

文章编号: 0253-2697(2024)02-0437-24 DOI:10.7623/syxb202402009

典型油气田

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷昌吉页岩油 成藏条件及勘探开发关键技术

吴宝成 吴承美 谭强 褚艳杰 梁成钢 李文波 张金凤 陈依伟 徐田录 王良哲

(中国石油新疆油田公司吉庆油田作业区(吉木萨尔页岩油项目经理部) 新疆吉木萨尔 831700)

摘要:准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组自发现页岩油以来,历经十年的勘探开发,提交三级储量 4.3×10^8 t,并于2020年成为国家级陆相页岩油开发示范区,在2023年产量突破 60×10^4 t。吉木萨尔凹陷页岩油在成藏地质理论、配套勘探开发技术、效益管理等方面取得了一系列理论创新和技术突破。研究结果表明:吉木萨尔凹陷为稳定构造背景下的广阔湖盆,沉积了多组分、高有机质富集的混积岩,厚度达275m;源-储的薄互层一体式分布为页岩油的富集与保存起了重要作用;高源-储比(4.5:1)、高有机质丰度(3.24%)、咸化湖沉积环境提高了凹陷内原油的成熟度(镜质体反射率 R_o 达1.05%);凹陷内普遍发育超压(压力系数平均为1.36),源-储压力差提高了充注效率和石油富集程度,形成了高含油饱和度、高压系数油藏。吉木萨尔凹陷页岩油目前的配套勘探开发技术基本成熟定型:宽频激发、井地联采的精细三维地震提高了地质认识;页岩油“甜点”精细表征和分类评价为开发部署提供了依据;“黄金靶体”钻遇率是水平井获得高产、稳产的基础;“复杂缝网”定制是高效开发页岩油的有效手段;合理排采制度有利于充分发挥水平井的生产能力;市场化降本为推进吉木萨尔凹陷页岩油效益开发的关键。吉木萨尔凹陷页岩油的技术、管理、效益都走在中国页岩油开发的前列,为中国陆相页岩油的高效勘探开发提供了借鉴与示范。

关键词:准噶尔盆地;吉木萨尔凹陷;页岩油;成藏地质条件;勘探开发配套技术

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Accumulation conditions and key technologies for exploration and development of Changji shale oil in Jimusar sag of Junggar Basin

Wu Baocheng Wu Chengmei Tan Qiang Chu Yanjie Liang Chenggang Li Wenbo Zhang Jinfeng
Chen Yiwei Xu Tianlu Wang Liangzhe

(Jiqing Oilfield Operation Area(Jimsar Shale Oil Project Management Department),PetroChina Xinjiang
Oilfield Company,Xinjiang Jimsar 831700,China)

Abstract: Since the discovery of Lucaogou Formation shale oil in Jimusar sag of Junggar Basin, it has third-level reserves of 4.3×10^8 t through ten years of exploration and development. In 2020, Jimusar sag became a national development demonstration zone of continental shale oil with an oil production of 60×10^4 t. A series of theoretical innovation and technological breakthroughs have been achieved in terms of geological theory of shale oil accumulation in Jimusar sag, supporting exploration and development technologies, and benefits management. The research results show as follows. Jimusar sag is a vast lake basin under the stable tectonic setting, where multi-component peperite with rich organic matters has been deposited, with the thickness of 275 m. The integrated distribution of thin source-reservoir interbeds plays an important role in the enrichment and preservation of shale oil. Due to high source-reservoir ratio (4.5 : 1), high organic matter abundance (3.24%) and sedimentary environment of saline lake, the maturity of crude oil in the sag has been improved, and the vitrinite reflectance R_o is up to 1.05%. Overpressure commonly exists in tsag with an average pressure coefficient of 1.36. The charging efficiency and oil enrichment degree are enhanced as a result of the source-reservoir pressure difference, indicating the formation of reservoirs with high oil saturation and high pressure coefficient. The current exploration and development technologies of shale oil in Jimusar sag are basically established. The geological understanding has been improved by the fine three-dimensional seismic technique of broadband excitation and combination of logging and seismic acquisition. The fine characterization of shale oil “sweet spots” and classified evaluation provide the bases for hydrocarbon development and deployment. The drilling ratio for “gold targets” can provide a basis for high and stable production of horizontal wells. The complex fracture networks are effective means for the efficient development of shale oil. The reasonable drainage and production system is benefi-

基金项目: 中国石油天然气股份公司科技重大专项“陆相中高成熟度页岩油勘探开发关键技术研究与应用”(2019E-26)和“吉木萨尔页岩油国家级示范区水平井效益开发关键工程技术集成与试验”[2020F-50(GF)]资助。

第一作者: 吴宝成,男,1980年9月生,2002年获中国石油大学(华东)学士学位,现为中国石油新疆油田公司副总经理、高级工程师,主要从事油气田开发工作。Email:wube@petrochina.com.cn

通信作者: 吴承美,男,1973年9月生,2005年获中国石油大学(华东)硕士学位,现为中国石油新疆油田公司吉庆油田作业区(吉木萨尔页岩油项目经理部)高级工程师,主要从事油气田开发工作。Email:wucm1@petrochina.com.cn

cial to fully expand the production capacity of horizontal wells. The market-based cost reduction is key to the benefit development of shale oil in Jimusar sag. The technology, management and benefit of shale oil in Jimusar sag lead the way in China, and provide references and demonstration for the efficient exploration and development of continental shale oil in China.

Key words: Junggar Basin; Jimusar sag; shale oil; geological conditions for reservoir accumulation; supporting technologies of hydrocarbon exploration and development

引用: 吴宝成, 吴承美, 谭强, 褚艳杰, 梁成钢, 李文波, 张金凤, 陈依伟, 徐田录, 王良哲. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷昌吉页岩油成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2024, 45(2): 437-460.

Cite: WU Baocheng, WU Chengmei, TAN Qiang, CHU Yanjie, LIANG Chenggang, LI Wenbo, ZHANG Jinfeng, CHEN Yiwei, XU Tianlu, WANG Liangzhe. Accumulation conditions and key technologies for exploration and development of Changji shale oil in Jimusar sag of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(2): 437-460.

随着油气勘探开发不断深入,页岩气、页岩油等非常规油气在现有经济技术条件下展示出巨大的资源潜力。中国的石油对外依存度近70%,天然气对外依存度超过40%,大力推动页岩油气产业发展对于确保中国油气安全与经济增长具有重要意义。中国页岩油资源十分丰富,陆上主要盆地页岩油的资源量初步估算为 $(74\sim 372)\times 10^8\text{t}^{[1]}$ 。经钻探证实,准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组有利区的资源量达到 $11.12\times 10^8\text{t}$;截至2022年,新增探明石油地质储量为 $1.53\times 10^8\text{t}$,提交预测石油地质储量为 $2.76\times 10^8\text{t}$ 。中国陆相页岩油与北美海相页岩油的地质条件差异巨大,其中,在中国准噶尔盆地吉木萨尔凹陷,页岩油具有沉积相变快,单层薄,孔隙度低、流体黏度高的特点。此外,中国的页岩油还存在地质研究起步较晚、赋存机理认识不清、原油流动机理和有效动用条件难以确定、开发技术相对落后等一系列复杂问题^[2]。

吉木萨尔凹陷昌吉页岩油田发现于2011年,并在非常规油气勘探开发思想指导下,从勘探发现、开发试验、规模上产到实现效益开发,页岩油在理论认识和勘探开发技术方面取得了重大突破;2020年,国家能源局、自然资源部批复设立“新疆吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区”;2021年12月,中国石油天然气股份有限公司批示“吉木萨尔页岩油在技术上和管理上共同发力,起到了示范作用”;2023年,吉木萨尔凹陷页岩油产量达到 $63.5\times 10^4\text{t/a}$ 。系统总结吉木萨尔凹陷页岩油在规模效益开发上取得的理论认识 and 实践经验可以为中国陆相页岩油的开发提供借鉴。

1 勘探开发历程

吉木萨尔凹陷页岩油的目的层为二叠系芦草沟组,可分为上、下两段,“甜点”位于芦草沟组二段(芦二段)二砂组和芦草沟组一段(芦一段)二砂组。吉木萨尔凹陷在构造上表现为东高西低、东陡西缓,三面被断层封隔,整体呈“箕状”特征。储层岩性比较复杂,多为过渡性岩类,有效储层的岩性以细砂岩、白云质粉砂

岩、砂屑白云岩、泥晶白云岩和含黄铁矿粉砂岩为主,属咸化湖泊背景下的滨—浅湖滩坝沉积。储集空间以剩余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔等基质孔隙为主,并发育构造缝、溶蚀缝、层理缝、压溶缝等多种成因类型裂缝,储层孔隙度中值为9.47%,渗透率中值为0.03 mD,属于特低孔、特低渗储层。吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组具有“源-储共生”的特征。源岩厚度大,呈满凹连续分布;储层被源岩包裹;源-储匹配关系较好。源、储在纵向上呈高频、薄互层状叠置,具有典型页岩油藏的特点。油藏的驱动类型为弹性驱动和溶解气驱动。吉木萨尔凹陷页岩油的勘探开发可以划分为3个阶段:勘探及开发先导试验阶段、评价及工业化试验阶段、技术定型及规模化建产阶段。

1.1 勘探及开发先导试验阶段(2011—2015年)

2011年,吉25井在芦二段获得产量为18.3 t/d的工业油流,提交预测地质储量 $6\ 115\times 10^4\text{t}$ 。2012年,油公司按照“新老井结合、直井控面、水平井提产”的原则,部署了探井、评价井10口(水平井4口),其中,吉172_H井采用水平井和体积压裂的方式开发,初期的最高产油量为 $78\text{m}^3/\text{d}$,初步形成了“满凹含油”的认识。油藏按照储层埋深和油层厚度可划分出上、下两套“甜点段”和3类储层,证实采用水平井与体积压裂是页岩油开发的技术方向。为探索投资控减途径,2013年吉木萨尔凹陷完钻3平台10口水平井,水平井段的长度为1300~1800 m。通过开展不同完井方式和不同压裂工艺的开发先导性试验,试验井在初期的井均产油量为21.0 t/d,一年期产油量仅2110 t,生产效果未达预期,分析原因主要是由于一类油层钻遇率低(平均为33.9%),储层改造的加砂强度较低(平均为 $0.9\text{m}^3/\text{m}^{[3]}$)。

1.2 评价及工业化试验阶段(2016—2020年)

在前期认识的基础上,中国石油新疆油田公司通过强化“甜点”选区、优化水平井设计、精细控制钻井轨迹,2016年在“上甜点段”部署实施了JHW023井、JHW025井两口水平井,其优质储层的钻遇率达85%

以上。采用套管完井、密切割、大排量、大砂量压裂工艺进行储层改造,加砂强度达 $2.0 \text{ m}^3/\text{m}$,两口井投产一年后期的累积产油量均突破万吨。该阶段以“上甜点段”为主要建产对象,开展了不同井距(200 m、260 m、300 m)和不同水平段长度的工业化开发试验。为提高认识,加快储量探明,该阶段新增探井、评价井 56 口,取心 23 井 1325 m,新增试油 63 井层,充分认识到吉木萨尔凹陷页岩油“上甜点段”的含油性在平面上有差异、非均质性较强,同时明确了“下甜点段”油层分布范围广、厚度大、含油性好、水平井的单井产能高、具有较大开发潜力。该阶段累积探明石油地质储量为 $1.53 \times 10^8 \text{ t}$,预测储量为 $2.76 \times 10^8 \text{ t}$ 。2020 年 3 月,国家能源局、自然资源部联合,在吉木萨尔凹陷设立了“新疆吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区”。

1.3 技术定型及规模化建产阶段(2021 年至今)

该阶段水平井立体开发模式形成,钻井、压裂工艺技术实现了成熟配套,降本提产效益明显。水平井段

的长度达 $1800 \sim 2200 \text{ m}$,水平井的井距达 300 m;钻井采用油基钻井液、二开井身结构;完井方式为套管、分段、分簇射孔;压裂采用可溶桥塞、多粒径组合支撑剂、高黏度免配滑溜水压裂液,加砂强度主体为 $3.0 \text{ m}^3/\text{m}$;采用 CO_2 前置增能压裂技术提高采收率。该阶段对吉木萨尔凹陷页岩油的认识进一步加深,明确了可动储量丰度是影响产能的地质主控因素,一、二类油层是提高产能的“黄金靶体”,“黄金靶体”的钻遇率达 87.8%。通过定制“复杂缝网”和合理的排采制度,单井评估的最终可采储量(EUR)提高到 $3.82 \times 10^4 \text{ t}$,单井的钻压成本下降了 42.7%,油藏进入规模化建产阶段。

截至 2023 年底,吉木萨尔凹陷昌吉页岩油田累计完钻水平井 252 口,开井 181 口(图 1),产油量为 2423 t/d ,含水率为 55.7%。昌吉页岩油田累计新建产能 $157.5 \times 10^4 \text{ t}$,产油量达 $63.5 \times 10^4 \text{ t/a}$,累积产油量为 $216.0 \times 10^4 \text{ t}$,预测最终采收率可达 12.6%。

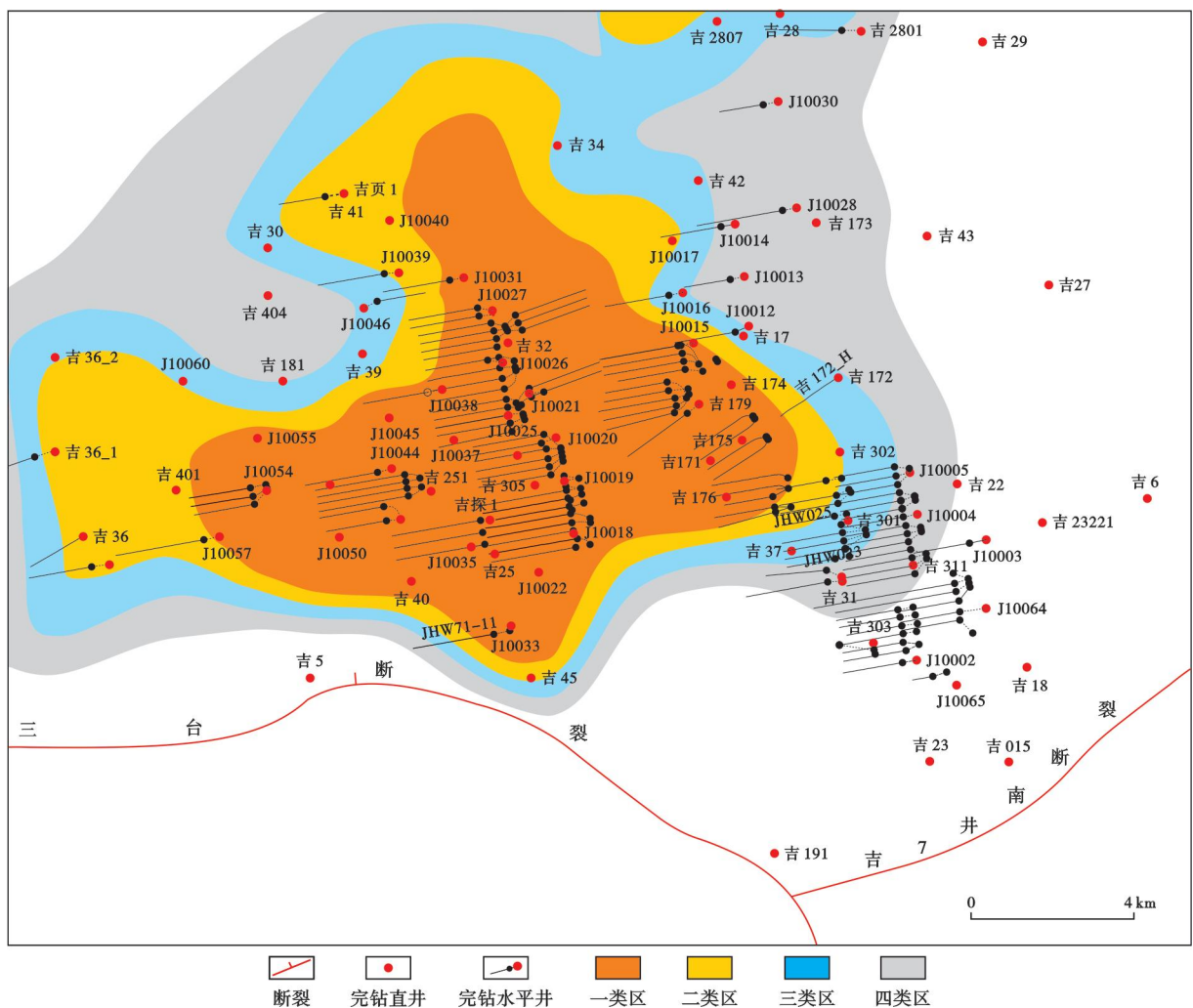


图 1 吉木萨尔凹陷昌吉页岩油勘探开发井位

Fig. 1 Well locations for exploration and development of Changji shale oil in Jimsar sag

