

https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.609



# 致密储层石油充注成藏过程分析:以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例

郑民<sup>1</sup>, 李建忠<sup>1</sup>, 王文广<sup>2</sup>, 李鹏<sup>1</sup>, 杨海波<sup>3</sup>, 吴晓智<sup>1</sup>, 于京都<sup>1</sup>

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580

3. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000

**摘要:**作为油气地质领域研究的热点和难点,单一研究手段很难理清致密油充注成藏机理和运聚成藏过程.以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油层为例,通过充注物理模拟实验与成岩—成储—成藏过程分析相结合,分析研究致密油运聚成藏过程.芦草沟组烃源岩自晚三叠世(对应的地层中  $R_o=0.5\%$ )开始进入生油窗,在中侏罗世(对应的地层中  $R_o=0.7\%$ )进入大量生烃阶段,至今仍处于生油阶段.烃类包裹体研究表明,吉木萨尔凹陷主要有两期成藏,一期在侏罗纪,包裹体均一温度在  $50\sim 70\text{ }^\circ\text{C}$ ;第二期是在白垩纪—古近纪,包裹体均一温度在  $120\text{ }^\circ\text{C}$  左右.吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层成岩阶段可划分为三个阶段:①早成岩 A 期:晚二叠世早期(260 Ma)及之前;②早成岩 B 期:晚二叠世早期至晚三叠世时期(距今 260~220 Ma);③中成岩 A 期:晚三叠世至今(220~0 Ma).根据成岩演化阶段与生烃成藏过程分析,结合致密储层充注模拟实验结论,认为芦草沟组致密油成岩—成储—成藏过程可分为 3 个阶段:(1)早期储层中—高孔渗条件下低熟油气的充注阶段(晚三叠世之前);(2)边致密边成藏及改变岩石表面为油润湿性阶段(晚三叠世至早白垩世末期);(3)芦草沟组致密层中成熟油的持续充注阶段(早白垩世末期至今).吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油资源潜力大,上甜点体(B 段)致密油地质资源量约为  $4.45\times 10^8\text{ t}$ ,下甜点体(E 段)致密油地质资源量约为  $7.95\times 10^8\text{ t}$ .

**关键词:**致密油;准噶尔盆地芦草沟组;运聚成藏;成藏机理;成岩阶段;源储组合类型;石油地质.

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2018)10-3719-14

收稿日期: 2018-04-20

## Analysis of Oil Charging and Accumulation Processes in Tight Reservoir Beds: A Case Study of Lucaogu Formation in Jimsar Sag of Junggar Basin, NW China

Zheng Min<sup>1</sup>, Li Jianzhong<sup>1</sup>, Wang Wenguang<sup>2</sup>, Li Peng<sup>1</sup>, Yang Haibo<sup>3</sup>, Wu Xiaozhi<sup>1</sup>, Yu Jingdu<sup>1</sup>

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, China

**Abstract:** As a hot and difficult research topic in the field of oil and gas geology, it is hard to clarify the tight oil charging and accumulating mechanism, migration and accumulation processes by a single approach. Taking the tight oil layers in the Lucaogu Formation in the Jimsar Sag of the Junggar Basin as an example, oil migration and accumulation processes in tight reservoir beds have been examined by combining physical modeling experiments of oil charging with the analysis of the process of diagenesis-reservoir formation-hydrocarbon generation and accumulation in this study. Has entered oil-generating window since Late

**基金项目:** 国家科技重大专项 (Nos. 2016ZX05046-001, 2017ZX05008-006).

**作者简介:** 郑民 (1979—), 男, 高级工程师, 博士, 主要从事油气资源战略及石油地质综合研究. ORCID: 0000-0003-3947-322X.

E-mail: zhenmin@petrochina.com.cn

**引用格式:** 郑民, 李建忠, 王文广, 等, 2018. 致密储层石油充注成藏过程分析: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 地球科学, 43 (10): 3719-3732.

Triassic period (corresponding to  $R_o=0.5\%$ ), and has entered massive hydrocarbon generation stage since Middle Jurassic period (corresponding to  $R_o=0.7\%$ ), the source rock in the Lucaogu Formation is still at the oil generation stage now. Many studies on hydrocarbon inclusions show that the Jimsar Sag has experienced two stages of hydrocarbon accumulation: the first stage was in Jurassic period (with inclusion homogenization temperature at  $50\sim 70\text{ }^\circ\text{C}$ , and the second stage was in Cretaceous-Paleogene period (with inclusion homogenization temperature at about  $120\text{ }^\circ\text{C}$ ). The diagenetic stages of tight reservoir beds in the Lucaogu Formation in the Jimsar Sag can be classified into three periods: ① Period A in early diagenesis: early period of Late Permian (260 Ma) and before; ② Period B in early diagenesis: from early period of Late Permian to Late Triassic (260—220 Ma); ③ Period A in middle diagenesis: from Late Triassic to present (220~0 Ma). According to analysis of diagenetic evolution stages and hydrocarbon accumulation process, and the conclusions from the physical modeling of oil charging in tight reservoir beds, the process of diagenesis-reservoir formation-hydrocarbon accumulation of tight oil in the Lucaogu Formation can be divided into the following three periods: (1) low-maturity oil and gas charging period under medium-high porosity and permeability condition in early reservoir beds (before Late Triassic); (2) the period that simultaneous tightness and accumulation occurs, and rock surface wettability changing to oilwet (from Late Triassic to the end of Early Cretaceous); (3) continuous charging period of mature oil in tight reservoir beds in the Lucaogu Formation (the end of Early Cretaceous to present). The Lucaogu Formation in the Jimsar Sag has large tight oil resource reserves potentials. The geological resources reserves of tight oil in upper sweet spot volume (Section B) are about  $4.45\times 10^8\text{ t}$ , and in lower sweet spot volume (Section E) are about  $7.95\times 10^8\text{ t}$ .

**Key words:** tight oil; Lucaogu Formation of Junggar Basin; hydrocarbon migration and accumulation; accumulation mechanism; diagenetic stage; source-reservoir assemblage type; petroleum geology.

致密油充注成藏机理、运聚成藏过程及成藏模拟是当前油气地质领域研究的重点问题之一 (Loucks *et al.*, 2009; 陶士振等, 2011; 邹才能等, 2011; 郭迎春等, 2016). 国外以静态物理描述性研究为主, 主要采用纳米实验技术进行物理模拟, 采用 CT 扫描成像技术进行储层岩石孔隙结构的物理重构 (Loucks *et al.*, 2009), 国内也做了大量的物理实验和致密数值模拟研究工作 (陶士振等, 2011; 邹才能等, 2011). 致密油成藏机理比较复杂, 其成藏过程很难用传统的油气成藏地质理论解释, 早期的“向斜成藏理论”认为, 在成熟烃源岩分布范围内, 油、气、水经过高压排烃进入低—超低渗透储层后, 由于分子结合状态与渗流特点不同, 导致气、水优先运移, 而油珠则在运移中滞留、聚集形成了大面积连续的油藏 (吴河勇等, 2015). 在致密油概念被提出后 (贾承造等, 2012), 研究者们认为源储互层型的致密油属于自生自储, 运聚成藏是初次运移的结果, 而源储紧邻型致密油是一种过渡型油藏, 介于初次运移和二次运移之间, 是“膨胀力”驱动的结果 (郭秋麟等, 2013). 由此可见, 致密油运聚成藏过程研究存在很多难点, 如致密储层内油气的生排运聚动力条件、致密储层内流体的相态特征与渗流特征、“甜点”的形成条件与赋存特征等, 需要进一步的研究与探讨.

准噶尔盆地中二叠统芦草沟组致密油发现于 20 世纪 80 年代中期 (贾承造等, 2012), 该组地层在吉木萨尔凹陷全区分布, 既是该凹陷最主要的烃源

岩, 又是致密油产层, 厚度大于 200 m 的有利区面积达  $806\text{ km}^2$ . 芦草沟组致密油主力产层的岩性为湖泊中心和扇间区的粉砂质白云岩、白云质粉砂岩和泥质白云岩等, 夹持在泥岩和油页岩之间, 储层物性致密, 属典型的致密储层. 该类低渗透致密储层物性特征呈现非均一性, 致密油的分布富集也呈现明显的非均一性. 本文以吉木萨尔芦草沟组致密油储层为例, 通过对储层物性特征的分析, 以及致密储层原油充注物理模拟实验结果所反映的成藏机理分析, 研究芦草沟组致密储层原油充注成藏过程.

## 1 吉木萨尔芦草沟组致密储集层特征

### 1.1 研究区概况

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部隆起西南端 (图 1), 是在中石炭统褶皱基底上发育的西断东超箕状凹陷. 二叠系芦草沟组致密油储集层主要为一套咸化湖盆白云岩与碎屑岩过渡的云质岩沉积, 整体属于陆缘近海湖泊沉积 (程付启等, 2012; 吴凯等, 2013; 胡洪彬等, 2014). 主力产层的岩性为湖泊中心和扇间区的粉砂质白云岩、白云质粉砂岩和泥质白云岩等, 夹持在泥岩和油页岩之间. 单层厚度为  $0.5\sim 2.0\text{ m}$ , 累计厚度为  $20\sim 60\text{ m}$ , 油气显示丰富, 岩屑见大段连续荧光, 取心普遍见原油外渗, 表现出源—储—体、大面积含油的特征, 含油面积为  $100\sim 1\ 000\text{ km}^2$ .

