

元坝气田油气输导体系及其对成藏的控制作用

王良军¹, 邹华耀², 段金宝¹

(1.中国石化勘探南方分公司 勘探研究院, 四川 成都 610041;
2.中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249)

摘要:元坝气田位于超深层负向构造弱变形区, 断层不发育。在分析研究区输导要素和输导特征的基础上, 建立输导体系模型, 分析油气输导过程, 并研究输导体系对油气成藏的控制作用。元坝气田输导体系主要为长兴组白云岩孔隙型储集体与裂缝(层间缝、节理缝等)构成的网状复合输导体系, 具有立体输导、近源聚集的优势, 从而使由下伏吴家坪组烃源岩和侧向的大隆组烃源岩生成的油气有效实现上、下供烃和侧向供烃。长兴组礁滩相白云岩优质储层的发育与分布决定了油气侧向运移的方向和油气藏的分布及规模; 裂缝的发育程度控制油气富集的层位。

关键词:输导体系 岩性气藏 礁滩相 长兴组 元坝气田

中图分类号: TE112.12

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)05-0040-05

元坝气田位于四川盆地北部, 是九龙山背斜、通南巴背斜和川中平缓构造带所围限的一个负向地质构造单元。四川盆地在二叠系长兴组沉积时期为开阔台地—台地边缘—深水陆棚沉积格局, 元坝地区处于开江—梁平陆棚西侧台地边缘相带, 发育生物礁滩大型岩性气藏。截至2011年底, 元坝气田长兴组气藏一期探明天然气地质储量为 $1.592 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1], 气藏埋藏超深, 为6 240~6 950 m。作为油气成藏系统中连接圈闭与烃源灶之间的桥梁与纽带, 输导体系及其有效性在一定程度上决定圈闭最终能否成藏^[2], 以及油气成藏类型和成藏位置。与川东普光气田位于川东高陡构造带, 断裂体系发育, 以断层为油气优势运移通道的特点不同^[3-4], 元坝气田位于川中北部低缓斜坡与向斜带, 海相地层(包括长兴组和飞仙关组等)构造变形弱, 断裂基本不发育。笔者通过对元坝气田长兴组输导要素及

其空间展布特征进行分析, 探讨油气输导机理^[5-6], 建立油气输导体系模型, 明确其对油气成藏的控制作用, 以期同类型油气藏的勘探提供参考。

1 输导要素与输导特征

气源对比研究结果表明, 元坝气田长兴组气藏气源主要来自下伏龙潭组(即同时异相的吴家坪组, P_{2w})海相烃源岩与长兴组陆棚相区(即同时异相的大隆组, P_{2d})烃源岩^[7]。与普光气田断层—储集体复合输导体系^[4]不同, 元坝气田的输导体系主要由孔隙型储集体(主要是白云岩层段)和裂缝(包括层间缝、节理缝和小断层)2类输导要素构成, 两者形成复杂的油气运移立体复合输导体系, 从而使由下伏龙潭组(吴家坪组)和侧向大隆组烃源岩生成的油气有效实现上、下供烃和侧向供烃(图1)。

