

文章编号: 1000-0747(2015)05-0000-08

DOI: 10.11698/PED.2015.05.00

致密油流动孔隙度下限 ——高压压汞技术在松辽盆地南部白垩系泉四段的应用

公言杰^{1,2}, 柳少波^{1,2}, 朱如凯^{1,2}, 刘可禹^{1,2,3}, 唐振兴⁴, 姜林^{1,2}

(1. 中国石油勘探开发研究院; 2. 提高石油采收率国家重点实验室; 3. CSIRO Earth Science and Resource Engineering; 4. 中国石油吉林油田公司)

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973)项目(2014CB239000); 国家“十二五”科技重大专项(2011ZX05001)
中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(2014A-0214)

摘要: 以松辽盆地南部让字井斜坡区白垩系泉头组四段致密层密闭取心井30块样品为研究对象, 根据高压压汞实验和氦气测定孔隙度, 以及含油饱和度数据分析, 确定其致密油流动孔隙度下限及流动孔隙度控制因素。将油藏条件毛管压力与压汞实验得到的毛管压力进行换算, 可计算不同油藏注入压力条件下的流动孔隙度, 通过求取含油样品流动孔隙度最小值与不含油样品流动孔隙度最大值, 确定研究区含油样品的流动孔隙度下限为3.2%, 对应油藏条件下注入压力为0.35 MPa, 高于此注入压力致密油可发生有效流动与聚集。致密层流动孔隙度与孔喉比呈负相关, 储集层孔喉连通性变差时, 需要更高注入压力流动孔隙度才能达到3.2%; 流动孔隙度达到3.2%所需注入压力与储集层质量系数呈较好负相关性, 随着储集层质量系数增加, 流动孔隙度达到3.2%需要的注入压力有降低趋势。基于致密油流动孔隙度下限和油藏条件下注入压力, 建立了致密油有效聚集判别图版。图9表1参14

关键词: 松辽盆地南部; 白垩系; 致密油; 流动孔隙度

中图分类号: TE122

文献标识码: A

Low limit of tight oil flowing porosity: Application of high-pressure mercury intrusion in the fourth Member of Cretaceous Quantou Formation in southern Songliao Basin, NE China

Gong Yanjie^{1,2}, Liu Shaobo^{1,2}, Zhu Rukai^{1,2}, Liu Keyu^{1,2,3}, Tang Zhenxing⁴, Jiang Lin^{1,2}

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. The State Key Laboratory of Oil Recovery, Beijing 100083, China; 3. CSIRO Earth Science and Resource Engineering, Bentley WA 6112, Australia; 4. Jilin Oilfield Company, PetroChina, Songyuan 138000, China)

Abstract: According to porosity measured by high-pressure mercury intrusion experiments and helium, and analysis of oil saturation data of 30 samples of tight formations of Member 4 of Cretaceous Quantou Formation in Rangzijing slope zone, southern Songliao Basin, the low limit of flowing porosity of tight oil and its controlling factors of the samples are determined. By conversion between capillary pressure in reservoir conditions and capillary pressure from high-pressure mercury intrusion experiments, flowing porosity in various injection pressures in reservoir condition can be calculated. By calculating the minimum flowing porosity of oil-bearing samples and the maximum flowing porosity of samples without oil, it is confirmed that 3.2% is the low limit of flowing porosity in oil-bearing samples in the study area; and the corresponding injection pressure in reservoir conditions is 0.35 MPa. If the injection pressure is higher than 0.35 MPa, tight oil can effectively flow and accumulate. The flowing porosity of tight formations and pore-throat ratio are negatively related. When the connectivity of pore-throat in reservoirs becomes poorer, higher injection pressure is needed for flowing porosity to be 3.2%. The injection pressure needed for flowing porosity to be 3.2% have a negative correlation to reservoir quality coefficient. With the reservoir quality coefficient increasing, the injection pressure needed for flowing porosity to be 3.2% has a decreasing tendency. Based on the tight oil low limit of flowing porosity and injection pressure in reservoir conditions, the discriminant chart of effective accumulation of tight oil is set up.

Key words: southern Songliao Basin; Cretaceous; tight oil; flowing porosity

0 引言

流动孔隙度是指在一定压差作用下, 岩石孔隙中

饱和流体流动时, 可动流体的孔隙体积与岩石体积比值^[1]。高压压汞技术可有效表征致密储集层样品的毛管压力, 建立最小湿相饱和度^[2]或束缚流体饱和度^[3]与压

