

# 长垣外围扶杨油层注入水构成及注采比优化

罗立娟

(中国石油大庆油田有限责任公司第十采油厂, 黑龙江 大庆 166405)

**摘要:** 长垣外围扶杨油层为低、特低渗透性储层, 骨架砂体主要为河道砂, 部分区块裂缝相对发育, 油田注采比高。从岩心观察和测井砂岩厚度解释着手, 储层可分为有效砂岩和非有效砂岩。结合室内岩心吸水实验, 证实非有效砂岩有一定的吸水能力。通过构建典型区块三维全地层地质模型, 应用数值模拟技术量化区块的注入水构成, 明确了高注采比主要是由非有效砂岩和非储层的吸水所致。应用最优理论方法, 计算出低渗区块合理注采比为2.0~2.5, 特低渗区块合理注采比为2.5~3.9。

**关键词:** 低、特低渗透; 注水构成; 注采比; 扶杨油层

**中图分类号:** TE348 **文献标志码:** A

## Optimization of injection water composition and injection-to-production ratio of Fuyang oil reservoirs in the outer area of Changyuan

LUO Lijuan

(No.10 Oil Production Plant of Daqing Oilfield Co.Ltd., PetroChina, Daqing 166405, China)

**Abstract:** The Fuyang Formation in the outer area of Changyuan is a low and extra-low permeability reservoir, the skeletal sandbody is mainly river sandbody, some blocks have relatively developed fractures, and the oilfield has a high injection-to-production ratio. Starting from core observation and logging interpretation of sandstone thickness, the reservoir can be divided into effective sandstone and non-effective sandstone. Combined with the indoor core water absorption experiments, it is confirmed that the non-effective sandstone has a certain water absorption ability. By constructing a three-dimensional full stratigraphic geological model of a typical block and applying numerical simulation techniques to quantify the injection water composition of the block, it is clear that the high injection-to-production ratio is mainly caused by the water absorption of non-effective sandstone and non-reservoir. Applying the optimization theory method, a reasonable injection-to-production ratio is 2.0 to 2.5 for low permeability blocks and 2.5 to 3.9 for extra-low permeability blocks, respectively.

**Key words:** low and extra-low permeability; injection water composition; injection-to-production ratio; Fuyang oil reservoir

长垣外围扶杨油层为低、特低渗透性储层, 油层孔隙度9.2%~19.8%, 空气渗透率 $(0.2 \sim 44.7) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 油井地层压力6.2~8.0 MPa, 累计注采比大于2的储量占89.5%(见表1)。目前油田注采比研究主要集中在合理注采比计算<sup>[1-5]</sup>及影响因素分析等方面<sup>[6-7]</sup>, 关于低、特低渗透性储层高注采比成因的研究较少<sup>[8]</sup>, 注入水构成量化方面尚属空白。本文从储层砂体特征出发, 结合室内岩心吸水实验, 构建了三维全地层地质模型。通过数值模拟, 对注入水构成进行了定量计算, 揭示了高注采比的成因, 给出低、特低渗透性储层的合理注采比。

表1 长垣外围扶杨油层储量分布统计

累计注采 比范围	≤1.5	1.5~2.0	2.0~2.5	2.5~3.0	3.0~4.0	≥4.0
储量比例/%	2.5	8.0	20.7	35.5	21.8	11.6

### 1 扶杨油层储层砂体特征

长垣外围扶杨油层骨架砂体主要为河道砂体, 河道底部有明显的泥岩滞留沉积。一个完整的河道一般由多期单一河道沉积而成, 电测曲线具有明显的正旋回特征。河道内部由于岩性或物性变化存在泥质或钙质夹层。通过对A1井岩心观察, F12<sub>3</sub>层河道砂体从下往上含油性、岩性依次为: 0.21 m含

收稿日期: 2022-02-16; 改回日期: 2022-04-20。

作者简介: 罗立娟(1981—), 女, 工程师, 现主要从事油田开发研究工作。E-mail: 325075510@qq.com。

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05013006)。

钙粉砂岩→1.55 m油浸粉砂岩→0.34 m粉砂质泥岩→0.90 m油斑或油浸粉砂岩→0.22 m粉砂质泥岩→0.33 m油浸泥质粉砂岩(见图1)。F12<sub>3</sub>层河道砂岩厚度为3.55 m,而实际生产中测井仅解释了油浸粉砂岩的厚度,有效砂岩厚度为1.55 m(见图2);存在2 m非有效砂岩厚度未解释<sup>[9-10]</sup>,其岩性比有效砂岩的岩性差,主要为含钙粉砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩。统计长垣外围8个典型区块非有效砂岩厚度与有效砂岩厚度比值为0.8~1.6。



