

松辽盆地齐家地区高台子油层致密砂岩油成藏机理

吴伟涛^{1,2},赵靖舟^{1,2},蒙启安³,林铁锋³,张革³,张金友³,斯尚华^{1,2},白玉彬^{1,2}(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院,陕西 西安 710065; 2. 陕西省油气成藏地质学重点实验室,陕西 西安 710065;
3. 大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院,黑龙江 大庆 163712)

摘要:致密油已成为中国含油气盆地勘探重要领域。以松辽盆地齐家地区高台子油层致密油为研究对象,利用岩心、薄片、流体包裹体、地球化学和试油等资料,分析了致密油藏特征,明确了致密油成藏机理。研究表明:高台子油层储层主要发育残余粒间孔和长石溶孔,孔隙度平均为9.17%,渗透率平均为 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平面上北部孔隙度超过12%,中、南部多数小于12%,属于致密储层;致密油藏类型主要为断层、岩性-断层和岩性油藏,呈现平面叠加连片、纵向多层叠置的准连续型分布特征,油藏受砂体展布、断层和储集物性控制,不受构造高点控制;青山口组一段(青一段)和二段烃源岩厚度大,总有机碳含量分别为2.47%和1.60%,且处于生油高峰期,属于优质烃源岩;致密油成藏期为2期3幕,分别为嫩江组沉积末期和明水组沉积期;致密油运移通道为未断穿青山口组的断层、裂缝和砂体;嫩江组沉积末期,高台子油层顶面埋深为800~1400 m,其所对应的古孔隙度约21%~15%,烃源岩生烃作用所产生的最大剩余压力约10 MPa,仅在生烃中心形成局部油藏;明水组沉积末期,高台子油层顶面埋深为1600~2200 m,对应的古孔隙度约13%~7%,储层处于致密状态,烃源岩生烃作用产生的最大剩余压力可达25 MPa,形成大面积分布的致密油藏;致密油成藏模式为下生上储-源储间互双源供烃型准连续成藏模式。

关键词:成藏期次;成藏机理;致密砂岩油;高台子油层;齐家地区;松辽盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Accumulation mechanism of tight sandstone oil in Gaotaizi reservoir in Qijia area, Songliao Basin

Wu Weitao^{1,2}, Zhao Jingzhou^{1,2}, Meng Qi'an³, Lin Tiefeng³, Zhang Ge³, Zhang Jinyou³, Si Shanghua^{1,2}, Bai Yubin^{1,2}

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation of Shaanxi Province, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

3. Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company Ltd, Daqing 163712, China)

Abstract: Tight oil has become an important exploration field in China's petroliferous basins. The study focuses on the tight oil of Gaotaizi reservoir of Qijia area in the Songliao Basin. An array of data obtained from core, thin section, and fluid inclusion observation, geochemical analysis and production test, are applied to analyze the characteristics of the Gaotaizi tight sandstone reservoir, and clarify the accumulation mechanism of tight oil. The results show that the pore space of Gaotaizi reservoir is dominated by residual intergranular pores and feldspathic dissolved pores, with a mean porosity of 9.17% and a mean permeability of $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. On map view, the porosity of Gaotaizi sandstone reservoir in the northern part of Qijia area is mostly over 12%, while that in the south-central area is mostly less than 12%, thus belonging to tight reservoir. The tight reservoirs are mainly of faulted, lithologic-faulted and lithologic types in quasi-continuous distribution and are laterally superimposed and connected and vertically overlapped. They are controlled by sand body distribution, faults and reservoir physical properties, instead of structural highs. The source rocks of the 1st and 2nd members of Qingshankou Formation (Qing 1 and Qing 2 members) are of high quality at the peak of oil generation, featuring relatively large thickness and a TOC content of 2.47% and 1.6%, respectively. The tight oil accumulation occurred in 3 episodes of 2 stages, that is the late Nenjiang period and Mingshui period. The faults

收稿日期:2020-04-20;修订日期:2021-09-24。

第一作者简介:吴伟涛(1983—),男,博士、讲师,非常规油气地质和成藏地质学。E-mail:wtwu@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05001-001);中国石油天然气股份公司重大科技专项(2012E2603-01)。

which do not cut through the Qingshankou Formation, fractures and sand bodies provide pathways for tight oil migration. The burial depth of the top surface of the Gaotaizi reservoir was 800-1 400 m at the end of the Nenjiang Formation deposition, corresponding to a palaeo-porosity of about 21 %-15 %, and the maximum residual pressure was about 10 MPa, resulting in only conventional reservoir in the center. While its burial depth was 1 600-2 200 m at the end of Mingshui Formation deposition, corresponding to a palaeo-porosity of about 13 %-7 %, and the maximum residual pressure was over 25 MPa, resulting in tight oil reservoir in wide distribution. The accumulation model of tight oil therein can be concluded as a quasi-continuous type of dual sourced hydrocarbon charging, featuring an lower source rock-upper reservoir assemblage and source-reservoir alternating configuration.

Key words: accumulation period, accumulation mechanism, tight oil in sandstone reservoir, Gaotaizi reservoir, Qijia area, Songliao Basin

美国致密油的革命性成功一举逆转了北美石油产量持续走低的趋势^[1-3],一定程度上改变了世界传统能源格局。受此影响,经过积极勘探,中国多个含油气盆地亦发现了规模性储量的致密油区,从东部渤海湾盆地古近系沙河街组、松辽盆地白垩系泉头组和青山口组,到中部鄂尔多斯盆地三叠系延长组和四川盆地侏罗系大安寨段,以及西部准噶尔盆地二叠系芦草沟组和风城组^[4-15],说明致密油已成为石油勘探的重要领域。

致密油为形成于非烃源岩的低渗透储层中的石油聚集,其在砂体展布、储层物性、运移动力和分布特征等方面与常规油藏有所差异^[16-20]。其中,致密砂岩储层岩性主要为长石-岩屑质粉-细砂岩,成分成熟度和结构成熟度低,储集空间类型包括残余粒间孔、溶蚀孔和微裂缝等,孔隙结构主要为纳米孔和微米孔^[1,20-21],储层孔隙度小于12%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,受压实作用、胶结作用和溶蚀作用控制^[22-23]。烃源岩生烃作用产生的异常高压为致密油运移的主要动力^[24-25],这有别于以浮力和水动力为主的常规石油运移运力。相对于单个油区常规油来说,致密油具有分布面积广、储量丰度低的特点^[1,18]。这些认识在一定程度上指导并促进了致密油勘探,但也存在一些问题:①多数研究主要集中某一个静态方面,对致密油成藏动态过程研究较少,未能建立成藏关键时期烃源岩成熟史、储层致密史与石油充注动力之间的匹配关系;②大部分研究仅仅简单论述了致密油成藏模式,而未能结合盆地演化特点分析成藏过程,导致成藏机理不清。松辽盆地齐家地区高台子油层具有可观的致密砂岩油资源,尤其是高三小层和高四小层,其与美国巴肯致密油具有相似地质特征^[15,26-28],有必要分析其关键时期石油充注过程,明确致密油成藏机理,指导致密油下一步勘探和预测。为此,本文首先分析高台子油层致密油藏特征,包括储层岩性、储集空间、物性和孔隙演化程度;其次通过源岩条件、成藏期次、运移通道与成藏动力、关键

时期石油成藏过程以及成藏模式来明确高台子油层致密油成藏机理。

1 地质背景

齐家地区位于松辽盆地中央坳陷区西北部(图1a),由齐家-古龙凹陷北部和龙虎泡-大安阶地北部组成,其东接大庆长垣,西邻西部斜坡区,面积大约4 000 km²(图1b)。齐家地区地层发育较为齐全,包括侏罗系火石岭组、白垩系沙河子组、营城组、登娄库组、泉头组、青山口组、姚家组、嫩江组、四方台组、明水组、新近系以及第四系。其构造演化阶段经历了裂陷、拗陷和褶皱反转3个阶段^[29-30]。泉头组沉积之前,发育延伸长和断距较大的正断层,形成伸展型地堑;泉头组沉积末期发育了一系列断距介于10~30 m的正断层(T_2 断裂),青山口组—嫩江组处于稳定沉降阶段,嫩江组末期遭受小幅度抬升,地层剥蚀厚度约100 m,四方台组—明水组沉积期为快速沉积期,沉积厚度可达900 m;明水组沉积末期发生强烈褶皱反转作用,持续到古近系沉积末期,地层剥蚀厚度约300 m,新近系—第四系沉积厚度约100~150 m。

高台子油层对应于青山口组二段(青二段)和三段,在齐家地区厚度分布为300~400 m,呈现中部厚度大、两侧薄的特点。依据岩性和电性特征,高台子油层自下而上分为4个小层,即高四小层、高三小层、高二小层和高一小层。高四小层和高三小层为高台子油层致密油富集层位,其沉积砂体为三角洲前缘河口砂坝、席状砂以及部分滨浅湖相砂坝,发育泥岩、泥质粉砂岩以及薄层细-粉砂岩(图1c),受水体不断进退影响,砂岩和泥岩多期叠加。为方便起见,文中高台子油层致密油主要指高四小层和高三小层。高三小层顶面构造海拔介于-1 200~-2 000 m,西北部和东南部海拔高,向中间逐渐降低,中部由南向北海拔增加,总体上呈现