表 1 研究区致密层样品压汞测定孔隙度与气测孔隙度

砂层组	样品号	深度/m	压汞测定 孔隙度/%	气测 孔隙度/%	岩心 含油性	砂层组	样品号	深度/m	压汞测定 孔隙度/%	气测 孔隙度/%	岩心 含油性
1	5	2 038.68~2 038.79	4.23	4.40	油迹	2	77	2 090.28~2 090.45	1.19	1.20	不含油
	10	2 039.72~2 039.83	4.67	5.80	油迹		s71	2 112.34~2 112.50	9.05	9.20	油迹
	15	2 040.45~2 040.58	3.77	4.10	荧光		s75	2 115.55~2 115.80	7.22	8.90	油斑
	24	2 044.64~2 044.74	4.26	4.50	油迹		s77	2 115.88~2 116.10	7.38	8.00	油斑
	27	2 045.15~2 045.28	4.50	4.90	油斑		s84	2 117.17~2 117.40	6.61	7.00	油迹
	33	2 047.47~2 047.57	5.67		油斑		s89	2 118.19~2 118.40	3.63	4.90	油斑
	38	2 048.53~2 048.68	4.57	5.31	荧光		s93	2 119.68~2 119.90	7.14	9.30	油浸
	41	2 048.90~2 049.01	2.04	2.30	不含油		s97	2 120.48~2 120.70	5.63	5.60	油斑
	45	2 054.29~2 054.49	1.68	2.70	不含油	3	s102	2 121.48~2 121.80	5.45	6.60	油浸
	51	2 061.48~2 061.57	1.58	2.32	不含油		s106	2 125.59~2 125.90	5.90	8.70	油斑
2	54	2 062.39~2 062.52	1.20	1.94	不含油		s109	2 126.29~2 126.40	7.50	8.50	油迹
	57	2 077.00~2 077.13	2.74	3.10	不含油		s113	2 127.13~2 127.40	6.33	8.10	油斑
	61	2 077.81~2 077.96	6.08	7.30	荧光		s120	2 128.41~2 128.60	8.45	10.30	油斑
	67	2 078.85~2 079.01	1.49	3.00	不含油		s122	2 128.80~2 129.00	8.04	8.80	油斑
	73	2 086.94~2 087.04	2.83	5.10	不含油		s128	2 130.02~2 130.60	3.46	5.20	油斑

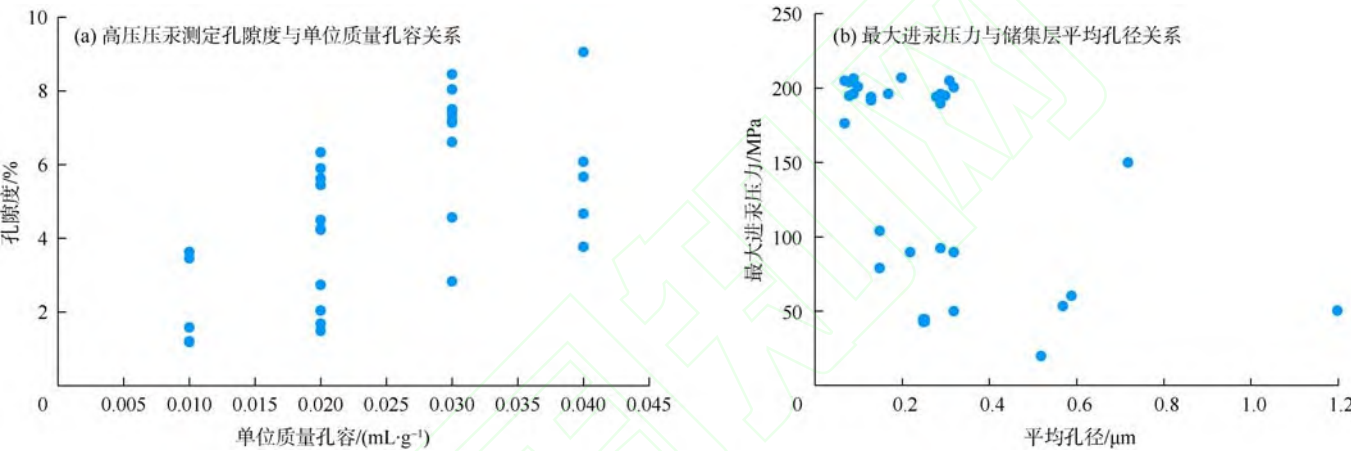


图 2 高压压汞实验参数相关性统计

油藏条件下的毛管压力不同，将高压压汞实验得到的毛管压力与油藏条件下毛管压力进行换算，换算中假设样品密闭取心至地面后孔喉半径没有较大变化。本文样品取样深度 2 110~2 130 m，平均地热梯度为 4.2 ℃/100 m^[9]，油藏温度约为 90 ℃，压力系数为 0.88~1.10，地层压力为 18~20 MPa。相应温压条件下油水界面张力为 25.2 mN/m，水与岩石润湿角为 0°；进汞实验条件为常温，汞表面张力 480 mN/m，对岩石润湿角 140°。

根据毛管压力公式^[3]：

$$p_c = 2\sigma \cos \theta / r \tag{1}$$

得到：

$$p_{co} = \frac{\sigma_o \cos \theta_o}{\sigma_m \cos \theta_m} p_{cm} \tag{2}$$

则：

$$p_{co} = 0.07 p_{cm} \tag{3}$$

根据 (3) 式可求取不同进汞压力对应的油藏条件

下的注入压力。研究区样品主要进汞压力分布在 1.4~57.0 MPa，计算得到油藏条件下的注入压力为 0.1~4.0 MPa。

前人对研究区不同井位的源储注入压差进行了研究，认为致密油的有利发育区主要在源储压差为 8~12 MPa 的区域^[10-11]。尽管 8~12 MPa 远大于计算得到的油藏条件下的注入压力 (0.1~4.0 MPa)，但二者并不矛盾：8~12 MPa 为源岩与储集层压力差值，主要根据声波时差进行计算，并不代表实际充注过程中的注入压力值，根据压力在地层中的传递规律^[12]，8~12 MPa 压差经过几百米厚烃源岩传递至储集层中，原油运移的前缘压力基本降至 1 MPa 以内，这与前人提出的 8~12 MPa 压力下油气可下排 270~340 m 的理论计算结果^[10]吻合。

