

文章编号: 0253-9985(2011)01-0133-09

复杂断块超低渗油气藏试采动态评价与开发对策 ——以松辽盆地南部十屋油田营城组及沙河子组一段油藏为例

陈志海¹, 任利军², 陈亮宇¹, 常铁龙¹

(1 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2 中国石化 东北油气分公司, 吉林 长春 130062)

摘要: 松辽盆地南部十屋油田营城组及沙河子组油气藏属于特低渗-超低渗复杂断块油气藏。单薄层砂体的平面分布稳定性差, 展布规模小且受断层切割, 油气藏内类型丰富的流体受构造和岩性共同控制。研究区内绝大多数井需要压裂投产, 只有个别气井可自然投产。单井试采动态表明, 地层系数小、流动启动压力梯度大决定油井产量低, 弹性驱动的天然能量开发油井产量递减快; 油气同出井开发效果明显好于油井, 气井的开发效果最好。针对这些问题, 提出综合的开发对策, 即在油井分层压裂、分层测试、分层评价的基础上, 开展分层油藏精细描述; 对油井先分层压裂、后合层投产, 提高单井产能, 对注水井先笼统注水、后分层注水, 补充地层能量; 优选出好的断块, 采取不规则井网开展超前注水先导试验, 试验成功后逐步推广; 对气层和含油气层考虑大规模压裂投产, 对油层可考虑单井 CO₂ 吞吐, 但要选低气油比油井。

关键词: 试采动态; 开发对策; 复杂断块; 超低渗油藏; 十屋油田; 松辽盆地

中图分类号: TE347 **文献标识码:** A

Performance evaluation on production tests in the extra-low permeability reservoirs of complex fault blocks and development strategies — examples from oil reservoirs in the Yingcheng Formation and the first member of the Shahezi Formation in Shiwu oilfield of the southern Songliao Basin

Chen Zhihai¹, Ren Lijun², Chen Liangyu¹ and Chang Tielong¹

(1. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083 China)

(2. SINOPEC Northeast Company, Changchun, Jilin 130062 China)

Abstract The Yingcheng Formation and the Shahezi Formation in the Shiwu oilfield harbor oil/gas reservoirs of low to ultra-low permeability in complex fault blocks. Single thin sand bodies there distribute unevenly and are compartmentalized by faults in certain places. Fluids of various types inside the reservoirs are controlled both by structure and lithology. Most wells drilled in the field have to be fractured before production with only a few can produce by natural energy. Performance of production test in single wells shows a low formation volume factor, a bigger startup pressure gradient (meaning a low production), and a faster production declining rate for wells in natural depletion. The results also suggest that wells producing both oil and gas have a better performance than those produce oil only, and gas wells are the most productive ones. To tackle these problems, we proposed a comprehensive development strategy which includes the following aspects. The first is performing a separate-layer fine reservoir description based on separate-layer fracturing, testing and evaluating. The second is increasing single well production capacity by commingled production after separate-layer fracturing and supplementing formation energy with whole-layer water injection followed by separate-layer water injection. The third is carrying

收稿日期: 2011-01-10

第一作者简介: 陈志海 (1970-), 男, 博士、教授级高级工程师, 油藏工程。

outwater injection pilot with irregular well patterns in the selected favorable fault blocks at first and then implementing the successful experience to other areas. The fourth is performing large-scale fracturing in gas/oil-bearing layers and CO₂ huff-n'-puff in single oilwell with low gas-oil ratio.

Key words production test performance; development strategy; complex fault block; ultra-low permeability reservoir; Shiwu oilfield; Songliao Basin

十屋油田营城组及沙河子组油气藏位于松辽盆地南部的十屋断陷中央隆起带上,属于特低渗-超低渗复杂断块油气藏。其纵向上分为 5 个油层组,每个油层组又分为多个薄层,单薄层砂体的平面分布稳定性差,展布规模小同时受断层切割。油气藏内流体类型丰富,有干气、湿气、带油环的饱和气、黑油,流体分布受构造、断层和岩性的共同控制。探明区内完钻井 68 口,投产 42 口,其中油井 22 口,气井 16 口,注水井 4 口。目前油井开井 22 口,平均单井日产油 0.55 t,综合含水 30%,绝大多数单井累计产油不足 500 t,油藏采出程度不足 0.1%。注水井 4 口,日注水量 24 m³,注水压力 24.4 MPa。通过近 3 年的试采,对油气藏的认识在不断深化,投产井中既有油井、气井,又有油气同产井,且不同类型流体产出井的试采动态差异比较大。

1 地质特征

十屋油田位于松辽盆地南部十屋断陷的中

央隆起带,下白垩统营城组及沙河子组油气藏受一条北东向走滑逆断层和多条近南北向的主正断层共同控制,内部有很多次级小断层,断块面积一般小于 0.3 km²,属于较为典型的复杂断块油气藏。在主探明区内构造呈东高西低、南高北低的整体分布格局。含油储层分布在营 I 油组、营 II 油组、营 III 油组、营 IV 油组与沙 I 油组内,含油井段跨度大,平均 840 m,属于大段泥岩夹薄砂层,单砂层厚度一般为 2~4 m。储层受岩性控制作用明显,分布很不稳定,连续性差,单层分布面积小,含油气面积叠合连片。营 I、营 III 油组分布面积最大,平面钻遇率 59%;沙 I 油组有效厚度最大,叠合含油气厚度达 13.2 m。储量主要分布在营 I 与沙 I 油组中,分别为 39%与 32% (图 1)。19 口井 730 块岩心化验分析表明,储层物性较差,不同层组平均孔隙度 8%~10%,平均渗透率小于 1.0×10⁻³ μm²,属于低孔超低渗储层。岩心观察表明,不同层组均有高角度裂缝分布,但不发育,裂缝相对孤立,难以形成裂缝网络系统 (图 1)。