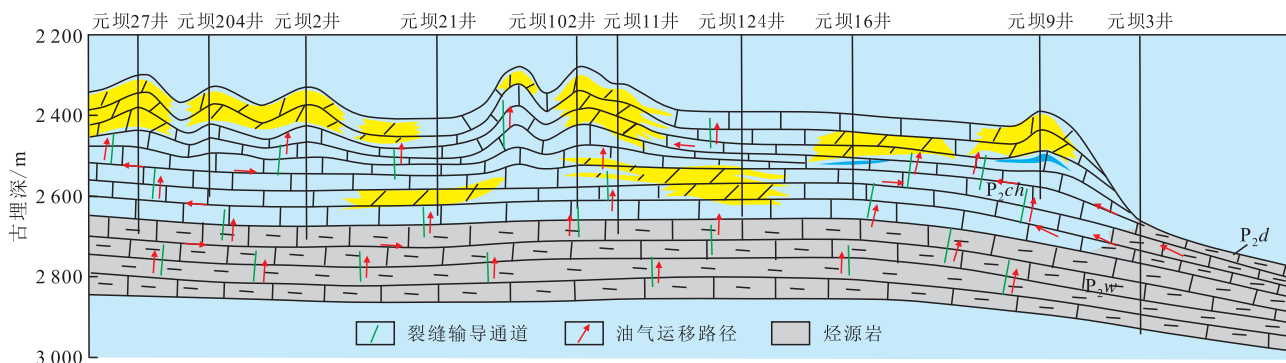


图1 元坝气田油气输导体系剖面

收稿日期: 2014-07-11。

作者简介: 王良军, 男, 高级工程师, 硕士, 从事油气地质勘探研究。联系电话: (028)85164780, E-mail: wanglj.ktnf@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项“海相碳酸盐岩层系大中型油气田分布规律与勘探评价”(2011ZX05005)。

1.1 储集体特征与展布

四川盆地大隆组烃源岩主要发育于陆棚内,为一套富含有机质的灰黑色薄层硅质岩、硅质灰岩、黑色页岩组合,以元坝以东的广元—旺苍及开江—梁平陆棚区为烃灶的中心,生烃强度达 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^{2[8]}$ 。位于元坝气田西北、盆地边缘的广元长江沟剖面,大隆组黑色泥页岩烃源岩尚处于低成熟—成熟阶段,大隆组之上的飞仙关组灰岩和白云岩晶洞、裂缝中见大量油苗。饶丹等开展的油—源对比工作研究显示,飞仙关组油苗的饱和烃、芳烃生物标志化合物特征与大隆组黑色泥岩基本一致^[9],表明长兴组、飞仙关组油气有大隆组烃源岩的贡献。由于元坝气田长兴组台缘礁滩相优质储层紧邻大隆组生烃中心,具有良好的时空匹配关系和近水楼台的优势,来自大隆组烃源岩生成的油气能有效地通过长兴组优质储层侧向运聚成藏,对长兴组气田的形成有一定贡献。

1.1.1 岩石类型与分布

元坝气田长兴组储层主要分布于台地边缘礁、礁后浅滩和礁滩复合体中,总体上具有“前礁后滩、叠置连片”的特点(图2),分布面积为 $350 \sim 450 \text{ km}^2$ 。储集体岩性以结晶白云岩、(含)生屑白云岩、砂屑白云岩为主,少量砂屑灰岩和生屑灰岩。元坝气田20口钻井资料揭示储层厚度为 $30 \sim 150 \text{ m}$,平均为 70 m 。受礁滩相变等控制,储层的非均质性很强,侧向变化大,储层厚度从小于 40 m 到超过 100 m 。元坝12井和元坝102井钻井资料揭示的长兴组储层厚度超过 100 m 。厚层储层主要分布于台缘礁滩,礁后浅滩和台内滩储层厚度相对较薄。

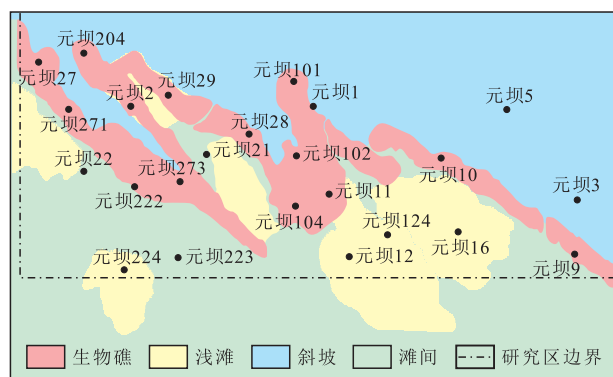


图2 元坝气田长兴组礁滩储层分布

1.1.2 储集空间类型与物性特征

元坝气田长兴组白云岩孔隙类型以生物体腔孔、晶间孔和溶洞为主,发育部分裂缝。储层总体表现为中低孔低渗透和中低孔高渗透特征,孔隙度平均值为 4.37% ,渗透率平均值为 $29.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;总体

