

文章编号: 0253-2697(2014)04-613-10 DOI:10.7623/syxb201404001

冀中坳陷束鹿凹陷泥灰岩-砾岩致密油气 成藏特征与勘探潜力

赵贤正¹ 朱洁琼² 张锐锋³ 鱼占文² 王吉茂² 郭永军²

(1. 中国石油华北油田公司 河北任丘 062552; 2. 中国石油华北油田公司勘探开发研究院 河北任丘 062552;
3. 中国石油华北油田公司勘探部 河北任丘 062552)

摘要:渤海湾盆地冀中坳陷束鹿凹陷泥灰岩-砾岩油藏是一种特殊的致密油气藏。基于束探 1H 井对泥灰岩-砾岩油藏勘探的突破,重新分析了该区泥灰岩发育的构造背景、沉积环境及地层层序特征。进一步结合钻井、测井和分析化验等资料对束鹿凹陷泥灰岩的生油能力、储集性能、成藏机理、油藏特征重新进行评价,取得一些新的认识:①束鹿凹陷泥灰岩作为烃源岩,具有有机碳含量高、有机质类型好(以 II₁ 型为主)、转化率高、排烃能力强等特征,为优质烃源岩;②泥灰岩因构造应力发育一些构造缝,作为烃源岩(当中包含的有机质)发生降解排烃产生的有机质孔隙、有机酸溶蚀碳酸盐岩产生的溶蚀孔隙、降解排烃中产生的异常压力缝等孔隙(缝)形成了泥灰岩的孔喉系统并充当了烃类的储集空间及渗流通道,所以泥灰岩具有储集性能;③包裹在泥灰岩中的砾岩存在欠压实作用,储集空间相对好于泥灰岩,砾岩的储集空间主要为粒间孔、粒内溶孔、贴粒缝、构造缝等孔缝。因此,泥灰岩是一种源-储一体的、特殊的“自生自储”连续致密油藏,而夹杂在泥灰岩中的碳酸盐岩质砾岩为源-储共生的岩性致密油藏。2 种油藏类型均具有特低孔特低渗、非均质性强、压力系数高、产量递减快的特点。同时,利用成因法(氯仿沥青“A”法)探索束鹿凹陷泥灰岩致密油气资源量,对烃源岩总生油量的分配情况进行初步研究,发现束鹿凹陷致密油资源量丰富,勘探潜力较大,并给出束鹿凹陷砾岩-泥灰岩的勘探方向和建议。

关键词:渤海湾盆地;束鹿凹陷;泥灰岩-砾岩;成藏机理;源-储一体油藏特征;勘探潜力;沙河街组三段下亚段

中图分类号:TE112.322

文献标识码:A

Characteristics and exploration potential of tight calcilutite-rudstone reservoirs in Shulu sag, Jizhong depression, North China

Zhao Xianzheng¹ Zhu Jieqiong² Zhang Ruifeng³ Yu Zhanwen² Wang Jimao² Guo Yongjun²

(1. PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China; 2. Exploration & Development Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China; 3. Exploration Department of PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China)

Abstract: Calcilutite-rudstone reservoirs are unique tight reservoirs in Shulu sag, Jizhong depression, North China. This study re-analyzed the tectonic setting, depositional environments, and stratigraphic sequence characteristics of calcilutite development in Shulu sag based on the latest breakthrough of calcilutite-rudstone reservoir exploitation in Well ST1H. Further, the characteristics of calcilutite reservoir regarding oil generation capacity, reservoir property, and accumulation mechanism are re-assessed by a combination of drilling, well logging, and laboratory tests, in order to gain new understanding. In Shulu sag, calcilutite provides high-quality source rocks with high organic carbon content, good organic matter type (mainly II₁ type), high conversion rate, and strong expulsion ability. Due to tectonic stress, natural fractures are well developed within calcilutite. The organic pores generated by source rock (including organic matter) degradation and expulsion, the dissolution pores generated by organic acid dissolution of carbonate, and abnormal pressure fractures generated by oil degradation and expulsion form effective spaces for hydrocarbon accumulation and migration, accounting for the reservoir property of calcilutite. As interbedded within calcilutite, rudstone is undercompacted and thus has larger reservoir space than calcilutite, mainly including intergranular pores, intragranular dissolved pores, intergranular fractures, and tectonic fractures. Thus, calcilutite forms self-generating and self-preserving continuous tight reservoirs, whereas rudstone interbedded within marlstone forms tight lithological reservoirs with coexisting source and reservoir. Both types of reservoirs feature particularly low porosity and permeability, strong heterogeneity, high pressure coefficient, and rapid production declines. Additionally, genetic method (chloroform bitumen A method) is used to explore the total amount of hydrocarbon resources in Shulu sag and assess the allocation of total oil production by source rocks. Shulu sag has enormous amount of hydrocarbon resources and great exploitation po-

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“华北油田上产稳产 800 万吨关键技术与应用”(2014E-35)资助。

第一作者及通信作者: 赵贤正,男,1962年10月生,1986年获华东石油学院学士学位,2005年获中国石油大学(北京)博士学位,现任中国石油华北油田公司副总经理、教授级高级工程师,李四光地质科学奖、孙越崎能源大奖获得者,主要从事油气勘探研究和管理工作。Email: xzzhao@petrochina.com.cn

tential. Advices are finally given for exploration of calcilutite-rudstone reservoirs in Shulu sag.

Key words: Bohai Bay Basin; Shulu sag; calcilutite-rudstone; accumulation mechanism; self-generating reservoir characteristics; exploration potential; the lower third sub-member of Shahejie Formation (Es_3^x)

目前,非常规油气进入快速发展的新阶段。近年来,致密油气作为非常规油气的重要组成部分,其勘探开发所需要的工程技术条件相对容易满足,美国在致密油领域取得重要进展^[1-5]。国际上对非常规油气储层开展的主要研究工作是在泥页岩方面^[6-10],针对细粒的碳酸盐岩沉积则比较少^[11],而研究陆源机械成因泥灰岩储层的则更少。姜在兴等^[12]将束鹿凹陷碳酸盐岩的岩相类型分为9种,其中细粒泥灰岩主要为粉砂屑灰岩与泥屑灰岩互层沉积形成的纹层状泥灰岩,并指出前者主要为正常的深湖—半深湖相沉积与浊流沉积的共同作用,后者则为半湿润、湿润气候条件下的深湖沉积;赵贤正等^[13]则进一步识别出了块状泥灰岩,并针对3类不同的泥灰岩岩相类型开展了有机地球化学和储集空间的研究,指出有机质含量与白云石含量共同控制了泥灰岩储层的物性。经过进一步的研究,笔者发现束鹿凹陷物性发育较好的岩相除了有机碳含量较高的纹层状泥灰岩,还有碳酸盐岩质的砾岩。目前,冀中拗陷还未实现致密油的工业化生产,中国石油华北油田公司把冀中拗陷束鹿凹陷泥灰岩-砾岩作为致密油藏勘探的关键突破口,通过系统研究和论证,于2011年10月上钻风险探井束探1H井,2012年5月完钻,对砾岩裸眼段中途测试和泥灰岩-砾岩段压裂试油,获得了原油243.6 t/d、天然气 $7.41 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产油气流,2013年3月12日投产试采至今,油压保持在2~5 MPa,累计已产油6150 t、天然气 $63.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,目前日产油稳定在12 t/d,含水率基本为0。结束了束鹿凹陷钻遇沙河街组三段(简称沙三段, Es_3)下亚段泥灰岩-砾岩的井基本口口有显示、口口难获工业油流,即使获得工业油流也难以稳产、累计产油几百吨就停产的历史。束鹿凹陷泥灰岩-砾岩致密油气勘探获得重大突破!基于束探1H勘探的成功,通过重新梳理束鹿凹陷基本石油地质特征,对泥灰岩-砾岩致密油气的成藏条件和油藏特征有了全新的认识,指出了束鹿凹陷泥灰岩-砾岩的勘探潜力和方向。

