

古近系油气初次运移有效性的主控因素 ——以珠江口盆地西江 A 和西江 B 构造圈闭 油气勘探效果对比为例

刘道理,杜忠明,许新明,吴 静,张 琴,陶 禹,董 伟,陈胜红
(中海石油(中国)有限公司深圳分公司研究院,深圳 518054)

摘 要:通过珠江口盆地西江主洼地区古近系油气勘探实例,提出了油气初次运移有效性与初次运移有效区的概念。初次运移是否有效取决于烃源岩排出之油气进入邻近砂体后能否顺利二次分配。初次运移有效性的主控因素取决于 2 点:一是发育与烃源岩接触面积较大的规模性砂体;二是砂体中粗孔喉相对发育。前者可为初次运移有效性、提高运聚充注效率奠定基础;后者则决定了油气优先充注的运聚方向,其是决定初次运移最终有效的直接条件。据此,对比分析了西江 A 构造圈闭与西江 B 构造圈闭的钻探结果,并对西江 A 构造钻探失利进行了深入解剖,进而深化了该区古近系油气成藏规律的认识,且为进一步勘探寻找类似油气藏提供了参考和借鉴。

关键词:初次运移;烃源岩;规模性砂体;粗孔喉;古近系

中图分类号:P618.18

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2017.10005

油气运移是油气藏形成的枢纽,贯穿于油气藏形成的整个过程^[1]。由于油气运移的时间尺度和空间过程难以通过直接的方式进行观察和测量,所以油气运移一直是石油地质研究的难点^[2]。20 世纪 80 年代以来,油气二次运移的研究在物理实验、数值模拟、油气运移历史示踪分析等方面进展迅速。比较而言,对于初次运移的研究则相对进展缓慢^[3]。初次运移的研究重点主要是油气运移动力、相态和运移路径,对于油气初次运移动态过程的研究一直比较薄弱^[4]。

在 2015 年,珠江口盆地珠一坳陷西江 B 构

造圈闭钻探了 XJ1 井,首次在西江主洼地区始新统一下渐新统文昌组及恩平组获得突破性油气发现,打开了古近系油气勘探的新局面。随后,在洼中隆西江 A 构造钻探 XJ3 井失利,在主要目的层下渐新统恩平组没有获得任何油气发现。然而实钻结果表明,西江 A 构造同样具备较好的二次运移条件:临近洼陷断裂发育;构造脊指向构造高点;目的层发育较好的储盖组合。西江 A 构造油气勘探失利揭示了这一地区油气成藏的复杂性,亦表明只重视二次运移主控因素的旧勘探思路对于寻找古近系构造油气藏具有一定的局限性,必须深化油气初次运移及源储相关性的认识。油气初次运移即指油气自烃源岩向储集层的首次运移^[5-7],其对于油气运聚成藏亦非常重要。本文在前人研究的基础上提出了初次运移有效性和初次运移有效区的概念:初次运移有效性即指进入烃源岩邻近砂体的油气能够顺利进行二次分配;而初次运移有效区则是油气成藏过程中初次运移的

收稿日期:2017-05-15

基金项目:国家重大专项“南海东部海域勘探新领域及关键技术”(2016ZX05024-004)

作者简介:刘道理(1981—),男,硕士,工程师,主要从事油气勘探地球物理方法和综合解释研究工作。E-mail: LiuDL2@cnooc.com.cn

有效范围(图 1)。鉴此,深入开展油气初次运移有效性及其有效范围的分析研究,对于古近系油

气藏勘探及有利勘探目标优选具有一定的指导意义。

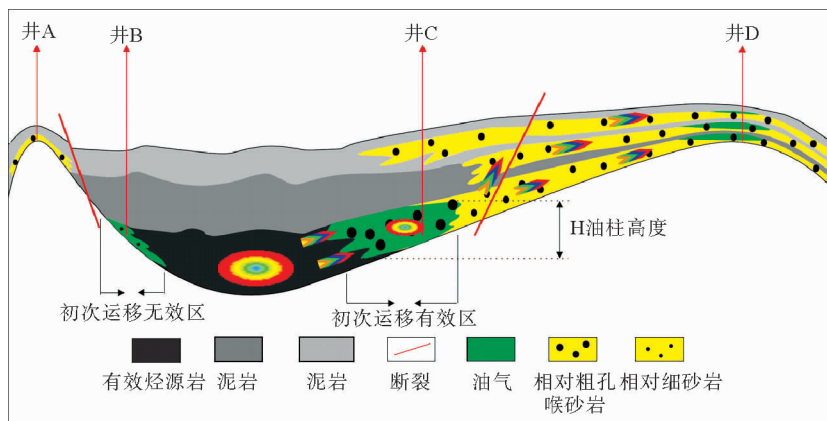


图 1 油气初次运移与二次分配模式

Fig. 1 Primary migration and the secondary redistribution model of oil and gas

1 区域地质概况

西江主洼位于珠江口盆地珠一坳陷西江凹陷北部,是一个发育在中生代大陆架基底之上的新生代断陷湖盆,整体受北部大断裂控制,具有“北断南超,下断上坳”的半地堑结构,平面走向为 NE—SW;根据洼陷结构及形态可以将西江主洼

