

济阳坳陷渤南洼陷页岩油气形成条件研究

张善文¹, 王永诗², 张林晔², 李政²,
朱家俊², 巩建强², 郝运轻²

(1. 中石化胜利油田分公司, 山东东营 257001; 2. 中石化胜利油田分公司地质科学研究院, 山东东营 257015)

[摘要] 通过大量地震、钻井、测井、矿物、地球化学、物性资料分析, 认为济阳坳陷渤南洼陷古近系沙一段、沙三下和沙四上亚段页岩分布面积广, 有机质丰度高, 有机质类型以 I—II 型为主, 有机质成熟度分布范围宽, 具备形成大量页岩油气的物质基础, 三套泥页岩全岩矿物组成中粘土矿物含量低, 脆性矿物含量高, 以碳酸盐含量为主, 利于页岩油气的开采。页岩中压力系数高, 各类微孔隙、微裂缝发育, 从而容易形成网状的油气储存体系, 利于页岩油气的保存。含油、水饱和度分析资料显示, 渤南洼陷沙三下亚段 12^上—13^上 层组页岩中具有较高的单位岩石含油气量, 是页岩油气勘探的有利层段, 其中的纹层状泥质灰岩是最有利的岩石类型, 具有较好的页岩油气勘探前景。

[关键词] 页岩油气; 古近系; 陆相页岩; 矿物组成; 有机碳含量

[中图分类号] TE8 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2012)06-0049-07

1 前言

页岩作为生成油气的源岩, 其中蕴含着大量的油气资源, 而页岩油气在北美的成功勘探、开发引起勘探家对这一目标的高度关注和重视。页岩油气在全球已成为现实的油气勘探开发重要目标。大量资料表明, 北美地区页岩油气主要产自海相地层^[1~6], 而我国东部主要含油气盆地的页岩主要为陆相沉积, 如何系统地研究我国东部陆相盆地页岩油气形成条件, 对推动中国东部页岩油气的勘探开发具有重要意义。中国东部济阳坳陷的渤南洼陷古近系陆相页岩中已发现页岩油气, 文章利用大量分析测试、录井、测井资料, 通过对渤南洼陷陆相含油气页岩的生烃条件、储集条件及含油气性进行系统分析, 探讨渤南洼陷形成页岩油气的形成条件, 以期陆相盆地页岩油气的勘探开发提供借鉴。

2 区域地质概况

渤南洼陷是渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷中部的一个三级负向构造单元, 其北以埕东凸起为界, 南与陈家庄凸起相邻, 西与义和庄凸起相接, 东与孤北洼陷、孤岛凸起相连, 勘探面积约为 600 km² (见图 1)。

据钻井解释, 渤南洼陷自下而上沉积了寒武—奥陶系海相碳酸盐岩、石炭—二叠系海陆交互相煤系沉积、中生界—新生界陆相沉积, 渤南洼陷在古近纪期间始终处于沾化凹陷的沉积中心部位。沉积地层厚度大, 在坳陷湖盆演化过程中, 洼陷受到边缘埕南、孤西、义东等断裂带及区域构造升降活动的影响, 形成北断南超的沉积构造格局。渤南洼陷自 1964 年开始勘探以来, 已在周边发现了渤南、罗家、义东、埕东、孤岛、垦西、陈家庄共 7 个大中型油气田。初步统计, 至 2011 年年底, 已有 11 口探井在沙一段、沙三下亚段页岩中获得工业油气流, 在 8 口探

[收稿日期] 2012-04-06

[基金项目] 国家自然科学基金资助项目(41072096)

[作者简介] 张善文(1955—), 男, 山东文登市人, 教授级高级工程师, 主要从事油气成藏研究; E-mail: zhangshanwen.slyt@sinopec.com