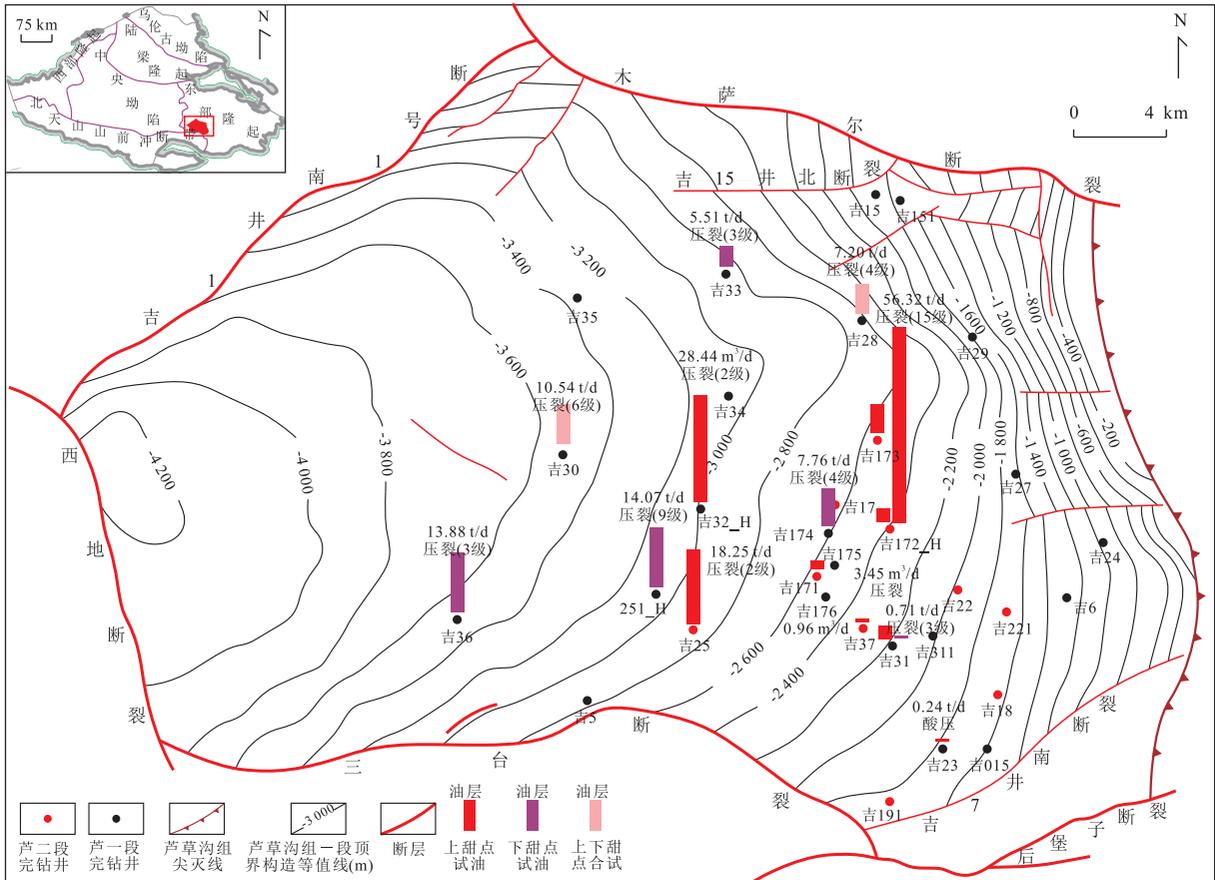


图 1 吉木萨儿凹陷芦草沟组试油成果

Fig.1 Result of yielding tests for Lucaogou Formation in Jimsar Sag

### 1.2 岩石学特征

准噶尔盆地吉木萨儿凹陷芦草沟组整体属于陆缘近海湖泊沉积,普遍具有石膏晶体和古鲕鱼化石等咸化沉积标志(王屿涛,1998),为一套咸化湖盆白云岩与碎屑岩过渡的云质岩沉积(王宜林等,2002),即一套由灰黑色泥岩、粉细砂岩、白云岩、白云石化岩类和油页岩组成的云质岩类地层,露头区最大厚度可达 985 m.

芦草沟组致密油主力产层段以碎屑白云岩、白云质粉砂岩和泥晶白云岩等为主,夹持在泥岩和油页岩之间,岩石薄片鉴定显示其发育溶蚀孔、剩余粒间孔等.致密储层云质岩类不同的岩石类型具有不同的矿物组成,碎屑白云岩主要由砂屑和充填于砂屑间的钠长石、石英组成,泥晶白云岩主要由形成于准同生云泥坪水下环境的泥粉晶白云石及少量方解石、钠长石、石英组成,白云质粉砂岩形成于相对还原的成岩阶段,主要由钠长石、粉晶白云石、钾长石等组成,具钙质或泥质胶结,粒间溶孔发育(郑民等,2016).

### 1.3 孔渗物性特征

根据 110 块具荧光显示级别以上样品测定,芦草沟组有效孔隙度为 0.2%~17.2%,主体为 2%~8%,平均值为 3.54%;渗透率为  $0.0021 \times 10^{-3} \sim 2.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,主体为  $0.05 \times 10^{-3} \sim 0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均值为  $0.089 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 2).按致密油储层地质评价的标准(贾承造等,2012),属于典型的致密油储层,并且存在上、下两套主力储层,俗称上、下甜点.上甜点体储层以云质粉砂岩、云屑砂岩、砂屑白云岩为主,覆压孔隙度平均值为 9.4%,覆压渗透率平均值为  $0.0637 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,致密油分布面积为 536 km<sup>2</sup>.下甜点体储层以粉砂岩为主,储层物性为中高孔、低渗,覆压孔隙度平均值为 9.34%,覆压渗透率平均值为  $0.0231 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,厚度大于 20 m 的面积为 871 km<sup>2</sup>,平均厚度为 34.8 m(张义杰等,2007;周鹏,2014).

### 1.4 孔隙结构与连通性

周鹏(2014)研究认为吉木萨儿凹陷芦草沟组储层孔隙形态多样,形状不规则,孔径差异较大,最大

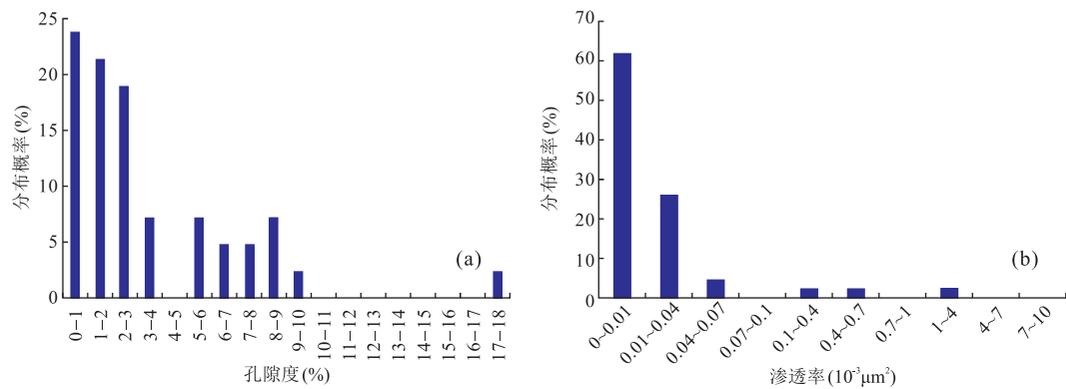


图 2 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层物性分布直方图

Fig.2 Histograms about the characteristics in permeability (a) and porosity (b) of the tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

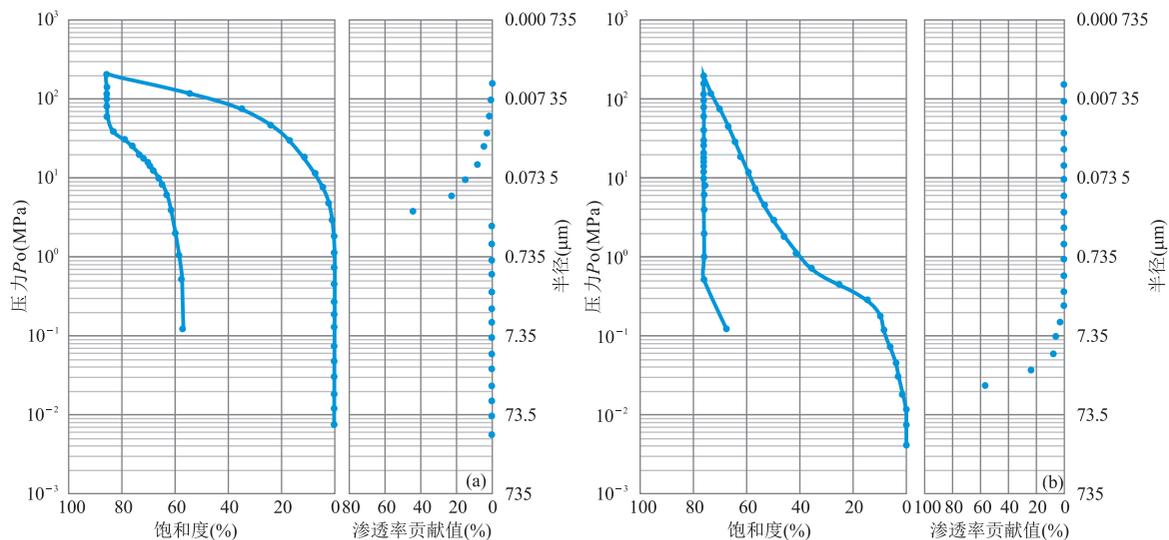


图 3 研究区芦草沟组储层毛细管压力曲线及喉道类型

Fig.3 Curves acquired in the tests for capillary pressure and types of throats existed in the pore system of tight reservoir of Lucaogou Formation in the study area

