继续向高部位凸起区运移,因此输导层保存能力是决定断阶缓坡成藏层位的关键。

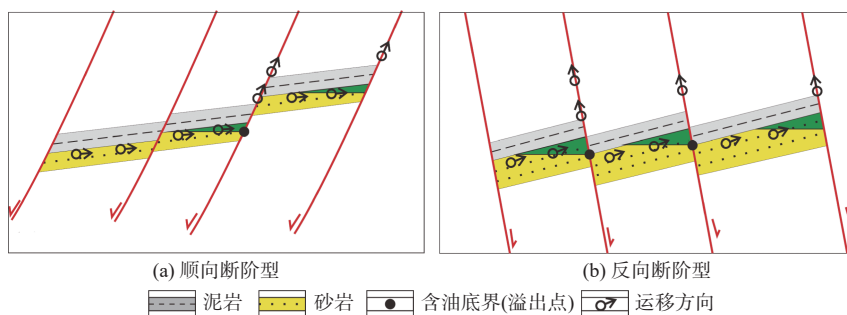


图 6 不同构造样式的输导层控藏机制对比图

Fig.6 Comparison of reservoir-controlling mechanism between different transporting layer

3.2 输导层汇聚能力

油气在缓坡带会形成若干优势输导通道(横向输导脊),虽然只占输导层的 1%~10%,但却运移了绝大部分的油气^[16],因此深层输导脊的存在是相应浅层富集成藏的先决条件。输导层输导脊不仅为油气输导通道,与下降盘深部砂岩充当浅部成藏“中转站”^[14,17]的角色相似。通过对垦利 9 油田钻遇井流体包裹体分析,发现在 KL9-B-1 井下段油层 GOI 为 2%,而馆陶组顶面水层 GOI 为 3%,参考研究表明,澳大利亚和东南亚油气田样品的统计标准:油层的 GOI 值 > 5%,运移通道的 GOI 值多为 1%~5%,水层的 GOI 值 < 1%^[18-20],认为输导层馆陶组顶面确实存在古油藏。

进一步分析输导脊的汇聚量直接决定了浅层成藏的丰度,换言之就是输导层顶面的圈闭大小、形态控制了横向聚油量,间接控制了对应浅层的油藏丰度。即当输导脊顶面存在多个高度不同的圈闭时,近源方向的输导脊圈闭首先被充满,该输导脊对应的新近系圈闭具备较好的成藏丰度基础;若在烃源持续充足供给的条件下,高、低不同位置的输导脊圈闭终将被充满^[21]。因此远源区新近系成藏的关键是输导层圈闭的保存能力。

4 油气垂向运移机制

通过统计垦利 9 油田群数据,发现明下段油层厚度与断层晚期活动速率、断面正应力等常规评价

油藏丰度的参数均无明显相关性(图 7a~c), 与含油井段砂岩百分含量相关性明显(图 7d)。另一方面, 对于同一构造内, 砂岩相对不发育的 KL9-B-4 井(砂岩含量 20.3%)其明下段 V、IV 油组剩余压力在 10.51~20.52 psi, 而 KL9-B-1 井砂岩含量为 33.7%, 剩余压力在 31.26~14.60 psi, 剩余压力代表了成藏动力的大小, 表明 KL9-B-4 井区油气垂向充注的能

力较 KL9-B-1 井区弱。基于以上 2 点, 认为馆陶组输导层将油气横向运移至缓坡带之后, 明下段砂岩含量越高, 卷入断裂带中的砂岩就越多, 断层的垂向运移能力就越强。当断裂带中的砂体与地层中的砂体对接时, 油气产生侧向分流, 从而在明下段成藏(图 8)。