图1 A1井F12<sub>3</sub>层岩心观察

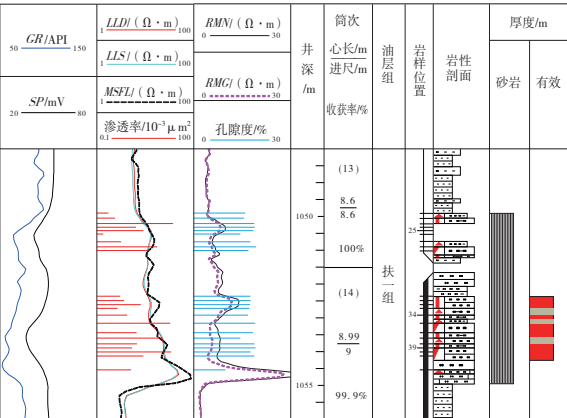


图2 A1井F12<sub>3</sub>层综合柱状图

2 岩心室内实验

为验证非有效砂岩及非储层的吸水性<sup>[11]</sup>,开展了扶杨油层3口取心井52块岩样静态吸水能力评价和12块非均质并联岩样动态吸水能力评价。

2.1 岩心静态吸水能力评价

吸水体积比例=某一阶段吸水体积/岩心表观体积×100%。

$$U_m = \frac{V_n}{V_m} \times 100\%$$

式中, V<sub>n</sub>为某一岩心吸水体积, cm<sup>3</sup>; V<sub>m</sub>为岩心

表观体积, cm<sup>3</sup>。

将岩心烘干称重后浸没到模拟地层水中,静置24 h后称重计算岩心吸水体积。室内岩心静态吸水实验结果表明,不同岩性的吸水体积比例由大到小排序为:泥质粉砂岩→粉砂质泥岩→含油粉砂岩→含钙泥质粉砂岩(见表2)。

表2 吸水体积比例与岩性关系统计

岩性	块数	孔隙度%	渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	吸水体积 比例/%
泥质粉砂岩	32	9.76	0.129	9.29
粉砂质泥岩	5	8.60	0.054	9.21
含油粉砂岩	7	14.94	5.501	7.72
含钙泥质粉砂岩	8	5.55	0.051	4.73
合计	52	9.70	0.833	8.37

通过实验数据分析,随岩心孔隙度增加,吸水体积比例呈先升高后降低的趋势(见图3);岩心渗透率与吸水体积比例无明显线性关系(见图4)。低、特低渗透性岩心的吸水排气过程主要依靠毛管力作用,受孔喉连通性影响较小,当孔隙度较大时,大孔喉比例增加,毛管力明显降低,导致吸水体积比例下降,因此岩心静态吸水能力与岩性关系密切,而与物性不具有单调变化关系。