1 区域地质特征

1.1 区域构造特征

束鹿凹陷位于渤海湾盆地冀中拗陷的南部,是在前第三纪基底上发育的东断西超NE走向的狭长单断箕状凹陷,主体勘探面积约700 km²。东南以新河大断裂为界,西至宁晋凸起,北与深县凹陷相接(图1)。束鹿凹陷 Es_3 早期,由于凹陷内台家庄、荆丘2个古隆起以

及相应的断陷活动,自北而南湖盆被分割成北、中、南3个水体不完全畅通的洼槽,南部闭塞,水体由北向南逐渐咸化,形成了砂、泥岩—泥灰岩—膏盐岩的沉积序列。向南洼槽(晋古2井以南)逐渐过渡为膏盐岩,北洼槽泥灰岩不发育,仅有薄层分布。由西向东,划分为西部斜坡带、中部洼槽带、东部陡坡带3个构造单元^[12]。

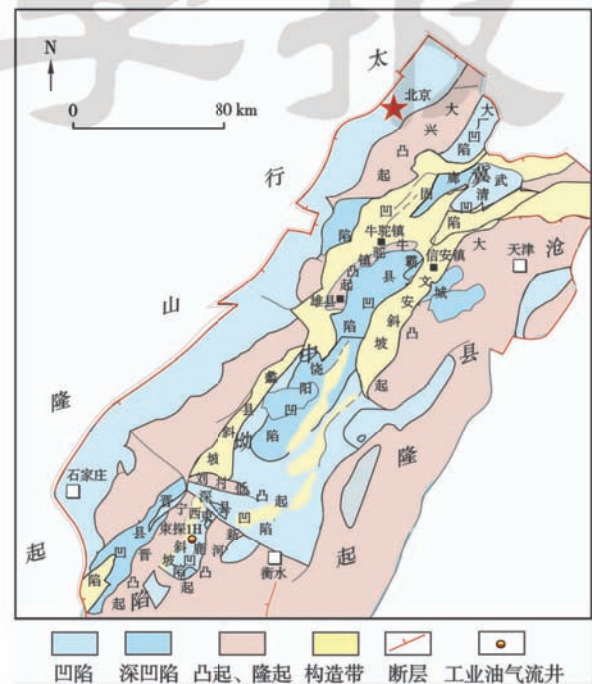


图1 束鹿凹陷区域位置

Fig. 1 Regional location of Shulu sag

1.2 区域沉积特征

沙河街组三段下亚段(简称沙三下亚段)沉积期,凹陷东、南、西3面均被碳酸盐岩隆起区所包围,这3个方向的古生界碳酸盐岩隆起区成为束鹿凹陷的主要物源区。北部洼槽区以钙质泥岩、砂岩沉积为主,中部洼槽区以厚度不同的碳酸盐质砾岩、泥灰岩及泥晶灰岩沉积为主,南部洼槽区晋古2井以北以泥灰岩沉积为主,晋古2井以南以膏盐岩沉积为主。在中洼槽区的陡侧和缓坡带广泛沉积了多期叠置的碳酸盐岩砾岩体,深洼槽则沉积了巨厚的泥灰岩。束鹿凹陷中洼槽区的泥灰岩、砾岩纵向上具交互沉积的特点,从下往上,砾岩单层厚度由厚减薄、层数也由多减少,泥灰岩底部地层砾岩厚度最大。平面上深湖—半深湖泥灰岩相随着湖盆面积的逐渐扩大而广泛分布,滨浅湖—半深湖砾岩相的分布范围则随着湖盆面积增大相对缩小,主要分布在陡缓两侧,砾岩沉积具有纵向叠置、横向交错、满洼展布、局部连片的特点。

1.3 层序地层发育特征

在钻井地层层位划分对比、岩心观察、薄片鉴定、地化分析、地震层位标定和地震层位追踪等工作的基

础上,结合区域构造、沉积演化特征,综合分析认为沙三下亚段泥灰岩地层可分为 4 个油组,为一个完整的三级层序(图 2)。

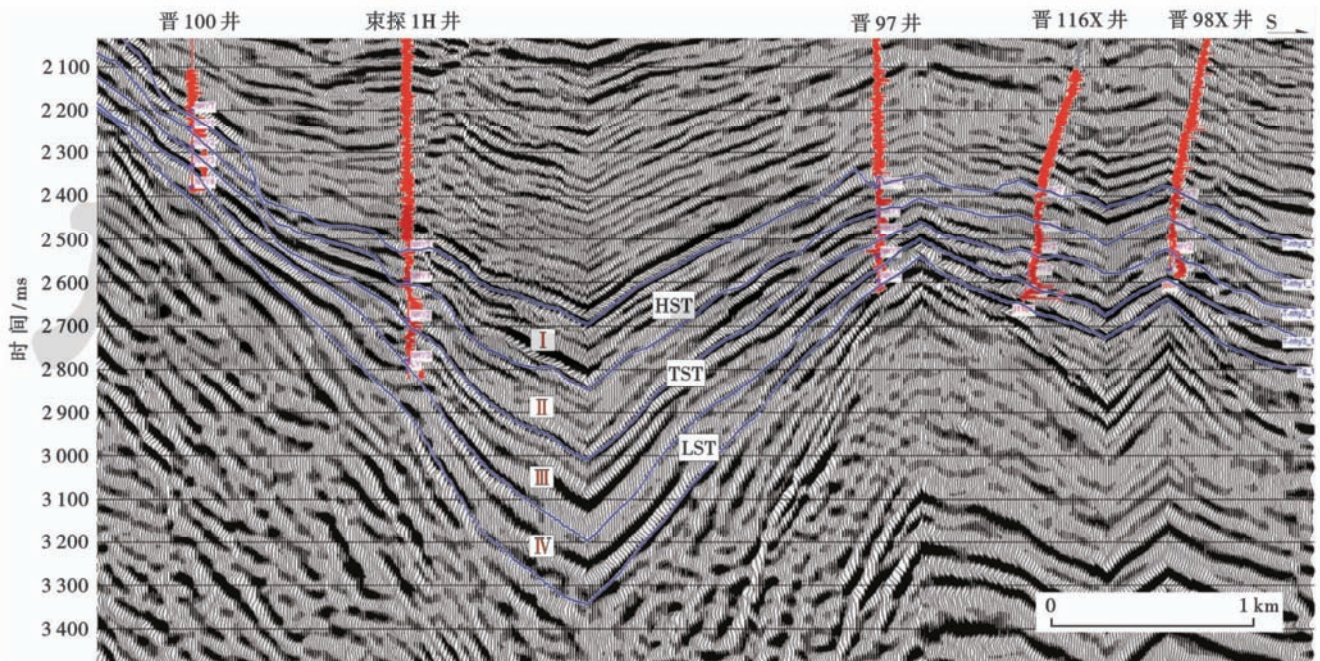


图 2 束鹿凹陷沙三下亚段泥灰岩地层层序剖面

Fig. 2 Calcilutite stratigraphic sequence section of the lower third sub-member of Shahejie Formation in Shulu sag