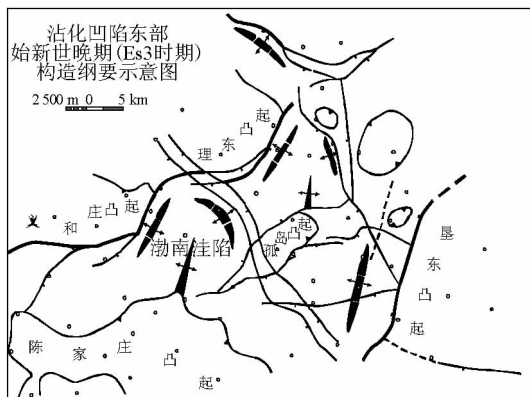


图1 渤南洼陷构造位置

Fig.1 Structural location of Bonan sub-sag

井的沙三下亚段和沙四上亚段页岩中获低产油气流,主要以产油为主,显示渤南洼陷具有良好的页岩油气勘探开发前景。新生代喜山期的构造作用使该区湖盆演化经历了多次湖侵和湖退旋回,在湖盆演化的断陷加速期和断陷鼎盛期发育了沙一段、沙三下亚段和沙四上亚段三套重要的暗色页岩。大量研究表明,这3套陆相页岩是已发现油气的主要烃源岩^[7-10],与该区页岩油气发现层系一致,也是文章所要研究的主要层系。

3 页岩油气的生成条件

3.1 泥页岩的发育特征

渤南洼陷沙四上亚段页岩为半深湖—盐湖相沉积,此时期为断陷初期,气候开始由干旱转为湿润,断陷活动逐渐加强,湖盆面积逐渐扩大,为水进体系域下沉积的一套主要由纹层页岩、钙质纹层页岩和深灰色泥岩组成的烃源层系。分布在洼陷中部偏北,呈长条形分布,暗色页岩厚度约为50~300 m,埋藏深度一般为2 000~5 600 m,最大埋深可达6 000 m以上。

沙三下亚段页岩主要发育于微咸水—淡水湖相沉积,在温暖潮湿气候条件下,各种生物十分繁盛,形成多套深灰色、灰色泥岩、油页岩和油泥岩。沙三下亚段泥页岩分布面积广,暗色页岩厚度约为100~600 m,最厚可达680 m左右,埋藏深度一般为1 800~4 600 m,最深可达5 000 m以上,构成渤南洼陷的主力烃源岩层系也是页岩油气最为发育的层系。

沙一段页岩为咸水—半咸水湖相沉积,此时期再一次湖进开始,湖盆重新扩大到一个新阶段,广泛

发育了生物灰岩、白云质泥页岩、钙质泥岩和油页岩等。有两个沉积中心,暗色页岩厚度约为200~300 m,最厚可达450 m左右,埋深为1 500~3 600 m,最大埋深可达3 800 m以上。

3.2 泥页岩的地球化学特征

大量地球化学分析测试结果表明,渤南洼陷这3套页岩有机质丰度高(见表1),沙四上亚段泥页岩有机碳含量为1.0%~2.0%,最高可达4.2%,氯仿沥青“A”含量为0.116 0%~0.337 6%,最高可达1.37%;沙三下亚段泥页岩有机碳含量为2.0%~5.0%,最高可达9.3%,氯仿沥青“A”含量为0.217 7%~0.521 4%,最高可达3.1%;沙一段泥页岩有机碳含量为3.5%~6.0%,最高可达10.3%,氯仿沥青“A”含量为0.245 7%~0.713 2%,最高可达1.5%。3套泥页岩有机碳含量均由洼陷边部向中部逐渐增大。

表1 渤南洼陷3套泥页岩地球化学参数统计表

Table 1 Statistics of geochemical parameters of the three sets of shale in Bonan sub-sag

层位	有机碳含量/%	生烃潜量/(mg·g ⁻¹)	氯仿沥青“A”含量/%	R _o /%	有机质类型
沙一段	1.0~10.3	2.1~63.0	0.20~1.50	0.29~0.70	I-II ₁
沙三下亚段	1.0~9.3	1.0~82.6	0.07~3.10	0.52~0.92	I-II ₁
沙四上亚段	0.5~4.2	2.0~17.0	0.10~1.37	0.54~1.44	I-II ₁

(注:R_o为镜质体反射率)