2.2 油藏条件下流动孔隙度下限

实验测定砂层组 3 中 s128 号样品在最大进汞压力条件下的流动孔隙度为 3.46%，有效孔隙度为 5.20%。

s89 样品最大进汞压力条件下的流动孔隙度为 3.63%，有效孔隙度为 4.90%，但抽提法测得含油饱和度高达 48.2%，且出井 15 d 的岩心样品也显示 s89 号、s128 号样品含油性较好（见图 3），因此尽管目前研究区储量计算设定有效孔隙度下限为 5.5%，但实际有效孔隙度下限应小于 5.5%。由于 s128 样品没有进行含油饱和度测定，仅从岩心含油显示进行其含油性判断没有数

据支撑，因此选取 3.63% 作为含油样品的最小流动孔隙度。砂层组 3 样品的流动孔隙度与有效孔隙度的平均差值为 1.24%，因此砂层组 3 含油样品的最小有效孔隙度为 4.87%。需要说明的是，流动孔隙度下限是变化的，受烃源岩厚度、生烃强度和裂缝（微裂隙）发育情况影响较大，且不同研究区下限值差异很大。本次研究针对特定研究区样品分析下限值，则其应为一个既定值。

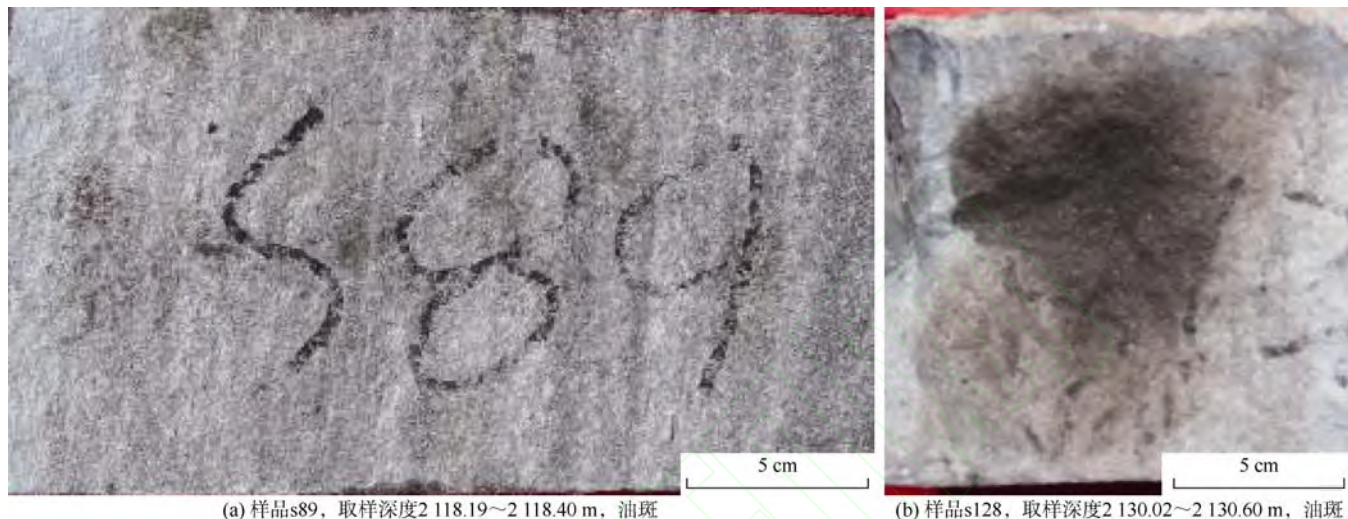


图3 Z59井砂层组3出井15d时的岩心样品

尽管砂层组 1 和砂层组 2 样品没有进行含油饱和度测定，但可根据岩心录井含油性显示进行对比分析。与砂层组 3 样品全部含油不同，砂层组 1 和砂层组 2 样品只有 2 040~2 050 m 层段含油，其余样品不含油。不含油样品的流动孔隙度最大值为 2.83%。砂层组 1 和砂层组 2 样品的流动孔隙度与有效孔隙度差值平均 0.74%，砂层组 3 不含油样品的有效孔隙度最大值为 3.57%。因此研究区含油样品的流动孔隙度下限范围 2.83%~3.63%，有效孔隙度下限范围为 3.57%~4.87%。一般取区间均值为下限值，则含油样品流动孔隙度与有效孔隙度下限分别约为 3.2%与 4.2%。

2.3 油藏条件下不同注入压力的流动孔隙度

当流动孔隙度小于 3.2% 时，原油不能有效聚集成藏。砂层组 1 和砂层组 2 大部分样品流动孔隙度没有达到研究区流动孔隙度下限（见表 1），而砂层组 3 中样品都含油，且流动孔隙度都大于 3.2%，因此本次研究以砂层组 3 为例，讨论油藏条件下注入压力与流动孔隙度关系。

