

张熠,刘萍,周翔. 松辽盆地王府地区泉四段常规、非常规油气有序分布及成藏主控因素. 吉林大学学报(地球科学版), 2025,55(1):46–56. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230074.

Zhang Yi, Liu Ping, Zhou Xiang. Main Controlling Factors and Distribution of Conventional and Unconventional Oil Within the 4th Member of Quantou Formation in Wangfu Area, Songliao Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2025,55(1):46–56. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230074.

松辽盆地王府地区泉四段常规、非常规油气有序分布及成藏主控因素

张熠¹,刘萍²,周翔¹

1.大庆油田有限责任公司勘探开发研究院,黑龙江 大庆 163712

2.大庆油田有限责任公司第五采油厂,黑龙江 大庆 163513

摘要:为了探讨松辽盆地王府地区泉四段油气富集规律和有利勘探方向,综合地震、地质、地化和生产测试等多种资料,在王府地区常规、非常规油气分类和分布研究基础上,明确各类油藏的主控因素,建立其差异性的成藏模式。结果表明:王府地区发育常规低渗透砂岩油和非常规致密油 2 种类型的油藏,平面上二者呈有序性分布。泉四段油气成藏受烃源岩、构造、断层和优质储层联合控制,强排烃泥岩作为低渗透油藏物质基础控制其宏观分布,生烃增压是凹陷内致密油充注的主要动力,限制了致密油分布范围;大规模排烃前构造基本定型,北部低势区是低渗透砂岩油气运移指向区;明水组末期开启的 NW 向断层是低渗透油藏侧向运聚和致密油垂向运聚的良好通道;相对优质储层是控制致密油富集和低渗透砂岩油藏高产的重要因素。建立了三站背斜低渗透砂岩“势差驱动、近源侧向输导、古高点聚集”、莺山西构造群低渗透砂岩“源储对接、超压+浮力接替驱动、断砂联合输导”、王府凹陷致密油“超压驱动、源内垂向下排、局部甜点富集”和莺山东构造群致密油“超压+浮力联合驱动、远源砂体侧向输导、甜点储层聚集”等 4 种成藏模式。

关键词:低渗透砂岩油藏;致密油;成藏控制因素;泉四段;王府地区;松辽盆地

doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230074

中图分类号:P618.13;TE12

文献标志码:A

Main Controlling Factors and Distribution of Conventional and Unconventional Oil Within the 4th Member of Quantou Formation in Wangfu Area, Songliao Basin

Zhang Yi¹, Liu Ping², Zhou Xiang¹

1. Exploration and Production Research Institute, Daqing Oilfield Limited Company, Daqing 163712, Heilongjiang, China

2. The Fifth Oil Production Plant, Daqing Oilfield Limited Company, Daqing 163513, Heilongjiang, China

Abstract: In order to ensure the hydrocarbon enrichment regularities and favorable exploration direction within the 4th Member of Quantou Formation in Wangfu area, seismic, geological, geochemistry, and testing data are used to analyze the main controlling factors and hydrocarbon accumulation mode of conventional and unconventional oil on the basis of reservoir classification and its distribution. There are two kinds of reservoirs in Wangfu area, conventional low-permeability reservoir

收稿日期:2023-03-29

作者简介:张熠(1980—),男,高级工程师,博士,主要从事非常规油气成藏机理方面的研究.E-mail:jbnctzz@126.com

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05071)

Supported by the National Science and Technology Major Project of China (2017ZX05071)

and unconventional tight oil, and they are in order distribution. The hydrocarbon accumulations in the 4th Member of Quantou Formation are controlled by source rock, structure, fault, and reservoir. The distribution of low-permeability reservoir is controlled by strong hydrocarbon expulsion mudstone, while residual pressure is the main power for tight oil. The structure of the 4th Member of Quantou Formation is almost complete before the hydrocarbon expulsion, and north uplift with a low fluid potential is the target area for low-permeability reservoir migration. The open faults in NW direction are favorable channels for low-permeability reservoir migration in lateral and tight oil in vertical. Relatively high reservoir quality is the key factor of tight oil accumulation and low-permeability reservoir productivity. We recognized four kinds of accumulation modes in Wangfu area, such as “overpressure drive, vertical migration and enrichment in sweet points” within the deep depression, “fluid potential drive, lateral migration along the open fault and assemble in ancient culmination” among north uplift, “reservoir and source butt to butt, overpressure and fluid potential relay drive, fault and sandstone migrate together” in west steep slope, and “overpressure and fluid potential drive, sandstone migration and enrichment in sweet points” around gentle slope in the east.

Key words: low-permeability sandstone oil; tight oil; controlling factor; the 4th Member of Quantou Formation; Wangfu area; Songliao basin

