ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕХАНИЗМЫ ИСКУССТВЕННОГО ПЕРЕФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Ю.И. Яковлев

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

Анализ промыслово-гидрогеологических материалов по газовым месторождениям, находящихся на различных этапах разработки, свидетельствует о возможности искусственного воздействия на формирование и переформирование залежей углеводородов (УВ), принадлежавших единой водонапорной системе (В.П. Савченко, 1977 г.; Гойбел, 1954 г. и др.). М.И. Зайдельсоном (1968 г.) показано, что искусственное воздействие на водонапорные системы может приводить к усилению миграционных процессов, переформированию или частичному разрушению залежей, а также ускорять процессы формирования или переформирования залежей УВ. В.Ф. Горбачев с соавторами (1984 г.) отмечали, что разработка газовых месторождений нередко приводит к межпластовым перетокам, возникновению так называемых техногенных залежей. Межпластовые перетоки выявлены на газовом месторождении Медвежье (Г.И. Облеков, 2005 г.).

Изучение воздействия гидродинамического фактора на перетоки УВ из одного комплекса в другой целесообразно проводить с позиций анализа изменения в водонапорной системе гидродинамических потенциалов, которые на конкретных месторождениях могут как увеличиваться, так и уменьшаться с глубиной (как следствие, градиент приведенного давления будет иметь положительное или отрицательное значение). Нарастание гидродинамического потенциала по мере увеличения глубины залегания комплекса способствует всплыванию УВ в водонасыщенных породах, формированию многозалежных месторождений. Соответственно, при снижении потенциала с глубиной происходит затягивание УВ из вышележащих водоносных комплексов в нижележащие.

Разработка залежей УВ, если она не сопровождается искусственным поддержанием пластового давления, приводит к снижению гидродинамического потенциала продуктивного пласта. Возникают искусственные градиенты приведенных давлений (под разрабатываемой залежью – положительный, а над разрабатываемой залежью – отрицательный). Положительный градиент способствует подтоку пластовых флюидов (в том числе УВ) из нижележащего разреза, отрицательный градиент – из перекрывающих отложений.

Оценим возможные скорости этих процессов. В соответствии с законом Дарси скорость миграции пластовых флюидов прямо пропорциональна перепаду давлений (градиенту напоров), проницаемости пород (фазовой проницаемости флюида) и обратно пропорциональна вязкости флюида и пористости породы. Поскольку пределы изменений вязкости и пористости невелики, скорость миграции УВ зависит, в основном, от проницаемости пород и возникающих градиентов приведенных давлений. В естественных природных условиях градиенты приведенных давлений, как правило, весьма незначительны. И скорость перемещения УВ в водонасыщенных породах, зависящая от проницаемости пород, обуславливается, в основном, силой всплывания. При этом в крутопадающих пластах вертикальная составляющая вектора скорости увеличивается и скорость перемещения УВ возрастает. Своего максимума она достигает в вертикально падающих пластах или при межпластовых перетоках, например по зонам разломов. Расчеты В.П. Савченко показали, что в пластах с углами наклона 1–5° скорость струйной миграции газа составляет десятки – первые сотни метров в год. В круто падающих пластах она сможет составлять единицы – десятки километров в год. Нефть мигрирует существенно медленнее из-за несравненно более высокой вязкости. Таким образом, даже в естественных природных условиях скорости миграции УВ могут быть сравнительно велики.

Однако время формирования залежи зависит, в основном, от расхода (количества) поступающих в ловушку нефти или газа. Максимальные скорости восходящей миграции УВ обуславливаются суммой положительного градиента приведенных давлений и градиента силы всплывания УВ. Нисходящая же миграция УВ начнется только тогда, когда отрицательный градиент приведенных давлений превысит градиент силы всплывания УВ. Следовательно, скорости нисходящей миграции УВ обуславливаются величиной разности отрицательных градиентов приведенных давлений и градиентов силы всплывания УВ.

Разработка месторождений, заводнение пластов, сброс промышленных вод, любые другие искусственные воздействия на пласты приводят к возникновению таких градиентов приведенных давлений, которые увеличивают скорости фильтрации пластовых флюидов (в том числе УВ) во столько раз, во сколько увеличиваются сами градиенты. Можно достичь возможности переформирования месторождений, при этом периоды переформирования будут определяться не геологическими, а текущими категориями

времени. На основании методики И.А. Чарного и В.А. Томальгеса предложен способ расчета скорости фильтрации воды в пласте для переформирования газонефтяной залежи, точнее, для смещения нефтяной оторочки на крыло структуры с целью увеличения ее толщины и улучшения условий разработки. Согласно авторам, оптимальная скорость фильтрации пластовой воды, например, при направленном заводнении пласта и рассмотренных параметрах (при смещении нефтяной оторочки на крыло) составляет 0,5–1,5 м/год.

Данная проблема имеет важное практическое значение. Например, на Среднеботуобинском месторождении газовая залежь в ботуобинском продуктивном горизонте подстилается нефтяной оторочкой, смещенной с запада на восток. Смещение оторочки обуславливает изменение ее толщины в пределах структуры от 1–2 м на западе до 16 м – на востоке. Ширина структуры в зоне смещения оторочки составляет 16–18 км. Приблизительно 80% запасов нефти находятся в зоне промышленной нефтеносности, где толщина оторочки изменяется от 4 до 16 м. Остальные 20% запасов нефти на значительной территории западной части структуры связаны с оторочкой, толщина которой менее 4 м. Разработка маломощной нефтяной оторочки на западе структуры неэффективна, т.к. скважины будут быстро обводняться или загазовываться. Поэтому целесообразно еще более сместить нефтяную оторочку к востоку, что можно достичь бурением на западном крыле структуры за контуром нефтеносности ряда нагнетательных скважин, количество и производительность которых нетрудно рассчитать. Искусственное переформирование Среднеботуобинского месторождения, т.е. дополнительное смещение нефтяной оторочки к востоку на 2–3 м, улучшит показатели ее разработки, в том числе увеличит коэффициент нефтеотдачи. При этом время переформирования залежи будет относительно небольшим, т.к. оно определяется не весьма малой скоростью фильтрации воды при создании искусственного градиента напора, а исключительно хорошими коллекторскими свойствами ботуобинского горизонта, его высокой пьезопроводностью и, следовательно, высокой скоростью распространения депрессионной воронки. Это обеспечит практически одновременную фильтрацию подошвенной воды по всей ширине залежи и, соответственно, переформирование (сдвиг) нефтяной оторочки также по всей ширине залежи (Ю.И. Яковлев, Р.Г. Семашев, 1984 г.). Для проектирования нагнетательных скважин с целью создания направленного градиента подземных вод и смещения нефтяной оторочки необходимо на стадии ОПЭ уточнить геолого-промысловую

модель ботубинской залежи, особенно экранирующие свойства существующих разломов, в том числе малоамплитудных.

Помимо рассмотренного случая переформирования нефтяных оторочек, можно проектировать и осуществлять перепуски газа в более благоприятные для разработки коллектора.

Вопросы искусственного переформирования месторождений могут иметь важное практическое значение. Это, по существу, вопросы новых технологий, которые в будущем найдут применение с целью более рациональной разработки залежей углеводородов.