划分为北部陡坡带、中央深洼带和南部缓坡带 3 个构造带^[8-12]。文昌期可以将西江主洼划分为 XJ28 洼、XJ33 东次洼、XJ33 西次洼和 XJ32 洼 4 个次级洼陷(图 2)。从地理位置来看,西江 A 构造和西江 B 构造均临近烃源岩发育区 XJ33 东次洼,前者是位于 XJ33 东次洼与 XJ28 洼之间的洼中隆构造,文昌期物源供给局限,后者位于西江主洼的南部缓坡带,文昌期物源供给充沛。

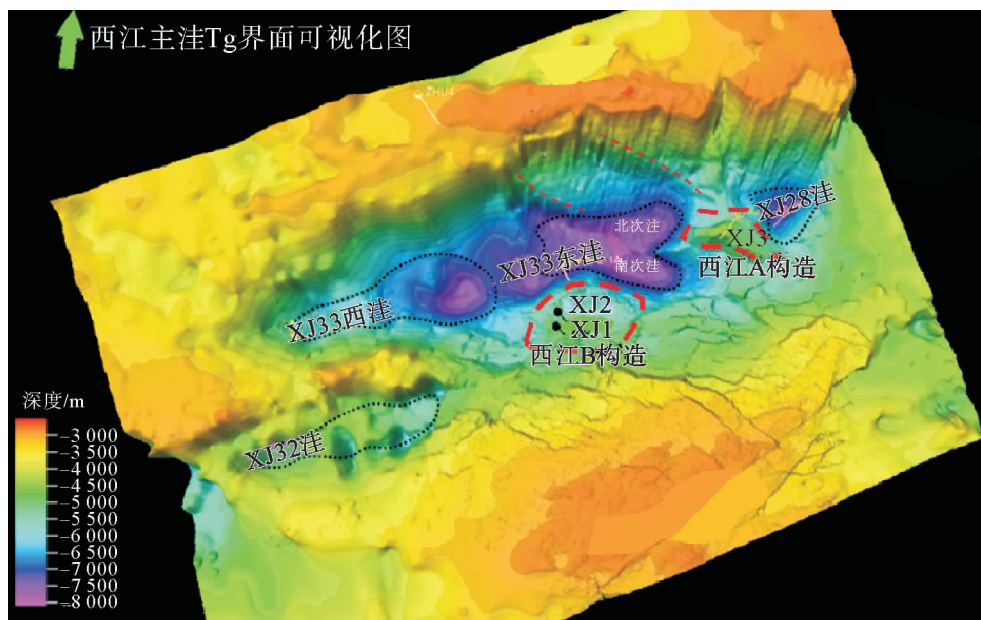


图 2 始新世文昌期西江主洼构造单元划分与西江 A 和西江 B 构造圈闭位置

Fig. 2 Tectonic map of Xijiang Depression in Eocene Wenchang period and the locations of structural trap XJ A and XJ B

2 油气初次运移模型的建立

从事物发展规律来看,决定事物最终发展结果的不是其共性部分,而是由其核心差异性控制的。对于油气初次运移,无论在什么样的媒介中运移疏导,运移方式、运移动力、运移阻力的表现样式都是相同的,其根本差异性在于运移通道的组合样式,所以对初次运移研究的关键就是厘清微观条件下不同孔喉系统内油气运移的特征,并对油气优势运移方向与有利成藏区进行宏观上的把握^[13-15]。油气的初次运移方式主要包括2种类型:以游离连续相为主,分子扩散相为辅。运移动力主要包括3种形式:毛细管力、浮力、异常压力。运移动力的样式与孔喉系统具有很强的相关性,运移阻力中毛细管力的影响作用最大。从烃源岩至储层的潜在运移通道有干酪根网络、孔隙喉道、微裂隙和颗粒破裂缝,其中孔隙喉道是初次运移

通道的主要部分。所以,本次研究针对初次运移孔隙喉道这一主要部分,建立了2种孔喉系统的组合模型,在这个基础上进一步分析流体在不同孔喉组合中的动力需求,最终实现对初次运移有效性主控因素的总结^[16]。

2.1 初次运移的微观孔喉组合模型

结合实际地质情况,具体可以将油气由烃源岩初次进入砂岩中的孔喉系统划分为2种模型:第1种模型是烃源岩的相对小孔隙与相对细孔喉组合进入临近砂体的相对大孔隙与相对粗孔喉组合;第2种模型是由烃源岩的相对小孔隙与相对细孔喉进入临近砂岩的相对大孔隙与相对细孔喉组合(图3)。这2个模型的合理性可以由实际的铸体薄片资料进行证明:在砂岩的铸体薄片中孔隙级别一般为数十至数百微米,泥岩的孔隙在镜下则不明显,二者的孔喉半径可通过压汞资料获取,一般为几个微米至纳米级别(图4)。

