

Tight Sandstone Unconventional Reservoir Development Supporting Technology Research and Application in Yi 123-1 Block

Yaosheng Qi

Hekou Oil Production Plant of Shengli Oilfield Company, Dongying Shandong

Email: slqys@126.com

Received: Jun. 16th, 2015; accepted: Jan. 26th, 2016; published: Jan. 29th, 2016

Copyright © 2016 by author and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Yi 123-1 block of Hekou Oil Production Plant is a kind of deep tight sandstone unconventional reservoir, which is around 3384 - 3757 meters deep, with an average permeability of $1.1 \times 10^{-3} \text{ um}^2$, average porosity of 15.1%. With low porosity and low permeability, this reservoir performs poorly in the conventional development, and is difficult to achieve effective use of the mass storage. In allusion to the characteristics of the reservoir, the long barefoot intervals of horizontal well staged fracturing technology as the core optimization and formed a set of corresponding technology of tight sandstone unconventional reservoir development. By July in 2013, the construction of 9 wells has completed, with the success rate of 100%. All flowing production is done after fracturing; with output of 24,000 tons. It achieves the effective use of Yi 123-1 block, the unconventional reservoir, and improves Yi 123-1 block recovery.

Keywords

Deep Reservoir, Tight Sandstone, Unconventionality, Horizontal Well, Staged Fracturing

致密砂岩非常规油藏开发配套工艺在义123-1块的研究与应用

綦耀升

胜利油田分公司河口采油厂, 山东 东营

文章引用: 綦耀升. 致密砂岩非常规油藏开发配套工艺在义 123-1 块的研究与应用[J]. 矿山工程, 2016, 4(1): 50-55.

<http://dx.doi.org/10.12677/me.2016.41009>

Email: slqys@126.com

收稿日期: 2015年6月16日; 录用日期: 2016年1月26日; 发布日期: 2016年1月29日

摘要

河口采油厂义123-1块属于深层致密砂岩非常规油藏, 油藏埋深3384~3757米, 平均渗透率 $1.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度15.1%, 为低孔、特低渗透储层, 常规开发效果差, 难以实现该块储量的有效动用。针对油藏特点, 优化采用长井段水平井裸眼分段压裂工艺为核心, 形成一整套致密砂岩非常规油藏开发配套工艺。截止到2013年7月, 已完成9口井施工, 成功率100%, 压裂后全部自喷生产, 累产油2.4万吨, 实现了非常规油藏义123-1块有效动用, 提高了义123-1块采收率。

关键词

深层, 致密砂岩, 非常规, 水平井, 分段压裂

1. 引言

随着油田开发的越来越深入, 新发现的石油储量主要以低品位、低渗透、低压的三低单元为主, 常规开采工艺难以实现该类油藏的有效动用。为充分动用该类储量, 借鉴国外页岩油气开发经验, 采用引进、吸收、再创新的方式, 先引进国外的先进开发技术及工艺, 实现非常规油藏的高效开发。河口采油厂义123-1块属于深层致密砂岩油藏, 常规开发效果差, 难以实现该块储量的有效动用, 针对油藏特点, 优化采用长井段水平井裸眼分段压裂工艺为核心, 配套井身轨迹方向优化、压裂液和支撑剂优选、压裂规模优化、微破裂影像裂缝监测技术应用、压后放喷制度确定等进行开发, 形成一整套致密砂岩非常规油藏开发配套工艺。截止到2013年7月底, 已实施9口, 工具下入和压裂施工成功率100%, 压裂后全部自喷生产, 累产油2.4万吨, 实现非常规油藏义123-1块有效动用。义123-1块非常规水平井成功为其他油田的开发提供了宝贵的借鉴作用。

2. 油藏概况

义123-1块为深层致密砂岩非常规油藏, 地理位置位于渤南油田八区, 南邻渤南油田三区。目的含油层系为沙三下9砂组, 含油面积 4.6 km^2 , 估算石油地质储量 237.4×10^4 吨。埋深3384~3757米, 地层厚度约35~45米, 义123-1块沙三下9砂组砂体沉积类型为深湖相油页岩中发育的浊积扇体, 物源来自东南部的孤岛凸起。该块位于浊积扇体的北部, 以中扇亚相的辫状水道微相和水道间微相为主。孔隙度分布范围5.4%~20.1%, 平均孔隙度15.1%, 渗透率分布范围 $0.1 - 3.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均渗透率 $1.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为中低孔、特低渗透储层; 该块采用天然能量开发, 常规开发存在井距大、储量控制程度低、油井基本无自然产能、常规压裂后产量递减快、采出程度低的矛盾, 一直以来未有效的动用。