根据（3）式，由高压压汞实验注入压力下的流动孔隙度，可得到不同油藏注入压力条件下的流动孔隙度。对砂层组 3 含油样品进行分析，选取 5 组实验数

据，进汞压力为 1 MPa、3 MPa、5 MPa、10 MPa、15 MPa，根据（3）式求得油藏条件下注入压力为 0.07 MPa、0.21 MPa、0.35 MPa、0.70 MPa、1.05 MPa。

油藏条件下注入压力为 0.07 MPa 时，2 112~2 120 m 层段样品流动孔隙度为 1%~5%，因此储集层流动性较好，而 2 120~2 130 m 层段样品流动孔隙度基本小于 1%，表明储集层流动性微弱。注入压力从 0.07 MPa 增至 0.21 MPa，大部分样品的流动性发生变化，其中 2 112~2 120 m 样品流动孔隙度平均增大为 4%~6%，高于流动孔隙度下限，因此该层段样品内原油能够发生有效聚集；而 2 120~2 130 m 层段大部分样品流动孔隙度由低于 1%增大为 2%左右，储集层流动性仍然有限（见图 4）。

注入压力从 0.21 MPa 增至 0.35 MPa、0.70 MPa，2 120~2 130 m 层段样品的流动性改善最明显，大部分样品在 0.70 MPa 注入压力条件下的流动孔隙度为流动孔隙度极限的 60%~80%，流动孔隙度平均约为 3.5%，超过流动孔隙度下限；而 2 112~2 120 m 层段含油样品流动孔隙度随注入压力增加，变化不是很大。注入压力从 0.70 MPa 增至 1.05 MPa，尽管 2 112~2 120 m 层段含油样品流动孔隙度随注入压力增加增速明显减

缓，但平均流动孔隙度仍然增至 6%~8%，表明此时的含油样品流动性再次提高，致密油有效聚集孔隙体积增加，且达到流动孔隙度极限的 90%左右，而 2 120~2 130 m 层段含油样品流动孔隙度变化不是很大。当注入压力从 1.05 MPa 增加至最大注入压力时，2 112~

2 120 m 层段大部分流动孔隙度变化很小，而 2 120~2 130 m 层段流动孔隙度变化很大。

对比不同样品流动孔隙度达到 3.2%和 4.8%时所需油藏条件下注入压力（见图 5）。除 s89、s97、s128 样品达到 3.2%所需油藏条件下注入压力超过 0.5 MPa，

