

文章编号: 0253-2697(2024)02-0348-10 DOI:10.7623/syxb202402002

吐哈盆地丘东洼陷侏罗系致密砂岩气勘探突破及意义

支东明¹ 李建忠¹ 杨帆² 陈旋³ 肖冬生¹ 王波⁴ 武超³ 于海跃³

(1. 中国石油吐哈油田公司 新疆哈密 839009; 2. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083;
3. 中国石油吐哈油田公司勘探开发研究院 新疆哈密 839009; 4. 中国石油杭州地质研究院 浙江杭州 310023)

摘要:吐哈盆地台北凹陷丘东洼陷有多口井在中—下侏罗统水西沟群三工河组获得了高产油气流,展现了洼陷区深层的源内致密砂岩具有良好的油气勘探前景。为明确丘东洼陷水西沟群致密砂岩的油气地质条件,整体评价吐哈盆地水西沟群的勘探前景,基于新钻井取得的钻探认识,系统梳理和总结了丘东洼陷的有利成藏条件,指明了下一步的勘探方向。①丘东洼陷经历了多期构造运动,发育南部斜坡、中部洼陷、北部斜坡3个构造带,其中,中部洼陷区构造稳定,有利于多期叠合盆地的油气保存。②丘东洼陷水西沟群发育八道湾组、西山窑组2套煤系烃源岩和三工河组湖相泥质烃源岩,其干酪根类型以Ⅱ₂—Ⅲ型为主,处于成熟演化阶段。③丘东洼陷水西沟群发育南、北双向辫状河三角洲沉积体系,洼陷区砂体发育,且受有利相带、溶蚀作用、超压、裂缝等因素控制,在5000m以下仍发育有效储层。④整体分析台北凹陷水西沟群致密砂岩气的勘探潜力,其内3个洼陷(胜北洼陷、丘东洼陷、小草湖洼陷)均具备大面积煤系烃源岩与辫状河三角洲前缘砂体叠置发育的条件;可在三工河组优选出葡东、红北、陵北、丘东、圪北5个主力扇体,有利勘探面积为1090 km²,评价的天然气资源量为5.29×10¹² m³,石油资源量为5.2×10⁸ t,资源潜力大,展现了吐哈盆地凹陷区具有良好的勘探前景。

关键词:台北凹陷;丘东洼陷;水西沟群;煤系烃源岩;致密油气;辫状河三角洲

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Exploration breakthrough and significance of Jurassic tight sandstone gas in Qiudong subsag of Tuha Basin

Zhi Dongming¹ Li Jianzhong¹ Yang Fan² Chen Xuan³ Xiao Dongsheng¹
Wang Bo⁴ Wu Chao³ Yu Haiyue³

(1. PetroChina Tuha Oilfield Company, Xinjiang Hami 839009, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 3. Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Tuha Oilfield Company, Xinjiang Hami 839009, China; 4. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Zhejiang Hangzhou 310023, China)

Abstract: A number of wells in Qiudong subsag of Taipei sag of Tuha Basin have obtained high-yield oil and gas flow in Sangonghe Formation of the Middle-Lower Jurassic Shuixigou Group, showing a good hydrocarbon exploration prospect of the deep intra-source tight sandstone in the subsag area. To make clear the petroleum geological conditions of tight sandstone from Shuixigou Group in Qiudong subsag and comprehensively evaluate the exploration prospects of Shuixigou Group in Tuha Basin, based on the drilling knowledge obtained from new boreholes, this paper systematically summarizes the favorable accumulation conditions of Qiudong subsag, and points out the next exploration direction. (1) Qiudong subsag suffered from multiple tectonic movements and developed three tectonic zones, namely southern slope, central subsag, and northern slope. Among them, the central subsag was tectonically stable, which was conducive to hydrocarbon preservation in the multi-stage superimposed basin. (2) Shuixigou Group in Qiudong subsag developed two sets of coal-measure source rocks in Badaowan Formation and Xishanyao Formation respectively, as well as lacustrine argillaceous source rocks in Sangonghe Formation. The dominant kerogen types were Ⅱ₂—Ⅲ and in mature evolution stage. (3) Shuixigou Group in Qiudong subsag developed bidirectional braided river delta sedimentary system to the south and north. The sand-bodies in the subsag area developed well and effective reservoirs developed even below 5000m under the control of such factors as favorable facies, dissolution, overpressure, and fractures. (4) By comprehensively analyzing the exploration potential of tight sandstone gas from Shuixigou Group in Taipei sag, it showed that the superposition of large coal-measure source rocks and braided

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技项目“吐哈盆地深层—超深层致密砂岩气富集机理与关键评价技术研究”(2022DJ2107)资助。

第一作者: 支东明,男,1971年1月生,2009年获西南石油大学硕士学位,现为中国石油吐哈油田公司教授级高级工程师,主要从事石油天然气地质综合研究及油气勘探管理工作。Email:zhidm@petrochina.com.cn

通信作者: 杨帆,男,1984年10月生,2010年获中国地质大学(北京)博士学位,现为中国石油勘探开发研究院高级工程师,主要从事油气地质及勘探评价工作。Email:yf2010@petrochina.com.cn

river delta front sand-bodies were developed in all three subsags (Shengbei subsag, Quidong subsag and Xiaocaohu subsag). Five main fan bodies, namely Pudong, Hongbei, Lingbei, Quidong, and Gebei, can be selected from Sangonghe Formation with the favorable exploration area of 1 090 km², evaluated natural gas resource of 5.29×10^{12} m³, and petroleum resource of 5.2×10^8 t. The great resource potential shows that the sag area in Tuha Basin has a good exploration prospect.

Key words: Taipei sag; Quidong subsag; Shuixigou Group; coal-measure source rock; tight oil and gas; braided-river delta

引用:支东明,李建忠,杨帆,陈旋,肖冬生,王波,武超,于海跃. 吐哈盆地丘东洼陷侏罗系致密砂岩气勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2024, 45(2): 348-357.

Cite: ZHI Dongming, LI Jianzhong, YANG Fan, CHEN Xuan, XIAO Dongsheng, WANG Bo, WU Chao, YU Haiyue. Exploration breakthrough and significance of Jurassic tight sandstone gas in Quidong subsag of Tuha Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(2): 348-357.

随着勘探深入,在背斜学说、圈闭理论、源控论、岩性地层油气藏理论、非常规油气地质学等指导下,油气勘探已由在源边(烃源岩边缘)高部位寻找构造油气藏,转向在构造低部位和斜坡区寻找岩性地层油气藏,如今又向凹陷区的烃源岩层系内发展,开始“进(近)源找油气”,最终在富烃凹陷内实现常规—非常规全油气系统的整体规模发现。勘探实践证实,“下凹进源”勘探是未来油气勘探增储的必由之路。

吐哈盆地经历 30 多年的油气勘探,已发现的油气主体集中在台北凹陷中侏罗统及以上层位的正向构造带,而作为主力源岩层系的中一下侏罗统水西沟群,勘探程度较低^[1-2]。台北凹陷洼陷区的面积大,水西沟群发育西山窑组、三工河组、八道湾组 3 套煤系烃源岩,多期辫状河三角洲沉积呈叠置连片分布,源-储紧邻、源-储一体,具备形成规模致密砂岩气的有利条件^[3-4]。近年来,通过转变勘探思路,加强对近源、源内致密砂岩气的探索,中国石油吐哈油田公司于 2021 年在吐哈盆地台北凹陷的胜北洼陷、丘东洼陷针对三工河组近源致密砂岩油气藏分别部署实施了沁探 1 风险井和吉 7H 预探井。沁探 1 井三工河组经压裂后获得天然气流,吉 7H 井三工河组经压裂后获得产气量 51 283 m³/d、产油量 36.33 t/d,这证实洼陷区发育致密砂岩油气藏,可通过水平井体积压裂获得高产,由此也开辟了吐哈盆地中一下侏罗统源内致密砂岩油气藏勘探的新领域^[5-6]。随后,油公司在丘东洼陷部署了 8 口井,均获得良好的油气显示,解释出厚气层,其中,吉 702H 井、吉 703H 井已试获工业油气流。

