

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА ПК₁₋₃ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И. В. Коваленко¹, С. К. Сохошко², О. О. Лямкина¹

¹ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Приведены результаты оценки эффективности циклического заводнения пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения высоковязкой нефти. Расчеты проведены на различных секторных гидродинамических моделях с несколькими вариациями латеральной и вертикальной неоднородности коллектора. Результатом проведенной работы стало формирование программы исследовательских работ по циклическому заводнению на Восточно-Мессояхском месторождении.

Ключевые слова: циклическое заводнение; капиллярная пропитка; кинжальный прорыв воды; фильтрационный поток

ASSESSING THE EFFECTIVENESS OF CYCLIC WATERFLOODING IN PK₁₋₃ FORMATION OF THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE OIL FIELD

I. V. Kovalenko¹, S. K. Sokhoshko², O. O. Lyamkina¹

¹LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. We have estimated the effectiveness of cyclic waterflooding in PK₁₋₃ formation of the Vostochno-Messoyakhskoye oil field. This reservoir is saturated with high-viscosity oil. The obtained data are described in the article. The calculations have been performed on different simulations models with multiple variations of lateral and vertical heterogeneity of the reservoir. The result of our work is the program of cyclic waterflooding research for the Vostochno-Messoyakhskoye oil field.

Key words: cyclic waterflooding; capillary imbibition; premature water breakthrough; filtration flow

Введение

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на сегодняшний день является актуальной задачей для множества разрабатываемых месторождений. Одним из эффективных методов увеличения полноты использования энергии закачиваемых вод за счет создания нестационарного поля давления в пласте и, как результат, увеличения нефтеотдачи является циклическая закачка воды. Целью работы является оценка эффективности циклического заводнения на пласте ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения.

Проблематика

Восточно-Мессояхское месторождение находится в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова [1]. Наиболее изученным пластом является пласт ПК₁₋₃. По своим геологическим особенностям запасы данного пласта являются трудноизвлекаемыми в связи с высоковязкой нефтью и сильнорасчлененным разрезом нефтенасыщенной залежи, имеющей континентальный генезис отложений. Геолого-физическая характеристика пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения и основные свойства нефти представлены в таблице.

*Геолого-физическая характеристика пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского
месторождения и основные свойства нефти*

Параметр	Значение
Средняя а.о. залегания кровли (абсолютная отметка), м	789
Тип коллектора	Поровый, терригенный
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	14,9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	12,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,29
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,61
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	0,63
Проницаемость ГИС/ГДИС, 10^{-3} мкм ²	170/800
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,62
Расчлененность	23
Начальная пластовая температура, °С	15,9
Начальное пластовое давление, МПа	7,8
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	111
Газосодержание, м ³ /т	27
Объемный коэффициент, ед.	1,05
Давление насыщения, МПа	7,8
Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,945

Учитывая тот факт, что коллектор является крайне неоднородным, слабоконсолированным и склонным к образованию трещин и языковых прорывов воды, было предложено рассмотреть циклическое заводнение как один из инструментов повышения нефтеотдачи пласта.

Суть циклического заводнения заключается в циклическом изменении давлений на нагнетательных скважинах и объемов закачки или периодическом отключении скважин. В период снижения градиента давления происходит перераспределение жидкостей в пласте за счет гравитационных сил и капиллярной пропитки. В результате повышается нефтенасыщенность промытых высокопроницаемых пропластков. В период повышения градиента давления между добывающими и нагнетательными скважинами происходит вытеснение просочившейся нефти, что приводит к замедлению темпов роста обводнения скважин.

Оценка на гидродинамической модели

Для оценки эффективности циклического заводнения на пласте ПК₁₋₃ проведены расчеты на секторных моделях. Принимая во внимание, что размер неоднородностей в пласте может быть значительно ниже простейшей расчетной ячейки гидродинамической модели, была принята следующая логика расчетов.