以Ⅱ类、Ⅲ类储层为主,Ⅰ类储层次之。储层孔喉分布以中孔细喉为主,占样品数的 32.76% ,其次为大孔粗喉型、微孔微喉型和大孔细喉型,各占 17.24% , 15.52% 和 12.07% 。岩心和镜下薄片观察发现孔隙及裂缝被沥青部分充填,表明其不但是储集油气的空间,同时也是油气侧向运移的良好通道^[4]。普光气田含气面积为 27.5 km^2 ,储层厚度为 $100 \sim 400 \text{ m}$,平均孔隙度为 8.11% ^[3],与之相比,元坝气田的储层厚度和孔隙度要小,但含气面积是普光气田的近20倍,表明元坝气田储层横向连通性好,具有大面积汇聚油气的能力。

1.2 裂缝有效性与分布

元坝气田长兴组储层与下伏主要烃源岩龙潭组(吴家坪组)之间的夹层厚度为 $100 \sim 150 \text{ m}$,烃源岩生成的油气运移至储层必须由断层、断裂或裂缝构成垂向输导通道。地震资料揭示,元坝地区构造变形较弱,且烃源岩和储层之间未发育较大断距的断层。但根据元坝气田长兴组储层孔隙度和渗透率的分布(图3)特征,有较多样品落在低孔高渗透区域,表明发育较多裂缝。

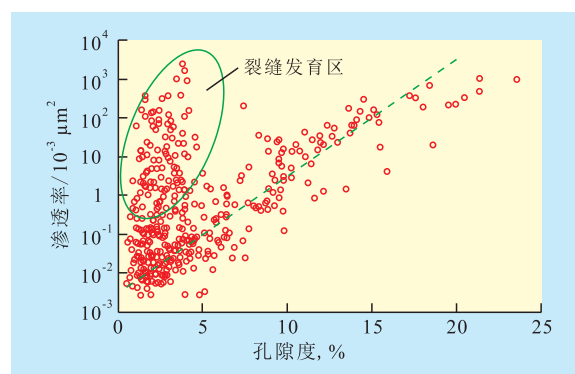


图3 元坝气田长兴组储层孔隙度与渗透率分布

元坝气田成像测井资料表明,长兴组发育中—高角度裂缝,且在岩心上可观察到被沥青充填的高角度裂缝,说明这些高角度裂缝是油气垂向运移的通道。在镜下铸体薄片可见裂缝被沥青充填,证实成藏期,微细裂缝也充当着油气运移通道的作用^[10]。

元坝气田吴家坪组下部为富含有机质的暗色泥岩、深色含泥灰岩,在吴家坪组上部与长兴组之间存在一套致密灰岩段,基质物性差,但钻探表明该套致密灰岩段裂缝发育,多口井在吴家坪组见到良好油气显示,其中元坝29井在吴家坪组上部测试产气量为 $135.93 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。岩心资料显示,元坝222井吴家坪组上部灰岩高角度裂缝发育,局部见溶扩缝,部分被沥青充填,表明这些高角度裂缝是油气

垂向穿层运移至长兴组的有效通道。

元坝气田长兴组及吴家坪组上部灰岩段发育被沥青充填裂缝和未充填裂缝,表明可能发育多期裂缝,且现今高导裂缝(未被充填的天然裂缝)的走向为北西—南东向,成像测井揭示的最大主应力方向也为北西—南东向^[11],与盆山耦合背景下的区域应力场分布^[12]基本一致,进一步表明裂缝是在区域应力场作用下继承性发育而成,无明显构造变形、在区域应力场作用下能形成层间裂缝和节理缝也有实例报道^[13-14]。元坝气田长兴组、吴家坪组充填沥青高角度裂缝的发育以及长兴组储层近两千亿立方米规模探明储量的天然气证明该区由裂缝构成的垂向输导体系是有效的。