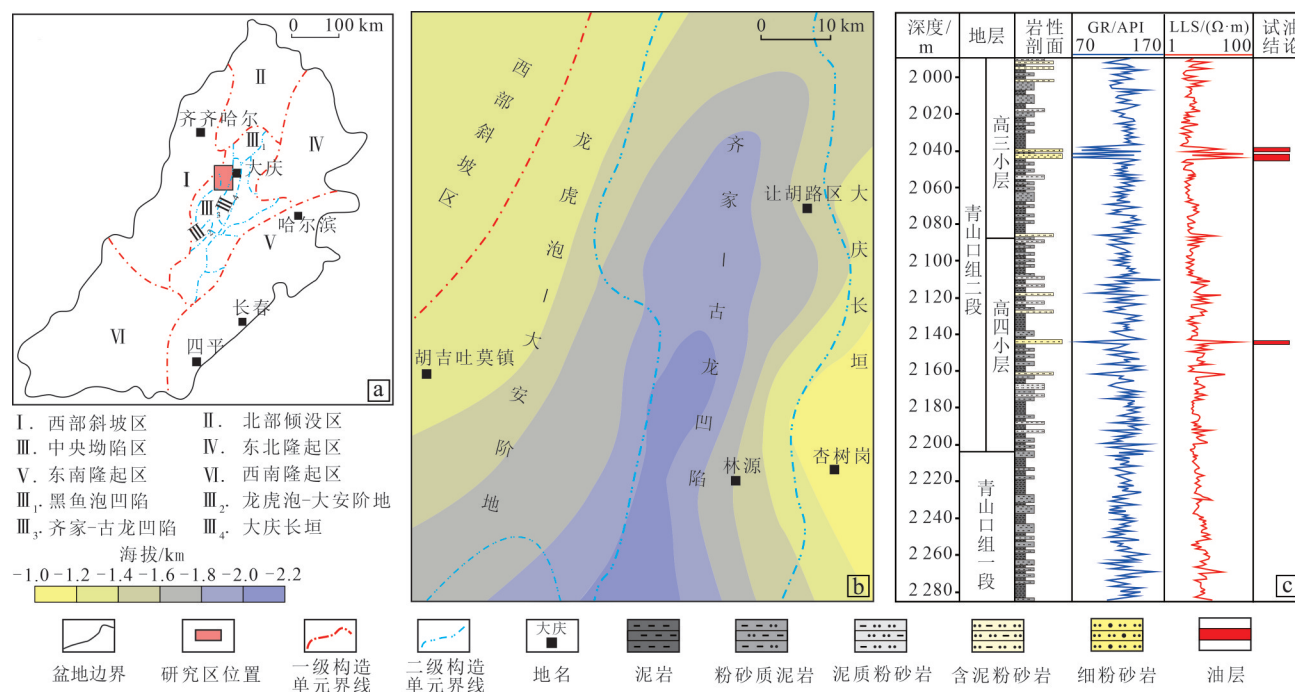


图1 松辽盆地齐家地区位置(a)、青山口组二段顶面构造(b)及青山口组一段和二段地层综合柱状图(c)

Fig. 1 Location map of Qijia area (a), top structure map of Qing 2 Member (b), and stratigraphic column of Qing 1 and 2 Members (c)

向斜特征(图1b)。高二小层和高一小层厚度为60~180 m,中、南部主要为泥岩,向北部砂体厚度有所增加。

2 高台子油层致密油藏特征

高台子油层储层主要发育残余粒间孔和长石溶孔,孔隙度平均为9.17%,渗透率平均为 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平面上北部孔隙度超过12%,为常规储层,而中、南部孔隙度多数小于12%,属于致密储层;致密油藏类型主要为断层、岩性-断层和岩性油藏,呈现平面叠加连片和纵向多层叠置的准连续型分布特征,主要受砂体展布、断层和储集物性控制,不受构造高点控制。

2.1 致密油藏储层条件

2.1.1 储集岩性与储集空间

储层岩性主要为岩屑长石、长石岩屑细-粉砂岩,夹薄层介壳灰岩。矿物碎屑总量约84.1%,主要为长石类碎屑,含量约为32.8%;岩屑主要为火成岩岩屑,含量约18.6%;填隙物中方解石含量约8.9%,其中伊利石和自生石英各占3.0%。介壳灰岩单层厚度多数小于20 cm,介壳生物主要为介形虫。

储集空间主要为残余粒间孔和长石溶孔,还包括粒内溶孔、岩屑溶孔、粘土矿物晶间孔和微裂缝等。场

发射扫描电镜分析发现,储层孔径主要介于10~20 μm ,最大可达50 μm 。微米CT分析显示,储层平均孔隙半径为2.00 μm ,平均喉道半径为0.58 μm ,平均喉道长度为9.66 μm ,孔隙配位数变化范围介于2.5~22.0,配位数较高,分析孔隙度平均为6%,小于常规测试孔隙度(12%),其原因在于前者仅能测试微米尺度以上孔隙,后者则为不同尺度孔隙体积之和。

2.1.2 储集物性

储层主体为致密砂岩储层。齐家地区北部三角洲相前缘亚相沉积砂体横向范围较广,厚度、层数和连通性较好,物性较好,向南部砂体连通性逐渐变差,厚度减小,物性变差;纵向上高三小层砂体厚度、层数和连通性均优于高四小层。通过45口井($N=2275$)储层物性分析(图2),孔隙度主体介于4%~14%,平均为9.17%,小于12%的约占75%,渗透率主要分布为 $(0.01 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的超过90%。录井资料分析,油浸粉砂岩孔隙度大于10%,油斑粉砂岩孔隙度大于8%,可见含油显示孔隙度大于3%^[15]。平面上,储层物性具有北部大、向南部逐渐减小的特征,北部孔隙度最大超过16%,而南部主体范围在6%~12%,呈现中间小、向东西两侧逐渐增大的变化特征(图3)。渗透率与孔隙度分布相似,北部局部超过 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中、南部主体

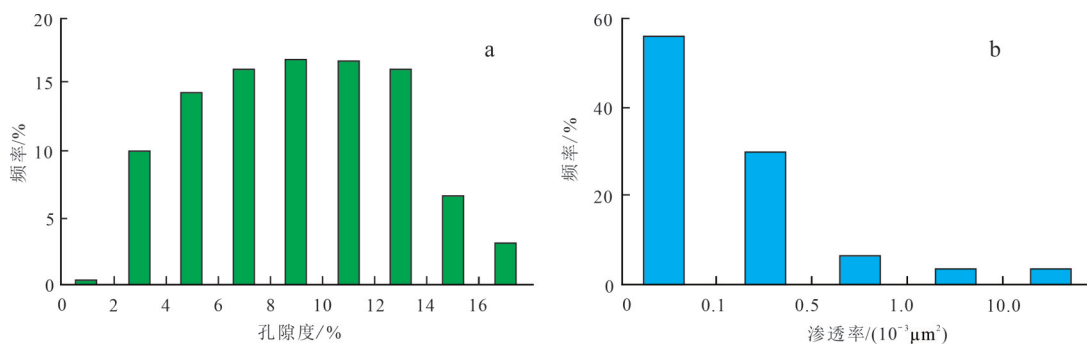


图2 松辽盆地齐家地区高台子油层储层物性直方图

Fig. 2 Histogram showing the physical properties of Gaotaizi reservoir in Qijia area, Songliao Basin

a. 孔隙度; b. 渗透率

小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。依据致密油储层物性标准(孔隙度 $< 12\%$),齐家地区中南部储层属于致密储层(图3)。

2.1.3 致密储层孔隙演化特征

通过取心井岩心和电性归位分析,实测孔隙度与声波时差曲线、密度曲线存在良好的正相关性,即随埋

藏深度增加,孔隙度呈指数减小,并以此建立齐家地区计算孔隙度与埋藏深度的函数关系。以东南部X18井为例(图4),当埋藏深度约1350 m,结合明水组末期整体抬升剥蚀厚度约300 m,即未剥蚀情况下埋藏深度为1650 m,所对应孔隙度约12%。