据全岩光片和干酪根有机显微组分鉴定,沙三下亚段和沙四上亚段有机质的主要来源为低等水生生物,有机显微组分中以藻类体为主,有机质类型主要为I-II₁型。3套泥页岩的有机质成熟度变化范围较宽,R_o随埋深的增加而增大,其中沙一段泥页岩R_o分布在0.29%~0.70%,主要处于低成熟阶段,洼陷带局部地区进入成熟演化阶段;沙三下亚段泥页岩R_o分布在0.52%~0.92%,主要处于成熟演化阶段;沙四上亚段泥页岩R_o为0.54%~1.44%,主体处于成熟演化阶段,北部洼陷带已进入高成熟演化阶段。这与已发现页岩油气相态具有较好的一致性,如渤南洼陷南部的罗家地区沙三下亚段埋藏深度为2 500~3 400 m,主要以页岩油为主。而在北部洼陷带的渤深5井,沙四上亚段埋深在4 491.89~4 587.33 m处的页岩发育段,中途测试,日产3 533 m³天然气,表明有机质成熟度决定了页岩油气的赋存相态。

4 页岩油气的储集条件

4.1 泥页岩的全岩矿物组成

“X”衍射全岩矿物分析结果表明(见表2),渤南洼陷沙四上亚段、沙三下亚段和沙一段泥页岩全岩矿物中碳酸盐含量较高,沙四上亚段19块页岩样品全岩矿物中碳酸盐含量最高可达90%以上,平均为62%。沙三下亚段434块样品碳酸盐含量最高为89%,平均为58%。沙一段16块样品碳酸盐含量最高为60%以上,平均为37%。3套页岩中碳

表2 渤南洼陷3套页岩地全岩矿物百分比组成统计表

Table 2 Statistics of mineral composition of the three sets of shale in Bonan sub-sag

层位	粘土矿物	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	%
沙四上亚段	2-44/14	3-48/19	0	0-15/1	3-92/52	0-70/10	0	0-10/4	
沙三下亚段	1-48/19	3-48/18	0-2/0.3	0-12/1	9-89/52	0-78/6	0-5/0.2	0-16/4	
沙一段	8-44/24	17-48/30	0-2/0.3	0-14/5	1-63/34	0-10/3	0	1-13/5	

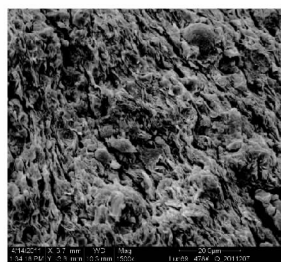
注:表中类似于#-#/#的数据为最小值-最大值/平均值;沙四上亚段样品数为19个;沙三下亚段样品数为434个;沙一段样品数为16个

4.2 泥页岩储集空间类型

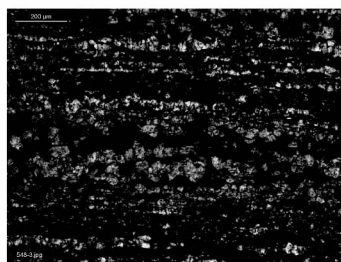
据岩心观察、扫描电镜、薄片鉴定及荧光观察结果,渤南洼陷泥页岩储集空间可分为微孔和裂缝,以微孔为主,裂缝次之。微孔主要为粘土矿物晶间微孔、碳酸盐晶间微孔、黄铁矿晶间微孔及砂质微孔,孔径一般为1~10 μm。粘土矿物主要为伊蒙间层矿物和伊利石,定向性强,因此晶间微孔均以片状为主(见图2(a)),大小多在5 μm以下。方解石是本层段主要矿物,隐晶结构为主,部分为显微-微晶结

酸盐含量均以方解石为主,沙三下亚段和沙四上亚段页岩方解石含量平均值在50%以上,个别样品以白云岩为主;三套页岩样品的粘土矿物含量均低于50%,沙三下亚段434块和沙四上亚段19块样品粘土矿物含量平均值均小于20%,沙一段16块样品平均值为24%。3套页岩中均含有一定量的石英,沙一段页岩样品石英含量较高,均值为30%,而沙三下亚段和沙四上亚段页岩样品均值在20%以下。总体上看,3套页岩全岩矿物组成均表现出低粘土、高脆性矿物的特征。

