

Особенности моделирования перетоков нефти в газовую шапку при разработке нефтяной оторочки на примере Северо-Губкинского месторождения

*М.Г. Мавлетдинов, Е.В. Тараканова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

Исследование по оценке перетоков нефти в газовую шапку выполнено на основе геолого-гидродинамической модели объекта БП₁₀ Северо-Губкинского месторождения. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 14 %, отобрано более 50 % извлекаемых запасов, при этом газовый фактор в разное время достигал 4000 м³/т.

Для загрузки в гидродинамическую модель (ГДМ) распределений начальной и остаточной нефтегазонасыщенности использованы параметры из геологической модели и петрофизические зависимости, полученные по результатам керновых исследований. Керновые исследования по вытеснению нефти газом на Северо-Губкинском месторождении отсутствуют.

Для обоснования объема перетоков нефти между нефтяной оторочкой и газовой шапкой предложены три варианта создания ГДМ.

1. В газовой шапке начальная и остаточная нефтенасыщенности равны нулю, остаточные газо- и водонасыщенность распределяются по данным исследований керна. В результате нефть может свободно мигрировать как в газовую шапку, так и обратно без потерь.

2. В газовой шапке начальная и остаточная нефтенасыщенности равны 0,1, остаточные газо- и водонасыщенность распределяются по данным исследований керна. Таким образом, нефть уже в начальном состоянии является донасыщенной. Миграция нефти в газовую шапку происходит без потерь, однако движение остальных фаз ограничено относительно первого варианта.

3. В газовой шапке начальная нефтенасыщенность равна 0,1, остаточная нефтенасыщенность распределена по петрофизической зависимости месторождения-аналога, остаточные газо- и водонасыщенность распределяются по данным исследований керна. В результате при миграции нефти в газовую шапку часть нефти становится неподвижной, что приводит к снижению подвижных запасов нефти в оторочке.

Анализ результатов расчетов и их сравнение с фактической динамикой показателей эксплуатации указывают на наибольшую корректность третьего варианта ГДМ. В результате адаптации были воспроизведены прорывы свободного газа в нефтяных скважинах. Применение гидродинамического симулятора Tempest MORE позволило выявить объем заземленной нефти за более чем 10-летней эксплуатации объекта и оценить распределение подвижных запасов нефти для планирования ГТМ по увеличению конечного КИН на 2013 г.