2 油气地质及成藏条件

吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油的成藏条件优越,如稳定构造背景下发育有机质富集的混积岩、大面积发育厚度大的成熟湖相优质烃源岩、“甜点”储层广泛分布、保存条件差异对“甜点”的含油性有一定影响等,这些条件的有效配置形成了“源-储共控、近源聚集、压差充注、局部富集”的页岩油聚集模式。

2.1 稳定构造背景下发育有机质富集的混积岩沉积

准噶尔盆地在晚石炭世晚期为海陆交互相沉积,原型盆地形成。中二叠世,受海西运动影响,博格达地区东部形成低隆起,分隔了准噶尔盆地与吐哈盆地,准噶尔地区全面进入内陆湖盆演化阶段。晚二叠世—白垩纪末期,受海西运动、印支运动、燕山运动影响,博格达地区经历了4次隆起以及4次全面沉降、再沉积。古近纪—第四纪,受喜马拉雅运动影响,博格达地区被强烈挤压,并向盆内发生4次大的逆冲推覆,最终形成目前博格达山的构造格局。位于博格达山北麓的吉木萨尔凹陷为长期负性沉积单元,形成于石炭纪末期,至今经历了多期构造运动。凹陷东、西、南、北部都经历了压实再抬升的构造运动。

准噶尔盆地东部洋盆在晚石炭世已闭合,自二叠纪开始逐渐进入陆相盆地演化阶段。早二叠世—中二

叠世,准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷发生剧烈的沉降作用,接受了下二叠统芨芨槽群、中二叠统井井子沟组和芦草沟组沉积,并逐渐向东超覆尖灭,沉积厚度明显受凹陷边界的断裂控制^[4]。其中,分布在中二叠统上部的芦草沟组湖相混积岩为凹陷内最重要的烃源岩。在芦草沟组沉积末期,受海西晚期构造运动影响,吉木萨尔凹陷内经历了一次局部抬升运动,这使得凹陷东段的芦草沟组部分遭受剥蚀。

二叠系芦草沟组的沉积相研究表明,吉木萨尔凹陷形成于残留海封闭后的咸化湖盆沉积环境,储层粒级普遍较细,储层沉积相以半深湖—浅湖亚相沉积为主^[5-7]。吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组的物源主要来自周边古隆起,有北部、南部、西北部3个物源区,以南部物源为主。气候的周期性变化导致吉木萨尔凹陷的湖平面呈波浪式频繁升降,由此也造成凹陷内沉积从湖盆边缘至盆地中心呈环带状分布,且在纵向上具有较强的非均质性。芦草沟组发育上、下两套储层段。在芦草沟组“下甜点”沉积期,气候炎热干旱,湖盆发生湖退,三角洲逐渐进积并形成了呈NE向展布的以三角洲前缘亚相为主的沉积环境;其沉积微相的分布在凹陷边缘的吉251井、吉5井、吉45井、吉23井、吉36-4井和吉页1井附近发育远砂坝,向凹陷中心,出现由远砂坝、席状砂向砂质浅滩、混合坪、云坪和深湖泥逐渐过渡(图2)。芦

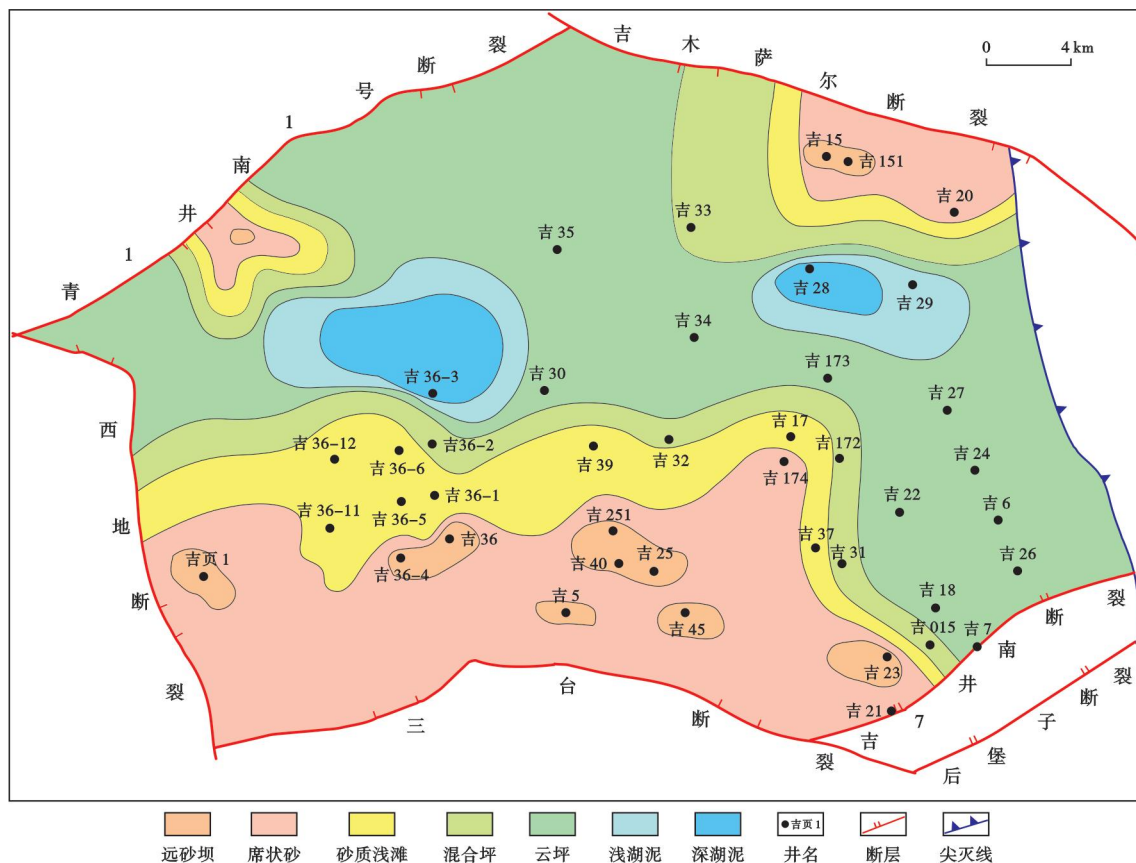


图2 吉木萨尔凹陷芦草沟组“下甜点”沉积相

Fig. 2 Sedimentary facies of lower sweet spots in Lucaogou Formation, Jimsar sag

草沟组“上甜点段”物源供给不足且气候较炎热干旱,湖盆发生大规模湖退,蒸发作用导致水体咸化,水体盐度升高;由于蒸发泵作用,湖盆发育大规模的云坪沉积,形成了呈 NE 向展布的以半深湖亚相为主的沉积环境(图 3)。

纵向上看,湖盆的频繁震荡导致吉木萨尔凹陷内的烃源岩与储层呈互层式分布,从而表现出典型的源-储一体式地层沉积特征(图 4)。这种储集层与烃源岩呈连续大面积互层分布的特征为页岩油的富集与保存起到了十分有利的作用^[8-9]。

吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩的组分包含陆源碎屑、碳酸盐、火山碎屑和有机质。陆源碎屑组分以泥级—粉砂级石英、长石为主,含少量黏土矿物;碳酸盐组分以泥晶白云石为主,含有砂屑白云岩,局部层段发育鲕粒、内碎屑、生物碎屑等颗粒碳酸盐岩;火山碎屑组分以凝灰质为主,可见中基性火山碎屑岩岩屑。

在吉木萨尔凹陷芦草沟组沉积期,在准噶尔盆地范围及吉木萨尔凹陷周围火山活动频繁,大量细小的火山喷发物经风或流水搬运到湖泊中,火山物质快速水解释放的营养物质能够促使藻类等水生植物快速繁盛,这提供了大量有机质组分的物质来源。同时火山

物质的水解作用也可大大提高湖水中的 Ca、Mg 离子含量,在长期干旱炎热的古气候环境下,这有利于碳酸盐岩沉积,且高盐度的缺氧环境有利于有机质保存。湖平面的变化控制着沉积相带的分布、混积物质的供给和生物的保存,并在构造运动、古气候、湖平面变化和物源供给共同影响下形成多组分混杂、高有机质富集的混积岩沉积^[10]。

2.2 大面积、厚度大的成熟湖相优质烃源岩

页岩油气的形成与烃源岩密切相关,成熟、优质、具有一定厚度和分布范围的烃源岩是页岩油气形成的物质基础。准噶尔盆地中一下二叠统形成于残留海封闭后的咸化湖沉积环境。吉木萨尔凹陷芦草沟组整体为咸化湖细粒沉积,具有分布范围广、厚度大、有机质丰度高的沉积特征,为吉木萨尔凹陷最主要的一套烃源岩。

芦草沟组半深湖—深湖亚相暗色泥岩在全凹陷分布,岩性主要为灰黑色泥岩和白云质泥岩,其生油岩厚度大、面积广。从芦草沟组烃源岩的平面分布可以看出,凹陷内烃源岩的厚度基本大于 120 m,以凹陷中南部烃源岩的厚度最大,可达 275 m,并逐渐向凹陷边缘减小,在东斜坡上逐渐超覆尖灭。烃源岩厚度大于 200 m 的有利区面积达 806 km²(图 5)。

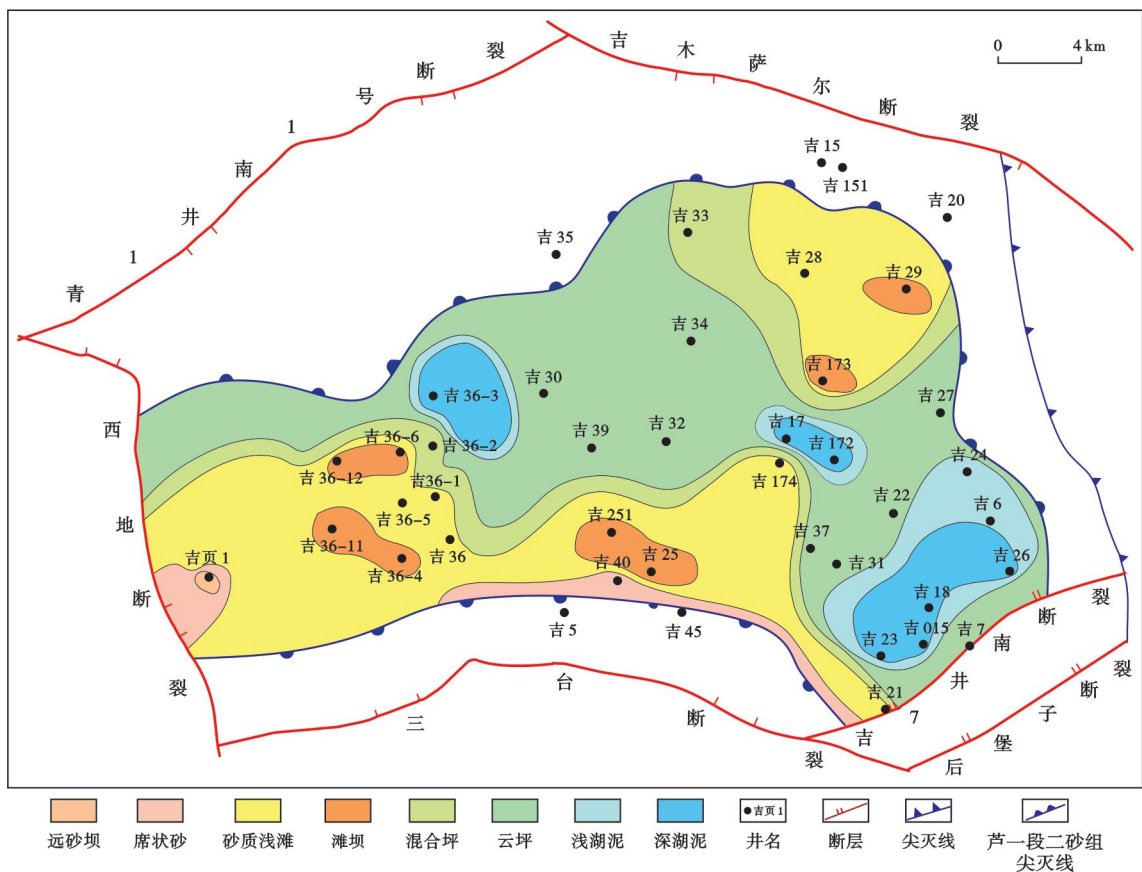


图 3 吉木萨尔凹陷芦草沟组“上甜点体”沉积相

Fig. 3 Sedimentary facies of upper sweet spots in Lucaogou Formation, Jimsar sag

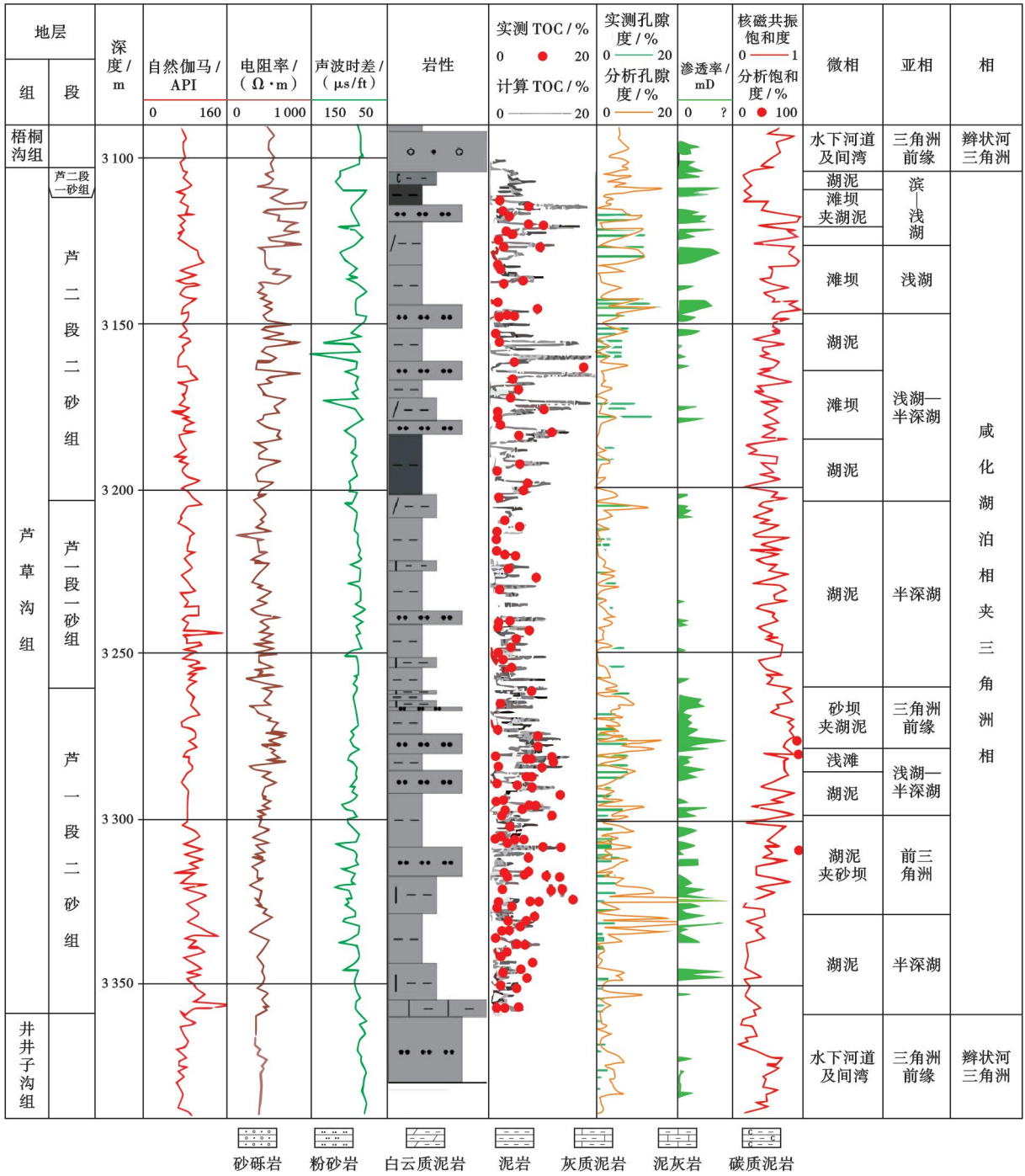


图4 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组综合地层特征

Fig. 4 Comprehensive stratigraphic characteristics of Permian Lucaogou Formation in Jimsar sag

在纵向上,由于湖平面的周期性震荡,芦草沟组烃源岩与砂岩、白云岩储层呈频繁互层分布。烃源岩的岩性在纵向上分布不均,芦一段烃源岩以白云质、粉砂质泥岩为主,芦二段烃源岩以灰黑色泥岩为主。

吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩以白云质泥岩及暗色泥岩为主、中间夹凝灰岩,其有机质丰度存在极强的非均质性,丰度变化范围很宽。吉木萨尔凹陷

16口井502块样品的分析结果表明,芦草沟组78%烃源岩样品的总有机碳(TOC)含量大于1.0%、平均为3.24%,生烃潜量(S₁+S₂)大于6.0mg/g的样品数占55%(图6)。按中国陆相烃源岩评价标准,芦草沟组属于好—最好生油岩^[11]。平面上,芦草沟组烃源岩整体的TOC含量>2.0%,均属于好的生油岩,其中,在吉174井和吉32井附近,烃源岩的TOC含量>5.0%(图7)。