3. 义123-1块完井及压裂工艺

针对义123-平1井油藏埋藏深、低孔特低渗、无自然产能等特点, 优化采用水平井裸眼分段多级压裂完井配套工艺技术, 实现有效改造储层, 增大泄油面积, 提高油井产能, 实现该块的高效动用[1]。

3.1. 井身轨迹优化

为保证裸眼完井工具的顺利下入, 在井眼轨迹优化方面, 强化A靶点的控制, 减少其余靶点控制,

在最大限度保证井眼平滑的前提下，实现最大限度的储层钻遇率，保证完井管柱的顺利下入。

3.2. 水平井裸眼封隔器多级分段压裂完井工艺

根据义 123-1 块深层、低孔低渗的油藏特点，优化采用确定该井采用裸眼封隔器多级分段压裂完井工艺，利用水平井多级压裂有效改造储层，形成多组的横向缝，扩大泄油面积优点，实现该块的有效动用。

3.2.1. 裸眼封隔器多级分段压裂完井工艺优点

- 1) 不固井：避免水泥浆对地层的污染，增加了井筒与地层的渗流面积；
- 2) 不射孔：压裂滑套和投球滑套可提供足够的流入流出通道，不会对流体产生节流效应。
- 3) 节约压裂作业时间：压裂施工可以连续进行，大大节约了泵组设备在井场的等待时间。

3.2.2. 完井管柱优化

根据义 123-1 块油藏埋藏深特点，压裂沿程摩阻高，另一方面采用投球压裂方式，要求尽量采用大直径的滑套，综合两方面因素，优选 7in × 4¹/₂in 完井管柱，即采用 7in 套管进行二开完井，后采用悬挂 4¹/₂in 套管进行三开裸眼完井，后下入 4¹/₂in 回接管进行压裂施工(图 1)。

3.2.3. 裂缝间距优化

对于特低渗透油藏，由于存在启动压力梯度，渗流特征为非达西渗流，存在极限泄流半径，因此，主要采用极限泄流半径来优化裂缝间距[1]。

特低渗透油藏义 123-1 块极限供油半径公式如下：

$$r_{\text{极限}} = 3.226(P_e - P_w) \left(\frac{k}{\mu} \right)^{0.5992}$$

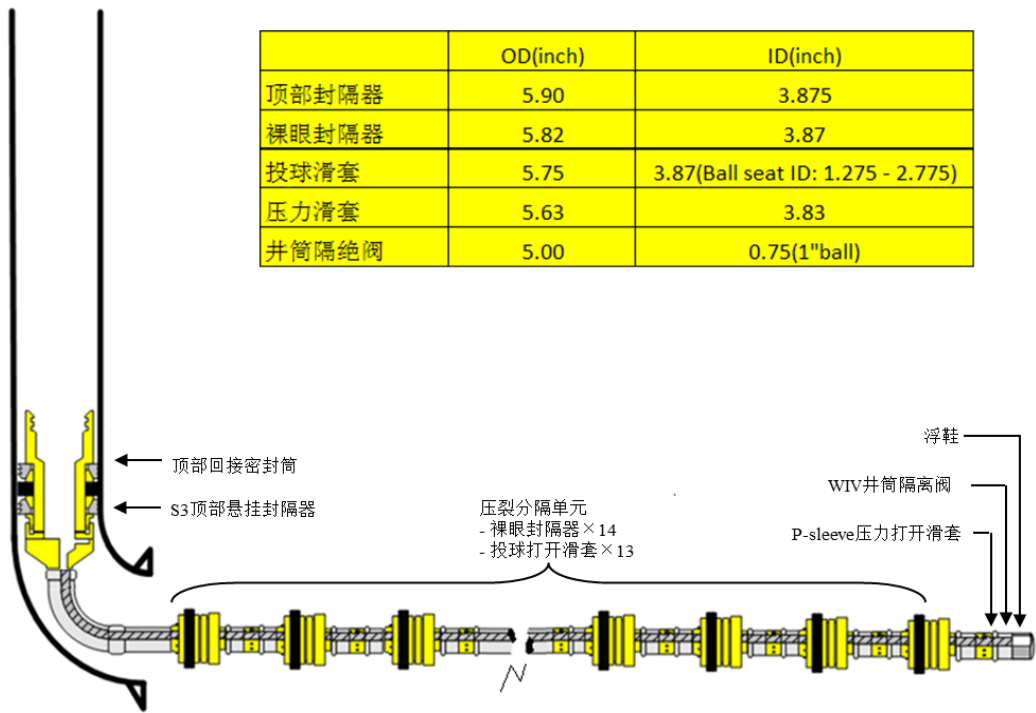


Figure 1. Blueprint of staged fracturing well completion equipment
图 1. 多段压裂完井工具设计示意图