笔者立足吐哈盆地台北凹陷丘东洼陷致密砂岩气的最新勘探和研究成果,对洼陷区致密砂岩气的成藏条件进行了深入分析,建立了成藏模式,并对勘探突破意义和勘探前景进行了阐述,以期加快推动该领域的勘探进程,为吐哈盆地的未来发展提供战略接替资源。

1 区域地质背景

吐哈盆地位于塔里木、哈萨克斯坦和西伯利亚 3

大板块交汇处^[7],盆地北部、东北部与博格达山和哈尔里克山相连,南部与觉罗塔格山相接,整体为 EW 向展布的狭长型山间盆地,EW 向长为 660 km,SN 向宽为 60~10 km,总面积约为 5.3×10^4 km²。

吐哈盆地的大地构造环境复杂,经历了从裂谷到陆内断陷、拗陷,再到前陆盆地的演化过程。吐哈盆地在早古生代以前与准噶尔盆地属于同一地块,在晚古生代成为独立盆地^[8]。早一中二叠世,吐哈盆地雏形形成,并随着吐哈地块南、北裂谷发育,拉张机制使得吐哈地块内部形成多个分割性强、沉积范围小、分布零散的断陷。晚二叠世—早三叠世,吐哈地块所在的哈萨克斯坦板块与塔里木板块之间的大洋完全消减,洋壳俯冲及弧后拉张机制停止,原断陷和地块进入准平原化,沉积范围不断扩大,以“红层”沉积为显著特点^[9]。晚三叠世开始,哈萨克斯坦板块与塔里木板块正式碰撞消减,构造作用机制由拉张变为挤压,吐哈盆地进入盆内类前陆发育阶段。在三叠纪末期和侏罗纪末期,挤压应力作用对早期盆地格局的强烈改造使得早期发育的正断层变为逆断层,在吐哈盆地西南缘的托克逊凹陷、北部的台北凹陷、东部的三堡凹陷一侧形成压陷沉降区,使得吐哈盆地内形成类似于前陆盆地的结构。白垩纪及其以后,随着吐哈盆地北部的博格达山不断向盆地推进,台北前陆拗陷主体区形成大量挤压构造,盆地进入萎缩期。

吐哈盆地在寒武纪结晶基底上叠加了海西期的褶皱基底,沉积了厚达近万米的二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系和新近系,其中,侏罗系是盆地内发育最全、分布最广、厚度最大的以河流相、湖相碎屑岩和湖沼相、河沼相煤系建造为特征的沉积地层,是盆地最重要的烃源岩层系和勘探目的层。侏罗系自下而上可划分为八道湾组、三工河组、西山窑组、三间房组、七克台组、齐古组和喀拉扎组。八道湾组与下伏三叠系呈不整合接触,岩性主要为浅灰色砂岩、含砾砂岩及灰黑色泥岩夹煤层,底部多为砾岩,整体呈现下粗上细的正旋回特征。三工河组主要发育两套正旋回:旋回下

部的粒度较粗,以浅灰色砂岩、砾岩和含砾砂岩为主,局部发育煤线;旋回上部的粒度较细,主要发育灰绿色泥岩、粉砂质泥岩及深灰色碳质泥岩,其中,顶部泥岩(又称毡子层)的厚度稳定,平均约为40 m。西山窑组与三工河组呈整合接触,分布范围最广,厚度也最大,在台北凹陷主体部位的沉积厚度可达1 000~1 400 m,其中,暗色泥岩累计厚度最大达600 m,煤层累计厚度可达140 m。西山窑组自下而上分为4个岩性段:西山窑组一段以灰色砂岩为主;西山窑组二段主要为浅灰色砂岩、灰黑色泥岩,并发育大量煤层和碳质泥岩;西山窑组三段以厚层块状砂岩夹薄层泥岩为主;西山窑组四段以灰色砂岩和泥岩薄互层为主,顶部夹紫红色泥岩(图1)。

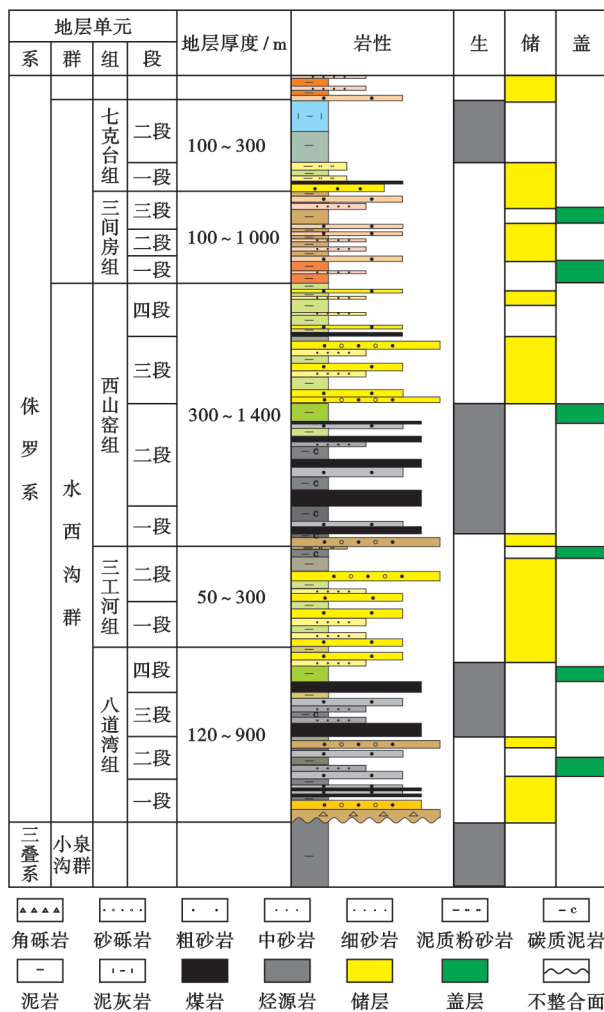


图1 吐哈盆地台北凹陷侏罗系水西沟群综合地层特征

Fig. 1 Comprehensive stratigraphic characteristics of Jurassic Shuixigou Group in Taipei sag, Tuha Basin

台北凹陷是吐哈盆地侏罗系最主要的沉降区,面积为 $1.09 \times 10^4 \text{ km}^2$,自西向东发育胜北、丘东、小草湖3个洼陷,均表现为长轴近EW向的椭圆形。围绕3个洼陷发育葡北—神泉、胜北—红连、七泉湖—鄯勒、

红台—疙瘩台等正向构造带,总体表现为洼陷区构造变形弱、洼陷周缘构造变形强的特征。目前已发现的油气田主要集中在这些正向构造带,层位以中侏罗统三间房组、七克台组及以上地层为主,而在洼陷区的勘探程度很低。

2 丘东洼陷致密砂岩气成藏条件

2.1 构造特征

受南、北双向多期拉张、挤压作用,丘东洼陷分为南部斜坡、中部洼陷、北部斜坡3个区带,发育多个伸向洼陷的鼻隆构造(图2)。丘东洼陷西部受鄯东鼻隆构造影响,发育一系列EW向、NE向的走滑断层;东部构造相对稳定,总体为平缓的洼陷和斜坡。

丘东洼陷在燕山早期的构造活动较弱,中侏罗世燕山期II幕的构造活动使得洼陷北部的山前带抬升,逆冲褶皱作用使得丘东洼陷受到挤压隆升变形。燕山运动中—晚期,随着构造活动增强,丘东洼陷北部的山前带在侏罗纪末期发育多条明显的低幅隆起和逆冲断层,为后期的油气充注奠定了基础。白垩纪末期的燕山运动使得盆地在原有构造变形的基础上进一步发育断裂和褶皱,在丘东洼陷南部形成了温吉桑低幅隆起,更有利于油气的聚集成藏。喜马拉雅期是吐哈盆地构造活动最剧烈的时期,该期的构造运动直接决定了盆地现今的构造格局。在喜马拉雅早期,丘东洼陷在燕山期褶皱的基础上受到来自北部博格达山的强烈挤压,发育多条EW向的逆冲断层,形成逆掩叠瓦构造(图3),并发育NE—SW向、近SN向的走滑断裂带^[3,10-11]。