IV 油组对应低水位体系域(LST):湖区面积相对较小,包含沙三下亚段下部 2 个岩性旋回,即下部为低自然伽马、块状高阻,岩性为角砾岩;上部自然伽马值增加、电阻率降低,泥质含量相对较高,岩性为泥灰岩。III、II 油组对应水进体系域(TST):包含一个大的正旋回,下部块状高阻、低自然伽马,向上电阻率逐渐降低、自然伽马升高,岩性为灰、深灰色泥灰岩局部夹砾岩,下部碳酸盐岩含量高,向上降低,湖域面积较低水位体系域有明显的扩大。I 油组对应高水位体系域(HST):洼槽中部的晋 85 井和晋古 11 井由 2 个反旋回组成,断陷边部只有 1 个反旋回,下部自然伽马值较高、电阻率较低,泥质含量相对多,碳酸盐岩含量相对低,向上自然伽马降低、电阻率增加,泥质含量降低,碳酸盐岩含量增加,湖域面积和水进体系域相当,局部地区有所扩大。

从中洼槽的东西剖面上看,沙三下亚段泥灰岩地层呈东厚西薄的楔状体,厚度 300~1 500 m。泥灰岩埋深一般大于 3 000 m,面积约 200 km²。

2 泥灰岩-砾岩致密油气成藏条件

2.1 烃源岩条件

束鹿凹陷中南洼槽相对封闭的湖盆发育了沙三下亚段巨厚的泥灰岩(300~1 500 m),东探 1 H 井钻遇 609 m,厚度大于 200 m 的分布面积约 200 km²(图 3)。依据有机

碳含量(TOC)、生烃潜量、氯仿沥青“A”、总烃等综合评价束鹿凹陷沙三下亚段泥灰岩有机质丰度,特别是可

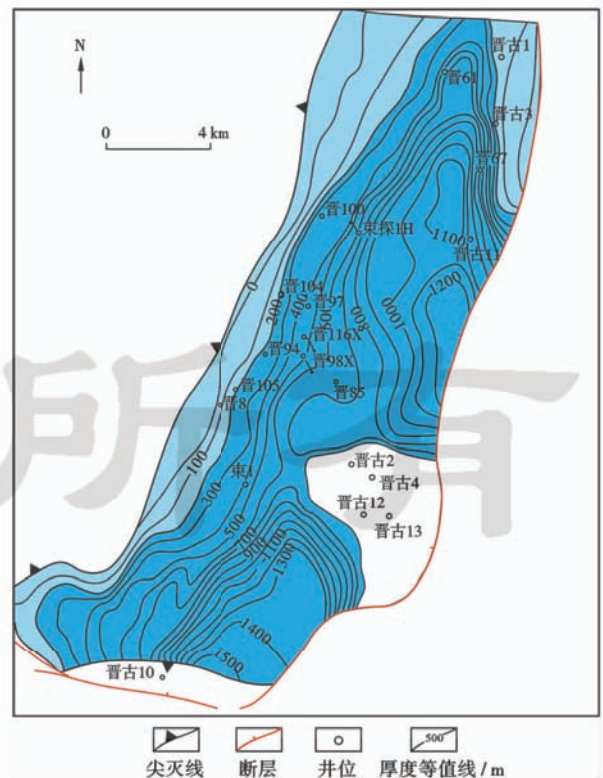


图 3 束鹿凹陷中南洼槽沙三下亚段泥灰岩分布

Fig. 3 Calcilutite distribution of the Es₃ⁿ in central-south Shulu sag

溶有机质丰度高,为好烃源岩(图4)。从以往钻探井分析,沙三下亚段I油组泥灰岩为中等—好烃源岩,II油组泥灰岩为好烃源岩,III油组泥灰岩为很好—好烃源岩。在中南洼槽有机碳含量在1%以上的分布面积大约有140 km²,氯仿沥青“A”含量在0.1%以上的分布区域大约也是140 km²。依据氢指数(IH)、Pr/Ph、伽马蜡烷、H/C原子比等参数综合评价,I—III油组IH介于600~800 mg/g,属于II₁型干酪根;IV油组IH介于200~400 mg/g,属II₂—III型干酪根。泥灰岩热解氢指数较高,热解氢指数在350 mg/g以上的II₁型分布区域大约有110 km²。沙三下亚段泥灰岩已经成

熟,有机质转化率高,普遍具有排烃能力。III油组沥青“A”/TOC介于20%~30%,主体为25%,具有较强的排烃能力;I、II、IV油组氯仿沥青“A”/TOC介于0~15%,主体为10%,也具有排烃能力。在中南洼槽氯仿沥青“A”/TOC在5%以上的分布区域大约有200 km²,镜质体反射率R_o在0.5%以上的分布区域大约也有200 km²。泥灰岩在馆陶组沉积末期进入成熟门限,开始大量生、排烃,目前整体处于大量生油阶段^[14]。

总之,束鹿凹陷中南洼槽沙三下亚段泥灰岩有机碳含量高、类型好(以II₁型为主)、转化率高、排烃能力强,为优质烃源岩(图4)。

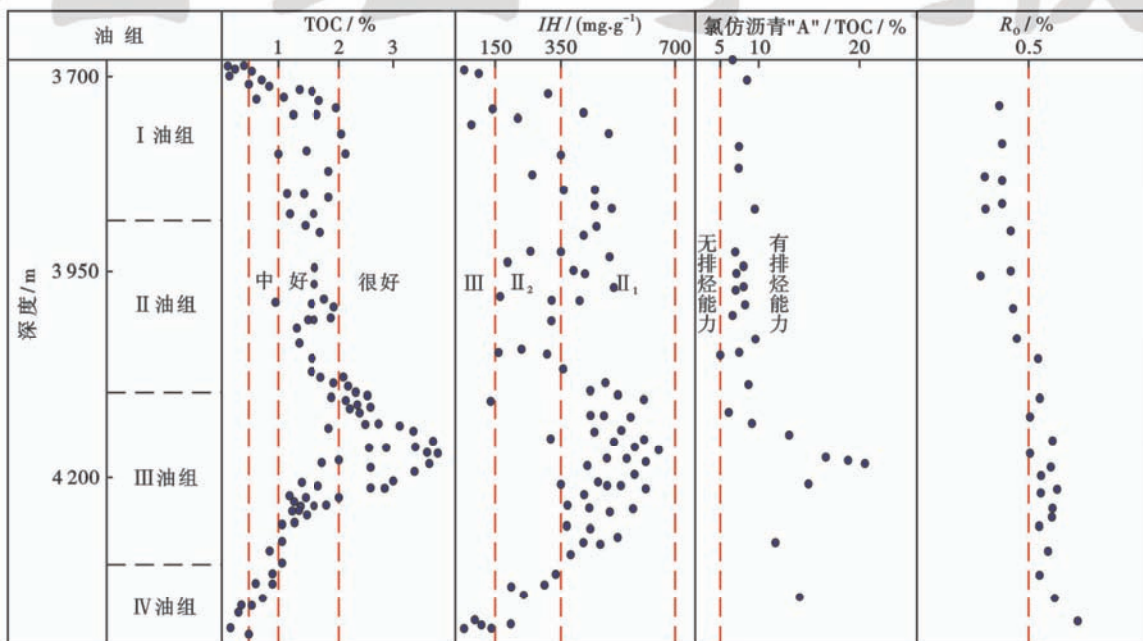


图4 束探1H井沙三下亚段泥灰岩烃源岩地化指标剖面

Fig. 4 Geochemical index profile of calcilutite hydrocarbon source rock in the Es₃³ of Well Shutan 1H