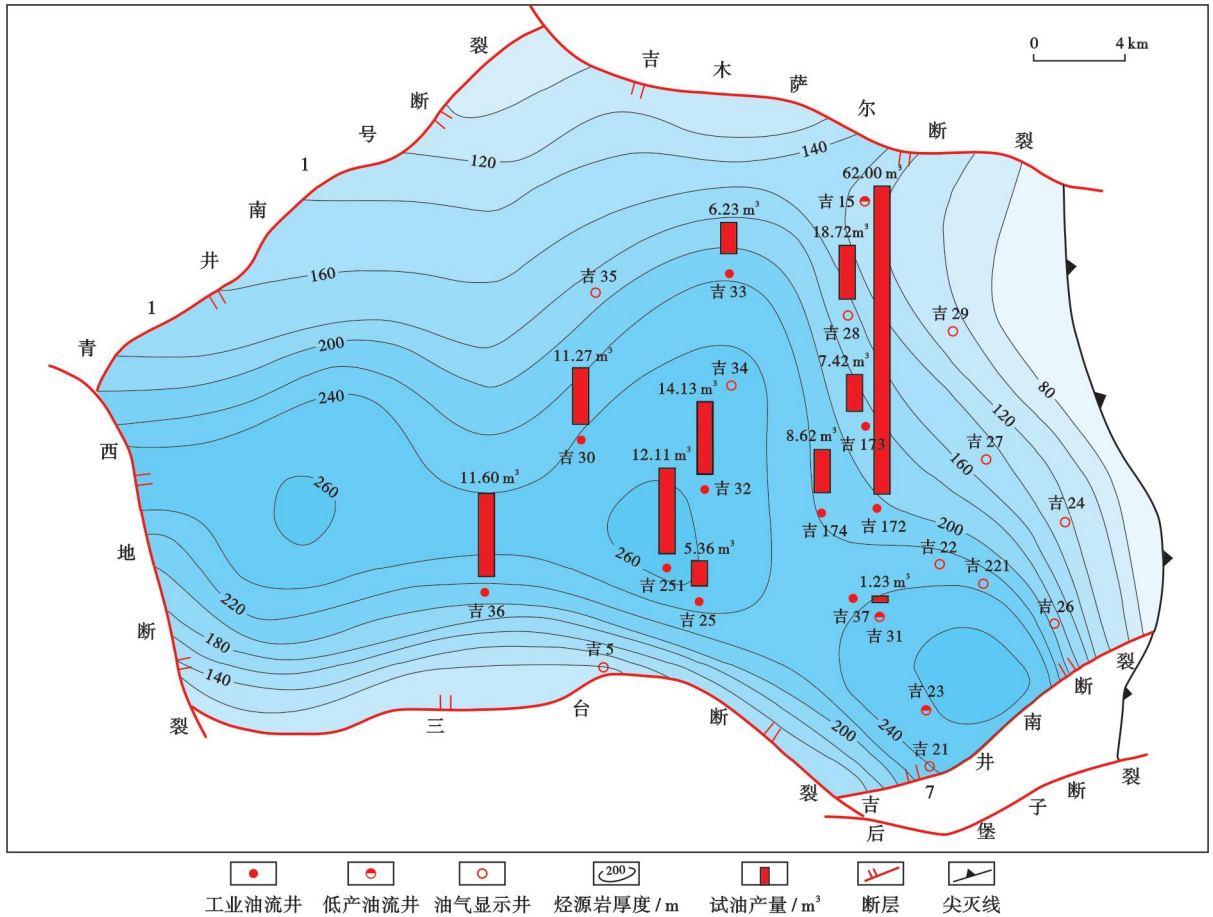


图 5 吉木萨尔凹陷芦苇沟组烃源岩厚度

Fig. 5 Thickness of source rocks in Lucaogou Formation, Jimsar sag

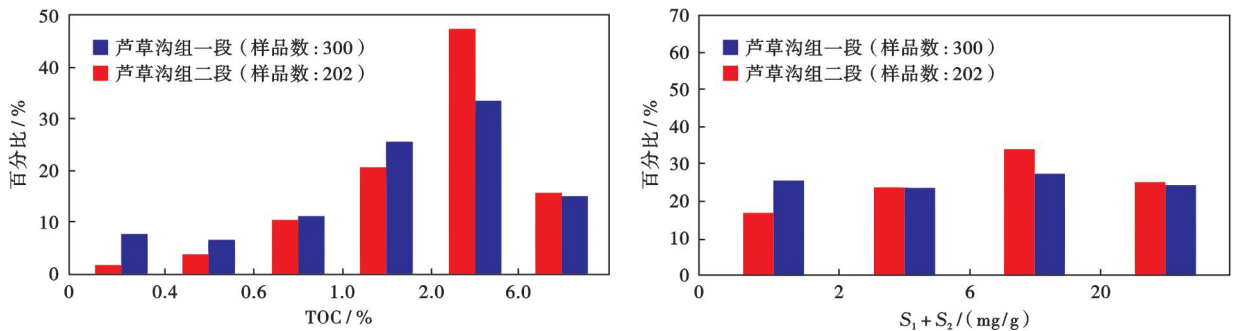


图 6 吉木萨尔凹陷芦苇沟组烃源岩 TOC 含量、生烃潜力分布特征

Fig. 6 Distribution characteristics of TOC content and potential hydrocarbon generation of source rocks in Lucaogou Formation, Jimsar sag

吉木萨尔凹陷芦苇沟组烃源岩样品的氢指数(HI)与最高热解峰温(T_{max})的关系(图 8)表明,不同岩性烃源岩的有机质类型不同,变化范围大,白云岩和泥岩的 HI 大部分在 400 mg/g 以上,有机质类型主要为 I 型和 II₁ 型,少数为 II₂ 型,上、下“甜点段”烃源岩的有机质类型以 I 型和 II₁ 型为主,少数为 II₂ 型,个别为 III 型。总体来说,芦苇沟组烃源岩的有机质类型较好,白云岩和泥岩都具有较好的产油潜力^[12-13]。

芦苇沟组烃源岩的生烃母质主要为藻类,还有一

些超微生物。烃源岩的沉积水体不深、盐度较高,多为半咸水弱氧化—弱还原碱湖环境。凝灰质的快速堆积不但使得地层温度升高,也使得有机质可瞬间转化为低成熟油。大量的凝灰质可导致湖沼环境中生物快速大量死亡,同时避免氧化,对有机质向油的转化起到加氢催化作用,促使早生烃和多生烃^[14]。

吉木萨尔凹陷芦苇沟组烃源岩的实测镜质体反射率(R_o)分布在 0.65%~1.05%, R_o 明显随烃源岩埋深的增加而变大,指示烃源岩已处于低成熟—成熟阶

段。R_o基本大于0.75%，成熟度整体较高。平面上，凹陷内烃源岩的R_o由斜坡到凹陷中心随芦草沟组埋深增加而逐渐变大(图9)。具体而言，R_o的分布范围

从东部斜坡到凹陷深部从0.55%逐渐变为1.05%，并主要集中在0.75%~1.05%，指示烃源岩已进入大量生烃的成熟阶段^[15-16]。

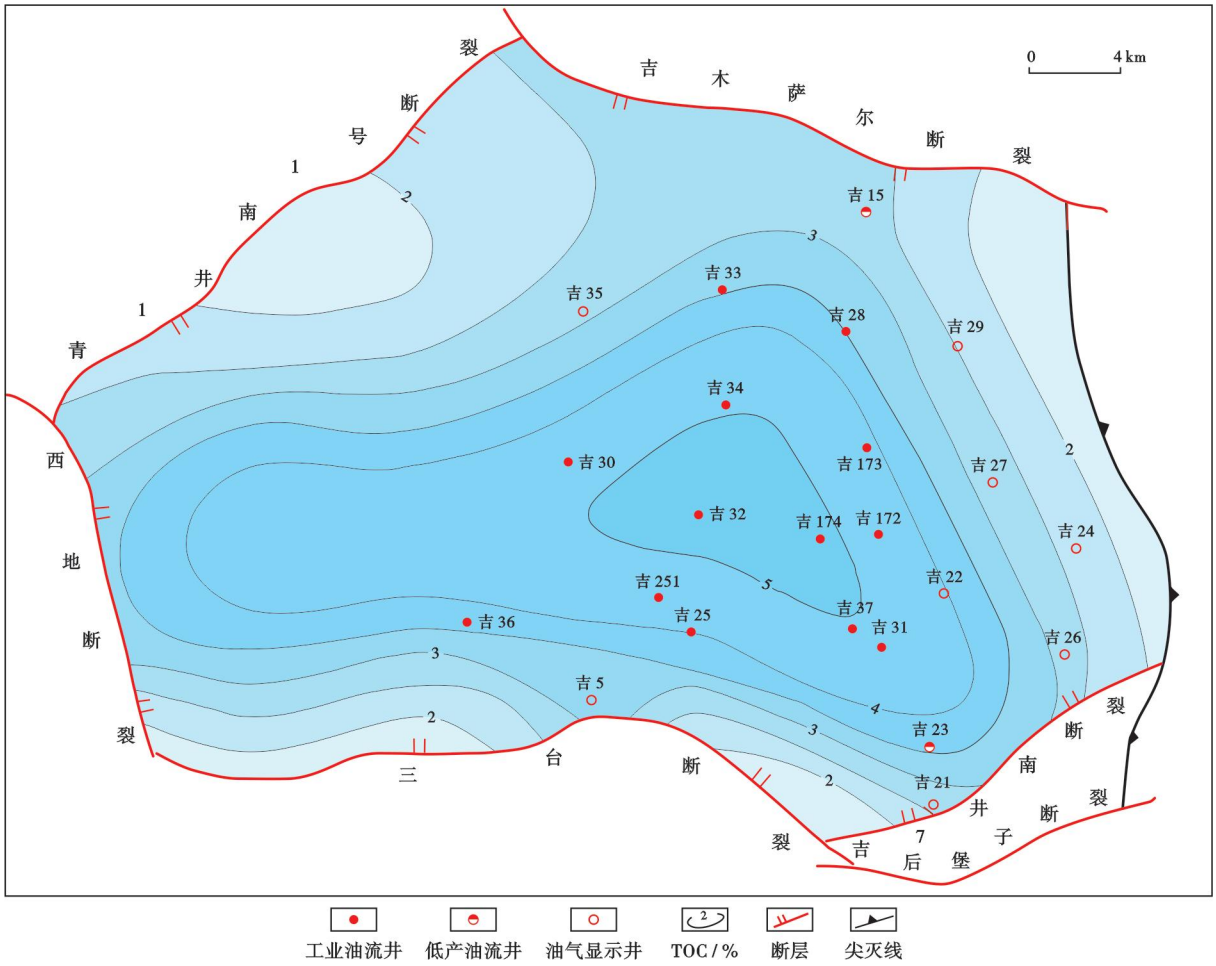


图7 吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩 TOC 含量分布

Fig. 7 TOC content distribution of source rocks in Lucaogou Formation, Jimsar sag

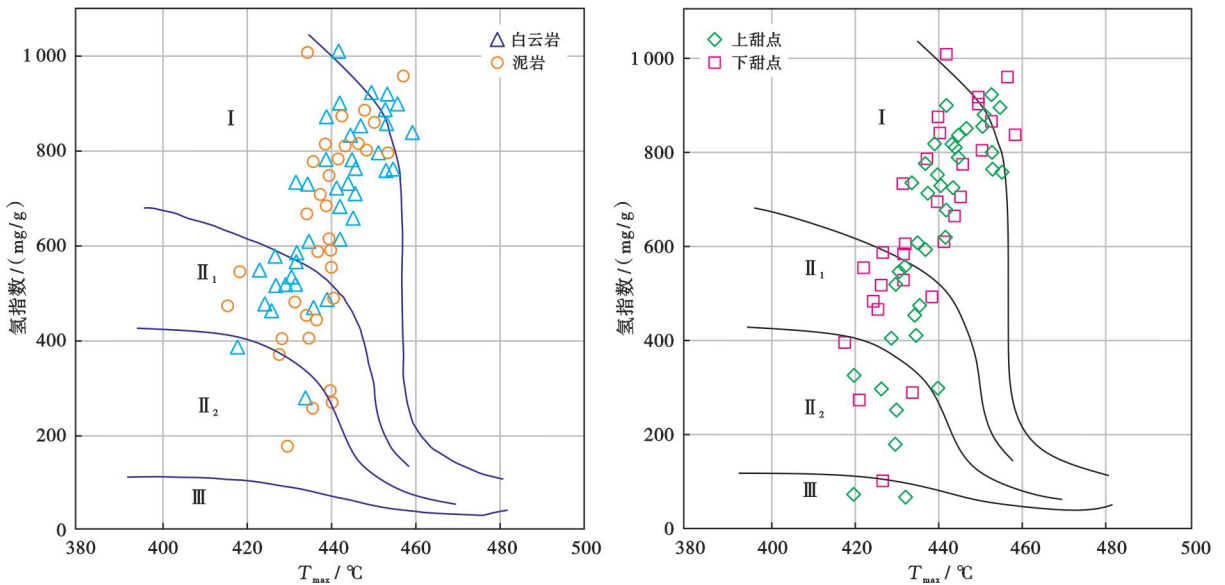


图8 吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩的氢指数—最高热解峰温关系

Fig. 8 Relationship between hydrogen index and maximum pyrolysis peak temperature of source rocks in Lucaogou Formation, Jimsar sag

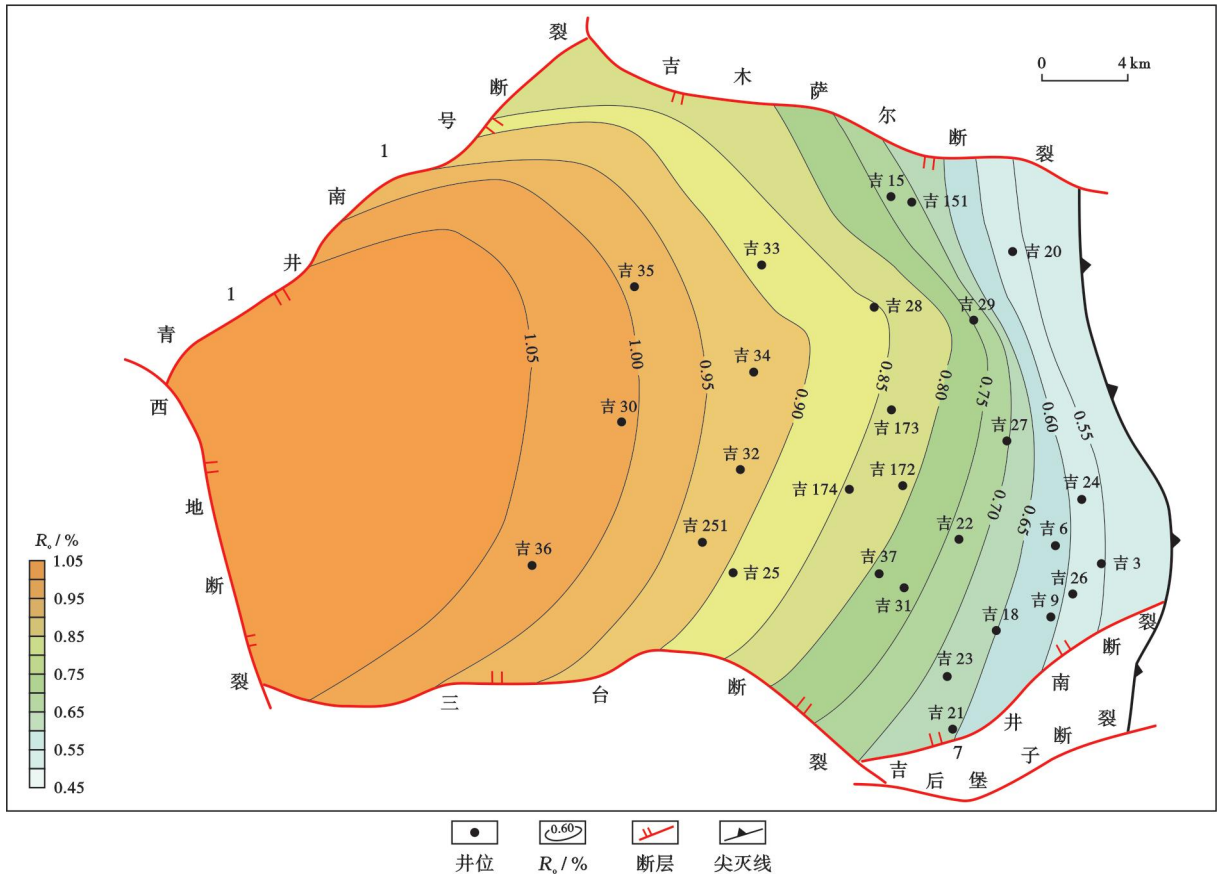


图9 吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩的成熟度分布

Fig. 9 Maturity distribution of source rocks in Lucaogou Formation, Jimsar sag

热演化史模拟结果表明,吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩从侏罗纪末期开始进入生油阶段,从白垩纪至今进入生油、排油高峰期,油气持续充注。凹陷中心的芦草沟组烃源岩在三叠纪末期的埋深已达低成熟油气生、排烃门限,在侏罗纪末期处于低成熟油主要生、排烃期,在白垩纪—古近纪进入成熟油排烃高峰^[17-19],这种持续排烃过程有利于致密储集层成藏。