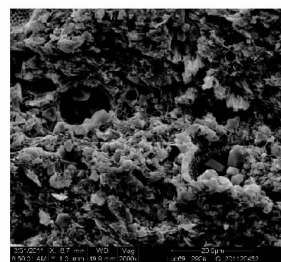
构,常构成灰质纹层或与泥质矿物相混产出,局部见微细晶方解石纹层。偏光显微镜下可见灰质纹层亮晶方解石晶间含黑色沥青质(见图2(b)),最大可达50 μm,电镜下观察方解石晶间微孔常和粘土矿物微孔相互叠合(见图2(c)),因此也多在5 μm以下。黄铁矿呈草莓状集体分散产出,晶形完好,发育微米以下级别的微孔隙。陆源砂质常分散于泥质之中或呈条带产出,电镜观察砂质条带见粒间微孔。



(a) 罗69井,埋深3 039.60 m,片状微孔隙发育,见草莓状黄铁矿



(b) 罗69井,埋深3 055.60 m,方解石晶间见沥青质



(c) 罗69井,埋深2 992.60 m,方解石、粘土及黄铁矿晶间微孔发育

图2 罗69井沙三下亚段泥页岩孔隙型储集空间

Fig. 2 Reservoir space with pores in shale of the Lower Es3 in Well Luo 69

裂缝按成因可分为成岩微裂缝和构造微裂缝两类,前者主要包括层间微裂缝和超压微裂缝(被亮晶方解石或白云石充填)。后者按照产状主要为斜交裂缝,尚见近垂直层面裂缝,按照充填程度可分充填型、半充填型和未充填型。层间微裂缝在不同成

纹层间发育(见图3(a)~(c)),宽度较窄,均在0.02 mm以下,但其重要意义在于发育潜在微裂缝而且容易顺层延续。超压微裂缝在烃源岩生烃增压演化过程中,烃源岩大量排水和各类阳离子,因此常常引起矿物溶解及再沉淀,表现为重结晶的方解石

晶体充填于增压过程中产生的顺层缝中(见图3(d)),重结晶的晶体常发育晶间孔缝。岩石在构造应力作用下形成的裂缝系统,构造裂缝在岩心上观察缝面较平直,常见纹层错断现象。这些裂缝

