

– сравнение с результатами PLТ-метода показало, что трассерные исследования показывают схожие результаты при гораздо меньшей стоимости работ и большей информативности.

Литература

1. *Правила* цитирования источников. URL: http://www.slb.ru/userfiles/file/StageFRAC_ps_rus.pdf (дата обращения: 07.04.2016).
2. *Гайнитдинов А.Р.* Определение работающих интервалов и оценка состава притока в действующих горизонтальных скважинах // Материалы конференции молодых специалистов. 2004.
3. *Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И.* Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
4. *Самарский А.А., Гулин А.В.* Численные методы: учеб. пособие для вузов по специальности «Прикладная математика». М.: Наука. Физмалит, 1989. 429 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Р. Чикиров, Д.Г. Афонин (ООО «ТННЦ»)

При разработке объектов с повышенной вязкостью нефти эффективность заводнения снижается из-за неравномерности продвижения фронта нагнетаемой воды. В компании «Роснефть» только к деятельности ПАО «Оренбургнефть» к такой категории относится более 10 млн т остаточных извлекаемых запасов, для эффективной выработки которых недостаточно традиционных подходов.

Проведены расчёты оптимальных периодов закачки/простоя для объектов, получивших наибольшую оценку по результатам ранжирования. По результатам работы даны рекомендации по проведению ОПР циклического заводнения.

Одним из первых наших соотечественников, отметивших возможную перспективность метода, был М.Л. Сургучев. Ещё в середине XX в. он обратил внимание, что нестационарное заводнение положительно влияет на динамику обводненности благодаря пропитке высокопроницаемых пропластков.

Для повышенной вязкости нефти профиль вытеснения в немалой степени осложняется еще и неоднородностью по проницаемости отдельных слоев. Даже незначительная разница проницаемости в

пропластках отчетливо влияет на равномерность продвижения фронта вытеснения. На территории РФ в условиях повышенной вязкости нестационарное заводнение применялось на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», на объектах башкирского яруса среднего карбона с вязкостью нефти до 150 мПа·с.

В связи с тем, что опыт применения НЗ на таких пластах невелик, авторы проанализировали физику процесса, исключив погрешности, вносимые реальными объектами разработки. Для оценки метода циклической закачки в условиях пласта с повышенной вязкостью нефти была создана синтетическая модель, состоящая из пяти связанных пропластков с проницаемостями 50, 60, 70, 80 и 100 мД. Проницаемость по площади принята однородной (рис. 1).

Для оценки влияния реологических свойств нефти рассматривались два случая: с вязкостью нефти 1 мПа·с ($M=1$) и 30 мПа·с ($M=30$). В обеих моделях приемистость была задана, исходя из целевой компенсации 100 %, расстояние между скважинами 250 м. Расчёты подтвердили представления о неравномерности фронта вытеснения в связи с повышенной вязкостью нефти (рис. 2). Так, при коэффициенте мобильности $M=1$ через 10 мес обводненность составила не более 2 %, а в модели при $M=30$ через те же 10 мес обводненность превысила 44 %

