

引用格式：陆统智,曾溅辉,王濡岳,等.柴达木盆地英西地区致密油成藏物理模拟实验研究[J].天然气地球科学:1-11.

LU Tongzhi, ZENG Jianhui, WANG Ruyue, et al. Physical simulation experiment of tight oil accumulation in Yingxi area, Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience: 1-11.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2021.09.005

柴达木盆地英西地区致密油成藏物理模拟实验研究

陆统智^{1,2}, 曾溅辉^{1,2}, 王濡岳^{3,4}, 伍坤宇⁵, 曹喆^{1,2,3,4}, 王鑫^{1,2}, 梁晓宇⁵,
李庆波⁵, 郭正权⁵

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与勘探国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083;

4. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083;

5. 中国石油天然气集团公司青海油田分公司, 甘肃 敦煌 736202)

摘要:柴达木盆地英西地区下干柴沟组致密储层非均质性强,运移和聚集特征复杂,严重制约了致密油的规模勘探和开发。选取柴达木盆地英西地区下干柴沟组上段致密储层样品,在岩石薄片观察和全岩分析以及高压压汞测试的基础上,开展石油成藏物理模拟实验,探索致密油的充注过程和成藏特征。结果表明:柴达木盆地英西地区储层平均孔隙度和平均渗透率分别为4.12%和 $0.0071 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率主要受孔隙结构影响,灰云岩储层的物性、孔隙结构参数优于粉砂岩储层和膏岩储层;致密储层中石油运移为非达西渗流特征,存在启动压力,含油饱和度增长曲线呈现先快速增加后逐渐稳定的特征。致密储层石油运聚受渗透率和驱替压力的耦合控制,运聚集模式可以分为3类:第Ⅰ类为快速增长—高饱和度型;第Ⅱ类为中速增长—中饱和度型;第Ⅲ类为慢速增长—低饱和度型;石油在致密储层中发生运移的临界条件为: $y=5.8416e^{-318.6x}$,形成稳定运移通道的临界条件为: $y=9.8481e^{-269.9x}$ (x 为储层渗透率, y 为驱替压力梯度)。

关键词:石油运移和聚集;致密储层;模拟实验;下干柴沟组;柴达木盆地英西地区

中图分类号:TE312

文献标志码:A

0 引言

21世纪以来,世界能源消费总量持续增长,全球能源供应紧张,各国加快致密油的勘探步伐^[1-3]。美国在威利斯顿盆地 Bakken 组实现致密油规模化开采后,继续大力发展致密油,使世界能源格局发生了重大改变。我国致密油分布广,类型多^[4-7],在松辽盆地^[8-9]、准噶尔盆地^[10]、鄂尔多斯盆地^[11]、柴达木盆地等获得良好的勘探效果,开发前景广阔^[12]。

致密储层油气成藏规律与常规储层具有区别。大量致密储层油气成藏模拟表明,油气运移表现为

非达西渗流,渗流曲线呈现非线性曲线形态和不经坐标原点等特征^[13],并且存在启动压力^[14]。由于存在毛细管力和贾敏效应,油水两相渗流启动压力大于单相渗流^[15]。油气成藏过程受储层物性和压力梯度的影响,含油饱和度具有非线性增长特征^[16]。

英西地区位于柴达木盆地西部,关于英西地区致密油气藏的类型、形成过程^[17]、储层特征及储层物性影响因素^[18]等已有较多研究。但有关该地区致密储层油气成藏机理研究相对薄弱。笔者基于致密储层岩矿分析、物性测定、压汞分析等实验,开

收稿日期:2021-06-03;修回日期:2021-08-17.

基金项目:青海油田生产科研项目“成藏与采油过程研究相关驱替与动态成像实验”(编号:研2019-勘探-分析-03);国家自然科学基金青年科学基金项目“有机酸对致密砂岩储层孔隙结构的影响机制及其石油充注效应”(编号:41802151)联合资助。

作者简介:陆统智(1996-),男,吉林四平人,硕士研究生,主要从事油气成藏研究。E-mail:lutz9610@163.com

展高温高压油气充注和运聚成藏物理模拟实验,探讨英西地区致密储层充注特征、运移和聚集机理,为致密储层石油勘探和开发提供科学依据。

1 区域地质背景

英西地区位于柴达木地区西部凹陷区狮子沟—英雄岭构造带的西北段,花土沟东北地区。由于英西地区受到来自阿尔金山方向和昆仑山方向的双重应力挤压,形成了一系列北西—北西西向的逆断层,构造复杂。

英西地区古近系、新近系自下而上依次为古近系路乐河组(E_{1+2})、下干柴沟组(E_3),新近系上干柴沟组(N_1)、下油砂山组(N_2^1)、上油砂山组(N_2^2)5套

地层^[19-20]。本文研究目的层位为下干柴沟组上段(E_3^2)(图1)。地层厚度普遍在1 410~2 250 m之间,可分为6个油层组,其中I—III油组为盐间含油组合,IV—VI油组为盐下含油组合。英西地区下干柴沟组上段为典型咸化湖盆沉积^[21],总有机碳含量(TOC)明显偏低,最大厚度在2 000 m以上,有机碳平均含量为0.91%,有机质类型主要以II₁型、II₂型为主,镜质体反射率(R_o)值分布在0.8%~1.3%之间,整体处于成熟阶段,生烃潜力大^[22]。通过包裹体丰度、颗粒荧光定量等技术测定发现,英西地区古近系储层发生过2期油气充注^[23]。目前认为,英西地区下干柴沟组上段主要为致密碳酸盐岩储层,主要为源储一体型,油气在孔缝系统中运移,形成油气藏^[24-25]。

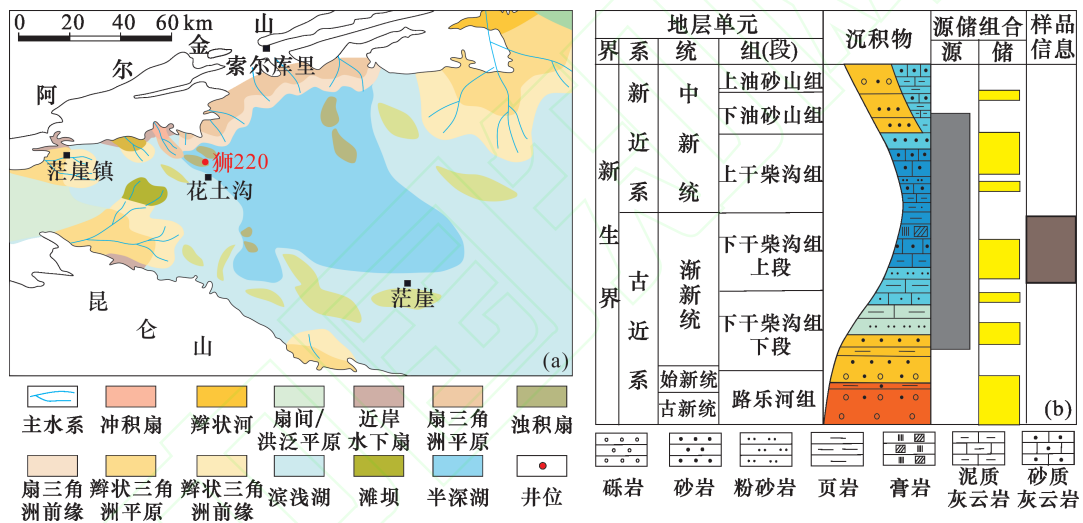


图1 英西地区 E_3^2 沉积相平面图(a)及地层沉积序列(b)^[19]