常常被方解石充填,但镜下观察可见充填残余孔隙,并见充填有黑色沥青质(见图3(e)),为油气运聚证据。另外,偏光显微镜镜下尚见不规则未充填微裂缝(见图3(f))。

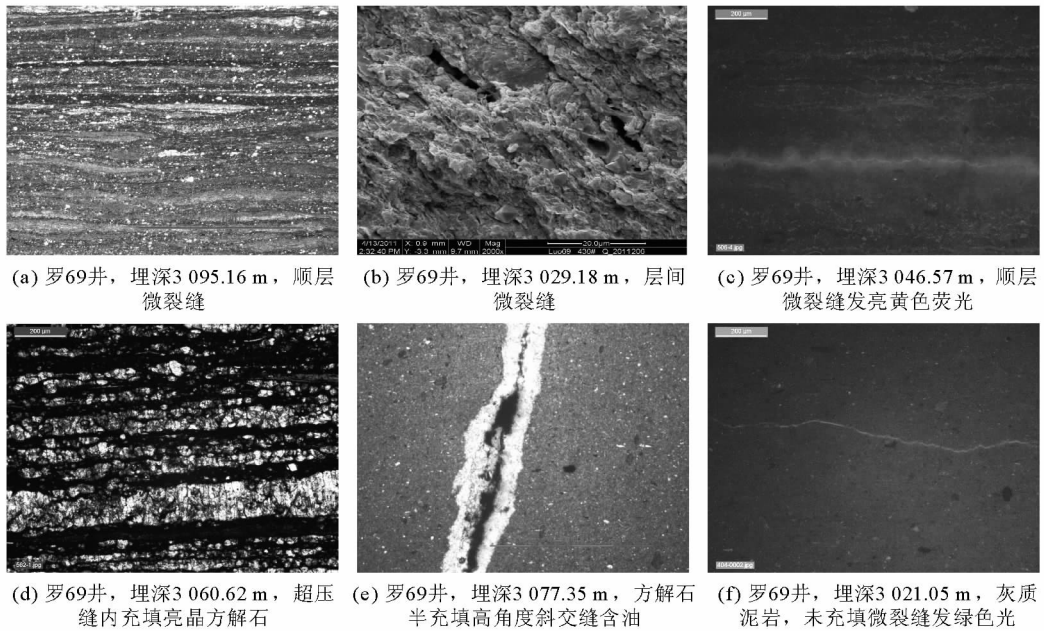


图3 罗69井沙三下亚段裂缝型储集空间

Fig. 3 Reservoir space with cracks in the Lower Es3 formation in Well Luo 69

大量统计表明,随着泥岩中脆性矿物成分含量的增加,岩石的强度和脆性程度提高,则泥岩层中裂缝的密度增大^[11]。据渤南洼陷三套泥页岩全岩矿物组成分析测试数据,脆性矿物含量高,无疑易于形成裂缝。据荧光观察可见部分裂缝和方解石晶间孔发绿色荧光,具有较好的含油性。裂缝在地下既是油气储集空间,同时连通了泥质岩本身的孔隙,通过裂缝网状系统连续分布,扩大了供烃范围,提高了储集层的渗流能力^[12-14]。

4.3 泥页岩的孔隙度与渗透率

利用煤油法对渤南洼陷38块沙一段和53块沙三下亚段泥页岩取心,做出孔隙度随深度变化图(见图4),沙一段泥页岩样品埋深主要处于1000~3000 m,其孔隙度随埋深的增加而减小,孔隙度由20.7%减小到2.7%。而沙三下亚段泥页岩样品主要处于2000~4700 m,在2000~3000 m,孔隙度由14.4%降到7%。但3000 m以下,孔隙度则较为分散,孔隙度为1.2%~10%。在4000 m以下,孔隙度主要为1.2%~5%,表明在中、晚成岩作用过程中,大量生成了次生孔隙。次生孔隙的存

在导致不同类型的泥页岩孔隙度在相同埋深具有一定的差异性,是油气的有利存储空间。利用酒精法对罗69井503块沙三下亚段和14块沙四上亚段泥页岩发育段密闭取芯样品进行孔隙度分析,沙三下亚段泥页岩埋藏深度为2932.5~3127 m,孔隙度主要分布在2%~7%,最高可达15.9%。沙四上亚段泥页岩埋藏深度在3127~3141 m,孔隙度主要分布在2%~9%,最高可达11.5%,均具有较高的油气储存空间。

对罗69井499块沙三下泥页岩水平渗透率分析结果表明,最大可达 $6870 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,一般小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。样品可分为两种类型,有裂缝的和无明显裂缝的。无明显裂缝样品的渗透率为 $(0.0067 \sim 2.9) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。有裂缝的样品渗透率最小为 $0.161 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最高可达 $493 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。沙四上亚段样品与沙三下亚段相似,10块有裂缝样品渗透率分布在 $(0.862 \sim 56.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,无明显裂缝的15块样品渗透率为 $(0.0048 \sim 0.529) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,一般小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,可见裂缝对渗透率具有重要的影响(见

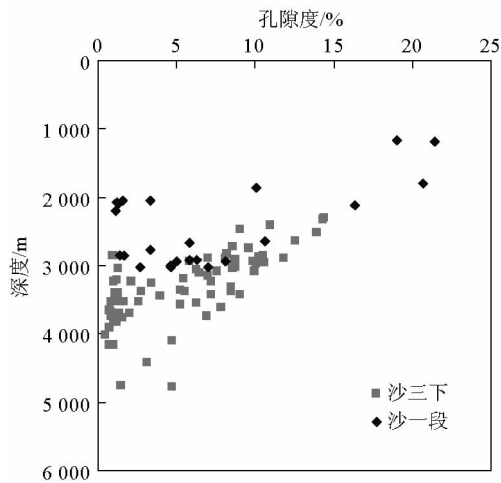


图4 渤南洼陷页岩埋深与孔隙度关系图

Fig. 4 Relationship of porosity and buried depth of the shale in Bonan sub-sag

图5)。泥页岩的基质渗透率一般由于泥页岩孔隙微小(直径一般小于2 nm)且连通性差而普遍较低,但页岩中天然发育的裂缝网络系统无疑可极大地增加其基质渗透率,即使泥页岩中天然裂缝不发育,泥页岩本身就具有一定的脆性或受力薄弱带,也可在压裂时产生大量的裂缝,从而实现商业开采。