2.2 烃源岩条件

吐哈盆地台北凹陷水西沟群发育八道湾组、三工河组和西山窑组3套烃源岩,岩性以煤岩和暗色泥岩为主^[12-14]。

八道湾组是一套以河流、三角洲和沼泽相为主的下粗上细的含煤碎屑岩建造。丘东洼陷八道湾组暗色泥岩的厚度为50~150 m,总有机碳(TOC)含量为0.52%~4.55%、平均为1.26%,热解生烃潜量($S_1 + S_2$)为0.50~26.65 mg/g、平均为4.40 mg/g,属于较好的烃源岩;碳质泥岩的TOC含量为16.50%,热解生烃潜量为30.82 mg/g,属于好的烃源岩;煤岩的TOC含量为67.89%,热解生烃潜量为170.81 mg/g,干酪根类型以II₂—III型为主,油气兼生。八道湾组烃源岩的镜质体反射率(R_o)一般大于0.5%,在丘东洼陷内最高可达1.0%(表1)。

三工河组发育以三角洲相和湖相为主的沉积,暗色泥岩稳定分布。丘东洼陷三工河组有效烃源岩的厚度为20~60 m。洼陷内烃源岩的平均TOC含量为1.26%,

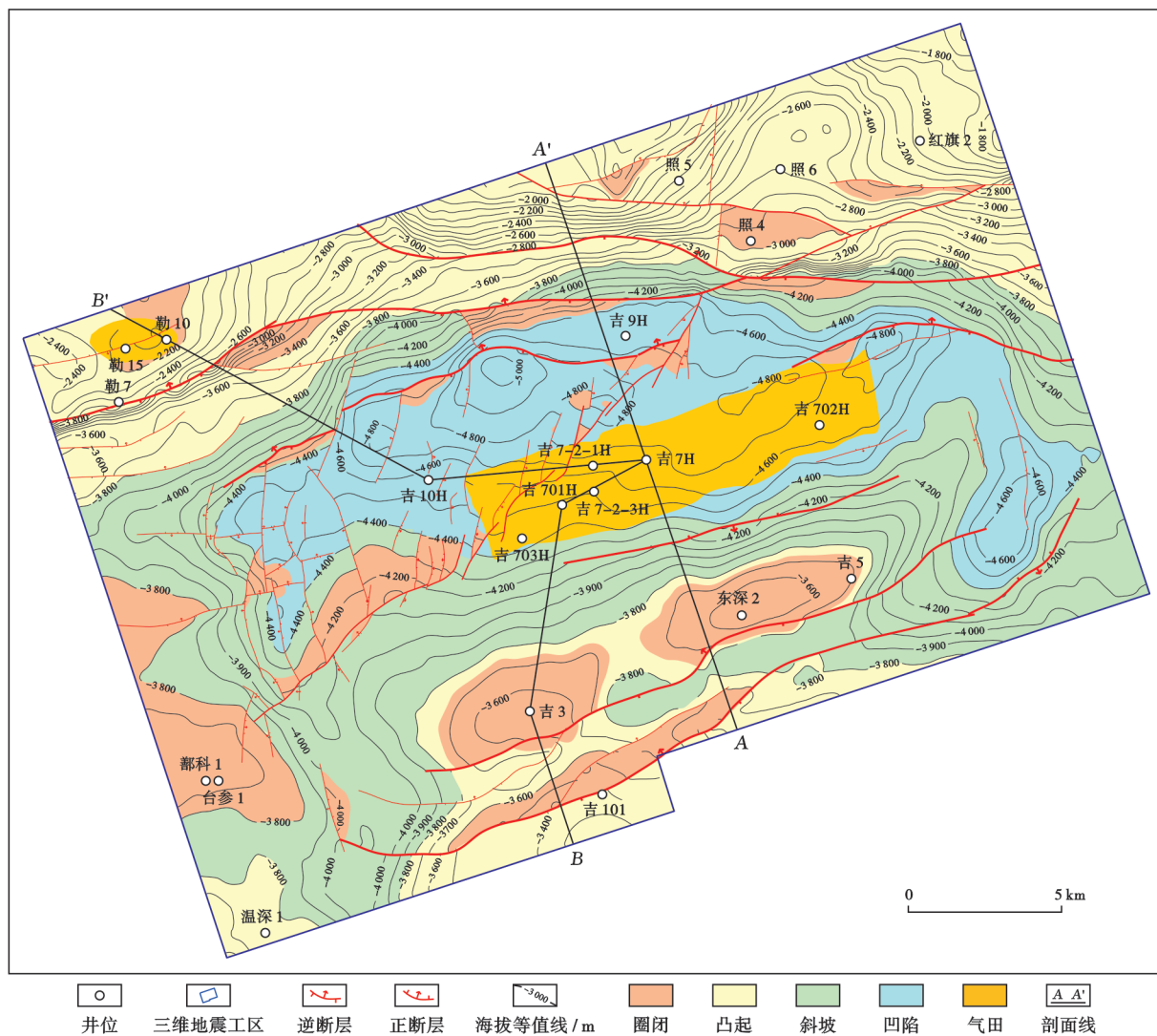


图 2 台北凹陷丘东洼陷三工河组顶界的构造特征

Fig. 2 Structural characteristics of the top of Sangonghe Formation in Qudong subsag of Taipei sag

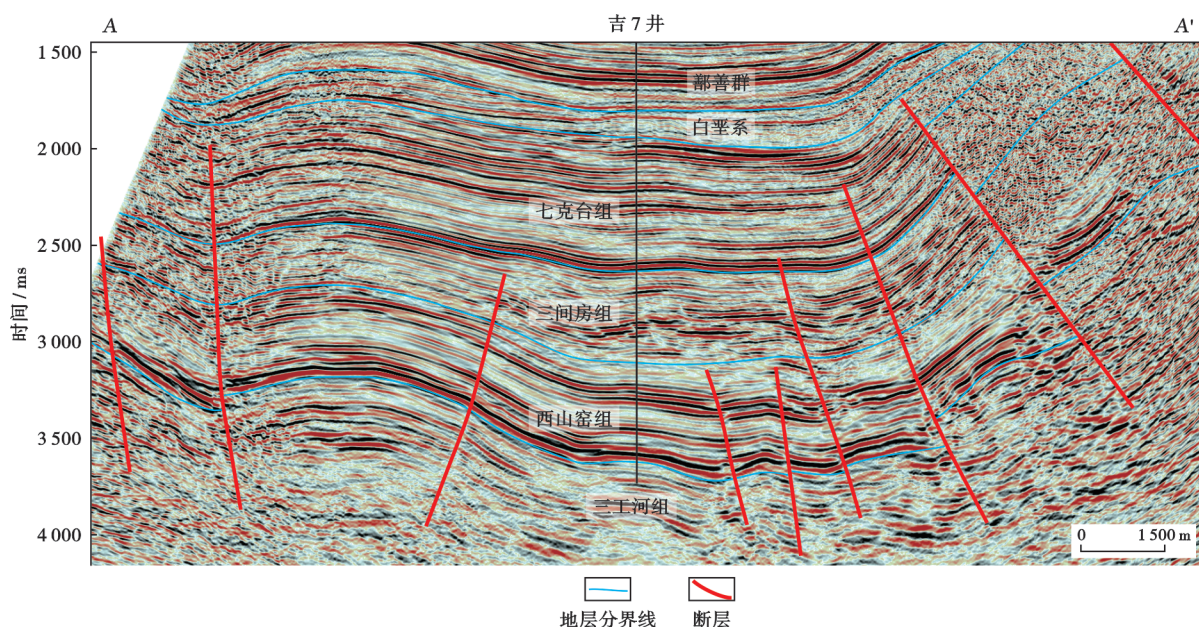


图 3 台北凹陷丘东洼陷 SN 向地震剖面(剖面位置见图 2)