Fig.1 Sedimentary facies plane plan (a) and stratigraphic sedimentary sequence (b) of E_3^2 in Yingxi area^[19]

2 英西地区储层特征

采取柴达木盆地英西地区狮220井古近系下干柴沟组上段(E_3^2)致密储层样品,开展岩石薄片鉴定、全岩矿物分析、储层物性、高压压汞和润湿性分析。

2.1 岩性特征

由于英西地区下干柴沟组上段岩石组成多样,矿物成分复杂,因此传统的陆源碎屑—碳酸盐混积岩分类无法描述其特征。因此,结合下干柴沟组上段特殊的混积沉积过程,参考姜在兴等^[26]岩性划分方案,对复杂混合沉积岩石类型进行划分。依据硬石膏、黏土矿物、碎屑岩矿物和碳酸盐矿物相对含量对下干柴沟组上段进行分类。划分方案如下:将含量最多的矿物定为岩石的主名,其他次要矿物含

量超过25%定为“质”,含量超过10%定为“含”。根据上述方案,研究样品岩性主要为灰云岩和砂岩(图2)。

2.1.1 灰云岩

灰云岩以碳酸盐矿物为主,英西地区下干柴沟组上段主要发育砂质灰云岩。碳酸盐矿物主要为铁白云石/白云石,平均含量为39%;其次为方解石,平均含量为18.06%。碎屑矿物平均含量为13%,黏土矿物平均含量为10%。灰云岩样品镜下特征表现为以泥晶结构为主,铁白云石/白云石与方解石含量相当,分布均匀,同时观察到少许硬石膏。

2.1.2 粉砂岩

英西地区下干柴沟组上段主要发育含灰云粉砂岩。成分以石英为主,含量最高可达45%,长石次之,含量最高为33%。颗粒多呈次圆状,分选中

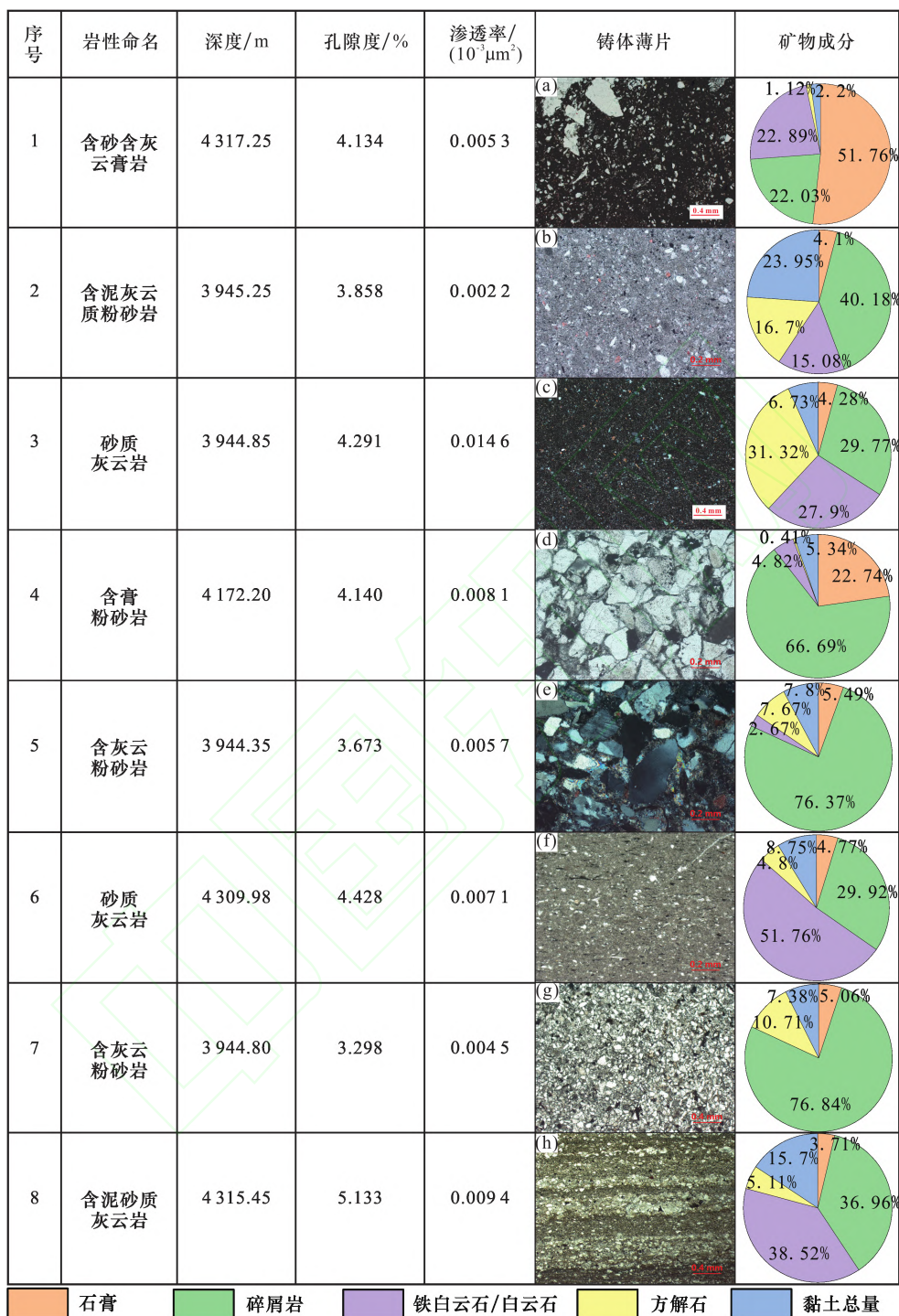


图2 英西地区下干柴沟组上段致密储层岩性和矿物成分及物性特征

Fig.2 Lithology, mineral composition and physical properties of tight reservoir in upper member of Xiaganchaigou Formation in Yingxi area