通过多口探井实测孔隙度与埋藏深度回归拟合分析,齐家地区计算孔隙度与现今深度函数关系如下:

$$\Phi = 3900 e^{-0.0085H} \quad (1)$$

式中: Φ 为孔隙度,%; H 为深度,m。

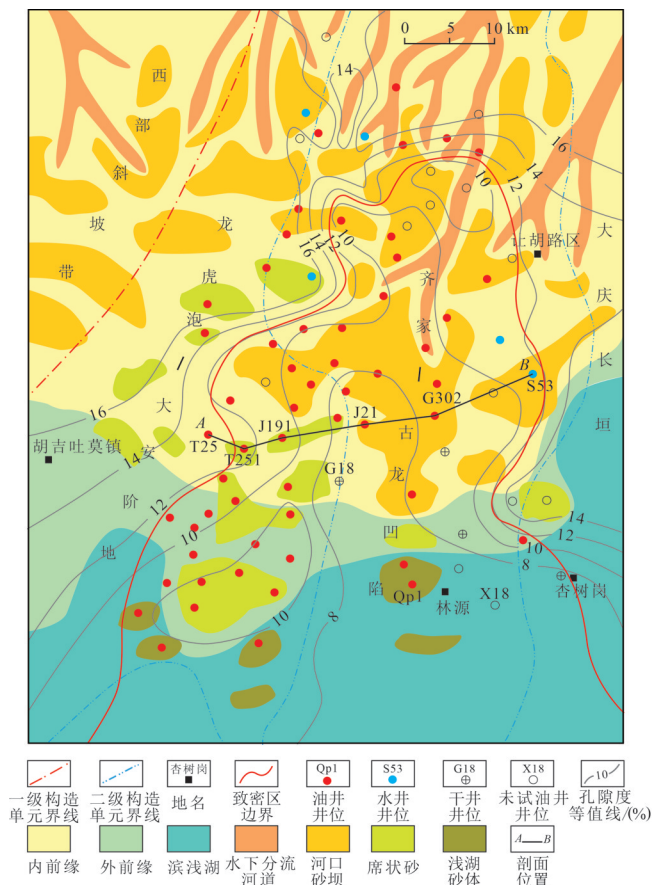
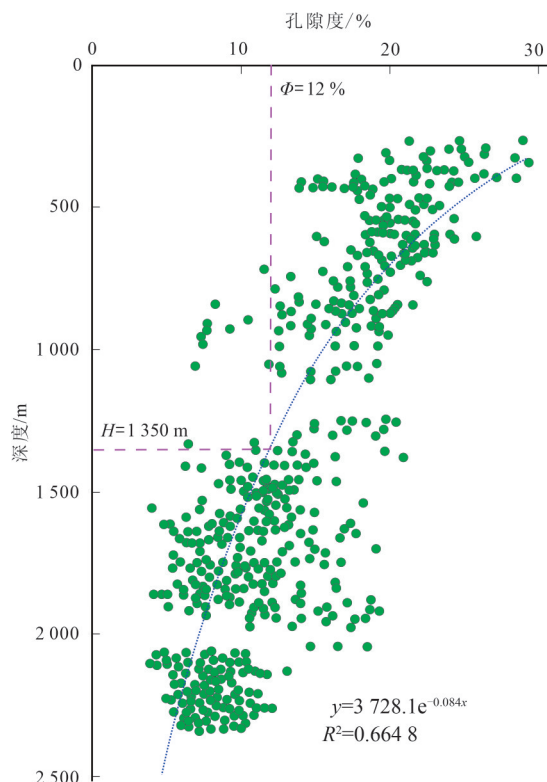


图3 松辽盆地齐家地区高台子油层储层孔隙度及致密油区分布

Fig. 3 Distribution of reservoir porosity and tight oil accumulation of Gaotaizi reservoir in Qijia area, Songliao Basin

图4 松辽盆地齐家地区X18井埋深(H)与计算孔隙度(Φ)交会图Fig. 4 Cross correlation of burial depth (H) and calculated porosity (Φ) in Well X18 in Qijia area, Songliao Basin

通过公式(1)计算,当地层现今埋藏深度为1 400 m,即未剥蚀情况下埋深应为1 700 m所对应孔隙度约12%(表1),砂岩储层达到致密状态。随深度增加,孔隙度递减率变小,由每百米0.87%逐渐减至每百米0.53%。

2.2 致密油藏分布特征

高台子油层致密油藏主要为断层油藏、岩性-断层油藏和岩性油藏,呈现平面叠加连片、纵向多层叠置的大面积连续分布特征,主要受砂体展布、断层和储集物性控制。根据高三小层顶面构造特征与试油结论资料(图1b,图3),齐家地区中南部试油主要为油层,仅东西两侧相对高部位发育局部水层,说明高台子油层致密油分布不受构造高点控制。致密砂体主要为三角洲河口砂坝、席状砂和滨浅湖相砂岩(图3),单砂体厚度主体介于2~8 m;而T₂断裂为泉头组—青山口组沉积时期发育的断裂,大多向上延伸到高三和高二小层,断距大约20 m,明显大于单砂体厚度,造成断层两盘砂体错开,砂岩与泥岩对接,形成断层侧向封堵,结合高二小层和高一小层稳定厚度泥岩的封闭作用,最终形成岩性-断层油藏和断层油藏。

在断裂不发育区域,单砂体可形成透镜体圈闭。对不同试油成果储集物性分析(N=49),工业油层物性最好,低产油层次之,干层物性最差。工业油层(N=26)孔隙度平均10.65%,渗透率平均1.02×10⁻³ μm²,低产油层(N=16)分别为10.73%和0.22×10⁻³ μm²,干层(N=7)分别为6.89%和0.17×10⁻³ μm²。通过压裂前后试油成果分析(N=14),压裂前后产量有明显变化为12口井,占85.7%。其中,由低产油层(N=6)和干层(N=4)到工业油层为10口井,以及干层到低产油层为2口井,以J191井产量最高,由0.26 t/d上升到18.32 t/d;产量无变化的为2口井,分析原因主要与压裂施工有关。

A—B剖面为中部东西向致密油藏剖面(图5),储层砂体主要为三角洲相前缘亚相河口坝和席状砂,油层层数多,圈闭数量多,成群分布,多数为断层和岩性-断层油藏,局部分布岩性油藏,无边水和底水,压裂出油,具有横向连片和纵向叠置的准连续型分布特征。东部S53井为产水井,主要受构造特征和储集物性控制,石油运移至东侧大庆长垣有利构造带。

表1 松辽盆地齐家地区不同深度下计算孔隙度数值统计
Table 1 Calculated porosity values at different burial depth in Qijia area, Songliao Basin

深度/m	1 300	1 400	1 500	1 600	1 700	1 800	1 900	2 000	2 100	2 200
孔隙度/%	12.92	12.05	11.24	10.48	9.77	9.10	8.46	7.86	7.28	6.74

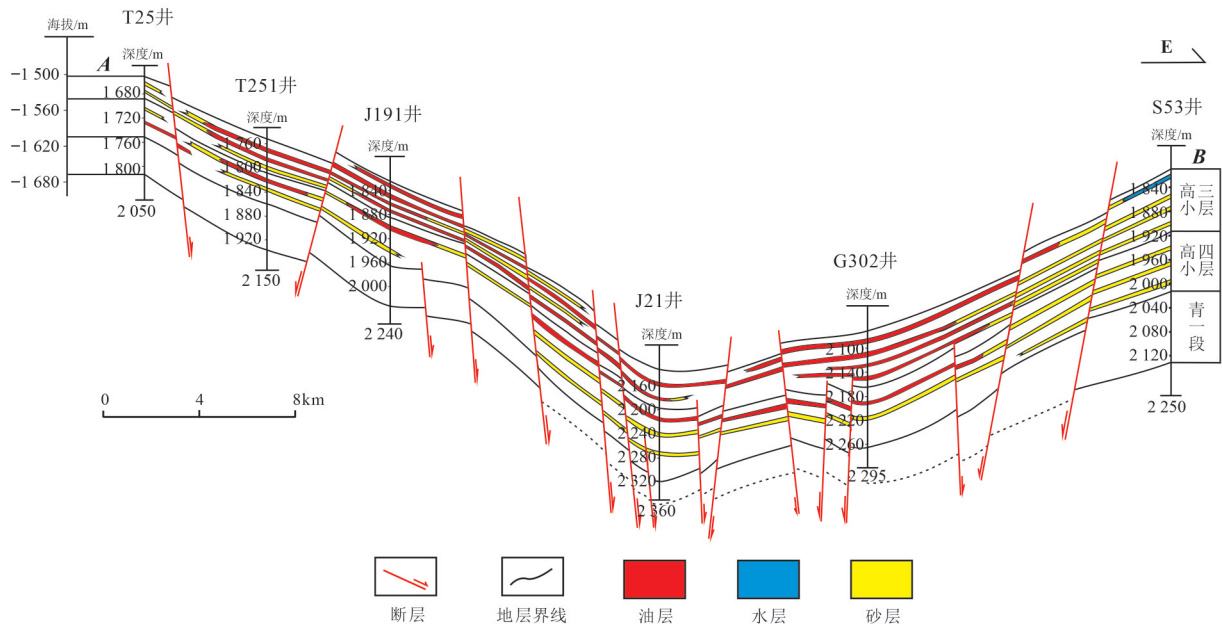


图5 松辽盆地齐家地区高台子油层T25井—S53井致密油藏剖面(剖面位置见图3)

Fig. 5 Cross section of tight oil reservoir crossing Well T25 to Well S53 of Gaotaizi reservoir in Qijia area, Songliao Basin (See Fig. 3 for the section location)

