

文章编号:1009-2722(2017)10-0009-13

南海北部湾盆地迈陈凹陷中南部 古近系储层特征与控制因素 ——以区域探井 Y 井为例

于书友¹,何家雄²,张 伟^{3,4*},刘 菊⁵,李晓唐²,刘志杰²,张景茹²,龚晓峰²

(1 中海油能源发展工程技术湛江分公司,广东湛江 524057; 2 中国科学院大学,北京 100049;

3 中国地质调查局广州海洋地质调查局,广州 510075; 4 中山大学,广州 510275;

5 南方石油勘探开发有限责任公司,广州 510290)

摘要:北部湾盆地迈陈凹陷中南部 Y 井井壁取心分析、岩屑样品的薄片鉴定结果及地球物理测井综合评价表明,其钻遇的不同层位层段的储层类型主要以含泥质较高的砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩为主,少量砾岩,多属于近—中物源快速沉积充填、储集物性偏差的储集层类型,且成岩程度偏低(处在早成岩 A 或 B 期或中成岩 A 期),总体上属于岩性较细、泥质含量偏高、孔渗参数偏低的中孔中渗和低孔低渗及低孔特低渗型砂岩储层类型。其中,钻遇的渐新统涠洲组砂岩储层总体上偏细且泥质含量较高,砂岩有效孔隙度和渗透率偏低,属于储集物性较差储层;始新统流沙港组二段砂岩属于差—较好储层,储层孔隙类型以粒间孔为主,其次为粒间溶孔,还发育有少量或微量长石溶孔和粒内容孔,具有一定的孔渗性;古新统长流组砂岩孔隙类型以粒间孔、粒间溶孔为主,发育少量长石溶孔及粒内容孔,储层致密储集物性偏差。总之,本区储层发育主要受控于碎屑物源供给远近与沉积相及成岩作用,但总体上储层成岩程度较低,加之溶蚀作用及胶结作用普遍,故严重影响储层储集物性。

关键词:岩石学特征;储层物性;古近系砂岩储层;控制因素;迈陈凹陷中南部

中图分类号: P618.18 **文献标识码:** A **DOI:** 10.16028/j.1009-2722.2017.10002

迈陈凹陷位于北部湾盆地中南部及海南岛北缘,展布面积约 2 800 km²,是北部湾盆地近年来油气勘探的新区,油气地质综合研究与油气勘探程度均较低。迄今为止,虽然先后在迈陈凹陷及

其周缘钻探了 WS29-1A-1、徐闻 X1 等十余口探井^[1-4],但是除徐闻 X1 井发现薄油层,测试获低产油流^[5-8],其余探井均未见良好油气显示,甚至没有发现油气显示痕迹,更谈不上商业性油气勘探的突破。虽然上述探井均以失利告终,但通过这些探井的钻探,均获得了丰富的油气地质资料^[9-14],进而为该区的后续油气地质勘探研究与油气井位优选与部署等奠定了良好的基础。迈陈凹陷油气勘探及地质综合研究面临诸多难题,尤其是油气藏形成的主要生储盖组合类型、圈闭和油气运聚成藏条件等基本油气地质问题尚缺乏系统研究;对研究区主要勘探目的层及储盖组合特

收稿日期: 2017-07-28

基金项目: 中石油南方石油勘探有限责任公司科技攻关项目(2011-NFZY-003);国家自然科学基金(41176052)

作者简介: 于书友(1984—),男,助理工程师,主要从事油气开采及试采工程管理等综合研究工作. E-mail: shuyouyu@cnooc.com.cn

* **通讯作者:** 张 伟(1987—),男,博士后,主要从事油气与天然气水合物成藏地质研究工作. E-mail: zwgms@foxmail.com

征的研究几乎属于空白或非常薄弱,而储层发育演化特征及其控制影响因素分析对于低油气勘探程度区有利油气富集区带及储层评价预测与优选等至关重要,所以,其对整个迈陈凹陷乃至北部湾盆地油气地质综合研究与有利油气勘探目标评价优选等亦具有重要意义。鉴于此,本文根据迈陈凹陷中南部(凹陷斜坡边缘带)Y井井壁取心及岩屑样品薄片分析鉴定结果及地球物理测井评价数据,结合油气地质条件,深入开展了主要勘探目的层储层岩石学及沉积学等方面的综合研究,系统剖析和揭示了储集层及储盖组合发育演化特征与控制影响因素,为评价预测有利油气勘探区带优选主要勘探目的层、尽快取得油气勘探重大突破、获得商业性油气发现等提供决策依据和勘探部署意见。

1 区域地质背景及新生代地层系统

北部湾盆地位于南海西北部边缘,海南岛以北的北部湾海域,盆地北靠华南大陆,南与海南岛北部陆缘相接,东北与雷州半岛相连,西部及西南与莺歌海盆地相邻,展布面积约 39 800 km²,是南海北部大陆边缘具有典型下断上坳双层结构的新生代断陷裂谷盆地^[15-17]。根据新生代盆地发育演

化特征及构造单元展布特点,自北而南大体上可划分为北部坳陷带、中部坳陷带、南部坳陷带和企西隆起及徐闻凸起(隆起)5 个一级构造单元(图 1)。北部坳陷主要由涠西南凹陷和海中凹陷组成;中部坳陷则由昌化、海头北、乌石、迈陈及纪家等 5 个凹陷所组成;南部坳陷主要由福山和雷东凹陷所构成^[12,13]。

迈陈凹陷位于北部湾盆地中南部,其北部与乌石凹陷以流沙凸起相连,南部与福山凹陷以徐闻凸起相隔,西部与海头北凹陷相接,东北部则与徐闻凸起东部及雷东凹陷相邻。迈陈凹陷及周缘区前古近系基底,主要由分布于该凹陷中西部地区的古生界变质岩及凹陷东部的中生界白垩系变质岩以及分布于北部及流沙凸起之花岗岩所构成^[12,13,18]。

北部湾盆地油气勘探及区域地质研究表明^[11,12,18],该区新生界地层系统及地层层序组成主要是在石炭—二叠系石灰岩、下古生界变质岩、中生界花岗岩所构成的前第三系多岩性基底上,由古近纪陆相断陷期沉积充填的湖相及河流沼泽相沉积与新近纪及第四纪海相坳陷沉积叠置覆盖所构成,具有典型的下部陆相断陷构造层与上部海相坳陷构造层叠置的双层结构特征。其地层系