(a)含砂含灰云膏岩,镜下可见碎屑矿物和碳酸盐矿物,正交光;(b)含泥灰云质粉砂岩,正交光;(c)砂质灰云岩,单偏光;(d)含膏粉砂岩,正交光;(e)含灰云粉砂岩,单偏光;(f)砂质灰云岩,裂隙被碳酸盐矿物填充,正交光;(g)含灰云粉砂岩,正交光;(h)含泥砂质灰云岩,粉砂与白云石互层,正交光

等,灰质胶结,致密。

2.1.3 膏岩

英西地区下干柴沟组上段发育有含砂含灰云

膏岩。矿物以硬石膏为主,碳酸盐矿物和碎屑矿物含量基本相当。镜下白云石和长石类矿物均匀分散分布。

2.2 储层物性特征

采用气测法测量英西地区储层孔渗参数,测试结果表明,英西地区下干柴沟组上段孔隙度范围为3.298%~5.133%,渗透率范围为 $(0.0022\sim0.0146)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

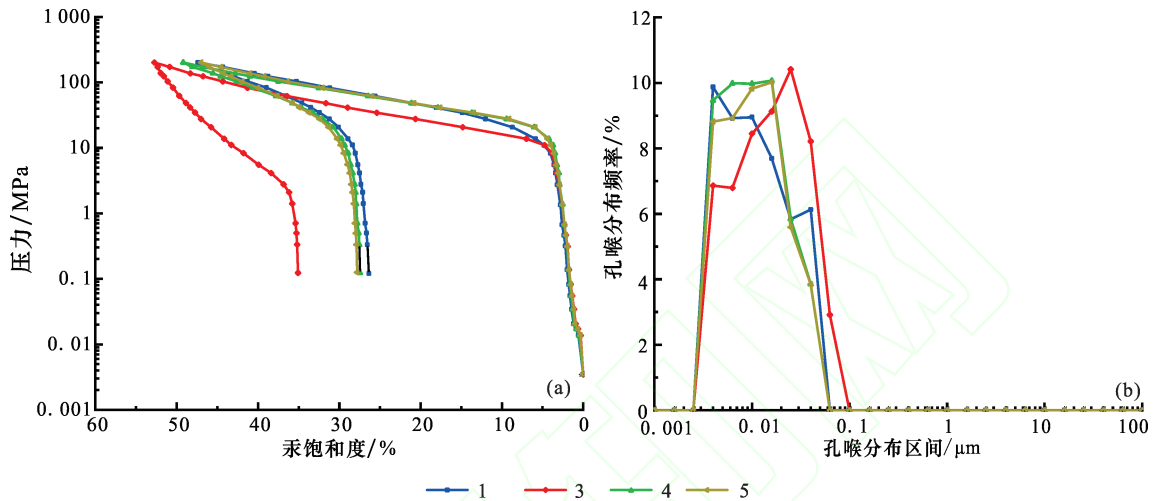


图3 致密储层高压压汞分析结果

Fig.3 Analysis results of high pressure mercury injection in tight reservoir

(a)压汞曲线;(b)孔隙分布曲线1号为膏岩,孔隙度为4.134%,渗透率为 $0.0053\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;3号为灰云岩,孔隙度为4.291%,渗透率为 $0.0146\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;4号为粉砂岩,孔隙度为4.140%,渗透率为 $0.0081\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;5号为粉砂岩,孔隙度为3.673%,渗透率为 $0.0057\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$

结合岩性特征、孔渗特征、压汞曲线和孔喉分布图,发现灰云岩储层物性较好,平均孔隙度为4.617%,渗透率平均为 $0.0104\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙半径峰值位于 $0.025\mu\text{m}$;膏岩储层物性较差,孔隙度为4.419%,渗透率为 $0.0053\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙半径峰值位

孔喉结构是影响油气充注和运聚的重要因素^[10,27-28],选取4个样品进行高压压汞实验,最大孔隙半径范围为 $0.013\sim 0.021\mu\text{m}$,最大汞饱和度范围为47.009%~52.759%,退汞效率为11.07%~13.78%,孔隙半径主要分布在 $0.003\sim 0.1\mu\text{m}$ 之间(图3)。

于 $0.004\mu\text{m}$;粉砂岩储层物性比膏岩储层物性稍好,平均孔隙度为3.7423%,渗透率为 $0.0051\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,最大孔隙度为4.14%,最大渗透率为 $0.0081\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙半径峰值位于 $0.016\mu\text{m}$ (表1)。综合各项参数,灰云岩孔隙结构优于粉砂岩、膏岩。

表1 高压压汞孔隙特征参数

Table 1 Pore characteristic parameters of high pressure mercury injection

序号	岩性	孔隙半径/ μm		分选系数	结构系数	均质系数	汞饱和度/%		退汞效率/%	排驱压力/MPa
		最大	平均				最大	最终剩余		
		R_a	R_p				SP	Φ		
1	含膏含灰云膏岩	0.053	0.013	2.406	0.006	0.251	47.396	26.347	44.411	13.78
3	砂质灰云岩	0.067	0.021	1.432	0.004	0.309	52.759	35.079	33.510	11.02
4	含膏粉砂岩	0.053	0.014	1.801	0.007	0.258	49.183	27.453	44.182	13.77
5	含灰云粉砂岩	0.053	0.014	1.856	0.007	0.262	47.009	27.793	40.878	13.77

2.3 储层润湿性特征

润湿性是表征岩石物理特性的一个重要参数,对毛细管力、相对渗透率等影响储层中油气渗流规律的参数有重要影响^[28-31]。为评价英西地区上干柴沟组上段储层岩石表面润湿性,选用光学接触角测定仪进行测定。测试结果显示,英西地区储层岩石润湿性主要为水湿,平均润湿角在 $36.4^\circ\sim 94.35^\circ$,其

中灰云岩的接触角大于粉砂岩和膏岩(表2)。此外,随着硬石膏含量增大,岩石接触角减小。反映了矿物组成对润湿性具有一定影响。

3 石油成藏物理模拟实验

3.1 实验装置

致密油的成藏方式主要是从源岩向储层充注,

表2 接触角测定结果

Table 2 The contact angle measurement results

样品编号	岩性	硬石膏含量/%	润湿角(左)/°	润湿角(右)/°	润湿角(平均)/°	润湿性
1	含膏含灰云膏岩	51.76	36.5	36.3	36.4	亲水
2	含泥灰云质砂岩	4.1	62.1	59.5	60.8	亲水
3	砂质灰云岩	4.28	56.7	56	56.35	亲水
4	含膏粉砂岩	22.74	38.4	38.8	38.6	亲水
5	含灰云粉砂岩	5.49	48	44.8	46.4	亲水
6	砂质灰云岩	4.77	94.4	94.3	94.35	中性
7	含灰云粉砂岩	5.06	55.4	54.4	54.9	亲水
8	含泥砂质灰云岩	3.71	54.4	54.6	54.5	亲水