3 高台子油层致密油成藏机理

青一段和青二段烃源岩属于优质烃源岩,其泥岩厚度大,总有机碳(*TOC*)含量较高,分别为2.47%和1.60%,镜质体反射率(R_o)介于0.6%~1.3%,处于生油高峰期。高台子油层致密油成藏期次为2期3幕充注,分别对应于嫩江组末期和明水组沉积期。致密油运移通道主要为未断穿青山口组的断层、裂缝和砂体。嫩江组末期,高三小层顶面埋深为800~1400 m,其所对应的古孔隙度约21%~15%,储层未达到致密状态,烃源岩生烃作用产生的最大剩余压力约10 MPa,仅在生烃中心形成局部油藏;明水组末期,高三小层顶面埋深为1600~2200 m,其所对应的古孔隙度约13%~7%,烃源岩生烃作用产生的最大剩余压力可达25 MPa,储层处于致密状态,形成大面积分布的致密油藏。致密油成藏模式为下生上储-源储间互双源供烃型连续成藏模式。

3.1 烃源岩条件

青一段和青二段烃源岩分布稳定且生烃能力强,为高台子油层致密油藏的形成提供了充足来源。青一段为湖泊先成期的快速水进期,由广泛分布富含有机质泥岩组成,发育较大厚度暗色泥岩;青二段为湖泊同生期的缓慢水退期,形成快速前积三角洲沉积体系与湖相泥岩叠层特征,地层厚度大,但暗色泥岩占地层比例小于青一段。

据青山口组烃源岩地化参数统计(表2),青一段烃源岩累计厚度范围为60~110 m,*TOC*含量为0.81%~7.94%,平均2.47%,氯仿沥青“A”含量分布于0.0029%~0.9207%,平均0.3729%,生烃潜量(S_1+S_2)为0.05~66.57 mg/g,平均13.61 mg/g; R_o 分布在0.68%~1.30%,平均0.95%,热解峰温(T_{max})分布在436.1~518.2℃,平均446.3℃,干酪根类型主要为I型。青二段烃源岩累计厚度介于70~160 m,*TOC*含量

平均1.60%,氯仿沥青“A”含量平均0.233%, S_1+S_2 为7.04 mg/g, R_o 平均0.86%, T_{max} 为444.8℃,为I-II₁型干酪根。按照烃源岩地球化学评价标准,青一段和青二段均属于优质烃源岩,处于成熟阶段,达到生油高峰期。

通过38口井 R_o 参数统计($N=59$), R_o 随深度变化呈线性关系。当埋藏深度每增加大约110 m, R_o 增加0.1%;当埋深约1450 m, R_o 为0.5%,烃源岩进入成熟阶段;当埋深约1670 m, R_o 为0.7%,源岩进入生油高峰期;当埋深达2220 m, R_o 可达1.2%,烃源岩进入高成熟阶段。

以南部QP1井为例,利用Petromod盆模软件,输入地层格架及年代、岩性及泥质含量百分比、烃源岩属性、古热流、古水深和地层剥蚀量等参数,模拟青山口组埋藏史演化过程(图6)。模拟结果表明:QP1井在嫩江组沉积中后期,青一段源岩地温超过90℃, R_o 超过0.7%,处于成熟阶段,排出部分烃类;短暂抬升过后,四方台组-明水组沉积期地层快速沉降,古地温增高,有机质成熟度增加,大部分烃源岩 R_o 超过0.9%,中心部位超过1.1%,烃源岩进入生烃高峰期;明水组沉积末期,地层遭受较大幅度抬升,生烃作用停止。

3.2 致密油成藏期次

通过13口井高台子油层流体包裹体样品($N=69$),分析其发育产状,观测烃类包裹体荧光和显微荧光光谱等,研究气、液两相流体包裹体显微测温数据,结合指示捕获各种成因流体包裹体的宿主矿物、阴极发光和荧光照片,明确其捕获序次,利用均一温度分布区间和埋藏史曲线划分石油成藏期次和充注幕次。

3.2.1 石油包裹体荧光光谱与产状分布特征

单个油包裹体显微荧光光谱参数是一种有效评价油包裹体成熟度和石油充注期次的方法^[31-32],以荧光光谱参数 λ_{max} 和 QF_{535} 较为常用^[32-34]。其中, λ_{max} 指油包裹体微束荧光光谱主峰所对应的波长,可表征包裹体

表2 松辽盆地齐家地区青山口组烃源岩地球化学参数

Table 2 Geochemical parameters of source rocks of Qingshankou Formation in Qijia area, Songliao Basin

层位	厚度/m	<i>TOC</i> 含量/%	氯仿沥青“A”含量/%	$(S_1+S_2)/(mg \cdot g^{-1})$	R_o /%	$T_{max}/^{\circ}C$
青一段	60~110	0.81~7.94	0.0029~0.9207	0.05~66.57	0.68~1.30	436.0~518.0
		2.47(38)	0.3729(33)	13.61(31)	0.92(42)	446.3(190)
青二段 (高三小层和高四小层)	70~160	0.52~3.66	0.0016~0.8569	0.02~54.71	0.60~1.15	435.0~465.0
		1.60(31)	0.2330(30)	7.04(30)	0.86(28)	444.8(341)

注:表中数据为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值(井数)}}$ 。

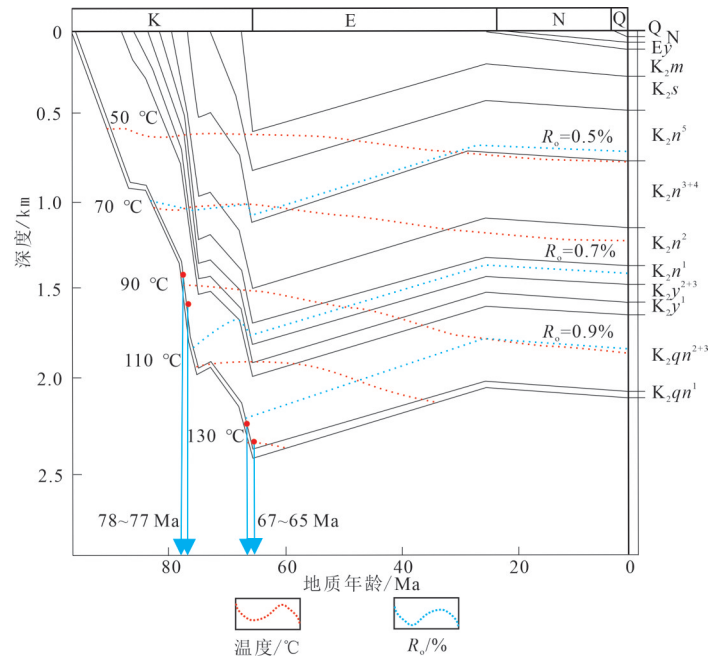


图6 松辽盆地齐家地区QP1井埋藏史曲线及成藏期次分布

Fig. 6 Distribution diagram showing accumulation periods and burial history curve in Well QP1 in Qijia area, Songliao Basin

K. 白垩系; K_2qn^1 . 上白垩统青山口组一段; K_2qn^{2+3} . 上白垩统青山口组二段和三段; K_2y^1 . 上白垩统姚家组一段; K_2y^{2+3} . 上白垩统姚家组二段和三段; K_2n^1 . 上白垩统嫩江组一段; K_2n^2 . 上白垩统嫩江组二段; K_2n^{3+4} . 上白垩统嫩江组三段和四段; K_2n^5 . 上白垩统嫩江组五段; K_2s . 上白垩统四方台组; K_2m . 上白垩统明水组; E. 古近系; E_2 . 依安组; N. 新近系; Q. 第四系

油成熟度,且两者成反比关系。 QF_{535} 为波长720 nm和波长535 nm所限定面积与波长535 nm和波长420 nm所限定面积之比,其值越大,说明油包裹体中高分子量烃类组分含量越高,成熟度越低^[35],反之亦然。 QF_{535} 值计算公式如下:

$$QF_{535} = \frac{S\lambda_{720} - \lambda_{535}}{S\lambda_{535} - \lambda_{420}} \quad (2)$$

式中: QF_{535} 为波长720 nm和波长535 nm所限定面积与波长535 nm和波长420 nm所限定面积之比,无量纲; S 为不同波长之间所限定的面积, nm^2 ; λ_{720} 为油包裹体荧光波长720 nm; λ_{535} 为油包裹体荧光波长535 nm; λ_{420} 为油包裹体荧光波长420 nm。

根据镜下包裹体荧光颜色以及 $\lambda_{\max}$ 与 QF_{535} 关系,可划分3种类型(图7): I区 QF_{535} 介于2.45~2.92, $\lambda_{\max}$ 分布在580.9~585.4 nm,为黄色荧光区域; II区 QF_{535} 主体为1.25~1.77, $\lambda_{\max}$ 分布在528.6~546.4 nm,为黄绿色区域; III区 QF_{535} 分布较广,介于0.50~1.30, $\lambda_{\max}$ 分布在489.3~521.5 nm,为蓝绿色区域。从I区- II区- III区, QF_{535} 逐渐降低,反映油包裹体中油成熟度逐渐增大,可判断出高台子油层油充注大致具有3幕。