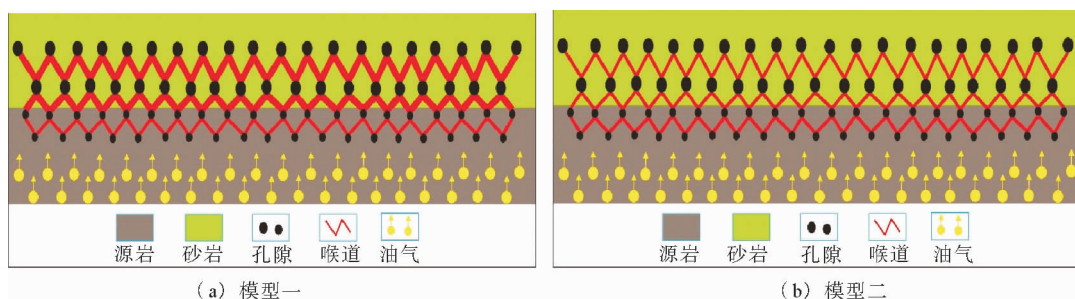


图3 初次运移的孔喉系统组合模型

Fig. 3 The pore throat system combination model for primary migration

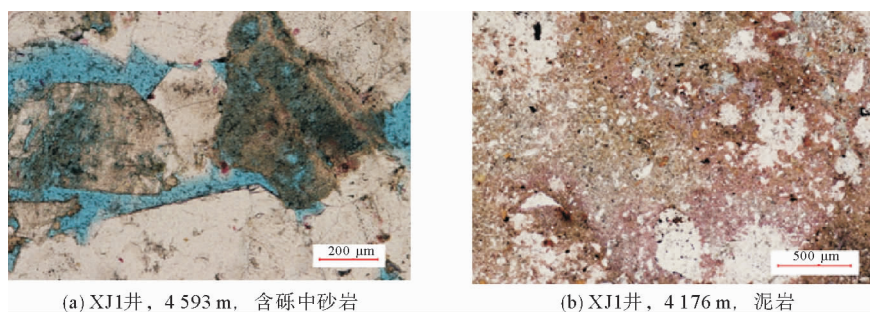


图4 砂岩与泥岩孔喉系统的铸体薄片特征对比

Fig. 4 Microscopic plates for Paleogene sandstone and mudstone

2.2 微观孔喉系统内的油气运移形式和油柱高度需求

在微观条件下,孔喉的粗细直接决定了油(气)的运移形式。当孔喉相对较粗时,油(气)在孔喉内以油(气)一水两相接触的形式运移;当孔喉相对较细时,油(气)在孔喉内以油(气)一水一岩石三相接触的形式运移。而油(气)在不同运移形式下的受力性质也存在着根本性的差异,这便导致油(气)克服运移阻力的油柱高度需求不同(图 5)。第 1 种情况,当油(气)以两相接触形式运移时,油(气)受力为上下的静水压力与自身的重力,合力表现为油(气)的上浮力,

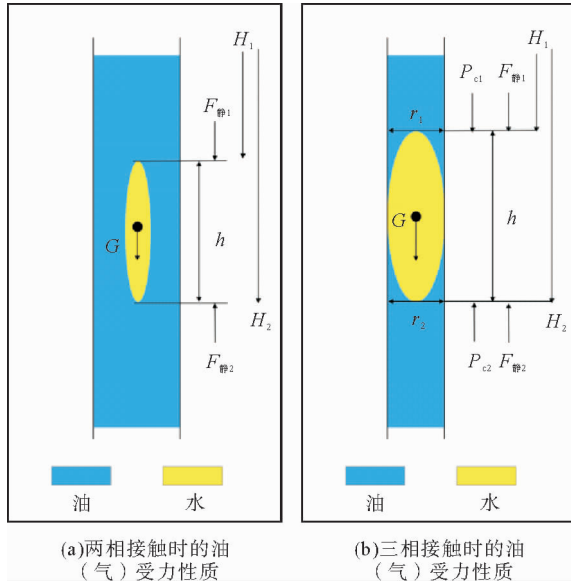


图 5 不同运移形式下的油(气)受力性质

Fig. 5 Dynamic properties of oil and gas under different forms of migration

$$\begin{aligned}
 F_{\text{合}} &= F_{\text{静}2} - F_{\text{静}1} - G \\
 &= \rho_{\text{水}}gH_2 - \rho_{\text{水}}gH_1 - \rho_{\text{油}}gh \\
 &= \rho_{\text{水}}gh - \rho_{\text{油}}gh \\
 &= \Delta\rho_{\text{水油}}gh \quad (1)
 \end{aligned}$$

式中: $F_{\text{静}2}$ 、 $F_{\text{静}1}$ 为静水压力,MPa;

$F_{\text{合}}$ 为油(气)所受合力,MPa;

G 为重力,MPa;

P_c 为毛细管力,MPa;

$\rho_{\text{水}}$ 为水的密度, 10^3 kg/m^3 ;

$\rho_{\text{油}}$ 为油的密度, 10^3 kg/m^3 ;

$\Delta\rho_{\text{水油}}$ 为水油的密度差, 10^3 kg/m^3 ;