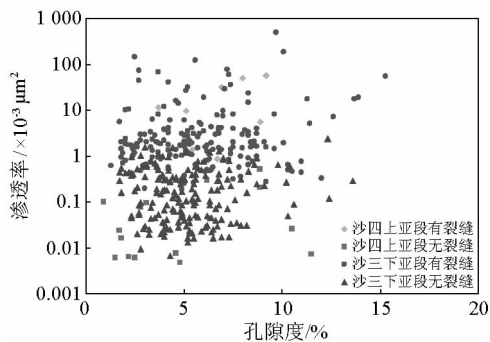


图5 罗69井沙三下、沙四上亚段页岩孔隙度与渗透率关系

Fig. 5 Relationship of porosity and permeability of the Lower Es3 and Upper Es4 shale in Well Luo 69

4.4 泥页岩压力场特征

地层测试资料计算结果表明,渤南洼陷沙四上亚段、沙三下亚段和沙一段页岩压力场从常压到异常高压均有分布,压力系数一般为1.0~1.5,最高可达1.8左右。渤南洼陷地温梯度主要集中于(2.8~4.0) °C/100 m,而获得工业性页岩油气流的泥页岩发育段主要在2600 m以下,已进入生烃演化阶段。油气的大量生成使岩石孔隙中的烃饱和度

迅速增加,加之可能存在的欠压实等增压机制,使得烃源岩中高压异常得以形成,并伴随高能量的聚集。张光亚等利用莫尔圆分析了超压与地应力对泥质岩裂缝形成的贡献,认为异常高的孔隙流体压力会降低岩石的强度,剩余孔隙流体压力达到岩石破裂极限时,最终导致烃源岩的顺层破裂,从而使烃类自烃源岩内排出,高压异常的存在既是烃源岩中烃类初次运移的重要动力,同时对页岩内部油气又具有较强的封盖作用^[15]。

5 泥页岩的含油气性

岩石样品油水饱和度的测定需要新鲜岩心及时密封进行分析测试,从而保证分析结果的可靠性。2010年年底,在渤南洼陷罗69井沙三下亚段和沙四上亚段密闭取芯221.56 m,其中对沙三下亚段泥页岩样品进行大量含油、水饱和度的分析测试工作,从而为页岩含油气性的研究工作奠定了坚实的基础。

5.1 泥页岩含油气量测定

由于目前准确确定泥页岩的含油饱和度存在技术上的困难,文章以测定残余水饱和度(S_w),并用 $1 - S_w$ 推算泥页岩的含油气饱和度^[16],再与孔隙度的乘积换算出每单位岩石的含油气体积。根据分析测试及计算结果,罗69井沙三下亚段泥页岩含油气饱和度为18.5%~96.4%,每立方米岩石含油气体积为0.00259~0.14628 m³,且具有一定的可动油气量,但分布范围较宽。为了明确含油气富集段的纵向分布,参考以往渤南洼陷层组划分原则,根据电性特征可将渤南洼陷沙三下亚段细分为6个层组,从上而下分别为10、11、12[±]、12^下、13[±]、13^下(见图6)。薄片、X衍射分析资料表明,10层组以层状灰质泥岩、泥质灰岩为主,在电阻率曲线上表现为锯齿状高阻特征;11层组以层状灰质泥岩为主,在电阻率曲线上表现为低阻特征;12[±]层组以纹层一层状泥质灰岩、层状泥质灰岩为主,夹薄层灰质泥岩,表现为圆弧状高阻特征;12^下层组以纹层状泥质灰岩为主,夹层状泥质灰岩、纹层一层状泥质灰岩,表现为剪刀型高阻特征;13[±]层组以纹层状泥质灰岩、纹层一层状泥质灰岩,表现为山丘型高阻;13^下层组为纹层一层状泥质灰岩、层一纹层状泥质灰岩,表现为电阻逐渐降低的低阻特征。