发生短距离运移和聚集^[32]。因此通过实验岩心的石油成藏模拟实验,可以理清致密储层石油充注、运移和聚集过程,确定其影响因素,揭示致密储层中石油的运移聚集机理。

模拟实验采用中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室一维油气成藏模拟实验装置(图4)。

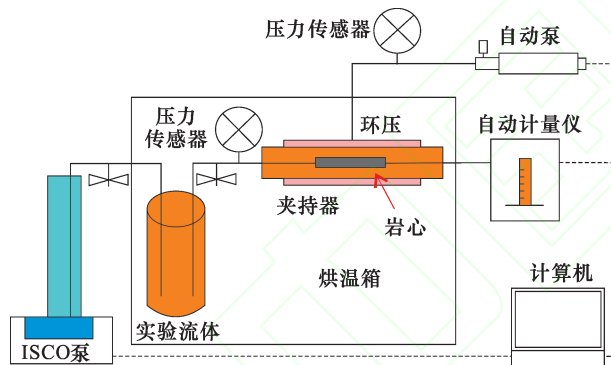


图4 一维油气成藏模拟实验装置示意图

Fig.4 Schematic diagram of one-dimensional hydrocarbon accumulation simulation experiment device

3.2 实验条件与实验方法

根据柴达木盆地英西地区下干柴沟组上段储层的实际地质条件,并结合实验室的实际情况,实验温度设置为120℃,实验流体为白油,黏度为11.7 mPa·s,地层水溶解性总固体(TDS)为250 g/L。

实验采用恒压法,岩心用苯和酒精混合溶液洗油,真空饱和地层水后使用环压泵给岩心施加围压,以白油为流动流体进行油驱水渗流实验。首先设定压力差 Δp_1 ,注入模拟油,等出口流速基本稳定后,记录此时出口流速 V_1 、出口排出的油量 Q_1 和排出的水量 Q_1' ,然后改变注入压力差为 Δp_2 后继续实验,以此类推分别记录恒定平衡压力差 $\Delta p_2, \Delta p_3, \Delta p_4, \dots, \Delta p_{10}$ 下的出口流速 $V_2, V_3, V_4, \dots, V_n$ 和出

口排出的油量 $Q_2, Q_3, Q_4, \dots, Q_n$ 以及排出的水量 Q_3', Q_4', \dots, Q_n' 。

3.3 实验结果分析

3.3.1 石油运移特征

石油运移渗流曲线表现出以下特征:首先,运移渗流特征曲线不通过坐标轴的原点;其次,运移渗流特征曲线在低压力梯度下呈现非线性特征,呈上凹型,随着压力平方梯度的增大,渗流曲线逐渐由非线性向线性过渡[图5(a)]。

在初始为100%饱和水的岩心内,油驱水运移存在阻力,该阻力为最小运移压力梯度,当流体充注压力梯度大于该值时,油气能够发生运移,渗流曲线呈上凹型;当油气在储层发生稳定运移之后,渗流曲线为拟线性曲线,此时压力梯度为石油最小稳定运移压力梯度^[33](图6)。

实验结果表明,各个样品的最小运移压力梯度和最小稳定运移压力梯度范围分别为0.091 9~5.431 4 MPa/cm、0.174 3~5.468 7 MPa/cm。8个岩心的石油运移渗流曲线大致可以分为三类(表3):第Ⅰ类为3号岩心[图5(b)],第Ⅱ类为4号、5号、6号、8号岩心[图5(c)],第Ⅲ类为1号、2号、7号岩心[图5(d)]。

第Ⅰ类样品的渗流曲线特征:储层渗透率大于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率和平均孔隙度分别为 $0.014 6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和4.291%,最小运移压力梯度最小,为0.091 9 MPa/cm,最小稳定运移压力梯度也最小,为0.174 3 MPa/cm,渗流曲线斜率最大,最终达到的流速较高,为0.000 23 cm/s。

第Ⅱ类样品的渗流曲线特征:储层渗透率大于 $0.005 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。平均渗透率和平均孔隙度分别为 $0.007 6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和4.343%。导致最小运移压力梯度变大,为(0.141 6~0.601 4) MPa/cm,平均为0.282 5 MPa/cm,最小稳定

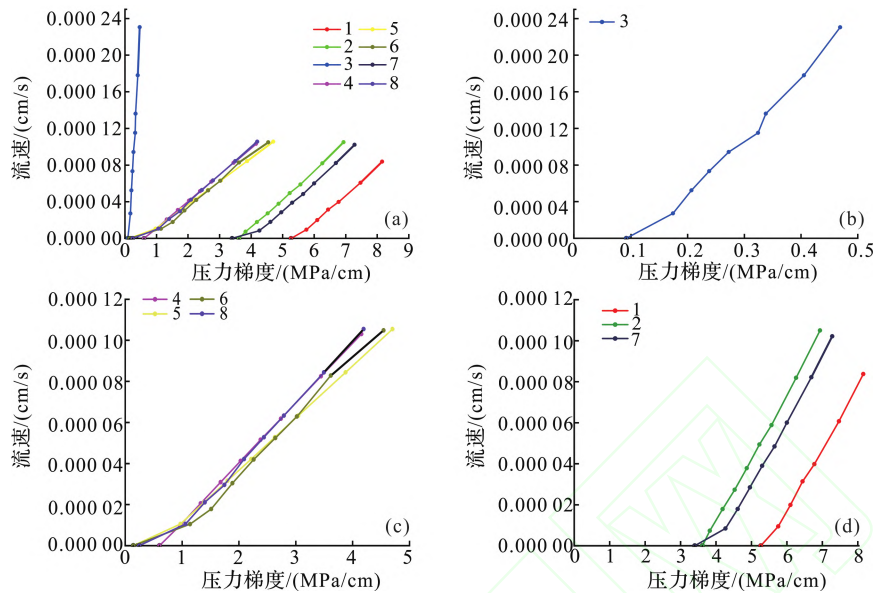
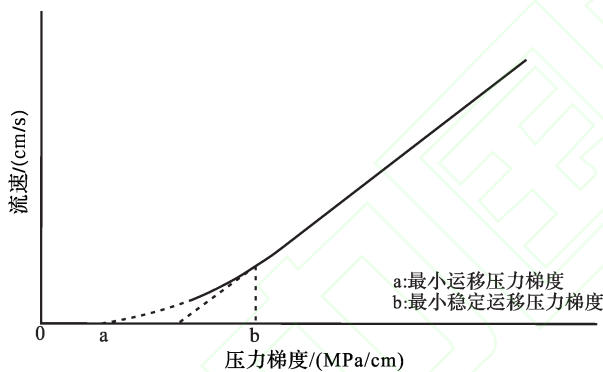


