

УДК 621

## ОПЫТ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ НА ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н. А. Демяненко<sup>1</sup>, Е. Н. Мальшаков<sup>2</sup>, Н. П. Захарова<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

<sup>2</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»  
в г. Тюмень, Российская Федерация

Первый опыт по водогазовому воздействию (ВГВ) на Восточно-Перевальном месторождении получен в период с 2005 по 2015 г. на двух участках в районе: нагнетательной скважины № 222 (пласт АС<sub>9</sub>, западная залежь); нагнетательной скважины № 480 (пласт Ач<sub>1-3</sub>) и изложен в ряде публикаций. Обобщение его показало: на обоих участках месторождения технология ВГВ применялась только на начальной стадии работ. В дальнейшем вместо ВГВ начала применяться технология газовой репрессии, что отрицательно повлияло на эффективность метода, привело к ухудшению условий разработки на участке нагнетательной скважины № 222, даже по сравнению с заводнением, из-за прорыва газа по высокопроницаемым зонам верхнего высокопроницаемого пропластка к добывающим скважинам и снижению эффективности разработки на участке нагнетательной скважины № 480.

Для исправления возникшей ситуации предложили:

– в нагнетательную скважину № 222 начать закачивать воду, а затем водогазовую смесь с содержанием в ней газа не менее 30 и не более 70 % в пластовых условиях;

– в скважину № 480 организовать чередующуюся закачку оторочек газа и воды с объемом агентов в оторочках в пластовых условиях не более 0,1 объема порового пространства в зоне дренирования между нагнетательной и добывающими скважинами;

– продолжение ОПР проводить под постоянным контролем эффективности работ и с оперативной корректировкой технологических режимов закачки оторочек воды и газа.

Было установлено, что геолого-геофизические условия участка залежи Ач<sub>1-3</sub> в районе скважины № 480 благоприятны для ВГВ. Эксперимент продолжили с расширением участка воздействия и на соседние прилегающие участки в районе нагнетательных скважин № 486, 492, 497Н и 66П. Всего на экспериментальном участке работает 5 нагнетательных и 27 добывающих скважин. Разработка залежи в границах участка ОПР ведется по 9-точечной системе разработки. Второй этап эксперимента по ВГВ начат в феврале 2015 г.

Анализ эффективности второго этапа ВГВ выполнен на 01.09.2018 г. Объемы оторочек газа на 2-м этапе составляли от 0,01 до 0,11 д. ед., а воды от 0,02 до 0,25 д. ед. порового объема. Отношение объемов газа в пластовых условиях к объему воды, закачиваемых в пласт во времени, увеличивается с 0,28 ед. в 2015 г. до 0,79 ед. в первой половине 2018 г.

В первой половине 2015 г. по каждому рассматриваемому участку вокруг нагнетательных скважин ВГВ и в целом по всему экспериментальному участку эффективность системы вытеснения была низкой. Обводненность добываемой продукции нарастала на 2–3 % в месяц. Реакция по снижению темпов нарастания обводненно-

сти за счет реализации ОПР по ВГВ второго этапа появилась на восьмой – десятый месяц после начала закачки газа. На всем рассматриваемом участке в течение 2016 – первой половины 2018 г. обводненность добываемой продукции стабилизировалась на уровне 69,6–70 %. Оценка технологической эффективности работ выполнена по характеристикам вытеснения. Результаты расчета показали, что по состоянию на 01.06.2018 г. дополнительная добыча нефти по экспериментальному участку 2-го этапа ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении составила 47,7 тыс. т, или 15,3 % от объема добычи нефти за период 2-го этапа эксперимента (2015 г. – май 2018 г.).