从罗69井沙三下亚段泥页岩含油气性纵向分布来看,12[±]—13[±]层组泥页岩孔隙度和含油气饱

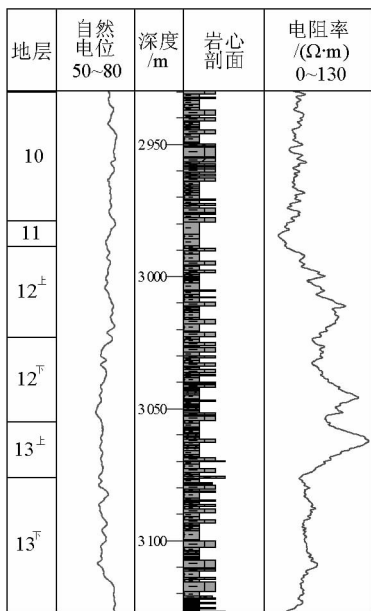


图6 罗69井沙三下亚段综合录井图

Fig.6 Compound logging map of the Lower Es3 formation in Well Luo 69

和度均较高,具有较高的单位岩石含油气量(见图7)。岩石类型主要以纹层状泥质灰岩为主,此种岩石类型为方解石和富含有机质泥岩互层,有机质含量高,有利于形成大量油气,方解石矿物晶间孔发育,是重要的储集空间,而且脆性矿物含量高,易形成裂缝,可有效沟通孔隙,形成网络状储存空间。相比较而言,10组、11组和13⁻层组泥页岩含油气性略差,且含油气和单位岩石含油气量饱和度低于其他层组,主要以层状泥质灰岩和灰质泥岩为主。

5.2 泥页岩含油气性的测井响应

通过实际分析测试数据与测井资料相结合,将渤南洼陷沙三下亚段泥页岩含油气性的测井响应划分为4类不同级别。

1)高孔高阻类。在常规测井曲线上,自然电位(spontaneous potential, SP)异常幅度明显,自然伽马(gamma-ray, GR)为中等值;声波测井(acoustic logging, AC)和补偿中子测井(compensated neutron logging, CNL)大,密度测井(density logging, DEN)小,说明物性较好;电阻(R)高,同时AC— R_4 (R_4 指4 m底部电阻率梯度,4指的是电极距,单位:m)有明显交汇,说明含油性较好,定为I类层。渤南洼陷工业性页岩油气流井主要发育于这种显示的井段,这类储层孔隙度为4%~13.6%,主要在12⁺—13⁺层

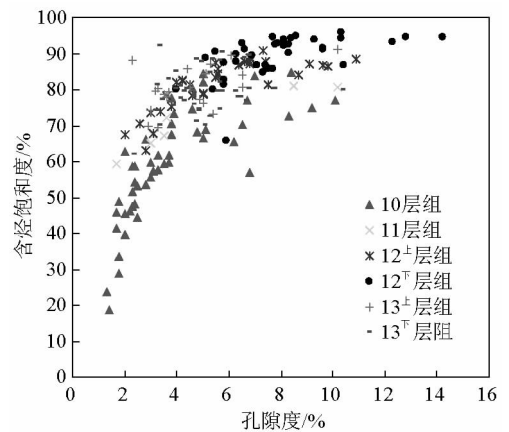


图7 罗69井沙三下亚段页岩

孔隙度与含烃饱和度关系

Fig.7 Relationship of porosity and hydrocarbon saturation of the Lower Es3 shale in Well Luo 69

组。

2)中孔中阻类。在12⁻和13⁺地层中扣除掉I类储层后,电阻率相对较高。这类储层孔隙度为4.2%~8.7%,在常规测井曲线上, R 、AC、CNL、DEN曲线值中等,SP无幅度差,说明物性较一类差,油气充满足也稍微逊色于I类层,定为II类层。

3)低孔中阻类。在13⁻有一明显台阶,电阻率陡然下降,密度陡然升高,这是典型不含油的灰岩储层特征。这类储层孔隙度为2.4%~6.8%,在常规曲线上呈现密度高、声波中子低、自然电位无幅度差的特征,这说明这类储层灰质含量高,全岩矿物“X”衍射也证实该类储层为泥质灰岩。这类储层物性较低,电阻率中等,说明油气充满足也不高,定为III类层。

4)低孔中阻类。在10层—11层组主要发育这类储层,孔隙度为2.2%~10%。在常规测井曲线上,AC、CNL、GR高,DEN低,说明泥质含量较高,从而 R 偏低、SP无幅度差。从常规曲线来看,这类储层泥质含量高,物性差,油气充满足低,但从地化资料分析来看,有机碳和生烃潜量均较高,表明含油气性很好,所以还有一定资源量,定为IV类层。