H 为水柱垂直高度,m;

h 为油(气)柱垂直高度,m。

此时合力大小与油(气)水密度差成正比,由于在该情况下合力总是大于等于零,所以油气运移对油(气)柱高度没有需求。

第 2 种情况,当油(气)以三相接触形式运移时,油(气)在上述受力的基础上,会增加上下的毛细管力,由于毛细管力大小与孔喉半径成反比,所以在该情况下油(气)受力性质相对复杂,需要进一步分析。合力见公式(2)。

$$\begin{aligned}
 F_{\text{合}} &= P_{c2} - P_{c1} + F_{\text{静}2} - F_{\text{静}1} - G \\
 &= \Delta\rho_{\text{水油}}gh + P_{c2} - P_{c1} \\
 &= \Delta\rho_{\text{水油}}gh + 2\delta\cos\theta(1/r_2 - 1/r_1) \quad (2)
 \end{aligned}$$

式中: $F_{\text{静}2}$ 、 $F_{\text{静}1}$ 为静水压力,MPa;

$F_{\text{合}}$ 为油(气)所受合力,MPa;

G 为重力,MPa;

P_c 为毛细管力,MPa;

$\Delta\rho_{\text{水油}}$ 为水油的密度差, 10^3 kg/m^3 ;

h 为油(气)柱垂直高度,m;

r 为孔喉半径, μm 。

对于第 2 种情况,当油(气)由相对细孔喉进入相对粗孔喉时,毛细管合力方向为细孔喉一侧指向粗孔喉一侧,毛细管合力方向与油气运移方向一致,毛细管合力表现为动力,此时油气运移对油(气)柱高度没有需求;当油(气)由相对粗孔喉进入相对细孔喉时,毛细管合力方向仍为细孔喉一侧指向粗孔喉一侧,但是此时毛细管力方向与油气运移方向相反,毛细管合力表现为阻力,此时油(气)必须满足一定高度需求才能够保证合力大于等于零,即实现油(气)的运移^[17-24]。

当油水界面张力取值 25 mN/m,油水间润湿角取值 30°,水密度取值 1 g/cm³,油密度取值 0.75 g/cm³时,可对不同尺度的孔喉半径进行毛细管力计算,并进一步折合成油柱的需求高度。通过计算可以得知(表 1),当孔喉半径为 1 μm 时,需要油柱高度达到 17.6 m 才足以提供足够的运移动力;而当孔喉半径为纳米级别时,油柱高度只有达到 17 552 m 才能保证油(气)顺利运移;由此可见孔喉半径的粗细是决定油(气)运移方向的最直接性因素。

表1 不同尺度的孔喉半径对应的油柱高度需求

Table 1 The height of oil column required to different pore radius

孔喉半径/ μm	毛细管力油/MPa	对应油柱高度/m
1	0.043	17.6
0.1	0.43	175.5
0.01	4.3	1755.2
0.001	43	17552

3 初次运移的有效性主控因素

渗透率是油(气)流体在孔喉系统内流动能力的宏观表现,微观上,通过压汞资料可以分析孔喉半径与渗透率之间的关系,进而明确孔喉半径对油(气)流动能力的直接影响;宏观上,与烃源岩直接接触的规模性砂体则可为油柱高度的满足提供物质基础。

3.1 相对粗孔喉是油气初次运移有效的关键因素

从珠一坳陷古近系已钻井的压汞实验结果来看(图6):HZ1井4010m深度处样品的渗透率为 $0.165 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 $0.4 \sim 1.0 \mu\text{m}$,孔喉分布存在一个 $0.4 \sim 1.0 \mu\text{m}$ 的峰值区间,分布频率为 $8.0\% \sim 16.2\%$;LF2井4155.5m深度处样品的渗透率为 $0.695 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 $1.0 \sim 2.5 \mu\text{m}$,孔喉分布存在一个 $0.63 \sim 1.6 \mu\text{m}$ 的峰值区间,分布频率为 $10.7\% \sim 20\%$;HZ2井3784.59m深度处样品的渗透率为 $1.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 $0.63 \sim 1.6 \mu\text{m}$,孔喉分布存在2个峰值区间,第1个峰值的孔喉分布区间为 $0.016 \sim 0.04 \mu\text{m}$,分布频率为 $9.1\% \sim 14.1\%$,第2个为 $0.63 \sim 1.6 \mu\text{m}$,分布频率为

