

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. В. Тощевиков

Научный руководитель – профессор В. А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет

Проводится обоснование перевода под нагнетание воды одной из действующих добывающих скважин с целью улучшения состояния разработки нефтяной залежи.

Разработка залежи нефти в отложениях фаменского яруса Озерного месторождения (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь») ведется с 1992 г. За десять лет пластовое давление снизилось с начального (18,2 МПа) до 12,8 МПа. В 2003 г. в эксплуатацию введены нагнетательные скважины, количество которых к концу 2005 г. достигло 9 при 50 действующих добывающих скважинах. Эффективность существующей системы поддержания пластового давления недостаточна, текущая компенсация отбора жидкости из залежи закачкой воды составляет 65 %, накопленная – 13,9 %. Пластовое давление продолжает снижаться и на 01.09.2006 г. составило в зоне отбора 10,3 МПа, что несколько ниже давления насыщения нефти газом ($P_{\text{нас}}=10,9$ МПа). Забойные давления снижены до 7,0 МПа, то есть до 64 % к уровню $P_{\text{нас}}$. При высокой газонасыщенности пластовой нефти дальнейшее снижение пластового и забойных давлений может привести к существенному проявлению в пласте режима газированной жидкости и к дальнейшему ухудшению состояния разработки залежи.

В этих условиях следует рассмотреть вопрос о выборе скважин, нагнетание воды в которые позволит наиболее эф-

фективно воздействовать на процесс разработки залежи. Выполненный предварительный анализ приводит к выводу, что к таким скважинам относится скв. 446. Аргументы в пользу перевода ее под нагнетание следующие:

1) по своему назначению скв. 446 нагнетательная, но находится в настоящее время в числе действующих добывающих скважин;

2) проектная система заводнения – кольцевая, комбинированная с очаговой; по своему расположению скв. 446 хорошо вписывается в проектную систему в качестве нагнетательной скважины;

3) закачка воды в скв. 446 может положительным образом отразиться на работе 13 скважин (1-я группа), то есть четвертой части фонда действующих добывающих скважин;

4) пластовое давление в зоне отбора выделенных скважин 1-й группы составляет 9,2 МПа (таблица), что на 11 % ниже среднего пластового давления по залежи в целом;

5) среднее значение коэффициентов продуктивности по выделенной группе скважин (19,4 м³/сут.:МПа) на 10 % больше, чем в целом по залежи (17,6 м³/сут.:МПа), поэтому технологический эффект при увеличении пластового давления в зоне отбора отмеченных добывающих скважин 1-й группы будет наиболее высоким;

Показатели работы добывающих скважин

№	Показатели	Залежь в целом	Группа 1, 13 скважин	Группа 2, 37 скважин
1	Средний дебит, по нефти, т/сут.	19,1	31,1	14,9
	по жидкости, т/сут.	24,5	37,7	19,0
2	Средняя обводненность, %	4,6	2,0	5,5
3	Пластовое давление среднее, МПа	10,3	9,2	10,4
4	Коэффициент продуктивности, нефть, т/сут.:МПа	12,9	16,0	11,8
	жидкость, м ³ /сут.:МПа	16,7	19,4	15,7

б) обводненность продукции по выделенной группе скважин ниже, чем по залежи в целом.

Высокая приемистость скв. 446, имеющая эффективную нефтенасыщенную толщину 20,8 м, будет обеспечена за счет проведения кислотной обработки пласта в карбонатном коллекторе по технологии, предложенной в Инструкции*. При этом усилится влияние закачки воды в действующие нагнетательные скважины на работу 2-й группы добывающих скважин, составляющих 75 % добывающего фонда. За счет этого уменьшится или прекратится снижение в зоне отбора этих скважин пластового и забойных давлений, что обеспечит дополнительный технологический эффект от перевода под нагнетание скв. 446.

Получено 05.12.06.

* Инструкция по технологии кислотных обработок призабойной зоны пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов. РД 39–0148369–240–88Р. Пермь, 1988