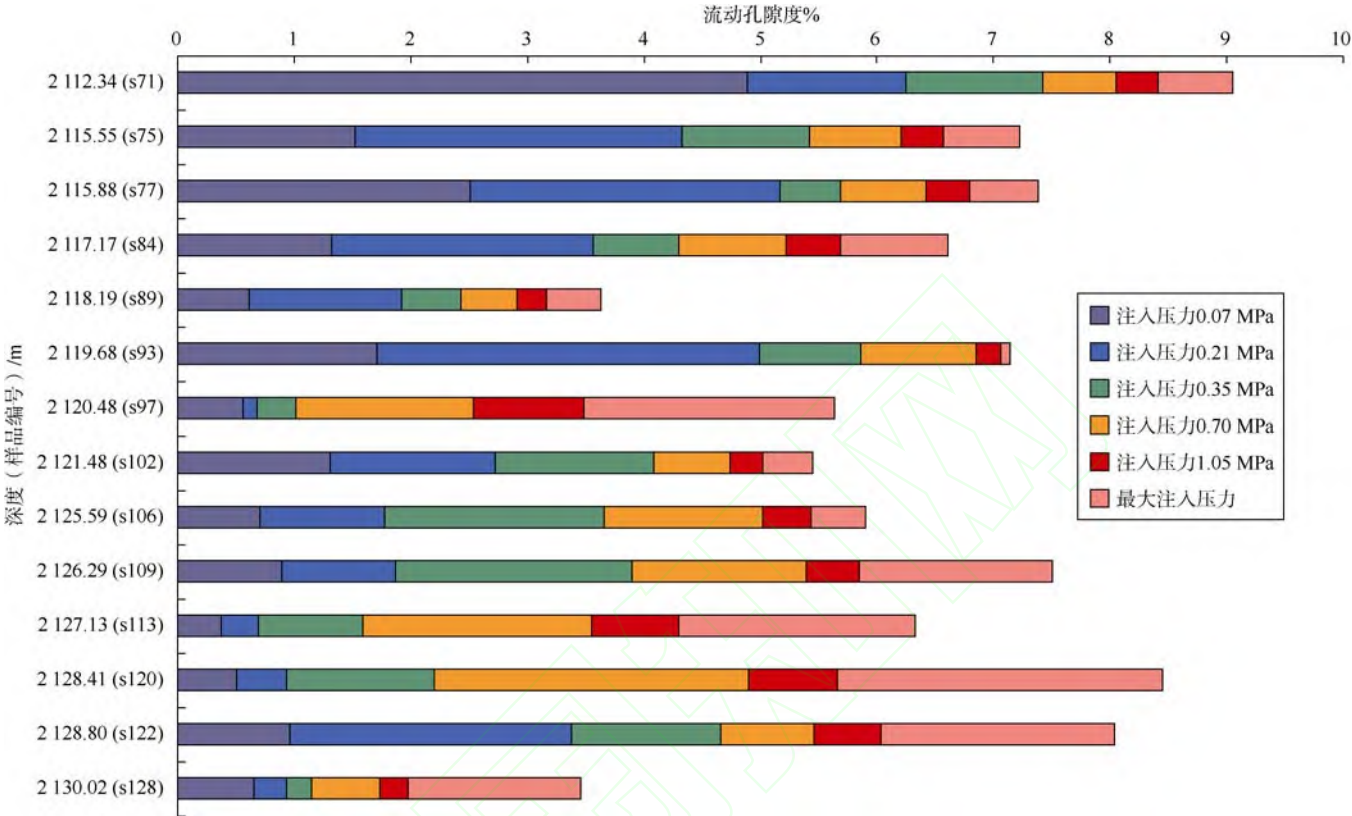


图 4 油藏条件下注入压力、流动孔隙度与深度关系

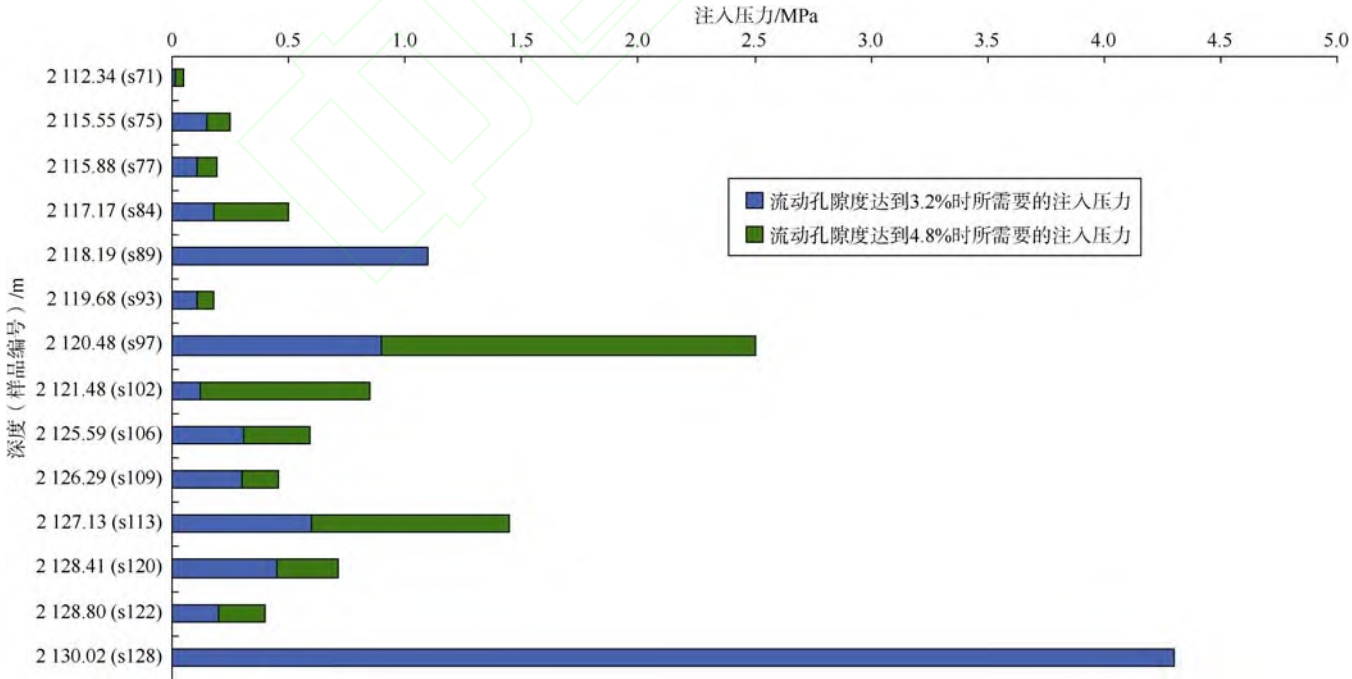


图 5 不同样品流动孔隙度达到 3.2%与 4.8%时所需要的油藏条件下注入压力对比

其余样品油藏条件下注入压力基本小于 0.5 MPa, 平均为 0.35 MPa, 说明研究区样品内致密油在油藏条件下注入压力为 0.35 MPa 即可发生有效聚集。要求流动孔隙度达到 4.8% 时, 2 112~2 117 m 层段样品所需注入压力小于 0.5 MPa, 其余层段大部分样品所需注入压力为 0.5~2.5 MPa, 平均为 0.74 MPa。因此研究比较发现, 不同样品的流动孔隙度达到指定值所需的油藏条件下注入压力不一样。

抽提法实验测定的密闭样品含油饱和度与流动孔隙度达到 3.2% 时所需注入压力呈良好负相关性 (见图 6)。注入压力为 0.2 MPa, 含油饱和度应为 20%~55%。