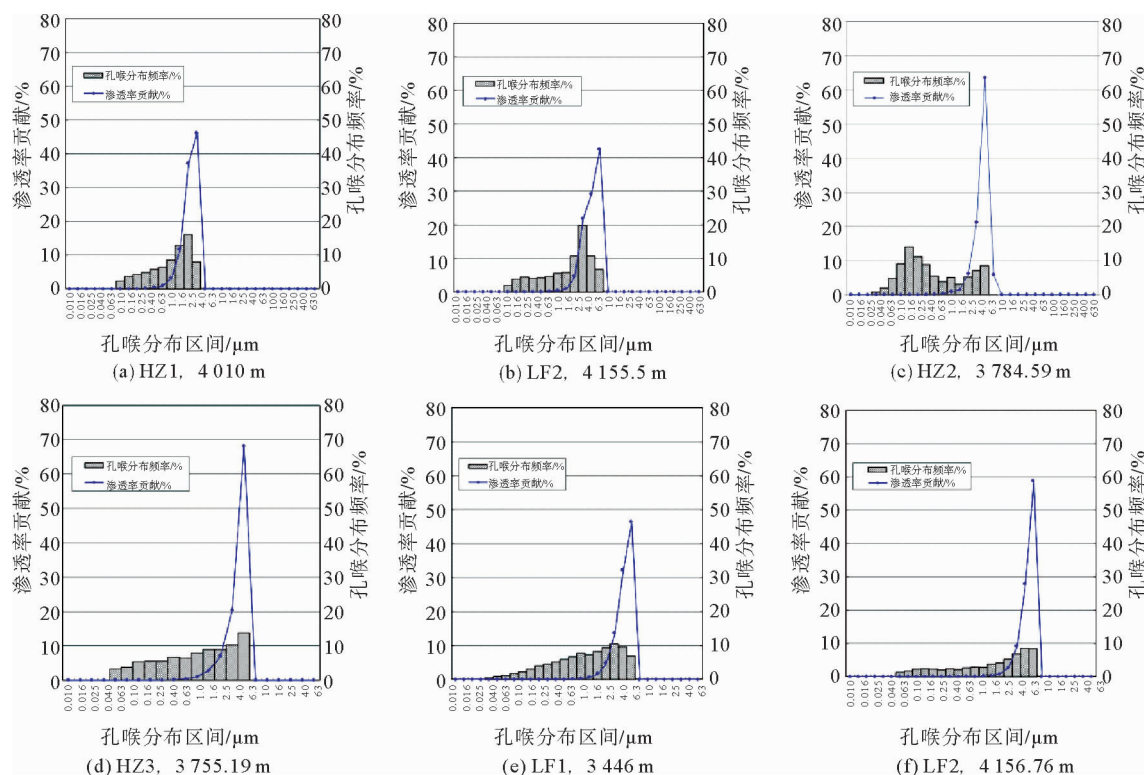


图6 古近系不同孔喉系统的压汞资料特征

Fig. 6 Mercury injection data for different Paleogene pore throat system

5.2%~8.6%;HZ3 井 3 755.19 m 深度处样品的渗透率为 $17.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 2.5~4.0 μm ,孔喉分布存在一个 1.6~4.0 μm 的峰值区间,分布频率为 8.9%~13.9%;LF1 井 3 446 m 深度处样品的渗透率为 $43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 6.3~16.0 μm ,孔喉分布存在一个 4~10 μm 的峰值区间,分布频率为 9.5%~10.5%;LF2 井 4 156.76 m 深度处样品的渗透率为 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 10~25 μm ,孔喉分布存在一个 10~25 μm 的峰值区间,分布频率为 6.9%~8.6%;XJ3 井 4 193 m 深度处样品的渗透率太小以至于测试无效,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 62~81 μm ,分布频率为 0.24%~0.74%,孔喉分布存在 2 个峰值区间,第 1 个峰值的孔喉分布区间为 0.022~0.066 μm ,分布频率为 5.2%~5.8%,第 2 个为 0.29~0.60 μm ,分布频率为 6.9%~13.9%;XJ1 井 4 211.5 m 深度处样品的渗透率为 $39.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 25~63 μm ,孔喉分布存在一个 25~63 μm 的峰值区间,分布频率为 7.0%~11.7%;XJ1 井 4 584 m 深度处样品的渗透率为 $247 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间为 10~25 μm ,孔喉分布存在一个 10~25 μm 的峰值区间,分布频率为 13.0%~18.0%。

对以上实际压汞资料的结果进行对比分析可以得出:①当孔喉分布区间为单峰值类型且与对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间相一致时,若峰值区间的孔喉半径 $< 2.5 \mu\text{m}$,砂体的渗透率相对较差,油(气)在这种孔喉系统内的运移阻力很大,若峰值区间的孔喉半径 $> 2.5 \mu\text{m}$,则砂体的渗透率相对较好,油气在这种孔喉系统内的运移阻力很小(图 6a、6b、6d-f);②当孔喉分布区间为双峰值类型时,若峰值区间的孔喉半径均 $< 2.5 \mu\text{m}$,且其中某一峰值区间与对渗透率起主要贡献作用的孔喉半径区间相一致时,砂体的渗透率相对较差,若 2 个峰值区间与对渗透率起主要贡献作用的孔喉区间均不一致,即使对渗透率起主要贡献作用的孔喉区间数值较大,渗透率仍然会很低(图 6c、7a)。