Fig. 3 SN-trending seismic profile of Qudong subsag in Taipei sag

表1 丘东洼陷水西沟群烃源岩评价

Table 1 Source rock evaluation of Shuizigou Group in Qiudong subsag

层位	岩性	TOC/%	(S ₁ + S ₂)/ (mg/g)	氯仿“A”/ %	总烃/10 ⁻⁶	丰度	HI/ (mg/g)	干酪根 类型	T _{max} /°C	R _o /%
西山窑组	暗色泥岩	0.50~7.81/ 1.90(124)	0.52~57.53/ 7.12(100)	0.001~1.420/ 0.220(92)	145~639/ 121(92)	较好	11.63~392.86/ 144.00(100)	Ⅲ	430~467/ 442(84)	
	碳质泥岩	6.18~53.00/ 24.00(36)	8.78~189.38/ 75.90(55)	0.04~0.40/ 0.240(9)	171~941/ 630(3)	好	88.29~336.71/ 243.00(37)	Ⅱ ₂ —Ⅲ	433~452/ 440(25)	0.51~1.51/ 0.75(44)
	煤	14.4~83.0/ 42.0(19)	15.78~222.52/ 66.00(20)	0.42~1.88/ 0.97(9)	2020~7292/ 3848(9)	差	89.00~334.00/ 151.00(18)	Ⅲ	431~458/ 441(10)	
三工河组	暗色泥岩	0.27~11.76/ 1.26(52)	0.11~33.29/ 5.12(52)	0.0102~0.6866/ 0.1031(10)	232~3715/ 1322(10)	较好	95.00~392.00/ 175(52)	Ⅱ—Ⅲ	423~532/ 449(52)	0.50~1.10/ 0.82(73)
八道湾组	暗色泥岩	0.52~4.55/ 1.26(83)	0.50~26.65/ 4.40(83)	0.002~0.690/ 0.070(36)	23.17~7292/ 3848(36)	较好	28.57~950.00/ 112.00(83)	Ⅲ	430~481/ 445(83)	0.67~1.30/ 1.10(8)
	碳质泥岩	16.50(1)	30.82(1)	0.08~0.39/ 0.20(33)	278~1136/ 569(33)	好	217.40(1)	Ⅱ ₂ —Ⅲ	448(1)	
	煤	67.89(1)	170.81(1)	3.20(1)	5925(1)	差	226.00(1)	Ⅱ ₂ —Ⅲ	461(1)	

注: TOC—总有机碳; (S₁ + S₂)—生烃潜量; HI—氢指数; T_{max}—最高热解峰温; R_o—镜质体反射率; “/”后为平均值; 括号内为样品数。

平均热解生烃潜量为 5.12 mg/g, 属于较好的烃源岩; 烃源岩的干酪根类型以Ⅱ₂—Ⅲ型为主, 也有一定的Ⅱ₁型干酪根; 烃源岩以倾气型烃源岩为主, 其成熟度在平面上的变化趋势与八道湾组一致, 三工河组烃源岩 R_o 为 0.50%~1.10%, 平均为 0.82% (表 1), 热演化程度主要处于成熟阶段。

西山窑组是水西沟群的第 2 套含煤层系, 其暗色泥岩厚度最大可达 600 m 以上。暗色泥岩的 TOC 含量为 0.50%~7.81%、平均为 1.90%, 热解生烃潜量为 0.52~57.53 mg/g、平均为 7.12 mg/g, 属于较好的烃源岩; 碳质泥岩的 TOC 含量为 6.18%~53.00%、平均为 24.00%, 热解生烃潜量为 8.78~189.38 mg/g、平均为 75.90 mg/g, 属于好的烃源岩; 煤岩的 TOC 含量为 14.4%~83.0%、平均为 42.0%, 热解生烃潜量为 15.78~222.52 mg/g、平均为 66.00 mg/g, 氢指数(HI)为 0~600 mg/g。烃源岩的干酪根类型为Ⅱ₂—Ⅲ型, R_o 总体为 0.51%~1.51%, 构造高部位的 R_o 为 0.5%~1.0%, 达到成熟阶段 (表 1)。

2.3 沉积相展布

丘东洼陷的古构造总体呈南缓北陡, 物源主要来自南部。水西沟群主要发育辫状河三角洲—湖泊沉积体系^[15-17], 在洼陷区主体发育辫状河三角洲前缘砂体。随着湖盆水体频繁进退, 三角洲前缘水下分流河道来回迁移摆动, 丘东洼陷具有满洼富砂的特征。

丘东洼陷的三工河组发育 2 套向上变细的正旋回, 物源主要来自南部, 自温吉桑低幅隆起向洼陷区, 沉积体系规模较大。三角洲前缘水下分流河道微相由洼陷南、北两侧向中部推进, 并且在 NW 方向的柯柯亚和鄯勒地区, 水下分流河道呈交织汇流, 洼陷内滨、浅湖—前三角洲沉积呈连片分布 (图 4)。三工河组沉积末期, 丘东洼陷的湖盆范围最大, 水体变浅, 物源供给量减小; 滨、浅湖—前三角洲沉积在洼陷西部和中东

部发育, 分流河道较少, 三角洲下平原湿地沼泽微相大范围发育; 辫状河三角洲前缘沉积呈“鸟足”状分布; 整个洼陷发育厚度约 40 m 的暗色泥岩。

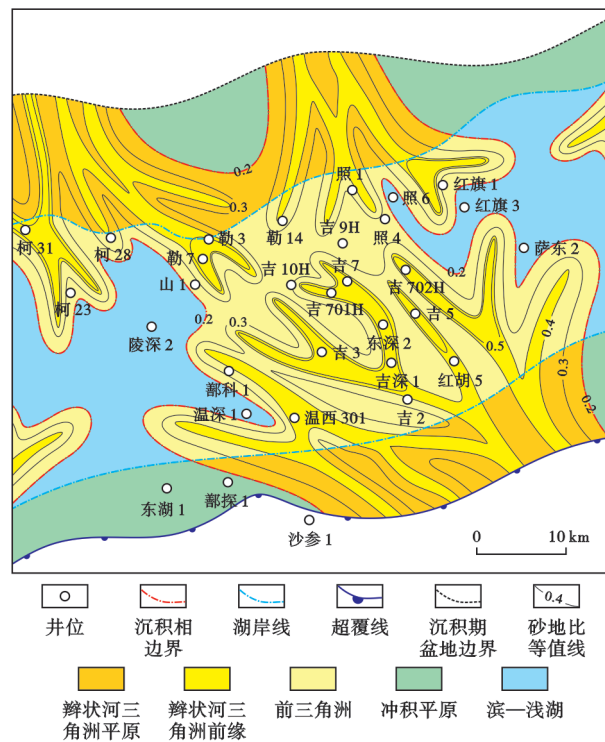


图4 丘东洼陷三工河组二段沉积微相

Fig. 4 Sedimentary microfacies of the Member 2 of Sangonghe Formation in Qiudong subsag

丘东洼陷在西山窑组一段沉积早期为煤系三角洲沉积的低位充填阶段, 气候从温热转为潮湿, 洼陷区的物源仍以南部为主, 主要发育三角洲上平原亚相, 三角洲下平原亚相和滨、浅湖—前三角洲亚相仅在洼陷西部、中部和东部小范围发育。在西山窑组一段沉积中期, 丘东洼陷的湖盆再次扩大, 随着博格达山隆升, 来自北部物源的沉积体系规模变大, 洼陷区发育南、北