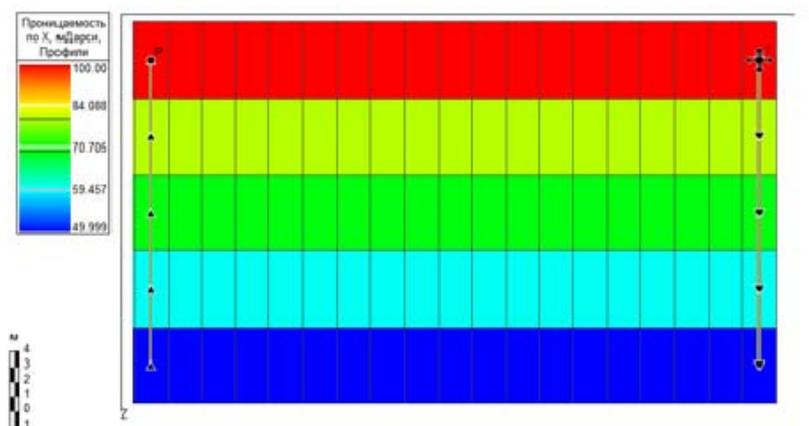


Рис. 1. Распределение проницаемости по пропласткам на модели

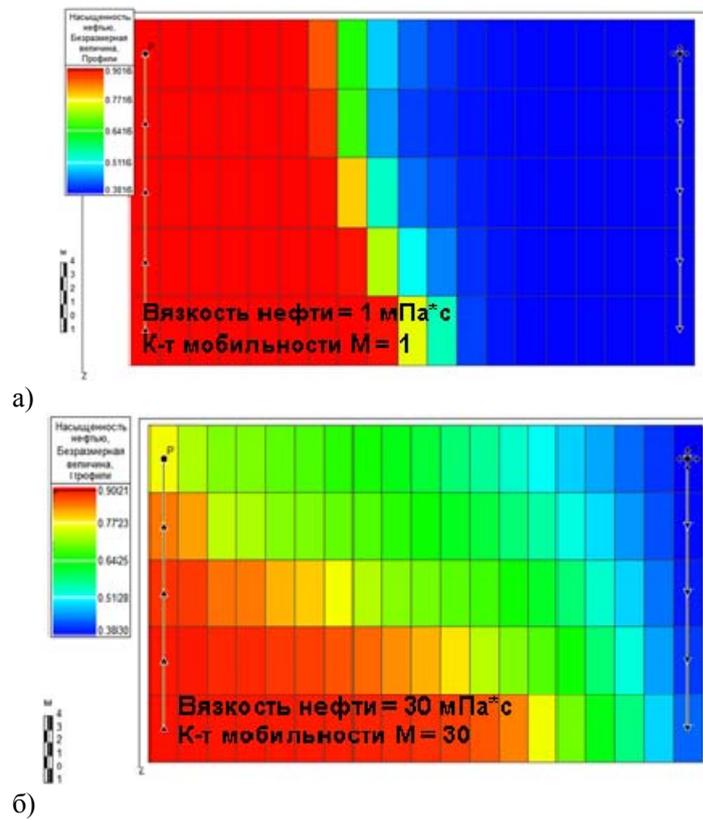


Рис. 2. Распределение насыщенности через 10 мес заводнения:
a – 1 мПа·с, $M=1$; *б* – 30 мПа·с, $M=30$

Стационарное заводнение привело к преждевременному языковому обводнению в связи с высоким коэффициентом мобильности. При этом при расчетах до предельной обводненности 98 % КИН в модели с $M=1$ составил 0,546, а в модели с $M=30$ – только 0,443.

Далее на рассматриваемых моделях следовала серия расчетов определения оптимального цикла закачки и простоя (остановки) нагнетательной скважины в диапазоне от 0,5 до 45 сут.