2.2 储层发育条件

2.2.1 储层岩石学特征

束鹿凹陷中洼槽沙三下亚段沉积物总体上以陆源碎屑为主,夹有部分盆内形成的化学沉积物,按照粒级划分为粗(砾级)、中(砂级)、细(泥级)3大类。在现场地质录井时,砾岩和钙质砂岩较易分辨;由于受现场分析化验条件和地质认识的限制,对泥级沉积物,如泥灰岩、油页岩、钙质页岩、钙质泥岩等难以进一步区分,将其笼统称之泥灰岩类^[15]。根据岩石薄片、扫描电镜、X射线衍射等技术手段,结合其成分、颗粒大小、沉积构造等特征,识别出沙三下亚段泥灰岩类地层的储集岩类主要为碳酸盐岩砂砾岩和泥灰岩2大类。

砂砾岩类又分为泥质砂砾岩类(杂基支持)和砂砾岩(颗粒支撑)2类。泥质砂砾岩类以碳酸盐岩砾石为主,多呈漂浮状分布于泥质杂基中,成分和结构成熟度

低,泥质杂基含量高,组分与砂、砾一致,为方解石、白云石;砂砾岩类碳酸盐岩砾石呈颗粒支撑,泥质杂基含量低,胶结物多为方解石和白云石,成分和结构成熟度相对较高(图5)。

据岩石薄片观察,泥灰岩类有结构混合和互层混合2种成因类型,结构混合沉积的定名为(沉)泥灰岩,互层混合沉积的定名为层纹状泥灰岩^[16-19]。矿物成分主要为方解石、白云石,其次为石英、长石和少量黏土矿物(图5)。

2.2.2 储集空间及孔喉特征

在研究区,碳酸盐岩砂砾岩和泥灰岩的储集空间不尽相同(图6)。泥灰岩有5类储集空间,为裂缝—孔隙型储层,综合分析认为构造缝、溶蚀孔隙及与有机质相关的孔隙为较好的储集空间;砾岩储集空间有6种类型,为孔隙—裂缝型储层,其中粒间溶孔和构造—溶蚀缝为最有效的储集空间(表1)。

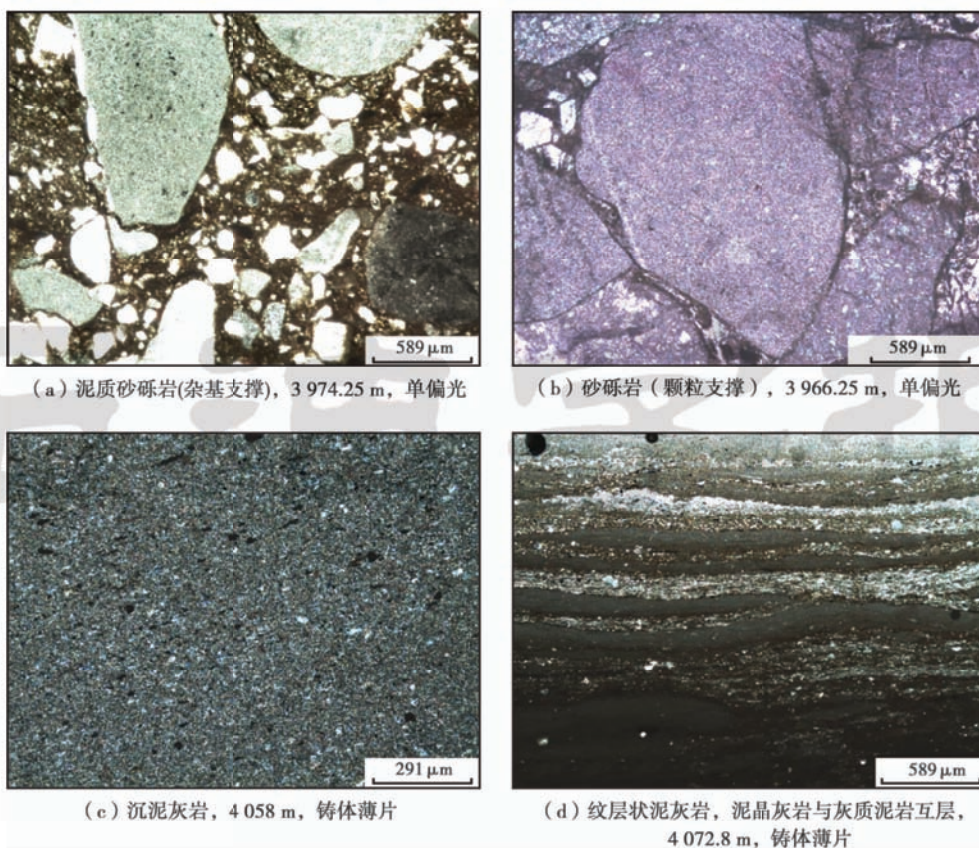


图 5 束鹿凹陷束探 1 H 井泥灰岩、砾岩的显微特征

Fig. 5 Microscopic characteristics of calcilutite-rudstone of Well Shutan 1 H in Shulu sag