2 输导体系与油气输导过程

2.1 输导体系模型

白云岩储集体和裂缝(层间缝、节理缝等)构成了元坝气田的网状立体复合输导体系(图4)。白云岩储层面积大,侧向叠合、连片分布,且储层物性好,具有大面积汇聚和运移油气的能力。节理缝主要是垂直层面的中—高角度裂缝,在元坝气田长兴组、吴家坪组岩心上常见此类裂缝,且裂缝面有擦痕,多充填沥青,无疑是古原油垂向运移的有效通道。层间缝是指不同岩性段之间的层面缝,在侧向挤压的背景下,这些层面往往是应变的薄弱面,发生岩层张开或剪切,在岩心上多为低角度层面缝,发育擦痕,也可见沥青充填。这种由层间缝、节理缝和白云岩储集体构成的立体网状输导体系是有效的,能导致古原油的聚集,位于元坝西北部的江油二郎庙剖面飞仙关组古原油的聚集就是很好的实例。飞仙关组鲕粒白云岩多充填沥青,古油层之间的层面缝、裂缝带和节理缝可见沥青充填,长

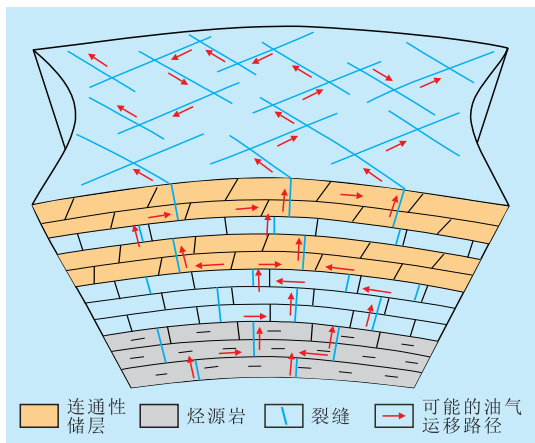


图4 元坝气田油气输导体系立体模型

兴组也可见被沥青充填的裂缝,表明烃源岩生成的原油发生了有效的输导和聚集。

2.2 油气输导过程

元坝气田长兴组储层可见大量的固体沥青包裹体、气态烃包裹体、含烃盐水包裹体和盐水包裹体。利用流体包裹体系统分析技术,结合单井埋藏史和热史曲线可分析判定油气充注时间和油气成藏过程^[15]。总体来看,元坝气田长兴组为原油裂解气藏^[7,10],分别于晚三叠世—早侏罗世和早侏罗世(相当于晚印支运动到早燕山运动)发生过2期油充注^[10,15],与上二叠统烃源岩的生油高峰基本匹配(图5)。晚印支期上二叠统烃源岩进入生烃门限,构造演化史表明此时元坝地区构造活动微弱,裂缝不发育,难以形成油气垂向运移通道。早燕山期吴家坪组与大隆组烃源岩进入生油高峰早期。此时受北部盆缘米仓山推覆构造带与东北部大巴山冲断构造带发生造山作用影响^[16],形成北西—南东向挤压应力,经过九龙山、通南巴背斜带的遮挡,传递到元坝地区后应力逐渐减弱,虽未形成规模断层,但导致该区构造节理等微细裂缝发育^[7]。此时长兴组基本保留了沉积期的生物礁与礁后浅滩相间的空间展布格局,吴家坪组烃源岩生成的油气主要沿层间缝和节理缝垂向运移至长兴组生物礁及浅滩储层,大隆组烃源岩生成的原油沿岩层面(层间缝)和长兴组孔隙型储层横向运移,在长兴组礁滩储集体聚集形成古油藏。晚侏罗世(即中燕山期),该区进一步沉降,古油藏深埋,长兴组古油层温度超过160℃,古油藏开始大量裂解,至晚白垩世,储层温度超过200℃,古油藏基本裂解成气藏^[7]。自古油藏形成后,元坝地区受燕山—喜马拉雅多期构造运动的作用,层间构造节理进一步发育,同时长兴组白云岩储层广泛发育裂缝,储层储集空间由原油充注期以孔隙为主,演变成以构造裂缝—孔隙为主,增强了储层的连通性。在此期间,上二叠统烃源岩进入生气阶段,裂缝(层间缝、节理缝等)垂向运移