由于渤南洼陷沙一段和沙四上亚段泥页岩的含油、水饱和度尚未进行分析测试,对沙三下亚段泥页岩含油气性的研究工作为下一步渤南洼陷在沙一段和沙四上亚段页岩油气的勘探提供了参考。

6 勘探部署与钻探效果

通过对渤南洼陷页岩油气形成条件分析,胜利

油田制订了针对沙三下亚段不同类型含油气品质泥页岩分别钻探、了解其储集性能和产能的勘探部署原则,首选部署钻探 I + II 类含油气品质段的 2 口水平井,分别位于预测天然裂缝发育区的渤页平 1 井和不发育区的渤页平 2 井,了解其储集性能和产能,其次部署了针对 VI 类含油气品质段部署 1 口水平井和渤页平 3 井。其中渤页平 1 井于 2011 年 9 月 28 日开钻,12 月 12 日完钻,2012 年 1 月 6 日顺利完井,完钻井深为 4 335 m,其中水平段为 1 483 m,水平段录井见气测异常 10 层 315 m,见油斑 2 层 56.54 m,取得了较好的钻探效果。

7 结语

1) 渤南洼陷三套页岩分布面积广、厚度大、有机质丰度高、有机质类型好,具备形成页岩油气的物质基础。页岩有机质成熟度决定了页岩油气的赋存相态,沙三下亚段和沙一段应以页岩油勘探为主,沙四上亚段则应页岩油气兼探,具有北气南油的特点。

2) 渤南洼陷三套泥页岩全岩矿物组成中粘土矿物含量低,脆性矿物含量高,以碳酸盐含量为主,利于页岩油气的开采。泥页岩中各类微孔隙、微裂缝发育,压力系数高,从而形成网状的油气储存体系,利于页岩油气的保存。

3) 渤南洼陷沙三下亚段 12^上—13^上 层组页岩有机质丰度高、储集条件好,含油气量高,是页岩油气勘探的有利层段,其中的纹层状泥质灰岩是最有利的岩石类型,通过钻探取得了较好的效果,具有较好的页岩油气勘探前景。

参考文献

[1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin,

2002, 86(11):1921-1938.

- [2] Ronald J H, Daniel M J, John Zumberge, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4):445-473.
- [3] Bustin R M. Gas shale tapped for big pay [J]. AAPG Explorer, 2005, 26(2):5-7.
- [4] Jarvie D. Evaluation of hydrocarbon generation and storage in Barnett shale, Fort Worth basin, Texas [R]. Texas: Humble Geochemical Services Division, 2004.
- [5] Montgomery S. Barnett shale: a new gas play in the Fort Worth basin [J]. Petroleum Formiers Excerpt, 2004, 20(1):1-76.
- [6] Ross D J K, Bustin R. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale member, northeastern British Columbia, Canada [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2007, 55(1):51-75.
- [7] 郭瑞超,李延钧,王廷栋,等. 胜利油田渤南洼陷古近系油气源与成藏特征[J]. 新疆石油地质, 2009, 30(6):674-676.
- [8] 秦延才,徐福刚,赵翠霞,等. 渤南油田沙三段含油体系研究[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(3):89-94.
- [9] 张枝焕,曾艳涛,张学军,等. 渤海湾盆地沾化凹陷渤南洼陷原油地球化学特征及成藏期分析[J]. 石油实验地质, 2006, 28(1):54-58.
- [10] 朱光有,金强,张善文,等. 渤南洼陷盐湖—咸水湖沉积组合及其油气聚集[J]. 矿物学报, 2004, 24(1):25-29.
- [11] R A 纳尔逊. 天然裂缝性储集层地质分析[M]. 柳广第,等译. 北京:石油工业出版社,1991.
- [12] 蒋裕强,董大忠,漆麟,等. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. 天然气工业,2010,30(10):7-12.
- [13] 张雪芬,陆现彩,张林晔,等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展,2010,25(6):597-602.
- [14] 张林晔,李政,朱日房,等. 济阳坳陷古近系存在页岩气资源的可能性[J]. 天然气工业, 2008, 28(12):26-29.
- [15] 张光亚. 南阳凹陷泥岩裂缝油气藏特征及其形成机制初探[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(1):18-25.
- [16] 地质矿物部地质词典办公室. 地质词典、矿床地质应用地质分册(四)[M]. 北京:地质出版社,1986.

(下转 63 页)