

致密油藏多级压裂井异井异步注采可行性研究

于海洋^{1*}, 杨中林¹, 马恬¹, 雷征东², 程时清¹, 陈浩¹

1 中国石油大学(北京)油气资源与工程国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院, 北京 100083

* 通信作者, haiyangyu.cup@139.com

收稿日期: 2017-04-11

国家自然科学基金(U1762101)、国家科技重大专项(2017ZX05013001-005)和中国石油大学(北京)青年创新团队C计划(C201605)联合资助

摘要 针对传统方式开发致密油藏存在的注水难、采收率低等问题, 本文基于水平井多段体积压裂的压裂液返排率不高, 能有效补充致密油藏能量, 增强渗吸作用的机理, 提出了致密油藏异井异步注采开发方式, 即采用平行的2口或多口压裂井, 注采裂缝交替排布, 采油及注水交替进行。以某油田L致密油藏为例, 采用数值模拟方法, 优选异井异步注采技术参数界限, 优选参数为裂缝间距 80 m, 裂缝半长 160 m, 注入量 3000 m³, 注入速度 300 m³/d, 焖井时间 35 d, 累积增油量 1449 t。对比分析了异井异步注采、准天然能量衰竭开发、注水吞吐、缝间水驱 4 种方式的开发指标, 结果表明注水吞吐只能短期内小幅度提高累积采油量, 不能显著提高采收率; 缝间水驱早期产量高, 见效快; 异井异步注采的稳产期更长, 采出程度更高, 比衰竭式开采增加 6.01%。异井异步注采的开发方式能提高水平井的开发效果, 具有良好的应用前景。

关键词 异井异步注采; 致密油藏; 多级压裂井; 渗吸; 开发方式

0 引言

多级压裂水平井技术的成熟使得致密油的商业化开采成为可能, 对实现能源接替具有重要意义^[1-3]。从世界范围来看, 以多级压裂水平井等为特色的增加致密储层改造体积的方法是最为有效的^[4-5]。但即使采用最先进的技术, 国外学者研究发现致密油藏一次采收率普遍偏低^[6-7], 并且油井产量在第一年快速递减^[8-9]。

我国的致密油藏分布较广, 具有低渗透率、低孔隙度、高含水、非均质性等特点。例如鄂尔多斯盆地, 其储层经过较强的演化改造发育微-纳米孔喉系统, 形成低孔、特低孔-超低渗的致密砂岩储层^[8-10]。我国致密油藏大都需要补充地层能量。但是采用注水

补充能量的方式常遇到水注不进, 即使能注入也极易发生水窜等问题^[11-15]。本文研究的致密油藏也遇到上述难题, 区块储层单井产量约 16 m³/d, 第一年递减率在 40%左右^[16-18]。此外, 储层地层压力普遍偏低, 压力系数在 0.75~0.85, 是造成产量快速递减主要原因之一。所以, 提出能有效补充能量, 提高原油采收率的开发方式意义重大^[19]。

本文以某油田L致密油藏为实例, 针对天然能量开发效果差、注水难度大的现状, 提出了一种新的异井异步注采开发方式。

1 异井异步注采开发方式

同井缝间注采^[19]是指在同一口水平井上, 采用封

引用格式: 于海洋, 杨中林, 马恬, 雷征东, 程时清, 陈浩. 致密油藏多级压裂井异井异步注采可行性研究. 石油科学通报, 2018, 01: 32-44
YU Haiyang, YANG Zhonglin, MA Tian, LEI Zhengdong, CHENG Shiqing, CHEN Hao. The feasibility of asynchronous injection alternating production for multistage fractured horizontal wells in a tight oil reservoir. Petroleum Science Bulletin, 2018, 01: 32-44. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.004

隔器、单向阀等技术,实现部分裂缝注入流体,部分裂缝采油的开发方式。异井异步注采是在同井缝间注采原理的基础上,布置平行的2口或多口压裂井,注采裂缝交替排布,采油及注水交替进行。本文以2口压裂井为例进行讨论。

1.1 异井异步注采原理

首先考虑2口井之间为“对称式布缝”(图1),根据注入缝的位置不同,分为注入缝相对(图2)和注入缝相错(图3)2种情况。井下油管设计有配注阀和配产阀,可由电缆传输信号,地面控制井下配注阀和配产阀的开启和关闭。

其次,设计“同注同采”和“一注一采”2种注入方式。“同注同采”是指平行的井1和井2同时注水,或同时采油,流程如图4所示。“一注一采”是指

井1注水后井2采油,或者井2注水后井1采油,流程如图5所示。

1.2 异井异步注采方案

异井异步注采技术包含如下3种方案:对称式布缝+注入缝相对+同注同采、对称式布缝+注入缝相错+同注同采和对称式布缝+注入缝相对+一注一采。下面将对它们进行详细介绍。

(1) 方案一: 对称式布缝+注入缝相对+同注同采

对称式布缝+注入缝相对+同注同采的流程见图6。其工作原理是:第1阶段,2口井依靠天然能量开采一段时间;第2阶段,井1井2同时关井停采,开启井下奇数级裂缝位置的配注阀注水,注入水流经注采分隔装置的导流管并进入奇数级裂缝流入地层;第3阶段,2口井停注,焖井(类似稠油蒸汽吞吐的焖井法,实际注入流体为水),使地层中的原油与注入水充分渗吸置换;第4阶段,同时开启2口井的采油阀,置换出来的原油和注入水的混合物从偶数级裂缝产出,并进入注采分隔装置的导流管、套管和油管形成的环空内,继而进入油管产出。

(2) 方案二: 对称式布缝+注入缝相错+同注同采

图7为对称式布缝+注入缝相错+同注同采流程图。其工作原理是:第1阶段,2口井依靠天然能量开采一段时间;第2阶段,井1井2停采,开启配注阀,向2口井环形空间注水,注入水流经注采分隔装置的导流管并进入井1偶数级裂缝和井2的奇数级裂缝,最后流入地层;第3阶段,2口井同时停注,焖井,使得地层中的原油与注入水渗吸置换;第4阶段,2口井井下采油阀打开,置换出来的原油和注入水的混合物从井1的奇数级裂缝和井2的偶数级裂缝产出,