0 引言

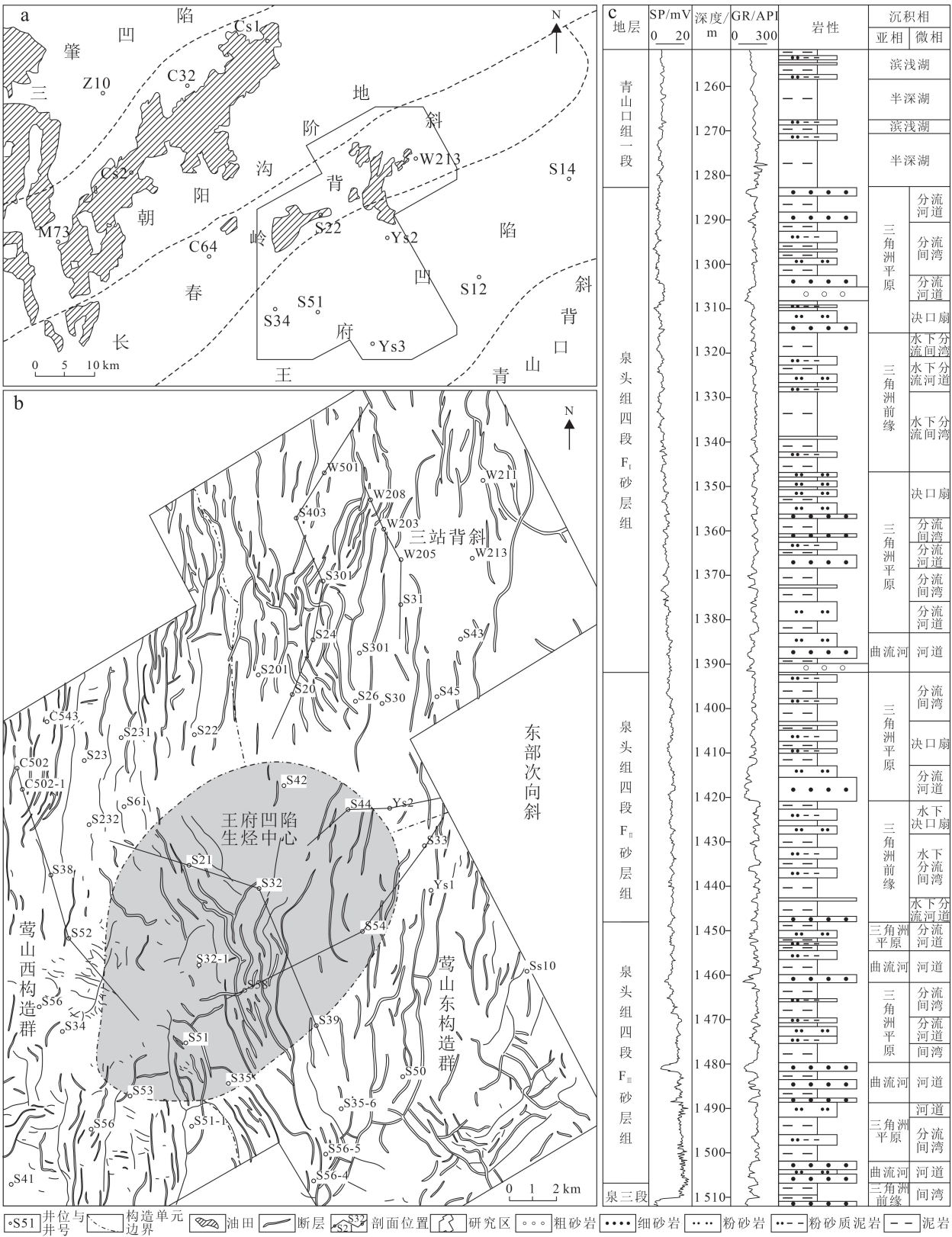
低渗透油藏是在渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的碎屑岩和碳酸盐储层内的油气藏,也是我国油气勘探的重要对象和目前剩余油气资源的主体之一^[1-2]。2019年中石油先后在鄂尔多斯盆地长7段、松辽盆地扶余油层和三塘湖盆地条湖组的低孔渗砂岩中探明超 $3 \times 10^8 \text{ t}$ 油气储量,建成了3个产能超 $160 \times 10^4 \text{ t}$ 的规模油气产区^[3-4],证实了该类油藏巨大的勘探潜力。相对于低渗透油藏,致密油储层更加致密,地面渗透率通常小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;但由于其紧邻生油岩,油气未经大规模运移,资源潜力巨大,故致密油储层是目前非常规油气勘探热点^[4-8]。随着老油田精细勘探的深入,在生烃凹陷内的低渗透砂岩油藏附近常发现大量致密油藏,二者在空间上呈现规律性分布特征^[9-10]。

泉四段是松辽盆地主要含油层段。早在1956年松辽盆地外围岩性油藏勘探中,前人^[11]即在大庆油田泉四段的低渗透砂岩中发现横向不连续、具有强非均质性的岩性油气藏,随后在“三角洲前缘带岩性油藏成藏”理论指导下,陆续发现储量规模超 $20 \times 10^8 \text{ t}$ 的大面积低渗透砂岩油藏群。王府地区是松辽盆地北部重要的低渗透油气富集区之一,1992年W501井在泉四段低渗透砂岩中实现油气工业突破,S30井更是获 33.65 t/d 的高产油流,随后的68口探井和评价井试油也获得工业油流,王府地区泉四段低渗透油藏也随之进入大规模开发。近年来,

王府凹陷中部的S32井在青一段烃源岩下伏的致密储层内获低产油流,S51、S35区块也在凹陷内致密储层中获得了一定的油气产量,证实王府地区具备发育致密油的潜力,突破了深凹区为勘探禁区的传统认识。前人^[12-13]对王府地区泉四段的沉积特征、断裂与砂体特征、油气成藏条件等进行了大量研究,所获研究成果有效地指导了北部三站背斜构造-岩性油藏的发现;但本区油藏类型多样、富集规律复杂,随着勘探的深入和致密油的发现,王府地区呈现常规、非常规油气有序分布和差异性聚集的特征,因此,明确王府地区不同类型油藏分布,总结各类油气成藏模式,成为本区油气精细勘探的重要内容。本研究在明确王府地区常规、非常规油气分类、分布的基础上,系统分析了王府地区油气成藏主控因素,建立了三站背斜、莺山西构造群低渗砂岩油藏和王府凹陷、莺山东构造群致密油等3种成藏模式,以期王府地区油气勘探方向优选提供依据。

1 区域地质概况

研究区位于松辽盆地东南隆起区,北接长春岭背斜,向南与青山口背斜以斜坡状相邻(图1a),总体为“北高南低、西陡东缓”的构造格局,可分为三站背斜、莺山西构造群、王府凹陷、莺山东构造群和东部次向斜等5个次级构造单元(图1b)。地层(图1c)自下而上依次为断陷期火石岭组、沙河子组、营城组和登娄库组,拗陷期泉头组、青山口组、嫩江组和姚家组,其中泉四段是本区主要含油层位,分为



F_{III} 、 F_{II} 和 F_I 等 3 个砂层组,油藏集中在 F_I 中下部和 F_{II} 上部物性相对较好的砂岩中,向下随物性降低, F_{II} 砂组含油性变差,以水层、干层为主。

2 泉四段油藏分类与分布

2.1 常规、非常规油气分类

王府地区泉四段以浅水三角洲前缘分流河道、决口扇粉一细砂岩为主,储层普遍较差,孔隙度集中在 $6.0\% \sim 15.0\%$ 之间,平均值为 12.6% ,渗透率分布在 $0.02 \times 10^{-3} \sim 41.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,大部分样品小于 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。相比于常规的低渗透砂岩,致密油储层一般无自然产能,只有大规模压裂才能形成工业产能^[14-15]。统计研究区常规试油自然产能低、而经压裂改造后产能显著改善的层段,结果表明,渗透率小于 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度小于 12.0% 的储层经压裂改造,大部分层段提产效果可达 10 倍以上(图 2a)。因此,以渗透率 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为界将泉四段分为常规低渗透砂岩油藏和非常规致密油藏 2 种类型。由图 2b 可知:三站背斜和莺山西构造群埋藏浅、物性最好,孔隙度集中在 $12.0\% \sim 25.0\%$ 之间,平均值为 17.6% ,渗透率集中在 $1.00 \times 10^{-3} \sim 28.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $2.69 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属常规低渗油藏;东部次向斜和莺山东构造群埋深较大,孔隙度和渗透率分别普遍小于 12.0% 和 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值分别为 10.1% 和 $0.76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;王府凹陷埋深最大、物性最差,孔隙度和渗透率分别平均仅为 6.6% 和 $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属致密油藏。