2.4 流动孔隙度控制因素

流动孔隙度是储集层流动性的表征参数。油藏条

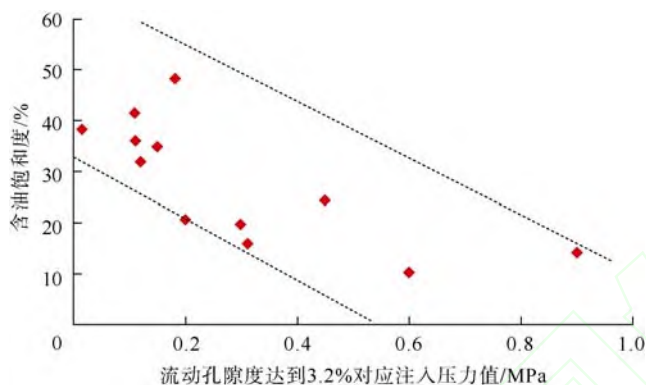


图 6 流动孔隙度达到 3.2% 对应油藏注入压力与含油饱和度关系 (未含 s128 样品)

件下不同注入压力的流动孔隙度对致密油成藏聚集有重要意义, 只有这部分孔隙度内的原油可发生有效聚集, 对评价致密油资源量具有十分重要的作用^[13-14]。流动孔隙度除了受控于成藏压力之外, 还受控于储集层微观结构, 本次研究选取两个重要的储集层表征参数 (孔喉比与储集层质量系数) 与流动孔隙度进行拟合 (见图 7)。其中孔喉比是孔喉体积比, 即与喉道连通的孔隙体积与喉道体积的比值, 反映储集层的连通性, 孔喉比越小代表连通性越好, 最小值为 1。储集层质量系数反映储集层微观非均质性与孔喉表面光滑程度, 储集层质量系数越大, 孔喉表面越光滑, 均质性越好。

拟合结果显示孔喉比小于 2 时, 流动孔隙度与孔喉比无明显相关性, 表明储集层连通性较好时, 流动孔隙度主要受控于注入压力以及其他储集层因素。当孔喉比大于 2 时, 流动孔隙度与孔喉比呈负相关性, 此时储集层孔喉连通性较差, 孔喉比对流动孔隙度起重要控制作用。储集层质量系数小于 0.1 时, 流动孔隙度总体较小, 不超过 5%; 储集层质量系数大于 0.1 时, 流动孔隙度与储集层质量系数呈一定正相关性, 但相关性较弱 (见图 7)。流动孔隙度达到 3.2% 时注入压力与孔喉比呈现明显正相关关系 (见图 8a), 表明储集层孔喉连通性变差时, 需要更高压力流动孔隙度才能达到 3.2%, 即孔喉比增加影响储集层微观流动性。流动