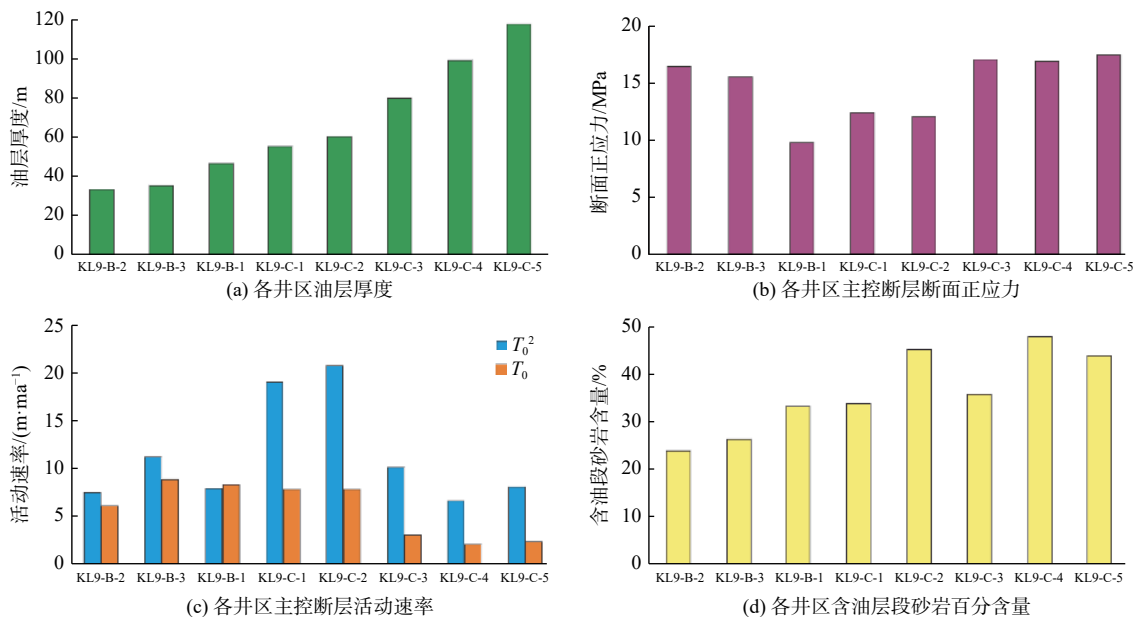


图 7 研究区成藏要素统计图

Fig.7 Reservoir-forming factors in the study area

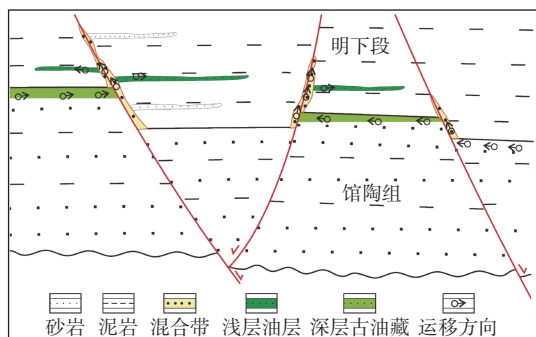


图 8 明下段成藏运移模式图

Fig.8 The hydrocarbon migration model for Minghuazhen Formation

在深层输导层具备油气中转站的情况下, 浅层成藏的关键是油气的垂向运移。渤海油田环渤中地区是渤海湾盆地晚期演化归宿, 新近系及古近系东营组地层快速堆积^[22]。特别是新近系地层, 埋深浅、成岩阶段低, 属于未固结—弱固结岩石, 表现为岩心松散, 钻井取心收获率低, DST 测试时易出砂。

在这种未固结—弱固结地层中, 断裂带窄、裂缝少、闭合缝为主, 主要发生塑性变形、孔渗降低^[23]。研究表明, 断层两侧岩性控制了混合带岩性构成, 以及混合带的物性与渗透能力。在断层应力性质相同的条件下, 断层两侧砂岩含量越高, 混合带中卷入的砂岩含量就越高, 断层垂向运移的能力就越强^[23]。断层活动速率的控作用被弱化, 而断裂带中砂岩的含量就成为控制油气垂向运移的关键因素, 如图 8 所示, 左侧断层两侧砂岩含量较高, 断裂带中砂岩含量较高, 垂向运移能力相对更强。当断裂带中富砂段与上倾方向的砂体形成“砂-砂对接”, 便侧向分流成藏。