2.2 油藏类型与分布

王府地区泉四段油藏发育受构造、断层和岩性

联合控制,可分为构造-岩性、构造-断层-岩性和断层-岩性油藏等常规低渗透油藏和砂岩上倾尖灭、砂岩透镜体型致密油藏。三站背斜地层陡倾、断层发育,远离生烃中心,油气分布受构造控制明显,为构造-岩性和构造-断层-岩性油藏(图 3a、b);莺山西构造群远离生烃中心,断层较发育,条带状河道砂岩被断裂切割、遮挡形成断层-岩性油藏(图 3c);东部次向斜和莺山东构造群靠近生烃中心,发育断层-岩性油藏(图 3d),同时砂岩沿上倾方向尖灭形成上倾尖灭型致密油藏(图 3e);王府凹陷紧邻生烃中心,物性较好的河道砂体侧缘被泥岩封堵形成砂岩透镜体型致密油藏(图 3f)。

平面上,各类油藏围绕凹陷呈弧形分布,从凹陷中心向两侧斜坡和隆起呈砂岩透镜体型、砂岩上倾尖灭型致密油和断层-岩性、构造-断层-岩性、构造-岩性等低渗透油藏的有序性分布。

3 王府地区低渗透砂岩油与致密油成藏主控因素

3.1 强排烃泥岩与生烃增压

强排烃泥岩是低渗透砂岩油藏的物质基础,生烃增压是致密油充注的主要动力。王府凹陷是一个独立的生烃凹陷,青一段强排烃泥岩是泉四段油藏的物质基础。生烃模拟表明,王府地区青一段排烃强度最大约为 $155 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,宏观上控制了低渗透砂岩油藏的分布,使其围绕生烃中心呈弧形分布(图 4a)。凹陷中部致密油储层物性差、毛细管阻力大,仅依靠浮力油气难以运移成藏,生烃增压形成的超压就成为深凹区致密油充注的主要动力^[16]。泉四段样品压汞分析表明,渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时

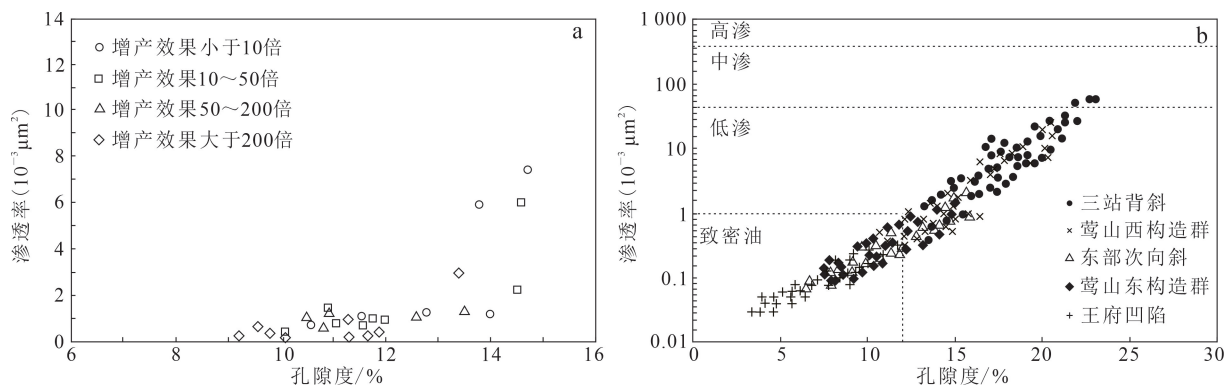
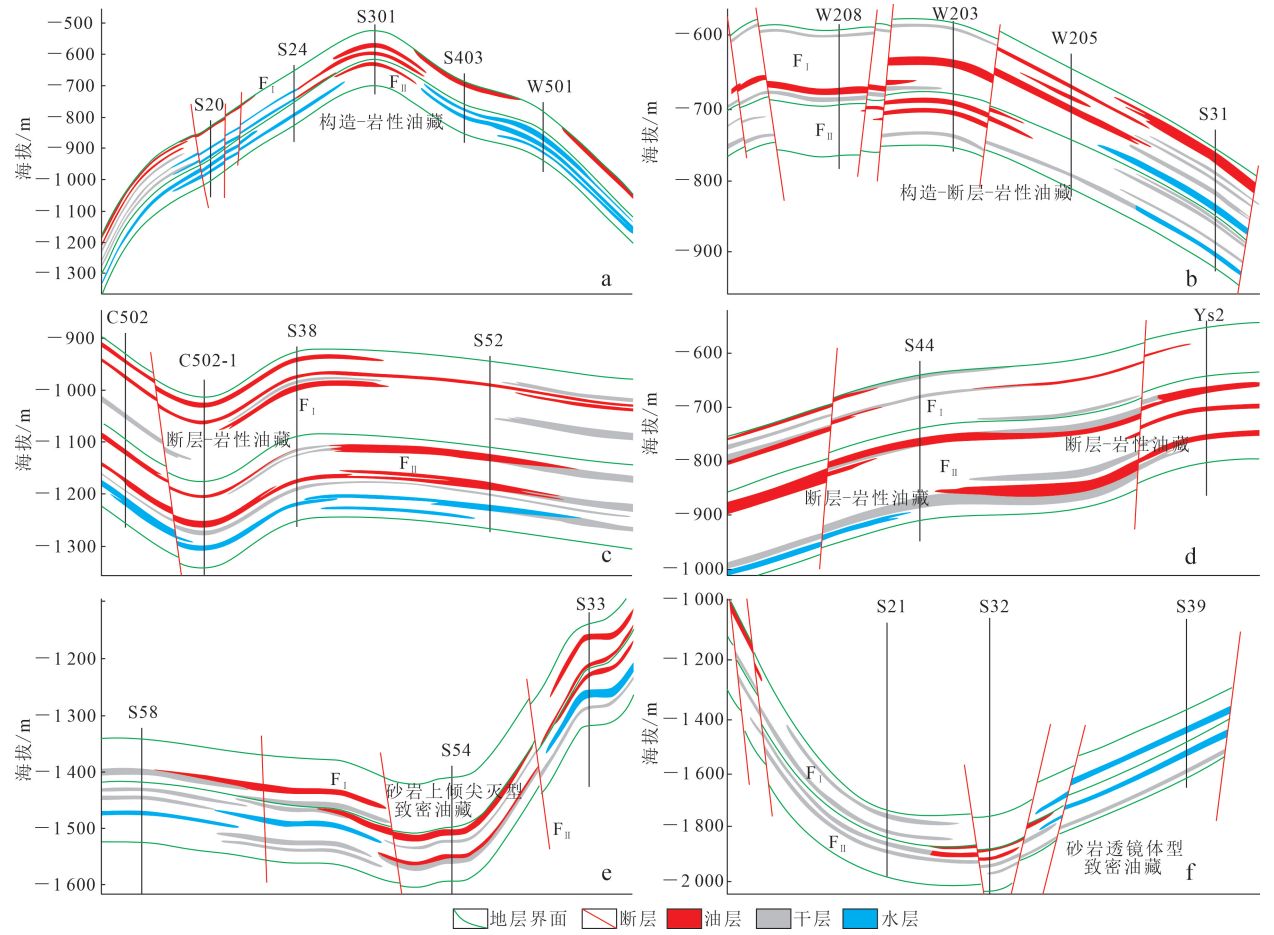