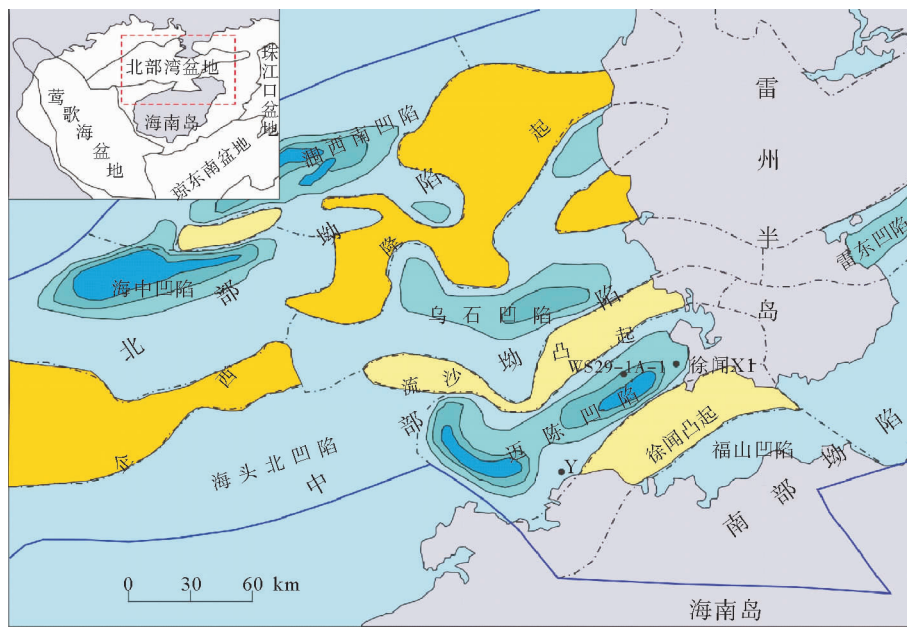


图 1 北部湾盆地构造单元组成及迈陈凹陷中南部 Y 井所处构造地理位置

Fig. 1 Tectonic map of Beibuwan Basin and the location of Y well in south central Maichen Sag

统及地层层序构成(图 2)自下而上分别为^[13,14]:前第三系混杂岩性构成的结晶基底、古近系古新统长流组(E₁ch)大套冲积河流相红色砂砾岩沉积、始新统流沙港组(E₂l)中深湖相及滨浅湖相暗色砂泥岩沉积、渐新统濠洲组(E₃w)河湖相及河

流沼泽相红色及杂色粗碎屑沉积和新近系下中新统下洋组(N₁x)含海绿石的绿灰色砂泥岩沉积、中中新统角尾组(N₁j)及上中新统灯楼角组(N₁d)灰色砂泥岩沉积、上新统望楼港组(N₂w)和第四系(Q)灰黄色、杂色砂层及黏土。

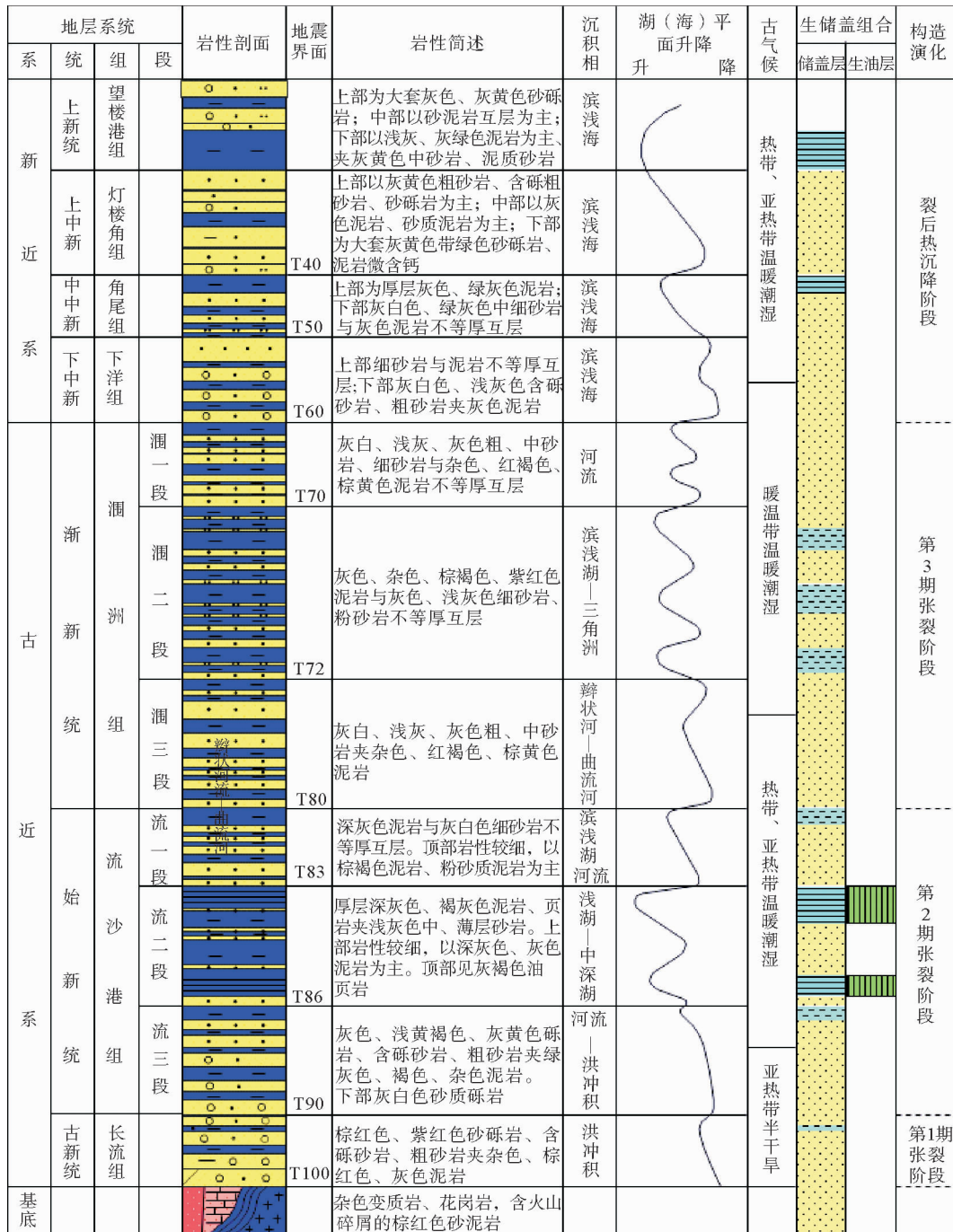


图 2 北部湾盆地地层层序及地层岩性与沉积相特征

Fig. 2 Stratigraphy, lithology and sedimentary facies of the Paleogene in Beibuwan Basin

本文研究对象 Y 井位于迈陈凹陷中南部边缘构造带 I 背斜的南块(图 1),属于该区第 1 口区域探井,根据地震及层序地层学解释与地质录井揭示的地层岩性特征和测井电性特点,结合古生物资料和地质综合分析对比,最终确定其钻遇的新生界地层岩性及地层层序。分析结果表明^[13],Y 井揭示新生界地层层序及地层岩性特征与北部湾盆地其他凹陷及邻区邻井基本一致,其地层系统自下而上分别由古近系古新统长流组(未穿)、始新统流沙港组(二段)、渐新统涠洲组(一段、二段及三段),新近系下中新统下洋组、中中新统角尾组、上中新统灯楼角组、上新统望楼港组及第四系所构成^[14]。其中,渐新统涠洲组及始新统流沙港组砂岩为该区主要储集层及勘探目的层,亦是本文研究的重点所在。