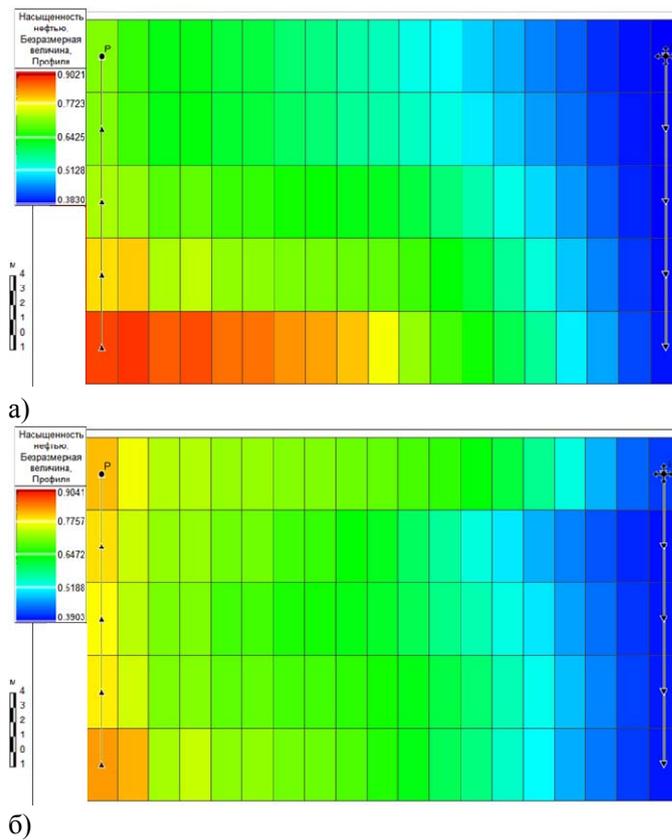


Рис. 3. Процесс перераспределения нефти в пласте:
а – нагнетательная скважина работает; *б* – нагнетательная скважина
остановлена

По итогам расчетов выбраны наиболее эффективные периоды закачки/остановки – 14 /14 сут. На рис. 3 приведены результаты расчетов на модели с $M=30$ на стадии зрелой выработки (обводненность около 80 %) и результаты через 14 сут после остановки нагнетания. Расчеты показали выравнивание фронта вытеснения нагнетаемой водой, что связано с интенсификацией перетоков между низко- и высокопроницаемыми зонами пласта. Данное явление происходит за счёт перераспределения пластового давления, а также влияния капиллярных и гравитационных сил.

На основе синтетических моделей выполнено ранжирование месторождений по потенциальной эффективности применения нестационарного заводнения. Для практического применения вышеописанного метода выбран терригенный пласт Б₂ бобриковского горизонта одного из месторождений ПАО «Оренбургнефть» с характерной неоднородностью проницаемости по разрезу и вязкостью 25,5 мПа·с.

Расчёт проведен по трём участкам, которые были определены на основе анализа остаточных извлекаемых запасов, преждевременного обводнения добывающих скважин, неравномерности профилей притока и приемистости. Выбранные участки характеризуются неравномерной выработкой по разрезу, образованием застойных зон невырабатываемой нефти.

Наиболее эффективные уровни закачки и периоды циклики выбраны для каждого участка по результатам расчетов на ГДМ (табл. 1).

Таблица 1. Режимы нагнетательных скважин по участкам

Участок / скважина	Базовый режим (приемистость), м ³ /сут	Режим 1 (приемистость), м ³ /сут	Режим 2 (приемистость), м ³ /сут
1 (N1)	250	450	150
2 (N2)	320	320	50
3 (N3)	70	150	50

Сравнение проводилось по дополнительной добыче нефти относительно базового варианта, в котором приемистость принималась из расчёта среднегодовых показателей за 2016 г. Суммарный эффект по рассмотренным участкам составил 10,5 тыс. т нефти, или 8,7 % (табл. 2). Согласно анализу выработки запасов, прирост добычи нефти связан именно с вовлечением застойных зон в разработку, что свидетельствует об увеличении коэффициента нефтеотдачи. Также отмечается снижение добычи воды на 49,9 тыс. т, т.е. эксплуатационных затрат (см. табл. 2). Обводненность снизилась на 2,3 %.

Таблица 2. Сравнение накопленных показателей за прогнозный год

Участок	Вариант	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча воды, тыс. т	Накопленная закачка, тыс. м ³	Период увеличения /ограничения закачки, сут	Доп. добыча нефти абс/отн., тыс. т / %	Сокращение добычи воды абс/отн., тыс. т / %	Снижение обводненности, %
1	Базовый	212,4	8,2	204,2	91,3	-	-	-	-
	Цикл. воздействие	201,8	11,5	190,3	109,5	15/15	3,3 / 40,2	13,9 / 6,8	1,84
2	Базовый	372,0	23,4	348,6	116,9	-	-	-	-
	Цикл. воздействие	345,9	27,9	318,0	67,5	11/11	4,5 / 19,2	30,6 / 8,8	1,78
3	Базовый	31,7	10,8	20,9	25,6	-	-	-	-
	Цикл. воздействие	29,0	13,5	15,5	36,5	9/7	2,7 / 25,0	5,4 / 25,8	12,48
		Дополнительная добыча нефти за прогнозный год абс/отн., тыс. т / %					10,5 / 24,8	49,9 / 8,7	2,3