图5 英西地区岩心石油运移渗流曲线

Fig.5 Migration and seepage curves of core oil in Yingxi area

(a)8块岩心石油运移渗流曲线;(b)第Ⅰ类石油运移渗流曲线;(c)第Ⅱ类石油运移渗流曲线;(d)第Ⅲ类渗流曲线

图6 石油运移渗流示意图^[34]Fig.6 Schematic diagram of oil migration and seepage^[34]

运移压力梯度也最小,为(0.640 0~1.526 4) MPa/cm,平均为 1.085 4 MPa/cm。曲线位于第一类样品渗流曲线和第三类样品渗流曲线之间,最终达到的流

速平均为 0.000 105 cm/s。

第Ⅲ类样品的渗流曲线特征:储层渗透率小于 $0.005 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率和平均孔隙度分别为 $0.005 6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 4.375%,导致最小运移压力梯度最大,为 3.400 0~5.431 4 MPa/cm,平均为 4.148 9 MPa/cm,最小稳定运移压力梯度也最大,为 3.659 3~5.468 7 MPa/cm,平均为 4.627 2 MPa/cm,最终达到的流速平均为 0.000 096 cm/s。

3.3.2 含油饱和度增长特征

将8块样品的含油饱和度增长曲线绘于同一坐标系内,可以发现以下几点规律(图7):

(1)整体来看,随压力梯度的增加,岩心内含油饱和度呈现先快速增大后缓慢增加,最终维持恒定不变的过程。

表3 最小运移压力梯度参数表

Table 3 Minimum migration pressure gradient parameter table

类型	样品编号	岩性	孔隙度/%	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	最小运移压力梯度/(MPa/cm)	最小稳定运移压力梯度/(MPa/cm)
Ⅰ	3	砂质灰云岩	4.291	0.014 6	0.091 9	0.174 3
	4	含膏粉砂岩	4.14	0.008 1	0.601 4	0.640 0
Ⅱ	5	含灰云粉砂岩	3.673	0.005 7	0.141 8	0.971 5
	6	砂质灰云岩	4.428	0.007 1	0.141 6	1.526 4
	8	含泥砂质灰云岩	5.133	0.009 4	0.245 2	1.203 5
Ⅲ	1	含膏含灰云膏岩	4.134	0.005 3	5.431 4	5.468 7
	2	含泥灰云质砂岩	3.858	0.002 2	3.615 2	3.659 3
	7	含灰云粉砂岩	3.298	0.004 5	3.4	4.753 7

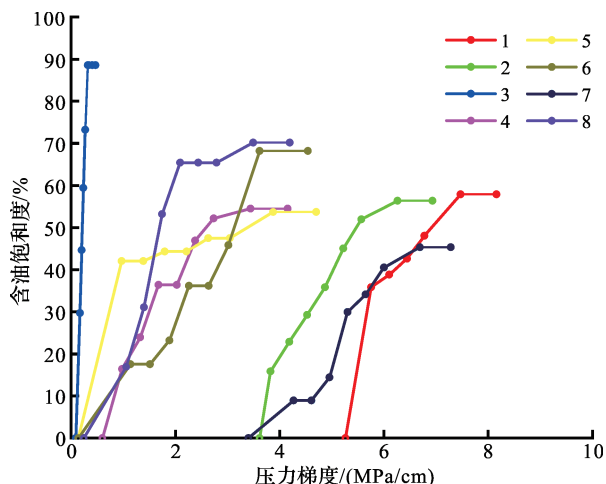


图7 英西地区岩心含油饱和度增长曲线

Fig.7 Oil saturation growth curve of core in the Yingxi area

(2)对于不同的样品,所能达到的最终含油饱和度不同(表4)。岩心最小运移含油饱和度普遍分布在10%~35%之间,最终含油饱和度普遍分布在45%~90%之间。

(3)不同样品,随压力梯度的增加,含油饱和度增长趋势不同,体现为各样品在含油饱和度增长过程中,曲线出现大量交叉,主要是因为不同样品的孔隙结构不同,含油饱和度增长有所不同。

根据3类样品的饱和度增长曲线规律,结合之前的石油运移渗流曲线参数,分别将其命名(表5)。

第Ⅰ类:快速增长—高饱和度油气聚集模式。储层渗透率大于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,石油在储层运移过程中,最小运移压力梯度小,充注速度较快,具有

高最终含油饱和度特征,数值为88.57%,含油饱和度增长曲线随着压力梯度的变大增长速度快。

第Ⅱ类:中速增长—中饱和度油气聚集模式。储层渗透率大于 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,石油在储层运移过程中,表现为最小运移压力梯度,充注运移速度中等,具有中等最终含油饱和度特征,范围为53.70%~70.20%,均值为61.65%。含油饱和度增长曲线随着压力梯度的变大增长速度中等。

第Ⅲ类:慢速增长—低饱和度油气聚集模式。储层渗透率小于 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,石油在储层运移过程中,最小运移梯度大,充注速度慢,具有低最终含油饱和度特征,范围为45.33%~57.9%,均值为53.19%。含油饱和度增长曲线随着压力梯度的变大增长速度缓慢。

综合3类致密储层样品的石油运移渗流曲线和饱和度增长曲线,呈现第Ⅰ类运聚特征的致密储层中,油气更容易运移和聚集。第Ⅱ类运聚类型的储层和第Ⅲ类运聚类型的储层中石油运聚成藏能力依次变差。

4 讨论

4.1 储层孔隙结构对石油成藏的影响

储层物性对于油气运聚具有重要影响。结合压汞参数可以发现,Ⅰ类含油饱和度增长类型的孔隙结构最好,最大孔隙半径、平均孔隙半径、均质系数、最大汞饱和度均最大、排驱压力最小。Ⅲ型压

表4 含油饱和度增长实验结果

Table 4 Experimental results of oil saturation growth

类型	样品编号	岩性	孔隙度/%	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	最终含油饱和度/%
Ⅰ	3	砂质灰云岩	4.291	0.014 6	88.57
	4	含膏粉砂岩	4.14	0.008 1	54.5
Ⅱ	5	含灰云粉砂岩	3.673	0.005 7	53.7
	6	砂质灰云岩	4.428	0.007 1	68.19
	8	含泥砂质灰云岩	5.133	0.009 4	70.2
Ⅲ	1	含膏含灰云膏岩	4.134	0.005 3	57.9
	2	含泥灰云质砂岩	3.858	0.002 2	56.35
	7	含灰云粉砂岩	3.298	0.004 5	45.33