В качестве базового варианта была рассмотрена модель со средними параметрами пласта (без неоднородностей), с 5 добывающими и 4 нагнетательными скважинами (чередование). Вторым вариантом была смоделирована локальным измельчением ячеек под каждой скважиной вертикальная неоднородность — включение высокопроницаемого канала/слоя от скважины до нижнего слоя ячеек сектора во всю длину скважины с толщиной 0,05 м и с проницаемостью, кратно превышающей среднепластовую проницаемость. В качестве третьего варианта была рассмотрена латеральная неоднородность — включение высокопроницаемого канала/слоя, связывающего латерально скважины по сектору с шириной 100 м, толщиной 0,4 м и с проницаемостью, кратно превышающей среднепластовую проницаемость. Латеральная неоднородность подразделилась на моделирование единичного высокопроводящего канала, нескольких высокопроводящих каналов и целый высокопроводящий слой (рис. 1). Данные параметры неоднородности были взяты на основе адаптации существующей истории разработки Восточно-Мессояхского месторождения.



Рис. 1. Варианты секторного моделирования циклической закачки с различной неоднородностью пласта

Результаты расчета подтвердили ожидания, что наличие неоднородности в пласте приводит к неравномерному фронту вытеснения и, как следствие, к снижению эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) и более агрессивной динамике обводнения. При латеральной неоднородности наблюдаются кинжальные прорывы воды от нагнетательных скважин. При вертикальной неоднородности происходит интенсивное обводнение от водонефтяного контакта (ВНК) путем образования конуса от подошвенной воды (рис. 2).

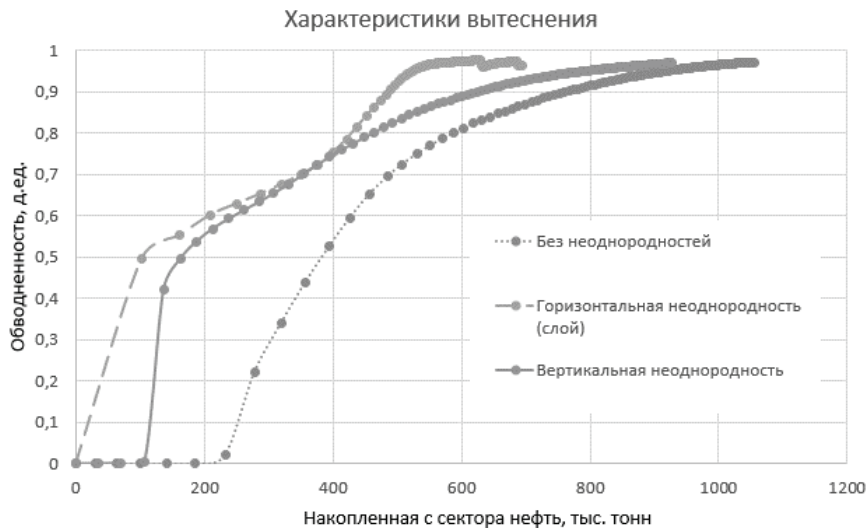


Рис. 2. Различия характеристик вытеснения при разных неоднородностях пласта

В каждом из вариантов была проведена оценка режимов закачки воды при циклическом заводнении. Были рассмотрены следующие варианты:

- 1) применение системы ППД (одновременная работа добывающих и нагнетательных скважин без остановки);
- 2) применение системы ППД с циклической остановкой каждый месяц нагнетательных скважин (добывающие скважины работают постоянно);
- 3) применение системы ППД с периодической работой добывающих и нагнетательных скважин (месяц работают добывающие скважины, месяц — нагнетательные).

В случае однородного коллектора нестационарные режимы работы скважин показали себя ожидаемо неэффективно. Потери в части поддержки пластового давления в период отсутствия закачки приводят к значительным потерям в добыче нефти при незначительном снижении обводненности, характеристики вытеснения в координатах обводненность/накопленная нефть для всех случаев имеют единый вид. В случае вертикальной неоднородности коллектора эффективность применения циклических режимов работы скважин также не наблюдается. Это связано с тем, что источником обводнения при вертикальной неоднородности является вода от ВНК и значение обводненности добывающих скважин является нечувствительным к изменению периодов работы нагнетательных скважин, а потери в части поддержки пластового давления в период отсутствия закачки, так же как при однородном коллекторе, приводят к значительным потерям в добыче нефти. При латеральной неоднородности коллектора (рассматривался вариант, где неоднородность моделировалась целым слоем) циклические режимы работы скважин характеризуются положительным эффектом, изменение периода работы скважин позволяет снизить обводненность при сохранении накопленной нефти (рис. 3).