图2 王府地区泉四段压裂改造效果(a)和渗透率-孔隙度关系(b)

Fig.2 Fracturing effect (a) and relationship between permeability and porosity (b) in the 4th Quantou Formation, Wangfu area



a. S20-S24-S501 井油藏剖面;b. W208-W203-S31 井油藏剖面;c. C502-S38-S52 井油藏剖面;d. S44-Ys2 井油藏剖面;e. S58-S54-S33 井油藏剖面;f. S21-S32-S39 井油藏剖面。剖面位置见图 1。

图 3 王府地区泉四段油藏类型

Fig.3 Type of oil reservoir in the 4th Quantou Formation, Wangfu area

排驱压力为 5.0 MPa,而青一段烃源岩大规模排烃时形成 4.0~8.0 MPa 的超压,最大可达 8.2 MPa。超压是克服毛细管阻力形成致密油藏的必要条件,在超压作用下青一段原油可向下排驱 11~73 m,与断层配合时垂向排驱距离达 265~522 m^[17]。钻井结果也表明,凹陷内致密油富集在超压大于 5.0 MPa 的区域,如 S21、S32、S35 等井均钻遇连续油层,而东部次向斜和莺山东构造群超压小于 5.0 MPa 的岩性、断层-岩性圈闭基本无油气显示,如 S35-6、S56-5 显示为干层或油水同层(图 4b)。

3.2 古构造背景

大规模排烃前构造基本定型,北部低势区是低渗透砂岩油气运移指向区。王府地区经历了断陷、拗陷和反转抬升等演化阶段,姚家组-嫩江组时期的反转抬升对泉四段油气聚集的影响最大。尤其是姚家组沉积期王府地区开始大规模褶皱抬升并持续

至嫩江组沉积期末,此时周边长春岭背斜和三站背斜均发育定型,而青一段烃源岩则在明水组末期才开始大规模成熟并向外排烃,略晚于地层反转抬升,因此,大规模排烃前“北高南低”的古构造已基本定型(图 5a)。油气运移路径模拟表明,大规模排烃时三站背斜与莺山西构造群等形成时间较早的古隆起埋藏小于 1 000 m,仍具有较好的储层物性,作为流体势低势区,是低渗透油气运移的主要指向区(图 5b)。王府凹陷原油在浮力作用下沿断裂向北部、西北部低势区侧向运移,在运移路径上的背斜、断背斜和断层-岩性圈闭的低渗透砂岩内聚集形成构造-岩性、断层-岩性和构造-断层岩性油藏。

3.3 断层

NW 向断层是泉四段低渗透油藏侧向运聚和致密油垂向运聚的良好通道,虽然王府地区泉四段断层数量多,密度大,但大部分断层垂向封闭,具有成

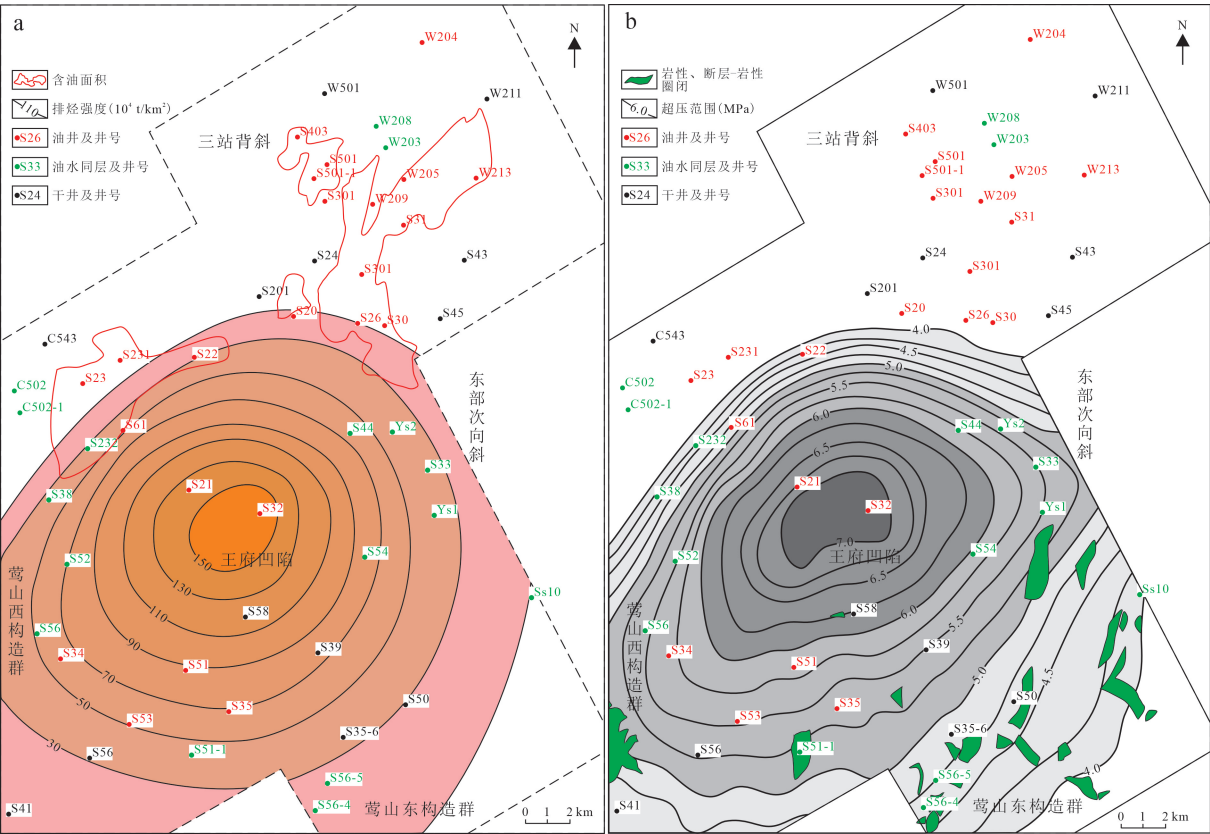


图 4 王府地区青一段泥岩排烃强度(a)与超压分布(b)
Fig.4 Expulsion intension of hydrocarbon (a) and residual pressure (b) of the 1st Qingshankou Formation in Wangfu area