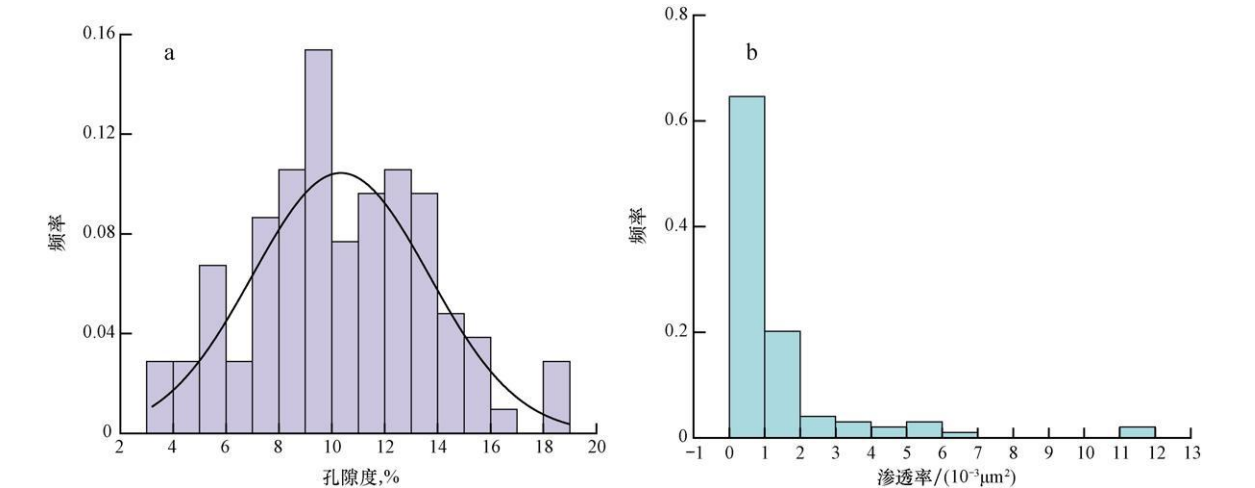


图 1 十屋油田营城组储层岩心孔隙度和渗透率分布频率

Fig. 1 Frequency distribution of core porosity and permeability of reservoirs in the Yingcheng Formation of Shiwu oilfield
a. 营 I 油组岩心孔隙度分布频率; b. 营 I 油组岩心渗透率分布频率

2 油藏特征

营城组及沙一段油气藏纵向上提交 4 个层组的原油探明储量, 认为营城组及沙河子组以油为主, 气以溶解气形式存在, 不存在水层。但 5 个油层组的常规试油和压裂测试表明油气藏内油气水关系复杂, 5 个油层组油层钻遇率为 20%, 气层钻遇率 34%, 每个油层组内均有油区和气区分布, 营 I、沙 I 油层钻遇率大于气层, 而其他 3 个层组的气层钻遇率大于油层 (表 1)。

分别投产 5 个层组的生产井试采动态表明, 营 I, 营 III 与沙 I 3 个层组内既有干气井、又有油气同出的高气油比的含油气井, 还有低气油比的油井; 营 II 和营 IV 两个层组均为单井试采, 分别为高气油比含油气井和低气油比油井。推测油气藏内既有干气层, 又有油气同层, 还有低气油比的油层 (表 2)。沙 I 层组是主力试采层, 既是主要的产气层, 又是主要的产油层, 油气同出井的生产气油比达 $1\,478\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。而另一个主力产层营 I 由此可层组油气同出井的生产气油比较低, 仅为 $477\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。由此可见, 不仅油气平面分布的关系复杂, 而且流体的性质也存在明显的差异。

从低气油比的原油性质分析, 地面原油密度 $0.832\text{ g}/\text{cm}^3$, 粘度为 $6.2\times 10^{-3}\text{ Pa}\cdot\text{s}$, 地层原油密度为 $0.750\text{ g}/\text{cm}^3$, 粘度为 $2.1\times 10^{-3}\text{ Pa}\cdot\text{s}$, 原始饱和压力为 9.3 MPa , 原始溶解油气比为 $50\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。原油性质属于低粘、低油气比、高含蜡、中轻质类型原油。油藏中部埋深在 $1\,500\text{ m}$, 原始地层压力 13.8 MPa , 地层温度 72°C , 属于常温常压系统。

表 1 十屋油田营城组及沙河子组一段油藏测试油气层类型

测试层位	测试量 / 井次			
	总量	气层	油层	干层
营 I	37	13	17	7
营 II	28	10	8	10
营 III	46	18	11	17
营 IV	19	8	4	7
沙 I	52	8	12	32

表 2 十屋油田营城组油气藏不同层组油气井类型及累计产量

Table 2 Well types and accumulative production in different layers of reservoirs in the Yingcheng Formation of Shiwu oilfield					
层位	类型	井数 / 个	累计产气量 / m^3	累计产油量 / m^3	气油比 / $(\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3})$
营 I	气井	1	2 574 051		
	油井	3	0	1 576.60	
	油气井	3	546 942	1 146.30	477
营 II	油气井	1	195 653	89.15	2 196
营 III	气井	6	2 344 869		
	油气井	7	7 774 418	1 123.90	6 917
营 IV	油井	1	11 409	1 122.90	10
沙 I	气井	7	12 760 000		
	油井	8		1 201.80	
	油气井	7	5 648 000	3 820.70	1 478