高台子油层流体包裹体分布于粉砂岩的方解石胶结物、穿石英颗粒裂纹和石英颗粒内裂纹,其中以穿石英颗粒裂纹和石英颗粒内裂纹的包裹体为主,占

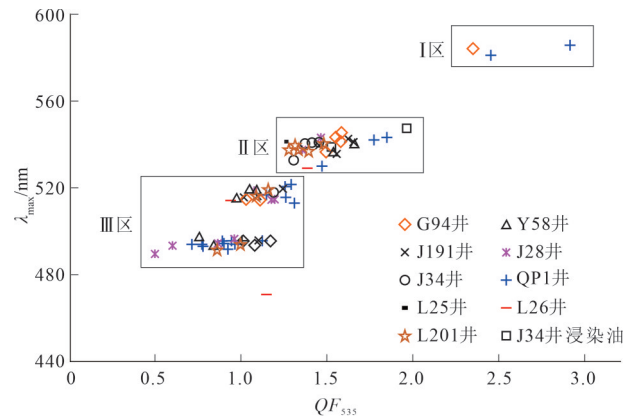


图7 松辽盆地齐家地区高台子油层油包裹体成熟度 $\lambda_{\max}$ 与 QF_{535} 交会图

Fig. 7 Cross correlation between oil inclusion maturity $\lambda_{\max}$ and QF_{535} in Gaotaizi reservoir in Qijia area, Songliao Basin

75%。据流体包裹体均一温度分析(表3),致密油具有2期3幕充注特征。QP1井包裹体均一温度分析,第1幕盐水包裹体均一温度为85.3~92.7 °C,平均89.6 °C,油包裹体均一温度为65.7~68.2 °C,平均67.3 °C;第2幕盐水包裹体均一温度为97.5~108.9 °C,平均103.7 °C,油包裹体均一温度为75.5~90.2 °C,平均85.3 °C;第3幕盐水包裹体均一温度为117.5~133.4 °C,平均126.8 °C,油包裹体均一温度为92.4~101.2 °C,

表3 松辽盆地齐家地区高台子油层流体包裹体均一温度及充注时间参数

Table 3 Parameters of homogenization temperature and charging time of fluid inclusions in Gaotaizi reservoir, Qijia area, Songliao Basin

井号	深度/m	油层	第1幕油包裹体均一温度/℃	第1幕盐水包裹体均一温度/℃	第1幕油充注时间/Ma	第2幕油包裹体均一温度/℃	第2幕盐水包裹体均一温度/℃	第2幕油充注时间/Ma	第3幕油包裹体均一温度/℃	第3幕盐水包裹体均一温度/℃	第3幕油充注时间/Ma
QP1	1 952.69	高三小层	65.7 ~ 68.0	85.3 ~ 91.4	77 ~ 75	75.5 ~ 87.4	97.5 ~ 104.5	69 ~ 68	95.7 ~ 101.2	127.2 ~ 133.4	67 ~ 66
QP1	2 071.00	高三小层	67.1 ~ 68.2	88.7 ~ 92.7	78 ~ 77	83.6 ~ 90.2	102.0 ~ 108.9	69 ~ 68	92.4 ~ 99.7	117.5 ~ 128.3	66 ~ 65
J34	2 125.02	高三小层	—	—	—	83.5 ~ 88.1	100.1 ~ 102.4	69 ~ 68	—	—	—
J34	2 135.16	高三小层	68.2	90.6	77	—	—	—	80	111.4	66
L25	2 042.57	高三小层	56.9 ~ 62.3	71.6 ~ 78.4	77 ~ 75	84.2 ~ 89.2	100.4 ~ 105.4	69 ~ 68	—	—	—

注:“—”代表未检测到包裹体。

平均为95.7℃。将QP1井不同期次盐水包裹体均一温度投影到埋藏史曲线,第1期充注时间为78~75 Ma,为嫩江组末期,对应于第1幕充注;第2期充注时间为69~65 Ma,对应于明水组沉积期,对应于第2幕和第3幕充注。

3.2.2 致密油成藏期次新认识

前人研究认为^[28,30,36-37],松辽盆地油藏形成存在3期充注,分别为嫩江组末期、明水组末期和古近系末期。本文结合构造运动、沉积特征及成藏条件等分析,认为高台子油层致密油发生2期充注,原因在于:①烃源岩于明水组末期埋藏深度最大,之后处于抬升剥蚀阶段,古近纪之后地层厚度明显小于地层剥蚀厚度,生烃作用停止;②致密油具有源-储共生特点,嫩江组末期和明水组末期的烃源岩已经进入生烃门限,烃源岩所生成的石油在满足自身需求后,超压充注到邻近储层;③致密油具有孔隙半径小、储层物性差和砂体薄的特点,古近纪末期构造运动对致密油藏调整较小,而对已经形成的常规油藏影响较大,造成石油沿断层或砂体运移形成次生油藏或逸散。

3.3 致密油运移通道与动力

3.3.1 致密油运移通道

未断穿青山口组的断层、裂缝和砂体构成了致密油运移通道。齐家地区发育沉陷期伸展断层、褶皱期断层和长期发育断层^[29-30]。其中,沉陷期伸展断层(T_2 断层)广泛分布,呈密集带状展布。通过地震剖面($N=6$ 条)统计分析,未断穿青山口组的 T_2 断层,其断距约20 m,占有断层的67.4%,提供了高台子油层致密油运移通道;而断开青山口组的断层,向上延伸到姚家组,则是形成葡萄花油层的主力通道。裂缝包括水平裂缝、高角度裂缝和微裂缝。水平裂缝在泥岩和砂岩中均有分布,高角度裂缝仅发育砂岩,均见沥青充填。

薄片中的微裂缝充填分为被方解石全充填、半充填和黑色有机质充填3种情况;荧光显微镜下裂缝充填方解石的包裹体可见蓝绿色荧光^[35],这些说明裂缝是致密油运移的重要通道。砂体为致密油侧向运移通道,齐家地区中部发育三角洲相内前缘分流河道和砂坝砂体,形态为薄层状砂体,连通性好(图3);而南部多为三角洲相外前缘席状和滨浅湖砂坝砂体,形态多为透镜体状,连通性较差。

3.3.2 致密油成藏动力

不平衡欠压实作用和烃源岩生烃增压被认为是产生超压的主要方式^[24-25,38]。不平衡欠压实作用为地层沉积速度过快,地层水不能有序排出而被封闭到地层,随着上覆地层增加,地层压力逐渐增加,表现为孔隙度减小,早期为正常压实作用变化,后期为欠压实作用,基本上平行于静水压力,孔隙度幅度明显增加,且为多层段增加,其计算方法为平衡深度法。通过平衡深度法计算青山口组压力,欠压实作用形成的过剩压力分布约6~8 MPa。由于形成欠压实作用的条件为泥岩能够封闭内部流体,使其不能因排出而发生泄压,进而不能突破源岩破裂压力,同时欠压实作用泄压时间主要处于嫩江组末期,不影响明水组石油排烃过程。因此,欠压实作用产生的超压并非致密油的主要成藏动力。

烃源岩生烃作用所产生的超压为高台子油层致密油的主要成藏动力。在石油生成过程中,烃源岩由中-高密度干酪根转化为低密度石油,导致孔隙流体体积膨胀而造成压力增加,表现为孔隙度减小趋势一直按照正常压实作用变化,处于静水压力,孔隙度仅由于生烃作用在烃源岩层段增加。依据空间守恒和物质守恒原理,利用生烃增压公式计算烃源岩产生的超压^[24],如下:

$$\Delta p = \frac{\alpha AFM_k B_o \rho_w - (1 - \beta) V_{w1} \rho_o \rho_k - AFM_k \rho_o}{\alpha AFM_k B_o C_o \rho_k + V_{w1} \beta C_w \rho_o \rho_k + (1 - AF) C_k M_k \rho_o} \quad (3)$$

式中: Δp 为烃源岩产生的剩余压力, MPa; α 为石油残留系数, 无量纲; β 为孔隙水残留系数, 无量纲; A 为干酪根氢指数/1 000, $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$; F 为转化率, %; M_k 为转化为石油的干酪根质量, kg; B_o 为原油体积系数, 无量纲; ρ_k 为干酪根密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; V_{w1} 为未生油状态下孔隙水体积, m^3 ; ρ_o 为原油密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; C_o 为石油压缩系数, 10^{-3} MPa^{-1} ; C_w 为地层水压缩系数, 10^{-3} MPa^{-1} ; C_k 为干酪根压缩系数, 10^{-3} MPa^{-1} 。式中各参数取值见表4。

随有机质转化率增加, 烃源岩剩余压力也逐渐增大。当青山口组源岩转化率超过40%, 封闭条件下剩余压力可达100 MPa, 完全能够推动石油进入致密储层。但当过剩压力超过源岩破裂压力, 即超过上伏静岩压力0.85倍时, 石油能够从岩石裂缝中排出。若上伏岩层平均密度取值为2 300 kg/m^3 , 明水组沉积期青一段烃源岩破裂所需剩余压力普遍超过15 MPa, 最大达25 MPa。当转化率约15%, 结合公式(3)计算, 明水组末期过剩压力超过25 MPa(图8), 超过破裂压力, 发生幕式排烃。青山口组烃源岩剩余压力演化主要受有机质转化率和上覆岩层压力控制。