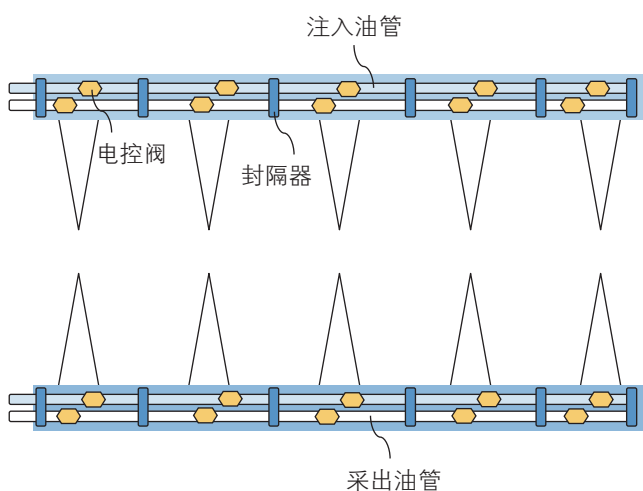


图1 对称式布缝示意图

Fig. 1 Illustration of symmetry fractures in two horizontal wells

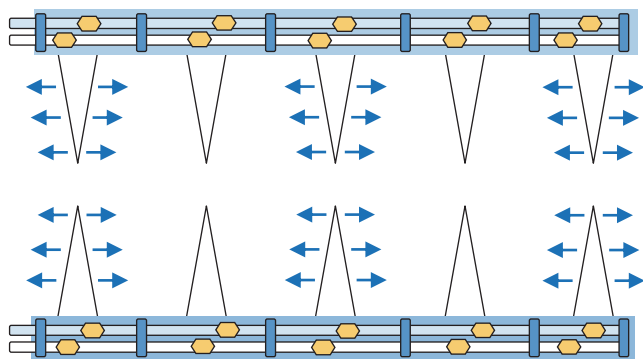


图2 注入缝相对示意图

Fig. 2 Illustration of opposite injection scheme in two horizontal wells

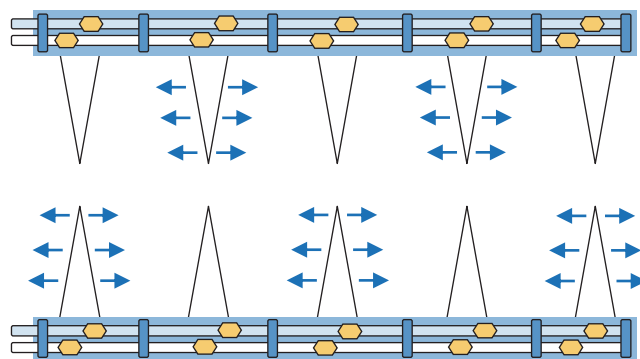


图3 注入缝相错示意图

Fig. 3 Illustration of non-opposite injection scheme in two horizontal wells

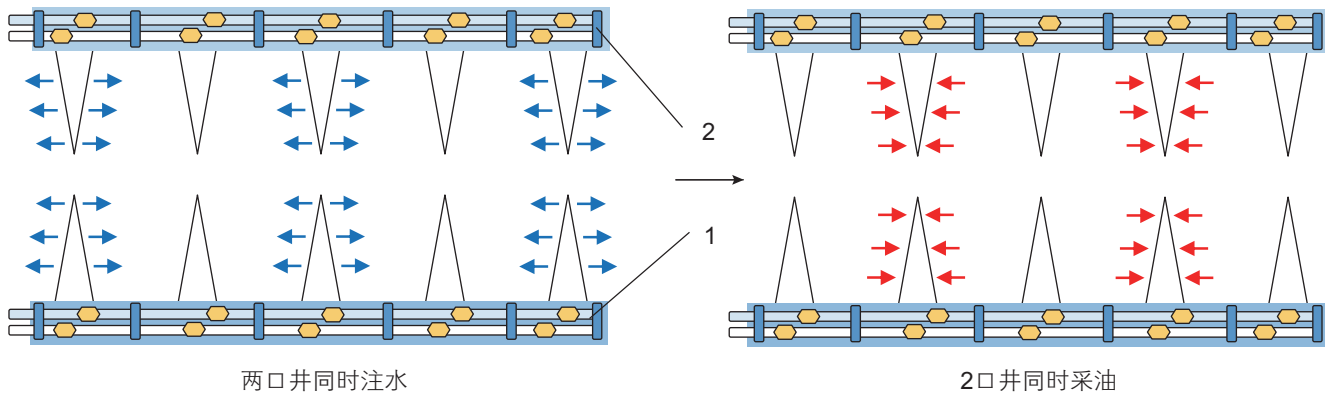


图4 “同注同采”示意图

Fig. 4 Illustration of an opposite injection alternating production scheme in two horizontal wells

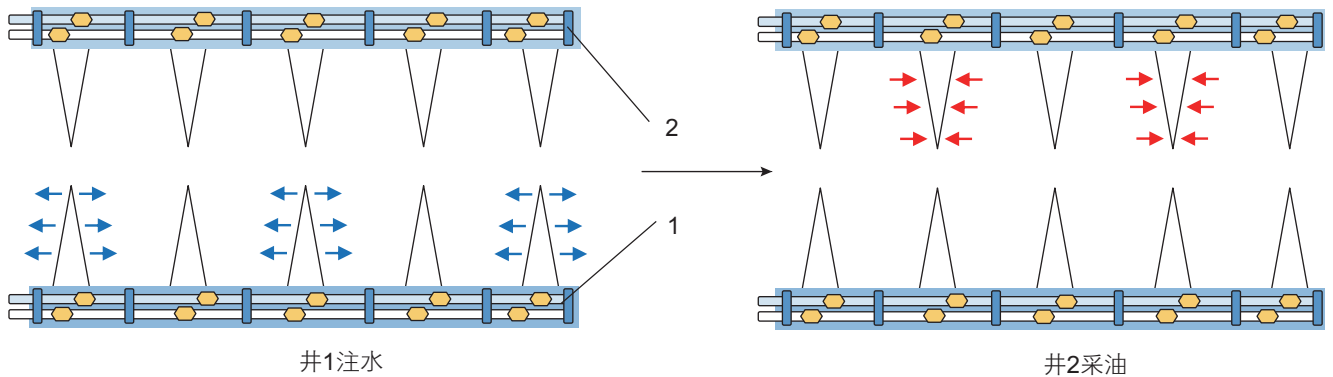


图5 “一注一采”示意图

Fig. 5 Illustration of injection in a well while production in another well

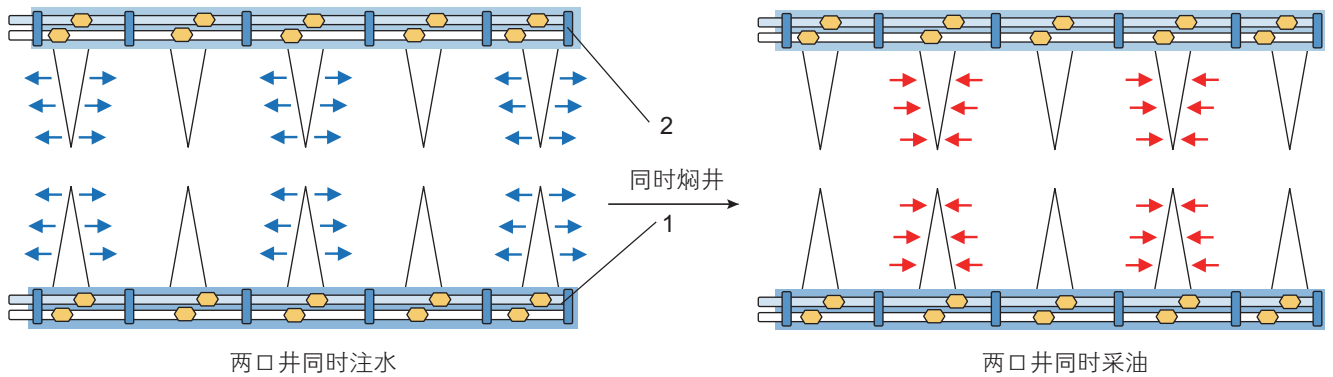


图6 方案一(对称式布缝+注入缝相对+同注同采)注采流程示意图

Fig. 6 Flow diagram of injection alternating production in case 1

井进入注采分隔装置的导流管与套管和油管形成的环空内, 继而进入油管产出。

(3)方案三: 对称式布缝+注入缝相对+一注一采
对称式布缝+注入缝相对+一注一采的流程见图8。其工作原理是: 第1阶段, 2口井依靠天然能量开

采一段时间; 第2阶段, 井2停采, 井1停抽转注, 即开启井下配注阀, 向环形空间注水, 注入水流经注采分隔装置的导流管并进入井1的奇数级裂缝流入地层; 第3阶段, 井1停注, 焖井, 使得地层中的原油与注入水渗吸置换; 第4阶段, 开启井2的井下采油