3 试采动态特征

3.1 单井产能低的主控因素

统计的 15 口油井, 压后试油, 个别井初期产量折算可达 $22\text{ t}/\text{d}$, 一般小于 $5\text{ t}/\text{d}$, 平均为 $6.4\text{ t}/\text{d}$, 压后测试试油折算日产量较高, 主要有两个原因: 一是压后近井地带由于压裂液的侵入, 地层压力与原始地层压力相比属于超压状态; 二是测试时间很短, 短的不到一个小时, 长的只有几个小时, 瞬时泄压导致瞬时高产, 其实反映的是压裂裂缝内的线性流和裂缝附近的线性流, 而未发生反应油藏超低渗性质的径向流。由此判断油井压裂后试油产量并不能代表油井的产能大小, 与真正能反映油井产能的油藏内径向流并无太大关系。

绝大多数油井投产初期产量明显低于压后测试产量, 投产平均只有 2.4 t , 仅为测试产量的 $1/3$ 。但从具体井分析, 投产初期产量与测试试油产量基本没有相关性, 油井压后试油产量高并不意味投产就能获得高产, 如 BK20-2 井; 反之亦然, 如 SN135 井。投产后油井产量高低归根结底取决于压裂裂缝接触的油性性质和天然能量大小 (图 2)。

在压裂裂缝规模相当条件下, 与压裂裂缝壁面接触地层的系数和启动流动压差共同决定了油井的产能大小^[1-7]。油层厚度薄, 平均为 $2\sim 4\text{ m}$, 地层有效渗透率低, 平均为 $0.8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 造成地层系数仅有 $2\times 10^{-3}\sim 3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$, 仅为中高层的 $0.01\sim 0.05$ 倍。另外就超低渗层微观

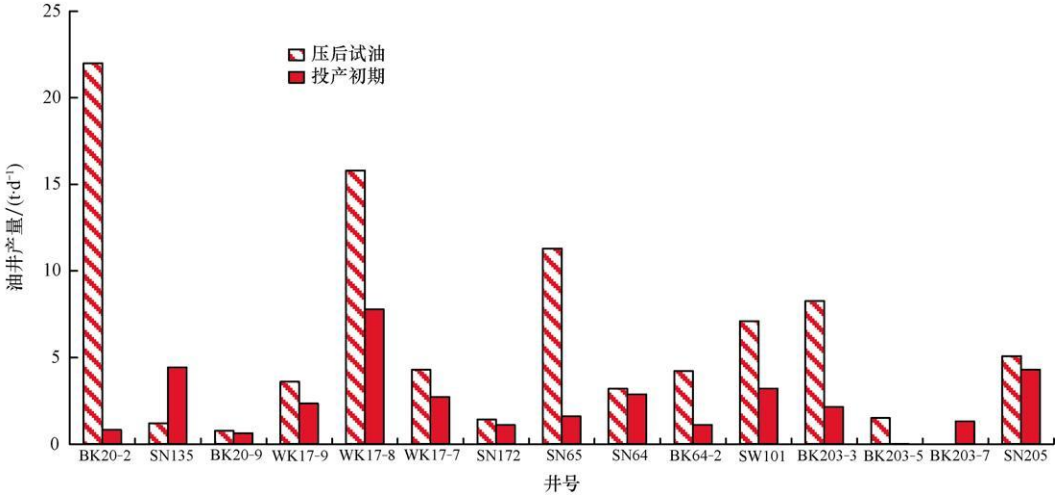


图 2 十屋油田营城组油藏油井投产初期产能统计

Fig 2 Statistics of initial productivity of wells in the reservoirs of the Yingcheng Formation in shiwu oilfield

孔吼结构而言,营城组及沙河子组储层为细孔吼,孔吼分选性差,导致孔吼内流体的流动存在启动压力梯度。当渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,启动压力梯度骤然增加(图 3)。由微观孔吼细小决定的启动压力梯度,十屋油田营城组油藏储层内流体流动的启动压力梯度推测为 $0.0003 \sim 0.0005 \text{ MPa/cm}$,即为每百米 $3 \sim 5 \text{ MPa}$ 。油井下泵机抽生产,根据动静液面相差为 $200 \sim 300 \text{ m}$,生产压差仅为 $2 \sim 3 \text{ MPa}$ 。可见油井天然能量生产的泄油半径很小,推测只有 $30 \sim 50 \text{ m}$,有效驱动压差仅有 1 MPa 左右。启动压力梯度对油井产能的影响幅度很大,大约有 60% 的产能因启动压力梯度的存在而损失。以上两个因素决定了十屋油田营城组油井产能较低,天然能量生产效果不佳。