孔喉半径为  $63.36 \sim 0.16 \mu\text{m}$ , 中值半径平均值为  $0.0689 \mu\text{m}$ , 整体以微孔隙为主。岩心样品压汞测试分析结果显示, 主要有两种喉道类型(图 3): 一种压汞曲线平台略明显, 整体表现为分选性较好、略细歪度(图 3a), 最大进汞饱和度大于 80%, 说明孔喉分选较好, 为微喉道, 这种喉道数量相对较少, 多出现于溶蚀强烈的样品中; 另一种压汞曲线几乎无平台特征, 整体表现为中等歪度(图 3b), 为细喉道, 但孔喉分选差, 最大进汞饱和度低于 80%, 该类喉道数量相对较多, 多出现于粒度很细的泥晶白云岩中以及部分未见溶蚀的沉凝灰岩当中。两种喉道类型退汞效率都偏低, 第一种孔隙喉道半径太低, 而第二种孔喉结构不均匀, 微观非均质性较强, 孔渗相对较差。

### 1.5 储集空间类型

芦草沟组储集空间类型可划分为原生孔隙、次生孔隙、裂缝 3 大类, 并可进一步细分。(1) 原生孔隙主要包括粒间孔隙和微孔隙, 粒间孔隙孔径一般为  $1 \sim 30 \mu\text{m}$ , 微孔隙孔径一般为  $200 \text{ nm} \sim 1 \mu\text{m}$ 。(2) 次生孔隙包括粒间溶孔、粒内溶孔、晶间孔和溶洞。粒间溶孔主要为钠长石溶蚀孔隙, 孔径多在  $10 \sim 50 \mu\text{m}$  之间, 大者可达  $100 \mu\text{m}$  以上, 局部粒间溶孔内可见自生石英; 粒内溶孔一般较细小, 孔径一般为  $5 \sim 20 \mu\text{m}$ , 大者可达  $500 \mu\text{m}$ ; 晶间孔主要为碳酸盐岩矿物(重)结晶作用产生, 如白云石晶体间, 孔径一般为  $100 \text{ nm} \sim 1 \mu\text{m}$ ; 溶洞是由溶蚀作用形成, 一般大于  $2 \text{ mm}$ , 主要发育在泥晶白云岩、砂屑白云岩等

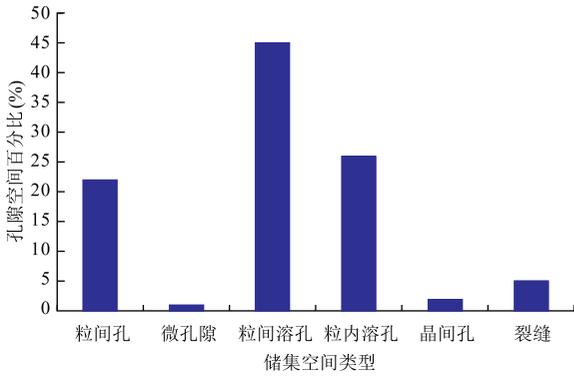


图 4 吉木萨尔芦草沟组储集空间类型分布

Fig. 4 Distributional characteristics in pore volumes contributed by different pore types existed in the tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

中。(3)裂缝是各种应力作用下岩石破裂而产生的,主要包括构造缝和成岩缝。构造缝可见于各类岩石之中,成岩缝常见于烃源岩类岩石之中,也可见于泥质粉砂岩等之中。

根据对吉 174 井、吉 251 井、吉 31 井、吉 36 井(图 1)等重点取心井 153 件样品不同储集空间类型相对含量的统计,粒间溶孔、粒内溶孔、粒间孔对致密储层有效储集空间的贡献最大(图 4),说明芦草沟组致密储层以后期改造的次生孔隙为主,原生粒间孔占比 22%,是有效补充。

## 2 芦草沟组致密储层成藏条件

### 2.1 源储组合类型与致密油成藏

吉木萨尔凹陷芦草沟组可划分为 5 小段,即上部泥(页)岩段(A 段)、上部致密储层段(B 段)、中部泥(页)岩段(C+D 段)、下部致密储层段(E 段)和下部

泥(页)岩段(F 段)。从试油结果和钻井岩心含油性上看,芦草沟组致密油主要分布在芦草沟组二段下部( $P_2l^2$ )和芦草沟组一段下部( $P_1l^2$ )上、下两个甜点体。上、下甜点体厚度在平面分布上有一定差异。上甜点体分布范围较小,主要分布在凹陷中东部,在凹陷边缘缺失,厚度中心位于吉 32、吉 174、吉 171 井附近,最大厚度可以达到 45 m 左右,向四周逐渐减薄。下甜点体在整个凹陷范围内分布较为稳定,大致呈南厚北薄、西厚东薄的趋势。

#### 2.1.1 纹层理的发育对排烃(成藏)的控制作用

吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩中,页岩和碳酸盐质页岩累计厚度约占总厚度的 43%(以吉 174 井为例),较易沿纹层理发生顺层破裂(Vernik and Landis, 1996),因此普遍发育纹层理(缝),纹层一般为数个毫米,甚至几百个微米,纹层理(缝)中可见富含油条带。页岩和碳酸盐质页岩局部见不规则高角度微裂缝;而碳酸盐质泥岩和泥岩、粉砂质泥岩普遍发育纹层理缝和构造微裂缝,局部见有缝合线。芦草沟组页岩和碳酸盐质页岩中水平层理缝的发育,以及缝中可见的富含油条带,说明已经存在石油的生成和排出过程,局部不规则状高角度微裂缝与水平层理缝相配合,更好地促进石油的排出。

#### 2.1.2 岩性组合与排烃(成藏)特征

陈中红与查明(2011)研究认为,砂泥交互越频繁,排烃效率越高。从芦草沟组源储组合类型来看,整体上具有三夹二的源储互层组合特征,但在上、下两个致密储层段的源储组合又以大段泥岩和泥包砂(碳酸盐岩)型为主,砂包泥型和砂泥互层型也均有发育(图 5)。泥包砂型砂岩的孔渗特征相比泥岩要好,油气在孔渗较好的夹砂层聚集。砂泥互层型有利于烃源岩充分排烃,形成大面积叠合连片分布的油气聚集。从多口典

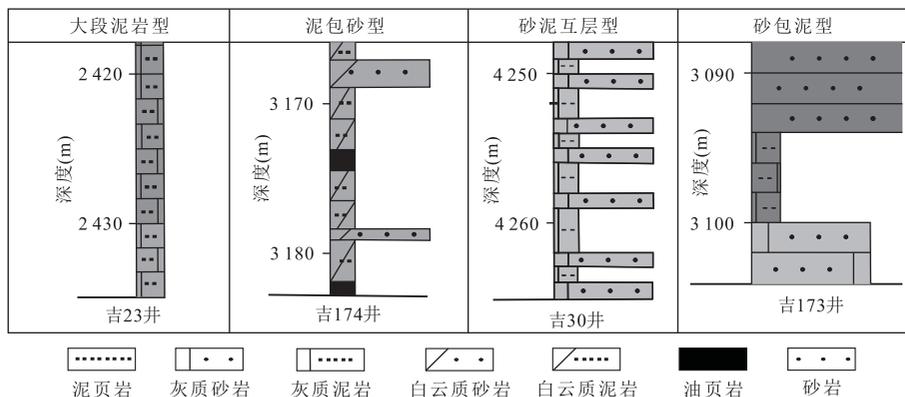


图 5 吉木萨尔凹陷芦草沟组源储组合分类

Fig. 5 Classification of main types in the combination of source rock and reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

型井统计结果来看,储集岩单层厚度普遍较薄,一般为 50~100 cm,最厚约为 200 cm,并以夹层形式赋存于泥(页)岩之中。而泥质粉(细)砂岩、白云质粉(细)砂岩和砂屑白云岩岩类(储集岩)累计厚度约为 39 m,约占总厚度的 16%。

**2.1.3 核磁测井资料分析与含油饱和度特征** 核磁测井解释结果显示,有效孔隙度小的地层其可动油含油饱和度相对较大,在有效孔隙度大的地层,由于可动水和束缚流体含量的增加,可动油含油饱和度相对较小,在有效孔隙度大的地层中,油水混合,没有明显分界面,但整体上还是地层上部含油饱和度高,说明浮力对油气的分布有一定的控制作用。有效孔隙度小而可动油含油饱和度高的地层可以分为两类:一类是泥岩,由于生烃作用改变了地层的润湿性,油气把地层中的水驱替出去,或地层水参与生烃被消耗了;另一类是在砂岩中,从测井解释上看油水关系复杂,没有明显的油水界面。