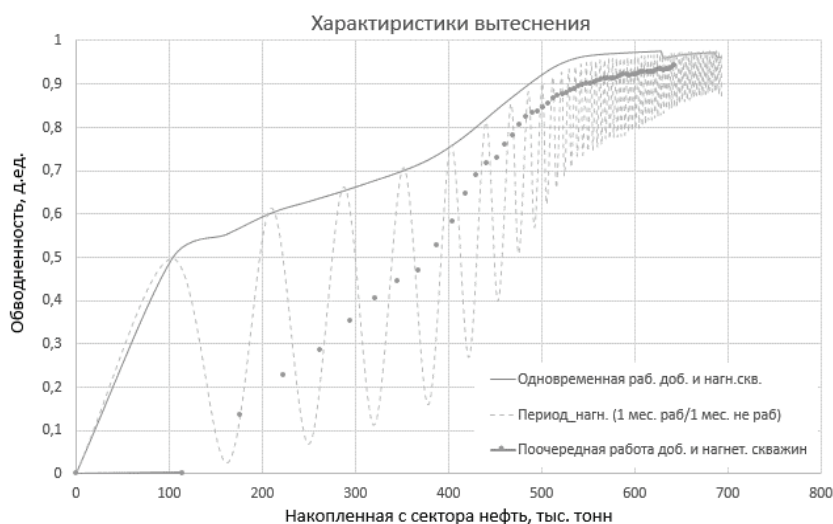


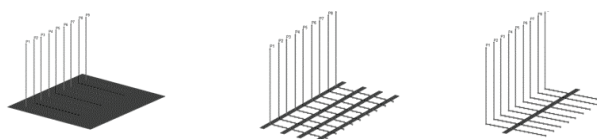
Рис. 3. Сравнение разных сценариев циклического заводнения для варианта с латеральной неоднородностью (весь слой)

Эффективность реализации нестационарного заводнения напрямую зависит от правильного определения оптимального времени циклов воздействия, поэтому следующим шагом была оценка чувствительности эффективности циклического заводнения к временным интервалам. Дополнительно была проведена оценка вариативности латеральной неоднородности: весь слой, 4 высокопроводящих канала и 1 высокопроводящий канал. Были рассмотрены следующие варианты:

1. Нагнетательные скважины 1 месяц работают и 12 месяцев стоят (1/12).
2. Нагнетательные скважины 1 месяц работают и 6 месяцев стоят (1/6).

3. Нагнетательные скважины 1 месяц работают и 3 месяца стоят (1/3).
4. Нагнетательные скважины 1 месяц работают и 1 месяц стоят (1/1).
5. Нагнетательные скважины 6 месяцев работают 1 месяц стоят (6/1).
6. Постоянное ППД.

При циклическом заводнении сектора с неоднородностью в целый слой происходит повышение накопленной нефти для варианта 6/1 при существенном снижении обводненности. Для варианта с латеральной неоднородностью, который моделируется четырьмя каналами, происходит незначительное повышение накопленной нефти для вариантов 1/1 и 6/1 при существенном снижении обводненности. В третьем случае, когда неоднородность распространяется как 1 высокопроводящий канал, при увеличении времени бездействия нагнетательной скважины наблюдается значительное снижение обводненности скважин при значительном сокращении накопленной добычи нефти. На рисунке 4 приведена сводная таблица полученных результатов.



	горизонтальная неоднородность(слой)			горизонтальная неоднородность(4 канала)			горизонтальная неоднородность(1 канал)		
	Нак. нефть, тыс. т	Нак. жидк., тыс. т	Относительный NPV, %	Нак. нефть, тыс. т	Нак. жидк., тыс. т	Относительный NPV, %	Нак. нефть, тыс. т	Нак. жидк., тыс. т	Относительный NPV, %
Период нагн. (1/12)	-37.3	-9278.9	-1%	-71.5	-7874.0	-1.7%	-319.3	-7874.0	-48%
Период нагн. (1/6)	-13.0	-6258.6	+3.0%	-55.7	-7270.1	+0.7%	-269.5	-7348.0	-40.8%
Период нагн. (1/3)	-13.3	-5395.2	+2.6%	-36.1	-6434.4	+3.7%	-197.3	-6512.0	-29.3%
Период нагн. (1/1)	-1.4	-3207.0	+2.5%	4.7	-4323.9	+9.3%	-82.9	-4358.0	-9.4%
Период нагн. (6/1)	18.0	-253.4	+2.4%	2.0	-1228.5	+2.3%	-23.3	-1253.5	-3.3%
Постоянное ППД	694.1	8088.6	100.0%	594.9	9028.9	100.0%	798.8	8968.0	100.0%