阀，以及单向阀，置换出来的原油和注入水的混合物从井2的偶数级裂缝产出，并进入注采分隔装置的导流管与套管和油管形成的环空内，继而进入油管产出；第5阶段，井2停抽转注，开启配注阀，向环形空间注水，注入水流经注采分隔装置的导流管并进入井2的奇数级裂缝流入地层；第6阶段，井2停注，焖井，

使得地层中的原油与注入水渗吸置换；第7阶段，开启井1的井下采油阀，以及单向阀，置换出来的原油和注入水的混合物从井1的偶数级裂缝产出，并进入注采分隔装置的导流管与套管和油管形成的环空内，继而进入油管产出。

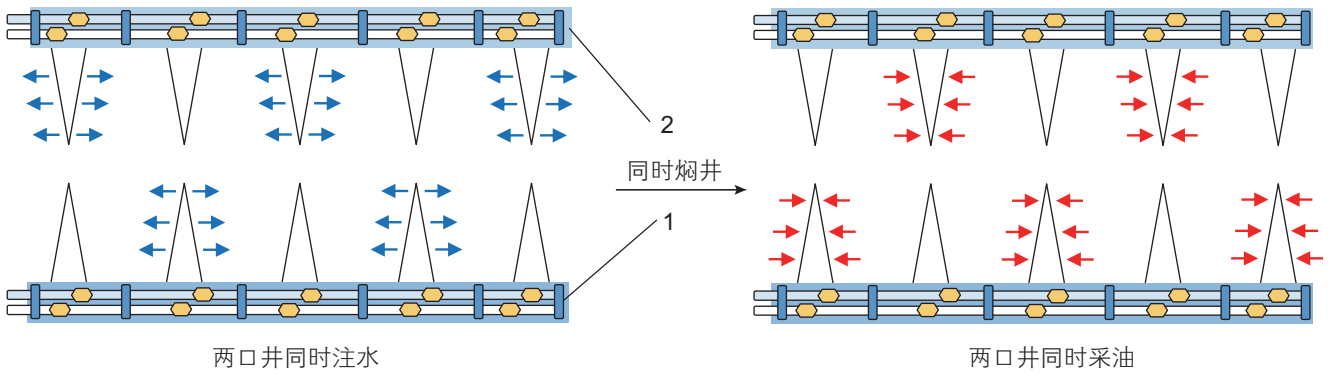


图7 方案二(对称式布缝+注入缝相错+同注同采)注采流程示意图

Fig. 7 Flow diagram of injection alternating production in case 2

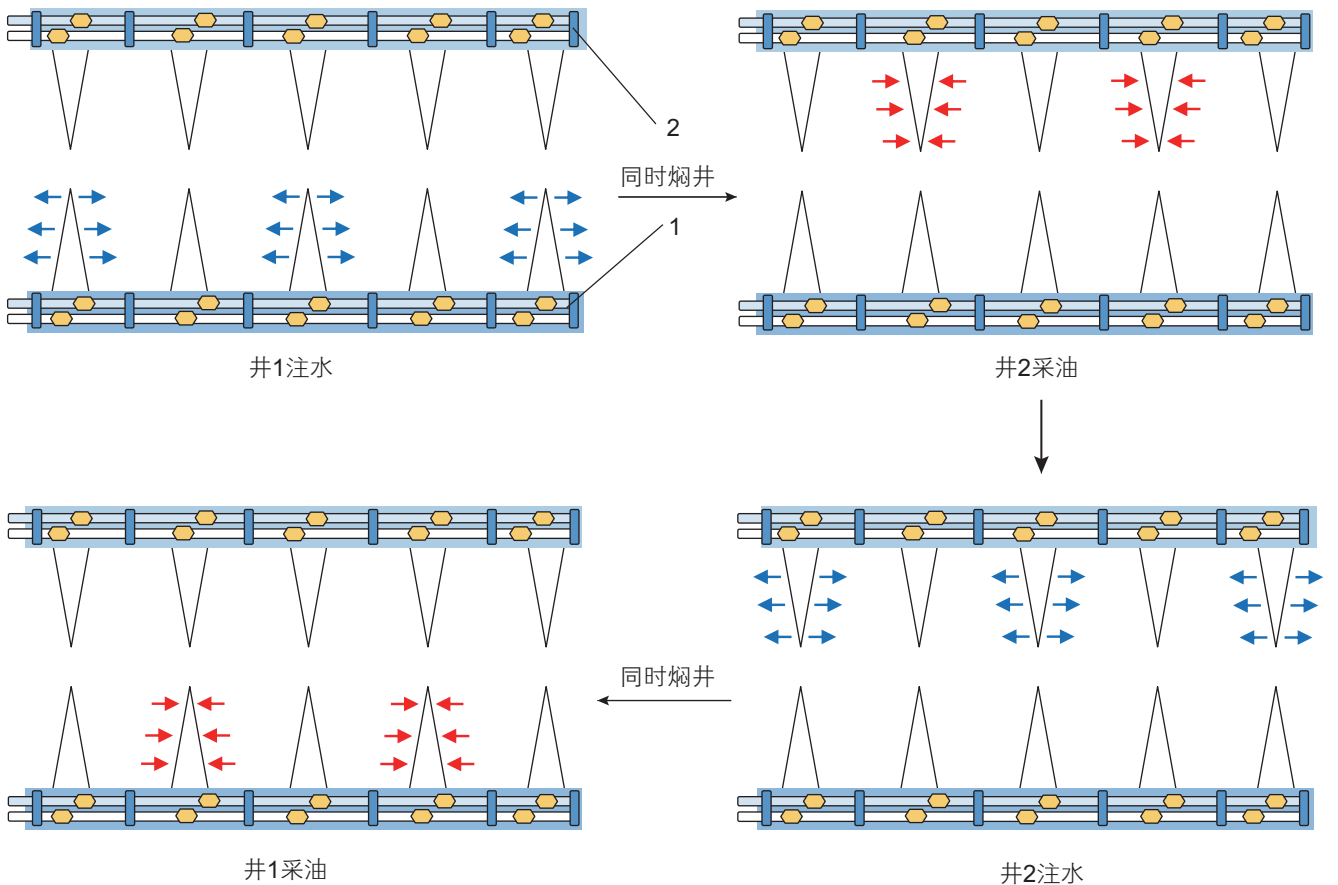


图8 方案三(对称式布缝+注入缝相对+一注一采)注采流程示意图

Fig. 8 Flow diagram of injection alternating production in case 3

2 油藏背景

某油田L致密油藏主要含油层系是CⅢ(代号),其中CⅢ3和CⅢ5最为发育,主要由侏罗纪晚期深湖相组成。储层平均渗透率为0.34 mD,孔隙度为11.8%,有效厚度薄,其储层岩性以含泥粉砂岩为主,水平段较长,区块内部断层发育较多,将整个井区分割成多个面积较小的断块。表1列举了L油藏的主要储层参数。

