

МАССИРОВАННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИМИ СОСТАВАМИ. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Н. А. Демяненко¹, В. Ю. Хорюшин², Т. А. Колова², Р. Ф. Мазитов¹, В. В. Халин²

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

*²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмень, Российская Федерация*

В последние 15–20 лет основные месторождения нефти практически всех нефтегазодобывающих компаний вступили на завершающую стадию разработки, которая характеризуется высокой степенью обводнения добываемой продукции (85–95 % и более). При этом достигнутые коэффициенты извлечения нефти (КИН) составляют от 40 до 70 % от проектных. Достижение проектных КИН возможно только в результате широкого внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).

В последние годы наиболее распространенными технологиями, применяемыми для ПНП, является закачка полимерных и эмульсионных систем. Они позволяют создавать потокоотклоняющие «экраны» в промытых зонах пластов и перераспределять фильтрационные потоки в направлении низкопроницаемых невыработанных нефтенасыщенных зон.

В ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» подобные мероприятия получили широкое применение. Опыт их внедрения показал, что по мере увеличения порядкового номера операций, проводимых на одних и тех же участках залежей, по одним и тем же стандартным технологиям, эффективность работ снижается. В частности, по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» показатель удельной дополни-

тельной добычи нефти (на 1 скв.-опер.) с 2012 по 2017 г. снизился с 1093 до 716 т, т. е. в 1,53 раза.

В связи с этим для увеличения удельной эффективности химических методов ПНП предложено опробовать массивованные закачки потокоотклоняющих составов (ПОС). Такой проект был разработан и реализован на объекте АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения в 2016–2017 гг.

Сущность метода заключается в массивованной и единовременной закачке ПОС во все нагнетательные скважины, участвующие в вытеснении нефти в пределах каждой из выделенных литофациальных зон пласта. По результатам массивованной обработки участков оценивали реакцию добывающего фонда на воздействие (снижение/стабилизация обводненности продукции скважины, а также снижение темпов ее роста). Определили доминирующие геологические и технологические факторы, влияющие на реакцию добывающего фонда скважин, провели зональную поскважинную корректировку типов потокоотклоняющих композиций, их объемов и режимов нагнетания для каждой литофациальной зоны и предложили повторное выполнение массивованной закачки ПОС, причем процесс предложено повторять циклически с периодом, равным периоду действия эффекта от каждой массивованной обработки.

Объект АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения состоит из пласта АВ_{1/3} и АВ₂, фильтрационно-емкостные (ФЕС) свойства которых значительно отличаются друг от друга. Пласт АВ_{1/3} – низкопроницаемый, пласт АВ₂ – высокопроницаемый.

По результатам литофациального анализа пласт АВ_{1/3} формировался в мелководно-морских условиях трансгрессивного режима осадконакопления. Пласт АВ₂ представлен континентальными и переходными осадкообразованиями, которые характеризуются высокой литологической неоднородностью. В составе континентальных отложений пласта АВ₂ выделены два основных литотипа разреза. Первый литотип – русловые отложения, второй литотип – прирусловые отложения (пойменные). В результате гидродинамического моделирования выявлено отставание выработки нефти по прирусловой части пласта АВ₂. Именно по этой причине массивованному воздействию потокоотклоняющими технологиями подверглись отложения пласта АВ₂.

Следует отметить, что удельная эффективность единичных обработок нагнетательных скважин ПОС по данному объекту с 2013 по 2015 г. снизилась с 870 до 576 т/скв.-опер., соответственно. Внедрение массивованного воздействия на пласт позволило переломить эту тенденцию и сохранить эффективность работ в течение 2016–2017 гг. на уровне 550–570 т/скв.-опер. при увеличении количества обработок с 37 до 69 (+155 %). Данный факт доказывает преимущество массивованного воздействия ХМ ПНП над единичными обработками нагнетательных скважин.

Учитывая опыт и геолого-геофизические особенности объекта АВ₂ Кечимовского месторождения, были подобраны объекты с аналогичными проблемами на других месторождениях. В частности, рассмотрен объект БС₁₂ Тевлинско-Русскинского месторождения. В состав горизонта БС₁₂ входят два продуктивных гидродинамически связанных пласта БС₁₂₁ и БС₁₂₂, в каждом из которых выделено по одной залежи структурно-литологического типа. Разрез отложений представлен переслаиванием песчано-алевритовых разностей и глин. В пределах контура нефтеносности объект БС₁₂ разделен на 4 участка 1а, 1б, 2 и 3, различающихся внутренним строением горизонта БС₁₂. Основной причиной потери добычи нефти на объекте БС₁₂ является рост обводненности добываемой продукции. Анализ состояния разработки залежи позволил сделать вывод о неравномерной выработке запасов. При средней обводненности продукции скважин – 85,3 %, отбор от начальных извлекае-

мых запасов составляет 73,5 %. Учитывая геологическую неоднородность объекта БС₁₂, оценили выработку каждого участка. Наиболее благоприятные показатели выработки соответствуют участку 2. Неудовлетворительные показатели разработки характерны участку 1б.

Анализ прогнозного КИН по характеристикам вытеснения позволил сделать вывод о том, что проектный КИН будет достигнут лишь по участку 2. Участки 1б и 3 являются отстающими по показателю выработки запасов. Отставание от проектных показателей участка 1б связано с неравномерностью продвижения ВНК, а отставание участка 3 связано с прорывом закачиваемой воды. Участок 3 является наиболее перспективным для реализации мероприятий по массивированной закачке потокоотклоняющих составов. С целью уточнения источника опережающего обводнения выделили группу скважин, располагающихся на юге участка 3. Данные скважины принадлежат кустовым площадкам 48 и 51, участок выделяется высокой плотностью запасов (8,0 тыс. т/га) и высокой проницаемостью ($19,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Характер выработки запасов нефти в пределах 48 и 51 кустовых площадок значительно ухудшает картину выработки всего участка 3. Значение отборов от НИЗ скважин кустов 48 и 51 ниже, чем по всему участку 3 (65,7 % против 77,2 %). Анализ результатов ПГИ показывает, что фильтрация закачиваемой в пласт жидкости осуществляется по кровельной части пласта в высокопроницаемые зоны, а подошвенная часть остается невыработанной.

С учетом всех вышеизложенных аргументов разработана программа по массивированной закачке потокоотклоняющих составов в южную часть участка 3 (район кустов 48 и 51). Закачкой ПОС планируется охватить все нагнетательные скважины выделенной фации пород-коллекторов в течение 1–2 месяцев для создания максимального объема потокоотклоняющего экрана и максимального перераспределения закачиваемой в пласт воды в нефтенасыщенные низкопроницаемые разности пород коллекторов.