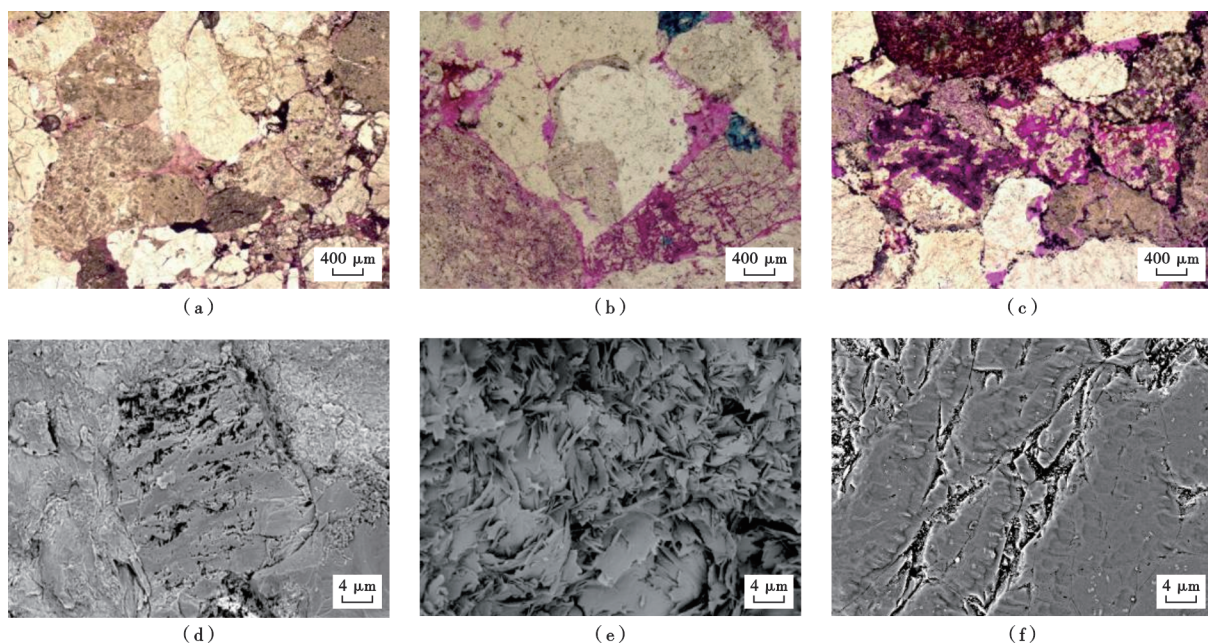
双向物源,洼陷内滨、浅湖—前三角洲沉积呈继承性发育。在西山窑组一段沉积晚期,丘东洼陷在经历多次填平补齐后,水体进一步萎缩变浅,之后,洼陷整体进入西山窑组二段煤系三角洲湖泛沼泽沉积发育阶段。

2.4 储层条件

丘东洼陷水西沟群砂岩储层主要发育成分成熟度偏低的岩屑砂岩和长石岩屑砂岩。八道湾组储层整体的粒度较粗,岩性以砂砾岩、中—粗粒砂岩和不等粒砂岩为主,部分为中—细粒砂岩;储层岩石中的泥质杂基含量一般在2.0%~5.0%,结构成熟度为中等—较差;储层孔隙度一般小于5.0%,渗透率大多小于0.5mD。三工河组储层整体的粒度较粗,以中砂岩、(巨粒)粗砂岩和砾状砂岩为主,其次为砂砾岩和细砂岩;储层岩石中的泥质杂基含量普遍较低,一般小于

2.0%,结构成熟度中等—较好;储层孔隙度一般为3.0%~6.2%,平均为4.2%;渗透率一般为0.0169~2.1600mD,平均为0.1900mD。西山窑组底砂岩(西山窑组一段)的粒度与三工河组砂岩相比整体偏细,以中砂岩和细砂岩为主,其次为中粗砂岩、粗砂岩和砂砾岩;储层岩石中的泥质杂基含量普遍较低,一般小于2.5%,储层结构的成熟度为中等—较好;孔隙度一般小于8.0%,渗透率多数小于0.5mD。

丘东洼陷水西沟群的埋深普遍超过5000m,储层在埋藏过程中受叠加的构造挤压应力作用影响,压实作用极强,粒间呈线状—凹凸接触,导致储层中的原生粒间孔隙基本消失殆尽[图5(a)]。尽管如此,丘东洼陷仍然发育有效储层,储层的孔隙类型有颗粒溶蚀微孔[图5(b)]、黏土矿物晶间微孔、构造或颗粒碎裂微缝等。



(a)含砾中粒—粗粒岩屑砂岩,受强压实,粒间呈线状—凹凸状接触,八道湾组,陵深1井4179.2~4179.4m,铸体薄片,单偏光;(b)巨粗粒长石岩屑砂岩,长石颗粒溶蚀,发育粒间高岭石伊利石化残余晶间微孔,三工河组,吉7井5331.0~5331.2m,铸体薄片,单偏光;(c)粗粒长石岩屑砂岩,长石颗粒强烈溶蚀,微晶菱铁矿包膜较发育,高岭石局部伊利石化,西山窑组,吉701H井5149.6~5149.8m,铸体薄片,单偏光;(d)粗粒—中粒长石岩屑砂岩,长石颗粒溶蚀微孔,三工河组,陵深1井4043.0m,扫描电镜;(e)含砾粗砂岩,高岭石转化为伊/蒙混层、伊利石,残余晶间微孔,三工河组,吉7井5337.9m,扫描电镜;(f)砾岩,发育粒内微裂缝,三工河组,吉702H井5340.3m,扫描电镜。

图5 丘东洼陷水西沟群岩心薄片分析

Fig. 5 Core thin section analyses of Shuixigou Group in Qiudong subsag

研究表明,丘东洼陷水西沟群有利储层的发育主要受三角洲前缘有利相带、溶蚀作用、裂缝等因素控制。丘东洼陷的储层在埋藏成岩过程中先后经历了2期溶蚀改造,在储层中形成了一定量的粒内溶孔^[18-19]。溶蚀的有机酸来源主要为:早期植物遗体氧化分解产生腐植酸;后期煤岩中Ⅲ型干酪根中含氧基团断裂产

生大量有机酸。两期酸性流体对储层中的长石和酸性火山岩屑中的易溶组分进行选择性溶蚀,形成的溶蚀孔改善了储层的物性。储层中发育的溶蚀孔的体积在后期深埋压实及构造挤压作用影响下可能会部分减少,但大部分储集空间依然能保存下来。

伴随着储层中长石等颗粒被溶蚀,在早成岩阶段

析出的自生高岭石常呈斑点状集合体充填于储层粒间孔隙中。这些高岭石中发育晶间微孔[图5(c)],孔径一般小于 $2\mu\text{m}$ 。在早成岩阶段,自生高岭石及其晶间微孔在渐进深埋过程中会受成岩作用影响而发生进一步改造:一方面,在储层骨架颗粒的进一步压实过程中,粒间高岭石的晶间微孔可能受到一定程度压缩;另一方面,热演化程度的加强会导致高岭石向伊利石发生部分或完全转化,但高岭石经伊利石化后仍然能保留一定量的晶间微孔[图5(d)、图5(e)]。

另外,在丘东洼陷中一下侏罗统,局部砂岩储层中会发育构造剪切缝,在储层的脆性碎屑颗粒(长石)中也会发育碎裂微缝[图5(f)],这对于改善致密储层的储集性尤其是渗透性有较大贡献。

2.5 油气成藏模式

丘东凹陷水西沟群经历了3期成藏^[6,20-21],油气分布表现为在构造高部位以早期成藏的原油为主,在洼陷区的源岩层系中以晚期成藏的天然气为主(图6)。

第1期成藏发生在晚侏罗世,低成熟油以浮力驱动为主,在断裂-砂体构成的网毯式输导体系下,以成藏期发育的正向古构造为有利运聚方向、以远源供给为主要方式聚集成藏;该期的储层连通性好,油水置换容易,在丘东洼陷周缘正向构造带形成高丰度常规构造油藏。第2期成藏发生在中一晚白垩世,随着储层开始变致密,储层的非均质性增强、对油输导能力降低,断裂-砂体的网毯式输导不畅,原油的横向运移距离显著受限,在浮力驱动、运聚的条件下,以发生近源成藏或断层沟通源-储的成藏为主;该时期受供烃源区范围减小及储层连通性差、油气水置换困难影响,主要在近源斜坡带形成低饱和油气藏。第3期成藏发生在新近纪,由于储层致密化严重,致密储层已失去对油气的横向输导能力,在构造稳定区无断层沟通的情况下,高成熟气仅在排烃压差影响下可充注于紧邻烃源岩的致密储层之中,在丘东洼陷内形成原生致密气藏。