2 储层岩石学及储集特征

2.1 储层岩石学特征

根据北部湾盆地成熟探区涠西南凹陷与福山凹陷油气勘探成果及含油气储层分布规律的认识^[4,19,20],新生界含油气储层区域上主要分布在古近系碎屑岩沉积层系。因此,本次储集层分析与评价主要聚焦古近系地层并开展储层岩石学及储集物性的综合分析研究。根据 Y 井钻遇古近系地层(566~3 485 m),自下而上重点在古近系古新统、始新统及渐新统采集选取了 15 个壁心样品和 26 个岩屑样品以及 13 个重矿样品,系统开展了铸体薄片、普通薄片及重矿等岩矿分析鉴定工作。薄片鉴定及岩矿分析结果表明,Y 井自上而下钻遇不同层位层段碎屑岩储层岩性特点及岩石类型(41 个井壁取心及岩屑样品薄片镜下分析鉴定统计),主要以含泥质较高的砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩为主,少量砾岩,且砂岩碎屑分选差。储层岩性总体上较细,储集物性偏差。以下重点对主要层段碎屑岩储层岩石学及物性特点进行详细的分析阐述。

2.1.1 渐新统涠洲组储集层岩石学特征

统计结果表明,Y 井钻遇的渐新统涠洲组砂岩储集层总厚度为 661.5 m,最大单层厚度达 38 m,最薄仅 1 m,平均为 6.6 m,砂岩储集层厚度占

本组地层厚度的 55.9%,是 Y 井古近系地层中钻遇砂岩累计厚度最大的层段。其中砂岩储层本组砂岩储层段岩屑样品薄片分析及重矿分析鉴定结果表明,其岩石学特征具有以下显著特点(表 1)。

渐新统涠洲组一段,其碎屑岩岩石类型主要为粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及少量砾岩,砂岩矿物颗粒粒径较大,其主要粒径 $>2\ 000\ \mu\text{m}$,但杂基含量较高,达 55%~65%。涠洲组一段砂岩累计厚度为 173.5 m,占本段地总厚度的 40.3%,其中单层砂岩最大厚度为 15.0 m,平均砂岩厚度为 4.7 m。

根据渐新统涠洲组二段碎屑岩观察与分析,该层段钻遇的岩石类型主要为浅灰色的泥质粉砂岩,含有少量粉砂质泥岩和极细砂岩(表 1)。陆源碎屑物在矿物组成中占比高,达 83%,其中石英、长石、岩屑和粉砂分别占 25%、7%、15%和 36%。杂基和胶结物含量较低,分别为 1%和 2%,而自生矿物高岭石含量相对较高,为 8%。从表 1 还可以看出,砂岩矿物颗粒的主要粒径为 30~80 μm ,中等粒径为 45~50 μm ;矿物颗粒为次棱、次圆/棱磨圆度;矿物为好/中等分选性;矿物颗粒主要表现为点接触方式,颗粒支撑,压嵌式/基底式的胶结类型,风化程度较高/中等,总面孔率较低(3%)^[13]。

根据渐新统涠洲组三段碎屑岩观察与分析,该层段钻遇的岩石类型主要为泥质粉砂岩,岩性较为单一。其中泥质含量基本在 40%上下;矿物碎屑颗粒粒径主要为 20~60 μm ,中等粒径为 40~45 μm ;矿物颗粒为棱一次棱磨圆度;矿物为中等分选性。矿物颗粒主要呈点接触方式,颗粒支撑,基底式的胶结类型,风化程度较中等(表 1)。

2.1.2 始新统流沙港组二段储层岩石学特征及成岩特点

Y 井钻遇始新统流沙港组二段(流二段,下同)地层不仅上部湖相暗色泥页岩发育,具有较好生烃潜力。而且其下部滨浅湖相和三角洲前缘及平原相砂岩及粉砂岩亦较发育。根据钻井及录井归位剖面统计,Y 井钻遇的砂岩储集层累计厚度为 197.5 m,占本组地层总厚度的 34.7%。砂岩储层最大的单层厚度为 22.5 m,最薄仅为 0.5 m,平均厚度为 4.1 m^[13]。本组段砂岩储层段采集的岩屑样品薄片及重矿分析鉴定结果表明,其岩石学特征(表 1)及成岩演化特点如下:

横表 1

(1) 砂岩碎屑成分构成特征

砂岩样品分析结果表明, Y井钻遇的流二段地层岩性较为复杂, 其泥质含量相对较高, 且面孔率偏低。流二段砂岩碎屑成分主要以石英为主, 含量在25%~67.5%之间, 平均为51.5%; 次要岩屑成分为长石, 其含量最高约为22.5%, 平均为13.62%(表1); 流二段岩屑组分以沉积岩为主, 其次为变质岩, 也可见少量其他的陆源碎屑, 其平均含量约占3.8%。岩屑含量在流二段碎屑成分构成中占比最低, 最高约为26.5%, 平均约为10.4%。

进一步分析发现, 流二段砂岩填隙物主要为

呈杂基形式产出的泥质; 而不同深度段钻遇的砂岩样品中的泥质含量则相差较大, 最高泥质含量可达32%, 最低约为1%~2%, 且多充填于粒间, 砂岩中平均泥质含量约12.2%^[13]; 砂岩多呈基底形式胶结碎屑颗粒。

(2) 砂岩成分成熟度

流二段下部砂岩的成分成熟度指数一般都在0.94~3.42之间变化, 根据碎屑成分成熟度指数判识标准, 该层段砂岩的成分成熟度在低成熟范围内, 反映沉积物的搬运距离较近, 搬运时间较短, 因而在近距离较短时间的搬运过程中, 剩余了较多的不稳定组分(图3a)。

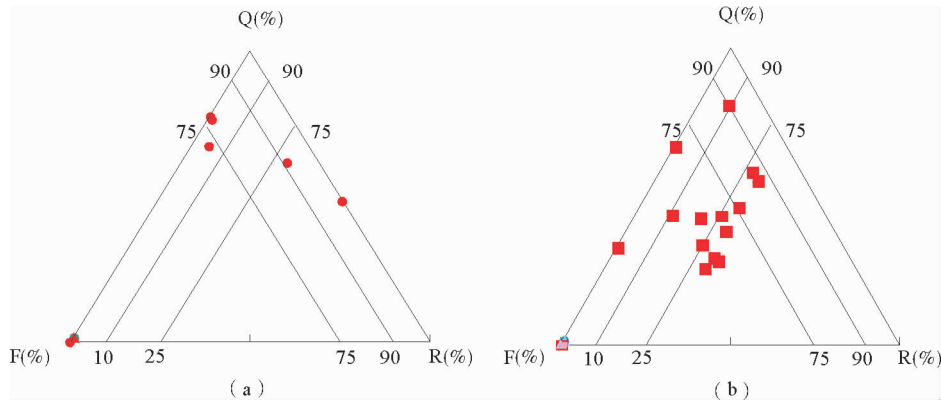


图3 古近系流沙港组二段(a)和长流组(b)砂岩三端元图

Fig. 3 Classification of sandstone of 2nd Member of Eocene Liushagang Formation (a) and Changliu Formation (b)