L油藏的开发始于2013年8月,共计划了12口井,P1井和P2井在压裂后采取关井措施,实际生产井只有10口。截止2015年9月,参考区块单井水平井初期产量维持在7.6~26.1 m³/d,平均16.8 m³/d。2015年平均单井油产量保持在12.2~20.3 m³/d,全区

表1 L油藏储层参数

Table 1 Reservoir parameters of L Oilfield

储层参数	数值
产层厚度/m	5.8
孔隙度/%	9~13
渗透率/mD	0.05~6
含油饱和度/%	50
油黏度(地层条件)/(mPa·s)	1.2
地层体积系数	1.2
原油压缩系数/(1/MPa)	12.5×10^{-4}
原始地层压力/MPa	18.4
气油比/(m ³ /m ³)	68

块油产量整体递减30%,个别油井产量递减达81%。此外,全区块井底流压保持在2~4 MPa,注入压力在38~40 MPa。P1井是L油藏的一口典型油井,图9展示了它的生产历史。从图中可以看出,P1井油产量在第一时间就下降了40%左右,含水率也从近10%升高到30%左右。

3 油藏数值模拟及敏感性因素分析

3.1 裂缝参数和注入方式

针对L致密油藏,采用数值模拟方法,优选异井异步注采缝间距、裂缝半长、注入方式等。以方案一的异井异步注采开发模式为例,建立油藏数值模型,通过设置虚拟井来模拟相互间隔的压裂段,2口水平井井间距为400 m,井长800 m。以裂缝半长、裂缝间距、注入量、注入速度和焖井时间5个参数为变量进行方案设计,以单井累积采油量为目标,优选注采方案。

保持裂缝半长、注入量、注入速度和焖井时间不变,模拟不同裂缝间距的异井异步注采开发指标,模拟结果如表2所示。

从图10看出,裂缝间距小于80 m时累积采油量随裂缝间距增大而增加,超过80 m时采油量反而下降。说明当裂缝间距过小时,易发生水淹,导致产油量降低,而裂缝间距过大时,水波及范围有限,累积产油量反而降低。因此优选间距80 m,实际施工时应考虑现场的施工条件。

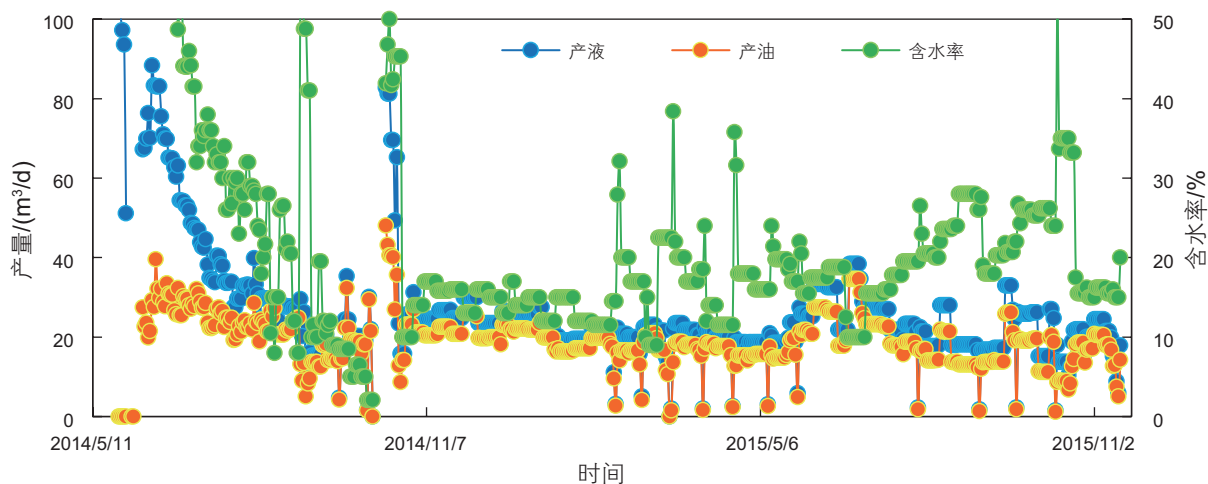


图9 P1井的生产动态

Fig. 9 Production performance of well P1

保持裂缝间距、注入量、注入速度和焖井时间不变,模拟不同裂缝半长的异井异步注采开发指标,模拟结果如表3所示。

从图11看出,裂缝半长从140 m增大到160 m时,增油效果明显,累计采油量显著提高,但裂缝长度超过160 m后,曲线趋于水平,表明继续增加裂缝半长对增加累计产量无益。因此在现场实施中,考虑造缝的经济效益,160 m左右的裂缝半长属于最优。

保持裂缝间距、裂缝半长、注入速度和焖井时间不变,模拟不同注入量下异井异步注采的开发效果,模拟结果如表4所示。

从图12看出,在裂缝间距、裂缝半长、注入速度和焖井时间相同的条件下,随注入量的增加,累积采油量增加,当注入量达到3500 m³时,累积采油量曲线变平缓,因此优选注入量为3500 m³。现场施工时,由于多级压裂缝与天然微细缝组成复杂的缝网系统,注入水易沿裂缝窜进,影响驱替效果,所以实际应用时采用温和注水方式。推荐初期采用较小的注水速度,充分发挥裂缝与基质的渗吸作用,此时注入量小于采出量;后期逐步增大注入速度,达到注采平衡,最终注入量达到数值模拟确定的最优注入量(如本例中的3500 m³)。

保持裂缝间距、裂缝半长、注入量和焖井时间不

变,模拟不同注入速度下异井异步注采的开发指标,模拟结果如表5所示。

从图13看出,在裂缝间距、裂缝半长、注入速度和焖井时间相同的条件下,随注入速度增大,累积采油量略有增加,但增加幅度不大。虽然如此,在不超地层破裂压力,以及现场施工条件允许的条件下,仍可以尽量增大注入速度。这样在注入量一定的条件下,可以节约注入时间,减少生产周期,提高经济效益。此方案适用于注采平衡阶段,前期仍然推荐温和注水方式,以防严重的水窜发生。

保持裂缝间距、裂缝半长、注入量和注入速度不变,模拟不同焖井时间时异井异步注采的开发指标,模拟结果如表6所示。

从图14看出,在注入量和注入速度相同的条件下,随焖井时间增长,累积采油量先增加后趋于平缓。焖井时间较短时,增加焖井时间可以增强渗吸作用,故累计采油量增加;但在相同的注入量和注入速度下,超过35 d的焖井时间对累计采油量贡献减弱,故优选焖井时间为35 d。