3.2 单井累计产油量低的影响因素

十屋油田营城组油藏靠天然能量开发,单井机

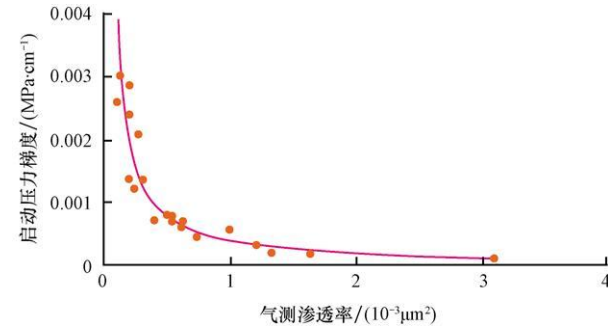


图 3 启动压力梯度与气测渗透率之间的关系^[1]
Fig 3 Relationship between the startup pressure gradient and permeability from mud logging data^[1]

抽生产,大多数井仅能维持半年左右,平均为 252 天,最长的可达 2 年,少的只有几个月。靠天然能量生产,油井投产后 1~3 个月内快速递减,随后进入低产期,目前油井日产量一般小于 0.2 t 。基本处于关井状态,供液不足是油井低产的主因。累计产油量平均为 320 t 。高的能达 1000 t 。少的不足 100 t (图 4)。沙油组投产油井 11 口,营油组投产 3 口,营 IV 油组投产 1 口,初期产能无明显差异,但沙油组单井累计产油量不及营 I 油组和营 IV 油组。

营城组油藏投产井靠天然能量生产,因启动压力梯度的存在造成地层内流体流动时存在启动压差。当地层内的驱动压差大于启动压差时,地层内流体才能流动,否则即不能发生流动(图 3)。从采油井近井地带的压力梯度分布分析,越靠近井底,压力梯度越大,在近井半径 50 m 范围内压力梯度变化最为显著,地层内流体对生产井的贡献最大,当半径大于 50 m 之后,压力梯度变化变得很平缓,地层内流体对生产井的贡献变得微不足道。从压力梯度分布曲线分析,当渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时对应的启动半径是 45 m ,渗透率 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时对应的启动半径是 25 m 。十屋油田营城组油藏储层的平均渗透率为 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,靠天然能量生产,井控动用储量半径可能在 $25 \sim 45 \text{ m}$ 之间,即只有在不足 50 m 的泄油半径范围内向油井靠天然能量的弹性驱动供液。所以十屋油田营城组及沙河子组油藏内低生产气油比油井的单井累计产量低。

3.3 流体性质对油气井产能的影响

十屋油田营城组油气藏内有 10 口高气油比

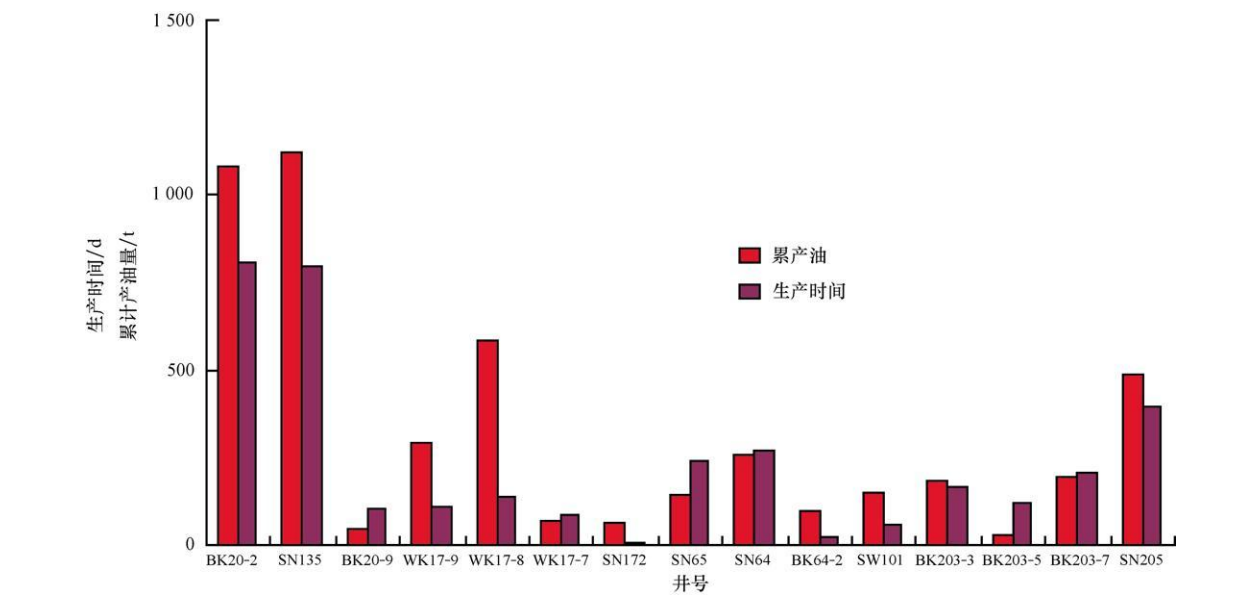


图 4 十屋油田营城组油藏单井累计产量和生产时间分布

Fig. 4 Distribution of accumulative oil output and production time for single well in the reservoirs of the Yingcheng Formation in Shiwu oilfield

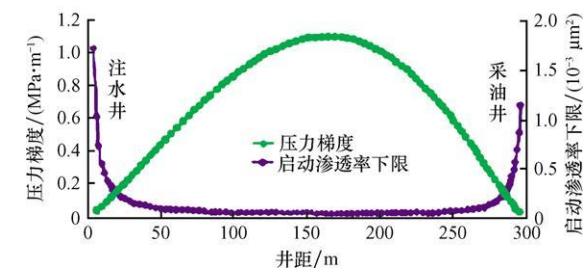


图 5 注采井间的驱动压力梯度和启动渗透率下限分布曲线^[1]