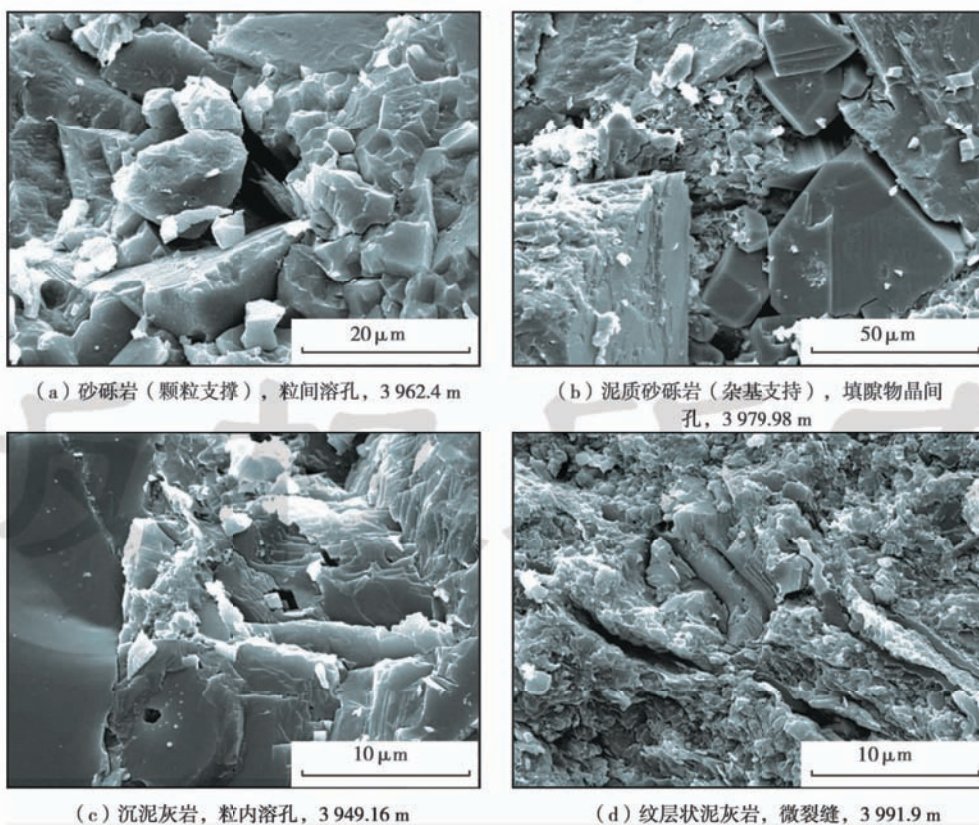


图 6 束鹿凹陷束探 1 H 井扫描电镜下泥灰岩、砾岩致密储层孔隙特征

Fig. 6 Pore characteristics of tight reservoir of calcilutite-rudstone of Well Shutan 1 H in Shulu sag

表 1 束鹿凹陷束探 1H 井沙三下亚段(3 895~4 210 m)储层储集空间类型及其特征

Table 1 Reservoir space types and its characteristics of the Es₃ⁿ in Shulu sag

岩类	储集空间类型	主要特征	
泥灰岩	溶孔	岩石中组分不均一溶蚀形成,呈似圆形、不规则状、伸长状等形态	
	孔隙	晶间孔	主要指方解石、白云石、黄铁矿晶体之间的孔隙
		有机质孔	分布于有机质中的纳米级孔隙
	裂缝	层间缝	沿陆屑沉积泥灰岩或化学沉积泥灰岩与泥质纹层的接触面顺层分布
		构造缝	是构造应力作用的结果,有高角度构造缝、低角度构造缝,以前者为主
砾岩	砾间溶孔	方解石胶结物或颗粒部分被溶解而成	
	孔隙	砾内溶孔	砾石颗粒内部被选择性溶解而成
		晶间孔	方解石胶结物或方解石脉中的方解石晶间孔隙
		有机质孔	分布于有机质中的纳米级孔隙
	裂缝	砾内裂隙	裂隙分布于砾石中,常为方解石所充填
		构造缝	有高角度构造缝、低角度构造缝,以前者为主

根据束探 1H 井压汞资料统计,沙三下亚段储层排驱压力高,进汞饱和度低,退出效率低,孔喉小。层纹状泥灰岩喉直径均值平均 1.41 μm ,排驱压力平均 5.19 MPa,进汞饱和度平均 33.99%,退出效率平均 47.99%,小于 0.1 μm 孔喉半径平均占 84%。(沉)泥灰岩喉直径均值平均 0.80 μm ,排驱压力平均 7.5 MPa,进汞饱和度平均 28%。砂砾岩喉直径均值平均 1.52 μm ,排驱压力平均 2.24 MPa,进汞饱和度平均 44.16%,退出效率平均 31.2%,小于 0.1 μm 孔喉半

径平均占 77.24%。

2.2.3 储层物性

研究区受母岩类型的影响,碳酸盐岩砾岩体抗压实能力差,岩性致密,主要为特低孔特低渗储层^[20](表 2)。据薄片和物性资料统计,砾岩中储集空间少,面孔率一般小于 1%,最大 4%(晋 98x 井)。储集性能表现为特低孔特低渗、特低孔低渗型储层,岩心实测孔隙度一般为 1.35%~2.55%,渗透率一般为 0.79~7.30 mD。个别有裂缝存在的样品,渗透率偏高,可达 17.10 mD。

表 2 束鹿凹陷沙三下亚段泥灰岩、砾岩物性特征

Table 2 Physical characteristics of calcilutite-rudstone of the Es₃ⁿ in Shulu sag

岩性	井号	井段/m	孔隙度/%	渗透率/mD	物性分级
砾岩	束探 1H	3 959.15~4 086.40	$\frac{0.6\sim 2.6}{1.5(40)}$	$\frac{0.04\sim 17.10}{2.40(40)}$	特低孔特低渗
	晋 67	4 110.00~4 162.61	$\frac{1.1\sim 1.6}{1.35(2)}$	$\frac{6.6\sim 8.0}{7.3(2)}$	特低孔特低渗
	晋 100	3 229.05~2 590.71	$\frac{1.2\sim 3.1}{1.94(8)}$	$\frac{0.04\sim 7.26}{1.85(6)}$	特低孔特低渗
	晋 98X	4 008.63~4 010.09	$\frac{2.32\sim 4.60}{2.55(2)}$	$\frac{0.95\sim 1.62}{1.29(2)}$	特低孔特低渗
	晋 97	3 593.02~3 869.59	$\frac{0.5\sim 3.2}{1.62(5)}$	$\frac{0.04\sim 3.05}{0.79(4)}$	特低孔特低渗
泥灰岩	束探 1H	3 949.16~4 086.79	$\frac{0.4\sim 3.2}{1.24(57)}$	$\frac{0.04\sim 38.30}{3.38(57)}$	特低孔特低渗
	束探 1H	4 204.30~4 213.18	$\frac{0.7\sim 2.3}{1.6(15)}$	$\frac{0.04\sim 13.40}{2.68(15)}$	特低孔特低渗
	晋 67	3 958.00~3 960.00	$\frac{1.4\sim 8.4}{4.88(5)}$	$\frac{<0.1\sim 36.5}{14.5(4)}$	特低孔低渗
	晋 85	3 722.59~3 782.15	$\frac{0.9\sim 2.0}{1.33(4)}$	$\frac{0.01\sim 0.64}{0.08(4)}$	特低孔特低渗
	晋 97	3 593.21~3 865.73	$\frac{0.5\sim 9.4}{3.5(5)}$	$\frac{0.01\sim 4.00}{0.86(5)}$	特低孔特低渗

注: $\frac{1.1\sim 1.6}{1.35(2)}$ 表示 $\frac{\text{最小值}\sim\text{最大值}}{\text{平均值}(\text{样品数})}$

泥灰岩储集空间少,面孔率小于 1%,储集性能表现为特低孔特低渗储层,岩心实测孔隙度一般为 1.24%~4.88%,渗透率一般为 0.08~14.50 mD,个别有裂缝存在的样品,渗透率可达 38.30 mD。综合其他井资料,束鹿凹陷泥灰岩孔隙度多数在 0.5%~4.6%,渗透率一般在 0.01~7.30 mD。

2.3 储盖组合条件

沙三下亚段巨厚泥灰岩(300~1 500 m)既是生油层又是储集层的特点,其储盖组合表现为纵向连续型展布的特征。在沙三下亚段底部发育的大套砾岩以及上覆巨厚泥灰岩地层中夹持着的薄层砂砾岩,形成了砾岩储、泥灰岩盖的储盖组合(图 7)。