综上所述,“对称式布缝+注入缝相对+同注同采”模式的优选方案为,裂缝间距80 m,裂缝半长160 m,注入量3500 m³,注入速度300 m³/d,焖井时间35 d,累积采油量3970 t。同时,现场注入介质可

表2 不同裂缝间距方案模拟结果

Table 2 Simulation results of different fracture spacing in the six cases

方案	裂缝间距/m	裂缝半长/m	注入量/m ³	注入速度/(m ³ /d)	焖井时间/d	累积采油量/t
方案1	200	170	2000	200	25	3821
方案2	100	170	2000	200	25	3884
方案3	80	170	2000	200	25	3890
方案4	50	170	2000	200	25	3877
方案5	40	170	2000	200	25	3863
方案6	30	170	2000	200	25	3841

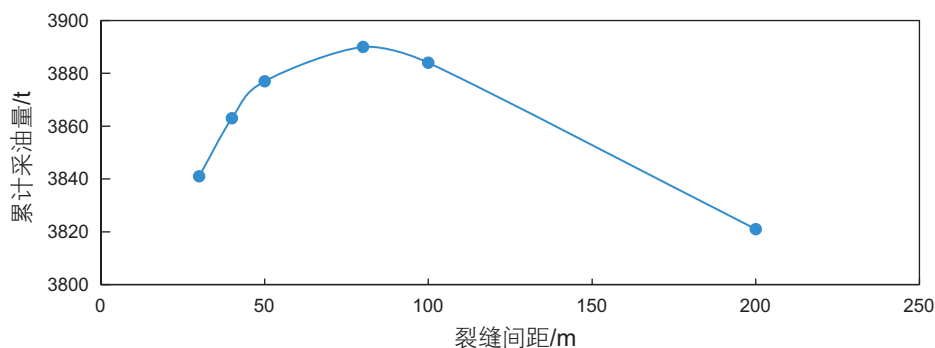


图10 累积采油量与裂缝间距关系曲线

Fig. 10 Relationship between cumulative oil production and fracture spacing

表 3 不同裂缝半长方案模拟结果

Table 3 Simulation results of different half-length of fracture in the six cases

方案	裂缝半长/m	裂缝间距/m	注入量/m ³	注入速度/(m ³ /d)	焖井时间/d	累积采油量/t
方案 1	100	80	2000	200	25	3851
方案 2	120	80	2000	200	25	3856
方案 3	140	80	2000	200	25	3862
方案 4	160	80	2000	200	25	3890
方案 5	180	80	2000	200	25	3896
方案 6	200	80	2000	200	25	3898

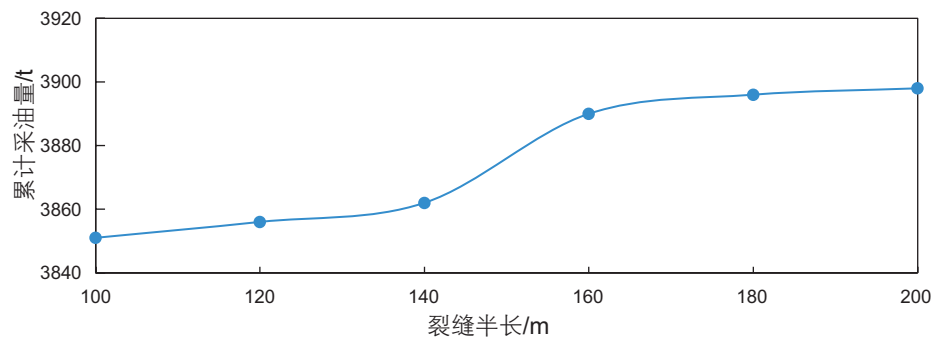


图 11 累积采油量与裂缝半长关系曲线

Fig. 11 Relationship between cumulative oil production and fracture half-length

表 4 不同注入量方案模拟结果

Table 4 Simulation results of different injection volume in the nine cases

方案	注入量/m ³	注入速度/(m ³ /d)	焖井时间/d	裂缝半长/m	裂缝间距/m	累积采油量/t
方案 1	1000	200	25	160	80	3622
方案 2	1500	200	25	160	80	3781
方案 3	2000	200	25	160	80	3890
方案 4	2500	200	25	160	80	3921
方案 5	3000	200	25	160	80	3950
方案 6	3500	200	25	160	80	3979
方案 7	4000	200	25	160	80	3988
方案 8	4500	200	25	160	80	3997
方案 9	5000	200	25	160	80	4002

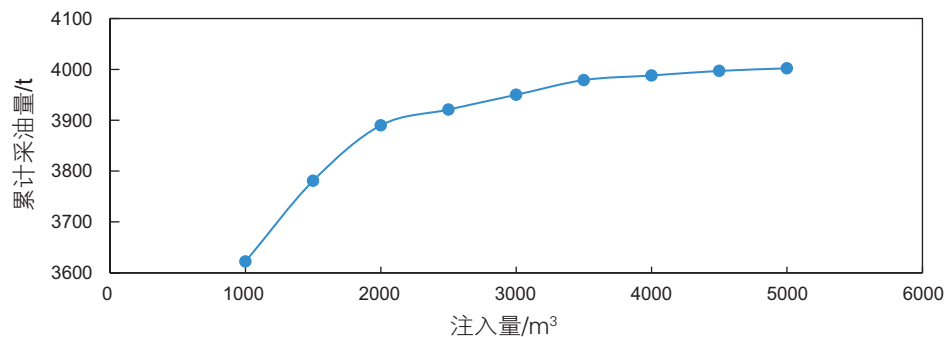


图 12 累积采油量和注入量关系曲线

Fig. 12 Relationship between cumulative oil production and cumulative injection

表 5 不同注入速度方案模拟结果

Table 5 Simulation results of different injection rate in the four cases

方案	注入速度/(m ³ /d)	注入量/m ³	焖井时间/d	裂缝半长/m	裂缝间距/m	累积采油量/t
方案 1	100	3000	25	160	80	3946
方案 2	200	3000	25	160	80	3950
方案 3	300	3000	25	160	80	3955
方案 4	400	3000	25	160	80	3959