3.4 致密油成藏过程

高台子油层致密油成藏时期主要为嫩江组末期和明水组沉积期, 下面分别从嫩江组末期和明水组末期(埋深最大)的埋深、烃源岩演化程度、过剩压力以及孔隙度演化过程来探讨高台子油层致密油成藏过程。

3.4.1 嫩江组末期

嫩江组末期, 致密油区的青一段顶面埋深约900~1 600 m, 利用Petromod模型模拟烃源岩热演化程度,

表4 松辽盆地齐家地区生烃增压公式计算参数

Table 4 Parameter values selected for the hydrocarbon generation pressurization formula, Qijia area, Songliao Basin

参数	取值	数据来源
原油密度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	851	原油物性资料
	原油 2.20	高压物性资料
压缩系数/(10^{-3} MPa^{-1})	地层水 0.44	文献[24]和[39]
	干酪根 1.40	文献[24]和[39]
干酪根密度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	1 200	文献[24]和[39]
泥岩密度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	2 600	测井曲线资料
原始TOC含量/%	青一段 5.41	通过实际恢复
	青二段 2.40	通过实际恢复
原始氢指数/($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	青一段 776.12	通过实际恢复
	青二段 520.45	通过实际恢复
原油体积系数	1.12	高压物性实验测试资料
干酪根转化率	15%~40%	盆地模拟获取

仅中南部生烃中心部位介于0.5%~0.8%, 烃源岩生烃作用产生的剩余压力分布为2~10 MPa。高三小层顶部埋深为800~1 400 m(图9a), 仅中、南部烃源岩 R_o 大于0.5%, 刚刚进入成熟阶段, 生烃强度较低, 生烃作用产生的剩余压力分布为2~6 MPa, 古埋深所对应的孔隙度为21%~15%, 储层未达到致密状态。青一段和青二段源岩刚刚进入成熟阶段, 在满足自身需求条件下, 仅在烃源岩生烃中心形成局部油藏。

3.4.2 明水组末期

明水组末期, 取地层抬升剥蚀厚度为300 m, 实际上中部和边部可能存在差异, 即中部小, 向边部逐渐增大。致密油区的青一段顶面埋深为1 700~2 400 m, 烃源岩 R_o 分布在0.7%~1.2%, 处于大量生烃高峰阶段, 生烃作用产生的剩余压力分布为10~25 MPa, 能够为石油运移提供足够动力。高三小层顶面埋深为1 600~2 200 m(图9b), 烃源岩 R_o 分布为0.7%~1.1%, 生烃作用产生的剩余压力分布为10~20 MPa, 其深度所对应孔隙度为13%~7%(图9b), 除齐家地区边部外, 大部分储层达到致密状态($\Phi < 12\%$), 烃源岩生成的石油在异常压力作用下进入致密储层, 形成大面积分布的致密油藏。

T25井—S53井演化剖面为致密油区中部东西向剖面(A—B剖面)(图10)。嫩江组沉积末期, 高三小层埋深为1 100~1 400 m, 地层呈东倾西斜特征, 储层尚未达到致密, 仅剖面东部烃源岩 R_o 超过0.5%的地区形成局部油藏。明水组末期, 高三小层埋深为1 600~2 100 m, 受东侧构造抬升作用, 地层呈向斜特征, 储层达到致密状态, 烃源岩 R_o 均超过0.7%, 进入成熟阶

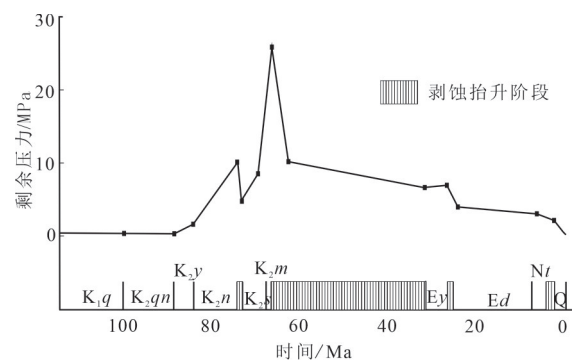


图8 松辽盆地齐家地区青一段烃源岩剩余压力演化

Fig. 8 Evolution of source rock residual pressure of Qing 1 Member in Qijia area, Songliao Basin

K_{1q}. 下白垩统泉头组; K_{2qn}. 上白垩统青山口组; K_{2y}. 上白垩统姚家组; K_{2n}. 上白垩统嫩江组; K_{2s}. 上白垩统四方台组; K_{2m}. 上白垩统明水组; Ey. 古近系依安组; Nd. 新近系大安组; Nt. 新近系泰康组; Q. 第四系

段,最高可达到1.2%,处于生油高峰期,生烃作用产生的剩余压力主要分布为10~25 MPa;青一段和青二段烃源岩所生成石油通过孔隙-裂缝-断层系统充注进入砂体,再沿砂体短距离侧向运移形成大面积分布的准连续型致密油藏。

3.5 致密油成藏模式

高台子油层致密油成藏模式类型为下生上储-源储间互双源供烃型成藏模式,经历了嫩江组末期的局部(中心)充注和明水组沉积期的大面积充注两个成藏过程(图10)。青一段烃源岩与高台子油层构成下生上储型成藏组合,青二段烃源岩与高台子油层源储关系为源储间互型成藏组合,两者构成双源供烃型成藏模式。嫩江组末期,源岩刚刚进入成熟阶段,储层尚未致密,仅烃源岩生烃中心部位生成的石油运移到邻近高台子油层储层中形成局部油藏(图9a,图10a);明水组

末期,烃源岩进入生烃高峰期,为石油主要充注期,储层处于致密状态,生烃作用产生的过剩压力驱动石油进入高台子油层致密储层,沿断层、裂缝和砂体垂向和侧向运移,形成大面积分布的致密油藏(图9b,图10b)。

4 结论

1) 高台子油层储层主要发育残余粒间孔和长石溶孔,孔隙度平均9.17%,渗透率平均 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平面上北部孔隙度超过12%,中南部多数小于12%,属于致密储层。致密油藏类型主要为断层、岩性-断层和岩性油藏,呈现平面叠加连片、纵向多层叠置的准连续型分布特征,受砂体展布、断层和储集物性控制,不受构造高点控制。