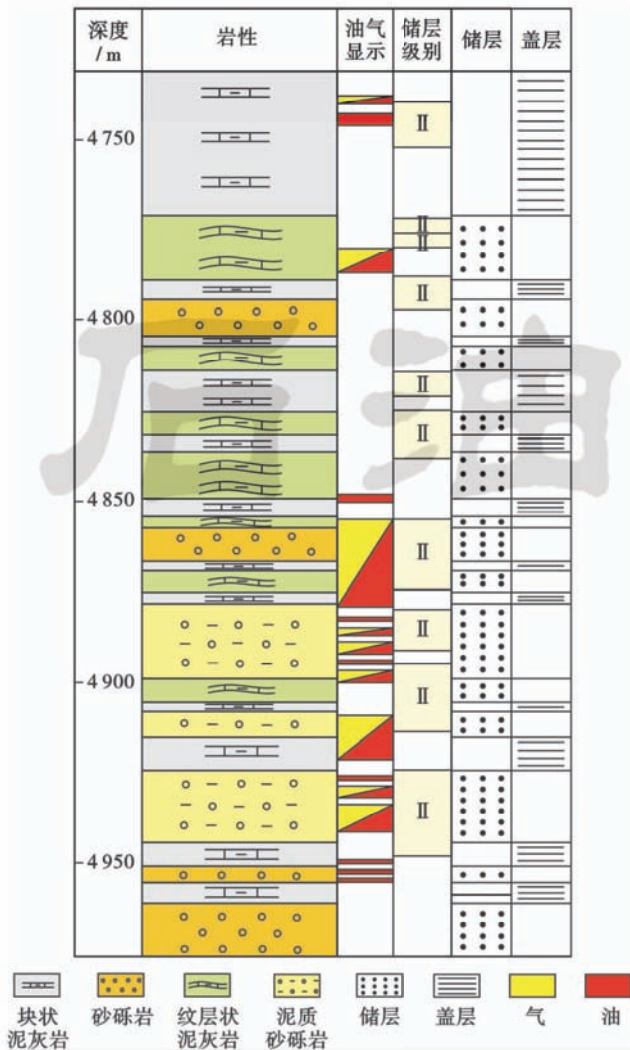


图 7 束探 1H 井泥灰岩-砾岩储盖组合柱状图

Fig. 7 Reservoir-seal assemblage of calcilutite-rudstone in Well Shutan 1H

3 泥灰岩-砾岩致密油气成藏模式

3.1 成藏机理

泥灰岩为烃源岩,包含丰富的有机质,在深埋条件下(温度为 80~120℃)有机质发生降解排烃,自身产生孔隙和有机酸(如羧酸及酚酸),而酸性流体溶蚀碳酸盐等矿物产生溶蚀孔隙。束鹿凹陷沙三下亚段泥灰岩碳酸钙含量平均达到 82%,在泥灰岩中形成了丰富的溶蚀孔隙(也就是说生烃促成碳酸盐岩溶蚀、白云石化和成烃过程中的有机酸溶蚀改善了储层),原油以吸附或游离状态,赋存于泥灰岩的有机质孔隙和溶蚀孔隙中。再者,有机质丰度越高,生油的固态干酪根热解生成液体的石油及气态的天然气越多,体积膨胀越大,伴随深部高温增压作用,使得压力越来越大,而泥灰岩较致密,压力难以释放,这就最终导致微裂缝(异常高压缝)的形成。微裂缝和这些有机质孔、溶蚀孔隙一起充当烃类的储集空间及渗流通道。让泥灰岩生成的油气可以就地储存,或者在层内和层间运移储存,以及运移到与泥灰岩直接接触的砾岩体中储存。所以说有机质丰度越高的地方生油越多,储层发育越好,油藏越为富集,这也是泥灰岩能成为源-储一体的连续致密油藏、砾岩能成为源-储共生的岩性致密油气藏的根本成藏机理所在(图 8)。

3.2 油藏特征

3.2.1 泥灰岩油藏特征

泥灰岩油藏为典型的“自生自储”源-储一体连续型致密油藏,具有整体含油的特征。从钻井试油等资料看,全泥灰岩井段都有显示;从单井试油来看,从

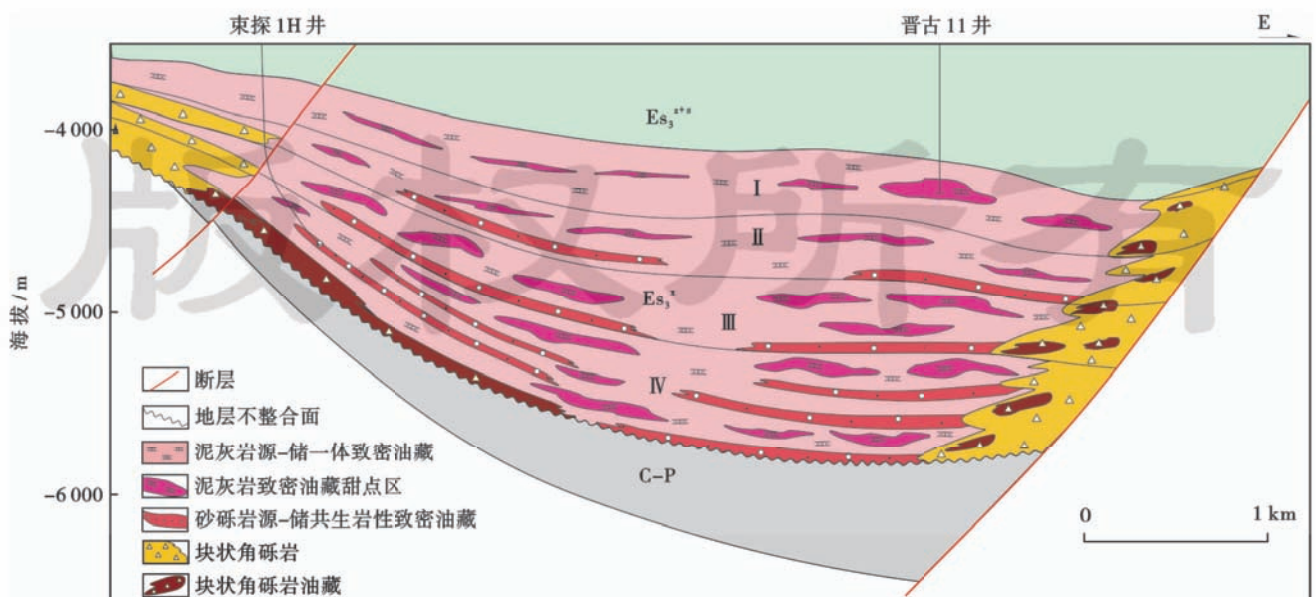


图 8 束鹿凹陷中洼槽砾岩-泥灰岩成藏模式

Fig. 8 Calcilutite-rudstone oil accumulation pattern in central Shulu sag

I—IV油组,无论是浅层还是深层、好储层还是差储层都是纯油层,没有边底水,但存在含油性不均的特征。其影响因素为:①源岩控藏,洼槽区泥灰岩(烃源岩)厚度大、有机质丰度高、排烃强度大等有利因素,有利于洼槽区砾岩、泥灰岩自生自储成藏;②斜坡外带储层物性好、但无石炭系一二叠系底板,油气保存条件差,以晋8

井为代表;③斜坡内带高部位储层,属近源成藏。因此,泥灰岩油气富集特征是:①纵向上暗色泥灰岩全井段含油、油气显示段长,油气在层序界面相对富集,低位域和水进域较高位域富集(图9)。②平面上陡带和斜坡内带(晋98井—晋97井一线)断层发育,储层含油性最好,中洼区含油性较好(图10)。③常规试油日产量1~2t/d,