2.3 “甜点”储层广泛分布

芦草沟组储层主要为咸化湖泊背景下的滨—浅湖滩坝沉积。芦草沟组由上、下两个由粗到细的沉积旋回组成,芦一段和芦二段内部根据岩性的差异又可各自分为三个砂层组。

下旋回中的芦一段二砂组为芦一段的主要储层段,其厚度为0~100 m,岩性整体较粗,灰色粉砂岩或白云岩与暗色泥岩呈频繁互层产出,整合覆于井井子沟组中一粗粒砂岩或凝灰岩之上^[20-21]。上旋回中的芦二段二砂组为芦二段的主要储层段,其厚度为0~120 m,岩性整体偏粗,主要由灰色粉砂岩或白云岩与暗色泥岩形成的韵律层组成,但白云岩的种类多、组成较为复杂。芦一段二砂组(“下甜点段”)和芦二段二砂组(“上

甜点段”)是芦草沟组页岩油的主要含油段,发育累积厚度较大的白云岩或粉砂岩。芦一段一砂组和芦二段一砂组主要由泥岩组成,在页岩油系统中扮演着盖层/烃源岩的角色。

优质储层在纵向上和横向上均具有显著分布规律。“上甜点段”主要分布在吉木萨尔凹陷东斜坡处,北部在吉36-12井—吉36-6井—吉35井—吉15井—吉151井—吉20井一线遭受剥蚀,南部在吉5井—吉45井一线遭受剥蚀^[22]。“上甜点段”厚度在15 m以上,厚度大于15 m的“上甜点段”呈近EW向宽缓带状分布;在吉174井附近的“上甜点段”厚度可达40 m以上;吉23井、吉015井的“上甜点段”厚度可达45 m以上;西部吉页1井的“上甜点段”厚度为38 m。总体来说,“上甜点段”厚度的变化趋势为凹陷中心最厚,向凹陷边缘逐渐减薄(图10)。“下甜点段”在全凹陷均有分布,厚度大于20 m,厚度大于25 m的“下甜点段”呈近EW向宽缓带状分布;吉页1井的“下甜点段”最厚,可达73 m。“下甜点段”的厚度向北、向南缓慢减薄,向东快速减薄。总体来说,“下甜点段”的厚度变化趋势为凹陷西部厚于凹陷东部,凹陷南部厚于凹陷北部(图11)。

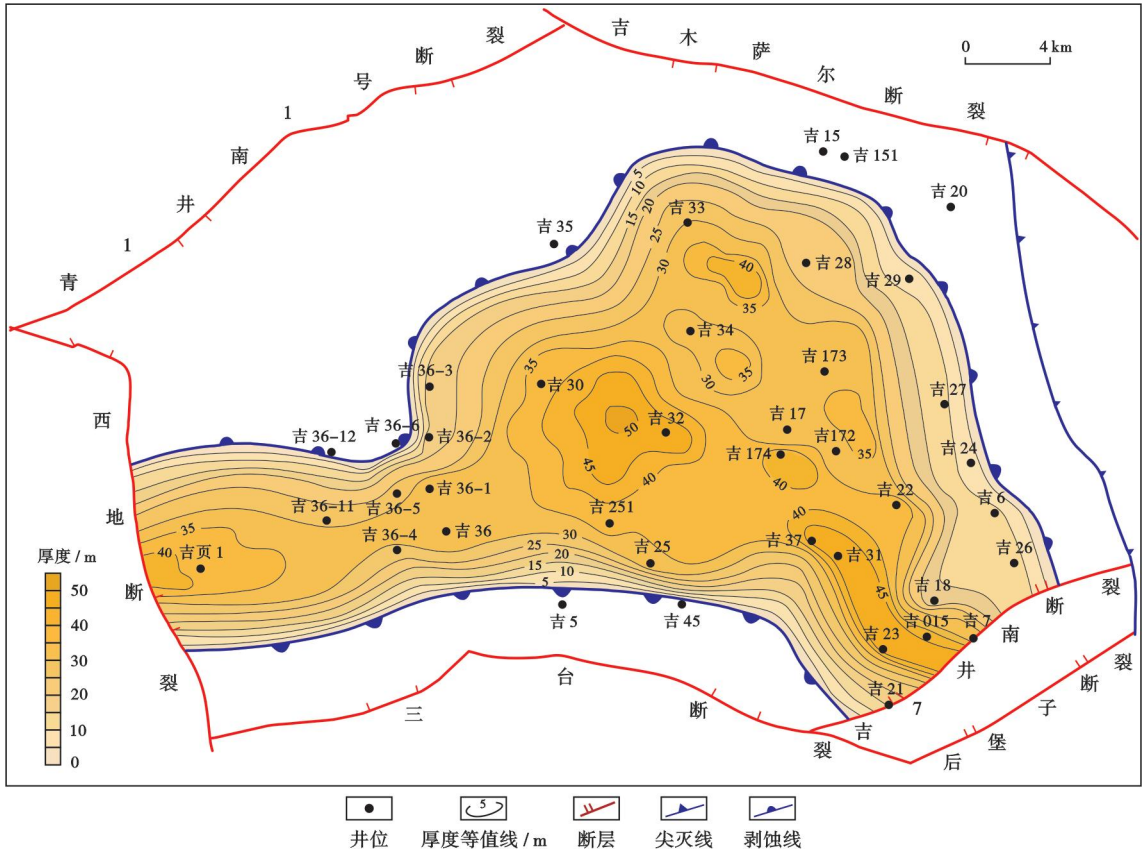


图 10 吉木萨尔凹陷芦草沟组“上甜点段”厚度

Fig. 10 Thickness of lower sweet spots in Lucaogou Formation, Jimsar sag

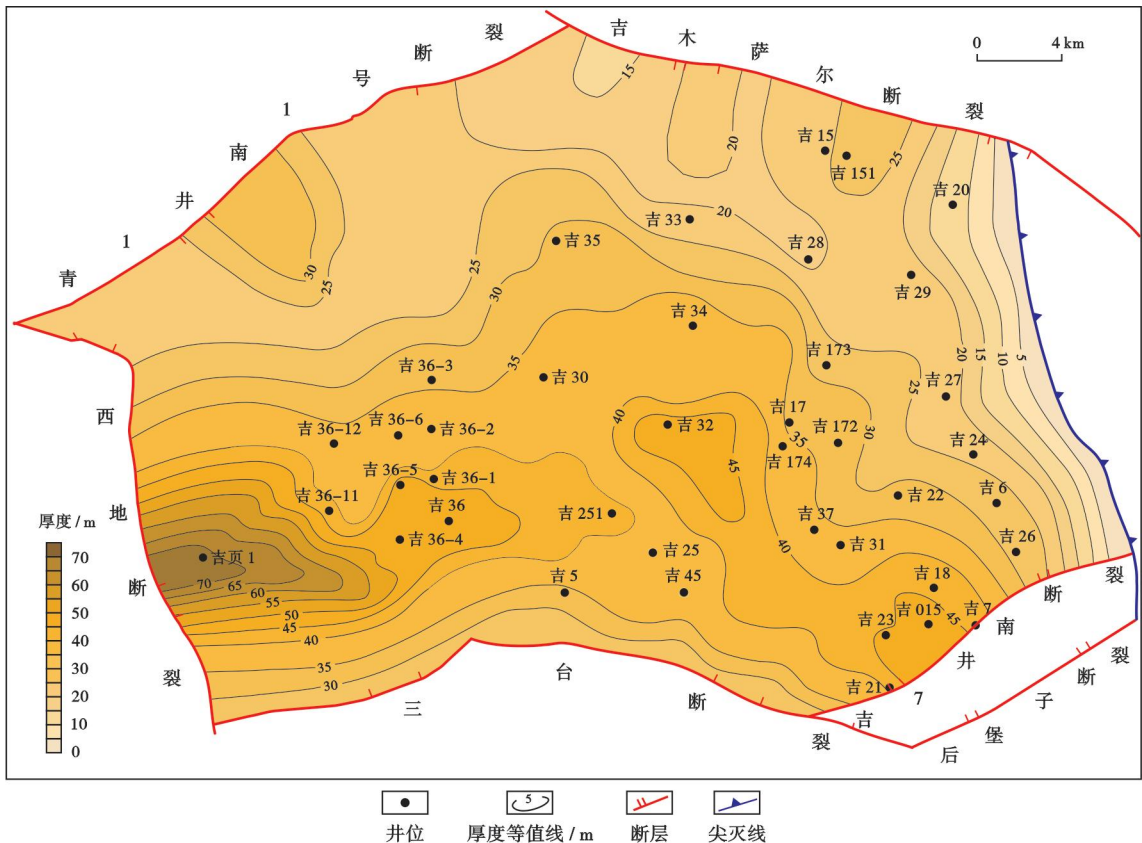


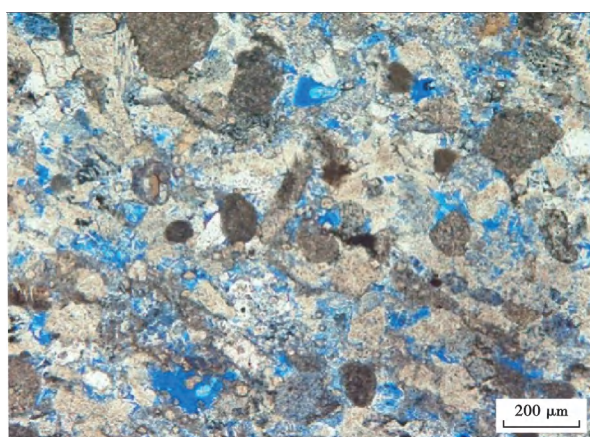
图 11 吉木萨尔凹陷芦草沟组“下甜点段”厚度

Fig. 11 Thickness of upper sweet spots in Lucaogou Formation, Jimsar sag

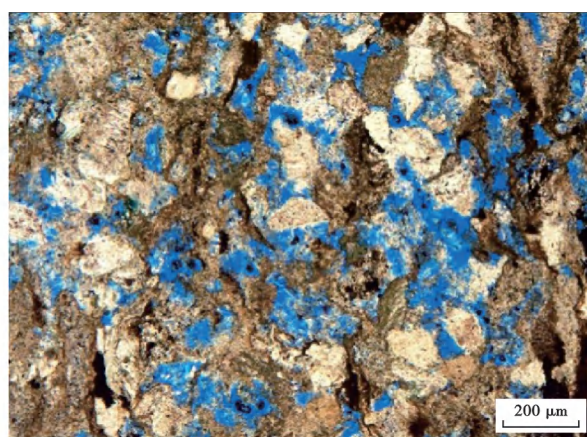
芦苇沟组一类储层的主要储集空间为原生孔隙或剩余粒间孔隙,岩性较为单一,所以其分布主要受沉积相控制。相比而言,二类储层的储集空间以溶蚀孔隙为主,所以这类储层除了受沉积相控制外,还与可被溶蚀矿物的含量密切相关(图12)。

综合上述,芦苇沟组页岩油优质储层的累积厚度在平面上的变化应归因于沉积相和沉积物供给的差异。前人对芦苇沟组沉积构造特征的研究认为,“下甜点段”芦一段储层主要为横向分布广泛的浅湖或三角洲前缘远砂坝或席状砂沉积,但越靠近物源,沉积物的供给相对越充分,泥质等细粒沉积物相对更少,储层物性也较好。与“下甜点段”不同的是,“上甜点段”芦二

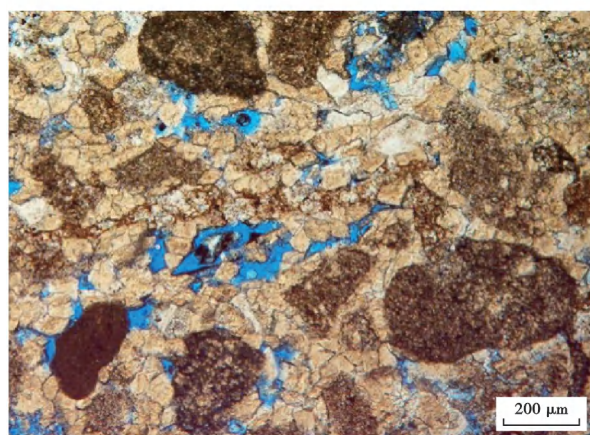
段储层的分布极为局限,这说明沉积相对优质储层的分布起到了决定性作用,特别是一类储层,其砂屑白云岩发育处为滨—浅湖滩坝沉积,而储层不发育的位置则主要为浅湖—半深湖—深湖沉积。因此,受控于沉积相,芦苇沟组一类储层仅在凹陷中心附近发育。吉木萨尔凹陷芦苇沟组烃源岩与白云质致密储层呈相互叠置,共同组成了一套源-储紧邻的互层页岩油层,为典型的“源-储一体”。芦二段主要为砂屑白云岩和白云质粉砂岩与泥岩互层,其源-储比为3:1;芦一段主要为白云质粉砂岩与泥岩互层,其源-储比为4.5:1^[23]。结合试油资料分析可知,源-储比越大,烃源岩层的总厚度越大,页岩油越富集。



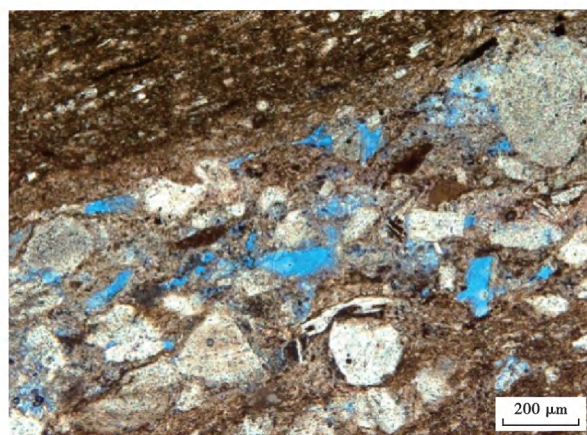
(a) 灰色含白云质碎屑细砂岩,粒间孔, J10016井3318.69 m



(b) 灰色极细粒砂岩,剩余粒间孔,吉31井2725.27 m



(c) 灰色粉晶砂屑白云岩,晶间孔、溶孔,吉30井4052.60 m



(d) 灰色泥质粉砂岩,粒内溶孔、粒模孔,吉305井3415.18 m

图12 吉木萨尔凹陷芦苇沟组孔隙类型

Fig. 12 Pore types of Lucaogou Formation in Jimsar sag

2.4 “源-储共控、近源聚集、压差充注、局部富集”的页岩油聚集模式

基于页岩油充注物理模拟实验对页岩油的微观充注规律进行了量化分析。实验分析结果表明:烃源岩与储层的厚度比大,石油充注效率和累计充注量高,即储地比越小、烃源岩层的总厚度越大,页岩油越富集;此外,在碳酸盐岩、火山碎屑岩等过渡岩类与泥岩的配

置组合中,储层物性越好,石油充注效率和累计充注量越高,石油越富集。

芦苇沟组异常高压基本覆盖整个凹陷,地层压力系数为1.00~1.60,平均为1.38。地层压力在横向上稳定连片,在纵向上各小层段均存在异常高压,不同层段有机质丰度及生烃能力的差异导致异常高压分布不均,表现出一定的“层控”特征,而层间压力差则可为石

油运移提供动力^[24]。烃源岩在没有达到生烃门限的早期阶段,地层主要表现为欠压实,但在达到生、排烃门限且大量生烃后,因烃类生成而形成的异常高压起增压作用。

影响芦草沟组页岩油聚集的主控因素及其主要表现为:成熟优质烃源岩分布区控制页岩油的平面分布范围;储层物性控制页岩油的垂向富集;有利的源-储结构促进烃类的排出及其对致密储层的充注程度;持续存在的层间剩余压差的大小控制含油边界和富集程度。

芦草沟组烃源岩在达到生烃门限后,所生成的烃

类在源岩内聚集、滞留并在一定程度内形成源内异常高压。当生烃膨胀作用所产生的剩余压力不足以抵抗储层的毛细管阻力时,石油滞留在源岩层内;随着烃源岩生烃作用进行,烃源岩内聚集烃类的不断增多并逐渐形成异常高压,当剩余压力大于储层毛细管压力时,石油便在源-储压差作用下向储层不断充注,并在近源处不断富集,使得地层的含油饱和度增高;在烃源岩持续生烃的作用下,源-储压差提供的动力也逐渐增大直至稳定,并随着地层的含油饱和度增高,石油富集程度不断增高,源-储压差的动力边界便是石油充注富集的边界(图13)。