(3) 砂岩结构成熟度

流二段下部砂岩碎屑颗粒的分选多在中到差之间(表1), 并且碎屑颗粒的磨圆度在棱状一次棱状一次圆状之间变化; 同时, 流二段砂岩的泥质含量相对较高, 据此可以判识和推断, 流二段砂岩储层的结构成熟度相对较低, 同时也表明该砂岩储层属近物源供给且短时快速沉积充填的产物。

(4) 砂岩成岩演化阶段划分

从以上流二段下部砂岩的岩石学特征和成岩作用特点可以看出, 其储层砂岩具有相对较高的泥质含量, 而砂岩中的碳酸盐及自生矿物等不发育, 仅沉积有少量的泥晶菱铁矿碳酸盐矿物; 同时, 矿物碎屑颗粒接触方式通常为点或线接触方式, 且砂岩孔隙类型主要为粒间孔, 仅见少量的铸模孔、长石溶孔和粒内溶孔(表1)。依据碎屑岩成岩阶段划分标准(SY/T 5477—2003)^[21], 结合

有机质演化及黏土矿物演变特点, 综合判断与确定本层段砂岩成岩演化阶段大致为早成岩阶段的A或B期, 其成岩演化程度偏低。

2.1.3 古新统长流组储层岩石学特征及成岩特点

Y井钻遇古新统长流组地层的岩性与上覆的流二段基本类似, 岩屑样品中砂泥岩的颜色总体上偏红色和紫红色, 且可能经历了较长时期的风化剥蚀作用, 表明其属于河流及陆上氧化环境。钻井及录井统计结果表明, 长流组砂岩储集层累计厚度为345 m, 占该组地层总厚度的41.3%。砂岩储层厚度在1.0~16.0 m之间, 平均砂岩厚度为3.2 m。根据本组砂岩储层岩屑样品的薄片分析及重矿分析鉴定结果, 其岩石学特征(表1)及成岩演化特点具有以下规律性:

(1) 砂岩碎屑成分组成

根据 Y 井碎屑矿物分析(表 1),长流组钻遇的砂岩碎屑成分以长石和石英为主,多为单晶石英和多晶石英,其含量为 15%~58.5%,平均为 29.3%;长石以钾长石和花岗斜长石为主,少量斜长石和黏土化颗粒。长石含量为 7%~33.1%,平均为 21.3%;岩屑成分主要为沉积岩,少量变质岩、喷出岩和云母,其含量在 6.5%~20%之间,平均约为 12.4%,另外,尚有少量其他陆源碎屑,含量在 3%~5%之间,平均为 14.3%。

根据长流组砂岩碎屑成分组合特征可作出其砂岩的三端元成分岩石分类图(图 3b)。从该图中可以看出,样品点群基本集中在三角图的中部,说明石英、长石和岩屑三端元的含量相差不大。其中,石英含量多低于 75%,平均为 44.98%;长石含量主要集中在 24%~45%之间,最低为 9.72%,最高为 66.97%,平均为 33.9%;岩屑含量主要在 20%~30%之间,少量较低或偶见。

(2) 砂岩成分成熟度

与始新统流沙港组二段相比,古新统长流组不稳定矿物组分含量相对更高,主要为混杂砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,故其稳定矿物石英的含量明显降低^[13]。长流组砂岩泥质含量亦较高,其不同深度均普遍产出且呈棕黑色,多以杂基形式产于砂岩碎屑颗粒粒间的泥质物质。泥质含量一般在 1%~8%之间,个别深度段砂岩泥质含量接近 20%,最高可达 18%。

根据长流组砂岩三单元成分计算出的砂岩成分成熟度亦明显偏低,本组砂岩成分成熟度指数在 0.35~4.33 之间变化,大多小于 1,少部分在 1~4 之间,根据碎屑岩成分成熟度指数判识划分标准,可以判识确定长流组砂岩成分成熟度处在极低到低之间,表明其产物亦属近物源供给且短时快速沉积充填。

(3) 砂岩结构成熟度

古新统长流组河流冲积相砂岩岩性杂、总体上分选性较差,且碎屑矿物磨圆度为棱状一次棱状,因而推测长流组砂岩结构成熟度亦偏低,与成分成熟度一致,均属近物源沉积充填之产物。

(4) 砂岩成岩演化阶段划分与判识

古新统长流组砂岩中泥质含量比上覆始新统流沙港组砂岩有所降低,碳酸盐胶结物含量较高,呈亮晶状,且含有少量自生矿物,如高岭石、伊利

石等;砂岩中碎屑颗粒呈点接触,亦有部分呈线接触;尚有部分次生孔隙存在且在总孔隙中占有一定的比例。鉴于上述成岩演化特点,尤其是矿物溶解作用较明显,依据碎屑岩成岩阶段划分标准^[21],综合判断古新统长流组砂岩成岩阶段大致处在早成岩作用阶段 B 期至中成岩作用阶段 A 期,与上覆流沙港组砂岩相比,其成岩演化程度明显要高。

3 储集层储集物性特点

Y 井自上而下钻遇古近系碎屑岩储层不甚发育,根据完井最终归位录井岩性剖面统计,其砂岩储层分布厚度占不同层位层段地层厚度的 34.7%~62.1%(个别层段达 76.5%),绝大部分层位层段的地层中砂岩厚度均在 50%以下,且以泥质含量偏高的不同类型的砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩为主。这些砂岩储层的储集物性特征,总体上属于岩性较细、泥质含量偏高、孔渗参数偏低的中孔中渗和低孔低渗及低孔特低渗型砂岩储层类型。以下根据本井地球物理测井解释成果及薄片的分析鉴定结果,重点对钻遇碎屑岩储集层的储集物性特征进行了分析阐述。

3.1 渐新统涠洲组砂岩储层储集物性特征

前已述及,Y 井钻遇的古近系砂岩储集层虽然总体上不甚发育,但渐新统涠洲组砂岩储集层较发育,钻井钻遇砂岩累计厚度高达 661.5 m,占本组地层总厚度的 55.9%,其在本井钻遇的古近系砂岩地层剖面中居较大优势^[22]。渐新统涠洲组地层中以涠洲组二段、三段砂岩最发育。最终录井岩性归位剖面表明,涠洲组地层中涠洲组一段砂岩储层累计厚度为 173.5 m,占本层段地层总厚度的 40.3%,砂岩地层单层厚度在 1~15 m 之间变化,平均厚度为 4.7 m。测井地球物理解释与薄片分析鉴定结果表明,涠洲组一段碎屑岩岩石类型以泥质粉砂岩、极细粒砂岩为主,夹杂少量砾岩;储层有效孔隙度为 13.6%~26.5%,平均为 19.6%;储层透率介于 $(13.5 \sim 181.7) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $50.47 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;涠洲组一段泥质含量为 5.8%~23.4%,平均为 11.9%。统计结果表明,涠洲组二段钻遇砂岩累计厚度达