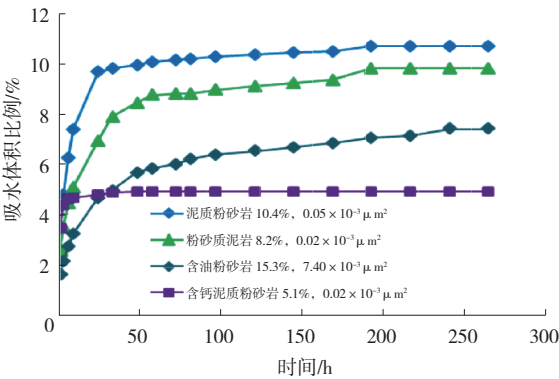


图3 岩心吸水体积比例随时间变化曲线

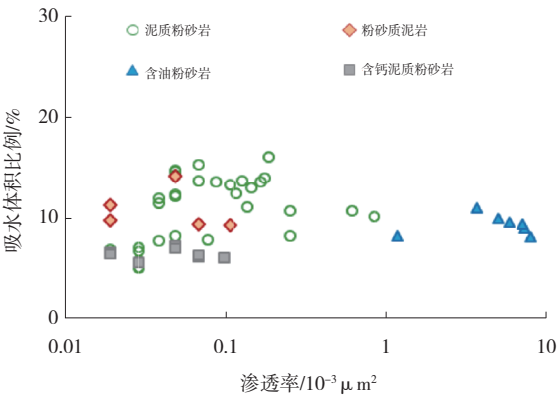


图4 岩心吸水体积比例与渗透率关系

2.2 并联岩心动态吸水能力评价

为分析不同岩性、物性岩心动态吸水能力,开展了并联岩心动态吸水能力对比实验,实验流程见图5。

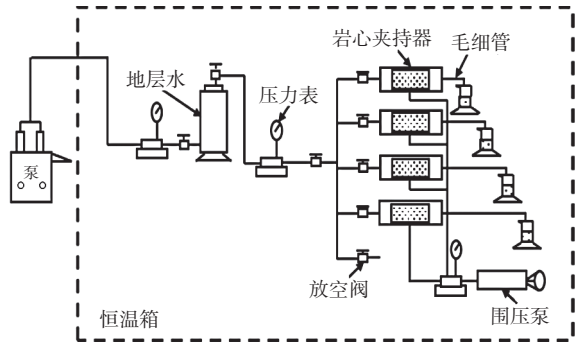


图5 并联岩心动态吸水能力评价实验流程  
实验步骤如下:  
(1)岩心覆压静置:岩心烘干称重,放入夹持

器,按流程连接装置,加围压 10 MPa,稳压 2 h 以上。

(2)并联低速注水:开启 4 个夹持器入口,设置  $0.1\text{ cm}^3\cdot\text{min}^{-1}$  的注入速度,恒速注入模拟地层水,当任意一块岩心出口的毛细管见水时停泵。

(3)称重计量:取出岩心称重,与实验前烘干重量的差值即为吸水量。

为了更好地量化岩心吸水能力,引入岩心动态相对吸水比例  $I_n$ :

$$I_n = \frac{V_n}{V_o} \times 100\% \tag{2}$$

式中,  $V_n$  为某一岩心动态吸水体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_o$  为并联岩心总吸水体积,  $\text{cm}^3$ 。

实验结果表明,不同岩性的相对吸水比例由大到小排序为:含油粉砂岩→泥质粉砂岩→粉砂质泥岩→含钙泥质粉砂岩(见表3)。

表3 动态吸水能力评价实验结果统计

井号	样品	岩性	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$	吸水体积/ $\text{cm}^3$	吸水体积比例/ %	相对吸水比例/ %
A1	115-1	含油粉砂岩	15.6	5.71	4.42	12.56	51.12
	65-2	泥质粉砂岩	10.8	0.16	2.69	6.79	24.47
	补3-2	粉砂质泥岩	12.7	0.09	1.77	4.47	18.19
	补4-2	含钙泥质粉砂岩	6.5	0.08	0.61	1.76	6.22
	四管并联总吸水体积				9.49	-	100.0
A2	24-1	含油粉砂岩	17.0	8.15	5.37	14.65	58.91
	1-1	泥质粉砂岩	9.1	0.13	1.65	4.70	19.71
	补9-1	粉砂质泥岩	6.4	0.04	1.10	2.70	11.64
	93-2	含钙泥质粉砂岩	8.9	0.27	0.79	2.10	9.74
	四管并联总吸水体积				8.91	-	100.0
A3	4-1	含油粉砂岩	13.1	3.23	3.63	9.39	42.54
	30-1	泥质粉砂岩	8.0	0.09	2.43	5.77	24.03
	补5-1	粉砂质泥岩	8.2	0.04	2.08	4.99	20.23
	补4-1	含钙泥质粉砂岩	3.5	0.04	1.11	2.95	13.20
	四管并联总吸水体积				9.25	-	100.0

3 扶杨油层注入水构成及合理注采比

3.1 全地层地质模型构建

针对长垣外围扶杨油层存在非有效砂岩吸水的实际,在实际地质建模过程中引入“全地层”理念,即全地层地质模型构建由有效砂岩拓展到非有效砂岩及非储层,同时在近井地带近似刻画油水井压裂投产形成的人工缝,客观地表征油藏注水开发

过程中的真实吸水空间,解决了常规地质模型<sup>[12]</sup>刻画的孔隙体积远小于实际吸水空间和注水拟合精度低的问题。

B1 区块储层孔隙度 16%,空气渗透率  $3.5\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ ,为中孔低渗透性储层,1991 年采用 300 m×300 m 反九点井网投入开发。模拟区域内油井 23 口,水井 11 口。区块综合含水 49.6%,年注采比 6.76,累计注采比 5.31,采油速度 0.06%,采出程度 6.88%

(见图6)。



量为 $363.03\times 10^4\text{ t}$ ,储量拟合误差为0.81%。

生产油井采用定液量生产,注入水井采用定注入量、注入压力限制。开发时间为1991年3月,时间步长一个月。全区累产液量、油量、水量和综合含水等指标均达到拟合要求,全区历史拟合符合率达到85.0%(见图9、图10)。