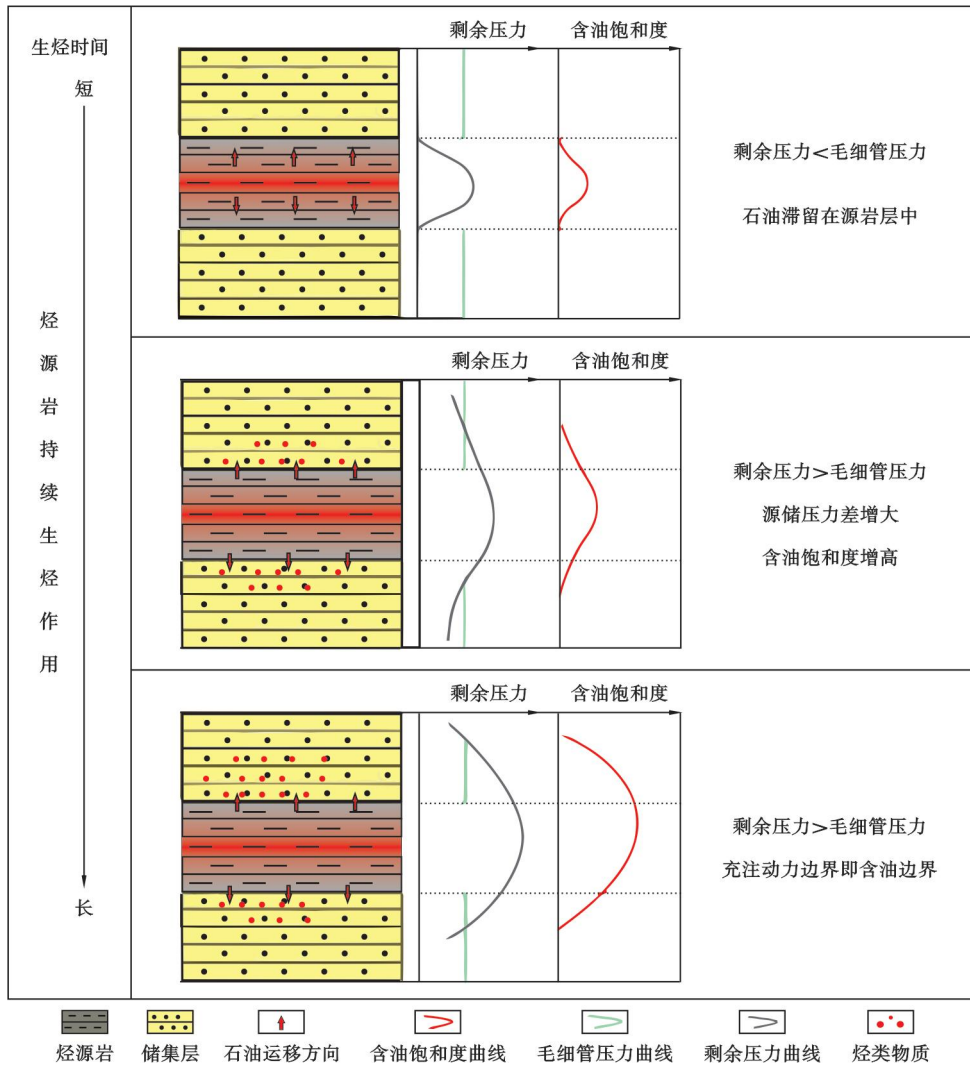


图 13 页岩油层间聚集模式

Fig. 13 Interlayer accumulation model of shale oil

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油的聚集模式表现为:页岩油分布在优质成熟烃源岩分布的范围内,并在储层物性好、厚度大的区域形成“甜点”;强大的源-储压差驱动石油从烃源岩向储集层短距离运移并形成面式充注;层间压差的大小决定了地层的含油边界和石

油富集程度。高层间压差分布带为页岩油聚集有利区,石油仅在源-储压力差到达一定范围且储层物性较好的孔隙空间内大量富集。宏观上表现为“源-储联控、近源聚集”(图14、图15),微观上表现为“压差充注、局部富集”的聚集模式^[25]。

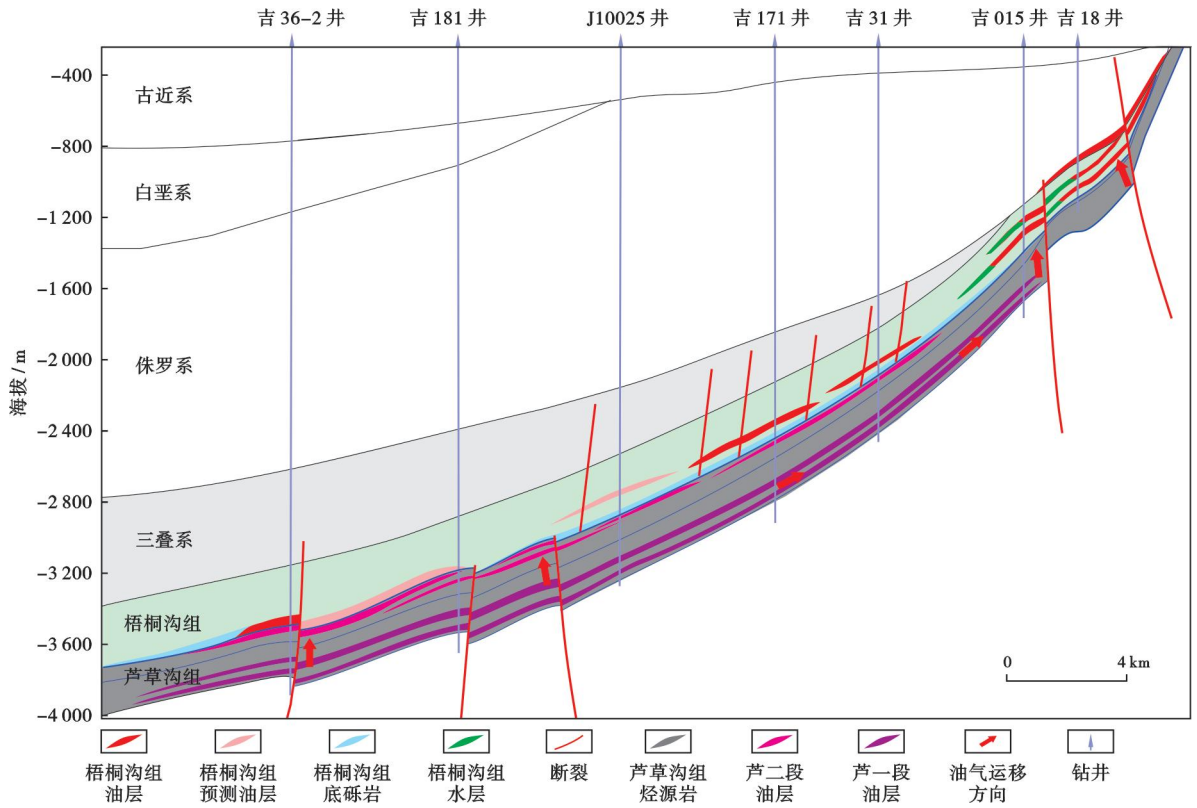


图 14 吉木萨尔凹陷页岩油成藏模式

Fig. 14 Accumulation pattern of shale oil in Jimsar sag

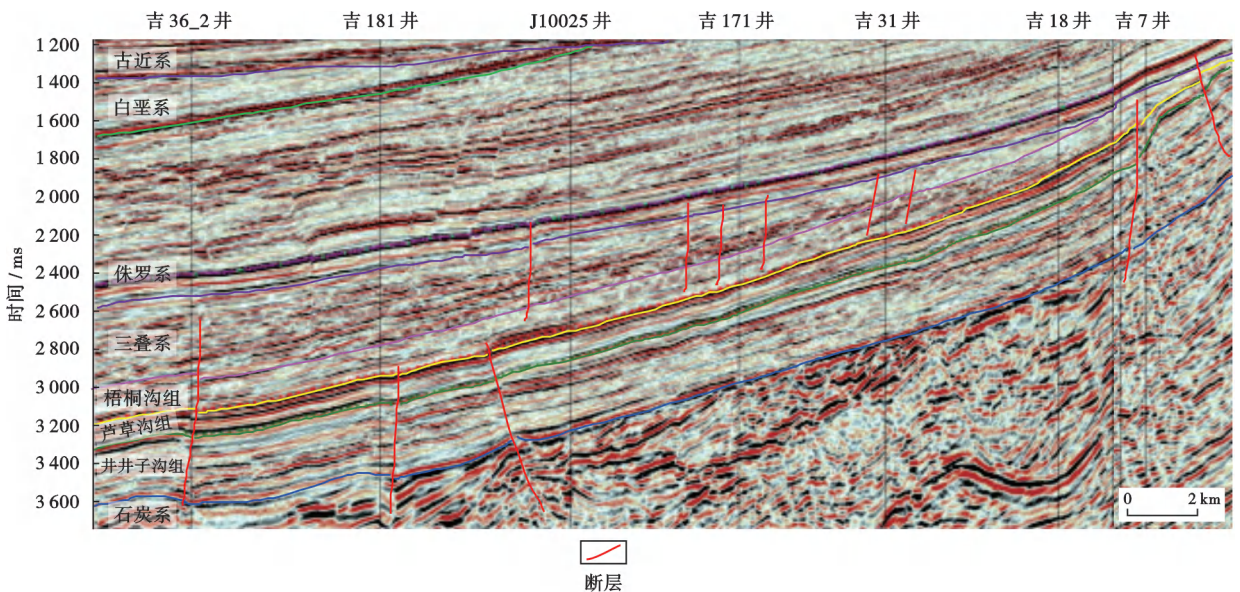


图 15 吉木萨尔凹陷过吉 36_2 井—J10025 井—吉 7 井连井地震剖面

Fig. 15 Seismic profile of well tie from Well Ji362_2 to Well J10025 to Well Ji7 in Jimsar sag

3 勘探开发关键技术

3.1 宽频激发、井地联采的三维地震技术

针对吉木萨尔凹陷芦草沟组储层薄、小断裂发育等特点,地球物理上通过宽频激发、单点接收、近地表

精细调查、小面元、长排列、高覆盖、宽方位、井地联采等采集方式,保护了高频信息,拓展了低频端能量,拓宽了资料的频带宽度,提高了对小断层、薄砂体的刻画能力。利用上述方法,中国石油新疆油田公司在吉木萨尔凹陷吉 305 工区完成了面元为 12.5 m × 12.5 m,

覆盖次数达 1500 次的 676.4 km² 三维地震资料采集。针对三维地震资料在静校正、微构造不落实和钻遇断裂在地震上无响应等方面面临的难题,目前已形成微测井约束层析反演静校正技术、保真保幅叠前去噪技术、基于记录子波的地表一致性振幅补偿技术、地面地震与垂直地震剖面(VSP)同步处理技术、表层 Q 值补偿及井约束宽频处理技术、井-震同步处理技术、“真”地表倾斜横向各项同性(TTI)叠前深度偏移技术等地震处理技术系列。

微测井约束层析反演静校正技术可解决沙漠区及局部表层结构变化引起的静校正问题。叠前多域保真、保幅去噪技术通过压制规则及随机噪音可提高资料的信噪比,解决资料信噪比低的问题。基于记录子波的地表一致性振幅补偿技术可解决研究区地表类型多样引起的振幅不均匀现象,恢复地层的真实能量关系。井-震同步处理技术可通过表层吸收衰减补偿及井约束宽频处理技术,逐步提高资料的分辨率,从而识别薄储层。以上技术主要利用微测井约束的反演表层模型求取表层的相对 Q 场,在双井微测井和井地联采的绝对 Q 值约束下,反映地表横向 Q 场变化特征,建立相对准确的近地表 Q 场。采用合成记录与不同反褶积参数结果标定的相关系

数,优选合理的反褶积参数,利用 VSP 井资料对提高分辨率处理的成果进行监控。通过 VSP 井道集精确识别多次波,利用高精度 Radon 变换、扩展的自由界面相关多次波压制(SRME)等方法针对三叠系、二叠系和石炭系的多次波进行组合压制。利用 VSP 的原始记录,辅助地面地震来识别多次波,其中,VSP 中的多次波主要包括近地表多次波和深层层间多次波,深层多次波的主要来源主要是白垩系、侏罗系和二叠系的强反射界面。通过 VSP 上行波的道集来识别多次波,标定识别地面地震多次波;利用高精度 Radon 变换压制多次波后,速度谱将更聚焦;经共中心点(CMP)域多次波压制后,三叠系和二叠系的层次更清楚,波组关系更好,新资料细节更丰富,断裂刻画及断点更清晰。通过炮检距向量片(OVT)叠前时间偏移及道集处理技术,充分挖掘“两宽一高(宽频带、宽方位、高密度)”资料潜力。利用“真”地表 TTI 叠前深度偏移技术,改善断裂、微幅构造成像,这使得深度偏移剖面上的断裂及断面特征更加清楚,可为水平井准确入靶提供资料基础。处理后,页岩油目的层的视主频可达约 35 Hz,有效频宽为 3~70 Hz,品质较以往三维地震资料有大幅度提升,可为“甜点”优选及水平井轨迹导向提供资料基础(图 16)。

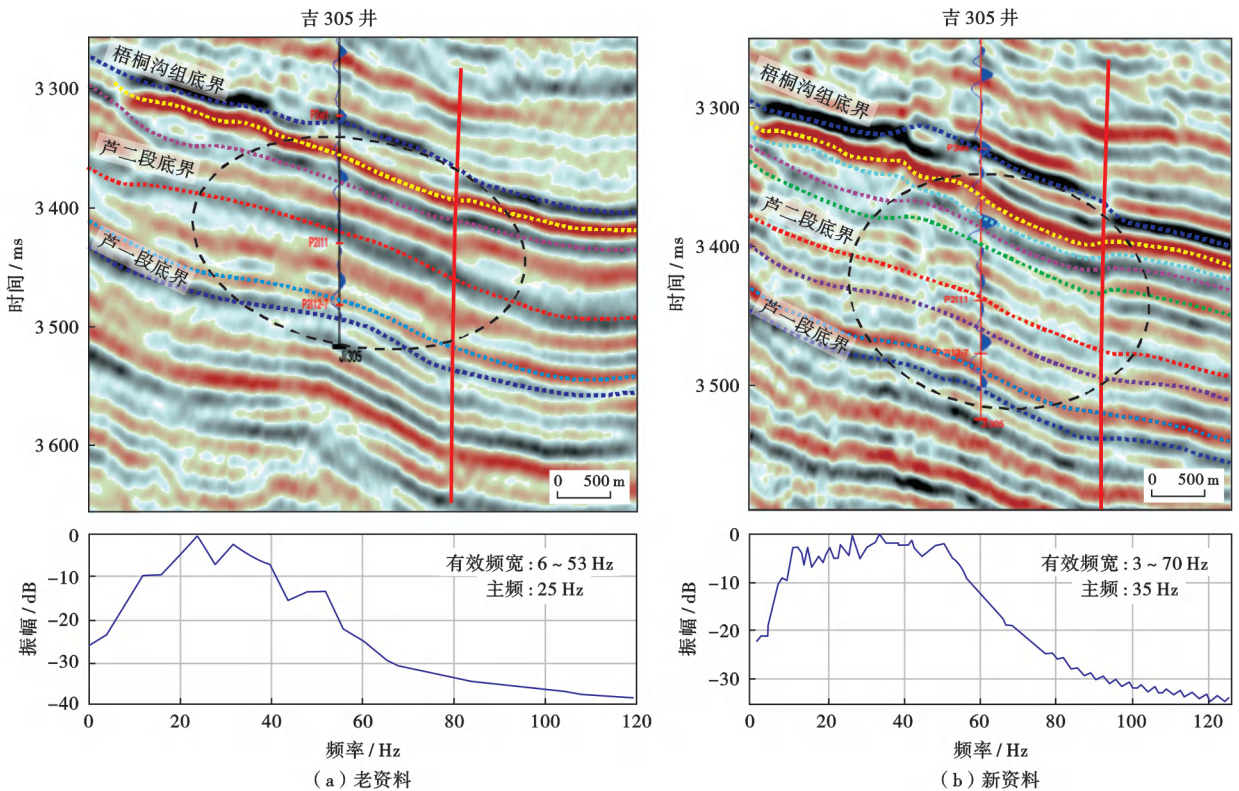


图 16 新老三维地震资料的品质对比

Fig. 16 Quality comparison of old and new three-dimensional seismic data

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层的单油层薄(厚度为0.5~3.0 m)、含油的非均质性强、“甜点区”优选及水平井轨迹调整的难度大。针对此特点,在井-震层位综合标定和岩石物理分析的基础上,通过地震波形相控孔隙度模拟方法,应用孔隙度曲线对优质储层进行刻画,并开展随机迭代模拟,及时补充新井资料,不断降低随机性,实现高分辨率优质储层预测(图17)。由此确定芦二段二砂组和芦一段二砂

组优质储层的展布范围,其中,芦二段二砂组有利储层的面积为640 km²,芦一段二砂组有利储层的面积为1142 km²。地震反演结果与单井岩心分析的数据吻合程度高,表明反演结果较可靠。目前,吉木萨尔凹陷吉305三维地震工区已实施实时导向水平井86口,优质油层的钻遇率达87.8%,水平井一年期的产能达到30 t以上,这意味着地震处理技术有效支撑了页岩油水平井的效益开发。