382 m,占本段地层总厚度的62.1%,其砂岩单层厚度在1~37 m之间,平均为7.1 m;该层段碎屑岩岩石类型以泥质粉砂岩、含泥粉砂岩、长石岩屑粉砂质极细粒砂岩为主,储层有效孔隙度在15.5%~20.5%之间变化,渗透率平均在 $(5.3\sim 50.12)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,泥质含量平均在11.0%~20.9%之间。涠洲组三段钻遇砂岩统计结果显示,砂岩累计厚度达106 m,占本组地层总厚度的76.5%;砂岩储层单层厚度在1.0~38 m之间变化,平均为11.8 m;涠三段储层碎屑岩岩石类型以泥质粉砂岩为主,储层有效孔隙度为10.6%~20.2%;储层渗透率为 $(27.45\sim 40.56)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,相较于涠一段和涠二段偏低。

综上所述,本井钻遇渐新统涠洲组砂岩储集层总体上偏细且泥质含量较高,砂岩有效孔隙度和渗透率偏低,依据碎屑岩储层分级评价标准^[21],结合储层形成的地质条件综合分析,涠洲组砂岩储层可以综合判识与评价如下:涠洲组一段砂岩,属于储集物性较差的中孔低渗与储集物性较好中孔中渗混合型砂岩储集层类型;涠洲组二段砂岩属于储集物性较差的中孔低渗砂岩储集层类型;涠洲组三段与涠洲组一段砂岩类似,属于储集物性较差的低孔低渗与中孔低渗混合型砂岩储集层类型^[13,22]。

3.2 始新统流沙港组砂岩储层储集物性特征

Y井钻遇始新统流沙港组砂岩储集层较薄,且主要分布于流二段下部,其砂岩储层累计厚度为197.5 m,占本组地层的34.7%;砂岩储层最大单层厚度为22 m,最小厚度为0.5 m,平均为4.1 m^[22]。根据录井及壁心铸体薄片分析鉴定结果,流沙港组二段碎屑岩岩石类型主要为长石中—粗粒砂岩、长石石英砾状不等粒砂岩、岩屑含砾粉砂质不等粒砂岩等,在其矿物组成中,石英含量最高,在43%~67.5%之间;长石含量为6%~20%,岩屑含量在8.6%~20.5%之间。流二段砂岩孔隙类型以粒间孔为主,其次为粒间溶孔,存在少量或微量长石溶孔和粒内溶孔,面孔率在3.5%~13.5%之间。根据流二段砂岩储层地球物理测井解释结果^[13,22],其砂岩有效孔隙度为4.13%~20.5%,但因偏高的泥质含量(平均达10.31%~33.1%),最终导致砂岩渗透率总体偏

低,为 $(0.01\sim 23.4)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (个别薄砂层为 $97.38\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)。总之,依据砂岩储层分级评价标准,结合流二段储层形成的地质条件,综合分析认为,流二段砂岩属于储集物性较差的低孔低渗型储集层。

3.3 古新统长流组砂岩储层储集物性特征

Y井钻遇古新统长流组地层总厚度为834 m(未穿),其中,砂岩储集层累计厚度达345 m,占本组地层总厚度的41.3%,砂岩储层最大单层厚度为16 m,平均为3.2 m^[22]。本组砂岩储层岩性总体上比始新统流沙港组粗,根据录井及壁心铸体薄片分析鉴定结果,其岩石类型属长石石英类型砂岩,主要为长石不等粒砂岩、石英不等粒砂岩、长石粉砂质砾岩、岩屑长石粉砂质砾岩等,矿物组成中石英含量为15%~58.5%;长石含量介于5%~18%。长流组砂岩孔隙类型以粒间孔、粒间溶孔为主,发育少量长石溶孔和粒内溶孔。总体上,长流组砂岩储层孔渗性较差,除少数砂岩外,大部分砂岩孔隙欠发育,属于差~中等孔隙类型,面孔率在5.2%~22%之间,平均为8%。此外,根据长流组砂岩段地球物理解释评价结果^[13],由于砂岩中泥质含量偏高(10.4%~41.9%),导致其有效孔隙度甚低,平均仅为0.25%~9.5%,渗透率则更低,平均为 $(0.01\sim 0.94)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。因此,依据砂岩储层分级评价标准,结合储层形成地质条件的综合评价,长流组砂岩储层属于储集物性很差的超低孔超低渗储集层类型。

4 储层影响因素

4.1 沉积物源对储层类型及储集物性的影响

在陆源碎屑岩中一般将密度 $>2.86\text{ g/cm}^3$ 的矿物称之为重矿物,其在碎屑岩中的含量很少,一般不超过1%,且在0.05~0.25 mm的粒径范围内重矿物含量最高。通过重矿物种类、含量及其组合特征,尤其是重矿物成分成熟度ZTR指数的分析研究,可以判识母岩类型及其来源、物源供给远近及其构成特点等^[23,24]。不同类型的母岩其重矿物成分不同,经风化破坏后形成的重矿物

组合类型亦差异明显,因此,根据不同类型母岩的重矿物组合特征,可以判识和确定母岩类型,恢复母岩的本来面目。同时,藉此亦可分析判识其物源供给特点^[25]。Y 井不同层位层段碎屑岩重矿物分析鉴定结果表明,研究区重矿物类型比较复杂,陆源重矿物主要为锆石、电气石、石榴石、角闪石、刚玉、磁铁矿、赤褐铁矿等 25 类重矿物,自生重矿物包括黄铁矿、重晶石、碳酸盐矿物和闪锌矿 4 类重矿物。其中,涠洲组(一段、二段、三段)碎屑岩的重矿物多为锆石+石榴石+电气石+白钛矿+黄铁矿组合,且涠洲组二段、三段碎屑岩的碳酸盐矿物含量较高;长流组重矿物则是以赤褐铁矿占绝对优势,其含量为 79.4%~87.0%,其他类型的重矿物含量则较少^[13]。基于以上重矿物组合特点,可以判识和确定该区渐新统涠洲组的母岩类型主要以岩浆岩和沉积岩为主,变质岩次之;古新统长流组重矿物组成单一均以赤褐铁矿居绝对优势,由于缺少其他重矿物标志,其母岩类型尚难准确判识,但可以肯定的是其母岩及其物源应主要来自处在长期风化的强氧化环境下的山麓洪积相和河流冲积相的沉积物。