表5 三种运聚类型样品饱和度增长特征

Table 5 Saturation growth characteristics of samples of three types of migration and polymerization

类型	运聚类型名称	主要岩性	平均孔隙度/%	平均渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	最终含油饱和度	增长速率
Ⅰ	快速增长—高饱和度	灰云岩	4.291	0.014 6	高	快
Ⅱ	中速增长—中饱和度	灰云岩、粉砂岩	4.343 5	0.007 6	中	中
Ⅲ	慢速增长—低饱和度	粉砂岩、膏岩	4.375	0.005 6	低	慢

汞参数与之相反, II型压汞参数位于两者之间。II型孔隙结构参数上更偏近III型,可能是由于高压压汞实验更偏向表征半径大于50 nm的大孔^[35],英西地区的储层过于致密,存在许多低孔。

最小运移压力梯度和最小稳定运移压力梯度与渗透率呈负相关关系(图8),最终含油饱和度和渗透率呈正相关关系(图9)。对于孔隙结构较好的样品来说,石油开始充注所要克服的毛细压力较低,往往在较低的压力梯度下便出现石油的充注。随着驱替压力的增大,充注过程中石油所能克服的毛细压力越大,石油能够进入越小的孔隙。渗透率越大,孔隙结构越优,致密储层越容易发生油气充注,并且最终含油饱和度越大。孔隙度对储层运聚特征影响不明显。

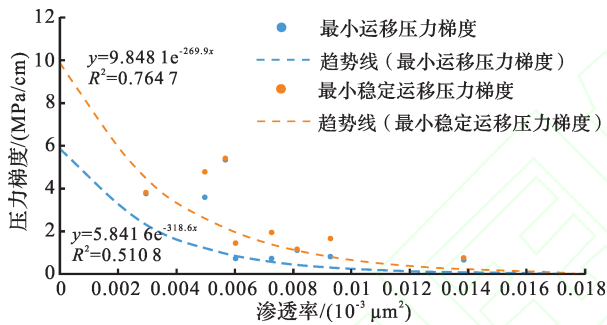


图8 渗透率和最小运移压力梯度、最小稳定运移压力关系图
Fig.8 Relationship between permeability and minimum migration pressure gradient and minimum stable migration pressure

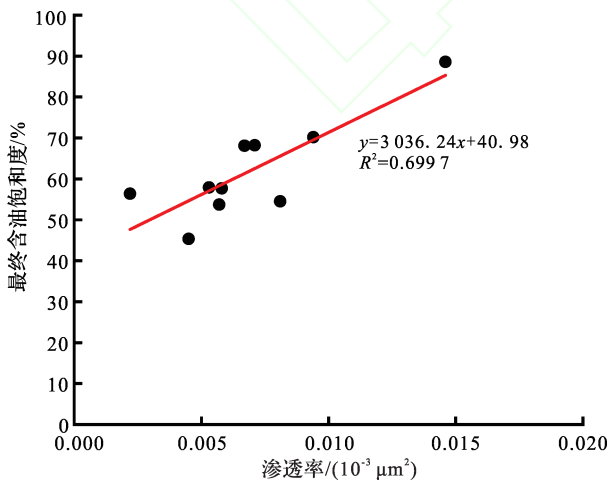


图9 渗透率和最终含油饱和度关系图
Fig.9 Relationship between permeability and final oil saturation

4.2 储层岩性和润湿性对石油成藏的影响

英西地区下干柴沟组上段主要含有灰云岩、膏

岩、粉砂岩3种岩性。灰云岩样品油气运聚类型类型包括I型、II型;膏岩样品含油气运聚类型为III型;粉砂岩样品油气运聚类型包括II型、III型。总体上,灰云岩储层运聚能力好于粉砂岩储层和膏岩储层,致密油在灰云岩储层中运移更容易。各矿物成分对储层运聚特征影响不明显,通过前文分析我们发现,灰云岩储层孔隙结构参数好于粉砂岩和膏岩,说明孔隙结构才是影响英西地区储层渗透率的重要因素。英西地区储层岩石润湿性对储层运聚特征影响同样不明显,接触角对油气运聚影响有限。

4.3 致密储层石油运移动力学机制

通过前面分析,可以得出英西地区低孔特低渗透储层的石油移临界条件主要包括储层物性条件和驱替动力条件2个方面。为探究英西地区致密油运移临界条件及其影响因素,绘制了英西地区致密油运移模式解释图版(图10)。

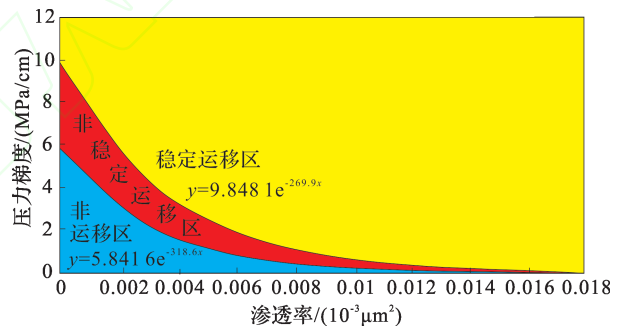


图10 英西地区致密油运移模式解释图版
Fig.10 Interpretation chart of tight oil migration mode in the Yingxi area

致密油的运移受储层渗透率和驱替压力的耦合控制,以储层渗透率为横坐标,驱替压力梯度为纵坐标,致密油发生运移的临界条件为: $y=5.8416e^{-318.6x}$,当驱替动力大于最小运移压力梯度时,致密油能够在储层中进行大规模运移,反之则无法进行大规模二次运移,致密油只能在一定的范围内近源聚集;致密油稳定运移的临界条件为: $y=9.8481e^{-269.9x}$,当驱替动力大于最小稳定运移压力梯度时,致密油能够在储层中形成稳定通路。非运移区指致密油无法发生有效运移,非稳定运移区指致密油开始发生有效运移,稳定运移区指致密油发生稳定有效运移。

通过致密油运移模式解释图版,油气在英西地区致密储层中运移特征如下:由于岩石孔隙结构影

响,油气向储层中运移存在阻力,当排驱压力大于发生运移的临界条件时,油气开始向储层内充注,但此时油气还未克服运移通道内全部阻力,无法形成有效稳定的运移通道。当排驱压力大于稳定运移的临界条件时,油气在储层内形成稳定运移通道,油气在储层内稳定运移。

5 结论

柴达木盆地英西地区致密储层主要包括灰云岩、粉砂岩、膏岩3类,灰云岩相对粉砂岩储层和膏岩储层,储层物性更好,孔隙结构更优,渗透率主要受孔隙结构影响。综合致密油的运移和聚集特征,灰云岩储层运聚成藏能力强于粉砂岩储层和膏岩储层。