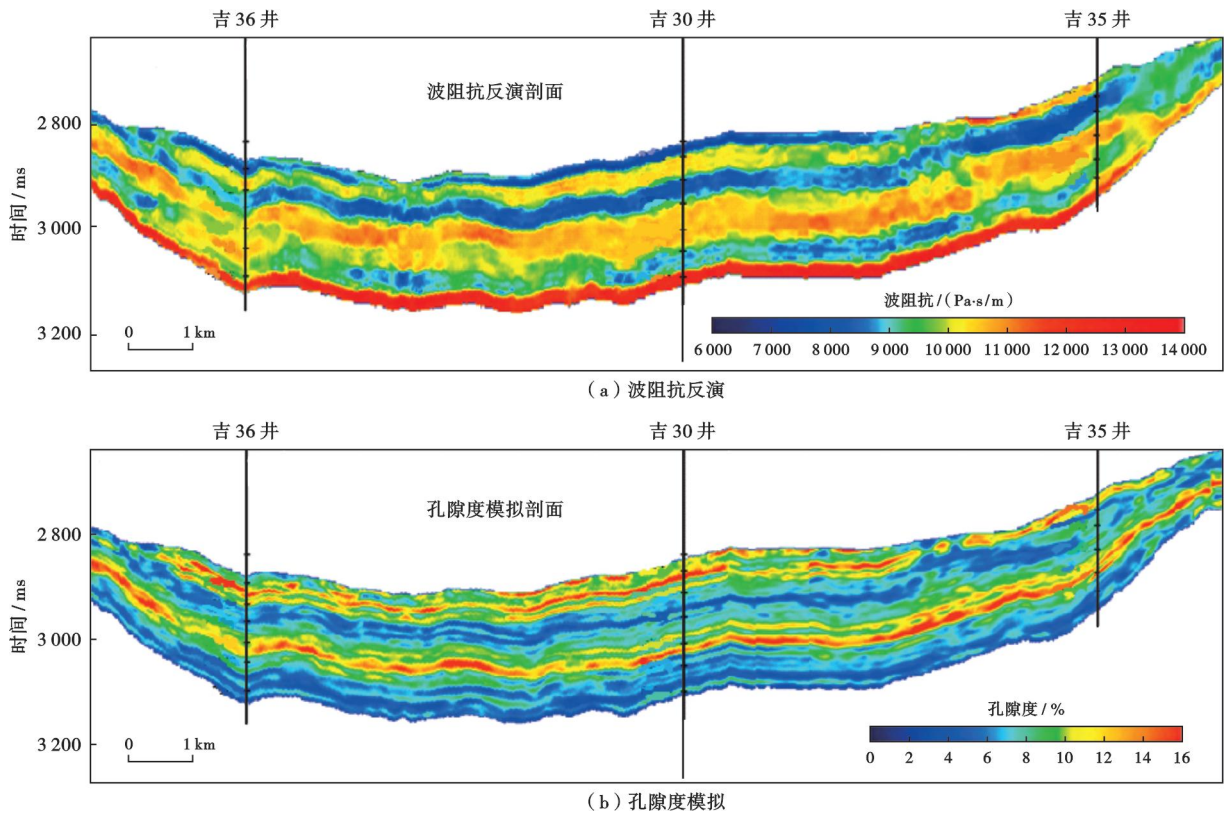


图17 过吉36井—吉30井—吉35井的连井剖面的波阻抗反演与孔隙度模拟

Fig. 17 Wave impedance inversion and porosity simulation of well tie profiles from Well Ji36 to Well Ji30 to Well Ji35

3.2 核磁共振分频处理“甜点”精细表征技术

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油“上甜点段”储层在平面上发育稳定,但试油试采的产能差异大,这主要与储层在平面上的含油性变化大有关。此外,开采实践表明,测井解释成果与生产动态的符合率不高,不能满足准确预测水平井产能的地质需求。因此,含油性的定量表征是实现页岩油“甜点”精细识别的难题。吉木萨尔凹陷芦草沟组沉积体系属三源混积,在纵向上呈频繁互层,岩性主要为泥岩、碳质泥岩、白云质泥岩、泥质粉砂岩、细砂岩、含黄铁矿粉砂岩、白云质砂岩、砂屑白云岩、泥晶白云岩、白云质灰岩10种,基于常规测井资料对油层进行识别和定量解释的难度大。核磁共振测井不受岩石骨架和矿物组分影响,可以直观、准确地提供孔隙度、渗透率等参数。储层中的不同流体以及相同流体的不同存在状

态具有不同的核磁共振特性参数值,其在核磁共振纵向弛豫时间(T_1)和横向弛豫时间(T_2)谱上的位置不同。页岩油在钻井过程中几乎无滤液侵入,核磁共振的测量结果是原状地层的响应。由于页岩油具有大孔亲油含油、小孔亲水含水的润湿性特征和原油赋存模式^[26],开发初期主要采用核磁共振测井的 T_2 截止值来计算含油饱和度(图18)。

芦草沟组页岩油的核磁共振测量结果是吸附水、游离水、吸附油和游离油4种流体弛豫特性的综合反映。将 T_2 谱信号分解成4个具有高斯分布特征的频谱,分解的频谱从左至右就分别代表吸附水、游离水、吸附油和游离油4种流体的谱信号分布(图19)。

研究表明,经分频处理后计算的游离油饱和度的精度更高,相关系数达到93%,这可大幅度提高测井的解释精度(图20)。

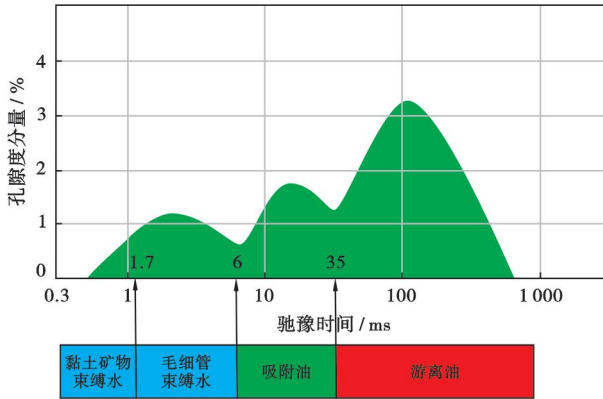


图 18 核磁共振测井的页岩油评价理论模式

Fig. 18 Conceptual model for shale oil evaluation based on nuclear magnetic resonance logging

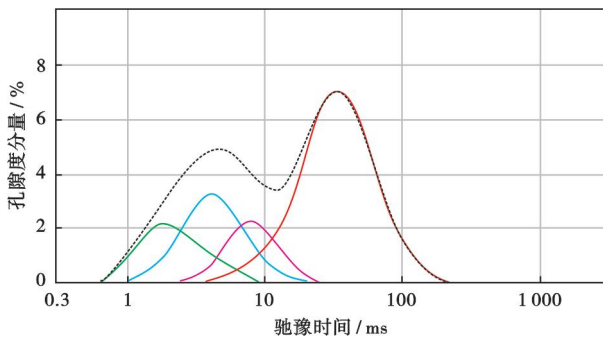


图 19 核磁共振测井分频处理页岩油的定量评价

Fig. 19 Quantitative evaluation of shale oil based on frequency division of nuclear magnetic resonance logging

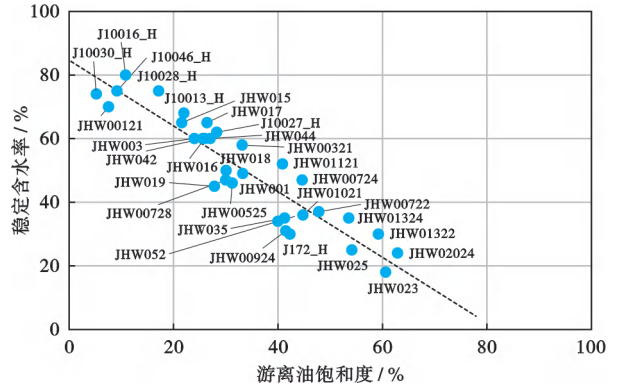


图 20 稳定含水率与游离油饱和度关系(分频处理后)

Fig. 20 Relationship between stable water content and free oil saturation

在储层精细测井评价基础上,笔者建立了吉木萨尔页岩油的“甜点”分类标准(图 21),明确了不同品质“甜点”对应的参数特征及影响产能的主控因素。依据核磁共振谱的形态特征、游离油孔隙度、游离油饱和度和试采的稳定含水率,将“甜点”分为 4 类。一类甜点以大孔喉为主,游离油孔隙度大于 6.0%,饱和度大于 44%,稳定含水率小于 40%;二类甜点以中孔喉为主,游离油孔隙度大于 5.5%~6.0%,饱和度 42%~44%,稳定含水率 40%~50%;三、四类甜点以小孔喉为主,非均质性强,游离油孔隙度、饱和度更低,生产效果差。

甜点分类	稳定含水率 / %	游离油孔隙度 / %	游离油饱和度 / %	T ₂ 谱形态	物理意义	典型井	典型薄片
一类	<40	>6	>44		单峰集中靠右,横向峰域窄,说明孔喉相对简单,以大孔喉为主,非均质性弱,分选较好	JHW023	
二类	40~50	5.5~6.0	42~44		单峰集中靠左,横向峰域窄,说明孔喉相对简单,以中孔喉为主,非均质性弱,分选较好	JHW052	
三类	50~70	4.5~5.5	39~42		横向峰域宽,说明孔喉相对复杂,大、中、小孔均有,非均质性强,分选中等	JHW044	
四类	70~90	3.5~4.5	35~39		单峰集中且靠左,说明以小孔喉为主	J10028-H	

图 21 页岩油地质“甜点”分类及评价标准

Fig. 21 Classification and evaluation criteria of shale oil geological sweet spots

3.3 “黄金靶体”导向提高钻遇率技术

吉木萨尔凹陷的页岩油为源-储一体,决定水平井产能高低的关键因素是“甜点”中的“黄金靶体”,即一、二类“甜点”的油层^[27]。吉木萨尔凹陷的页岩油具有呈薄互层结构的地质特点,水平层理缝较发育,这使得压裂缝在纵向上的穿透能力有限^[28]。物理模拟分析表明,当储层发育水平层理缝时,人工缝易沿层理缝扩展,从而影响缝高;直井压裂前后的偶极子声波测井及井温测井的成果表明,体积压裂造成裂缝在纵向上的延伸长度为10~42 m、半缝高为5~21 m,裂缝在射孔段上部的延伸长度优于下部。2018年,吉木萨尔凹陷因井控程度低,构造和储层特征认识不足,完钻的JHW038井的水平段位于“上甜点段”顶部,距主力油层12~25 m,压裂后基本未见油;而在同一区域、同一目的层,后期完钻投产的JHW0423井的油层钻遇率为86.0%,平均产油量为44.8 t/d,含水量为40%。这种情况说明,单纯依靠压裂很难充分动用油层^[29],提高“黄金靶体”的钻遇率是水平井获得高产的基础,

是决定开发成败的关键技术之一。“黄金靶体”既是优质储层又是压裂后沟通不同级别油层的高速通道。吉木萨尔凹陷页岩油“黄金靶体”的厚度为1.5~2.0 m,井轨迹的控制难度很大,中国石油新疆油田公司为提高其钻遇率进行了技术攻关。

3.3.1 水平井轨迹精细设计

以直井测井资料为骨架、以精细三维地震资料为填充,由此建立的三维地质模型可指导水平井钻井轨迹设计,并对钻井水平段地层倾角突变、小断裂发育、“黄金靶体”尖灭等可能影响钻遇率的因素进行风险评估和提前预警。以JHW59-14井为例,该井实施区域发育1条大断裂和2条疑似断裂。从过JHW59-14井的三维地震切片来看:①号断裂两侧的地层产状有明显变化,断距为5~10 m,因此,当钻井造斜段钻遇断裂时,实钻入靶点与设计会有一定误差;②号断裂的断距为4~8 m,钻井水平段的靶窗应及时调整;③号断裂两侧的地层倾角变化较大,左侧较陡,右侧较缓(图22)。

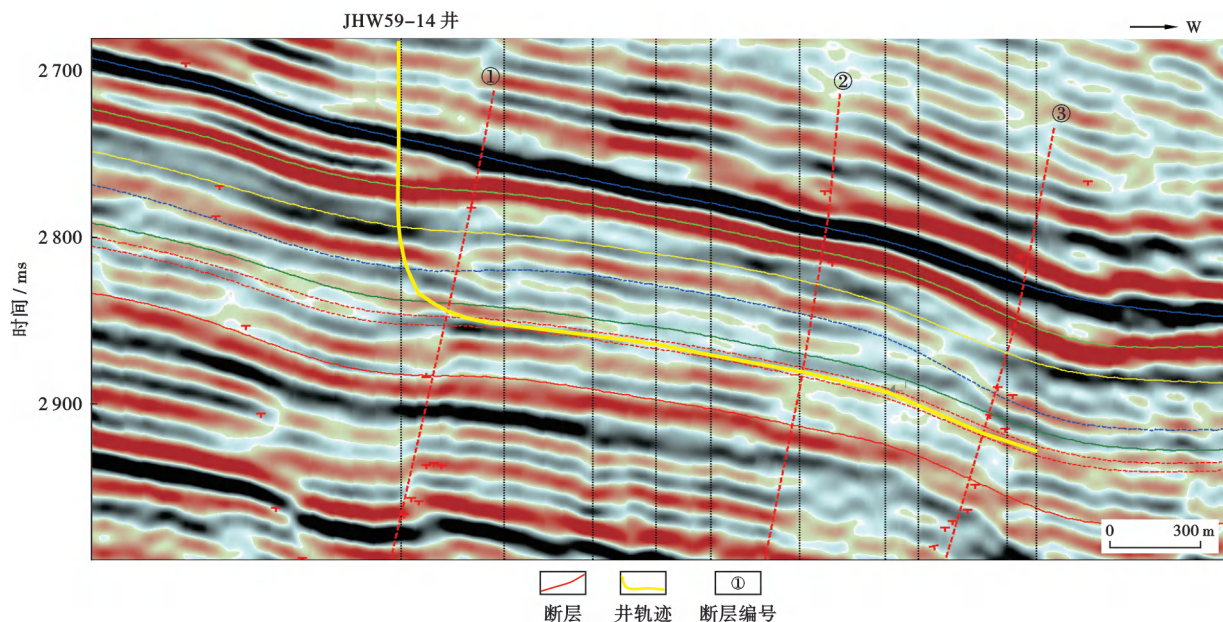


图22 页岩油水平井精细地质设计的风险点

Fig. 22 Risk points of fine geological design of shale oil horizontal wells

3.3.2 常规录井+元素录井分析

吉木萨尔凹陷页岩油藏呈薄互层结构,油层顶、底的电性特征相似,随钻电阻率易出现“极化”现象,仅依据常规录井资料难以确定水平段钻头的准确位置,给随钻地质导向带来了难度。利用X射线衍射(XRD)/X射线荧光(XRF)分析的岩心资料发现,烃源岩和“甜点”储层在岩石矿物组分上具有明显差异:“甜点”(黄金靶体)内,斜长石含量相对较高,白云石和方解石含

量相对较低;“甜点”外,斜长石含量降低,白云石和方解石含量升高。因此,利用敏感矿物(斜长石、白云石+方解石)含量的高低能够较好地刻画储集层特征^[30],具有较高的可靠性。

以芦一段二砂组第2层为例,该“甜点”储层在纵向上发育3套薄油层,中部油层的储层岩性以泥质粉砂岩或白云质粉砂岩为主,物性、含油性最好,厚度约为2.0 m,是水平井的“黄金靶体”。3套油层之间具有

较稳定的粉砂质泥岩或白云质泥岩夹层。“黄金靶体”具有“两高、一低、一快”(即高气测含量、高斜长石含量、低碳酸盐含量、快钻时)的综合录井特征,其中,斜

长石含量 $>30\%$ 、碳酸盐含量 $<10\%$ (表1)、钻时为 $3\sim 4\text{ min/m}$ 。结合方位自然伽马、随钻电阻率等资料,能够较准确地判断钻头是否在靶窗内。

表1 吉木萨尔凹陷页岩油藏芦一段二砂组第2层“黄金靶体”的录井特征

Table 1 mudlog characteristics of gold target within the 2nd layer of lower submember of Member 1 of Lucaogou Formation shale reservoir in Jimsar sag

纵向分布	岩性	含油性	气测全烃/%	斜长石/%	白云石/%	碳酸盐/%	电阻率/($\Omega\cdot\text{m}$)
上油层	泥质粉砂岩	油迹	1.0~1.5	30~40	<15	<10	10~20
夹层	碳质泥岩	荧光	<1.0	<30	10~25	10~20	50~110
黄金靶体	粉砂岩	油浸—富含油	>2.5	>40	<10	<10	30~80
夹层	白云质泥岩	荧光	<1.0	<30	20~30	20~30	>100
下油层	白云质粉砂岩	油斑	1.0~2.0	35~40	<10	<10	20~30