Для поддержания и усиления эффекта от ВГВ в дальнейшем предложено:

– продолжить циклическую закачку во все нагнетательные скважины участка оторочек воды и газа с объемами, близкими друг к другу, т. е. исключить значительные различия в объемах оторочек воды и газа в пластовых условиях (более чем в 2 раза);

– довести соотношение  $V_r/V_b$  в пластовых условиях за период одного цикла (оторочка газа + оторочка воды) до 1,0;

– в дальнейшем в пласт закачивать объемы оторочек воды и газа, равные 0,05–0,06 поровых объемов в зоне дренирования каждого из участков вокруг нагнетательных скважин;

– увеличить компенсацию отборов закачкой до 100 %, обеспечив ежедневную закачку в виде оторочек в нагнетательные скважины 500–550 м<sup>3</sup> воды и 500–550 м<sup>3</sup> в пластовых условиях газа или 100–120 тыс. м<sup>3</sup> газа в сутки в нормальных условиях;

– постоянно выполнять мониторинг эффективности системы вытеснения; по результатам мониторинга, по мере выработки запасов корректировать объемы оторочек воды и газа.

С целью мониторинга состояния и эффективности выработки запасов, направления развития процесса и подготовки рекомендаций по его корректировке выполнили анализ эффективности ВГВ по состоянию на 01.09.2018 г.

Анализ состояния выработки запасов на участке ОПР по ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении за период июнь–август 2018 г. показал:

1. На участке ВГВ увеличили объемы закачки газа с 2,2 до 2,8 млн м<sup>3</sup> в месяц при объемах закачки воды 10–14,5 тыс. м<sup>3</sup>/мес. и снижении отборов жидкости до 27,4–27,7 тыс. т/мес. Это позволило увеличить компенсацию отборов закачкой с 70–75 до 80–85 %, стабилизировать пластовое и забойное давление в зоне отборов на уровне 201–202 и 123–124 атм, соответственно, прекратить снижение динамических уровней. Обводненность добываемой продукции стабилизировалась на уровне 66,8–66,9 %. Обводненность добываемой продукции снизилась на 1 % при увеличении отбора от низ на 0,5 %. Соотношение  $V_r/V_b$  в целом по опытному участку достигло величины 1,15 д. ед.

2. По участкам нагнетательных скважин, участвующих в эксперименте, необходимо:

– скв. № 480 – перейти с закачки газа на закачку воды с оптимизацией перепада давления между зоной нагнетания и зоной отборов и снижением его до 75–80 атм. Это возможно за счет увеличения компенсации отбора закачкой до 95–100 % и снижения отбора жидкости до 9,0–9,5 тыс. т;

– скв. № 486 – перейти от закачки воды к закачке газа. Кроме того, в дальнейшем поддерживать компенсацию отбора закачкой на уровне 90–100 %;

– скв. № 492 – перейти на закачку воды. Компенсацию следует увеличить до 80–90 %, а отборы жидкости снизить до 5,0–6,0 тыс. т;

– скв. № 66П – продолжит закачку воды до достижения оторочкой объема, равного 0,1 порового объема пласта на участке. В связи с высокими перепадами давления между зоной отборов и нагнетания и низкими динамическими уровнями, которые достигли 2000 м, для снижения рисков интенсивного роста обводненности продукции, на участке необходимо компенсацию увеличить до 80–90 %, а отборы жидкости снизить до 8,0–8,5 тыс. т;

– скв. № 497Н – с 01.10.2018 г. перейти на закачку газа. Объемы добычи жидкости и компенсацию отборов закачкой рекомендуется поддерживать на текущем уровне – 40 % и 7,0 тыс. т в месяц, соответственно.

3. Предложена программа закачек оторочек газа и воды поскважинно, по участвующим в эксперименте нагнетательным скважинам, предусматривающая закачку примерно равных оторочек воды и газа с объемами их в пределах 0,06–0,1 поровых объемов. По мере реализации данной программы необходимо каждые 3–4 месяца выполнять анализ динамики изменения показателей разработки экспериментального участка ВГВ в целом и по участкам нагнетательных скважин. По результатам этого анализа следует корректировать режимы работы фонда, объемы оторочек газа и воды, а также программу реализации ВГВ.

4. Технологический эффект, рассчитанный по кривым вытеснения, показал, что по состоянию на 01.09.2018 г. дополнительная добыча нефти за счет ВГВ составила 54,3 тыс. т. За июнь–август дополнительно добыто 6,6 тыс. т нефти.