Fig. 5 Distribution curves of displacement pressure gradient and the lower limits of starting permeability between injectors and producers^[1]

的含油气井在生产。这些井压裂投产, 初期日产油 2~4 t 日产气 1 500~6 000 m³; 生产气油比在 500~3 000 m³/m³, 生产时间可达 2~3 年, 一般为 1 年, 生产递减较快, 累计产油在 100~1 100 t 平均 404 t 累计气 20×10⁴~200×10⁴ m³, 平均 62×10⁴ m³。与油井相比, 此类井的累计产油量和保持生产时间等生产指标明显好于油井。沙 I 油组投产 4 口井, 营 I 油组投产 2 口, 营 II 油组投产 1 口井, 营 II 油组投产 3 口井, 沙 I 油组试采效果好于营 I 油组, II 油组与 II 油组 (图 6)。

测井资料的中子曲线显示油气同出井的产出层段中子值介于油层和气层之间, 即 8%~12%, 可

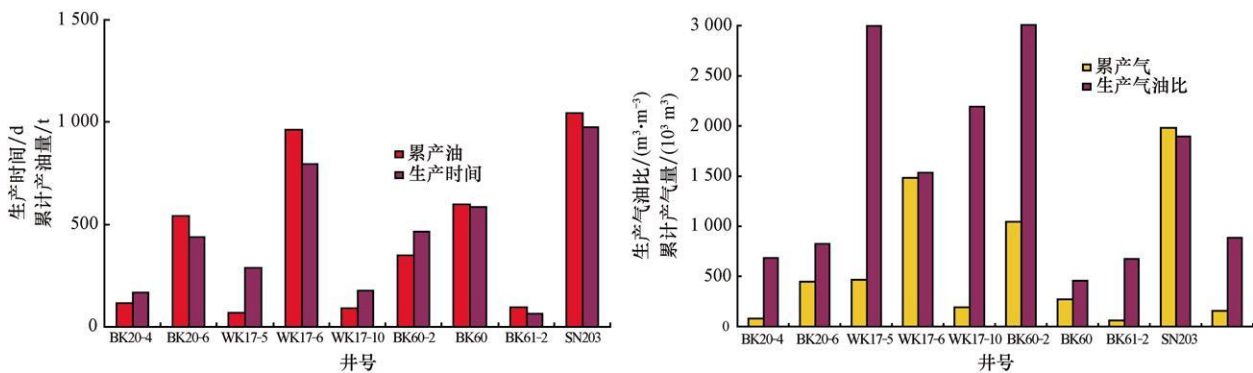


图 6 十屋油田营城组油气同出井累计产油和累计产气分布

Fig. 6 Distribution of accumulative oil and gas production from wells producing both oil and gas in the Yingcheng Formation of the Shiwu oilfield

初步判断产出层段为油气同层,而非因压裂造成的气层和油层合采。单井生产动态曲线的生产气油比一直比较稳定,同样可判断产出层段为油气同层,基本可排除油层和气层合采。油气同层与油层相比,油气同层内天然气大量存在,天然气的弹性膨胀能巨大,天然气的弹性膨胀驱动能力远远大于原油,致使油气混合流体的弹性驱动能力远远优于低气油比的原油。因此在天然气弹性膨胀被采出的过程中原油也同时被携带出来,造成原油的日产量较高,能保持较长时间的生产时间。所以油气同出井生产效果好于低气油比油井。另外,在近井地带,因气产量高于油产量,气溶解于原油内,致使油气混合物的粘度远远小于原油,从而提高了原油在地层内的流动能力,也是造成产量较高的原因之一。

气井常规测试有产量,平均日产 2 500 m³ 左右,部分并能生产 2~3 年,一般为 1 年,生产较稳

定,累计产量一般在 200×10⁴~300×10⁴ m³。气井压裂投产增产效果明显,压后日产能达 1 000~32 000 m³,平均为 10 000 m³;投产后日产 1 000~15 000 m³,平均 5 020 m³。目前气井日产一般为 2 000 m³,个别井产量可达 4 000~6 000 m³。

沙 I 油组投产 7 口气井,营 I 油组投产 1 口气井,营 II 油组投产 8 口气井,沙 I 油组试采效果好于营 II 油组、营 I 油组。气井初期生产基本稳定,但总体有递减趋势,营 II 油组递减明显快于沙 I 油组。在生产过程中常伴生少量油或水,井底积液可能对气井的正常生产有一定影响。

营城组及沙河子组储层物性属于超低渗,储层内原油流动能力差。但对气而言,因为天然气的流动粘度与原油相差 100 倍以上,储层内气体的流动能力远远大于原油,天然气在储层内不经压裂可以正常投产,但产量较低。一旦压裂,能大大提高天然气的流动能力 2~4 倍(图 7)。