2) 青一段和青二段烃源岩厚度大,TOC含量分别为2.47%和1.60%, R_o 介于0.7%~1.2%,处于生油

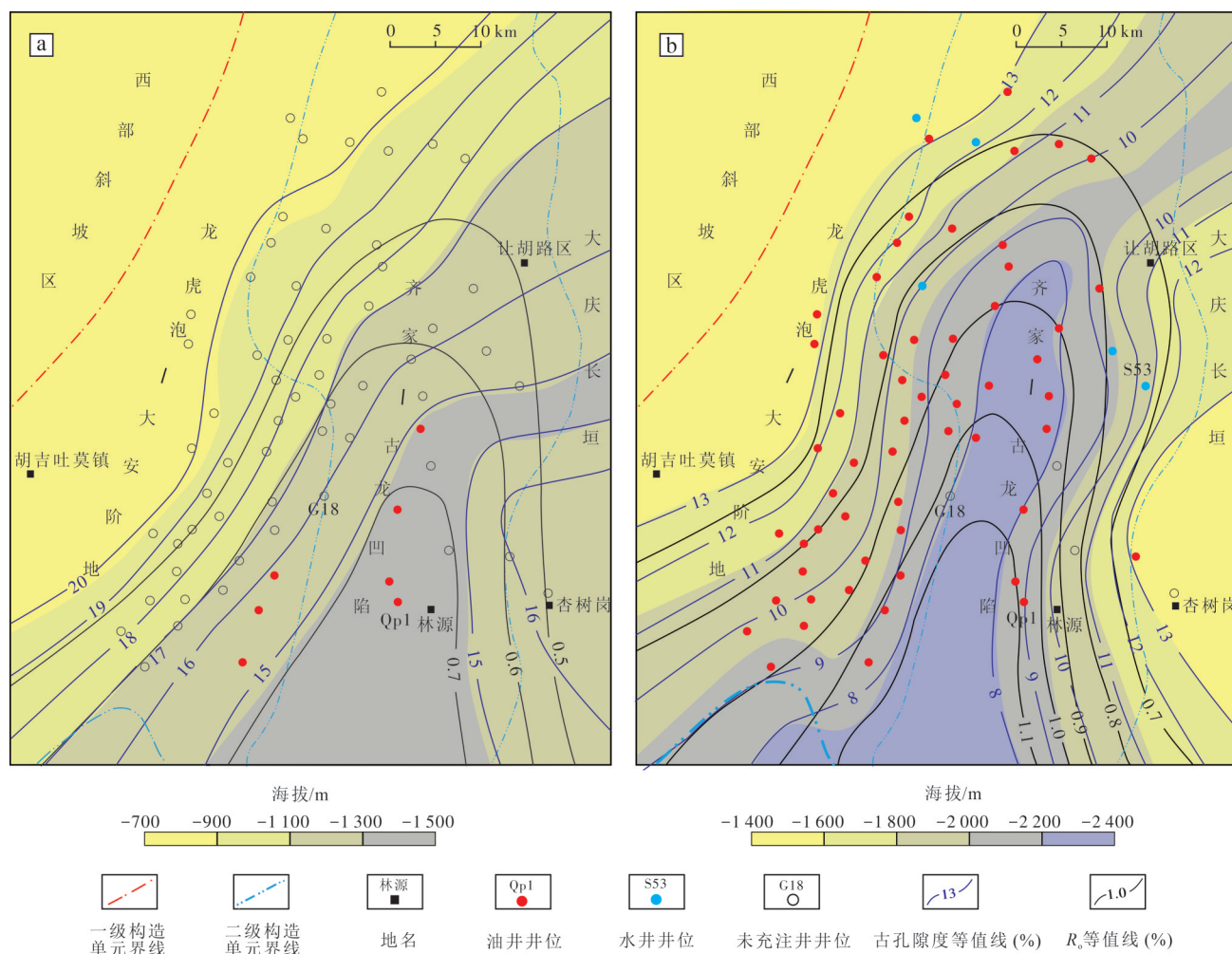


图9 松辽盆地齐家地区高台子油层致密油成藏时期构造、 R_o 与孔隙度分布

Fig. 9 Distribution of structure, R_o and porosity during tight oil accumulation in Gaotai reservoir in Qijia area, Songliao Basin

a. 嫩江组沉积末期;b. 明水组沉积末期

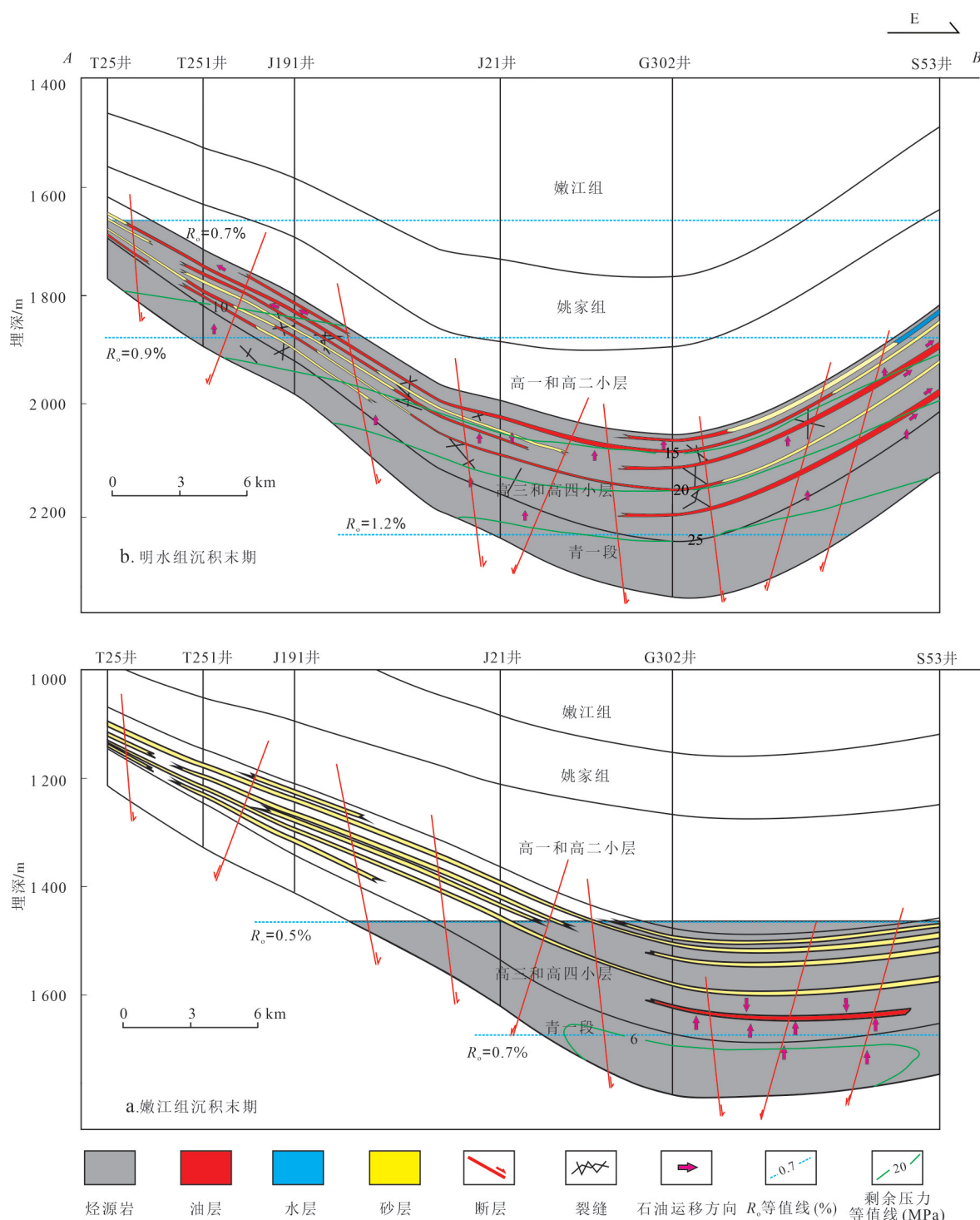


图 10 松辽盆地齐家地区高台子油层 T25 井—S53 井致密油成藏演化剖面

Fig. 10 Cross sections of tight oil accumulation evolution crossing Well T25 to Well S53 of Gaotaizi reservoir in Qijia area, Songliao Basin

高峰期,属于优质烃源岩;致密油成藏期次为2期3幕充注,成藏时间分别为78~75 Ma和69~65 Ma,分别为嫩江组末期和明水组沉积期;未断穿青山口组的断层、裂缝和砂体构成致密油运移通道。

3) 嫩江组末期,高台子油层顶面埋深为800~1 400 m,对应的古孔隙度约21%~15%,储层未达到

致密状态,烃源岩刚刚进入成熟阶段,生烃作用产生的最大剩余压力约10 MPa,仅在生烃中心处形成局部油藏;明水组末期,高台子油层顶面埋深为1 600~2 200 m,对应的古孔隙度约13%~7%,储层处于致密状态,烃源岩进入生油高峰期,所产生的剩余压力可达25 MPa,形成大面积分布的致密油藏。致密油成藏模式为下生