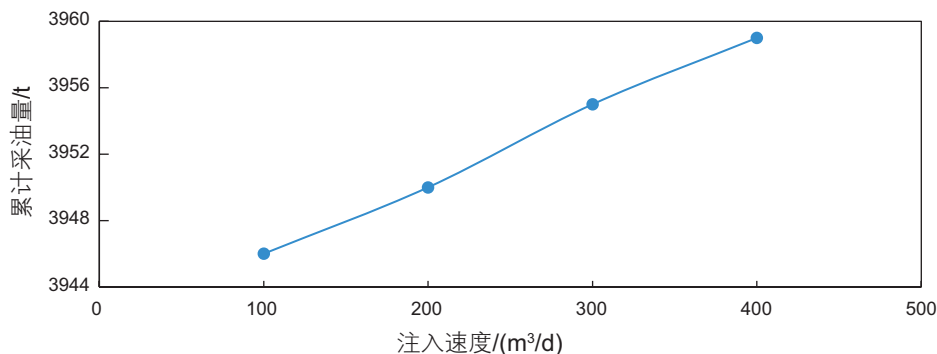


图 13 累积采油量和注入速度关系曲线

Fig. 13 Relationship between cumulative oil production and injection rates

表 6 不同焖井时间方案模拟结果

Table 6 Simulation results of different stewing time in the seven cases

方案	焖井时间/d	注入量/m ³	注入速度/(m ³ /d)	裂缝半长/m	裂缝间距/m	累积采油量/t
方案 1	25	3000	300	160	80	3950
方案 2	30	3000	300	160	80	3958
方案 3	35	3000	300	160	80	3970
方案 4	40	3000	300	160	80	3966
方案 5	45	3000	300	160	80	3962
方案 6	50	3000	300	160	80	3959
方案 7	55	3000	300	160	80	3957

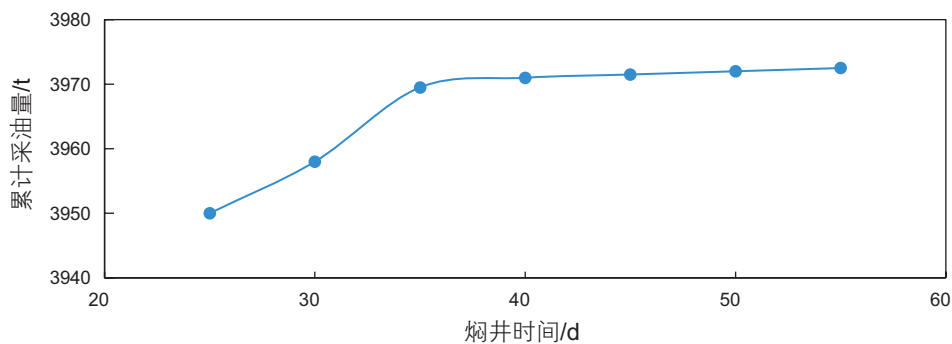


图 14 累积采油量和焖井时间关系曲线

Fig. 14 Relationship between cumulative oil production and stewing time

以采用活性水,在保护储层的同时可以缩短焖井时间。

3.2 开发方式对比

采用CMG软件的GEM模块,建立油藏数值模型,对衰竭开采、注水吞吐、缝间水驱、异井异步注采4种开发方式进行数值模拟。因为异井异步注采和注水吞吐都涉及到焖井,4种开发方式不易形成对比,在数值模拟时,适当延长了生产时间,以对比分析不同开发方式见效时间长短。实际生产过程需考虑注采平衡,注入和采出时间不宜相差太大。

模拟的单井日产油量和单井累积产油量如图15和图16所示。衰竭开采以15 t/d的采液速度定产生产,前期稳产一段时间,随后日产油量迅速下降,一年内的单井累积采油量2520.8 t。

注水吞吐的日产油量变化分为3个阶段。所有裂缝同时注水45天,累积注入量3000 m³,此阶段不采油;45天后,停止注水,以15 t/d的采液速度定产生产,由于前期含水高,此阶段日产油量呈上升趋势;随后,日产油量迅速下降,一年内单井累积采油量2916.7 t。

缝间水驱的2口井前期奇数级裂缝注水,累积注水量同为3000 m³,同时偶数级裂缝采油,以15 t/d的采液速度定产生产,前期稳产一段时间,随后日产油量开始下降,一年内的单井累积采油量4088.6 t。

采用对称式布缝+注入缝相对+同注同采模式,优选注采参数,前期注水10天,累积注入量3000 m³,焖井时间35 d,此阶段不采油;45天后,停止注水,以15 t/d的采液速度定产生产,前期稳产一段时间,随后日产油量开始下降,一年内的单井累积采油量3969.9 t。

对比图15中4条曲线发现,缝间水驱和方案一的日产油量均比注水吞吐时更高,稳产期更长,递减率更低。缝间水驱初期采出油量较高,且未充分发挥裂缝与基质的渗吸作用,日产油量发生递减的时间早于方案一。由图16可知,一个生产周期内,注水吞吐累积提高采油量395.9 t,方案一累积提高采油量1449.2 t,缝间水驱累积提高采油量1567.8 t,缝间水驱累积采油量略高于方案一。

10年采出程度的数值模拟结果如图17所示。衰竭开采采出程度为8.01%;经过3轮次注水吞吐,采

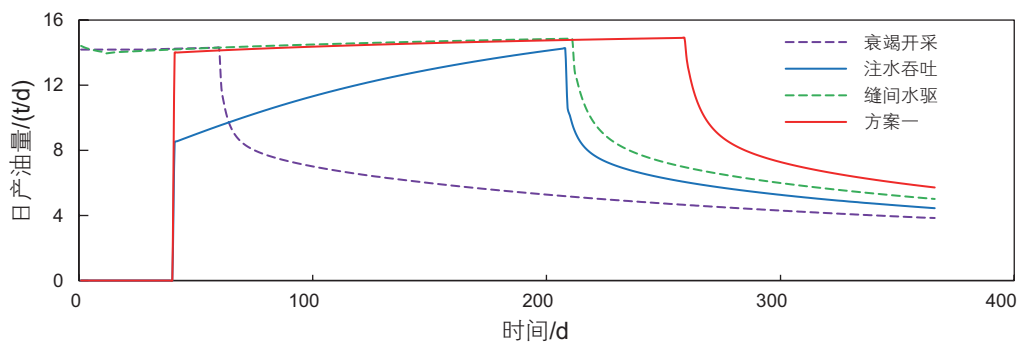


图15 4种开发方式日产油量对比图

Fig. 15 Comparison of oil production rates in four development modes

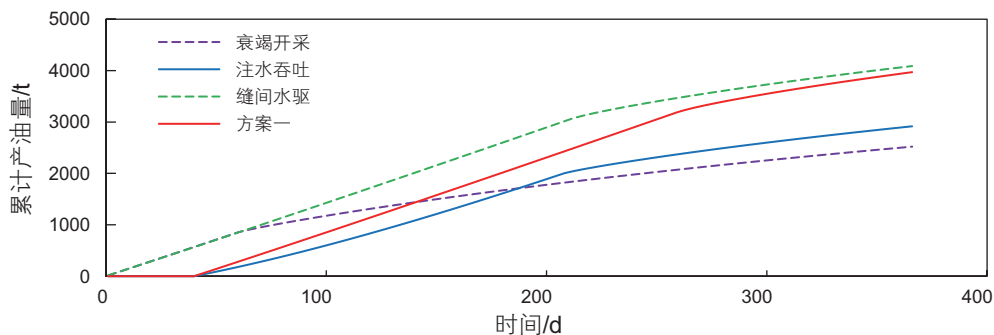


图16 4种开发方式累积采油量对比图

Fig. 16 Comparison of cumulative oil recovery in four development modes

出程度为 10.52%，采出程度增加 2.51%；相同注水量情况下，缝间驱油采出程度为 13.38%；方案一采出程度为 14.05%，高于缝间驱油 0.67%，高于衰竭式开采 6.01%。结合图 15、图 16，方案一模式下的异井异步注采较缝间驱替稳产期更长，后期产量更高。但由于方案一在每个生产周期初期要关井一段时间，期间无产量，而同一时期内缝间驱替开井生产，使得短期内累积产油量方案一低于缝间驱油。从图 17 可见，长期来看，异井异步注采的开发效果更好。