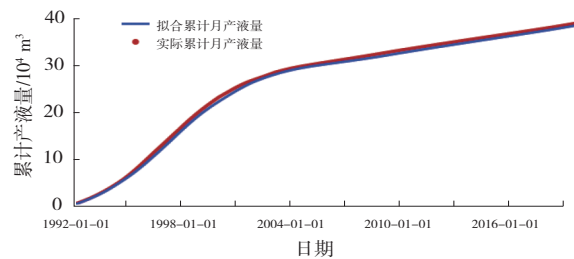


图9 B1区块累计产液量拟合曲线

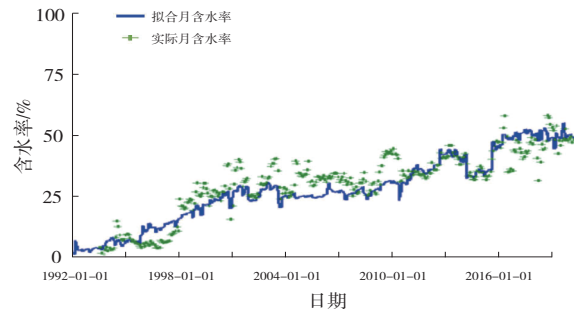


图10 B1区块含水率拟合曲线

3.3 注入水构成量化及合理注采比

B1区块实际注入水量 $154.78\times 10^4\text{ m}^3$ ,模型拟合注入水量 $133.11\times 10^4\text{ m}^3$ ,注入水量拟合精度达到86%。通过综合分析,模型中注入水量主要由有效砂岩吸水、非有效砂岩吸水、非储层吸水、外溢水和采出水构成,吸水比例分别为33.4%,32.5%,15.3%,13.8%,5.0%(见表5)。非有效砂岩和非储层吸水比例占区块吸水的47.8%,这是导致区块注采比高的直接原因。

表5 B1区块全地层模型注入水构成

注入水构成	有效砂岩吸水	非有效砂岩吸水	非储层吸水	外溢水	采出水
孔隙体积/ $10^4\text{ m}^3$	975.8	1 305.8	2 605.0		
孔隙体积/%	20.0	26.7	53.3		
水量/ $10^4\text{ m}^3$	52.40	51.01	23.96	21.67	7.92
吸水比例/%	33.4	32.5	15.3	13.8	5.0

选择产量最大为优化目标,建立注水量、产油量、含水率和地层压力的关系方程,应用最优化理论建立考虑非油层吸水的最优化模型,计算区块合理注采比<sup>[17-18]</sup>。低渗区块合理注采比为2.0~2.5,

特低渗区块合理注采比为2.5~3.9,低、特低渗典型区块目前注采比接近合理注采比计算值。近致密区块由于非油层吸水比例大,计算的合理注采比值较高,需进一步研究油层砂岩和非油层砂岩的吸水机理(见表6)。

表6 典型区块合理注采比计算结果

类别	典型区块	原始地层压力/ MPa	最大注水压力/ MPa	目前		未来五年合理注采比
				年注采比	累注采比	
低渗	B2	8.4	22.87	1.85	1.91	2.1
	B3	12.3	23.65	1.97	2.52	2.6
	B4	8.4	23.78	1.92	2.81	2.0
特低渗	C1	8.4	23.65	2.55	2.61	2.5
	C2	8.4	23.81	3.33	3.08	3.4
	C3	8.6	24.62	3.41	2.91	3.9
近致密	D1	13.1	30.45	3.66	4.69	4.1
	D2	14.8	36.55	7.75	4.42	6.0

4 结论

(1)长垣外围扶杨油层低、特低渗透性储层骨架砂体主要为河道砂体,砂岩厚度可分为有效砂岩和非有效砂岩两部分,非有效砂岩的岩性一般为含钙粉砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩。

(2)岩心实验结果表明,不同岩性的相对吸水比例由大到小排序为:含油粉砂岩→泥质粉砂岩→粉砂质泥岩→含钙泥质粉砂岩,岩心吸水能力与岩心的物性成正相关性。

(3)低、特低渗透性油田注入水由有效砂岩、非有效砂岩和非储层吸水、采出水和外溢水构成。非有效砂岩和非储层吸水是低、特低渗透油田高注采比的直接原因。

(4)低渗区块合理注采比为2.0~2.5,特低渗区块合理注采比为2.5~3.9。

参考文献:

[1] 那雪芳,姚尚空,孙晨曦.大庆油田中区西部合理注采比的确定[J].北京石油化工学院学报,2019,27(2):44-48.

[2] 付云辉.坪北油田中高含水期合理注采比确定[J].江汉石油职工大学学报,2021,34(2):30-32,51.