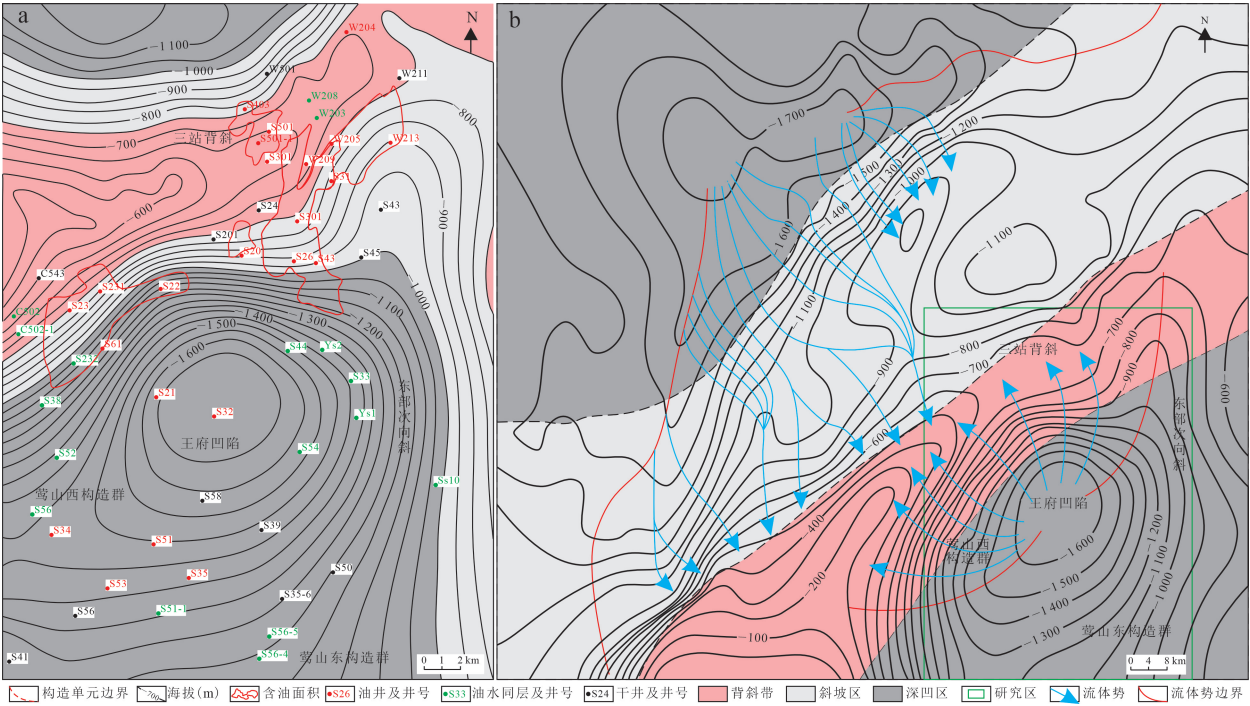


图 5 王府地区嫩江组末期泉四段古构造(a)与流体势场(b)分布
Fig.5 Paleo-structure (a) and fluid potential (b) of the 4th Qiantou Formation during Late Nenjiang period in Wangfu area

藏封堵作用。因此,主成藏期开启断层作为油气运移的良好通道,决定油气运聚方向和各类油藏的形成^[18-19]。明水组末主成藏期,王府地区地应力为 NWW—SEE,最大主应力方向为 110°~120°,相应的 NWW 和 NNW 向断层垂向开启一半开启,是油气运移的有利通道,而 NNE 和 NS 向断层基本闭合。王府地区高产油井大部分位于 NW、NNW 向断层附近,NS 向断层附近钻井多以干井为主,进一步证实 NW、NNW 向断层是低渗透油藏侧向运移和致密油垂向运聚的重要通道(图 6)。

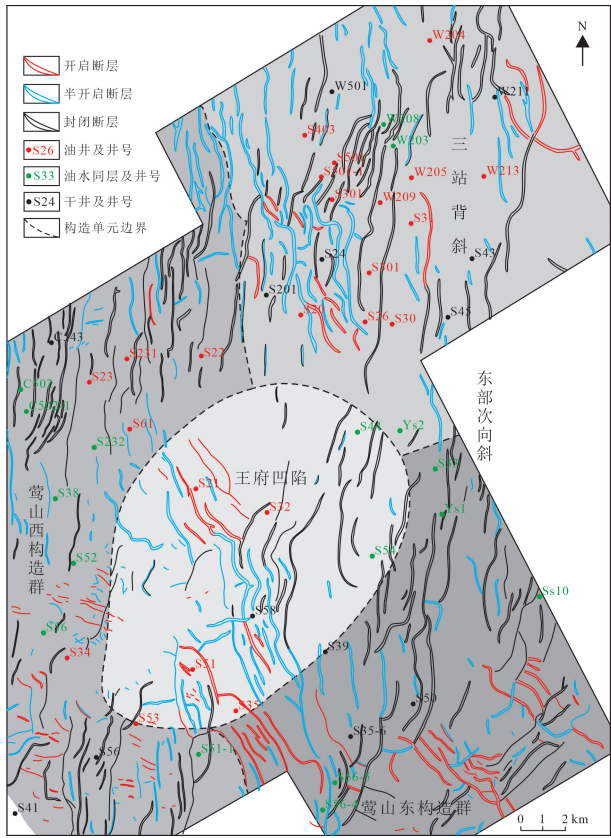


图 6 王府地区泉四段断层开启程度与含油显示
Fig.6 Opening degree of fault in the 4th Quantou Formation and its relationship between oil reservoir in Wangfu area

王府凹陷以 NW、NNW 向断层为主,在超压影响下这些断层开启一半开启,闭合的 SW、NNE 向断层数量少,垂向输导条件好,可见 NW、NNW 向断层是致密油向下运聚成藏的有力保障。三站背斜以半开启—开启的 NW、NNW 向断层为主,侧向输导条件较好,有利于低渗透砂岩油藏的形成。莺山西构造群以 NS、NNE 断层为主,封闭性较强,侧向输导条件较差,但少量 NWW 向断层向前延伸至凹

陷内,也具有一定的输导能力。莺山东构造群则以处于封闭状态的 NNE 和 NS 向断层为主,NNW、NW 向断层延伸短,远离凹陷,输导条件差,不利于油气的远距离侧向运移。

3.4 相对优质储层

良好的储集条件是形成油气藏的基础,相对优质储层是控制致密油富集和低渗透砂岩油藏高产的重要因素。王府地区泉四段储层以水下分流河道砂体为主,厚度大,连续性好,具有满凹含油、局部富集的特点(图 7a),物性是控制致密油富集和低渗透砂岩油藏高产的关键^[20-21]。28 口井试油结果表明,凹陷中部致密油藏内 S21、S32 等油井的孔隙度和渗透率分别为 8.0%~10.0%(图 7b)和 $0.8 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度和渗透率分别小于 5.0%和 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时储层则以干层为主,如 S33 井 1 518.9~1 529.8 m 和 1 581.2~1 590.1 m 处泥质含量高、物性差,孔隙度和渗透率分别仅有 6.0%和 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,试油为干层和油水同层。三站背斜和莺山西构造群的低渗透砂岩油藏高产井孔隙度和渗透率分别普遍大于 16.0%和 $10.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,如 S51 井 1 718.0~1 738.0 m 处砂岩连续、泥质夹层不发育,孔隙度和渗透率平均为 13.0%和 $7.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,试油产能较高,为 5.5 t/d。