碎屑岩的重矿物成分成熟度,是指碎屑沉积组分在其风化、搬运、沉积作用的改造下接近最稳定的终极产物的程度。在实际工作中,一般以石

英—高岭石的轻矿物组合和锆石—电气石—金红石的重矿物组合作为高,其重矿成分成熟度 ZTR 指数越大,物源供给及搬运距离越远,搬运时间亦长^[25]。Y 井重矿物 ZTR 指数计算结果显示(表 2):渐新统涠洲组一段(900~1 330 m 样品)的 ZTR 指数较大,表明重矿成分成熟度较高,沉积物搬运距离较远;涠洲组二段(1 330~1 945 m 样品)的 ZTR 指数较大,重矿成分成熟度较高,沉积物搬运距离较远。其中 1 514~1 516、1 831~1 833、1 942~1 944 m 的 ZTR 指数相对有所降低,表明沉积物搬运距离中等;而 1 664~1 666 m 的 ZTR 指数较小,表明其重矿成分成熟度较低,属于近物源短距离搬运沉积;涠洲组三段(1 945~2 083.5 m 样品)的 ZTR 指数普遍偏低,亦属于中—近物源及短距离搬运沉积;古新统长流组(2 652~3 486 m 样品)的 ZTR 指数普遍偏小,表明其重矿成分成熟度很低,物源供给距离较近,搬运时间较短,属于典型近物源的河流冲积相沉积。总之,根据碎屑岩中重矿物成分成熟度 ZTR 指数判识,结合 Y 井所处的局部构造位置的地质条件分析,可以综合分析确定渐新统涠洲组碎屑岩物源供给主要为搬运距离较远—中等的相对较远物源供给系统。涠洲组砂岩属于储集物性较差的低孔低渗与中孔低渗以及储集物性较好的中孔中渗

表 2 迈陈凹陷中南部 Y 井碎屑岩重矿成分成熟度 ZTR 指数与物源远近判识
Table 2 The compositional maturity of heavy minerals (ZTR) and the provenance distance estimation for clastic rocks in Y well, south central Maichen Sag

层位	深度/m	锆石/%	电气石/%	金红石/%	重矿物成分成熟度(ZTR)	距物源
涠洲组一段	1 206~1 208	16.6	24.4	0.8	41.8	远
	1 290~1 292	7.8	16.4	0.5	24.7	中
涠洲组二段	1 366~1 368	16.2	16.5	0.9	33.6	远
	1 466~1 467	21.2	12.7	0.9	34.8	远
	1 514~1 516	5.2	16.4	1.0	22.6	中
	1 664~1 666	5.1	6.6	0.5	12.2	近
	1 831~1 833	6.8	13.2	0.3	20.3	中
	1 942~1 944	6.3	13.0	0.7	20.0	中
涠洲组三段	1 960~1 962	4.3	8.1	0.4	12.8	近
	2 042~2 044	5.9	13.6	0.8	20.3	中
长流组	2 798~2 799	2.0	3.0		5.0	近
	2 821~2 823	5.7	3.8	0.5	10.0	近
	3 313~3 315	1.0	2.9	0.2	4.1	近

砂岩储集层类型^[22];而古新统长流组则属于典型的近物源供给沉积,导致砂岩颗粒分选差,加之较高的泥质含量,砂岩成分成熟度偏低,面孔率亦低,最终造成该区砂岩的储层物性偏差,前已述及,流沙港组二段砂岩储层由于泥质含量偏高,导致砂岩渗透率普遍偏低,属于储集物性较差的以低孔低渗型为主的储集层类型,这即是这种近物源供给所沉积充填碎屑物质的结果。

4.2 沉积相对储层类型及岩电特征的影响

在油气地质综合研究的储层评价中,未取心或取心少的探井所获取的地球物理测井资料能够为沉积相及层序地层分析等提供非常重要的地质信息和评价依据。本次研究由于Y井钻井取心少,井壁取心微小且破碎,故主要以地球物理测井所获自然伽玛测、自然电位和深浅电阻测井曲线的信息,并结合区域地质背景和钻井地质录井所获地层岩性及岩性组合特点^[3,9],重点对该井钻遇主要碎屑岩储层段始新统流沙港组和古新统长流组沉积相特征进行了初步的分析判识与研究。

由图4a所示单井相分析剖面可以看出,流二段砂岩储集层主要以三角洲—湖泊沉积相为主。

其中流二段上部地层,以浅湖相—中深湖相大套厚层暗色泥岩为主夹少量薄层灰色粉砂岩^[22]。Y井测井资料分析表明,自然伽玛曲线(GR)在该层段总体上显示出高伽马值特征,尤其是在上部厚层暗色泥岩发育层段显示为大幅度小锯齿状的平直段特征,故泥岩发育层段与自然伽马有很好的对应关系;自然电位曲线(SP)亦显示为较平直的锯齿状特征;深浅电阻测井曲线(RS,RD)显示为未明显分开的不规则的锯齿状特征,上述测井曲线变化特征表明流二段上部泥岩地层夹的少量粉砂岩储集层的泥质含量高,渗透率低^[13]。流二段下部地层中砂岩及粉砂岩相对较发育,但仍然具有“厚泥薄砂”的特点,自然伽马及自然电位幅度亦大,且呈不规则的箱状或锯齿状变化,深浅电阻率曲线亦未分开,但幅度有所增加,亦呈不规则的锯齿状变化,具有三角洲平原和滨浅湖相的沉积特征,且砂岩偏细、泥质含量偏高,储集物性较差。

古新统长流组单井沉积相分析主要根据地球物理测井信息,并结合地层岩性特征及邻区邻井资料的对比,进而进行沉积相的综合判识划分与确定^[9]。由图4b所示单井沉积相剖面可以看出,古新统长流组碎屑岩储集层主要以河流相及滨浅

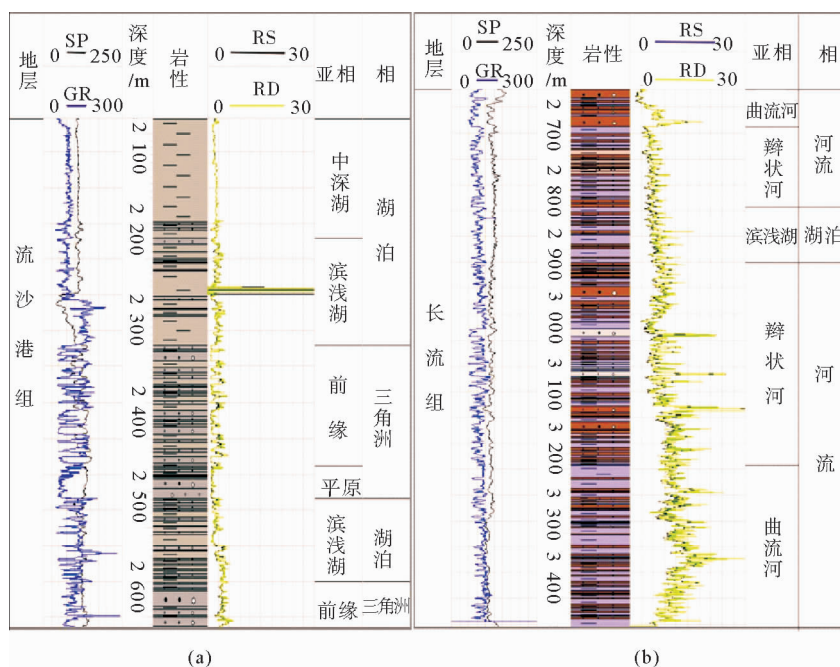


图4 北部湾盆地Y井流沙港组(a)与长流组(b)沉积相发育特征

Fig. 4 The characteristics of sedimentary facies of Liushagang Formation (a) and Changliu Formation (b) in well Y, Beibuwan Basin