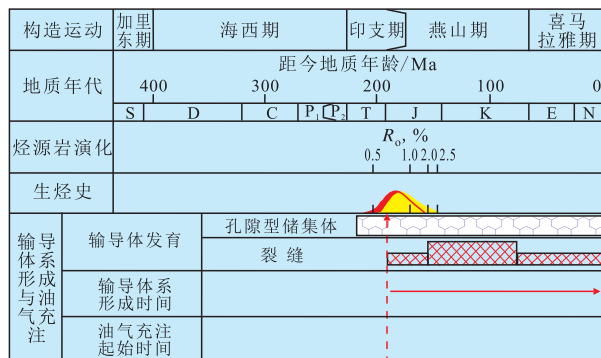


图5 元坝气田烃源岩生烃史与输导体系演化配置

通道与长兴组礁滩白云岩储集体侧向运移通道共同构成网状立体复合输导体系,继续为天然气提供输导通道,汇聚形成大型岩性气藏(图1,图5)。

3 输导体系对油气成藏的控制作用

3.1 储集体控制气藏的分布与规模

由于元坝气田长兴组优质储层紧邻大隆组生烃中心,来自大隆组烃源岩生成的油气能有效地通过长兴组优质储层侧向运聚成藏,同时通过裂缝垂向运移而来的吴家坪组油气进入长兴组储层后,也通过白云岩储集体进行横向运移。对于礁滩相碳酸盐岩储集体来说,优质储层发育(物性、厚度)与分布决定了油气侧向运移的方向和油气藏的分布及规模。元坝气田长兴组位于台地边缘相带,纵向上为“早滩、晚礁”,平面上为“前礁、后滩”的沉积特征^[17],礁滩相储层受环境与沉积相的控制明显。台缘生物礁礁盖及台缘暴露浅滩(如元坝12井区)白云石化程度高,储层厚度大,物性好^[18],而礁后浅滩及台内浅滩白云石化程度弱,储层厚度及物性均比台缘相带差。元坝气田长兴组台缘生物礁白云岩储层孔隙度最大为19.59%,最小为1.01%,平均为6.01%,其中孔隙度为2%~10%的样品占总样品的77.78%,渗透率平均为 $0.6327 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;长兴组礁后浅滩相储层孔隙度平均为4.21%,渗透率平均为 $0.2857 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。受控于生物礁滩储集体发育程度与分布的影响,不同相带礁滩气藏储层规模及丰度差别大:元坝气田长兴组台缘相带已上报探明储量的9个礁滩气藏中,5个生物礁气藏储层丰度达 $4.8 \times 10^8 \sim 14.6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,而4个礁后浅滩气藏(储层相对薄,厚度为30~60 m)储层丰度仅为 $1.7 \times 10^8 \sim 6.1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。元坝气田长兴组上覆的飞仙关组基本继承了长兴组沉积时期的沉积格局,但台缘坡度变缓,储层发育于台缘浅滩相带,分布广泛,由于沉积时期古地貌较邻区江油二郎庙及南部仪陇地区低^[16],以鲕粒灰岩、砂屑灰岩沉积为主,暴露作用不明显,白云石化程度微弱,储层孔隙类型以粒间溶孔、粒内溶孔为主,孔隙度为1.0%~10.0%,平均为4.0%,渗透率为 $0.002 \times 10^{-3} \sim 0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体表现为低孔低渗透储层,相对于长兴组整体物性较差,因此油气富集程度不及长兴组,仅在西北部构造部位相对较高、裂缝较为发育的元坝27井区飞仙关组二段上报天然气探明储量 $252 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3.2 裂缝发育程度控制油气富集的部位