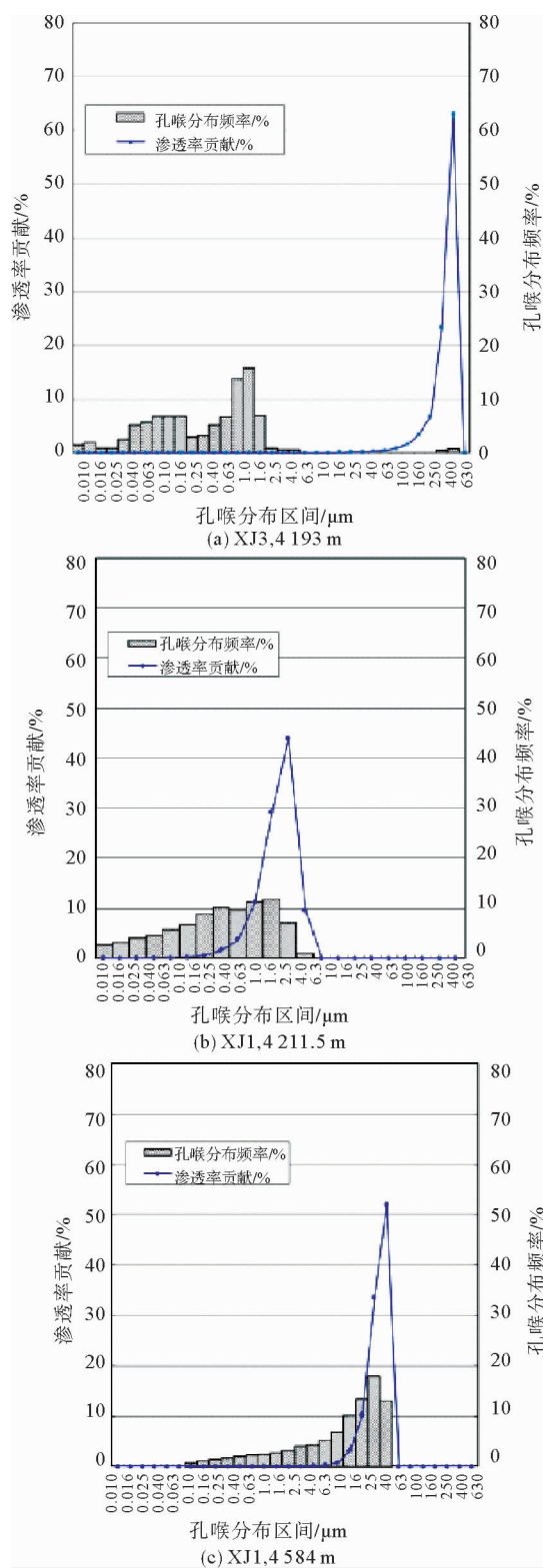


图 7 西江 A 构造和西江 B 构造的压汞资料特征
Fig. 7 Characteristics of the mercury injection data of XJ A and XJ B structure

通过上述2点实验的分析结果,可以进一步得出如下结论:当对渗透率起主要贡献作用的孔喉区间相对较粗,孔喉半径 $>2.5\ \mu\text{m}$,且该种类型的孔喉数量较多时,砂体才具备高渗透率发育的条件。

对比西江A构造和西江B构造的压汞资料可以发现,西江B构造在4500 m深度的样品孔喉分布区间为单峰值类型,且与对渗透率起主要贡献作用的孔喉分布区间相一致,对渗透率起主要作用的孔喉半径可以达到 $16\ \mu\text{m}$ 以上,渗透率较高,而西江A构造在4000 m以下的样品孔喉分布区间为双峰值类型,2个峰值区间与对渗透率起主要贡献作用的孔喉区间均不一致,渗透性极差。比较而言,初次运移阻力在西江B构造一侧方向更小,这就势必导致油气优先向西江主注

的南部缓坡带充注(图7)。

3.2 规模性砂体是油气初次运移有效的物质保障

从压汞实验的实测数据来看,西江B构造4000 m深度以下样品的平均孔喉半径为 $1.4\sim 12.3\ \mu\text{m}$,最大孔喉半径为 $5.33\sim 35.5\ \mu\text{m}$;西江A构造4000 m深度以下样品的平均孔喉半径为 $0.266\ \mu\text{m}$,最大孔喉半径为 $0.823\ \mu\text{m}$ 。对上述压汞实验的实测孔喉半径数据进行油柱高度需求的折算可以得知:西江B构造深层砂体对油柱的最小高度需求分布范围是 $0.49\sim 3.3\ \text{m}$,平均油柱高度需求为 $1.43\sim 13.9\ \text{m}$;西江A构造深层砂体对油柱的最小高度需求是 $21.3\ \text{m}$,平均油柱高度需求是 $66\ \text{m}$ (表2)。

表2 西江A构造与西江B构造孔喉特征及油柱需求

Table 2 The statistics of required height demanding and pore throat characteristics of XJ A and XJ B structures

井名	深度/m	孔隙度/%	渗透率 $/(\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2)$	排驱压力 /MPa	平均孔喉 半径/ μm	最大孔喉 半径/ μm	最小油柱 高度需求/m	平均油柱 高度需求/m	测井解释
XJ3	4 193	9.6	/	0.893	0.266	0.823	21.3	66	水层
XJ1	4 584	13.4	247	0.021	12.3	35.5	0.49	1.43	油层
XJ1	4 328	13.1	9.6	0.138	1.4	5.33	3.3	12.5	油层
XJ1	4 318	7.2	3.5	0.138	1.26	5.33	3.3	13.9	油层
XJ1	4 236	10.4	15.1	0.096	2.12	7.2	2.4	8.3	油层
XJ1	4 211.5	15.3	39.4	0.069	2.57	10.68	1.6	6.8	油层

从实际岩性来看,XJ3井底部发育砂砾岩、中砂岩,中砂岩发育规模较小,单层厚度大都在10 m以下;比较而言,XJ1井底部以发育粗砂岩、中砂岩为主,砂体规模相对较大,单层厚度大都在10 m以上,比较容易满足最小油柱高度需求(图8、9);砂体规模大,横向连续性可能也相对较好,这种条件下油气便非常有利于向西江B构造一侧疏导,汇聚成藏(图10)。