4 王府地区低渗透砂岩油与致密油成藏模式

受成藏条件差异性分布影响,王府地区各构造单元低渗透砂岩油藏和致密油藏呈有序分布特征。本次研究在各类油藏分布和主控因素分析基础上,建立了三站背斜低渗透砂岩“势差驱动、近源侧向输导、古高点聚集”、莺山西构造群低渗透砂岩“源储对接、超压+浮力接替驱动、断砂联合输导”、王府凹陷致密油“超压驱动、源内垂向下排、局部甜点富集”和莺山东构造群致密油“超压+浮力联合驱动、远源砂体侧向输导、甜点储层聚集”等 4 种成藏模式(图 8)。

三站背斜“势差驱动、近源侧向输导、古高点聚集”成藏模式以 S301 井区最为典型(图 8a)。该模式位于北部三站背斜,邻近中部王府凹陷“油气高势区”,油源条件较好。虽然排烃强度和超压小于 $30 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 和 4 MPa,超压对油气运移的作用有限,但大规模排烃前形成的古隆起是“油气相对低势区”,凹陷内油气在流体势差的驱动下沿开启的断层侧向运移,在古构造高点内聚集成藏^[22],

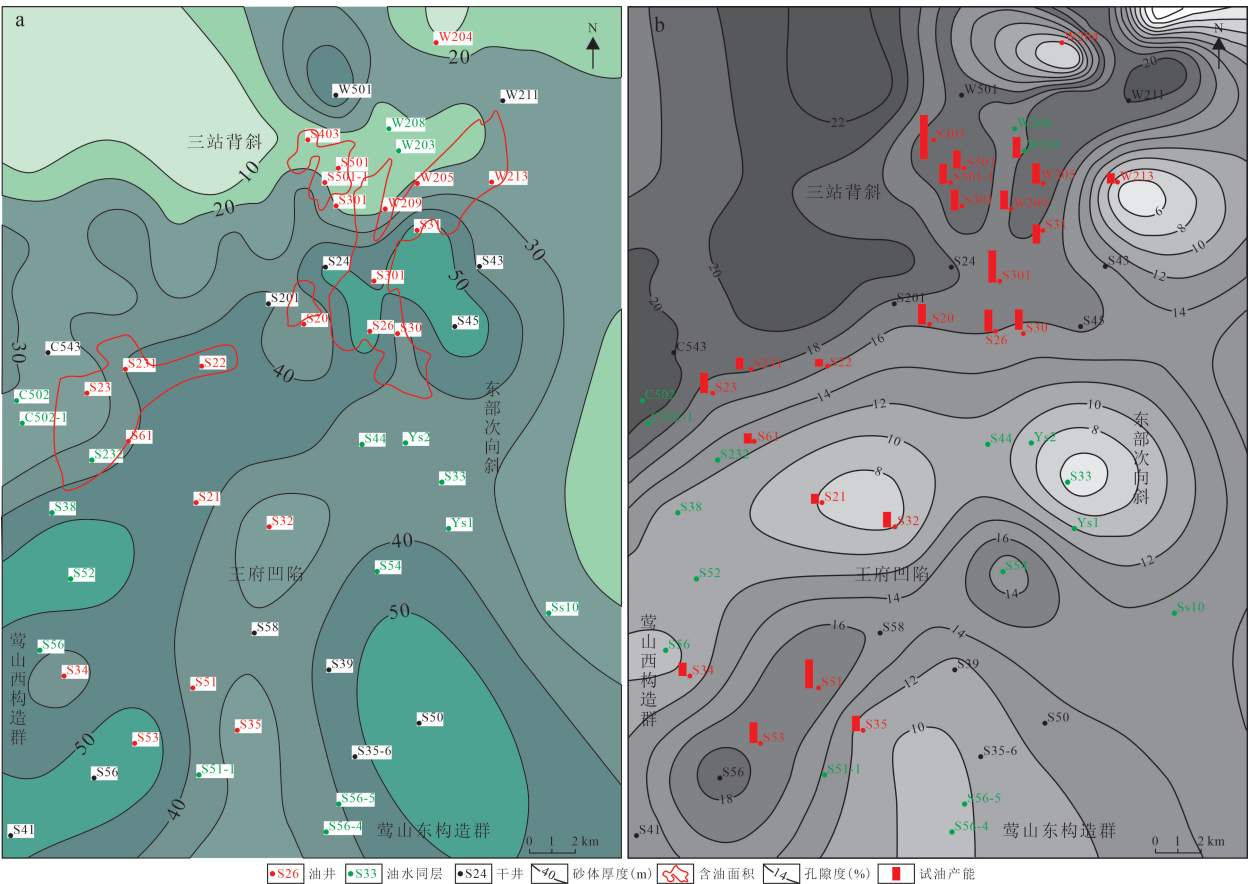


图 7 王府地区泉四段砂体厚度与含油面积 (a)、孔隙度与试油产能 (b)

Fig.7 Sandstone thickness, oil-bearing area (a), porosity and oil testing of productivity (b) in the 4th Quantou Formation, Wangfu area

形成近源构造-岩性、构造-断层-岩性油气藏。三站背斜埋藏浅、物性好,油气分布受构造圈闭和断层控制,邻近断层的背斜、断背斜是有利的成藏区。

莺山西构造群“源储对接、超压+浮力接替驱动、断砂联合输导”成藏模式以 S51 井为主(图 8b)。该模式邻近中部王府凹陷的生、排烃中心,油源条件较好。该区断层密集、形成阶梯状断层,泉四段储层与青一段烃源岩侧向对接,超压使油气向西排出、进入与之相连的断层和砂体,在浮力的作用下沿“断层+砂体”立体输导通道侧向运移,在断背斜、断层圈闭的低渗透砂岩聚集成藏。油藏分布受断层分布、储层物性和源储对接关系影响,与烃源岩直接对接的断层、断层-岩性圈闭是莺山西构造群有利勘探目标。

王府凹陷“超压驱动、源内垂向下排、局部甜点富集”成藏模式以 S32 井区最为典型(图 8a)。该成藏模式位于青一段生、排烃中心下部,排烃强度在 $120\times 10^4\sim 160\times 10^4\text{ t/km}^2$ 范围内,油源条件最好。青一段成熟时由生烃增压形成 4.0~8.2 MPa 超压