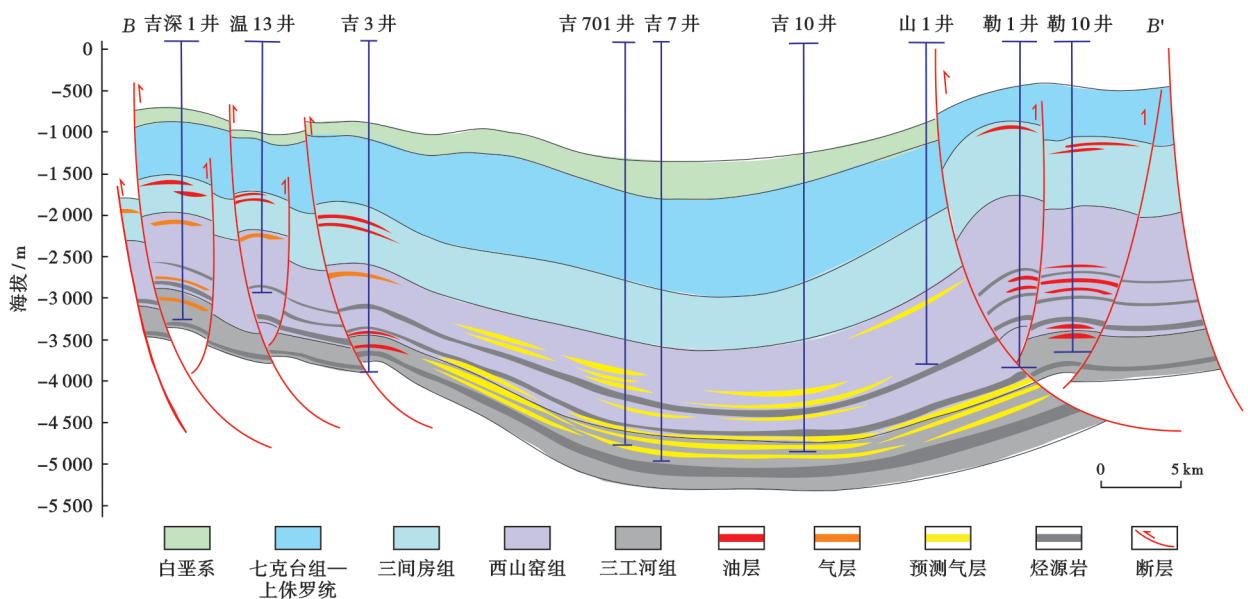


图6 丘东洼陷SN向油气成藏模式(剖面位置见图2)

Fig. 6 SN-trending hydrocarbon accumulation model in Qudong subsag

3 丘东洼陷致密砂岩气勘探突破及意义

3.1 勘探发现

基于丘东洼陷水西沟群的地质条件分析,吐哈盆地的洼陷区具备规模致密砂岩气勘探潜力。2021年3月,中国石油吐哈油田公司在丘东洼陷部署实施了吉7H井,导眼井的完钻井深为5500m,完钻层位为三工河组;在西山窑组-三工河组,测井解释差气层共128.9m/13层,优选5330~5400m井段三工河组实施的水平段为745m,砂层钻遇率为100%。吉7H井

是吐哈油田首口垂深在5000m以上的水平井,创造了吐哈油田目前水平井垂深的最深纪录。吉7H井采用7~18m小簇间距压裂改造工艺,压裂后7mm油嘴放喷的产气量为 $51283\text{m}^3/\text{d}$ 、产油量为 $36.33\text{t}/\text{d}$ 、产液量为 $378.39\text{m}^3/\text{d}$,井口压力为28MPa,基本保持稳定,地层能量充足。通过体积压裂排采获得高产油气流。

通过对吉7H井三工河组油气开展地球化学分析,其天然气相对密度为 $0.92\text{kg}/\text{m}^3$,甲烷含量为77%,凝析油密度为 $0.8005\text{g}/\text{cm}^3$,黏度为 $1.731\text{mPa}\cdot\text{s}(30^\circ\text{C})$ 。天然气的甲烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_1$)为 -40.6% 、乙烷碳同

位素($\delta^{13}\text{C}_2$)为 -28.54% ,甲烷碳同位素偏轻、乙烷碳同位素偏重,反映水西沟群的天然气具有腐殖型天然气的特征。从PVT相态分析,吉7H井三工河组内为高含凝析油的凝析气藏,其凝析油含量为 $0.416 \times 10^3 \text{ t/m}^3$,地层压力为 65.6 MPa ,露点压力为 43.1 MPa ,地层的压力系数为 1.33 。

吉7H井取得突破后,中国石油吐哈油田公司针对丘东洼陷水西沟群的致密砂岩气藏开展了储层预测、甜点评价、含气性检测,新部署探井和评价井8口,均见到良好油气显示,测井解释有油气层,其中1口井获得工业油气流,其余井待测试。在向东部部署的吉702H井,导眼井在三工河组、西山窑组解释气层共计 $230 \text{ m}/10$ 层;优选 $5335 \sim 5346 \text{ m}$ 井段三工河组二段实施水平井,水平段长度为 854 m ,压裂后 8 mm 油嘴放喷,产天然气量为 $5.24 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、凝析油量为 50.13 t/d 。在向南扩展的吉703H井,导眼井在三工河组、西山窑组解释气层共计 $174 \text{ m}/9$ 层;优选 $5174 \sim 5205 \text{ m}$ 井段三工河组二段钻探水平井,水平段长度为 808 m ,钻探过程中后效异常,22次节流点火除气,火焰最高为 $5 \sim 6 \text{ m}$,持续时间为 1.5 h ,油气显示活跃,目前压裂后正在返排,返排率 10% 见油气流。丘东洼陷西侧部署的吉10H导眼井在西山窑组三段新发现油气层,解释气层共计 $127 \text{ m}/9$ 层;在钻进西山窑组三段后,先后14次节流点火成功,火焰最高为 $5 \sim 6 \text{ m}$,油气显示极为活跃;在钻井过程中,槽面上见大量鱼籽状气泡和原油条带,在节流管汇底端收集到凝析油样。这些井的钻探成果进一步证实丘东洼陷具备规模致密砂岩油气勘探潜力。

3.2 勘探突破的意义

(1) 证实了丘东洼陷水西沟群大面积含气,表现为多层系成藏

以往的研究认为,吐哈盆地台北凹陷侏罗系主要发育煤系烃源岩,但丘东洼陷的钻探证实,水西沟群发育八道湾组、西山窑组煤系烃源岩和三工河组泥质烃源岩,且烃源岩品质随着向湖盆中心靠近和埋深的增加而变好。吉7H井等多口井在三工河组顶部钻遇厚达 100 m 以上的暗色泥岩。经评价认为,三工河组顶部泥岩的TOC含量普遍大于 2.0% 、生烃潜力大于 6.0 mg/g 、氢指数高。该层段排油量高、生烃潜力巨大,达到了“好”烃源岩的评价标准,改变了以往仅将该套层系当作盖层的认识,进一步增加了吐哈盆地洼陷区勘探的资源基础。

水西沟群经历3期充注成藏,早期生成的油气向洼陷周缘的构造圈闭运聚成藏,晚期由于储层致密化,生成的天然气在源内和近源地带形成聚集,在八道湾

组、三工河组、西山窑组辫状河三角洲前缘砂体内形成广布式大面积成藏的致密砂岩气藏。

丘东洼陷水西沟群在纵向上发现了4套主要含油层系,其叠合的含气面积为 218 km^2 ;圈闭中天然气的资源量为 $1650 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油的资源量为 $9300 \times 10^4 \text{ t}$,是吐哈盆地勘探的重要战略接替领域。

(2) 明确了吐哈盆地台北凹陷致密砂岩气的勘探潜力与方向

吐哈盆地台北凹陷水西沟群的储集层与烃源岩呈间互发育,分布面积广,其内3个洼陷(胜北洼陷、丘东洼陷、小草湖洼陷)均具备良好的致密砂岩气勘探前景。台北凹陷水西沟群发育潮湿气候条件下的含煤碎屑岩建造,在西部、北部和南部发育6大辫状河三角洲沉积体系,在洼陷区发育三角洲前缘砂体,具有满注富砂的特征。台北凹陷洼陷区内煤岩、暗色泥岩发育,水西沟群烃源岩的累计厚度可达 1100 m ,TOC含量高,生烃潜力大,干酪根类型为 II_2 - III 型,成熟度为 $0.7\% \sim 1.1\%$,具备较强的生烃能力。