孔渗特征与含油饱和度成反比,而与可动油饱和度成正比。吉 23 井、吉 171 井、吉 174 井核磁共振测井解释及录井资料均表明不同岩性荧光显示普遍,全井段含油,其含油性与储集层物性关系最为密切(匡立春等,2014)。但不同岩性及孔渗特征的地层中含油饱和度具有较大的差别,孔渗好的地层其含油饱和度相对较低,但可动油所占有效孔隙度大,而孔渗差,尤其是可动流体孔隙度小的地层,其含油饱和度普遍较高,但可动油绝对含量少。邱振(2014)研究认为含油量与储层孔渗性还是有较好的相关关系,孔渗好的地层里能更有效地储集油气资源。

## 2.2 温压条件与原油性质

**2.2.1 温压条件** 吉木萨尔芦草沟组存在异常高压,可能是由有机质生烃增压造成,芦草沟组的纯泥岩、砂质泥岩、灰质泥岩和云质泥岩均具有生烃能力(王成云等,2014),而且芦草沟组致密油层压力随源岩成熟度的增加,逐渐由常压向异常高压过渡,呈现为东部常压,中部高压异常,西部凹陷中心异常高压,压力系数最高可达 1.5 以上。

准噶尔盆地准东地区平均地温梯度约为 2.6 °C/100 m,相对较低,其中南部山前带的地温梯度最低,平均地温梯度为 2.2 °C/100 m,属于低温带(刘震等,2012)。吉木萨尔致密油甜点区主要分布在 2 309~4 960 m 之间,随着埋藏深度的增加,温度升高,油气运移的阻力随之变小,促进了油气的聚集。按吉木萨尔凹陷地表温度 15 °C、地表恒温带 300 m、地温梯度 2.2 °C/100 m 进行计算,区域温度范围为

59.2~117.5 °C,温度变化范围非常大,相差一倍以上。温差变化对油气的运移和富集有较大影响。

**2.2.2 原油性质** 吉木萨尔致密油原油性质上表现为低成熟三高特征,油质较差,即原油密度高,约 0.88~0.93 g/cm<sup>3</sup>;凝固点高,在 4~44 °C 之间;粘度较高,为 44~552 mPa·s(50 °C)。原油性质表明,吉木萨尔芦草沟组致密油的成藏可能存在两种情况:(1)致密前成藏或边成藏边致密;(2)轻质原油成藏后发生稠化作用。只有这两种情况能解释该研究区油质较差与致密油成藏的现象。

## 3 致密油充注成藏机理

### 3.1 致密储层充注成藏动力学机制

致密储层中石油的充注过程不同于常规油气成藏,需要更多地分析研究其成藏阻力与突破阻力的动力作用机制,并探讨突破阻力成藏的可能性。致密油气的运聚成藏,必须在一定外力驱动下方能实现油气的运移,过剩压力、浮力、毛细管力都是重要的动力条件,在不同的阶段以某一动力条件为主,在综合动力条件的影响下实现油气运移(胡洪彬等,2014)。剩余压力是低渗透致密储层油气运移的主要动力,主要由临近的烃源岩在大量生烃期间产生,并在幕式排烃过程中传递到储层中(吴凯等,2013)。

吸附力、粘滞力是致密储层原油运移阻力中的两种主要阻力。吸附作用力使油气在源岩或运载层中滞留,降低运移通道的有效截面及孔喉半径,运移难度增加,粘滞力是油气在地下岩石孔隙中流动时所受的内部摩擦力,增加了石油在致密储层中渗流的难度(程付启等,2012)。

毛细管力是致密油运聚成藏过程中非常重要的一种作用力,具有可转换角色的特征,既是油气向外排运的阻力,也是油气成藏的动力。毛细管压力差一般存在两种情况下,其一为压实作用下围岩孔喉半径( $r$ )与孤立砂体孔喉半径( $R$ )之间的高级差别导致二者之间存在毛细管压力差,其二为岩性油气藏大孔隙砂岩与小孔隙泥岩的接触带之间存在毛细管压力差。在毛细管压力差作用下,油气从孔喉较小的泥岩中进入孔喉较大的砂岩透镜体中,砂、泥岩接触面上的毛细管压力差( $F_1$ )可以表达为(庞雄奇等,2007):

$$F_1 = 2 \times \delta \times \cos\theta \times \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right),$$

式中: $F_1$  为毛细管压力差,Pa; $\delta$  为界面张力,N/m; $\theta$  为流体与岩石之间的湿润角,(°); $r$  和  $R$  分别为泥

岩和砂岩的孔喉半径,  $\mu\text{m}$ 。

从公式可以看出,毛细管压力差与岩石的界面张力、流体与岩石之间的润湿角、源岩层内的喉道半径以及砂岩透镜体内的孔喉半径等相关(庞雄奇等, 2007)。毛细管力在水润湿条件下对石油的充注起阻碍作用,低渗透致密砂岩储层的毛细管作用力非常大,油气很难在“自重”影响下以浮力形式实现自动运移(陈冬霞等, 2004)。而当源岩内产生了足以饱和源岩残留需要的油气,以及砂泥接触界面之上的致密储层内已经存在油润湿环境,毛细管力将成为动力,对油气排运起积极作用。

### 3.2 致密储层渗流特征与含油饱和度增长特征

对准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组真实岩心进行石油单相和两相运移和聚集模拟实验研究。实验测试结果显示,石油低速非达西渗流主要有两个影响因素,即渗透率和粘度。渗透率越小,通过致密储层孔隙的流体流速会越慢,且启动压力梯度越大。相同渗透率情况下,原油粘度越大,通过致密储层孔隙的流体流速会越慢。启动压力梯度与临界压力梯度是滞留区、非线性渗流区、拟线性渗流区的视流度分区界限,可以依据流体的视流度及平均孔隙半径与压力梯度的关系来判断致密储层中石油的流动状态。

以充注模拟试验为基础,利用“压差—流量法”研究芦草沟组致密储层中石油两相流含油饱和度增长曲线特征,当驱替压力增大到一定程度时,石油占据了储集岩的大部分孔隙,此时就算压力进一步增大,含油饱和度也不会有明显增大,即达到最大含油饱和度。在致密岩心石油运移模拟实验中,通过改变驱替压力模拟石油驱替地层水的过程,既可以通过观测不同驱替压力下的含油饱和度来分析致密储层的孔隙结构,又可以通过分析不同孔隙结构的含油饱和度来判断致密储层石油聚集的影响因素。本次实验样品的含油饱和度增长过程分成 3 种类型(郑民等, 2016):跳跃增长型、快速增长型、平稳增长型。3 种增长方式中快速增长型样品所达到的最大含油饱和度最高,在 60%~70%之间;其次为平稳增长型,最大含油饱和度在 50%~60%之间;跳跃增长型最低,最大含油饱和度在 45%以下。含油饱和度的 3 种增长方式说明,不同孔渗条件的岩心样品具有不同的含油饱和度及增长方式。孔隙度较大且孔喉尺寸相对单一的岩心样品油气充注最快速,并且能够达到较高的含油饱和度。孔喉尺寸分散,非均质性较强的岩心样品原油充注过程需要逐级突破其阻

力,而且受非均质性影响其含油饱和度充注程度较低。渗透率对含油饱和度影响相对较小,其作用主要体现在启动压力梯度或临界压力梯度上,一旦从压力梯度上获得突破,含油饱和度的大小就主要取决于孔隙度和孔喉连通性。此外,渗透率的作用还体现在对不同粘度原油的选择性上,粘度较小的原油,渗透率与原油饱和度呈正相关关系,而油质较差的情况下充注困难,其相关关系不明显。

致密储层含油饱和度达到 30% 以上就可以达到聚集成藏的标准(张晓红, 2014)。以含油饱和度 30%、35%、40% 为界,做出低渗透储层中视流度和平均孔隙半径与压力梯度的拟合曲线。拟合曲线显示,含油饱和度 30% 时视流度、平均孔隙半径与压力梯度的拟合线,与临界压力梯度线吻合,而启动压力梯度线所代表的含油饱和度远未达到 30% 的最低成藏要求(郑民等, 2016)。说明吉木萨尔致密储层含油饱和度要达到 30% 的成藏下限,需要突破临界压力梯度从而进入拟线性渗流区域,这样才能够继续充注以达到更高的含油饱和度。

### 3.3 致密油成藏机理

油气突破了启动压力梯度并充注进入储层后,并没有改变岩石的水润湿条件,在低压力下参与渗流的孔隙喉道少,岩心断面上的渗流截面小,且原油突破启动压力梯度后进入致密储层,受毛细管阻力影响占据了孔隙空间并堵塞了部分孔隙喉道,在没有达到拟线性流动状态前,实际上对后续的充注起到了一定的阻碍作用。理论上讲,非线性渗流曲线呈上凹形,下末端点与横轴相交即启动压力梯度,随后的过程中上末端点切线与横轴交点(拟启动压力梯度)越来越大,即油气充注的难度越来越大,只有当突破了临界压力梯度之后,其难度系数才最终确定下来。陈中红与查明(2011)研究认为,随着驱动压力增加,参与渗流的喉道数量增加,岩心断面上的渗流截面增大。当到达临界压力梯度,其斜率不再发生变化,此时油气充注的难度最终确定下来,压力梯度增加,流速也相应地线性增加。此时,即使压力梯度不再发生变化,也能够保持相对较高的流速进行油气充注。突破了 30% 的含油饱和度成藏下限之后,含油饱和度会随着流速的增加或者固定流速的持续充注,从而达到某一较高的含油饱和度,即最大含油饱和度。