使油气沿开启的 NW、NNW 向断层原地向下“倒灌”,在局部甜点储层内聚集,形成上生下储的透镜型致密油藏。油藏分布受超压大小和储层物性联合控制,NW 向开启断层附近的相对高孔渗区是王府凹陷致密油的有利勘探目标。

莺山东构造群“超压+浮力联合驱动、远源砂体侧向输导、甜点储层聚集”成藏模式以 S44、Ys2 井为主(图 8b)。该模式虽然紧邻生、排烃中心,但排烃强度低、超压仅有 3~5 MPa,油源条件较差。相对比莺山西构造群,莺山东构造群断层不太发育,处于封闭状态的 NNE 向断层沿凹陷边缘与凹陷近平行分布,阻挡了油气沿断层运移;而开启的 NW 向断层又远离凹陷中心,凹陷内油气在超压作用下排出后,在浮力的作用下沿 NE 向的分流河道砂体侧向运移,在局部甜点和断层圈闭聚集形成远源的砂岩尖灭型致密油藏,成藏条件较差。油气分布受离排烃中心距离、储层物性控制,邻近王府凹陷的岩性圈闭是该区致密油主要勘探目标。

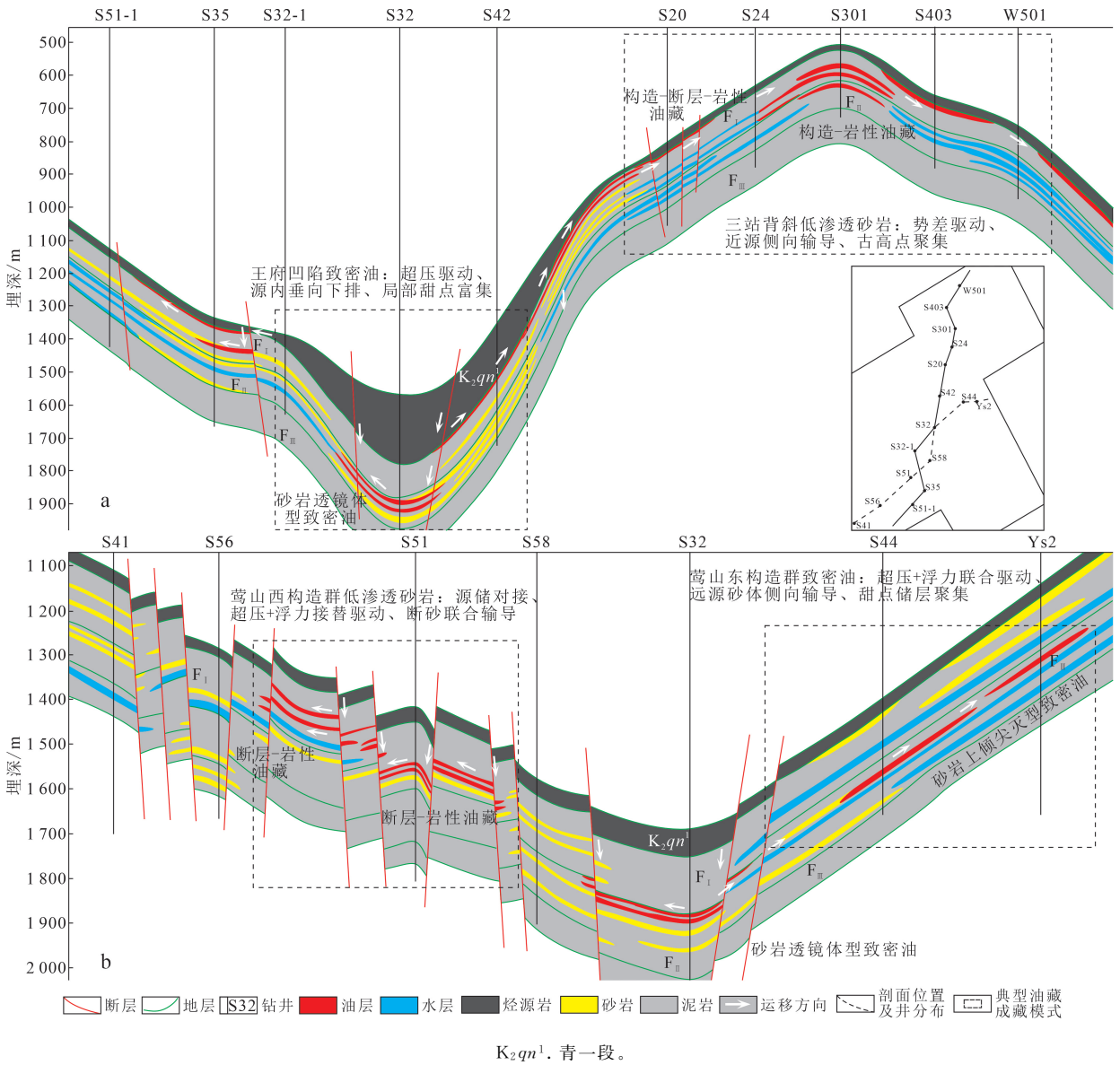


图 8 王府地区泉四段低渗透砂岩油与致密油成藏模式

Fig.8 Hydrocarbon accumulation mode of low - permeability sandstone and tight oil in the 4th Quantou Formation, Wangfu area

5 结论

1)王府地区泉四段物性较差,可分为常规低渗透砂岩油藏和非常规致密油藏 2 种类型,从凹陷中心向两侧斜坡和隆起呈现砂岩透镜体型、砂岩上倾尖灭型致密油和断层-岩性、构造-断层-岩性、构造-岩性等低渗透油藏有序分布的特征。

2)强排烃泥岩是低渗透砂岩油藏的物质基础,控制油藏宏观分布,生烃增压是凹陷内致密油充注的主要动力;大规模排烃前构造基本定型,北部低势区是低渗透砂岩油气运移指向区;明水组末期开启

的 NW 向断层是低渗透油藏侧向运聚和致密油垂向运聚的良好通道;相对优质储层是控制致密油富集和低渗透砂岩油藏高产的重要因素。

3)综合不同类型分布特征、主控因素,建立三站背斜低渗透砂岩“势差驱动、近源侧向输导、古高点聚集”、莺山西构造群低渗透砂岩“源储对接、超压+浮力接替驱动、断砂联合输导”、王府凹陷致密油“超压驱动、源内垂向下排、局部甜点富集”和莺山东构造群致密油“超压+浮力联合驱动、远源砂体侧向输导、甜点储层聚集”等 4 种成藏模式。

参考文献 (References):