上储-源储间互双源供烃型准连续成藏模式。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,陶士振,侯连华,等. 非常规油气地质[M]. 北京:地质出版社,2013,1-36.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Geology of unconventional oil and gas[M]. Beijing:Geology Press, 2013: 1-36.
- [2] 张君峰,毕海滨,许浩,等. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J]. 石油学报,2015,36(2):127-137.
Zhang Junfeng, Bi Haibin, Xu Hao, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137.
- [3] 林森虎,邹才能,袁选俊,等. 美国致密油开发现状及启示[J]. 岩性油气藏,2011,23(4):25-30.
Lin Senhu, Zou Caineng, Yuan Xuanjun, et al. Status quo of tight oil exploitation in the United States and its implication [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 25-30, 64.
- [4] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发,2019,46(6):1015-1026.
Sun Longde, Zou Caineng, Jia Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [5] 何登发,李德生,童晓光,等. 中国沉积盆地油气立体综合勘探论[J]. 石油与天然气地质,2021,42(2):265-284.
He Dengfa, Li Desheng, Tong Xiaoguang, et al. Integrated 3D hydrocarbon exploration in sedimentary basins of China [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(2): 265-284.
- [6] 朱如凯,邹才能,吴松涛,等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质,2019,40(6):1168-1184.
Zhu Rukai, Zou Caineng, Wu Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168-1184.
- [7] 王媛,汪少勇,李建忠,等. 辽西雷家地区沙四段中-低熟烃源岩排烃效率与致密油-页岩油勘探前景[J]. 石油与天然气地质,2019,40(4):810-821.
Wang Yuan, Wang Shaoyong, Li Jianzhong, et al. The hydrocarbon expulsion efficiency of medium low mature source rocks and tight shale oil potential in the Es₄, Leijia area in West Depression, Liaohe Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 810-821.
- [8] 蒲秀刚,周立宏,韩文中,等. 歧口凹陷沙一下亚段斜坡区重力流沉积与致密油勘探[J]. 石油勘探与开发,2014,41(2):138-149.
Pu Xiugang, Zhou Lihong, Han Wenzhong, et al. Gravity flow sedimentation and tight oil exploration in lower first member of Shahejie Formation in slope area of Qikou Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(2): 138-149.
- [9] 蒙启安,白雪峰,梁江平,等. 松辽盆地北部扶余油层致密油特征及勘探对策[J]. 大庆石油地质与开发,2014,33(5):23-29.
Meng Qi'an, Bai Xuefeng, Liang Jiangping, et al. Fuyu tight oil characteristics and exploration countermeasures in north Songliao Basin [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(5): 23-29.
- [10] 吴伟涛,邓静,赵靖舟,等. 鄂尔多斯盆地华庆地区长7油层组致密油成藏条件与成藏模式[J]. 石油与天然气地质,2016,37(6):874-881.
Wu Weitao, Deng Jing, Zhao Jingzhou, et al. Accumulation conditions and models of tight oil reservoirs in Chang-7 of Huaqing area, the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 874-881.
- [11] 姚泾利,邓秀芹,赵彦德,等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. 石油勘探与开发,2013,40(1):150-158.
Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 150-158.
- [12] 陈世加,张焕旭,路俊刚,等. 川中侏罗系大安寨段致密油富集高产控制因素[J]. 石油勘探与开发,2015,42(2):1-8.
Chen Shijia, Zhang Huanxu, Lu Jungang, et al. Controlling factors of Jurassic Da'anzhai tight oil accumulation and high production in central Sichuan Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 1-8.
- [13] 苏阳,查明,曲江秀,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油聚集过程模拟及主控因素分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(6):11-22.
Su Yang, Zha Ming, Qu Jiangxiu, et al. Simulations on oil accumulation processes and controlling factors in tight reservoirs of Lucaogou Formation of Jimsar Sag [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(6): 11-22.
- [14] 支东明. 玛湖凹陷百口泉组准连续型高效油藏的发现与成藏机制[J]. 新疆石油地质,2016,37(4):373-382.
Zhi Dongming. Discovery and hydrocarbon accumulation mechanism of quasi-continuous high-efficiency reservoirs of Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(4): 373-382.
- [15] 施立志,王卓卓,张永生. 松辽盆地齐家地区高台子油层致密油分布及地质特征[J]. 天然气地球科学,2014,25(12):811-827.
Shi Lizhi, Wang Zhuozhuo, Zhang Yongsheng. Distribution and geological characteristics of tight oil in Gotaizi oil layer of Qijia area, Songliao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(12): 1943-1950.
- [16] 赵靖舟,白玉彬,曹青,等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):811-827.
Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: A new pattern for large tight sand oil fields in the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811-827.
- [17] 肖正录,陈世加,刘广林,等. 有限充注动力背景下致密储层油水差异成藏再认识——以鄂尔多斯盆地华池地区延长组8段为例[J]. 石油与天然气地质,2020,41(6):1129-1138.
Xiao Zhenglu, Chen Shijia, Liu Guanglin, et al. Further understanding of differential accumulations of oil and water in tight sandstones with limited charging power: A case study of Chang 8 member in Huachi area, Ordos Basin, China [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1129-1138.
- [18] 赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J]. 天然气地球科学,2012,23(3):393-406.
Zhao Jingzhou. Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 393-406.
- [19] 赵靖舟,曹青,白玉彬,等. 油气藏形成与分布:从连续到不连续——兼论油气藏概念及分类[J]. 石油学报,2016,37(2):145-159.
Zhao Jingzhou, Cao Qing, Bai Yubin, et al. Petroleum accumulation from continuous to discontinuous: Concept, classification and

- distribution[J]. *Acta Petroleum Sinica*, 2016, 37(2): 145–159.
- [20] 赵靖舟, 付金华, 曹青, 等. 致密油气成藏理论与评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, Cao Qing, et al. Accumulation theory and evaluation technology of tight oil & gas [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [21] 李易霖, 张云峰, 尹淑丽, 等. 致密砂岩储集空间多尺度表征——以松辽盆地齐家地区高台子油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 915–922.
Li Yilin, Zhang Yunfeng, Yin Shuli, et al. Characterization of the pore space in tight sandstone reservoirs from macroscopic and microscopic perspectives: A case study of Gaotaizi Reservoir in Qijia area, the Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 915–922.
- [22] 刘春雷, 李文厚, 袁珍, 等. 鄂尔多斯盆地东南缘上三叠统长8段砂岩储层成岩作用与孔隙演化[J]. 地质通报, 2013, 32(5): 807–814.
Liu Chunlei, Li Wenhou, Yuan Zhen, et al. Diagenesis and porosity evolution of Chang 8 oil bearing in Southeast Ordos Basin [J]. *Geological Bulletin of China*, 2013, 32(5): 807–814.
- [23] 楚美娟, 郭正权, 齐亚林, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长8储层定量成岩作用及成岩相分析[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 477–484.
Chu Meijuan, Guo Zhengquan, Qi Yalin, et al. Quantitative diagenesis and diagenetic facies analysis on chang 8 Reservoir of Yan-chang Formation in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 477–484.
- [24] 郭小文, 何生, 郑伦举, 等. 生油增压定量模型及影响因素[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 636–643.
Guo Xiaowen, He Sheng, Zheng Lunju, et al. A quantitative model for the overpressure caused by oil generation and its influential factors [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(4): 636–643.
- [25] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 973–998.
Zhao Jingzhou, Li Jun, Xu Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins [J]. *Acta Petroleum Sinica*, 2017, 38(9): 973–998.
- [26] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 3–17.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2015, 34(1): 3–17.
- [27] 施立志, 王卓卓, 张革, 等. 松辽盆地齐家地区致密油形成条件与分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 1–7.
Shi Lizhi, Wang Zhuozhuo, Zhang Ge, et al. Distribution and formation of tight oil in Qijia area, Songliao Basin, East China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(1): 1–7.
- [28] 林铁锋, 张庆石, 张金友, 等. 齐家地区高台子油层致密砂岩油藏特征及勘探潜力[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(5): 36–43.
Lin Tiefeng, Zhang Qingshi, Zhang Jinyou, et al. Characteristic and exploration potential for Gaotaizi tight sandstone oil reservoir in Qijia area [J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(5): 36–43.
- [29] 高瑞琪, 蔡希源. 松辽盆地油气田形成条件与分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
Gao Ruiqi, Cai Xiyuan. Formation condition and distribution rule of oil & gas field of Songliao Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [30] 侯启军, 冯志强, 冯子辉, 等. 松辽盆地陆相石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
Hou Qijun, Feng Zhiqiang, Feng Zihui, et al. Continental petroleum geology of Songliao Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [31] Stasiuk L D, Snowdon L R. Fluorescence micro-spectrometry of synthetic and natural hydrocarbon fluid inclusions: Crude oil chemistry, density and application to petroleum migration [J]. *Applied Geochemistry*, 1997, 12(3): 229–241.
- [32] 陈红汉. 单个油包裹体显微荧光特性与热成熟度评价[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 584–590.
Chen Honghan. Microspectrofluorimetric characterization and thermal maturity assessment of individual oil inclusion [J]. *Acta Petroleum Sinica*, 2014, 35(3): 584–590.
- [33] Munz L A. Petroleum inclusions in sedimentary basins: Systematics, analytical methods and applications [J]. *Lithos*, 2001, 55(1–4): 195–212.
- [34] 苏奥, 陈红汉, 平宏伟. 次生作用对原油和油包裹体荧光颜色及光谱参数的影响[J]. 光谱学与光谱分析, 2015, 35(3): 668–673.
Su Ao, Chen Honghan, Ping Hongwei. Secondary alterations influence on fluorescence color and spectral parameters of crude oil and oil inclusion [J]. *Spectroscopy and Spectral Analysis*, 2015, 35(3): 668–673.
- [35] 斯尚华, 赵靖舟, 刘俊邦, 等. 利用油包裹体荧光光谱确定齐家地区高台子油层致密油气成藏期次及其相对成熟度[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(6): 78–86.
Si Shanghua, Zhao Jingzhou, Liu Junbang, et al. Determination of accumulation periods and relative maturity of tight oil and gas in Gaotaizi oil reservoir of Qijia area by using fluorescence spectrum of oil inclusions [J]. *China Petroleum Exploration*, 2018, 23(6): 78–86.
- [36] 张革, 林景晔, 杨庆杰, 等. 松辽盆地西部扶杨油层成藏条件和勘探潜力[J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 12(5): 5–7.
Zhang Ge, Lin Jingye, Yang Qingjie, et al. Reservoir-forming conditions and exploration potential of Fuyang oil layer in the Western Songliao Basin [J]. *Petroleum geology and oilfield development in Daqing*, 2002, 12(5): 5–7.
- [37] 侯启军, 蒙启安, 张革. 松辽盆地齐家-古龙地区扶杨油层流体包裹体特征[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(4): 48–51.
Hou Qijun, Meng Qi'an, Zhang Ge. Characters of fluid inclusions in the Fuyang Reservoir, Qijia-Gulong area, Songliao Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(4): 48–51.
- [38] Tingay M, Morley C K, Laird A, et al. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin [J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(4): 639–672.
- [39] 刘雯, 邱楠生, 徐秋晨, 等. 四川盆地高石梯-磨溪地区下寒武统筇竹寺组生烃增压定量评价[J]. 石油科学通报, 2018, 3(3): 262–271.
Liu Wen, Qiu Nansheng, Xu Qiuchen, et al. The quantitative evaluation of the pressurization caused by hydrocarbon generation in the Cambrian Qiongzhusi Formation of the Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(3): 262–271.