Рис. 4. Сравнение разных сценариев циклического заводнения для варианта с латеральной неоднородностью (весь слой)

Расчеты показали, что при увеличении степени неоднородности возрастает эффективность циклической закачки. Максимальная технико-экономическая эффективность достигается при режиме закачки через 1 месяц в варианте с 4 высокопроводящими каналами и при неоднородности в единый латеральный высокопроводящий слой. При снижении латеральной неоднородности (1 высокопроводящий канал) результат близок к варианту с отсутствием неоднородности, и эффективность циклической работы скважин не наблюдается. Максимальный прирост по накопленной добыче нефти получен в варианте закачки через 1 месяц (при моделировании 4 высокопроводящих каналов) и 6 месяцев работы через 1 месяц остановки (при моделировании высокопроводящего слоя).

Континентальные отложения, как правило, характеризуются высокой латеральной изменчивостью, в связи с чем был рассмотрен вариант с локальным распространением неоднородности в пласте. Результат моделирования показал, что локальное распространение по площади высокопроводящих пропластков повышает эффективность циклической закачки (рис. 5). Периодическая остановка не только нагнетательных, но и высокообводненных добывающих скважин значительно повышает накопленную добычу нефти за счет более эффективного перераспределения потоков и давления в пласте. Расчеты были проведены для остановки высокообводненных добывающих скважин по следующей схеме: 1 месяц работы и 3 месяца остановки.

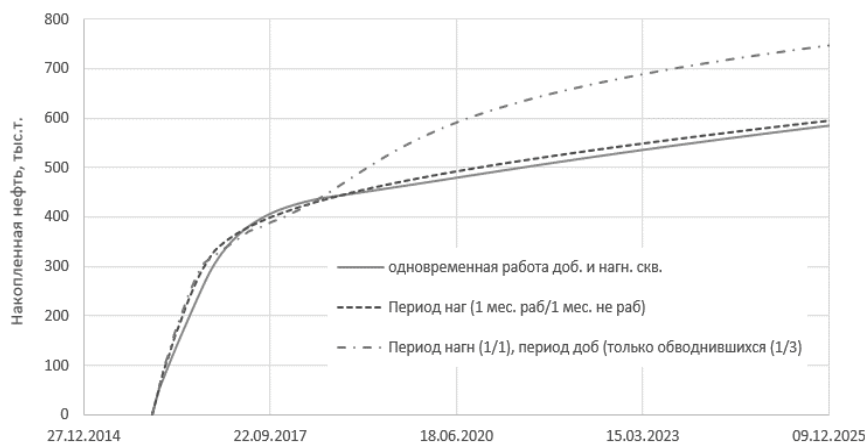


Рис. 5. Сравнение разных сценариев циклического заводнения для варианта с локальными латеральными неоднородностями

Вывод

Коллектора континентального генезиса, с высокой степенью неоднородности, склонные к трещинообразованию, формированию языковых прорывов воды, рекомендуется разрабатывать по циклической схеме поддержания пластового давления, причем в периодическую остановку требуется вовлекать также высокообводненный добывающий фонд для перераспределения потоков и вовлечения в фильтрацию застойных, низкопроницаемых зон пласта.

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР в 3 т. / ЗАО «Мессояханефтегаз»; ООО «Газпромнефть-Развитие»; ООО «Газпромнефть — НТЦ». — Тюмень, 2014. — 4 т.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Лямкина Ольга Олеговна, главный специалист, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Lyamkina.OO@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Lyamkina O. O., Chief Specialist, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Lyamkina.OO@gazpromneft-ntc.ru