台北凹陷水西沟群自下而上发育多套有利储-盖组合,其中,在胜北洼陷的葡探1井、丘东洼陷的吉7井等井的水西沟群中均钻遇多套储-盖组合,且煤系烃源岩与储层整体表现为间互分布,具有多层“三明治”结构的特征。

研究认为,在台北凹陷洼陷区,致密砂岩气的有利区带主要受生烃中心、三角洲前缘相带、平缓构造背景3个因素控制^[5]。通过综合评价,可在三工河组中优选出葡东、红北、陵北、丘东、疙北5个主力扇体(图7),其有利勘探面积为 1090 km^2 ,天然气资源量为 $5.29 \times 10^{12} \text{ m}^3$,石油资源量为 $5.2 \times 10^8 \text{ t}$ 。

(3) 通过水平井“细分切割”多段压裂技术可实现吐哈盆地洼陷区致密砂岩气的有效动用

丘东洼陷三工河组储层埋深大($5300 \sim 5500 \text{ m}$)、温度高($150 \text{ }^\circ\text{C}$)、物性致密、杨氏模量高($4.40 \times 10^4 \text{ MPa}$)、泊松比大(0.27)、两向应力差大(20 MPa)、塑性强,不易形成体压裂缝,加之储层中裂缝发育,对储层改造提出了更高的要求^[22-23]。通过持续工程技术攻关,中国石油吐哈油田公司采用“造长缝、细切割、饱填砂”的总体思路,设计了差异化压裂改造方案,优选地质、工程的“双甜点”段进行密集布缝,提高压裂改造强度,实现对水平井段的充分改造。通过细切割提高压裂改造体积,增大压裂改造强度,提高产量;提高施工排量,降低液体滤失,沟通天然裂缝;采用“高温高黏延迟交联液+高强度细粒径陶粒支撑剂”,降低压裂液滤失,确保压裂液在 $137 \text{ }^\circ\text{C}$ 高温地层条件下的携砂性能,形成高导流能力的人工裂缝。吉7H井共计实施14段46簇

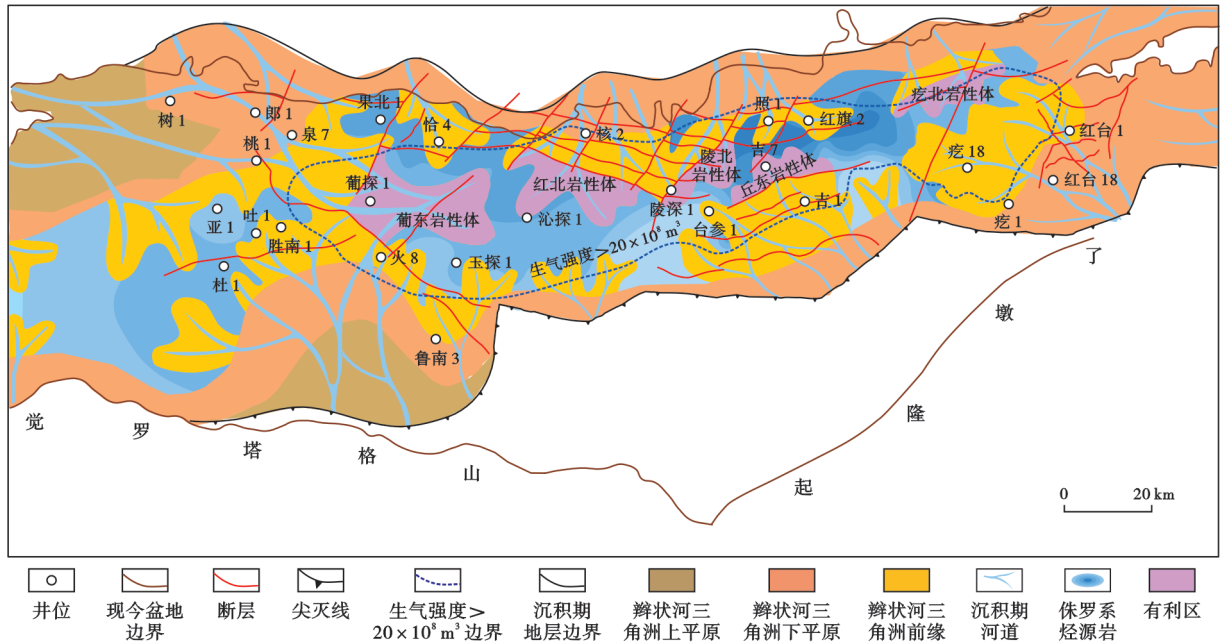


图7 台北凹陷三工河组综合评价

Fig. 7 Comprehensive evaluation of Sangonghe Formation in Taipei sag

压裂改造,入井总液量为 $16\,978\text{ m}^3$ (单级 $820\sim 1\,282\text{ m}^3$),总砂量为 $1\,158\text{ m}^3$ (单级最高加砂量为 112 m^3 、加砂强度为 4.36 t/m),最高砂比为 28% ,施工排量为 $6.0\sim 11.7\text{ m}^3/\text{min}$,最高施工压力为 94.7 MPa ,停泵压力为 $43.6\sim 60.0\text{ MPa}$,油层加砂强度最高为 3.6 t/m 。压裂后返排 0.3% 即快速见气,显示储层具有良好的含油气性。快速返排时的液量大且压力稳定,表明供液半径大、储层改造充分。

4 结论

(1) 丘东洼陷水西沟群发育大规模的煤系烃源岩以及与烃源岩呈频繁互层的大面积辫状河三角洲砂体,源-储紧邻、多层叠置,具备致密砂岩气成藏的基础。在吉7井区块,目前有多口井在水西沟群获得了高产油气流,展示丘东洼陷具有形成致密砂岩气大面积成藏的巨大勘探潜力,且钻探证实,利用水平井+体积压裂的方式可以对垂深超过 $5\,000\text{ m}$ 的致密砂岩气藏实现有效开发动用。

(2) 在吐哈盆地台北凹陷,胜北洼陷、小草湖洼陷与丘东洼陷具有相似的构造、层序和沉积发育背景,其水西沟群均发育多个辫状河三角洲沉积,洼陷区内的三角洲前缘砂体与水西沟群的3套烃源岩可形成“三明治”结构的源-储组合,这些均表明台北凹陷的洼陷区具有形成大面积油气藏的有利地质条件。基于综合评价可在三工河组中优选出葡东、红北、陵北、丘东、疤北5个主力扇体,其有利勘探面积为 $1\,090\text{ km}^2$,天然气资源量为 $5.29\times 10^{12}\text{ m}^3$,石油资源量为 $5.2\times 10^8\text{ t}$ 。

参考文献

- [1] 翟光明,胡见义,赵文智,等. 科学探索井历程、成效及意义——纪念科学探索井项目实践30周年[J]. 石油勘探与开发,2016,43(2):153-165.
ZHAI Guangming, HU Jianyi, ZHAO Wenzhi, et al. History, achievements and significance of scientific exploration wells: for the 30th anniversary of the “scientific exploration well” program[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 153-165.
- [2] 梁世君. 吐哈探区油气勘探成果及潜力[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(6): 631-641.
LIANG Shijun. Achievements and potential of petroleum exploration in Tuha oil and gas province[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(6): 631-641.
- [3] 李成明,刘俊田,倪联斌,等. 吐哈盆地深层地质结构特征及油气勘探前景[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4): 44-57.
LI Chengming, LIU Juntian, NI Lianbin, et al. Characteristics of deep geological structure and petroleum exploration prospect in Turpan-Hami Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4): 44-57.
- [4] 苟红光,张品,余家朝,等. 吐哈盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. 海相油气地质, 2019, 24(2): 85-96.
GOU Hongguang, ZHANG Pin, SHE Jiachao, et al. Petroleum geological conditions, resource potential and exploration direction in Turpan-Hami Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(2): 85-96.
- [5] 何海清,梁世君,郭绪杰,等. 吐哈盆地洼陷区中下侏罗统岩性油气藏风险勘探新发现及勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(7): 1025-1035.
HE Haiqing, LIANG Shijun, GUO Xujie, et al. New discoveries and exploration prospects of Middle and Lower Jurassic lithologic reservoirs in depression area of Turpan-Hami Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(7): 1025-1035.