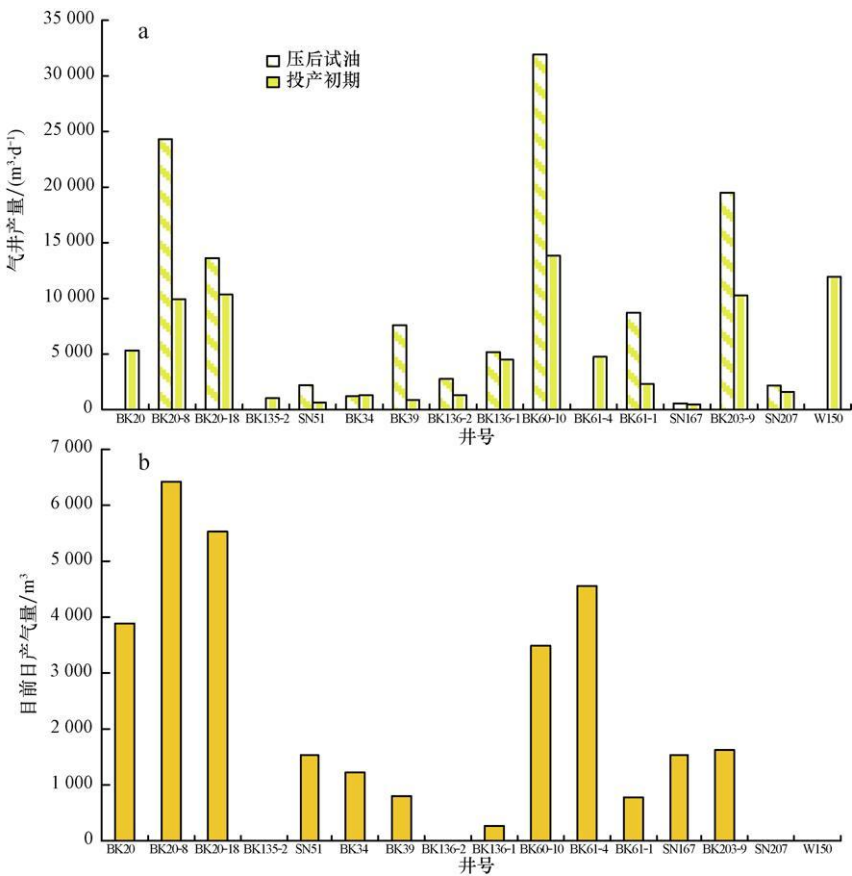


图 7 十屋油田营城组及沙河子组气井投产初期产能与目前产量分布

Fig. 7 Distribution of initial production capacity and present production of gas wells in the Yingcheng and Shahezi Formation of Shiwu oilfield
a 投产初期气井产能; b 目前气井产能

3.4 地层水的赋存状态

投产的 41 口井累计产液 14 272 t, 产水 5 134 t, 综合含水率 36%, 产出水主要来自营 I 层和沙 I 层, 营 I 层占 57%, 沙 I 层占 32%, 与投产井数较多有一定关系。常规测试和压裂后测试均未发现纯水层, 只发现两个可疑水层但未投产。根据生产井动态分析, 生产过程中绝大部分井投产后就出水, 且含水率稳定在 30% ~ 40% (表 3)。基本可断定为油气层的伴生水, 而非存在独立的水层或边底水。

3.5 注水井的注入动态

营城组油藏有 4 口注水井在试注, 其中 3 口井注入沙 I 层, 1 口井注入营 I 层, 井口注入压力在 15~ 22 MPa, 日注入量 15~ 39 m³, 视吸水指数在 0.5~ 1.1 m³/MPa, 具有一定的吸水能力, 能顺利实现注水。但不同层位的吸水能力有差异, 营 I 层吸水能力大于沙 I 层, 在沙 I 层内, 厚层吸水能力大于薄层 (表 4)。

在 4 口注水井中有 3 口井是 2009 年 4 月后投注, 累计注入量不足 1 000 m³, 只有 1 口井注水时间较长达 8 个月, 累计注入量达 5 000 m³, 油藏工程法推算其水驱推进前缘半径 38 m。整体注入量不足, 对应采油井目前未能见到效果。

表 3 十屋油田不同层组累产水及综合含水率
Table 3 Accumulative water production and total water cut of different layers in Shiwu oilfield

层位	累计产油 /t	累计产水 /t	累计产液 /t	含水率, %
营I	2 730. 4	1 905. 0	4 635. 4	41. 1
营II	90. 0	377. 0	467. 0	80. 7
营III	1 263. 5	703. 7	1 967. 2	35. 8
营IV	1 123. 0	520. 0	1 643. 0	31. 6
沙I	3 930. 8	1 628. 7	5 559. 5	29. 3
小计	9 137. 7	5 134. 4	14 272. 1	36. 0

4 开发对策

4.1 超前注水技术补充地层能量

超前注水技术的成功应用使超低渗油藏开发问题得到了有效解决^[8-11]。超前注水是在油田未投产前注水, 使油藏内压力达到原始地层压力的 110% ~ 120%, 并在注采井之间建立有效的驱替系统的一种注采方式^[12]。微观机理是油藏处于高压状态能防止原油脱气, 保持在泡点压力以上生产, 保持原油的粘度不变, 并能有效保证原油渗流通道的畅通。另外超前注水因能保持注采井在较高压差下生产, 能有效克服启动压力梯度的影响, 有效地提高注入水的波及体积。

十屋油田营城组油藏属于超低渗低产油藏, 油藏压力 12~ 17 MPa, 地层压力较低, 压敏实验表明营城组储层压力敏感性较强, 具有实施超前注水的地质条件。

超前注水对原油性质的要求是低粘度、低气油比的中质原油, 单一液相存在于地下。能保证水驱前缘推进比较均匀, 达到较高的水驱波及体积。十屋油田营城组油藏内流体比较复杂, 包括纯气藏、带油环的气藏和纯油藏。超前注水只适用于纯油藏, 集中分布在沙 I 层的东部, 属于低粘度、低气油比的中质黑油。