以双压裂水平井为例，进行了 4 种开发方式的方案设计及数值模拟计算，认为相对于准天然能量衰竭式开采、注水吞吐和缝间注采，异井异步注采的开采效果更好。注水吞吐只能在短期内小幅度提高累积产油量，不能显著提高采收率；缝间注采早期产量高，但异井异步注采的稳产期更长、递减率更低、采收率更高，比缝间驱油高 0.67%，比衰竭式开采高 6.01%。

上述数值模拟研究验证了异井异步注采的可行性，在实际生产中，需根据实际储层条件灵活调整。注水阶段建议采用温和注水方式，前期注入速度小，后期注入速度逐渐增大，但注入压力不能超过地层破裂压

力；考虑储层的非均质性，焖井时间和开采时间也需灵活调整，考虑到注采平衡，也可采取注水时间和开采时间差距不大的方案，比如注入 20 天、焖井 15 天、开采 30 天为一个周期；其次，从衰竭开采转异井异步注采开发时，注水可分为 2 个阶段：注水第 1 阶段主要作用是填补衰竭生产导致的体积亏空，第 2 阶段目的是使地层增压，形成驱替。

3.3 裂缝导流能力

储层非均质性是影响致密油藏开发的重要因素。对于基质渗透率极低的致密油藏，裂缝导流能力对异井异步注采的开发效果有着重要影响。裂缝导流能力低，不能形成有效的高渗通道，采收率低。太过发育的裂缝，则容易引起水窜，也会降低预期采收率。本文模拟了异井异步注采在不同裂缝导流能力下 10 年的累计采出程度。储层渗透率仍为 0.34 mD，裂缝导流能力分别为 12 mD·m、24 mD·m、36 mD·m、48 mD·m、60 mD·m、72 mD·m、84 mD·m。

如图 18 和图 19 所示，裂缝导流能力在 48 mD·m 以上时，累计采出程度随导流能力的增加而放缓，呈

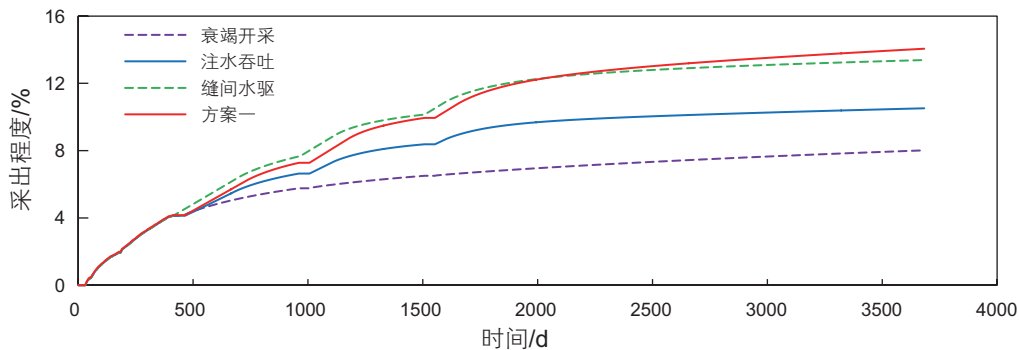


图 17 4 种开发方式 10 年采出程度对比

Fig. 17 Comparison of recovery rates in ten years for four development modes

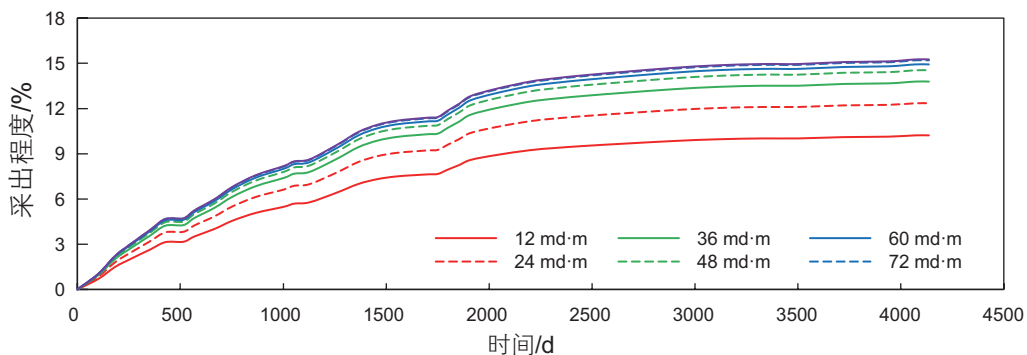


图 18 不同裂缝导流能力下异井异步注采采出程度对比

Fig. 18 Oil recovery of proposed methods under different fracture conductivities

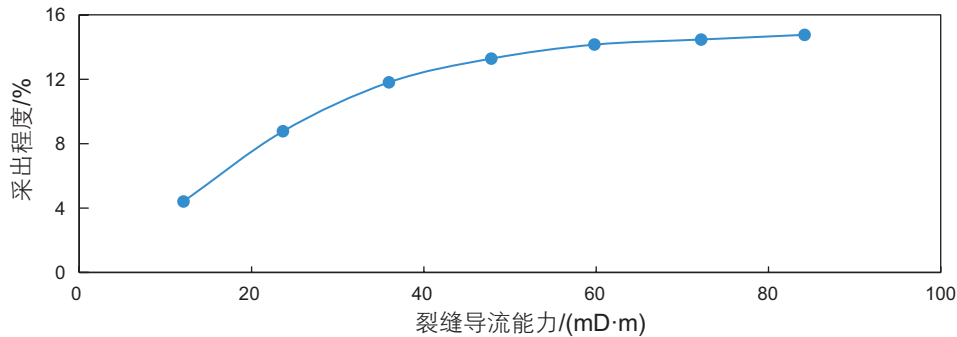


图 19 10 年采出程度与裂缝导流能力关系

Fig. 19 Relationship between oil recovery and fracture conductivity after ten years

现明显的上限效应。当裂缝导流能力低于 48 mD·m 时，10 年的累计采收率随导流能力的降低而下降。因此，在水力压裂的过程中，既需要形成较长的主裂缝，增加水平井的控制范围，也需要保证支撑剂在主裂缝中的聚集，形成高渗通道，保证异井异步注采的效果。

实际生产中，水力裂缝经常与天然裂缝沟通，可能导致注入缝与采出缝之间存在高渗透通道，增加储层的非均质性。针对此种情况，可人为地调节井下注采控制装置，调节每级裂缝的注入量和采出量，增加异井异步注采对非均质性储层的适应性；如遇注入缝与采出缝直接沟通的极端情况，甚至可关闭此区域的注采装置，防止水窜发生。当然，异步注采也有其适用范围，它要求实施井组周围不存在明显的断层，水平井完井状况良好，水泥环能有效封堵套管与储层间的空隙等。因此，异井异步注采需综合考虑地层非均质性因素、水平井完井条件和总的经济效益。