- [6] 梁世君,钱峰,肖冬生.吐哈盆地台北凹陷吉7H井侏罗系致密砂岩油气藏勘探发现与启示[J].中国石油勘探,2022,27(1):50-59.
LIANG Shijun,QIAN Feng,XIAO Dongsheng.Exploration discovery and implications of the Jurassic tight sandstone oil and gas reservoir in Well Ji7H in Taibei sag,Turpan-Hami Basin[J].China Petroleum Exploration,2022,27(1):50-59.
- [7] 匡立春,支东明,王小军,等.新疆地区含油气盆地深层—超深层成藏组合与勘探方向[J].中国石油勘探,2021,26(4):1-16.
KUANG Lichun,ZHI Dongming,WANG Xiaojun,et al.Oil and gas accumulation assemblages in deep to ultra-deep formations and exploration targets of petroliferous basins in Xinjiang region[J].China Petroleum Exploration,2021,26(4):1-16.
- [8] 唐勇,何文军,姜懿洋,等.准噶尔盆地二叠系咸化湖相页岩油气富集条件与勘探方向[J].石油学报,2023,44(1):125-143.
TANG Yong,HE Wenjun,JIANG Yiyang,et al.Enrichment conditions and exploration direction of Permian saline lacustrine shale oil and gas in Junggar Basin[J].Acta Petrolei Sinica,2023,44(1):125-143.
- [9] 王清华,张荣虎,杨宪彰,等.库车坳陷东部迪北地区侏罗系阿合组致密砂岩气勘探重大突破及地质意义[J].石油学报,2022,43(8):1049-1064.
WANG Qinghua,ZHANG Ronghu,YANG Xianzhang,et al.Major breakthrough and geological significance of tight sandstone gas exploration in Jurassic Ahe Formation in Dibe area,eastern Kuqa depression[J].Acta Petrolei Sinica,2022,43(8):1049-1064.
- [10] 黄蝶芳,姜萌蕾,邵满军,等.吐哈盆地北部山前带构造样式及演化特征[J].新疆石油地质,2020,41(6):651-657.
HUANG Diefang,JIANG Menglei,SHAO Manjun,et al.Structural style and evolution of northern piedmont belt in Turpan Hami Basin[J].Xinjiang Petroleum Geology,2020,41(6):651-657.
- [11] 陈旋,王居峰,肖冬生,等.台北凹陷下侏罗统致密砂岩气成藏条件与勘探方向[J].新疆石油地质,2022,43(5):505-512.
CHEN Xuan,WANG Jufeng,XIAO Dongsheng,et al.Accumulation conditions and exploration direction of Lower Jurassic tight sandstone gas reservoirs in Taibei sag[J].Xinjiang Petroleum Geology,2022,43(5):505-512.
- [12] 刘玉虎,赵丹丹,刘兴旺,等.吐哈侏罗纪原型盆地演化对烃源岩分布的控制[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(4):29-39.
LIU Yuhu,ZHAO Dandan,LIU Xingwang,et al.The evolution of Turpan-Hami Jurassic prototype basin and its control on the distribution of source rocks[J].Journal of Southwest Petroleum University:Science & Technology Edition,2012,34(4):29-39.
- [13] 郭小波,王海富,黄志龙,等.吐哈盆地丘东洼陷致密砂岩气地球化学特征[J].特种油气藏,2016,23(4):33-36.
GUO Xiaobo,WANG Haifu,HUANG Zhilong,et al.Geochemical analysis of tight sandstone gas in Quidong subsag of Tuha Basin[J].Special Oil and Gas Reservoirs,2016,23(4):33-36.
- [14] 张品,苟红光,龙飞,等.吐哈盆地天然气地质条件、资源潜力及勘探方向[J].天然气地球科学,2018,29(10):1531-1541.
ZHANG Pin,GOU Hongguang,LONG Fei,et al.Natural gas geological conditions,resource potential and exploration direction in Turpan-Hami Basin[J].Natural Gas Geoscience,2018,29(10):1531-1541.
- [15] 张晶,郝彬,李双文,等.吐鲁番坳陷侏罗系物源体系变迁及其油气意义[J].中国矿业大学学报,2020,49(4):730-741.
ZHANG Jing,HAO Bin,LI Shuangwen,et al.Changes of Jurassic provenance system in Turpan depression and its oil and gas exploration significance[J].Journal of China University of Mining & Technology,2020,49(4):730-741.
- [16] 肖传桃,梁文君.丘东洼陷水西沟群层序地层及岩相古地理特征[J].特种油气藏,2014,21(1):50-55.
XIAO Chuantao,LIANG Wenjun.Sequence stratigraphy and lithofacies paleogeographic feature of the Shuixigou Group in the Quidong subsag[J].Special Oil and Gas Reservoirs,2014,21(1):50-55.
- [17] 郝爱胜,吴浩,冉启贵,等.吐哈盆地台北凹陷三工河组二段物源与沉积体系研究[J].中国矿业大学学报,2021,50(5):893-908.
HAO Aisheng,WU Hao,RAN Qigui,et al.Provenance and depositional systems of the second Member of Lower Jurassic Sangonghe Formation in Taibei sag,Turpan-Hami Basin,China[J].Journal of China University of Mining & Technology,2021,50(5):893-908.
- [18] 郭小波,黄志龙,王伟明,等.台北凹陷温吉桑地区致密砂岩储层特征及其控制因素[J].中南大学学报:自然科学版,2014,45(1):157-166.
GUO Xiaobo,HUANG Zhilong,WANG Weiming,et al.Characteristics and control factors of Wenjisang area tight sandstone reservoirs in Taibei sag[J].Journal of Central South University:Science and Technology,2014,45(1):157-166.
- [19] 李光云,赖富强,何加成,等.吐哈盆地丘东洼陷下侏罗统致密砂岩储层特征及物性主控因素[J].天然气地球科学,2013,24(2):310-319.
LI Guangyun,LAI Fuqiang,HE Jiacheng,et al.Reservoir characteristic and controlling factors on physical properties of Lower Jurassic tight sandstone in the Quidong sub-sag,Turpan-Hami basin[J].Natural Gas Geoscience,2013,24(2):310-319.
- [20] 王劲松.巴喀气藏特征与吐哈盆地致密砂岩气勘探前景[J].石油天然气学报:江汉石油学院学报,2010,32(6):373-375.
WANG Jinsong.Characteristics of gas reservoirs in Baka area and exploration prospect of tight sandstone gas in Turpan Hami Basin[J].Journal of Oil and Gas Technology,2010,32(6):373-375.
- [21] 柳波,黄志龙,罗权生,等.吐哈盆地北部山前带下侏罗统天然气气源与成藏模式[J].中南大学学报:自然科学版,2012,43(1):258-264.
LIU Bo,HUANG Zhilong,LUO Quansheng,et al.Accumulation mode and resource of Lower Jurassic gas reservoir of northern foothill belt,Turpan-Hami Basin[J].Journal of Central South University:Science and Technology,2012,43(1):258-264.
- [22] 曾联波,吕文雅,徐翔,等.典型致密砂岩与页岩层理缝的发育特征、形成机理及油气意义[J].石油学报,2022,43(2):180-191.
ZENG Lianbo,LÜ Wenya,XU Xiang,et al.Development characteristics,formation mechanism and hydrocarbon significance of bedding fractures in typical tight sandstone and shale[J].Acta Petrolei Sinica,2022,43(2):180-191.
- [23] 冯建伟,赵力彬,王焰东.库车坳陷克深气田超深层致密储层产能控制因素[J].石油学报,2020,41(4):478-488.
FENG Jianwei,ZHAO Libin,WANG Yandong.Controlling factors for productivity of ultra-deep tight reservoirs in Keshen gas field,Kuqa depression[J].Acta Petrolei Sinica,2020,41(4):478-488.