根据义 123-1 块的油藏数据, 其极限供油半径为 52.5 m, 设计分段压裂水平井两条裂缝间距平均为 100 m。

根据已压裂井义 123-平 1 压不开井段分析, 裂缝间距设计时不包含泥质含量高、靠近隔层的井段, 应以有效的井段进行分段。

3.2.4. 压裂滑套及裸眼封隔器位置优化

压裂滑套位置优化原则: 选择储层物性好(GR 值低)和应力低的部位放置压裂滑套。裸眼封隔器位置优化原则: 选择井径扩大率<5%、连续稳定井段 10 m 以上, 应力高的部位卡封裸眼封隔器。由此确定封隔器和滑套位置。

3.2.5. 完井液优选

完井液的主要功能: 平衡地层压力、保护储层减少对储层的伤害、维持井下清洁、良好的防腐效果、维持井内各种工具性能的稳定。对完井液一般要求与地层流体的配伍性, 与前期钻井液之间的配伍性, 完井液各处理剂之间的配伍性, 对粘土矿物的防膨抑制性。

义 123-1 块储层表现为强水敏、弱速敏、弱酸敏、弱碱敏储层。针对区块特性及钻井液性质, 优选甲酸盐完井液, 这种完井液是一种具有进攻性的油气层保护完井液, 液相进入产层以后可以在一定程度上使油层渗透率得到改善, 有利于克服水锁和液相损害。

3.3. 压裂参数优化

3.3.1. 压裂液优选

义 123-1 块非常规长井段水平井, 由于油藏埋藏深, 井段长, 施工摩阻较高; 裸眼完井压裂与常规水平井压裂, 存在着液体接触面积大, 滤失量大; 容易产生多裂缝, 造成瞬时滤失加大, 容易造成脱砂砂堵, 也不利于缝长的延伸; 水平井压裂施工压裂液量大, 连续施工, 需要压裂液具有溶胀快, 满足现场配液的目的。为此, 胍胶压裂液体系是油田最常用的、较为经济的成熟压裂液体系。对其改性满足速溶的要求即可满足水平井压裂施工的需要。

胍胶是由半乳糖与甘露糖组成, 属于非离子型高分子。研究表明: 由于胍胶分子中含有大量羟基, 羟基间存在大量分子间氢键, 所以分子间氢键是导致胍胶分子溶解速率低的主要原因[2] (图 2)。

速溶胍胶研发思路: 提高改性胍胶(HPG)的醚化程度, 由 0.13 提高到 0.4, 大大降低了分子间氢键作用, 达到速溶, 溶解速度由原来的 2 小时降低到 1 分钟。

通过对胍胶片的预处理, 提高醚化程度, 降低胍胶分子之间的引力, 提高溶解速度。对处理后的胍胶在室内进行试验, 试验结果无论是溶解时间还是粘温的变化都可以满足现场施工的要求。可实现现场在线混配, 减小设计余量、压裂液腐败变质风险和降低运输费用, 提高施工效率。

速溶胍胶压裂液体系首先在义 123-3HF 井上得到了应用。本次施工共使用压裂液 3730 m³, 加砂 335 m³, 单层最高砂比 45%; 现场测定压裂液交联时间 2~3 min, 压裂过程中压力平稳。现场配液表明, 速溶胍胶增稠剂在配液车出口处粘度达到最大, 远高于同类国内产品的指标, 且配液粘度高, 可以适应实时混配压裂要求, 达到预期效果(表 1)。

3.3.2. 支撑剂优选

针对义 123-1 块致密砂岩油藏的区块性质及压裂裂缝的长期有效性, 优选耐压 86 MPa 卡博 30/60 目高强度陶粒, 这样既满足了井深的需要, 也利于裂缝进砂形成高导流能力裂缝需要。

3.3.3. 压裂规模优化

义 123-1 块所布水平井井距为 300 米, 该块的极限渗流半径为 52.5 米, 优化该块压裂裂缝缝长为

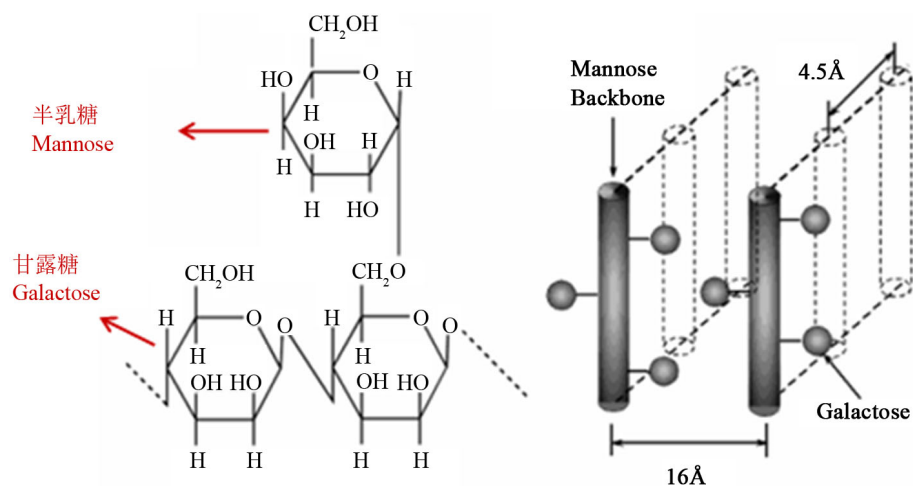


Figure 1. Molecular structure and crystalline structure of guar gum
图 2. 胍胶分子结构及晶态结构