5 勘探应用

蓬莱 A 构造位于渤东低凸起南部缓坡带, 发育复合“Y”型断层组合。如图 9 所示, B1 块紧邻主

干断层(F1),运移条件优越,A-1井在B1块馆陶组发现了近70 m油层,探明地质储量约1 000万 m^3 。由于地层断缺,随后针对B1断块的明下段部署了A-2井,仅发现3.1 m油层。Y字型主干断层F1的晚期断距介于80~100 m,但2口井钻探表明F1断层垂向运移能力较弱,明下段成藏概率较小。目标搜索发现,B2块明下段潜力砂体发育,但运移断层F2/F3属于次级再分配断层,晚期断距约20 m,鉴于A-2井钻探结果,运移存在很大风险。

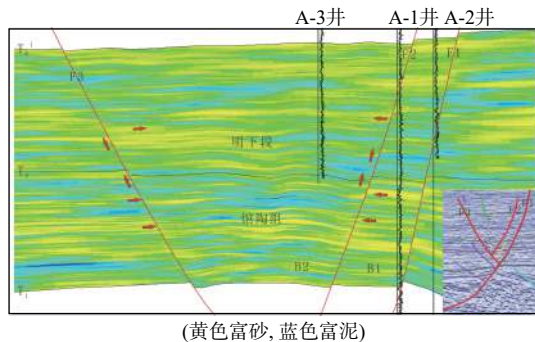


图9 蓬莱A构造新近系地层反演剖面
Fig.9 Seismic inversion of Neogene strata in Penglai A Structure

进一步研究表明,B1块馆陶组储量丰度高,证实具有良好的横向汇聚能力,为明下段形成良好的油气“中转站”,B2块的运移断层F2/F3均沟通馆陶组高丰度油藏;另外,利用地层岩性反演手段,统计B2块明下段砂岩百分含量为40%~60%,砂岩含量较高,断裂带中砂岩卷入较多(图9),混合带垂向运移能力较强。综合分析,F2/F3次级断层具备一定的垂向运移能力,B2块明下段具备成藏条件。基于此,针对B2块明下段部署A-3井,该井在明下段发现60余米油气层,探明储量近300万 m^3 ,进一步证实了缓坡带新近系油气运移模式的正确。

6 结论

(1) 馆陶组顶部富砂段是渤海南部缓坡带主要横向输导层。馆陶组输导层顶面圈闭充当明下段油气成藏的中转站,尤其是反向断阶缓坡输导层保存能力较好,有利于上覆明下段油气的规模性富集。

(2) 断裂带中卷入的砂岩含量是控制新近系未固结岩石中垂向运移能力的关键因素。地层中砂

岩含量越高,断层混合带中卷入砂岩越多,油气垂向运移能力越强,越容易在与砂体接触时侧向分流成藏。

参考文献:

- [1] 薛永安,杨海风,徐长贵.渤海海域黄河口凹陷斜坡带差异控藏作用及油气富集规律[J].中国石油勘探,2016,21(4): 65-74.
- [2] 周立宏,肖敦清,蒲秀刚,等.陆相断陷湖盆复式叠合油气成藏与优势相富集新模式:以渤海湾盆地歧口凹陷为例[J].岩性油气藏,2010,22(1): 7-11.
- [3] 吕丁友,张宏国,麻旭刚,等.渤海东部凸起区与斜坡区油气勘探实践与认识[J].地质科技情报,2018,37(5): 84-89.
- [4] 张宏国,徐长贵,官大勇,等.输导脊中转能力定量表征及在渤海东部油气勘探中的应用[J].中国石油大学学报:自然科学版,2018,42(3): 41-49.
- [5] 付晓飞,方德庆,吕延防,等.从断裂带内部结构出发评价断层垂向封闭性的方法[J].地球科学(中国地质大学学报),2005,30(3): 328-336.
- [6] 吴智平,陈伟,薛雁,等.断裂带的结构特征及其对油气的输导和封堵性[J].地质学报,2010,84(4): 570-578.
- [7] 房茂军,曾祥林,梁丹.疏松砂岩油藏出砂机理微观可视化实验研究[J].特种油气藏,2012,90(1): 98-100.
- [8] LOVELESS S, BENSE V, TURNER J. Fault architecture and deformation processes within poorly lithified rift sediments, Central Greece[J]. Journal of Structural Geology, 2011, 33: 1554-1568.
- [9] 方旭庆,林会喜,王智帮.垦东凸起“陀螺式”演化与油气成藏[J].西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(4): 13-16.
- [10] 周心怀,张新涛,牛成民,等.渤海湾盆地南部走滑构造带发育特征及其控油气作用[J].石油与天然气地质,2019,40(2): 215-222.
- [11] 武强,王应斌,杨在发,等.莱州湾地区垦东凸起东斜坡输导体系与油气成藏模式[J].中国石油勘探,2010,69(4): 31-35.
- [12] KING P R. The connectivity and conductivity of overlapping sand bodies[C]//Buller A T. North Sea Oil and Gas Reservoirs II. London: Graham & Trotman, 1990: 353-358.
- [13] RINGROSE P S, SKJETNE E, Elfenbein C. Permeability estimation functions based on forward modelling of sedimentary heterogeneity[C]//SPE. Denver Colorado: Annual Technical Conference and Exhibition, 2003: 1-6.
- [14] 薛永安.渤海海域油气运移“汇聚脊”模式及其对新近系油气成藏的控制[J].石油学报,2018,39(9): 963-970.
- [15] 陈伟,吴智平,侯峰,等.断裂带内部结构特征及其与油气运移关系[J].石油学报,2010,31(5): 774-780.
- [16] 姜振学,庞雄奇,曾溅辉,等.油气优势运移通道的类型及其物理模拟实验研究[J].地学前缘,2005,12(4): 507-515.
- [17] 邓运华.试论汇油面积对油田规模的控制作用[J].中国海上油气,2014,26(6): 1-6.
- [18] 刘德汉,肖贤明,田辉,等.含油气盆地中流体包裹体类型及其地质意义[J].石油与天然气地质,2008,29(4): 491-501.

- [19] 欧光习, 李林强, 孙玉梅. 沉积盆地流体包裹体研究的理论与实践[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2006, 25(1): 1-8.
- [20] 王飞宇, 师玉雷, 曾花森, 等. 利用油包裹体丰度识别古油藏和限定成藏方式[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2006, 25(1): 12-18.
- [21] 张宏国, 官大勇, 刘朋波, 等. 渤东低凸起南段油气横向输导能力的定量评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(3): 57-65.
- [22] 陈斌, 邓运华, 郝芳, 等. 黄河口凹陷BZ34断裂带油气晚期快速成藏模式[J]. 石油学报, 2006(1): 37-41.
- [23] HEYNEKAMP M R, GOODWIN L B, MOZLEY P S, et al. Controls on fault-zone architecture in poorly lithified sediments, Rio Grande Rift, New Mexico: Implications for fault zone permeability and fluid flow[J]. Faults and Subsurface Fluid Flow in the Shallow Crust, 1999, 113: 27-49.

NEOGENE HYDROCARBON MIGRATION AND INSPIRATION IN THE GENTLE SLOPE BELT, SOUTHERN BOHAI SEA: A CASE FROM KENLI 9 OILFIELD GROUP

SU Wen, YANG Haifeng, CHUAI Yuanyuan, ZHANG Hongguo, HU Zhiwei

(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC China Limited, Tianjin 300452, China)

Abstract: Oil and gas accumulation in gentle slope belt is under the control of remote source model in which migration conditions play key roles. Based on the abundant data from the Kenli 9 oilfield, using physical simulation and geochemical approaches, study on the hydrocarbon migration model on gentle slope is carried out and the accumulation-controlling factors are studied in this paper. It is concluded that the sandy member on the top of Guantao Formation and the muddy member on the bottom of Minghuazhen Formation made up the lateral migration passage; regional accumulation on the slope was determined by the traps on the top of passage and the hydrocarbon transfer stations; fractures were not developed in poorly consolidated- unconsolidated rocks, and vertical migration capability was related to the sandstone near the fault zone rather than the activity intensity; reservoirs in the Minghuazhen Formation were controlled by lateral and vertical migrations. Under the guidance of the new results, great success has been achieved in the shallow hydrocarbon exploration on Penglai A structure, which proved the accuracy of the new model.

Key words: gentle slope belt; transporting layer; preservation capability; sand percentage; migration ability; southern Bohai Sea