[3] 杨磊,田洋洋,秦苑,等.基于物质平衡法的注采比预测[J].辽宁化工,2013,42(9):1132-1134.

[4] 王小梅,胡建荣.靖安油田XIV油藏中高含水期的合理注采比优化[J].石油化工应用,2014,33(9):27-29.

- [5] 陈晓微. 利用物质平衡方程校正注采比计算公式[J]. 广东石油化工学院学报, 2017, 27(1):23-25, 36.
- [6] 苍丹, 张金宇. 注采不均衡原因分析及调整对策[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2017, 37(23):89-92.
- [7] 张继成, 王潇悦. 水驱油田合理注采规模的影响因素[J]. 当代化工, 2015, 44(7):1527-1530.
- [8] 吴琼, 王广辉, 王玉英. 低渗透油藏高注采比原因分析[J]. 复杂油气藏, 2012, 5(2):54-58, 66.
- [9] 邵长新, 王艳忠, 操应长. 确定有效储层物性下限的两种新方法及应用——以东营凹陷古近系深部碎屑岩储层为例[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(2):414-416.
- [10] 王艳忠, 操应长, 宋国奇, 等. 试油资料在渤南洼陷深部碎屑岩有效储层评价中的应用[J]. 石油学报, 2008, 29(5):701-706, 710.
- [11] 方正. 朝阳沟油田储层吸水特征研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2020.
- [12] 刘振峰. 致密砂岩油气藏储层建模技术方案及其应用[J]. 地球物理学进展, 2014, 29(2):815-823.
- [13] 徐德龙, 李涛, 黄宝华, 等. 利用交会图法识别国外 M 油田岩性与流体类型的研究[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(3):1123-1132.
- [14] 严申斌, 李少华, 邓恒. 相控储层建模在胜南油田的应用[J]. 断块油气田, 2008, 15(1):16-17, 60.
- [15] 胡望水, 张宇焜, 牛世忠, 等. 相控储层地质建模研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(5):37-39.
- [16] 聂玲玲, 张占女, 童凯军, 等. 裂缝性潜山油藏地质建模与数值模拟一体化研究[J]. 物探化探计算技术, 2016, 38(1):131-138.
- [17] 曹勋臣, 喻高明, 邓亚, 等. 基于地层压力恢复时间的注采比数值模拟优化方法——以肯基亚克某亏空油藏为例[J]. 断块油气田, 2016, 23(2):193-196.
- [18] 范姝. 注采压力系统及合理注采比研究的一种方法[J]. 断块油气田, 2009, 16(5):72-74.

(编辑 谢 葵)

(上接第43页)

- [15] 王娟, 郭平, 王芳, 等. 物质平衡法计算缝洞型凝析气藏动态储量[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4):75-77.
- [16] 罗瑞兰, 雷群, 范继武, 等. 低渗透致密气藏压裂气井动态储量预测新方法——以苏里格气田为例[J]. 天然气工业, 2010, 30(7):28-31.
- [17] 郭奇, 李祯, 陈开远, 等. 多因素影响下低渗透气藏动态储量计算新方法[J]. 断块油气田, 2016, 23(5):595-598.
- [18] 赖令彬, 潘婷婷, 胡文瑞, 等. 欠饱和页岩气藏物质平衡方程及储量计算方法[J]. 特种油气藏, 2014, 21(5):95-98.
- [19] 姜宝益, 李治平, 巨亚锋, 等. 修正的产量不稳定法预测页岩气动态储量[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(2):66-69.
- [20] 杜华明, 宁正福, 苏朋辉. 考虑多组分吸附的页岩气储量计算方法[J]. 地质科技情报, 2017, 36(2):141-145.
- [21] 张宏友, 王月杰, 马奎前, 等. 应用永久式井下压力计压降曲线计算油藏动态储量[J]. 油气井测试, 2010, 19(3):31-32.
- [22] 张凤喜, 陈明, 王庆勇, 等. 海上凝析气井动态储量计算方法[J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(1):54-56.
- [23] 阳晓燕, 雷源, 马栋, 等. 一种动态储量计算新方法在渤海油田的应用[J]. 断块油气田, 2019, 26(3):329-332.
- [24] 蔡振华, 胡云亭, 杨彩红, 等. 致密砂岩气井产能评价指标及曲线特征[J]. 特种油气藏, 2014, 21(6):97-100.
- [25] 雷源, 陈晓明, 常会江, 等. 基于  $D_r$  指数的动态储量计算新方法[J]. 断块油气田, 2018, 25(5):608-611.

(编辑 谢 葵)