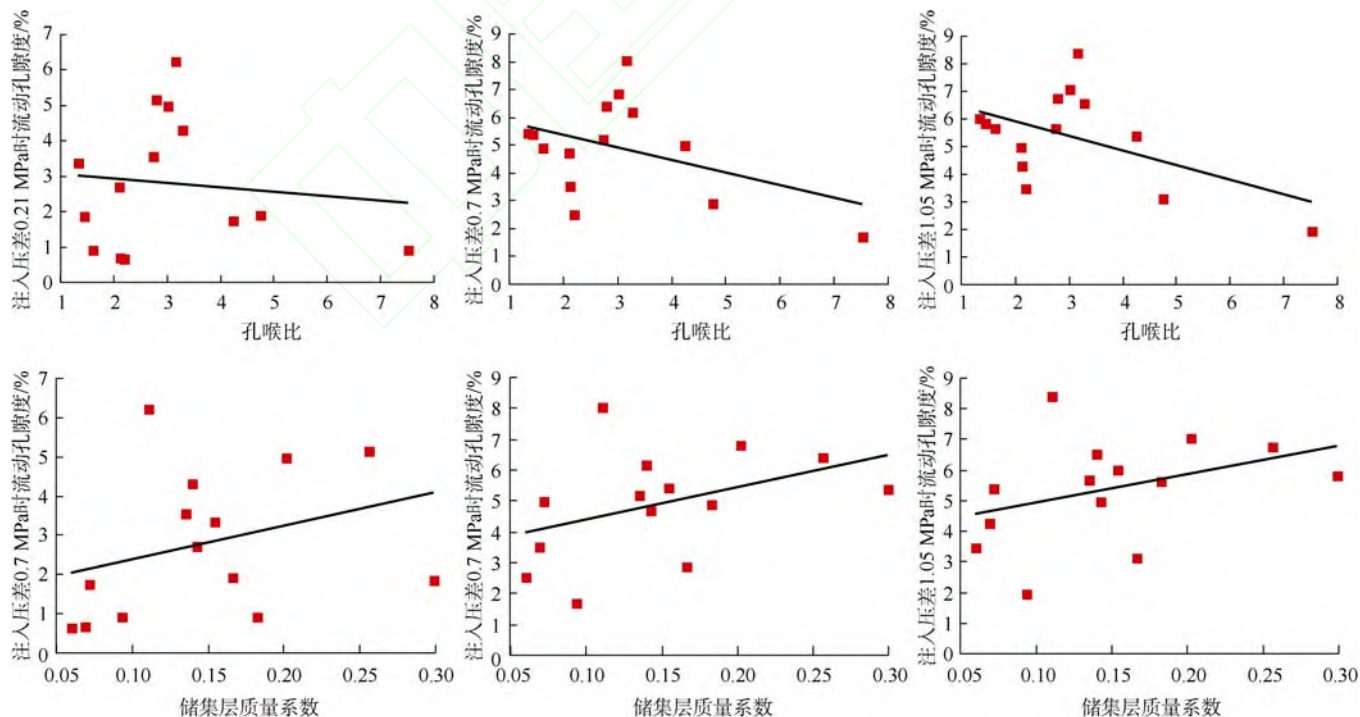


图 7 储集层质量系数与流动孔隙度拟合关系

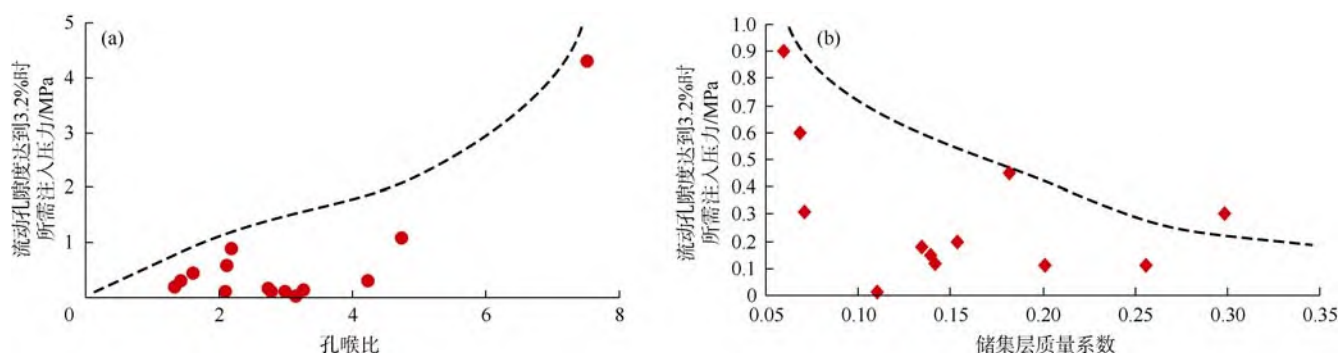


图 8 流动孔隙度达到 3.2%所需注入压力与孔喉比、储集层质量系数关系

孔隙度达到 3.2%所需注入压力与储集层质量系数呈较好负相关性(见图 8b),即随着储集层质量系数的增加,流动孔隙度达到 3.2%需要的注入压力有降低趋势。

基于上述研究,建立研究区致密油有效聚集判别图版(见图 9),图中 2 条蓝色曲线分别代表不同类型样品油藏条件下注入压力与流动孔隙度变化特征。流动孔隙度大于 3.2%,且油藏条件下注入压力大于 0.35 MPa 时,致密油即可发生有效聚集,该区为有效聚集区。油藏条件下注入压力小于 0.35 MPa 时由于压力不足 A 类样品中致密油不能发生有效聚集。B 类样品由于流动孔隙度本身小于流动孔隙度下限,即使油藏条件下注入压力再大致密油也不发生有效聚集。研究区 3 个砂层组的含油样品均为 A 类样品,不含油样品为 B 类样品。

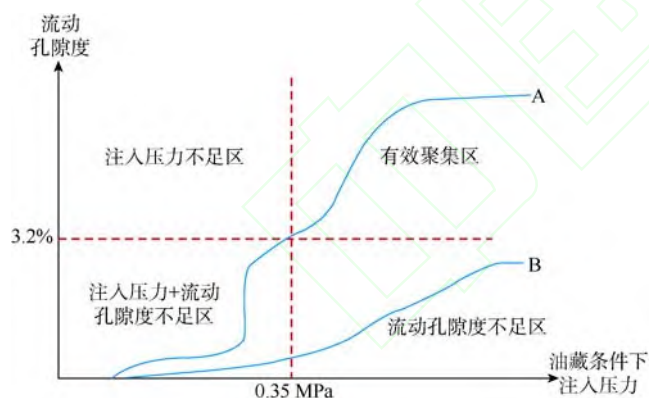


图 9 致密油有效聚集判别图版

3 结论

利用高压压汞实验技术可准确求取不同进汞压力下的流动孔隙度。根据研究区实际地质条件,将油藏条件毛管压力与压汞实验得到的毛管压力进行换算,可计算不同油藏注入压力条件下的流动孔隙度。

注入压力、孔喉比与储集层质量系数对储集层流动孔隙度具有明显控制作用。孔喉比增加影响储集层

微观流动性,随着储集层质量系数的增加,流动孔隙度达到 3.2%需要的注入压力有降低的趋势。

通过求取含油样品流动孔隙度最小值与不含油样品流动孔隙度最大值,选取 3.2%作为含油样品的流动孔隙度下限,对应有有效孔隙度下限为 4.2%。研究区流动孔隙度下限 3.2%对应油藏条件下注入压力 0.35 MPa,大于该注入压力致密油可发生有效流动与聚集。因此建立致密油有效聚集判别图版。