4.2 不规则注采井网提高储量动用程度

营城组油气藏叠合含油面积较大, 但平面上油藏被不同方向的多条断层分割, 属于复杂断块油气藏。纵向上发育 30 个左右的薄油层, 薄油层之间存在大段的泥岩, 且受构造和岩性双重控制, 稳定性差, 只能优选出面积相对较大的区块开展点状注水或不规则的面积井网注水。与连片性好的油层相比, 水驱油的波及体积会大大降低, 油藏采速和最终采收率将会大大降低, 开发效果将会

表 4 十屋油田营城组油气藏注水井注入指标分布
Table 4 Injection indices of injectors in the reservoirs of the Yingcheng Formation in Shiwu oilfield

井名	注入层位	投注日期	注入压力 /MPa	注入量 /t	注入时间 /d	累计注入量 /t	状态
BK203- 3	沙I	2009- 05- 14	20	22. 5	28	630. 5	在注
WK17- 1	沙I	2008- 10- 22	22	24. 0	230	5 046. 0	在注
WK17- 2	沙I	2009- 04- 29	22	14. 0	28	379. 5	在注

变差^[2-3]。另外,十屋油田营城组油藏的地应力和裂缝方向不清楚决定了一次井网适应性较差,需要开展先导试验深化对油藏地质条件的认识,从而优选出合适的注采井网和注采井距。

4.3 分层压裂合层开采提高单井产量

营城组油藏纵向上跨度为 500~800 m,每个油层组内又分为 5~8 个小层,跨度在 50~120 m,单油层厚度仅有 2~4 m,中间夹有大段的泥岩。单个小层内储量丰度很低,难以保证有经济效益的储量可动用,只能采用对较为优质的小层内储量分层压裂、合采采油,合层注水,保证在开发早期具有较高的单井产能。随着开发的推进,暴露出层间注采矛盾时考虑分层注水,合层采油,追求经济效益最大化。

目前单井的投产方式是合层压裂或单层压裂后投产。合层压裂后监测力度不够,识别小层压裂效果难度大,不同小层对产量的贡献不清,难以对不同层的产能潜力做出准确的判断。单层压裂后投产绝大多数井产量偏低,单井钻遇的其它层潜力未被解放出来,难以对单井的潜力做出较准确的判断。油藏评价的主要任务是评价不同断块、不同井与不同层的储量潜力和产能潜力。先弄清已经完钻井钻遇的所有层的潜力,开展分层测试、分层压裂、分层评价,再落实到不同油层组的潜力与不同井的潜力,最后到不同断块油藏的潜力。加大分层压裂合层开采和大水平段水平井分段压裂技术的应用提高单井产量。

4.4 大规模压裂提高气井产量

单井试采动态表明在八屋断层西侧营城组内有气藏分布,在近东西向的走滑逆断层两侧存在含油气藏。其在油井上的表现为产出的气当量大于油,生产气油比很高,一般在 $1\ 000\ \text{m}^3/\text{m}^3$,如 SN203 井、BK60-2 与 WK17-6 井。此类气藏或含油气藏因天然气的弹性能量巨大,油藏内的天然能量比较充足,开发不需要补充能量。为提高单井产量需要解决因储层物性差的流动通道,加大压裂规模,在地层内造高导流能力的长缝。保证单井加砂量在 40m^3 以上,并能实现压裂液返排率尽可能的高,最大限度的减小地层的污染。

4.5 单井 CO₂ 吞吐选井要慎重

CO₂ 单井吞吐提高采收率机理主要有两个方面^[12-16]。一是 CO₂ 溶于原油,使原油体积增大,实现弹性驱,使原油粘度降低,提高原油的流动性;萃取原油中的轻质组分,降低残余油饱和度,改变油水驱动的相渗关系。二是 CO₂ 易溶于水,使水的粘度有所增加,降低水的流动性;CO₂ 水溶液能与岩石的碳酸盐成分发生反应,并使其溶解,从而提高储集层的渗透率性能,使注入水的吸收能力增强,可降低油水界面的表面张力,从而提高驱油效率。

油井筛选的标准^[8]是以低产能油井增产为目的,CO₂ 吞吐应首选剩余油饱和度较高、深井、渗透率低及产层厚的油井。最佳组合为高温、低压、高矿化度、低渗透率变异系数,无裂缝、短浸泡期、邻近无生产井或注水井、接近或在构造顶部、方解石胶结物少或无、油藏到井筒压降较小、油湿油藏。原油粘度小于 $20\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,原油密度小于 $0.904\ 2\ \text{kg}/\text{m}^3$,原油组分分子量中偏小,轻质成分多,重质组分小。矿化度 $5\ 000\sim 100\ 000\text{mg}/\text{L}$, Ca^{2+} , Mg^{2+} 浓度中偏低。

十屋油田营城组及沙河子组油气藏开展 CO₂ 单井吞吐适用于纯油井,油井产出的原油性质能完全满足低气油比、低粘度、中低密度,轻质组分多,重质组分小的特点,储层条件特低渗、裂缝不发育,地层水矿化度不高等地质条件。从 CO₂ 单井吞吐提高采收率机理而言,开展 CO₂ 单井吞吐能发挥一定的增油效果。但选井要慎重,尽量选择低气油比的纯油井才能最大限度地发挥 CO₂ 单井吞吐的增油效果。