真正的致密储层,如果没有构造运动、构造裂缝等外部条件的帮助,很难实现油气的先致密后成藏。因此,在上覆地层厚度逐渐加大、压力逐渐增高的情

况下,地层压力驱替排水造成地层压实胶结,同时水流过程中也会发生矿物质的次生加大胶结,从而导致地层越来越致密,含油饱和度越来越高。也就是说,原油在成岩早期与高孔渗阶段的浮力作用下克服毛细管压力正常成藏,在成藏过程中储集层经历了持续压实致密过程,在后期低渗条件下,烃源岩主生烃期生成的原油在浮力和源储压差共同作用下克服毛细管力运移,形成低渗透一致密岩性油藏,低渗透岩性油藏不断致密化形成现今低渗透一致密岩性油藏(郭彦如等,2012)。

## 4 致密油充注成藏过程分析

### 4.1 成岩阶段与成藏期储集层临界物性

本文根据碎屑岩成岩阶段划分规范(中国石油勘探开发研究院,2003),运用包裹体均一温度、镜质体反射率( $R_o$ )、自生油层组矿物的成分、形态、产状、生成顺序和组合特征等确定研究区的成岩阶段,总体来看吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层成岩阶段可划分为早成岩 A 期、早成岩 B 期和中成岩 A 期共三个阶段(图 6)。①早成岩 A 期:晚二叠世早期(260 Ma)及之前,芦草沟组有机质处于未成熟阶段,成熟度  $R_o$  小于 0.35%,最大热解峰温  $T_{max}$  小于 430 °C,岩石弱固结一半固结,原生粒间孔发育;砂岩中一般未见石英加大,长石溶解较少。②早成岩阶段 B 期:晚二叠世早期至晚三叠世时期(260 ~ 220 Ma),芦草沟组有机质处于未熟一半成熟阶段,

镜质体反射率  $R_o$  为 0.35%~0.5%,由于压实作用及碳酸盐类等矿物的胶结作用,岩石由半固结到固结,孔隙类型以原生孔隙为主,并可见少量次生孔隙;③中成岩阶段 A 期:晚三叠世至今(220 ~ 0 Ma),芦草沟组有机质低成熟—成熟,镜质体反射率  $R_o$  为 0.5%~1.3%,细砂岩颗粒间方解石充填,部分方解石为交代而成(图 6a,6b,6c,6d)。

薄片鉴定结果显示,方解石晶体粗大,连晶状分布,部分碎屑颗粒见方解石强烈交代,有的颗粒已成残骸(图 6a,6b)。泥晶云岩晶体大小一般为 10~20  $\mu\text{m}$ ,部分呈半自形晶,见砂屑。安山质凝灰岩多呈斑状、条带状、碎屑状不均匀分布,包括一些长石、石英晶屑,一部分可能为层状的凝灰岩白云石化残余,一部分为溶蚀孔缝的充填。碎屑状炭质零星分布,局部见泥晶菱铁矿条带、斑状聚集(图 6c),见沸石充填的微裂缝和有机质充填的缝合线(图 6d)。砂岩中可见晚期含铁碳酸盐类胶结物,特别是铁白云石,常呈粉晶—细晶,以交代、加大或胶结形式出现,还可见其他自生矿物如钠长石、浊沸石、片沸石、方沸石等,长石、岩屑等碎屑颗粒及碳酸盐胶结物常被溶解,孔隙类型除部分保留的原生孔隙外,以次生孔隙为主。

笔者基于吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层埋藏史、热史和芦草沟组烃源岩产烃率曲线,开展了芦草沟组烃源岩生烃史模拟研究。结果表明,芦草沟组烃源岩自晚三叠世(对应  $R_o=0.5\%$ )开始进入生油窗,并在中侏罗世(对应  $R_o=0.7\%$ )进入大量生烃

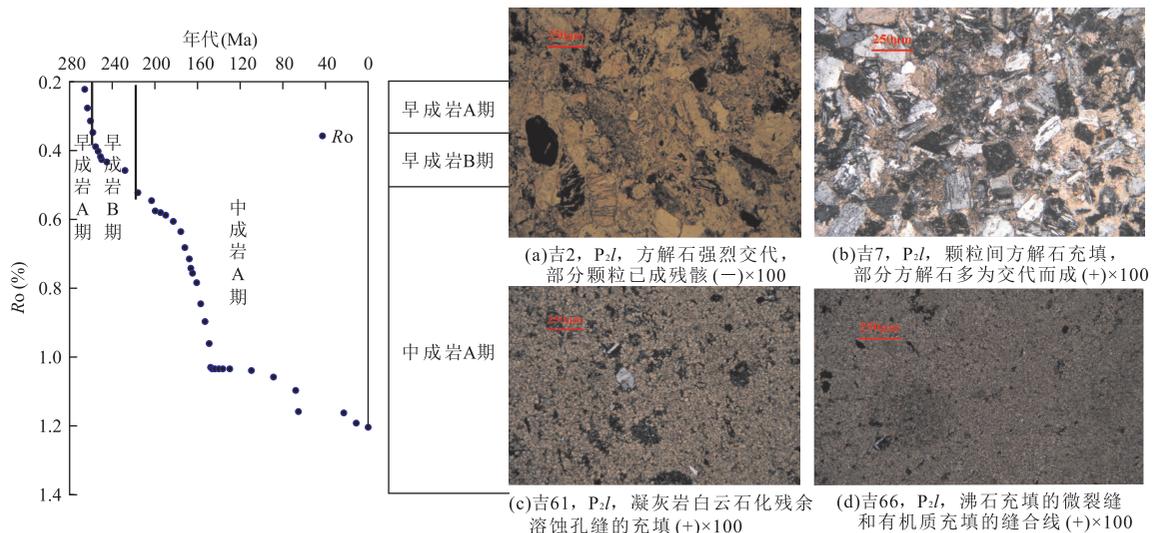


图 6 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层成岩演化阶段与成岩作用分析

Fig.6 Analytic diagram about the stage and the corresponding observed phenomenon in diagenetic effect in the tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

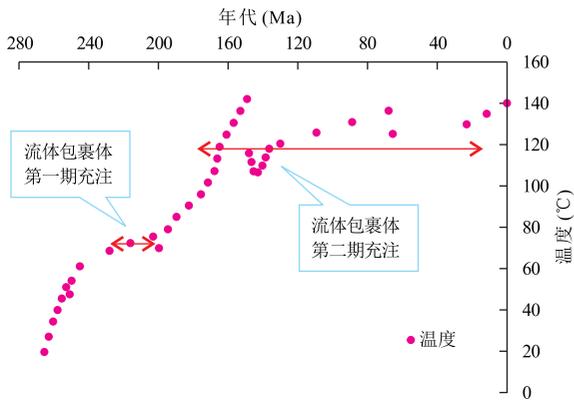


图 7 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层充注期次及成藏  
Fig.7 Characteristics in infilling periods and oil accumulation occurred in the tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

阶段,至今仍处于生油阶段.故可认为自中侏罗世(对应 $R_o=0.7\%$ )以来芦草沟组烃源岩持续生烃.而大量烃类包裹体研究表明,吉木萨尔凹陷主要有两期成藏,一期在侏罗纪,包裹体均一温度在 $50\sim 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;第二期是在白垩纪—古近纪,包裹体均一温度在 $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右(曾军等,2005;杨和山等,2012).

早侏罗世时期,芦草沟组致密储层处于中成岩阶段 A 期的早期,成岩作用主要表现为压实作用和胶结作用,岩石在逐渐致密化过程中,孔隙类型以原生孔隙为主,表现为高孔渗条件下的低熟油早期充注;中侏罗世至今,芦草沟组致密储层处于中成岩阶段 A 期的晚期,烃源岩持续生烃所产生的压力能够为石油在致密储层中持续充注提供持续动力,并为致密油成藏提供大量石油供应.而芦草沟组具有“源储共生”的赋存特征,大大增加了源储接触面积,保证了石油在致密储层中的有效充注.芦草沟组致密油具有持续充注的成藏特征(图 7).

#### 4.2 渗流特征的转化与致密油运移特征

Н. аменский.(1955)研究认为,致密储层具有独特的孔隙结构和输运性质,导致在致密储层中的石油流动呈现强烈的非达西流特征.主成藏期砂岩古孔隙度的大小决定了油气是否能够充注,主成藏期砂岩古孔隙度如果大于成藏期临界孔隙度就会发生石油充注,否则不能充注.因此,恢复主成藏期砂岩的孔隙度是成藏机理研究的重要内容.基于储集层成岩作用的分段古孔隙度演化定量模拟方法可以较好地恢复地质历史中砂岩孔隙度(郭彦如等,2012),为致密油运聚富集规律研究奠定基础.