柴达木盆地英西地区致密油的运聚特征受储层渗透率和驱替压力耦合控制,渗流特征表现为非达西流,存在启动压力。储层渗透率越好,储层最小运移压力和最小稳定运移压力越小,最终含油饱和度越大,石油在储层中的运移越容易。

柴达木盆地英西地区致密油的运聚模式可以分为3类:第Ⅰ类为快速增长—高饱和度型,储层类型主要为灰云岩,储层渗透率大于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;第Ⅱ类为中速增长—中饱和度型,储层类型主要为粉砂岩和灰云岩,储层渗透率大于 $0.0055 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;第Ⅲ类为低速增长—低饱和度型,储层类型主要为粉砂岩和膏岩,储层渗透率小于 $0.0055 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

柴达木盆地英西地区致密油发生运移的临界条件为 $y=5.8416e^{-318.6x}$;柴达木盆地英西地区致密油稳定运移的临界条件为: $y=9.8481e^{-269.9x}$ (x 为储层孔隙度, y 为驱替压力梯度)。通过发生运移的临界条件和稳定运移的临界条件可以明确英西地区致密储层中油气运移和成藏特征。

参考文献(References)

- [1] 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 J F, BI H B, XU H, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137.
- [2] SNOW N. Shale gas, tight oil to reshape global markets by 2030[J]. Oil & Gas Journal, 2013, 111(2): 25.
- [3] SNOW N. Continued R & D essential to tap US tight oil, panel told[J]. Oil & Gas Journal, 2012, 110(4): 25-27.
- [4] 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 G X, ZHU R K. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
- [5] YAN B C, WANG Y H, KILLOUGH J E. A fully compositional model considering the effect of nanopores in tight oil reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 152: 675-682.
- [6] ZHANG G Y, WANG Z Z, GUO X G. Characteristics of lacustrine dolomitic rock reservoir and accumulation of tight oil in the Permian Fengcheng Formation, the western slope of the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2019, 178: 64-80.
- [7] WANG Q, QIN Y, JIA W L, et al. Density and viscosity of tight oil from Yanchang Formation, Ordos Basin, China and the geochemical controls[J]. Petroleum Science and Technology, 2018, 36(16): 1298-1304.
- [8] 王玉华,蒙启安,梁江平,等.松辽盆地北部致密油勘探[J].中国石油勘探,2015,20(4):44-53.
WANG Y H, MENG Q A, LIANG J P, et al. Tight oil exploration in northern Songliao Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(4): 44-53.
- [9] 黄文彪,程杰,邵明礼,等.松辽盆地南部深层中-高演化阶段烃源岩品质评价标准探讨[J].非常规油气,2021,8(2):13-23.
HUANG W B, CHENG J, SHAO M L, et al. Discussion on organic matter abundance evaluation criteria of source rocks in deep middle-high thermal evolution stage in south Songliao Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(2): 13-23.
- [10] 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 Q Z, YANG S L, YANG L, 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.
- [11] 杨华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2013,34(1):1-11.
YANG H, LI S X, LIU X Y. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [12] 曹喆,柳广弟,柳庄小雪,等.致密油地质研究现状及展望[J].天然气地球科学,2014,25(10):1499-1508.
CAO Z, LIU G D, LIU Z X X, et al. Research status on tight oil and its prospects[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(10): 1499-1508.
- [13] PRADA A, CIVAN F. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 22(4): 237-240.
- [14] 朱志强,曾溅辉,王建君,等.油气成藏条件下低渗透砂岩石油运移的渗流特征实验研究[J].现代地质,2009,23(4):761-766.

- ZHU Z Q, ZENG J H, WANG J J, et al. An experimental study on flow characteristics of oil migration in low-permeability sandstone under condition of oil accumulation [J]. *Geoscience*, 2009, 23(4): 761-766.
- [15] 邹剑, 周法元, 董明达, 等. 致密-低渗透油藏两相启动压力梯度变化规律[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(28): 11562-11567. ZOU J, ZHOU F Y, DONG M D, et al. Change law of two-phase threshold pressure gradient in tight-low permeability reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(28): 11562-11567.
- [16] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 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[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(2): 219-227. ZHENG M, LI J Z, WU X Z, et al. Physical modeling of oil charging in tight reservoirs: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 219-227.
- [17] 龙国徽, 王艳清, 朱超, 等. 柴达木盆地英雄岭构造带油气成藏条件与有利勘探区带[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(1): 145-160. LONG G H, WANG Y Q, ZHU C, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and favorable exploration plays in Yingxiongling structural belt, Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(1): 145-160.
- [18] 袁剑英, 黄成刚, 夏青松, 等. 咸化湖盆碳酸盐岩储层特征及孔隙形成机理——以柴西地区始新统下干柴沟组为例[J]. *地质论评*, 2016, 62(1): 111-126. YUAN J J, HUANG C G, XIA Q S, et al. The characteristics of carbonate reservoir, and formation mechanism of pores in the saline lacustrine basin: A case study of the Lower Eocene Ganchaigou Formation in western Qaidam Basin [J]. *Geological Review*, 2016, 62(1): 111-126.
- [19] 伍坤宇, 廖春, 李翔, 等. 柴达木盆地英雄岭构造带油气藏地质特征[J]. *现代地质*, 2020, 34(2): 378-389. WU K Y, LIAO C, LI X, et al. Geological characteristics of hydrocarbon pool in Yingxiongling structural zone, Qaidam Basin [J]. *Geoscience*, 2020, 34(2): 378-389.
- [20] 王泽九, 黄枝高, 姚建新, 等. 中国地层表及说明书的特点与主要进展[J]. *地球学报*, 2014, 35(3): 271-276. WANG Z J, HUANG Z G, YAO J X, et al. Characteristics and main progress of the stratigraphic chart of China and directions [J]. *Acta Geoscientia Sinica*, 2014, 35(3): 271-276.
- [21] 李培, 刘成林, 冯德浩, 等. 咸化湖盆地层超压特征及成因机制——以柴达木盆地英西地区渐新统为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2021, 50(5): 864-876. LI P, LIU C L, FENG D H, et al. Characteristics and origin mechanism of formation overpressure in the saline lacustrine basin: A case study from the Oligocene in the west of Yingxiong ridge, Qaidam Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2021, 50(5): 864-876.
- [22] 张道伟, 薛建勤, 伍坤宇, 等. 柴达木盆地英西地区页岩油储层特征及有利区优选[J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(4): 1-11. ZHANG D W, XUE J Q, WU K Y, et al. Shale oil reservoir characteristics and favorable area optimization in Yingxi area, Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(4): 1-11.
- [23] 李海, 汤达祯, 许浩, 等. 柴达木盆地狮子沟油田古近系油气成藏期次[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(3): 30-32, 36, 113. LI H, TANG D Z, XU H, et al. Analysis of hydrocarbon accumulation period in Paleogene reservoirs, Shizigou Oilfield of Qaidam Basin [J]. *Petroleum Geology & Recovery Efficiency*, 2013, 20(3): 30-32, 36, 113.
- [24] 王琳, 赵孟军, 孟庆洋, 等. 柴达木盆地英西地区中深层油气成藏过程分析[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(12): 1846-1854. WANG L, ZHAO M J, MENG Q Y, et al. Analysis of hydrocarbon accumulation process in middle-deep reservoirs of Yingxi area, Qaidam Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(12): 1846-1854.
- [25] 崔俊, 李雅楠, 毛建英, 等. 英西地区裂缝系统在油气成藏过程中的作用[J]. *新疆石油地质*, 2019, 40(5): 513-519. CUI J, LI Y N, MAO J Y, et al. Effects of fracture systems during oil and gas accumulation in Yingxi area, Qaidam Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(5): 513-519.
- [26] 姜在兴, 梁超, 吴靖, 等. 含油气细粒沉积岩研究的几个问题[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1031-1039. JIANG Z X, LIANG C, WU J, et al. Several issues in sedimentological studies on hydrocarbon-bearing fine-grained sedimentary rocks [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1031-1039.
- [27] 王濡岳, 胡宗全, 聂海宽, 等. 川东南五峰组—龙马溪组与黔东南牛蹄塘组页岩储层特征对比分析与差异性探讨[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(5): 639-649. WANG R Y, HU Z Q, NIE H K, et al. Comparative analysis and discussion of shale reservoir characteristics in the Wufeng-Longmaxi and Niutitang formations [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(5): 639-649.
- [28] 王濡岳, 胡宗全, 董立, 等. 页岩气储层表征评价技术进展与思考[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 54-65. WANG R Y, HU Z Q, DONG L, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 54-65.
- [29] JOSH M, ESTEBAN L, DELLE PIANE C, et al. Laboratory characterisation of shale properties [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 88-89: 107-124.
- [30] BORYSENKO A, CLENNELL B, SEDEV R, et al. Experimental investigations of the wettability of clays and shales [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2009, 114: B07202..
- [31] 曾隼, 易明华, 聂军, 等. 渝东南地区页岩润湿性的定量表征研究[J]. *非常规油气*, 2021, 8(1): 90-94. ZENG J, YI M H, NIE J, et al. Research of quantitative characterization based on shale wet-ability in southeast Chongqing area [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(1): 90-94.
- [32] 曾溅辉, 杨智峰, 冯泉, 等. 致密储层油气成藏机理研究现状