5 主要认识

1) 复杂断块特-超低渗透油藏单井表现为产量低、累计产量低、天然能量供给不足,主要影响因素是微观孔喉细小造成的启动压力梯度大,单井动用储量规模小。

2) 复杂断块特-超低渗透油藏开发是一项系统工程,需要综合超前注水补充能量提高单井生产压差、不规则注采井网和单井 CO₂ 吞吐能分别提高较大规模和较小规模断块的储量动用率和采

收率、直井分层压裂合层开采和大水平段水平井分段压裂技术提高单井产量。

3) 十屋油田复杂断块超低渗—特低渗油藏开发已经进入现场先导试验阶段, 包括较大断块的不规则注采井网试验、CO₂ 单井吞吐现场试验与大水平段水平井分段压裂提高单井产能试验等, 部分措施试验已经取得明显的效果。

参 考 文 献

[1] 王道富. 鄂尔多斯盆地特低渗透油田开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 158– 175
Wang Dao fu. Development on ultra low permeability reservoir in Erodos basin [M]. Beijing Petroleum Industry Press 2007: 158– 175.

[2] 李书恒, 赵继勇, 崔攀峰, 等. 超低渗透储层开发技术对策 [J]. 岩性油气藏, 2008, 20(3): 128– 131.
Li Shuheng Zhao Jiyong Cui Panfeng et al Strategies of development technology for ultra low permeability reservoir [J]. Lithologic Reservoirs 2008, 20(3): 128– 131

[3] 金拴联, 蒋远征, 杨秋莲, 等. 安塞油田注水开发技术研究 [J]. 西北地质, 2008, 41(1): 115– 119.
Jin Shuanlian Jiang Yuanzheng Yang Qiulian, et al Study on the techniques for water flooding in Ansai oilfield [J]. Northwestem Geology, 2008, 41(1): 115– 119.

[4] 王光付, 战春光. 牛庄油田王 68 井区岩性隐蔽油藏滚动开发实践 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 694– 697.
Wang Guang fu Zhan Chunguang Progressive development of subtle lithologic reservoirs in Wang 68 well block of Nuzhuang oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 694– 697.

[5] Landman M J Goldthorp W H. Optinization of perforation distribution for horizontal wells [J]. SPE 23005, 1991

[6] M arett B P, Landman M J Optinization of perforation distribution for horizontal wells in reservoirs with boundaries [J]. SPE 25366 1993.

[7] Su Z Gudmundsson J S Pressure drop in perforated pipes experiments and analysis [J]. SPE 28800 1994.

[8] 赖南君, 叶仲斌, 陈洪, 等. 低张力体系改善低渗透油藏水驱渗流特征实验 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(4): 520– 522
Lai Nanjun, Ye Zhongbin, Chen Hong et al Experiment of low tension system for improving percolation behaviors in water flooding low permeability reservoirs [J]. Oil & Gas Geology,

2007, 28(4): 520– 522

[9] 陈磊, 王宏伟, 任艳子, 等. 超前注水技术在吴旗油田低渗透油藏开发中的应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2008, 12 80– 82
Chen Lei Wang Zhiwei Ren Yanzij et al Advanced water irjection in low permeability reservoir of the wuqiao oilfield [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2008, 12 80– 82

[10] 王瑞飞, 陈明强. 超前注水技术中一些参数的确定 [J]. 钻采工艺, 2008, 31(4): 65– 67
Wang Ruifei Chen Mingqiang Determination of some parameters in advancing water injection [J]. Drilling and Production Technology, 2008, 31(4): 65– 67

[11] 李亮, 胡建国, 阎纪辉. 超前注水是低渗透油田开发的重要途径 [J]. 新疆石油地质, 2001, 22(3): 232– 234
Li Liang Hu Jianguo Yan Jihui Advance water injection—an important approach for development of low permeability pool [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(3): 232– 234

[12] 李涤淑, 宋先宝. CO₂ 单井吞吐试验 [J]. 国外油田工程, 2004, 20(3): 40– 41
Li Di shu Song Xianbao Cyclic CO₂-injection test of individual well [J]. Foreign Oilfield Engineering 2004, 20(3): 40– 41.

[13] 杨帆, 李治平. 油田绿色开采技术——CO₂ 驱油 [J]. 内蒙古石油化工, 2007, 2 131– 133
Yang Fan Li Zhiping Green oil production technology in oil field—CO₂ driving oil [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2007, 2 131– 133

[14] 马涛, 汤达祯, 蒋平, 等. 注 CO₂ 提高采收率技术现状 [J]. 油田化学, 2007, 24(4): 379– 382
Ma Tao Tang Dazhen, Jiang Ping et al Actuality on improving recovery technology by CO₂ injection [J]. Oilfield Chemistry, 2007, 24(4): 379– 382

[15] 江怀友, 沈平平, 陈立滇, 等. 北美石油工业二氧化碳提高采收率现状研究 [J]. 中国能源, 2007, 29(7): 30– 33
Jiang Huaiyou Shen Pingping Chen Lidian et al Research on the actuality of improving oil recovery by CO₂ injection in Northern American [J]. China Energy, 2007, 29(7): 30– 33

[16] 郭平, 李苗. 低渗透砂岩油藏注 CO₂ 混相条件研究 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(5): 687– 692
Guo Ping Li Miao Research on conditions of miscible phase by CO₂ injection in low permeability sandy reservoir [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(5): 687– 692

(编辑 董 立)