储层致密程度与储层物性关系密切,由于影响

储层渗透率的因素很多也很复杂,因此本次研究根据地史过程中孔隙度演化曲线来确定储层致密时间.本文针对芦草沟组上、下两段致密储层岩石类型,其中泥质粉(细)砂岩、白云质粉(细)砂岩和砂屑白云岩(含粉砂质白云岩)分别占储层总厚度的 $39\%$ 、 $46\%$ 和 $15\%$ ,建立纯泥岩、粉砂岩和云岩孔隙度演化模型,再结合储层厚度所占比例,评价出能够表征芦草沟组致密储层的孔隙度演化模型.芦草沟组致密储层(图 8)演化经历了以下过程:距今 $272\text{ Ma}$ 时开始沉积,沉积初始孔隙度为 $52\%$ ;地层持续沉降,在距今 $200\text{ Ma}$ (三叠纪晚期)时,埋深达到 $1700\text{ m}$ ,孔隙度因为机械压实减小到 $17.5\%$ ;距今 $200\sim 100\text{ Ma}$ (早白垩世末期)时,芦草沟组致密储层孔隙度进一步减小至 $10\%$ ,在距今 $100\sim 0\text{ Ma}$ ,芦草沟组致密储层孔隙度减小至 $9\%$ .

综上所述,现今低渗透率致密储集层在主成藏期具有高孔高渗的特点, $10\%\sim 17.5\%$ 的孔隙度远大于油气充注的临界孔隙度 $7\%$ 的下限.郭平等(2009)研究认为原油在孔隙度大于 $7\%$ 的储层中可以在浮力作用下以达西流形式运移.在油气大量充注的晚侏罗世、早白垩世中期,储集层具备高孔渗条件,油气发生多期充注.但由于受到储层非均质性作用影响,原油对水的驱替以及原油运移聚集的规律性不明显,储层中仍然有大量的水层存在,油水关系呈现复杂特征,这一特征为后续成岩作用提供了条件.进入早白垩世晚期,持续产生机械压实和胶结成岩作用,储集层不断致密化,至早白垩世末低渗透致密储集层形成.晚白垩世开始至今,地层沉降幅度不大,成岩作用停留在中成岩 A 期,储集层保持了早白垩世末的低渗透致密特征.

#### 4.3 成岩—成储—成藏的阶段性演化

笔者根据成岩演化、孔隙演化、充注成藏期次等多因素的综合分析得出,吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层成岩—成储—成藏过程存在耦合关系,其致密油成藏演化可分为三个阶段(图 9):第一个阶段为早期储层中—高孔渗条件下低熟油气的充注阶段(晚三叠世之前);第二个阶段为边致密边成藏及改变岩石表面为油润湿性阶段(晚三叠世至早白垩世末期);第三个阶段为芦草沟组致密层中成熟油的持续充注阶段(早白垩世末期至今).前两个阶段,石油在芦草沟组储层中运移的动力主要为浮力,而阻力为毛细管力,此时动力大于阻力,石油属于达西流流动性质;第三个阶段由于油润湿性的存在,毛细管力成为了动力,石油以非达西流方式充注.

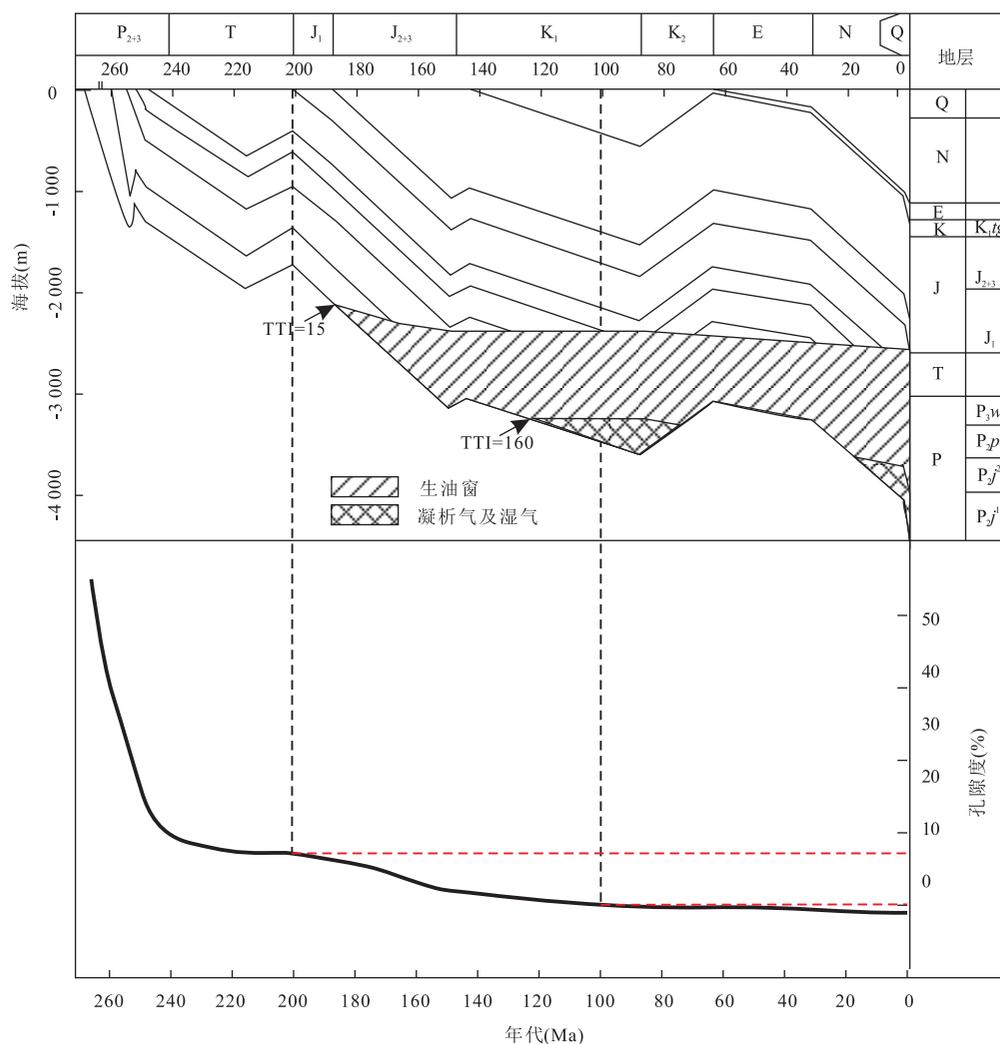


图 8 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层孔隙演化史

Fig.8 History in the evolutive process of pore system of the tight reservoir of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

(1) 早期储层中/高孔渗条件下低熟油气的充注阶段(晚三叠世之前), 芦草沟组致密储层处于早成岩 B 期时, 粉砂岩颗粒间为点状接触, 孔隙度和渗透率都较大, 油气属于低熟油气, 驱动力为浮力, 符合达西定律, 为正常的油气充注过程。早期充注的油气对储集层孔隙度具有建设性的作用, 烃类注入储集层后, 改变孔隙水的化学组成, 导致孔隙水中无机离子浓度降低, 并通过改变 pH 值或通过烃类流体部分替换孔隙水而阻碍了矿物与离子之间的质量传递, 从而抑制自生矿物的形成以及矿物的交代和转化、胶结、重结晶等成岩作用过程, 使深部储集层减少了自生矿物的充填, 保持较好的储集性能(门相勇等, 2006)。

(2) 边致密边成藏及改变岩石表面为油润湿性阶段(晚三叠世至早白垩世末期)。该时期烃源岩逐渐演化至成熟阶段, 开始大量生排烃, 古孔隙度大于

致密储层孔隙度 10% 的上限, 油气以达西流方式正常充注成藏。由于烃类侵位作用使得后期成岩过程中残余油改变储层润湿性, 岩石表面性质由水润湿性倾向于油润湿性, 为晚期致密储层条件下油气持续充注奠定了基础。

(3) 芦草沟组致密层中成熟油的持续充注阶段(早白垩世末期至今)。在早白垩世末期至现今, 芦草沟组致密储层已经形成, 随着机械压实和胶结成岩作用进行, 砂岩物性逐渐变差, 油气充注量减少, 但之前形成的油润湿性质的优势运移通道为致密储层油气继续充注提供了条件。此时, 油气运移的动力为“源储共生”的烃源岩生烃增压和毛细管压力差两个方面。油润湿性使得毛细管力由阻力转化为了动力。原油的持续充注弥补了油藏长期保存的损失部分, 邱振(2014)研究认为, 现今致密储层内原油主要由早期充注的低熟油和后期持续充注的成熟油组成。