高角度断裂作为垂向沟通圈闭和烃源岩的运

移通道,其所发育、沟通的层位往往是油气的富集层位^[19],反之则难以聚集成藏。垂向上,元坝气田长兴组储层非常邻近下伏烃源岩层(两者之间夹层厚度为100~150 m),有利于通过裂缝的垂向输导沟通烃源岩与储层;同时,长兴组礁滩相优质白云岩储层侧向叠合分布,面积可达350~450 km²,且物性条件好,有利于古原油向礁滩体侧向汇聚和富集成藏。元坝气田多口钻井资料揭示三叠系嘉陵江组二段(嘉二段)普遍钻遇水层,表明储层发育。但是元坝地区嘉二段发育厚层膏岩层,厚度为50~90 m^[20],具有较大的塑性流动性特点,断层与高角度裂缝均不发育,计算源储垂向距离大于800 m,因此,嘉陵江组与吴家坪组烃源岩之间,以及与长兴组古油藏之间难以形成有效的裂缝输导体可能是该层系未发现油气的重要原因。

输导体系与生排烃期的有效匹配,是元坝气田长兴组古油藏形成的关键因素之一。早燕山期,吴家坪组和大隆组烃源岩相继进入生油高峰早期,虽然元坝地区长兴组下部与吴家坪组上部存在致密灰岩段,但此时受盆缘造山挤压影响,该区构造节理等高角度裂缝发育^[7],裂缝垂向上沟通吴家坪组烃源岩与长兴组礁滩相岩性圈闭,因而二叠系烃源岩大量生烃期与高角度裂缝、长兴组优质储层的形成时期具有很好的耦合关系,有利于二叠系烃源岩生成的原油进入长兴组礁滩相优质储层中聚集成早期岩性油藏。

4 结论

元坝气田海相地层埋藏超深,地层平缓,构造变形弱,因此断层输导体不发育,但由于长兴组礁滩储层纵向近源,侧向近灶,运移距离较短,因此裂缝(层间缝、节理缝和小断裂)与礁滩相白云岩优质孔隙型储集体共同构成有效的立体网状复合输导体系,近源聚集形成长兴组大型礁滩岩性气藏。

在储层—裂缝复合输导体系中,优质储层不仅是油气聚集的仓库,同时也是重要的油气侧向输导体,礁滩相优质白云岩储层的发育程度决定了岩性古油藏的分布与规模,也决定了元坝气田现今礁滩岩性气藏的分布范围与规模;裂缝输导体垂向发育高度与密度控制了油气富集的部位。

参考文献:

- [1] 尹正武,凡睿,陈祖庆,等.生物礁滩岩性气藏含气面积的圈定方法——以元坝气田长兴组气藏为例[J].石油实验地质,

- 2012, 34(5):499-505.
- [2] 杨德彬,朱光有,苏劲,等.中国含油气盆地输导体系类型及其有效性评价[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(3):8-17.
- [3] 马永生,蔡勋育,李国雄,等.四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律[J].地质学报,2005,79(6):858-865.
- [4] 裴磊,普光气田飞仙关组鲕滩白云岩储层预测[J].油气地质与采收率,2011,18(2):45-48.
- [5] 邱贻博,王永诗,刘伟.断裂带内部结构及其输导作用[J].油气地质与采收率,2010,17(4):1-3.
- [6] 沈朴,张善文,林会喜,等.油气输导体系研究综述[J].油气地质与采收率,2010,17(4):4-8.
- [7] 王国茹,郭彤楼,付孝悦.川东北元坝地区长兴组台缘礁滩体系内幕构成及时空配置[J].油气地质与采收率,2011,18(4):40-43,53.
- [8] 刘敏,卢双舫,薛海涛,等.川东北地区上二叠统大隆组烃源岩生烃动力学应用[J].科学技术与工程,2011,11(17):3 923-3 928.
- [9] 饶丹,秦建中,腾格尔,等.川西北广元地区海相层系油苗和沥青来源分析[J].石油实验地质,2008,30(6):596-599.
- [10] 段金宝,李平平,陈丹,等.元坝气田长兴组礁滩相岩性气藏形成与演化[J].岩性油气藏,2013,25(3):43-47.
- [11] 郭彤楼,张元春,邹华耀,等.川东北碳酸盐岩层系现今应力场与裂缝特征[J].断块油气田,2010,17(6):718-721.
- [12] 沈传波,梅廉夫,徐振平,等.四川盆地复合盆山体系的结构构造和演化[J].大地构造与成矿学,2007,31(3):288-299.
- [13] Stearns D W, Friedman M. Reservoirs in fractured rock, in stratigraphic oil and gas field-classification, exploration methods, and case histories[M]. AAPG Memoir 16, Tulsa: AAPG, 1972: 82-106.
- [14] Underwood C A, Cooke M L, Simo J A, et al. Stratigraphic controls on vertical fracture patterns in Silurian dolomite, northeastern Wisconsin[J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(1): 121-142.
- [15] 张元春,邹华耀,李平平,等.川东北元坝地区长兴组流体包裹体特征及油气充注史[J].新疆石油地质,2010,31(3):250-251.
- [16] 范小军.川东北元坝地区长兴组与飞仙关组天然气成藏差异性成因[J].天然气工业,2012,32(6):15-20.
- [17] 郭旭升,郭彤楼,黄仁春,等.普光一元坝大型气田储层发育特征与预测技术[J].中国工程科学,2010,12(10):82-90.
- [18] 厚东琳,尤思科,范小军.川东北YB地区长兴组生物礁储层特征精细研究及意义[J].长江大学学报:自然科学版,2013,10(20):1-4.
- [19] 范存辉,郭彤楼,王本强,等.四川盆地元坝中部地区须家河组储层裂缝发育特征及控制因素[J].油气地质与采收率,2013,20(5):52-54.
- [20] 张元春,陆黄生,吴海燕,等.川东北元坝地区膏盐岩盖层分布特征[J].新疆石油地质,2012,33(4):450-452.