综合应用三维地震体、地质模型、随钻录井测井曲线、岩矿分析数据和探边工具反演资料等进行随钻地质导向钻进,多靶点精细控制水平井并眼轨迹,适时进行轨迹调整,中国石油新疆油田公司于2022年在吉木萨尔凹陷完钻水平井40口井,“黄金靶体”钻遇率均达到85%以上,为页岩油产能提供了保障。

3.4 “复杂缝网”定制高效压裂技术

页岩储层的渗透率极低($<0.01\text{ mD}$)、启动压差高,“缝”不到、油不出。制造复杂人工缝网,追求最大的缝控储量[储层改造体积(SRV)]是提高水平井产能,充分、高效动用储量的技术核心^[31]。基于“砂就是油,砂量就是油量”的理念,目前,“大排量、大液量、密切割”体积压裂已成为水平井提高产能的主要手段^[32]。压裂技术的突破不断推动着吉木萨尔凹陷页岩油开发工作取得新进展。2012年,吉172_H井实现了“万立方米液、千立方米砂”的压裂规模,获得产量达 $78\text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业油流,加快了页岩油的勘探开发进程;2017年,JHW023井、JHW025井开展套管射

孔完井、密切割体体积压裂试验,单井注入压裂液 $3\times 10^4\text{ m}^3$,压裂砂量超过 2000 m^3 ,单井产油量突破 100 t/d ,压裂技术逐渐成型并开始规模化推广。吉木萨尔凹陷页岩油藏55口水平井的生产统计表明,单井最终产液量与单井压裂液用量的比值为 $1.2\sim 1.6$,压裂规模的扩大有利于提高单井EUR,但合理的压裂规模需要综合考虑投入与产出比,因此,必须进一步优化压裂设计、降低材料成本、提高工作效率、保障页岩油高效开发。

3.4.1 钻井水平段差异化分段分簇的地质设计

受储层的平面非均质性、流体黏度、地层倾角变化以及断裂影响,钻井水平段的钻遇情况非常复杂。为降低压裂施工风险,减少断簇损失,充分动用地质储量,水平井的压裂设计需要一井一策。经过3年的探索,根据水平井“甜点”分区、钻遇储层特征、井网井距,中国石油新疆油田公司开展了个性化段、簇设计及压裂参数试验,形成了不同类型水平井、不同水平段的差异化压裂设计原则(表2)。

表2 页岩油水平井分类分段压裂设计指导原则

Table 2 Guiding principles for classified stage fracturing design of shale oil horizontal wells

分类	簇间距/m	每段簇数/个	加砂强度/(m^3/m)	提产措施	
单层部署	一、二类区	5~8	6~8	2.5~3.5	CO ₂ 前置、 表面活性剂
	三、四类区 高黏度区	8	6	2.5~4.0	
立体部署	11	6	2.0~2.5	暂堵	
非油层段 部署	内部夹层	11	4	2.5~3.0	暂堵
	出层距离 $<1\text{ m}$	11	4	2.5~3.0	暂堵
	出层距离 $>1\text{ m}$ 断层			避射 断点前后各20m避射	

水平井主体采用簇间距 $5\sim 8\text{ m}$ 、加砂强度 3.0 等压裂参数。对于单层部署的水平井,当钻遇三、四类油层时,适当提高加砂强度,采用CO₂前置增能压裂技术或多功能压裂液以提高产能;当水平段出靶后,可依

据出层距离选择暂堵压裂,提高裂缝的沟通能力;当钻遇断层时,在断点前后 20 m 实施避射(表1),以降低套变风险,减少井筒完整性对产能的影响。

当井距小于 200 m 、单段压裂簇数大于 6 簇时,大

规模体积压裂易造成多簇裂缝起裂差异大,井间干扰明显。研究表明,段内实施暂堵 1 次,裂缝两翼的长度差异可由 24.97% 下降到 10.81%。2022 年,新井采用段内暂堵 1 次(图 23)的压裂方式,经微地震监测表明,压裂后裂缝南、北翼的长度差异由 49.5% 下降到 24.6%,暂堵后的 SRV 约可提升 45%,从水平井

鹰眼测试来看,暂堵段各簇孔眼的面积均方差更小,多簇裂缝均衡起裂,确保了复杂缝网形成。与前期投产的水平井对比,在单井用液量略有下降的情况下,新投产 30 口井的井均产油量为 29 t/d,产能到位率为 100%,较相同累积产液量下的压力保持程度高出 5 MPa。

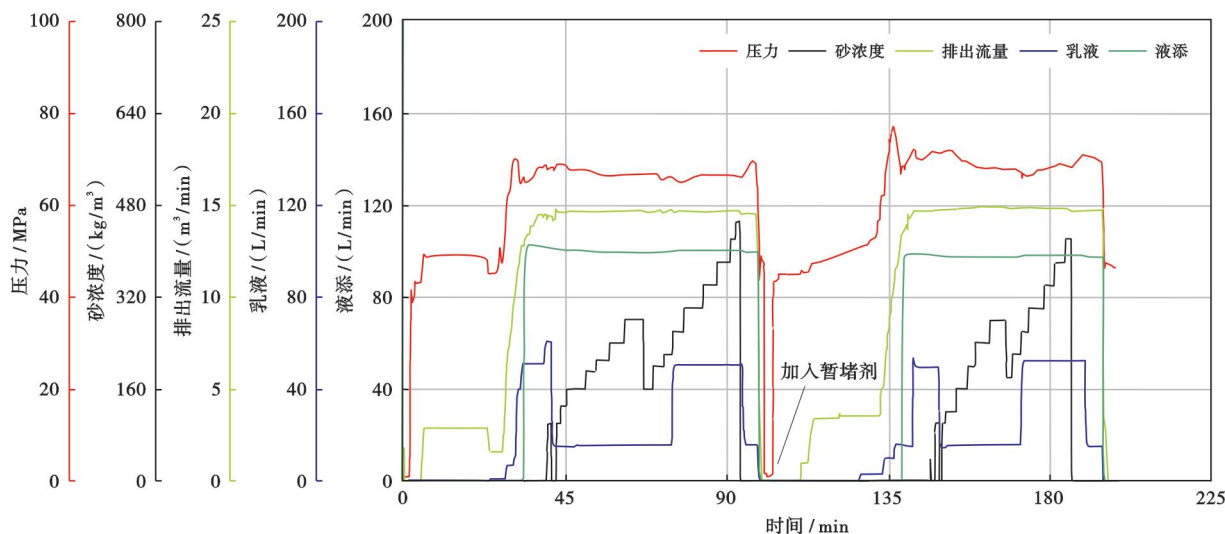


图 23 页岩油水平井暂堵压裂施工曲线

Fig. 23 Temporary plugging fracturing curve of shale oil horizontal wells

3.4.2 多粒径支撑剂组合有效支撑不同尺度裂缝

昌吉油田页岩油水平井采取一次性大规模压裂的准衰竭式开发方式,目的层埋深大,远端和次级裂缝随着缝控压力下降,其裂缝宽度会逐渐变窄甚至闭合,造成 SRV 大量损失。在早期先导试验区,钻井主要采用粒度为 30~50 目和 20~40 目的陶粒支撑剂,随着深入研究页岩油储层中人工裂缝的拓展规律,天然裂缝及层间缝、分支缝等次级裂缝对产能贡献的重要性被逐步认识,采用多粒径组合的方式实现微一细裂缝的支撑,在前置液段塞阶段主要加入粒度为 70~140 目和 40~70 目的陶粒,主加砂阶段的支撑剂主要采用粒度为 30~50 目的陶粒,尾追支撑剂采用粒度为 20~40 目的陶粒。为降本提效,中国石油新疆油田公司 2021

年以后在 4100 m 井深的 127 平台开展了 4.0 m³/m 加砂强度和粒径石英砂支撑剂组合(70~140 目、40~70 目、30~50 目 3 种粒径石英砂的占比为 1:3:6)试验,其改造效果与同等规模的陶粒相当。目前,在 4000 m 以浅,压裂支撑剂已全部实现石英砂替代,在不增加成本的情况下为提高压裂规模奠定了基础。

3.4.3 全程变黏滑溜水压裂液降本

在页岩油水平井压裂前期,压裂液主要采用胍胶体系,改造规模较大,投资高。经过多年的试验优化研究,现已形成满足吉木萨尔凹陷页岩油水平井压裂的免配变黏滑溜水压裂液配方体系(表 3),能够满足大排量(14~16 m³/min)、高砂比(30%)构建复杂缝网的需求,液体费用较胍胶降低 50% 以上。

表 3 吉木萨尔凹陷页岩油免配变黏滑溜水压裂液的参数

Table 3 Parameters of no-mix and variable-viscosity slickwater fracturing fluid for shale oil in Jimsar sag

压裂液	优选结果		携砂性		其他添加剂
	主剂浓度/%	破胶剂浓度/%	粒径/目	砂浓度/(kg/m ³)	
高黏度	0.60	0.010	30~50	<450	防膨剂 0.5% 助排剂 0.3% 破乳剂 0.2%
			40~70、70~140	>450	
中黏度	0.30~0.60	0.010	30~50、40~70	<300	破乳剂 0.2%
			70~140	<400	
低黏度	0.10~0.15	0.005	40~70、70~140	260	
低黏度 (返排液复配)	0.15~0.30	0.005	40~70、70~140	260	助排剂 0.3% 破乳剂 0.2%

3.4.4 工厂化、拉链式压裂提效

积极开展工厂化压裂,不断强化施工工序衔接和压裂材料保供,实现一套车组 24 h 连续作业,施工效率大幅提升。2021 年,第 58 平台中的 8 口水平井采用拉链式压裂作业,每日的平均施工效率为 6 级,单日最高施工效率为 15 级,降低了邻井因受力不均导致的套变丢段风险。

通过地质工程一体化研究,吉木萨尔凹陷页岩油形成了以 4 口水平井为 1 个平台、水平井段长 45 m、每段 5~8 簇,全面实现钻机的电代油、装配可溶桥塞、分段分簇射孔、免配变黏滑溜水的高效压裂配套技术。

3.5 排采制度分阶段优化稳产技术

页岩油采用准衰竭式开发,压裂过程中合理的排采制度对油藏的最终采收率有一定影响。

3.5.1 焖井

吉木萨尔凹陷芦草沟组储层中部的埋深处于 3053~3770 m,地层温度为 84.07~101.14 °C,地层原油黏度为 8.49~31.88 mPa·s,原油凝固点为 4~44 °C。水平井在经过体积压裂施工后,大量的 $[(3\sim7)\times 10^4\text{ m}^3]$ 常温压裂液进入地层,这会使得井筒周围地层的温度急剧降低,原油流动性变差,渗吸效率损失达 50% 以上。为减少冷伤害,压裂后需要焖井。井筒监测表明,水平井压裂的用液量为 $3.5\times 10^4\text{ m}^3$,压后焖井 35 d,地层温度可以恢复到原始状态。

室内试验表明:焖井能够在高压下增加压裂液进入岩块的深度,提高波及体积;压裂液与储层的长时间接触有利于岩石润湿性改变,提高渗吸效率^[33]。现场实践统计,页岩油水平井在压裂后随着焖井时间的延长,无油排液期会大幅度缩短,在焖井 40 d 时,85% 的井投产后 3 d 内即可见油,部分井投产即见油。以 JHW023 井、JHW025 井为例,二者的地质条件、水平井段长度、改造规模等相似,JHW023 井焖井 56 d,自喷期内的累积产油量为 20 400 t,累积产水量为 9 380 m³,较不焖井的 JHW025 井在自喷期的累积产油量增加 3 140 t,累积产水量为 5 235 m³(表 4)。

表 4 页岩油典型水平井焖井与未焖井投产效果对比

Table 4 Comparison of production effect between soaking and unsoaking typical horizontal shale oil wells

井号	水平井段长度/m	压裂液量/m ³	焖井时间/d	自喷期累积产油量/t	自喷期累积产水量/m ³
JHW023	1246	37 408	56	20 400	9 380
JHW025	1248	38 097		17 230	14 615
对比	2	- 689		3 170	5 235

3.5.2 自喷期合理工作制度优选

“是初期高产快速收回投资,还是合理控制采油

速度最终获得更高采油量”这一直是非常规油气行业内争论的问题。北美地区基本采用快速收回投资的方式组织生产,但对于中国来说,非常规油气的资源丰度低、油气需求旺盛、供给保障压力大,在开发政策上,初期应控制一定产量,让地层保有充足的能量,尽可能地延长相对高产的生产周期,努力提高单井采油量。

吉木萨尔凹陷的页岩油饱和压力低、气油比低,产出水主要为压裂液,利用常规的系统试井解释方法无法获取生产参数的拐点。典型井如 J10019_H 井,该井经历了工作制度逐步放大后再逐步缩小的系统试井(图 24),其结果分析表明,随着工作制度的放大,每百立方米产量的液压降增大,能量损耗加快。当油嘴为 3.0 mm 时,每百立方米产量的液压降为 0.092 MPa;当油嘴为 3.5 mm 时,每百立方米产量的液压降为 0.366 MPa;当油嘴为 4.0 mm 时,每百立方米产量的液压降为 0.611 MPa。油嘴控制在 3.0 mm 时,压力下降慢,高产稳产期长。

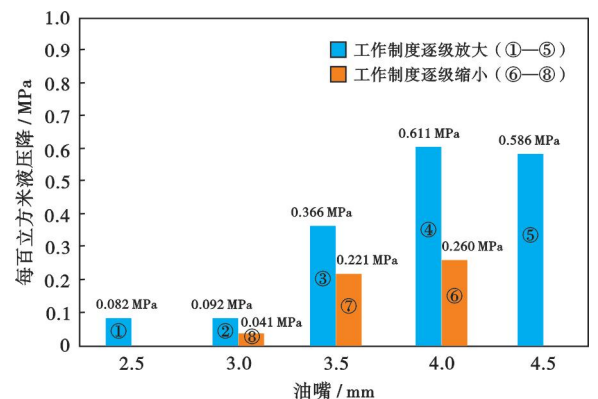


图 24 页岩油水平井在不同工作制度下每百立方米产量的液压降

Fig. 24 Hydraulic drop per 100 cubic meters of shale oil horizontal well production under different working systems

统计表明,自喷期不同油嘴的产液量与井口压力呈幂函数关系(图 25),可以结合产能需求,根据油压与理论产量的图版选取合理的油嘴。一般在自喷早期、中期、后期,每百立方米产量的液压降控制在 0.08 MPa、0.07 MPa、0.05 MPa 以内比较合理。

3.5.3 合理转抽时机及工作参数确定

自喷后期,随着油压下降,日产液量降低,井筒内油流温度下降,易结蜡,因此需要及时转抽,一是保障产能,完成配产需求,二是防止井筒的蜡卡、蜡堵影响正常生产。水平井转抽后,经过一段稳产期后逐步进入低液、低速开采期。国内外的矿场试验表明,该阶段的开采时间可长达 20 年。依据吉木萨尔凹陷页岩油

水平井的井筒监测资料建立的单井日产液量与液面下降速度关系模板,可确定地层向井筒供液与水平井日产液的平衡点,指导采油泵选型。

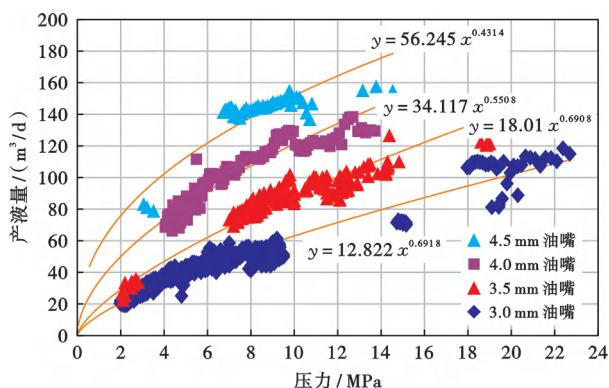


图 25 吉木萨尔凹陷页岩油水平井自喷期油嘴、油压和产液量的关系

Fig. 25 Relationship of nozzle, oil pressure and fluid production of shale oil horizontal wells in Jimsar sag

3.6 提高采收率的技术探索

与常规油藏不同,页岩油藏的初始采油速度较高,但产量递减快,一次采收率低,只有 5%~10%,会有大量的原油滞留于泥页岩储层孔隙中。提高采收率从开发初期开始就是要考虑的重点问题之一。

对比北美地区页岩油藏中不同提高采收率方法的可行性,结果表明,注气开发比其他开采方式更高效更实用。Alharthy 等^[34]进行了页岩油气驱物理模拟实验,对比 CO₂、CH₄ 和 N₂ 三种不同介质的驱油效率,注入 CO₂ 后的提高采收率效果最好,其次是 CH₄,最后是 N₂。左罗等^[35]通过室内试验发现,CO₂ 除了降低原油黏度、导致原油体积膨胀、有利于抽提萃取轻质组分等增油机理外,CO₂ 作为压裂介质,其平均破裂压力较滑溜水低约 26%,能够提高裂缝的复杂度,获得更大的 SRV 体积,CO₂ 复合压裂方式有利于增产、稳产。