- [1] 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[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
- [2] Shen A Q, Liu Y K, Wang X, et al. The Geological Characteristics and Exploration of Continental Tight Oil: An Investigation in China [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2019, 9(3): 1651-1658.
- [3] 侯启军,何海清,李建忠,等.中国石油天然气股份有限公司近期油气勘探进展及前景展望[J].中国石油勘探,2018,23(1):1-13.
Hou Qijun, He Haiqing, Li Jianzhong, et al. Recent Progress and Prospect of Oil and Gas Exploration by PetroChina Company Limited[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(1): 1-13.
- [4] Wu S T, Zhu R K, Yan Z, et al. Distribution and Characteristics of Lacustrine Tight Oil Reservoirs in China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2019, 178: 20-36.
- [5] 单祥,郭华军,郭旭光,等.低渗透储层孔隙结构影响因素及其定量评价:以准噶尔盆地金龙 2 地区二叠系上乌尔禾组二段为例[J].吉林大学学报(地球科学版), 2019, 49(3): 637-649.
Shan Xiang, Guo Huajun, Guo Xuguang, et al. Influencing Factors and Quantitative Assessment of Pore Structure in Low Permeability Reservoir: A Case Study of 2nd Member of Permian Upper Urbo Formation in Jinlong 2 Area, Junggar Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2019, 49(3): 637-649.
- [6] 邱振,李建忠,吴晓智,等.国内外致密油勘探现状、主要地质特征及差异[J].岩性油气藏,2015,27(4):119-126.
Qiu Zhen, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, et al. Exploration Status, Main Geologic Characteristics and Their Differences of Tight Oil Between America and China [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(4): 119-126.
- [7] Niu X B, Feng S B, You Y, et al. Analyzing Major Controlling Factors of Shale Oil 'Sweet Spots' in the Chang - 7 Member of the Triassic Yangchang Formation, Ordos Basin [J]. Unconventional Resources, 2022, 2: 51-59.
- [8] Guo Q L, Wang S J, Chen X M, et al. Assessment on Tight Oil Resources in Major Basins in China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2019, 178: 52-63.
- [9] 唐勇,曹剑,何文军,等.从玛湖大油区发现看全油气系统地质理论发展趋势[J].新疆石油地质,2021,42(1): 1-9.
Tang Yong, Cao Jian, He Wenjun, et al. Development Tendency of Geological Theory of Total Petroleum System: Insights From the Discovery of Mahu Large Oil Province[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 1-9.
- [10] Holditch S A. Tight Gas and Sands[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-94.
- [11] 林铁峰,康德江,姜丽娜.松辽盆地北部扶余油层致密油地质特征及勘探潜力[J].大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 94-100.
Lin Tiefeng, Kang Dejiang, Jiang Lina. Geological Characteristic and Exploration Potential of the Tight Oil in Fuyu Oil Reservoirs of North Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 94-100.
- [12] 陈方文,卢双舫,石美娟.松辽盆地王府凹陷断层特征及对油气的控制[J].中南大学学报(自然科学版), 2012, 43(1): 249-257.
Chen Fangwen, Lu Shuangfang, Shi Meijuan. Characteristics of Fault and Its Control on Oil-Gas in Wangfu Depression of Songliao Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2012, 43(1): 249-257.
- [13] 黄薇,梁江平,赵波,等.松辽盆地北部白垩系泉头组扶余油层致密油成藏主控因素[J].古地理学报, 2013, 15(5): 635-644.
Huang Wei, Liang Jiangping, Zhao Bo, et al. Main Controlling Factors of Tight Oil Accumulation in the Fuyu Layer of Cretaceous Quantou Formation in Northern Songliao Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 635-644.
- [14] 周永炳,徐启,樊晓东,等.大庆外围油田致密油层叠置组合分类与开发实践[J].大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 195-203.
Zhou Yongbing, Xu Qi, Fan Xiaodong, et al. Overlap Classification and Development Practice of the Tight

- Reservoirs in Daqing Peripheral Oilfields [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 195 - 203.
- [15] 李彦泽, 商琳, 王群会, 等. 断陷盆地强非均质低渗-致密砂岩储层综合分类: 以渤海湾盆地南堡凹陷为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2022, 52(6): 1830 - 1843.
- Li Yanze, Shang Lin, Wang Qunhui, et al. Comprehensive Classification of Highly Heterogeneous Low Permeability-Tight Sandstone Reservoir in Fault Basin: Taking Nanpu Sag of Bohai Bay Basin as an Example [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2022, 52(6): 1830 - 1843.
- [16] 庞振宇, 赵习森, 孙卫, 等. 致密气藏成藏动力及成藏模式: 以鄂尔多斯盆地 L 区块山 1 储层为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2017, 47(3): 674 - 684.
- Pang Zhenyu, Zhao Xisen, Sun Wei, et al. Study on Dynamics and Models of Hydrocarbon Accumulation of Tight Sandstone Gas Reservoir: Taking Shan 1 Formation of Block L in Ordos Basin as an Example [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2017, 47(3): 674 - 684.
- [17] 陈方文, 卢双舫, 薛海涛, 等. 王府凹陷扶余油层油气富集规律及有利勘探区[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(9): 3137 - 3143.
- Chen Fangwen, Lu Shuangfang, Xue Haitao, et al. Hydrocarbon Enrichment Laws and Favourable Exploration Areas of Fuyu Formation in Wangfu Depression[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2014, 45(9): 3137 - 3143.
- [18] 卢红刚, 罗焕宏, 骆飞飞, 等. 玛湖凹陷 MH1 井区上乌尔禾组扇控大面积成藏条件与成藏模式[J]. 特种油气藏, 2021, 28(1): 42 - 50.
- Lu Honggang, Luo Huanhong, Luo Feifei, et al. Fan Controlled Large-Area Accumulation Conditions and Mode of Upper Wuerhe Formation in MH1 Well Zone of Mahu Sag[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(1): 42 - 50.
- [19] Zhang Y Z, Zeng L B, Luo Q, et al. Influence of Natural Fractures on Tight Oil Migration and Production: A Case Study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Journal of Earth Science, 2021, 32(4): 927 - 945.
- [20] 李晓光, 刘兴周. 辽河断陷连续型油气聚集特征及聚集模式研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1): 1 - 8.
- Li Xiaoguang, Liu Xingzhou. Continuous Hydrocarbon Accumulation Properties and Patterns in Liaohe Fault-Depression [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 1 - 8.
- [21] Bai Y B, Zhao J Z, Wu W T. Methods to Determine the Upper Limits of Petrophysical Properties in Tight Oil Reservoirs: Examples from the Ordos and Songliao Basins[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 38(6): 524 - 534.
- [22] 刘金萍, 王改云, 简晓玲, 等. 北黄海东部次盆地层序地层格架中烃源岩发育特征与影响因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2020, 50(1): 1 - 17.
- Liu Jinping, Wang Gaiyun, Jian Xiaoling, et al. Development and Influencing Factors of Source Rock in Sequential Stratigraphic Framework in the Eastern Sub-Basin, North Yellow Sea [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2020, 50(1): 1 - 17.