编辑 经雅丽

(上接第39页)

- [10] 赵翰卿,付志国,吕晓光,等.大型河流—三角洲沉积储层精细描述方法[J].石油学报,2000,21(4):109-113.
- [11] 张昌民.储层研究中的层次分析法[J].石油与天然气地质,1992,13(3):344-350.
- [12] 王苗,廖远涛,邓大飞,等.南堡凹陷1号构造带东一段储层物性特征及其控制因素[J].油气地质与采收率,2012,19(4):14-17.
- [13] 管红,朱筱敏.南堡凹陷滩海地区古近系砂岩孔隙类型、分布及控制因素[J].中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(4):22-26.
- [14] 王华,赵淑娥,林正良,等.南堡凹陷东营组巨厚堆积的关键控制要素及其油气地质意义[J].地学前缘,2012,19(1):108-120.
- [15] 管红,朱筱敏.南堡凹陷东营组层序地层格架及沉积体系[J].沉积学报,2008,26(5):730-736.
- [16] 吴琳娜,吴海涛,刘翠琴,等.南堡凹陷东营组储层特征及影响因素[J].石油地质与工程,2013,27(4):20-23.
- [17] 王健,徐守余,仲维莘.河流相储层隔夹层成因及其分布特征[J].地质科技情报,2010,29(4):84-88.
- [18] 杜微,马世忠,范广娟.复合河道砂体劈分及隔夹层研究[J].科技技术与工程,2011,11(16):3 637-3 641.
- [19] 林博,戴俊生,陆先亮,等.孤岛油田中一区馆5段隔夹层划分与展布[J].西安石油大学学报:自然科学版,2006,21(4):11-14.
- [20] 孙铭赫,程璐,田继军.古城油田泌123和泌124区块核三段IV砂组沉积微相[J].油气地质与采收率,2013,20(2):34-38.
- [21] 焦里力,俞昊,任涛.长岭凹陷腰英台油田腰西区块青山口组储层沉积微相研究[J].石油实验地质,2011,33(3):249-254.
- [22] 董春梅.渤海湾盆地渤南油田沙三段沉积微相研究[J].石油实验地质,2003,25(4):375-380.
- [23] 陈欢庆,赵应成,舒治睿,等.储层构型研究进展[J].特种油气藏,2013,20(5):7-13.
- [24] 饶资,陈程,李军.扶余X10-2区块坝储层构型刻画及剩余油分布[J].特种油气藏,2011,18(6):40-43.

编辑 邹澍滢