4 结论与讨论

在以上微观分析的基础上可得出3点认识:

①相对粗孔喉与成规模性的砂体发育是保证初次运移有效的2个重要条件;②初次运移有效性决

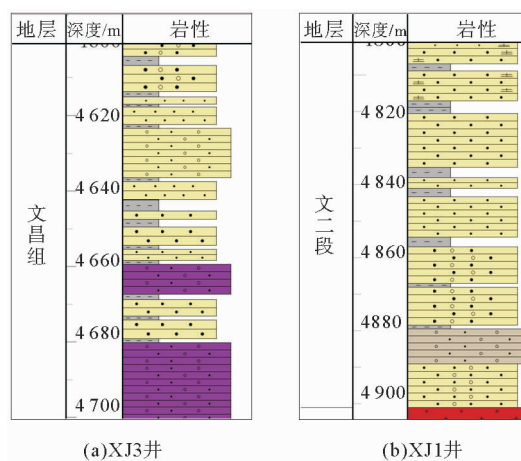


图8 岩性柱状图

Fig. 8 Lithological column of the Paleogene

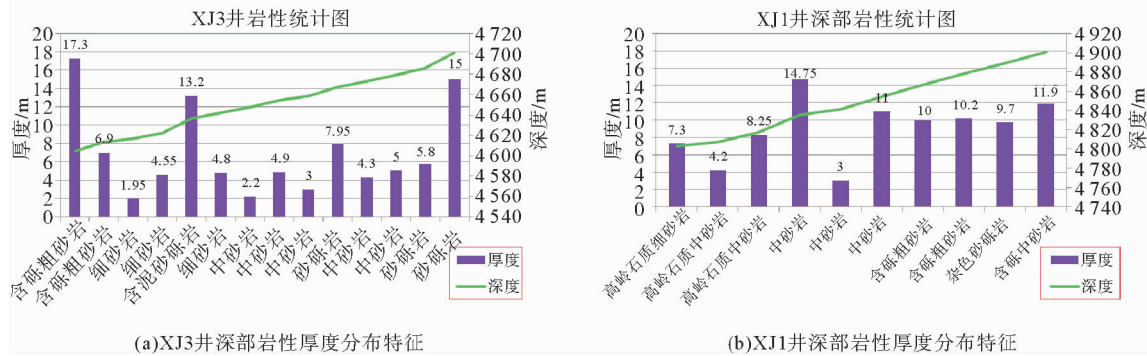


图 9 西江 A 构造与西江 B 构造根部砂体厚度分布特征对比

Fig. 9 Thickness distribution patterns of the root sand body between XJ A and XJ B structure

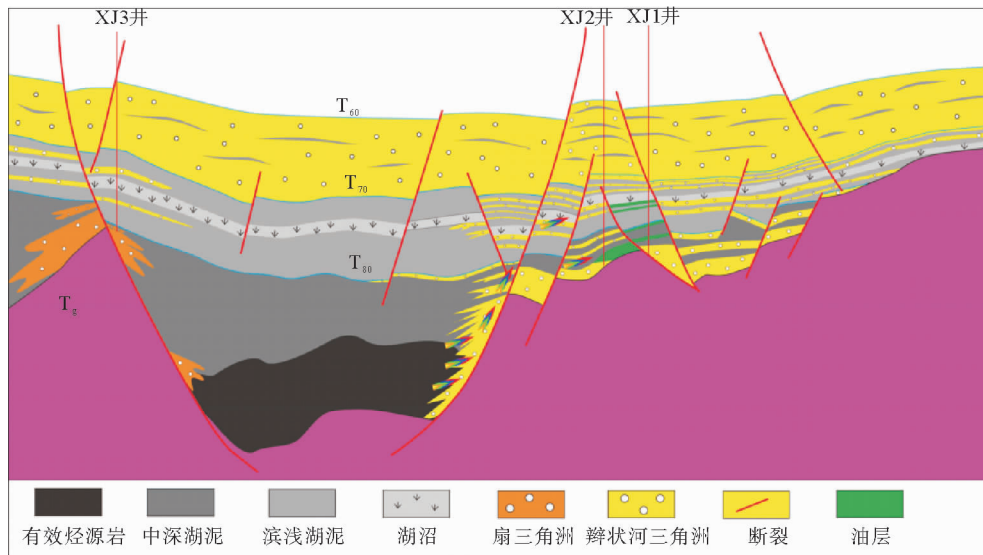


图 10 西江 A 构造与西江 B 构造圈闭油气运聚成藏模式对比

Fig. 10 Oil and gas accumulation models of XJ A and XJ B structural traps

定了油气能否成藏;③古近系勘探应锁定初次运移有效区,在有效烃源岩附近寻找规模性砂体。

在宏观上,供源强度即物源供给的强度对砂体的发育规模影响很大。物源供给强度较弱,砂体不能接触有效烃源岩,油气不能大规模向外输送;物源供给强度中等,砂体横向连续性差,不利于油气的二次分配;只有当物源供给强度足够时,才可以为连续性好的大规模相对粗孔隙砂体发育提供物质基础。与西江 B 构造相比,西江 A 构造不在早期物源主供给方向上,属于局部供源,缺少好的物质基础,初次运移有效性难以满足,所以古近系有利区的优先选择方向应是烃源岩发育时期的物源主供给区。