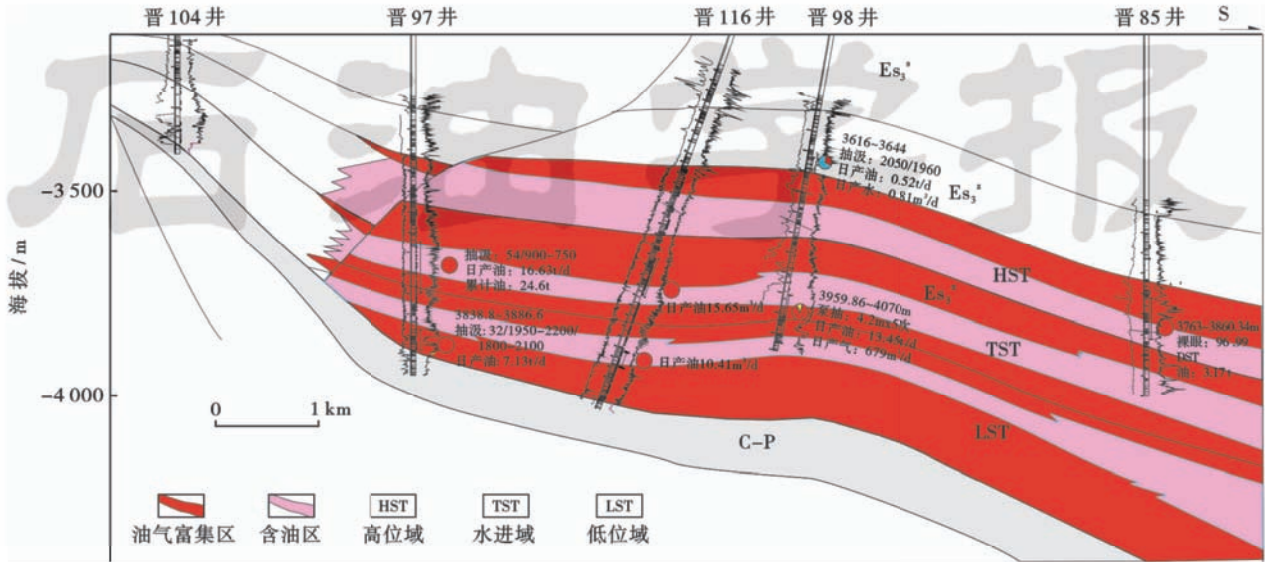


图9 束鹿凹陷沙三下亚段砾岩-泥灰岩油气纵向富集规律

Fig. 9 Calcilutite-rudstone oil longitudinal enrichment regularity of the Es₃ⁿ in Shulu sag

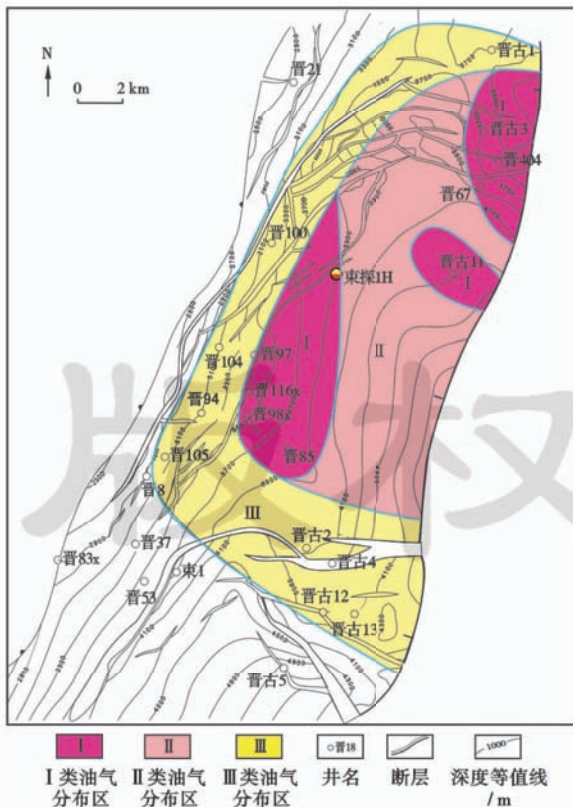


图10 束鹿凹陷中洼槽沙三下亚段泥灰岩油气分布

Fig. 10 Calcilutite oil and gas distribution of the Es₃ⁿ in central Shulu sag

储层改造后产量2~59t/d,效果最好的是加砂压裂;晋古13井处于孔隙不发育的结构混合沉积带,增产效果非常好。④发育超压和常压2套压力系统:即断裂不发育区,保存条件好,压力系数高达0.98~1.39,为超压油藏,产量递减快;而断裂发育区,连通性好,产液量高且稳定,地层压力系数较低为0.71~0.99,为常压油藏。

3.2.2 砾岩油藏特征

砾岩为源-储共生的岩性致密油气藏。在斜坡内带—陡坡带这一区域的砾岩体,与泥灰岩具有交互沉积的特征,属于源包储(底部角砾岩为源盖储)成藏,砾岩体整体含油。包裹在泥灰岩中的砾岩存在欠压实作用,储集空间比泥灰岩发育,泥灰岩生成的油气就近运移到了砾岩体内,形成砾岩岩性油气藏,是沙三下亚段岩性致密油气藏的“甜点区”。从已钻井看,砾岩油藏为特低孔低渗、非均质性较强的油藏,压力系数高,产量递减快。

4 勘探潜力与发展方向

致密油气作为非常规油气资源,国内外资源评价方法主要有丰度类比法、小面元体积法和成因法等。利用这3种方法,计算出束鹿凹陷的总资源量平均为

2.55×10⁸t。笔者利用成因法(氯仿沥青“A”法)探索束鹿凹陷泥灰岩致密油气资源量,对烃源岩总生油量的分配情况进行初步研究,发现束鹿凹陷泥灰岩石油资源分配情况为:束鹿凹陷泥灰岩孔洞缝毛管中可采出油气即源-储一体致密油气资源量约为1.0×10⁸t,非常规圈闭致密储层油气即源-储共生的近源砾岩致密油气资源量约为0.8×10⁸t,进入常规圈闭的资源量约为0.75×10⁸t。由此可见束鹿凹陷有1.8×10⁸t致密油资源聚集在砾岩和泥灰岩中,勘探潜力较大。

4.1 砾岩勘探

束鹿凹陷4套油组的泥灰岩中均夹杂着多套层状砾岩体,从以往钻探经验看,砾岩体的储层物性相对好于泥灰岩。束探1H井钻探的成功,证明顺层水平井钻探是突破砾岩岩性致密油藏较好的钻井方式。砾岩岩性致密油藏是目前形成规模储量的现实领域。建议在精细岩性识别和储层预测的基础上,在束鹿凹陷中注槽环注区分别部署3口水平井钻探砾岩体,落实砾岩油藏规模储量区。