湖相沉积的棕色及杂色砂岩为主,间夹较厚层的紫红色泥岩,属于一套河流冲积沉积的产物。Y井测井资料显示,其自然伽马与自然电位测井曲线均显示出不规则的较平直小幅度的锯齿状变化特点;深浅电阻测井曲线不仅未分开且总体上随深度增加。其电阻率具有逐渐大幅度递增的特点,表明砂岩储集层电阻率具有高阻特征且泥质含量高,渗透率偏低,储集物性偏差,表现出典型的河流冲积相的特点^[13]。

4.3 成岩作用对储层储集物性的影响

成岩作用对储层物性的好坏起着关键作用,研究区成岩作用类型主要有压实作用、溶蚀作用和胶结作用,虽然总体上来看这几种成岩作用较弱,但对砂岩储层储集物性均存在不同程度的影响,且不同层段砂岩储层之间也具一定差异性。

(1) 压实作用

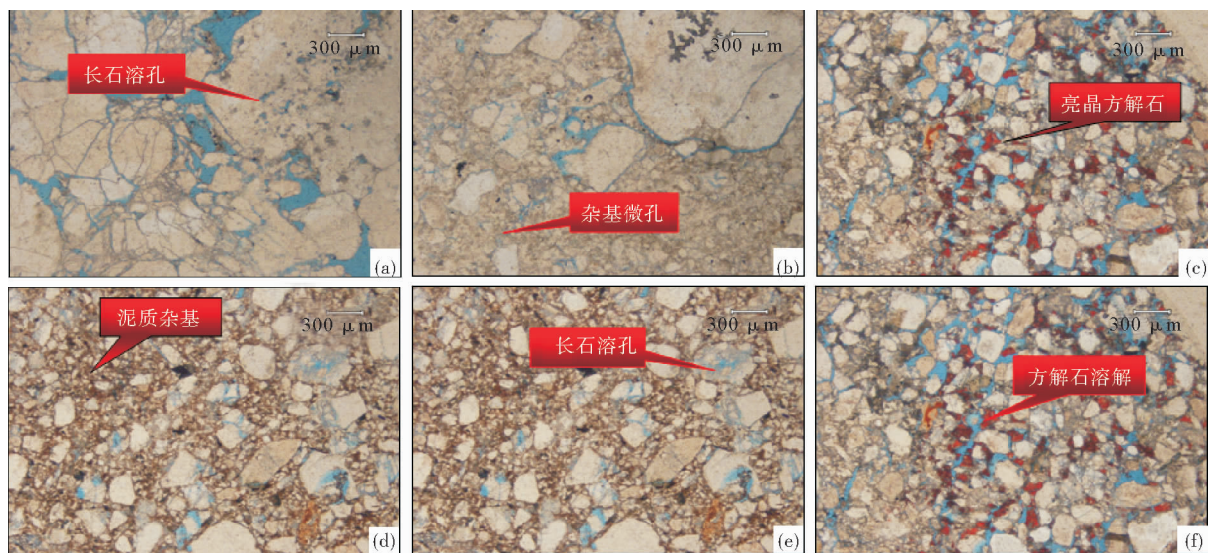
根据本井岩屑薄片和井壁取心薄片分析鉴定结果,始新统流沙港组二段下部砂岩及粉砂岩样品,其碎屑颗粒之间基本为点接触,少量呈线接触(表 1),且碎屑颗粒未有明显挤压的现象,薄片分析鉴定中亦未发现云母明显的弯曲变形以及石

英颗粒被挤压而产生的碎裂的现象。因而推测流二段砂岩上覆地层压实作用较弱,为正常的中等压实程度。

古新统长流组河流冲积相砂岩中,具较高含量杂基的砂岩,颗粒主要为点接触方式;部分杂基含量少的砂岩,颗粒主要为线接触,颗粒之间排列紧密,同时可观察到颗粒与泥质之间有明显的挤压现象,且这种特征随深度的增加而更为明显,因此,与流二段相比,长流组砂岩的压实作用略有增强。

(2) 溶蚀作用

始新统流沙港组二段下部砂岩中矿物溶解作用较弱,仅见有少量的长石溶解,形成的长石溶孔和铸模孔(图 5a、b),溶解程度较低,故溶解作用较弱。古新统长流组砂岩中矿物溶解作用较明显,铸体薄片观察发现,除少量长石溶解现象(图 5e)存在外,还可观察到少量的方解石溶解现象(图 5f)。与上覆始新统流二段地层相比,长流组砂岩中长石的溶解作用有所增强,部分长石呈蜂窝状的溶解形态。此外,方解石自身溶解及方解石交代颗粒后溶解所形成的粒间溶孔也进一步促进了砂岩孔隙的发育。



(a)长石溶孔,Y井,2 496 m;(b)杂基微孔,Y井,2 609.2 m;(c)亮晶方解石,Y井,3 172 m;(d)泥质杂基, Y井,3 285 m;(e)长石溶孔,Y井,3 285 m;(f)方解石溶解,Y井,3 172 m

图 5 北部湾盆地 Y 井铸体薄片与井壁取心岩石学特征

Fig. 5 The petrology characteristics of casting thin sections from well coring of well Y, Beibuwan Basin

(3) 胶结作用

始新统流沙港组二段下部砂岩胶结物含量低(表1),平均含量为0.6%,仅在个别深度有少量泥晶菱铁矿产出,因此,流二段砂岩的胶结作用较弱,但对其储集物性亦有一定的影响。古新统长流组砂岩胶结物主要是方解石,且方解石胶结主要呈亮晶形式产出(图5c),泥质杂基(图5d)含量较高,个别深度段砂岩的胶结物中亦含有泥晶菱铁矿。总之长流组不同深度段砂岩均含有方解石胶结物,且含量较高,多在10%左右,最高可达22%。其对本组砂岩储层储集物性影响较大。目前发现的长流组砂岩多为低孔低渗偏致密的储层类型即是其典型实例。

5 结论与认识

(1) Y井钻遇渐新统涠洲组地层岩性主要为泥质粉砂岩,粉砂质泥岩及少量砾岩和含砾砂岩,较高含量的泥质等杂基填隙物导致储层物性偏差;始新统流沙港组二段下部以砂岩为主的碎屑岩储层较发育,但砂岩颗粒分选较差,碎屑成分复杂且成分成熟度偏低,属近物源供给沉积充填的产物,砂岩尚处于早成岩演化期(A或B阶段);古新统长流组碎屑岩储层以砂岩为主,岩性总体较粗,但由于砂岩颗粒分选差,泥质含量较高而又具有偏低的成分成熟度,且以钙质胶结为主,成岩演化程度处在早成岩阶段B期至中成岩阶段A期,亦属于近物源沉积充填的储集物性偏差的碎屑岩储集层。

(2) Y井钻揭示的古近系渐新统涠洲组和始新统流沙港组砂岩储层具有岩性较细、泥质含量偏高、孔渗参数偏低的特点,属于中孔中渗、低孔低渗与低孔特低渗类型的砂岩储层,因此,储层储集物性差,油气储集条件欠佳。

(3) 研究区碎屑物物源供给远近与沉积环境、成岩作用程度等是储层类型及储集物性优劣的主要控制影响因素。碎屑岩的压实作用、溶蚀作用和胶结作用等则是控制影响砂岩储层储集物性的重要因素。

参考文献:

[1] 王鹏,赵志刚,柳永杰. 迈陈凹陷构造特征与油气勘探方

向[J]. 海洋石油,2011,31(2):13-19.