Table 1. Comparison table of fast hydrating guar and ordinary guar in Yi 123-3HF block
表 1. 义 123-3HF 速溶胍胶与普通胍胶对比表

名称	测定位置	混配车排量(m ³ /min)	溶解时间(min)	表观粘度(mPa·s)
速溶胍胶	混配车出口	3	≤2	96
	配液罐	/	20	99
	混配车出口	2.3	≤3	102
	配液罐	/	20	102
普通胍胶	混配车出口	3	≤2	51
	配液罐	/	20	87

100~120 米。针对该块的储层特点，进行如下的优化：

- 1) 针对区块北部储层薄，南部储层厚度大的特点，北部部署水平井每段平均加砂量为 25~30 方，南部部署水平井每段平均加砂量为 35 方。
- 2) 靠近储层边部的水平井，适当增大压裂规模。北部部署水平井每段平均加砂量为 30 方，南部部署水平井每段平均加砂量为 40 方。
- 3) 位于已压裂井中间的水平井压裂规模适当的控制，避免部分两口井压裂串通，影响压裂效果。北部部署水平井每段平均加砂量为 22 方，南部部署水平井每段平均加砂量为 25 方。

3.4. 井口返排的优化

义 123-1 块非常规井放喷分为以下几个阶段：

- 1) 压后关井阶段：压后关井 7~12 小时开始放喷，关井时间主要是放喷流程连接和安装；
- 2) 控制放喷阶段：开始放喷后，压裂裂缝闭合之前，采用 3 mm 油嘴进行控制放喷，出液 300 方左右进行更换油嘴，进入下个阶段；
- 3) 快速放喷阶段：待压裂裂缝闭合后，改用 5 mm 油嘴进行快速放喷，实现压裂液的快速返排，减少压裂液对地层的伤害。该阶段进行至压裂液返排至 50%以上或油压降至 10 Mpa 时结束。
- 4) 自喷生产阶段：进入自喷生产阶段，一般采用 3 mm 油嘴进行放喷生产，压力下降大时，更换 2.5

mm 油嘴进行控制放喷。

5) 同层邻井施工影响导致含水较高时,可以放大油嘴生产,尽快实现含水的下降,待压力稳定后更换 3 mm 油嘴继续生产。

4. 实施效果

截止到 7 月底,共实施 9 口井,全部取得了成功,成功率 100%,实施后全部自喷,实现累增油 2.4 万吨,效果明显。

以义 123-平 1 井为例,该井于 2012 年 3 月 31 日开始放喷,油压 34 MPa,3 mm 油嘴放喷,放出压裂液 190 方见油,共出液 9935 方,其中出油 4047 吨。累计自喷生产 413 天,转抽后仍正常生产。

5. 结论及认识

根据义 123-1 块实践得到以下认识:

1) 建立以“水平井裸眼封隔器多级压裂完井工艺”为核心,配套井身轨迹优化、压裂段数及规模优化、压裂液和支撑剂优选等工艺,形成一整套配套工艺,满足了义 123-1 块油藏开发的需要。

2) 从已施工井施工情况分析,优选压裂液体系和支撑剂体系能够满足深层致密砂岩非常规水平井压裂需要。

3) 从已施工井未按设计加砂的井段分析,除 1 段是由于滑套未打开导致,其余段都是由于在泥岩隔层附近,施工压力高,导致未按照设计进行加砂。在致密砂岩水平井轨迹设计时应保证在油层中穿行,针对多层的油藏,兼顾其它储层的压裂将难以实现。

4) 在压裂段数分段时,只考虑有效的油层井段,泥质含量高泥岩隔层附近井段不作为分段考虑,可以减少分段段数,节约完井成本。

5) 压后放喷分为五个阶段,满足了压裂后放喷和生产的需要。

6) 从压后生产情况看,长井段水平井产量达到直斜井产量 10~15 倍,效果明显。

参考文献 (References)

- [1] 曲占庆,温庆志. 水平井压裂技术[M]. 北京:石油工业出版社,2009.
- [2] 吉毅,李宗石,乔卫红. 瓜尔胶的化学改性[J]. 日用化学工业,2005,35(2): 111-114.