4.2 泥灰岩勘探

泥灰岩的勘探要以富烃、油气显示级别高、储层发育好及埋藏适中4项指标为主要依据来确定泥灰岩的钻探靶区。泥灰岩埋深小于4500m的区域资源量约为1.3×10⁸t,是目前技术攻关、考虑投产见效的层段,满注均有分布;埋深在4500~5500m的区域资源量约为0.38×10⁸t,是继续探索、深化资源评价的领域;埋深大于5500m的区域暂不投入钻探。鉴于泥灰岩致密油层厚度大、水平层理缝发育的特点以及钻井取心资料的要求,可考虑设计直井钻探并满足分层体积压裂的完井方式,多级注入酸化形成溶蚀沟槽,有效提高地层导流能力,分层压裂扩大试产厚度沟通孔隙,增大泄流面积,从而达到泥灰岩单井最佳采油效果。

5 结论

(1)束鹿凹陷中注槽区的泥灰岩、砾岩纵向上具有交互沉积的特点,沙三下亚段泥灰岩地层的4个油组中都夹杂着厚度不等的砾岩体,从下往上,砾岩单层厚度由厚减薄、层数也由多减少,Ⅳ油组砾岩厚度最大。在泥灰岩中夹杂着多套砾岩体,也就是大套致密储层中的多个“甜点区”。

(2)泥灰岩类储集空间为裂缝—孔隙型储层,溶蚀孔隙、微裂缝及有机质相关孔隙为较好的储集空间;砾岩储集空间为孔隙—裂缝型储层,其中粒间溶孔和构造—溶蚀缝为最有效的储集空间。

(3)束鹿凹陷泥灰岩、砾岩所钻探井的孔隙度在0.5%~9.4%,平均2.45%,渗透率0.01~8.00mD,

为特低孔特低渗型储层,与国内外非常规油气储层标准对比,属于Ⅱ类致密型储层。

(4)特有的生、储环境和成藏机理造就了泥灰岩源-储一体、砾岩源-储共生的自生自储成藏模式,形成泥灰岩连续致密、砾岩整体含油的特殊油藏类型。

(5)利用成因法(氯仿沥青“A”法)计算束鹿凹陷泥灰岩致密油气资源量约为1.8×10⁸t,勘探潜力较大。水平井钻探砾岩岩性致密油气藏是目前形成可动用规模储量的现实领域;选择埋藏适中的靶区进行直井钻探,并满足分层体积压裂的完井方式是突破泥灰岩勘探的关键所在。

致谢 中国石油勘探开发研究院、中国石油大学(北京)、中国地质大学(北京)和中国石油华北油田公司相关专家在研究过程中给予大力支持与指导,在此一并表示感谢!

参 考 文 献

- [1] 景东升,丁锋,袁际华.美国致密油勘探开发现状、经验及启示[J].国土资源情报,2012,23(1):18-19.
Jing Dongsheng, Ding Feng, Yuan Jihua. Status quo of tight oil exploitation in the United States and its implication[J]. Land and Resources Information, 2012, 23(1): 18-19.
- [2] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望—以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(2):173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Shongtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations; taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [3] 李明诚,李剑.“动力圈闭”—低渗透致密储层中油气充注成藏的主要作用[J].石油学报,2010,31(5):718-722.
Li Mingcheng, Li Jian. “Dynamic trap”: a main action of hydrocarbon charging to from accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 718-722.
- [4] Monfreda C, Wackemagel M, Deumling D. Establishing national natural capital accounts based on detailed ecological footprint and biological capacity assessments[J]. Land Use Policy, 2004, 21(3): 231-246.
- [5] Mathis W, Larry O, Patricia B, et al. Analysis national natural capital accounting with the ecological footprint concept[J]. Ecological Economics, 1999, 29(3): 375-390.
- [6] Shieber J, Southard J, Thaisen K. Accretion of mudstone beds from migrating floccule ripples[J]. Science, 2007, 318(5857): 1760-1763.
- [7] Aplin A C, Macquaker J H S. Mudstone diversity: origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2031-2059.
- [8] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in

- the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [9] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.
- [10] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [11] Bera B, Gunda N S K, Mitra S K, et al. Characterization of nanometer-scale porosity in reservoir carbonate rock by focused ion beam-scanning electron microscopy[J]. Microscopy and Microanalysis, 2012, 18(1): 171-178.
- [12] Jiang Z, Chen D, Qiu L, et al. Source-controlled carbonates in a small Eocene half-graben lake basin (Shulu sag) in central Hebei Province, North China[J]. Sedimentology, 2007, 54(2): 265-292.
- [13] Zhao X, Li Q, Jiang Z, et al. Organic geochemistry and reservoir characterization of the organic matter-rich calcilutite in the Shulu sag, Bohai Bay Basin, North China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 51: 239-255.
- [14] 刘俊奇. 冀中南地区石油地质综合研究及预探目标评价[R]. 任丘: 中国石油华北油田公司勘探开发研究院, 2004.
Liu Junqi. Southern Hebei central comprehensive research on petroleum geology and exploration target evaluation[R]. Renqiu: PetroChina Huabei Oilfield Company Exploration & Development Research Institute, 2004.
- [15] 梁宏斌, 旷红伟, 刘俊奇, 等. 冀中坳陷束鹿凹陷古近系沙河街组三段泥灰岩成因探讨[J]. 古地学报, 2007, 9(2): 167-174.
Liang Hongbin, Kuang Hongwei, Liu Junqi, et al. Discussion on origin for marls of the member 3 of Shahejie formation of paleogene in Shulu sag of central Hebei depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2007, 9(2): 167-174.
- [16] 张锦泉, 陈洪德, 叶红专. 碳酸盐与陆源碎屑的混和沉积[M]//冯增昭, 王英华, 刘焕杰, 等. 中国沉积学. 北京: 石油工业出版社, 1994: 623-631.
Zhang Jinqian, Chen Hongde, Ye Hongzhan. The blending of carbonates and terrigenous clastic sedimentary[M]//Feng Zengzhao, Wang Yinghua, Liu Huanjie, et al. Sedimentology in China. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 623-631.
- [17] 沙庆安. 混合沉积和混积岩的讨论[J]. 古地学报, 2001, 3(3): 63-66.
Sha Qing'an. Mixed sedimentation and peperite discussion[J]. Journal of Palaeogeography, 2001, 3(3): 63-66.
- [18] 张雄华. 混积岩的分类和成因[J]. 地质科技情报, 2000, 19(4): 31-33.
Zhang Xionghua. Classification and origin of mixed sedimentite [J]. Journal of Geological Science and Technology Intelligence, 2000, 19(4): 31-33.
- [19] 张锦泉, 叶红专. 论碳酸盐与陆源碎屑的混合沉积[J]. 成都地质学院学报, 1989, 16(2): 87-92.
Zhang Jinqian, Ye Hongzhan. The theory of the mixture of carbonates and terrigenous clastic sedimentary [J]. Journal of Chengdu Institute of Geology, 1989, 16(2): 87-92.
- [20] 郝以岭, 高鑫, 陈国胜. 冀中坳陷束鹿凹陷泥灰岩储层测井解释实践与认识[J]. 中国石油勘探, 2007, 12(2): 51-57.
Hao Yiling, Gao Xin, Chen Guosheng. Logging interpretation practice and understanding of marlite reservoir in Shulu sag, Jizhong depression[J]. Journal of Petroleum Exploration in China, 2007, 12(2): 51-57.

(收稿日期 2014-02-26 改回日期 2014-04-25 责任编辑 熊英)

版权所有