参考文献:

[1] 洪荆晶,邓 媛. 油气运移研究进展综述[J]. 中国西部科技,2011,10(5):15-17.
 [2] 李传亮,张景廉,杜志敏. 油气初次运移理论新探[J]. 地学前缘,2007,14(4):132-141.
 [3] 金之钧,张发强. 油气运移研究现状及主要进展[J]. 石油与天然气地质,2005,26(3):263-268.
 [4] 黄传卿,张金功. 油气初次运移机制与运移方向的研究[J]. 地下水,2014,36(1):181-183.
 [5] Wilson H H. Time of hydrocarbon expulsion, paradox for geologists and geochemists[J]. AAPG Bull, 1975, 61: 407-415.
 [6] Levorsen A I. Geology of petroleum[M]. 2nd ed. San Francisco: W H Freeman, 1967: 724.

- [7] 邓运华. 裂谷盆地油气运移“中转站”模式的实践效果[J]. 石油学报, 2012, 33(1): 18-24.
- [8] 曹爱武. 西江主洼生油潜力分析[J]. 中国海上油气(地质), 1999, 13(3): 198-199.
- [9] 杜家元, 施和生, 朱明. 西江主洼相对低地温条件下油气成藏特征和勘探潜力分析[J]. 中国海上油气, 2008, 20(5): 287-292.
- [10] 曾驿, 汪瑞良, 张振波. 西江主洼中深层地震采集攻关[J]. 石油天然气学报: 江汉石油学院学报, 2010, 32(2): 236-239.
- [11] 朱文奇, 梁建设, 郭刚. 珠江口盆地西江主洼油气运聚主控因素及运聚模式[J]. 中国海上油气, 2014, 26(6): 14-20.
- [12] 丁亮, 郭刚, 郝建荣. 珠一坳陷西江主洼古近系文昌组烃源岩特征及生烃潜力[J]. 中国海上油气, 2015, 27(5): 21-26.
- [13] 李明诚. 石油与天然气运移研究综述[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 3-9.
- [14] 金之钧, 张发强. 油气运移研究现状及主要进展[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(3): 263-268.
- [15] 安作相, 马纪, 庞奇伟. 油气运移研究进展[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(6): 775-777.
- [16] 康德江. 碎屑岩中油气初次运移输导体系分类及特征[J]. 石油实验地质, 2009, 33(5): 455-460.
- [17] 王新洲, 周迪贤, 王学军. 流体间歇压裂运移—石油初次运移的重要方式之一[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 20-26.
- [18] 罗晓容. 油气初次运移的动力学背景与条件[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 24-28.
- [19] 李传亮. 油气初次运移机理分析[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(3): 331-334.
- [20] 姜振学, 庞雄奇, 曾澧辉. 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): 507-514.
- [21] 庞雄奇, 周新源, 董月霞. 含油气盆地致密砂岩类油气藏成因机制与资源潜力[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(5): 28-37.
- [22] 黄传卿, 张金功, 席辉. 油气初次运移机制与运移方向的研究[J]. 地下水, 2014, 36(1): 181-183.
- [23] 付广, 邓玮, 王伟. 不同形态砂体油气运移路径分布控制因素及预测方法[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2016, 31(3): 23-29.
- [24] 郭迎春, 宋岩, 庞雄奇. 连续型致密砂岩气近源累计聚集的特征及成因机制[J]. 地球科学, 2016, 41(3): 434-439.

THE MAIN CONTROL FACTORS ON EFFECTIVE PALEOGENE PRIMARY OIL AND GAS MIGRATION: A COMPARATIVE STUDY OF EXPLORATION RESULTS FROM XIJIANG A AND XIJIANG B STRUCTURAL TRAPS, ZHUJIANGKOU BASIN

LIU Daoli, DU Zhongming, XU Xinming, WU Jing, ZHANG Qin,
TAO Yu, DONG Wei, CHEN Shenghong

(Shenzhen Branch of CNOOC (China) Limited, Shenzhen 518054, China)

Abstract: Based upon the exploration data from the major Xijiang depression, we put forward in this paper the two concepts of effective primary migration and effective primary migration area. The effective primary migration of oil and gas depends upon the capability of remigration or secondary migration of oil and gas after charging into the sand body close to the source rocks. The effectiveness is depending on two main factors; one is the occurrence of large-scale sand body near the hydrocarbon source rock and the other is the availability of coarse pore throats within the sand body. The former will decide if there is enough oil and gas for effective primary migration, the latter determines the priority of filling direction of oil and gas. Based on this working hypothesis, we made a comparison between the Xijiang A and Xijiang B structural traps with the exploration results available and discussed the failure of exploration in the Xijiang A region. The conclusion may help further understanding the Paleogene hydrocarbon accumulation in this region and provide a case for the endeavor to look for similar reservoirs.

Key words: primary migration; hydrocarbon source rocks; large-scale sand body; coarse pore throat; Paleogene