致谢:本文研究过程中,中国石油勘探开发研究院邹才能教授、赵孟军教授、袁选俊教授、陶士振教授以及中国石油吉林油田公司江涛、邓守伟、杨亮、黄铭志等提供了帮助与指导,在此表示衷心的感谢。

符号注释:

K ——渗透率, μm^2 ; ϕ ——孔隙度, %; p_c ——毛管压力, Pa; p_{cm} ——高压压汞实验毛管压力, Pa; p_{co} ——油藏条件下的毛管压力, Pa; r ——孔喉半径, m; σ ——油水界面张力, N/m; σ_m ——高压压汞实验汞表面张力, N/m; σ_o ——油藏条件下的油水界面张力, N/m; θ ——水与岩石润湿角, ($^\circ$); θ_o ——油藏条件下水与岩石润湿角, ($^\circ$); θ_m ——高压压汞实验汞与岩石润湿角, ($^\circ$)。

参考文献:

- [1] 秦积舜, 李爱芬, 张仁远, 等. 油层物理学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2003: 144-154.
Qin Jishun, Li Aifen, Zhang Renyuan, et al. Petroleum reservoir physics[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2003: 144-154.
- [2] 李彤, 郭和坤, 李海波, 等. 致密砂岩可动流体及核磁共振 T_2 截止值的实验研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(3): 701-704.
Li Tong, Guo Hekun, Li Haibo, et al. Experimental research on movable fluid and NMR $T_{2,cutoff}$ in tight sandstone[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(3): 701-704.
- [3] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 60-65.
Li Chuanliang. Principles of reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 60-65.
- [4] 陈元千, 李璠. 现代油藏工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001:

- 55-62.
Chen Yuanqian, Li Dang. Modern reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 55-62.
- [5] 胡勇, 于兴河, 陈恭洋, 等. 平均毛管压力函数分类及其在流体饱和度计算中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 733-738.
Hu Yong, Yu Xinghe, Chen Gongyang, et al. Classification of the average capillary pressure function and its application in calculating fluid saturation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 733-738.
- [6] 中国国家标准化管理委员会. GB/T 21650.1-2008 压汞法和气体吸附法测定固体材料孔径分布和孔隙度: 第 1 部分: 压汞法[S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.
Standardization Administration of the People's Republic of China. GB/T 21650.1-2008 Pore size distribution and porosity of solid materials by mercury porosimetry and gas adsorption: Part 1: Mercury porosimetry[S]. Beijing: Standards Press of China, 2008.
- [7] 谢武仁, 杨威, 杨光, 等. 川中地区上三叠统须家河组砂岩储层孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 435-440.
Xie Wuren, Yang Wei, Yang Guang, et al. Pore structure features of sandstone reservoirs in the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central part of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 435-440.
- [8] 张满朗, 李熙喆, 谢武仁. 鄂尔多斯盆地山 2 段砂岩储层的孔隙类型与孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 480-486.
Zhang Manlang, Li Xizhe, Xie Wuren. Pore types and pore texture of sandstone reservoir of 2nd member of Shanxi Formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 480-486.
- [9] 郭巍, 方石, 刘招君, 等. 松辽盆地南部泉头组-嫩江组热演化史研究[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(3): 1-6.
Guo Wei, Fang Shi, Liu Zhaojun, et al. Study on the thermal evolution history of the Quantou and Nenjiang Formation in the southern Songliao Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(3): 1-6.
- [10] 陶士振, 邹才能, 袁选俊, 等. 流体包裹体在油气勘探中的应用: 以吉林油田扶新隆起扶余油层为例[J]. 中国石油勘探, 2006, 11(3): 46-51.
Tao Shizhen, Zou Caineng, Yuan Xuanjun, et al. Application of fluid inclusion in oil and gas exploration: Taking Fuyu reservoir in Fuxin uplift of Jilin Oilfield as an example[J]. China Petroleum Exploration, 2006, 11(3): 46-51.
- [11] 张洪, 张水昌, 柳少波, 等. 致密油充注孔喉下限的理论探讨及实例分析[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 367-374.
Zhang Hong, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, et al. A theoretical discussion and case study on the oil-charging throat threshold for tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 367-374.
- [12] 徐加放, 邱正松, 吕开河. 泥页岩水化-力学耦合模拟实验装置与压力传递实验新技术[J]. 石油学报, 2005, 26(6): 115-118.
Xu Jiafang, Qiu Zhengsong, Lü Kaihe. Pressure transmission testing technology and simulation equipment for hydra mechanics coupling of shale[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 115-118.
- [13] 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(2): 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(2): 150-158.
- [14] 谌卓恒, Osadetz K G. 西加拿大沉积盆地 Cardium 组致密油资源评价[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3): 320-328.
Chen Zhuoheng, Osadetz K G. An assessment of tight oil resource potential in the Upper Cretaceous Cardium Formation, Western Canada Sedimentary Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3): 320-328.

第一作者简介: 公言杰 (1986-), 男, 山东临沂人, 中国石油勘探开发研究院工程师, 现为中国石油勘探开发研究院在读博士研究生, 主要从事非常规油气成藏与实验技术研究。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院石油地质实验研究中心, 邮政编码: 100083。E-mail: gongyanjie2008@petrochina.com.cn

收稿日期: 2014-09-25 修回日期: 2015-07-20

(编辑 林敏捷)