对吉木萨尔凹陷页岩油开展的 CO₂ 室内研究和现场试验表明:地层条件下,CO₂ 与页岩油的混相压力为 18.90~31.17 MPa,在地层压力为 49.4 MPa 下,CO₂ 能快速混溶于原油中,使原油体积膨胀,增加原油的弹性能量;随着溶解度增加,膨胀系数增加较快,原油黏度降低,大大提高原油的流动性,这与“下甜点”原油黏度高有较好的契合性。此外,浸泡试验表明,CO₂ 对碳酸盐矿物溶解作用明显,可增大孔隙度,使渗透率提高 1.4 倍;CO₂ 前置压裂后缝网复杂性提高,SRV 体积增大 0.4 倍,采收率由普通水力压裂的 5.7% 提高至 18.5%。2019 年,J10043_H 井开展前置

CO₂ 压裂试验,与同一层位、储层条件、压裂工艺类似的邻井 J10044_H 井、JHW07121 井、JHW01711 井对比(图 26),在同等累积生产时间内(取 464 d,对比井均未受压裂干扰),J10043_H 井较邻井的压力保持程度高出 10%,累积产油量高出 5300 t,表现出较强的生产能力。

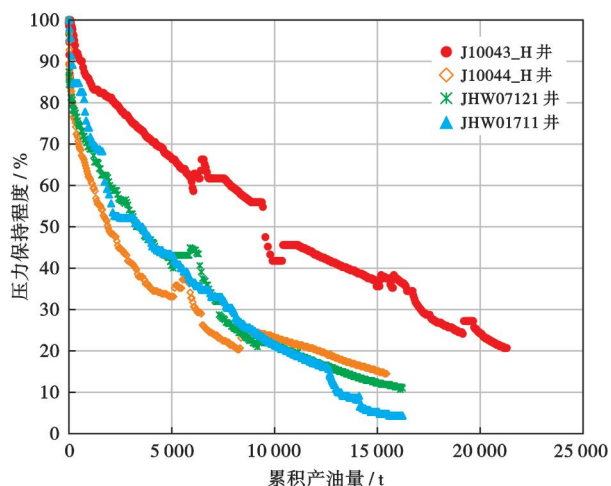


图 26 前置二氧化碳压裂与常规压裂的开发效果对比

Fig. 26 Comparison of development effects between pre-CO₂ fracturing and conventional fracturing

3.7 市场化降本提效技术

效益开发是目前中国页岩油开发面临的巨大挑战,也是制约吉木萨尔凹陷页岩油规模开发的关键因素。通过对标长庆油田、吉林油田等中国页岩油开发油田在钻井、压裂等关键环节的费用,查摆成本居高不下的主要矛盾点,坚持“市场配置、效率优先、提升质量”的原则,逐步建立多个市场主体共同参与、平等竞争的市场机制,对钻井、压裂成本进行专项管控^[36]。

钻井方面,钻井成本由“总包制”调整为“米费制”计价方式,扩大选商范围,改变“一对一”市场格局,选定中国石油渤海钻探工程公司、中国石油集团西部钻探工程有限公司、中国石油长城钻探工程公司等多家承担页岩油钻井工程的公司,单位钻井成本较 2019 年下降 56.1%。压裂方面,将压裂施工划分为压裂施工及准备、压裂液技术服务、支撑剂、射孔及桥塞服务等 4 类,成本进行分段管控,在相同规模下,单方液的压裂成本较以往下降 40.7%。

同步推进电代油压裂、无杆泵举升、返排液复配利用等新设备、新工艺,单井投资控降至 42.7%。通过立体井网部署、构建大平台,节约地面成本,提高钻井、压裂效率,实现 4 套开发层系、一类三类储层的充分有效动用。

4 结论

(1) 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油的成藏条件优越,如在稳定构造背景下发育有机质富集的混积岩、大面积发育厚度大的成熟湖相优质烃源岩、“甜点”储层广泛分布等,凹陷内普遍发育超压,有利的源-储结构促进了烃类的排出和对储层的充注程度,这些条件的有效配置形成了“源-储共控、近源聚集、压差充注、局部富集”的页岩油聚集模式。

(2) 页岩油“甜点”的精细表征和分类评价是认识油藏潜力、滚动开发部署的重要依据;“黄金靶体”钻遇率是水平井获得高产、稳产的基础,是必须追求的目标;“复杂缝网”定制是高效开发页岩油的有效手段,压裂规模需要综合考虑投入与产出;合理的排采制度有利于充分发挥水平井的生产能力,提高EUR。

(3) 单井成本高是制约页岩油效益开发的主要矛盾,采取市场化降本是推进吉木萨尔凹陷页岩油效益开发的关键,管理和技术的提升为吉木萨尔凹陷页岩油的效益开发提供了保障。

(4) 吉木萨尔凹陷页岩油作为国家级陆相页岩油示范区,2023年的产油量超过 $60 \times 10^4 \text{t}$,技术、管理、效益都走在中国页岩油开发的前列,为中国陆相页岩油的高效勘探开发提供了样本。

参考文献

- [1] 金之钧,白振瑞,高波,等.中国迎来页岩油气革命了吗? [J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):451-458.
JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3):451-458.
- [2] 李国欣,朱如凯.中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探,2020,25(2):1-13.
LI Guoxin, ZHU Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2):1-13.
- [3] 吴承美,郭智能,唐伏平,等.吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油初期开采特征[J]. 新疆石油地质,2014,35(5):570-573.
WU Chengmei, GUO Zhineng, TANG Fuping, et al. Early exploitation characteristics of Lucaogou tight oil of Permian in Jimusaer sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5):570-573.
- [4] 张文文,韩长城,田继军,等.吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组层序地层划分及演化特征[J]. 岩性油气藏,2021,33(5):45-58.
ZHANG Wenwen, HAN Changcheng, TIAN Jijun, et al. Sequence stratigraphy division and evolutionary features of Permian Lucaogou Formation in Jimsar sag [J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(5):45-58.
- [5] 李书琴,印森林,高阳,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混合细粒岩沉积微相[J]. 天然气地球科学,2020,31(2):235-249.

- LI Shuqin, YIN Senlin, GAO Yang, et al. Study on sedimentary microfacies of mixed fine-grained rocks in Lucaogou Formation, Jimsar sag, Jungar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(2):235-249.
- [6] 邵雨,杨勇强,万敏,等.吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组沉积特征及沉积相演化[J]. 新疆石油地质,2015,36(6):635-641.
SHAO Yu, YANG Yongqiang, WAN Min, et al. Sedimentary characteristic and facies evolution of Permian Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(6):635-641.
- [7] 马克,侯加根,刘钰铭,等.吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组咸化湖混合沉积模式[J]. 石油学报,2017,38(6):636-648.
MA Ke, HOU Jiagen, LIU Yuming, et al. The sedimentary model of saline lacustrine mixed sedimentation in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6):636-648.
- [8] 杨智,侯连华,林森虎,等.吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油、页岩油地质特征与勘探潜力[J]. 中国石油勘探,2018,23(4):76-85.
YANG Zhi, HOU Lianhua, LIN Senhu, et al. Geologic characteristics and exploration potential of tight oil and shale oil in Lucaogou Formation in Jimsar sag [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(4):76-85.
- [9] 张宸嘉,曹剑,王俞策,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律[J]. 石油学报,2022,43(9):1253-1268.
ZHANG Chenjia, CAO Jian, WANG Yuce, et al. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(9):1253-1268.
- [10] 张亚奇,马世忠,高阳,等.吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层沉积相分析[J]. 沉积学报,2017,35(2):358-370.
ZHANG Yaqi, MA Shizhong, GAO Yang, et al. Depositional facies analysis on tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(2):358-370.
- [11] 刘金,王剑,张宝真,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组微-纳米孔隙页岩油原位赋存特征[J]. 石油实验地质,2022,44(2):270-278.
LIU Jin, WANG Jian, ZHANG Baozhen, et al. In situ occurrence of shale oil in micro-nano pores in Permian Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(2):270-278.
- [12] 覃建华,高俣博,彭寿昌,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油地球化学特征及油-源对比[J]. 东北石油大学学报,2021,45(1):1-10.
QIN Jianhua, GAO Xuanbo, PENG Shouchang, et al. Geochemical characteristics and oil-source correlation of shale oil in Jimsar sag, Junggar Basin, China [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021, 45(1):1-10.
- [13] 王剑,周路,靳军,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层孔隙结构、烃类赋存及其与可动性关系[J]. 石油实验地质,2021,43(6):941-948.
WANG Jian, ZHOU Lu, JIN Jun, et al. Pore structure, hydrocarbon occurrence and their relationship with shale oil production in Lucaogou Formation of Jimsar sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(6):941-948.
- [14] 霍进,支东明,郑孟林,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩

- 岩油藏特征与形成主控因素[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 506-512.
- HUO Jin, ZHI Dongming, ZHENG Menglin, et al. Characteristics and main controls of shale oil reservoirs in Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 506-512.
- [15] 王然, 常秋生, 钱永新, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油“甜点体”储集特征及成因机理[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 604-611.
- WANG Ran, CHANG Qiusheng, QIAN Yongxin, et al. Reservoir characteristics and genesis of shale oil “sweet spots” in Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 604-611.
- [16] 马铨峥, 杨胜来, 杨龙, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层微观孔隙特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(6): 13-20.
- MA Quanzheng, YANG Shenglai, YANG Long, et al. Characteristics of the micro-pore in Lucaogou-Formation tight reservoir of Jimsar sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(6): 13-20.
- [17] 许琳, 常秋生, 杨成克, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层特征及含油性[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 535-549.
- XU Lin, CHANG Qiusheng, YANG Chengke, et al. Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoir in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 535-549.
- [18] 支东明, 唐勇, 杨智峰, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 524-534.
- ZHI Dongming, TANG Yong, YANG Zhifeng, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 524-534.
- [19] 王屿涛, 杨作明, 马万云, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油地球化学特征及成因[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(4): 379-384.
- WANG Yutao, YANG Zuoming, MA Wanyun, et al. Geochemical characteristics and genesis of tight oil in Lucaogou Formation of Jimsar sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(4): 379-384.
- [20] 张少敏, 操应长, 朱如凯, 等. 湖相细粒混合沉积岩岩石类型划分: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 地学前缘, 2018, 25(4): 198-209.
- ZHANG Shaomin, CAO Yingchang, ZHU Rukai, et al. Lithofacies classification of fine-grained mixed sedimentary rocks in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(4): 198-209.
- [21] 蕙克来, 操应长, 朱如凯, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层岩石类型及特征[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1495-1507.
- XI Kelai, CAO Yingchang, ZHU Rukai, et al. Rock types and characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1495-1507.
- [22] 宋永, 周路, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相云质致密油储层特征与分布规律[J]. 岩石学报, 2017, 33(4): 1159-1170.
- SONG Yong, ZHOU Lu, GUO Xuguang, et al. Characteristics and occurrence of lacustrine dolomitic tight-oil reservoir in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag, southeastern Junggar Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 33(4): 1159-1170.
- [23] 吴承美, 许长福, 陈依伟, 等. 吉木萨尔页岩油水平井开采实践[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2021, 43(5): 33-41.
- WU Chengmei, XU Changfu, CHEN Yiwei, et al. The horizontal well exploitation practice of Jimsar shale oil[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2021, 43(5): 33-41.
- [24] 赖仁, 查明, 高长海, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组超高压形成机制及演化特征[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(6): 637-643.
- LAI Ren, ZHA Ming, GAO Changhai, et al. Formation mechanism and evolution characteristics of ultra-high pressure in Lucaogou Formation of Jimsar sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(6): 637-643.
- [25] 廉欢. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油聚集机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018.
- LIAN Huan. The accumulation mechanism of tight oil of Lucaogou Formation in Jimsar depression, Junggar Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2018.
- [26] 刘一杉, 东晓虎, 闫林, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组孔隙结构定量表征[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(3): 284-289.
- LIU Yishan, DONG Xiaohu, YAN Lin, et al. Quantitative characterization of pore structure of Lucaogou Formation in Jimsar sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(3): 284-289.
- [27] 孙龙德, 赵文智, 刘合, 等. 页岩油“甜点”概念及其应用讨论[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 1-13.
- SUN Longde, ZHAO Wenzhi, LIU He, et al. Concept and application of “sweet spot” in shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 1-13.
- [28] 吴宝成, 李建民, 邹元月, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油上甜点地质工程一体化开发实践[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 679-690.
- WU Baocheng, LI Jianmin, WU Yuanyue, et al. Development practices of geology-engineering integration on upper sweet spots of Lucaogou Formation shale oil in Jimsar sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 679-690.
- [29] 郭旭光, 何文军, 杨森, 等. 准噶尔盆地页岩油“甜点区”评价与关键技术应用——以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(8): 1168-1179.
- GUO Xuguang, HE Wenjun, YANG Sen, et al. Evaluation and application of key technologies of “sweet area” of shale oil in Junggar Basin: case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusaer depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(8): 1168-1179.
- [30] 高阳, 郭海平, 程乐利, 等. 元素录井在页岩油水平井开发中的应用——以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2021, 48(1): 101-110.
- GAO Yang, GUO Haiping, CHENG Leli, et al. Application of element logging in horizontal well development of shale oil: a case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimsar sag, Xinjiang, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2021, 48(1): 101-110.
- [31] 梁成钢, 唐伏平, 谢建勇, 等. 致密油藏水平井压裂后油压特征及

- 压裂效果分析——以昌吉油田 3 口水平井为例[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 63-66.
- LIANG Chenggang, TANG Fuping, XIE Jianyong, et al. Tubing pressure characteristics and fracturing response analysis of horizontal well in tight reservoir——an example from three horizontal wells in Changji oilfield of eastern Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 63-66.
- [32] 侯冰, 常智, 武安安, 等. 吉木萨尔凹陷页岩油密切割压裂多簇裂缝竞争扩展模拟[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 75-90.
- HOU Bing, CHANG Zhi, WU An'an, et al. Simulation of competitive propagation of multi-fractures on shale oil reservoir multi-clustered fracturing in Jimsar sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 75-90.
- [33] 许锋, 姚约东, 吴承美, 等. 温度对吉木萨尔致密油藏渗吸效率的影响研究[J]. 石油钻探技术, 2020, 45(5): 100-104.
- XU Feng, YAO Yuedong, WU Chengmei, et al. Effect of temperature on the imbibition efficiency of the Jimusar tight oil reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 45(5): 100-104.
- [34] ALHARTHY N, TEKLU T, KAZEMI H, et al. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: laboratory to field[C] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [35] 左罗, 韩华明, 蒋廷学, 等. 页岩二氧化碳压裂裂缝扩展机制及工艺研究[J]. 钻采工艺, 2021, 44(5): 45-49.
- ZUO Luo, HAN Huaming, JIANG Tingxue, et al. Research on fracture propagation mechanism and technology of carbon dioxide fracturing in shale gas[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(5): 45-49.
- [36] 谢建勇, 崔新疆, 李文波, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油效益开发探索与实践[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 99-110.
- XIE Jianyong, CUI Xinjiang, LI Wenbo, et al. Exploration and practice of benefit development of shale oil in Jimsar sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 99-110.
- (收稿日期 2023-03-28 改回日期 2023-04-28 编辑 雷永良)
-
- (上接第 426 页)
- [40] LU Nu, HOU Jian, LIU Yongge, et al. Stage analysis and production evaluation for class III gas hydrate deposit by depressurization[J]. Energy, 2018, 165: 501-511.
- [41] LU Nu, HOU Jian, LIU Yongge, et al. Revised inflow performance relationship for productivity prediction and energy evaluation based on stage characteristics of Class III methane hydrate deposits[J]. Energy, 2019, 189: 116211.
- [42] BERGE R L, KLEMETS DAL Ø S, LIE K A. Unstructured Voronoi grids conforming to lower dimensional objects[J]. Computational Geosciences, 2019, 23(1): 169-188.
- [43] 王代刚, 侯健, 邢学军, 等. 基于前沿推进的改进型 PEBI 网格生成方法[J]. 计算物理, 2012, 29(5): 675-683.
- WANG Daigang, HOU Jian, XING Xuejun, et al. Modified PEBI grid generation method with advancing front approach[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2012, 29(5): 675-683.
- [44] MLACNIK M J, DURLOFSKY L J, HEINEMANN Z E. Sequentially adapted flow-based PEBI grids for reservoir simulation[J]. SPE Journal, 2006, 11(3): 317-327.
- [45] MORIDIS G J, KOWALSKY M B, PRUESS K. Depressurization-induced gas production from Class 1 hydrate deposits[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(5): 458-481.
- [46] MORIDIS G J, SILPNGARMLERT S, REAGAN M T, et al. Gas production from a cold, stratigraphically-bounded gas hydrate deposit at the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: Implications of uncertainties[J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 517-534.
- [47] MORIDIS G J. User's manual for the hydrate v1.5 option of TOUGH + v1.5: a code for the simulation of system behavior in hydrate-bearing geologic media[R]. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2014.
- [48] LIU Xiaoqiang, ZHANG Weidong, QU Zhanqing, et al. Feasibility evaluation of hydraulic fracturing in hydrate-bearing sediments based on analytic hierarchy process-entropy method (AHP-EM)[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 81: 103434.
- (收稿日期 2023-05-04 改回日期 2024-01-16 编辑 王培玺)