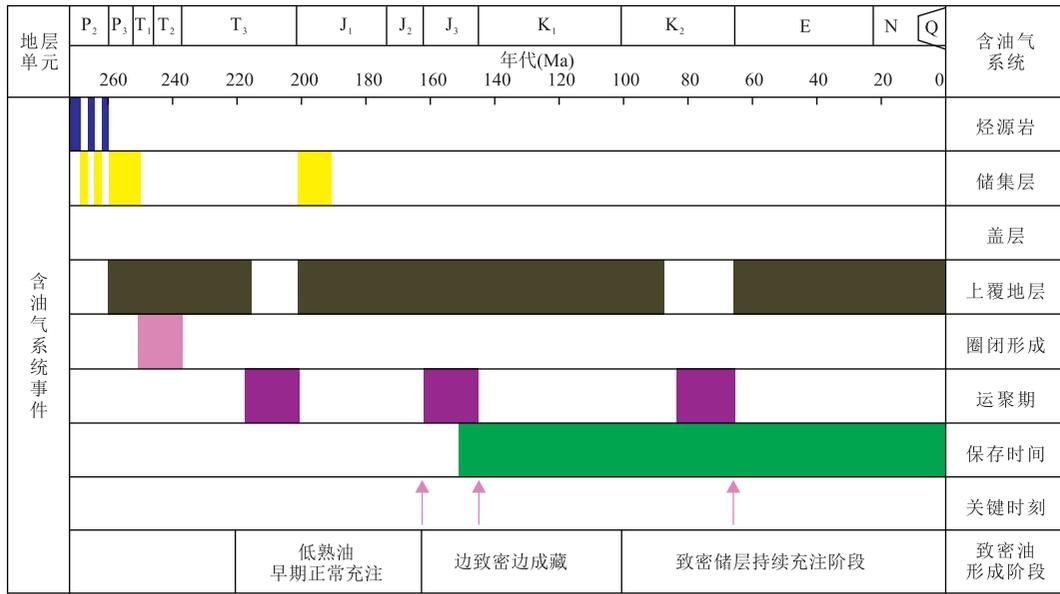


图 9 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层成藏阶段分析

Fig.9 Result of analysis for the key stages of tight reservoir forming and oil accumulation of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

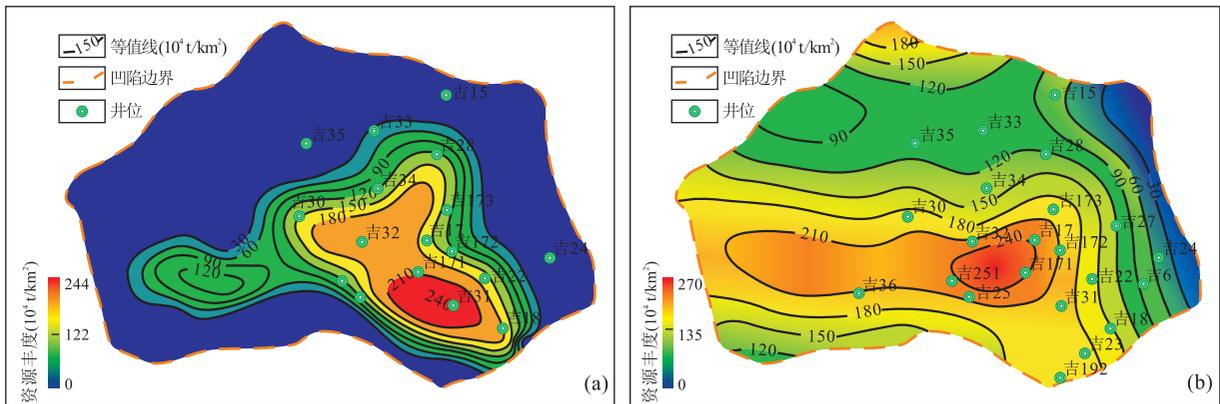


图 10 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油资源丰度分布

Fig.10 Characteristics of the horizontal distribution about the abundance of tight oil of Lucaogou Formation in Jimsar Sag

a.上甜点体(B段)致密油资源丰度;b.下甜点体(E段)致密油资源丰度

### 4.4 致密油资源评价

在致密储层特征、充注成藏机理和成藏条件分析基础上,依托中国石油第四次油气资源评价项目,笔者系统评价了吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油资源潜力,根据研究区致密油研究现状及勘探程度,优选EUR类比法、小面元容积法以及容积法开展评价工作.EUR法评价致密油资源为量 $11.26 \times 10^8$  t,小面元法评价结果为 $12.01 \times 10^8$  t,容积法评价结果为 $15.45 \times 10^8$  t,特尔菲综合评价结果为 $12.40 \times 10^8$  t.其中上甜点体致密油分布面积约为 $567 \text{ km}^2$ ,其地质资源量约为 $4.45 \times 10^8$  t,资源丰度可达 $78 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ;下甜点体致密油分布面积约为 $1\ 095 \text{ km}^2$ ,其地质资源量约为 $7.95 \times 10^8$  t,资源丰

度可达 $72.6 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ .上甜点 B 段致密油主要分布在吉木萨尔凹陷的东南部,资源丰度高值区主要分布在吉 31 井位置,其次为吉 32 井位置;下甜点 E 段致密油在全凹陷均有分布,资源丰度分布从南向北具有低—高—低—高波状起伏的分布规律,高值区呈东西向分布在凹陷的中南部,低值区呈东西向分布在凹陷的中北部,向东部逐渐尖灭(图 10).

## 5 结论

(1) 芦草沟组烃源岩自晚三叠世(对应  $R_o = 0.5\%$ )开始进入生油窗,并在中侏罗世(对应  $R_o =$

0.7%)进入大量生烃阶段,至今仍处于生油阶段.大量烃类包裹体研究表明,吉木萨尔凹陷主要有两期成藏,一期在侏罗纪,包裹体均一温度在 50~70 °C;第二期是在白垩纪—古近纪,包裹体均一温度在 120 °C 左右.

(2)吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层成岩阶段可划分 3 个阶段:①早成岩 A 期:晚二叠世早期(260 Ma)及之前,芦草沟组有机质处于未成熟阶段,成熟度  $R_o$  小于 0.35,岩石弱固结—半固结,原生粒间孔发育.②早成岩 B 期:晚二叠世早期至晚三叠世时期(260~220 Ma),芦草沟组有机质处于未熟—半成熟阶段,镜质体反射率  $R_o$  为 0.35%~0.5%,岩石由半固结到固结,孔隙类型以原生孔隙为主,并可见少量次生孔隙;③中成岩 A 期:晚三叠世至今(220~0 Ma),芦草沟组有机质低成熟—成熟,镜质体反射率  $R_o$  为 0.5%~1.3%,细砂岩颗粒间方解石充填.

(3)油气总在动力与阻力差值最大的孔隙喉道获得突破,并进行运移成藏.芦草沟组致密油成藏明显分为三个阶段:第一个阶段为早期储层中—高孔隙条件下低熟油气的充注阶段(晚三叠世之前);第二个阶段为边致密边成藏及改变岩石表面为油润湿性阶段(晚三叠世至早白垩世末期),毛细管力在油润湿性环境下由运移阻力转变为运移动力,达到边致密边成藏的效果;第三个阶段为芦草沟组致密层中成熟油的持续充注阶段(早白垩世末期至今).

(4)吉木萨尔凹陷芦草沟组上甜点体(B段)致密油分布面积约为 567 km<sup>2</sup>,其地质资源量约为 4.45×10<sup>8</sup> t,资源丰度可达 78×10<sup>4</sup> t/km<sup>2</sup>;下甜点体(E段)致密油分布面积约为 1 095 km<sup>2</sup>,其地质资源量约为 7.95×10<sup>8</sup> t,资源丰度可达 72.6×10<sup>4</sup> t/km<sup>2</sup>.

## References

- Chen, D. X., Pang, X. Q., Qiu, N. S., et al., 2004. Accumulation and Filling Mechanism of Lenticular Sandbody Reservoirs. *Earth Science*, 29(4): 483–488 (in Chinese with English abstract).
- Chen, Z. H., Zha, M., 2011. The Hydrocarbon Expulsion Mechanism and Model in Fault Basin. China University of Petroleum Press, Shangdong (in Chinese with English abstract).
- Cheng, F. Q., Song, G. Q., Wang, Y. S., et al., 2012. Systematic Analysis of Geotemperature Influencing on Migration and Accumulation of Oil-Gas Fluids. *Acta Sedimentologica Sinica*, 30(4): 747–754 (in Chinese with English abstract).
- Guo, P., Zhang, M. L., Huang, Q. H., et al., 2009. Low Permeability Tight Sandstone Gas Reservoir Development Mechanism. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Guo, Q. L., Chen, N. S., Song, H. Q., et al., 2013. Accumulation Models and Numerical Models of Tight Oil: A Case Study from Yanchang Formation in Ordos Basin. *Northwest Oil & Gas Exploration*, 25(1): 4–10 (in Chinese with English abstract).
- Guo, Y. C., Song, Y., Pang, X. Q., et al., 2016. Characteristics and Genetic Mechanism of Near-Source Accumulated Accumulation for Continuous-Type Tight-Sand Gas. *Earth Science*, 41(3): 433–440 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.035>
- Guo, Y. R., Liu, J. B., Yang, H., et al., 2012. Hydrocarbon Accumulation Mechanism of Low Permeable Tight Lithologic Oil Fields in the Yanchang Formation, Ordos Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(4): 417–425 (in Chinese with English abstract).
- Hu, H. B., Li, G. Y., Wang, J., 2014. Dynamic Research on Hydrocarbon Migration of Accumulation Periods in Low Permeability-Tight Sandstone Reservoir. *Chemical Enterprise Management*, 10(4): 64 (in Chinese with English abstract).
- Н. аменский, 1955. Dynamic Principle of Ground Water. Geology Publishing House, Beijing, 55–58 (in Chinese).
- Jia, C. Z., Zou, C. N., Li, J. Z., et al., 2012. Assessment Criteria, Main Types, Basic Features and Resource Prospects of the Tight Oil in China. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 343–350 (in Chinese with English abstract).
- Kuang, L. C., Gao, G., Xiang, B. L., et al., 2014. Lowest Limit of Organic Carbon Content in Effective Source Rocks from Lucaogou Formation in Jimusar Sag. *Petroleum Geology & Experiment*, 36(2): 224–229 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z., Zhu, W. Q., Sun, Q., et al., 2012. Characteristics of Geotemperature-Geopressure Systems in Petroliferous Basins of China. *Acta Petrolei Sinica*, 33(1): 1–17 (in Chinese with English abstract).
- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., et al., 2009. Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *Journal of Sedimentary Research*, 79(12): 848–861. <https://doi.org/10.2110/jsr.2009.092>
- Men, X. Y., Zhao, W. Z., Hu, S. Y., et al., 2006. Characteristics of Deep-Buried Fragmental Reservoirs in Central Junggar Basin and the Effect of Hydrocarbon Emplacement on Reservoirs' Diagenetic Mineral Evolution. *Petroleum Exploration and Development*, 33(2): 208–211 (in

- Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Chen, D. X., Jiang, Z. X., et al., 2007. Mechanism and Basic Modes of Petroleum Accumulation Dynamics in Subtle Sand Lens Reservoir. *Oil & Gas Geology*, 28(2): 216—228 (in Chinese with English abstract).
- PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, 2003. SY/T5477-2003: Partition Rules of Clastic Diagenetic Stages. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing (in Chinese).
- Qiu, Z., 2014. RIPED Postdoctoral Research Working Paper: Geological Characteristics and Resource Assessment of Tight Oil and Shale Oil from the Lucaogou Formation in Jimsar Sag. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Tao, S. Z., Zou, C. N., Wang, J. H., et al., 2011. On the Identification of Connotation, Extension, and Type for some Hydrocarbon Accumulations. *Natural Gas Geoscience*, 22(4): 571—575 (in Chinese with English abstract).
- Vernik, L., Landis, C., 1996. Elastic Anisotropy of Source Rocks: Implications for Hydrocarbon Generation and Primary Migration. *AAPG Bulletin*, 80(4): 531—544. <https://doi.org/110.1306/64ed8836-1724-11d7-8645000102c1865d>
- Wang, C. Y., Kuang, L. C., Gao, G., et al., 2014. Difference in Hydrocarbon Generation Potential of the Shaly Source Rocks in Jimusar Sag, Permian Lucaogou Formation. *Acta Sedimentologica Sinica*, 32(2): 385—390 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y. L., Zhang, Y. J., Wang, G. H., et al., 2002. Achievements and Prospect for Petroleum Exploration and Development in Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 23(6): 449—455 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y. T., 1998. Hydrocarbon Generation Simulation Test of Major Source Rock and Its Significance in Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 19(5): 377—382 (in Chinese with English abstract).
- Wu, H. Y., Wang, Y. W., Liang, X. D., et al., 2015. Theory of Petroleum Accumulation in Syncline and Its Significance to Petroleum Geology. *Earth Science Frontiers*, 22(1): 181—188 (in Chinese with English abstract).
- Wu, K., Luo L. R., Kong, Q. F., et al., 2013. Pool-Forming Dynamic Characteristics of Extra-Low Permeability and Tight Reservoir in Yanchang Formation, Mesozoic Ertathem, Ordos Basin. *Petrochemical Industry Application*, 32(8): 37—44 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H. S., Cheng, H., Bian, B. L., 2012. Structure Modeling and Geometry Analysis in the Western FuKang Fault Zone. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 38(15): 138—140 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, J., Chen, S. J., Kang, S. F., et al., 2005. Geochemical Character of Oil Reservoir Formation in the Eastern Slope of Jimusar Sag. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 27(2): 6—9 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X. H., 2014. Discussion on the Calculation Method of Oil Saturation Lower Limit Value of Low Permeable Glutenite Reservoir. *Petrochemical Industry Application*, 33(2): 52—54 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y. J., Qi, X. F., Cheng, X. S., et al., 2007. Approach to Sedimentary Environment of Late Carboniferous-Permian in Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 28(6): 673—675 (in Chinese with English abstract).
- Zheng, M., Li, J. Z., Wu, X. Z., et al., 2016. Physical Modeling of Oil Charging in Tight Reservoirs: A Case Study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(2): 219—227 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, P., 2014. Reservoir Characteristics and Reservoir Evaluation of Tight Oil from the Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Xinjiang (Dissertation). Northwest University, Xi'an (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Zhu, R. K., Bai, B., et al., 2011. First Discovery of Nano-Pore Throat in Oil and Gas Reservoir in China and Its Scientific Value. *Acta Petrologica Sinica*, 27(6): 1857—1864 (in Chinese with English abstract).

### 附中文参考文献

- 陈冬霞, 庞雄奇, 邱楠生, 等, 2004. 砂岩透镜体成藏机理. *地球科学*, 29(4): 483—488.
- 陈中红, 查明, 2011. 断陷湖盆烃源岩排烃机理与模型. 山东: 中国石油大学出版社.
- 程付启, 宋国奇, 王永诗, 等, 2012. 地层温度对油气运、聚影响的系统分析. *沉积学报*, 30(4): 747—754.
- 郭平, 张茂林, 黄全华, 等, 2009. 低渗透致密砂岩气藏开发机理研究. 北京: 石油工业出版社.
- 郭秋麟, 陈宁生, 宋焕琪, 等, 2013. 致密油聚集模型与数值模拟探讨——以鄂尔多斯盆地延长组致密油为例. *岩性油气藏*, 25(1): 4—10.
- 郭彦如, 刘俊榜, 杨华, 等, 2012. 鄂尔多斯盆地延长组低渗透致密岩性油藏成藏机理. *石油勘探与开发*, 39(4): 417—425.
- 郭迎春, 宋岩, 庞雄奇, 等, 2016. 连续型致密砂岩气近源累计聚集的特征及成因机制. *地球科学*, 41(3): 433—440. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.035>
- Н. аменский, 1955. 地下水动力学原理. 北京: 地质出版社, 55—58.

- 胡洪彬,李光耀,王健,2014.低渗透致密砂岩储层成藏期油气运移的动力研究.化工管理,10(4):64.
- 贾承造,邹才能,李建忠,等,2012.中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景.石油学报,33(3):343-350.
- 匡立春,高岗,向宝力,等,2014.吉木萨尔凹陷芦草沟组有效源岩有机碳含量下限分析.石油实验地质,36(2):224-229.
- 刘震,朱文奇,孙强,等,2012.中国含油气盆地地温-地压系统.石油学报,33(1):1-17.
- 门相勇,赵文智,胡素云,等,2006.准噶尔盆地腹部二叠系、三叠系储集层特征及烃类侵位对深部储集层物性的影响.石油勘探与开发,33(2):208-211.
- 庞雄奇,陈冬霞,姜振学,等,2007.隐伏砂岩透镜体成藏动力学机制与基本模式.石油与天然气地质,28(2):216-228.
- 邱振,2014.国石油勘探开发研究院博士后研究报告:吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油/页岩油地质特征与资源评价.北京:中国石油勘探开发研究院.
- 陶士振,邹才能,王京红,等,2011.关于一些油气藏概念内涵、外延及属类辨析.天然气地球科学,22(4):571-575.
- 王成云,匡立春,高岗,等,2014.吉木萨尔凹陷芦草沟组泥质岩类生烃潜力差异性分析.沉积学报,32(2):385-390.
- 王宜林,张义杰,王国辉,等,2002.准噶尔盆地油气勘探开发成果及前景.新疆石油地质,23(6):449-455.
- 王屿涛,1998.准噶尔盆地主要烃源岩生烃模拟实验及地质意义.新疆石油地质,19(5):377-382.
- 吴河勇,王跃文,梁晓东,等,2015.向斜成藏理论及其石油地质意义.地学前缘,22(1):181-188.
- 吴凯,罗丽荣,孔庆芬,等,2013.鄂尔多斯盆地中生界延长组特低渗一致密砂岩储层成藏动力学特征.石油化工应用,32(8):37-44.
- 杨和山,陈洪,卞保利,2012.吉木萨尔凹陷构造演化与油气成藏.内蒙古石油化工,38(15):138-140.
- 曾军,陈世加,康素芳,等,2005.吉木萨尔凹陷东斜坡区成藏地球化学特征.西南石油学院学报,27(2):6-9.
- 张晓红,2014.低渗透砂砾岩体储层含油饱和度下限计算方法探讨.石油化工应用,33(2):52-54.
- 张义杰,齐雪峰,程显胜,等,2007.准噶尔盆地晚石炭世和二叠纪沉积环境.新疆石油地质,28(6):673-675.
- 郑民,李建忠,吴晓智,等,2016.致密储集层原油充注物理模拟——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例.石油勘探与开发,43(2):219-227.
- 中国石油勘探开发研究院,2003.SY/T5477-2003:碎屑岩成岩阶段划分规范.北京:中国石油勘探开发研究院.
- 周鹏,2014.新疆吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层特征及储层评价(硕士学位论文).西安:西北大学.
- 邹才能,朱如凯,白斌,等,2011.中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值.岩石学报,27(6):1857-1864.