- [2] 江凡,刘喜欢,陈岭. 迈陈凹陷M8构造油气藏特征及成藏模式预测[J]. 海洋石油,2007,27(2):6-10.
- [3] 苏永进,唐跃刚,石胜群,等. 北部湾盆地迈陈凹陷东部地区油气成藏特征[J]. 石油与天然气地质,2009,30(2):210-214.
- [4] 郭飞飞,王韶华,孙建峰,等. 北部湾盆地涠西南凹陷油藏成藏条件分析[J]. 海洋地质与第四纪地质,2009,29(3):93-98.
- [5] 唐建伟,丁建荣,郝天珩. 徐闻地区综合地球物理勘探方法研究[J]. 地球物理学进展,2008,23(3):800-807.
- [6] 唐友军,包建平,朱翠山. 北部湾盆地迈陈凹陷徐闻X1井生烃史[J]. 新疆石油天然气,2007,3(2):1-7.
- [7] 戴社平,包建平,刘玉瑞,等. 北部湾盆地迈陈凹陷徐闻1井油源研究[J]. 石油天然气学报:江汉石油学院学报,2007,31(4):9-13.
- [8] 包建平,刘玉瑞,朱翠山. 北部湾盆地迈陈凹陷徐闻X1井油气地球化学特征[J]. 天然气地球科学,2006,17(3):300-305.
- [9] 曹强,王韶华,孙建峰,等. 北部湾盆地迈陈凹陷油气成藏条件分析[J]. 海洋石油,2009,25(8):1-6.
- [10] 刘成杰. 徐闻区块沉积相研究[J]. 小型油气藏,2008,13(1):15-19.
- [11] 孙伟,樊太亮,赵志刚,等. 乌石凹陷古近系层序地层学特征与沉积充填演化[J]. 吉林大学学报,2008,38(2):233-239.
- [12] 何家雄,刘海龄,姚永坚,等. 南海北部边缘盆地油气地质及资源前景[M]. 北京:石油工业出版社,2008.
- [13] 李晓唐. 北部湾盆地中南部迈陈凹陷油气地质特征及勘探前景[D]. 广州:中国科学院研究生院(广州地球化学研究所),2016.
- [14] 张伟,何家雄,胡杨,等. 北部湾盆地迈陈凹陷区域探井数模分析与油气勘探方向[J]. 石油与天然气地质,2017,38(1):121-131.
- [15] 胡望水,吴婵,梁建设,等. 北部湾盆地构造迁移特征及对油气成藏的影响[J]. 石油与天然气地质,2011,32(54):920-927.
- [16] 徐建永,张功成,梁建设,等. 北部湾盆地古近纪幕式断陷活动规律及其与油气的关系[J]. 中国海上油气,2011,23(6):362-368.
- [17] 袁冰. 南海北部湾盆地迈陈凹陷构造演化与变形机制[J]. 科学技术与工程,2014,14(18):199-203.
- [18] 石胜群. 迈陈凹陷东部地区油气成藏及钻探目标研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2008.
- [19] 丁卫星,王文军,马英俊,等. 北部湾盆地福山凹陷流沙港组含油气系统特征[J]. 海洋石油,2006,26(9):1-6.
- [20] 李美俊,王铁冠,刘菊. 北部湾盆地福山凹陷原油充注方向及成藏特征[J]. 石油实验地质,2007,29(2):172-177.
- [21] SY/T 5477—2003,碎屑岩成岩阶段划分[S]. 北京:石油工业出版社,2003.

- [22] 龚晓峰,何家雄,刘 菊,等.南海北部湾盆地迈陈凹陷中南部 X 井油气成藏地质条件[J].海洋地质前沿,2014,30(4):7-13.
- [23] 和钟铎,刘招君,张 锋.重矿物在盆地分析中的应用研究进展[J].地质科技情报,2001,20(4):29-32.
- [24] 单 祥,邹志文,孟祥超,等.准格尔盆地环玛湖地区三叠系百口泉组物源分析[J].沉积学报,2016,34(5):930-939.
- [25] 沈丽琪.沉积岩重矿物研究中的几个重要概念及其应用[J].中国科学(B辑),1985,17(1):70-78.

CHARACTERISTICS OF EOCENE RESERVOIRS IN THE SOUTH CENTRAL MAICHEN SAG, BEIBUWAN BASIN AND CONTROLLING FACTORS: A CASE FROM THE OUTPOST WELL Y

YU Shuyou¹, HE Jiexiong², ZHANG Wei^{3,4*}, LIU Ju⁵, LI Xiaotang²,
LIU Zhijie², ZHANG Jingru², GONG Xiaofeng²

(1 Zhanjiang Branch, CNOOC Energy Technology and Service-Drilling and Production Company
Zhanjiang 524057, Guangdong, China;

2 University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3 Guangzhou Marine Geological Survey, CGS, Guangzhou 510075, China;

4 Sun Yat-sen University, Guangzhou 510275, China; 5 South Oil Exploration and
development Company, Guangzhou 510240, China)

Abstract: The results of section identification, geophysical and well logging data from side-wall coring and debris of the borehole Y, that is located in the southwest Maichen sag of the Beibuwan Basin, suggest that the sequence penetrated by the hole are dominated by sandstone intercalating great amount of shale, siltstone and pelitic siltstone, and small quantity of conglomerate deposited near the proximity and middle part of the provenance. The Oligocene reservoirs in the Weizhou Formation, which are fine and rich in mud in general, are characterized by poor physical properties and weak diagenesis (A or B stage of eogenetic and A stage of middle diagenetic phase) As a whole, the effective porosity and permeability are low. However, the 2nd Member of the Liushagang Formation is a reservoir with certain amount of porosity and permeability. It is dominated by intergranular pore with intergranular dissolved pores as the subordinate. Feldspar corrosion pores are observed sometimes. The pores in the Changliu Formation are largely composed of intergranular pores, intergranular dissolved pores and small amounts of feldspar corrosion pores. The development of reservoirs is mainly controlled by the distance to provenance, sedimentation environment, and diagenesis. Diagenesis in general is weak. Compaction, dissolution and cementation are the main diagenetic processes which affect the reservoir properties.

Key words: petrogeology; reservoir physical property; Eocene sandstone reservoir; controlling factors; south central Maichen Sag