- 及其关键科学问题[J]. 地球科学进展, 2014, 29(6): 651-661.
- ZENG J H, YANG Z F, FENG X, et al. Study status and key scientific issue of tight reservoir oil and gas accumulation mechanism [J]. *Advances in Earth Science*, 2014, 29 (6) : 651-661.
- [33] ZENG J H, FENG X, FENG S, et al. Influence of tight sandstone micro-nano pore-throat structures on petroleum accumulation: Evidence from experimental simulation combining X-ray tomography [J]. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*, 2017, 17(9) : 6459-6469.
- [34] 朱志强, 曾澹辉, 吴河勇, 等. 低渗透砂岩石油运移及成藏特征模拟实验 [J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(2) : 229-234.
- ZHU Z Q, ZENG J H, WU H Y, et al. An experimental study on oil migration and accumulation in low-permeability sandstone [J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(2) : 229-234.
- [35] 张水连, 龙玉梅, 刘奕蔚. 压汞-吸附联合测定方法探讨 [J]. *江汉石油职工大学学报*, 2016, 29(1) : 5-7, 10.
- ZHANG S L, LONG Y M, LIU Y W. Discussion on mercury-penetration-and-adsorption assay method [J]. *Journal of Jinchang Petroleum University of Staff and Workers*, 2016, 29 (1) : 5-7, 10.

Physical simulation Experiment of tight oil accumulation in Yingxi area, Qaidam Basin

LU Tongzhi^{1,2}, ZENG Jianhui^{1,2}, WANG Ruyue^{3,4}, WU Kunyu⁵, CAO Zhe^{1,2,3,4}, WANG Xin^{1,2},
LIANG Xiaoyu⁵, LI Qingbo⁵, GUO Zhengquan⁵

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, Beijing 102249, China;

2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. Sinopec Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China;

4. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China;

5. Qinghai Oil Field Company, CNPC, Dunhuang 736202, China)

Abstract: The tight reservoir of the Lower Ganchaigou Formation in the Yingxi Area of Qaidam Basin has strong heterogeneity and complex migration and accumulation characteristics, which seriously restricts the scale exploration and development of tight oil. In this study, the tight reservoir samples of the upper member of Xia-ganchaigou Formation in the Yingxi area were selected. Based on the observation of rock slices, X-ray diffraction tests and High-pressure mercury intrusion (HPMI) tests, the physical simulation experiment of Petroleum Accumulation was carried out to clarify the characteristics of tight mixed rock reservoirs and explore the characteristics of tight oil filling and reservoir formation. The results show that the average porosity and average permeability of reservoirs in Western England are 4.12 % and $0.0071 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The permeability is mainly affected by the pore structure. The physical properties and pore structure parameters of limestone reservoirs are better than those of siltstone reservoirs and gypsum reservoirs. The migration and accumulation ability of limestone reservoirs is better than that of siltstone reservoirs and gypsum reservoirs. The oil filling and migration in tight reservoirs are characterized by non-Darcy flow, with starting pressure, and the oil saturation growth curve shows the characteristics of rapid increase and gradual stability. The migration and accumulation of oil in tight reservoirs are controlled by the coupling of permeability and displacement pressure. The migration and accumulation modes of the tight reservoir can be divided into three types: Type I is the rapid speed growth ~ high saturation type; Type II is the medium speed growth ~ medium saturation type; Type III is the slow speed growth ~ low saturation type. The threshold conditions for oil migration in tight reservoirs are: $Y = 5.8416 e^{-318.6X}$, and the threshold conditions for forming stable migration channels are: $Y = 9.8481 e^{-269.9X}$ (X represents the reservoir permeability, Y is displacement pressure gradient).

Key words: Petroleum migration and accumulation; Tight reservoir; Simulated experiment; Lower Ganchaigou Formation; Yingxi Area of Qaidam Basin

Foundation items: the Production and Scientific Research Project of Qinghai Oilfield (Grant No. Yan 2019-exploration-analysis-03); the National Natural Science Foundation for Young Scholar of China (Grant No. 41802151).