4 结论

(1) 提出了致密油藏多级压裂井异井异步注采开发

方式，水平井间布缝为“对称式”，分注入缝相对和注入缝相错 2 种情况。井下油管设计有配注阀和配产阀，实现缝间注采切换。

(2) 针对某 L 致密油藏，“对称式布缝+注入缝相对+同注同采”模式的优选方案为裂缝间距 80 m，裂缝半长 160 m，注入量 3500 m³，注入速度 300 m³/d，焖井时间 35 d，累积增油量 1449 t。现场注入介质可以采用活性水，在保护储层的同时可以缩短焖井时间。

(3) 裂缝导流能力对采出程度影响显著，某 L 致密油藏，当裂缝导流能力低于 48 mD·m 时，10 年累计采出程度随导流能力的降低而下降；导流能力高于 48 mD·m 时，曲线趋于水平，累计采出程度几乎不再变化。在水力压裂时，扩大裂缝控制范围会降低主裂缝的导流能力，具体实施时需平衡好二者的关系，实现最终采出程度最大化。

(4) “对称式布缝+注入缝相对+同注同采”模式与衰竭式开采、注水吞吐及缝间水驱的开发指标对比表明，注水吞吐只能短期内小幅度提高累积采油量，不能显著提高采收率；缝间水驱早期产量高，见效快；异井异步注采的稳产期更长，采出程度更高，比衰竭式开采高 6.01%，具有很好的应用前景。

参考文献

- [1] LIAO X W, ZHANG K S, FANG F L, et al. Study and experiment on volumetric fracturing in low pressure tight formation of ordos basin[J]. Journal of Oil and Gas technology, 2013, 35(3): 142-144.
- [2] WANG X, ZHAO Z, LI X P, et al. Mixing water fracturing technology for tight oil reservoir in ordos basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34 (5): 80-83.
- [3] WANG W, ZHAO G, SU Y L, et al. Application of network fracturing technology to tight oil reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34 (3): 345-348.
- [4] MAYERHOFER M J, LOLON E, WARPINSKI N R, et al. What is stimulated reservoir volume?[J]. SPE Production & Operations, 2010, 25 (01): 89-98.

- [5] KANFAR M S, GHADERI S M, CLARKSON C R, et al. A modeling study of EOR potential for CO₂ huff-n-puff in tight oil reservoirs-example from the Bakken formation[J]. SPE Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 15–16 February, 2017.
- [6] SHOAIB S, HOFFMAN B T. CO₂ flooding the Elm Coulee Field. Society of Petroleum Engineers[J]. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, 14–16 April, 2009.
- [7] SURGUCHEV L, MANRIQUE E, ALVARADO V. Improved oil recovery: status and opportunities[J]. 18th World Petroleum Congress, Johannesburg, South Africa, 25–29 September, 2005.
- [8] ZHANG K, SEBAKHY K, WU K, et al. Trends for tight oil exploitation[J]. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 14–16 September, 2015.
- [9] BAIHLY J D, MALPANI R, ALTMAN R, et al. Shale gas production decline trend comparison over time and basins[J]. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 20–22 July, 2010.
- [10] 任大忠, 孙卫, 黄海, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬油田长 6 致密砂岩储层成因机理 [J]. 地球科学. 2016, (10): 1735–1744.[REN D Z, SUN W, HUANG H, et al. Formation mechanism of Chang 6 Tight Sandstone Reservoir in Jiyuan Oil field, Ordos Basin[J]. Journal of Earth Science, 2016, (10): 1735–1744.]
- [11] HAN L, GU Y. Miscible CO₂ water-alternating-gas (CO₂-WAG) injection in a tight oil formation[J]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 28–30 September, 2015.
- [12] CHEN B, REYNOLDS A C. Ensemble-based optimization of the WAG injection process. Society of Petroleum Engineers[J]. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, 23–25 February, 2015.
- [13] CHEN Y, OLIVER D S, ZHANG D. Efficient ensemble-based closed-loop production optimization[J]. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 20–23 April, 2009.
- [14] 李忠兴, 屈雪峰, 刘万涛, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 段致密油合理开发方式探讨[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 217–221. [LI Z X, QU X F, LIU W T, et al. Development modes of Triassic Yanchang formation Chang 7 member tight oil in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 217–221.]
- [15] 樊建明, 杨子清, 李卫兵, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 致密油水平井体积压裂开发效果评价及认识[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(4): 103–110.[FAN J M, YANG Z Q, LI W B, et al. Assessment of fracturing treatment of horizontal wells using SRV technique for Chang-7 tight oil reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2015, 39(4): 103–110.]
- [16] GHADERI S M, CLARKSON C R, KAVIANI D. Evaluation of recovery performance of miscible displacement and WAG processes in tight oil formations[J]. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 20–22 March, 2012.
- [17] ZHOU W, GUPTA S, BANERJEE R, et al. Production forecasting and analysis for unconventional resources[J]. International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26–28 March, 2013.
- [18] SONG C, YANG D T. Optimization of CO₂ flooding schemes for unlocking resources from tight oil formations[J]. SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 30 October–1 November, 2012.
- [19] 程时清, 朱常玉, 于海洋, 等. 多级压裂水平井缝间间隔同时注水采油方法[P]. 北京: CN105822276A, 2016–08–03.[CHENG S Q, ZHU C Y, YU H Y, et al. Simultaneous water injection and production in multistage fractured horizontal well[P]. Beijing: CN105822276A, 2016–08–03.]

The feasibility of asynchronous injection alternating production for multi-stage fractured horizontal wells in a tight oil reservoir

YU Haiyang, YANG Zhonglin, MA Tian, LEI Zhengdong, CHENG Shiqing, CHEN Hao

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China
2 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

Abstract In order to solve the problem of water injection and low recovery rate of traditional EOR methods in tight oil reservoirs, we first investigated asynchronous injection alternating production (AIAP) for a multistage fractured horizontal well. AIAP is a new method in which zigzag hydraulic fractures are arranged between two parallel horizontal wells or in a pattern of

the foregoing units. With help of volume fracturing of a multi-stage horizontal well, this method can not only evenly maintain the tight oil reservoir pressure, but also can develop crude oil through dialysis replacement. In this paper, the sensitivity of the L tight oil reservoir in the Changqing Oilfield is analyzed by numerical simulation. The optimal parameters are as follows: the spacing of fracture is 80 m, the length of the fracture is 160 m, the injection volume is 3000 m³, the injection rate is 300 m/d, the stewing time is 35 d and the cumulative increase in oil production is 1449 t. The results show that the traditional water injection alternating production can only increase the cumulative oil recovery in the short term and its recovery rate is not significantly improved; direct water flooding between fractures achieves a high yield quickly but it does not last long; AIAP has a longer production period and achieves a 6.0 % higher recovery rate than that of natural depletion. The development method of the AIAP can overcome the problem of water injection and of low sweep efficiency in tight oil reservoirs, which currently inhibits the feasible exploitation of tight oil.

Keywords asynchronous injection alternating production; tight oil reservoir; multistage fractured well; imbibition; development mode

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.004

(编辑 马桂霞)