ГОРИЗОНТАЛЬНОСТЬ ВНК ПРИ ВЫСОКИХ ЗАЛЕГАНИЯХ ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД И ОДНОВРЕМЕННО НИЗКИХ ИНТЕРВАЛАХ ПРИТОКОВ НЕФТИ

Обрядчиков О.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Определение положения флюидных контактов в продуктивных пластах проводится методом построения схем обоснования ВНК, ГВК и ГНК. ВНК является «...границей, ниже которой при опробовании получают однофазный приток воды, а выше – приток нефти (газа) с водой» [1]. Ряд геологов обосновывают наклонный флюидный контакт разницей напоров пластовых вод и нефти.

К сожалению не всегда ВНК проводится внутри коллектора. Неоднородность строения продуктивных пластов часто оказывает влияние на особенности распределения нефти в пласте.

На восточном куполе Южно-Ягунского месторождения была установлена продуктивность пласта БС₁₁². Нефтеносность была установлена в верхней части песчаного резервуара пласта, причём нефтенасыщенная часть вверх по структуре переходила на более высокие отметки. Соответственно граница нефтенасыщенной и водонасыщенной части резервуара в своде располагалась на более высоких абсолютных отметках, чем на крыльях. Поэтому ВНК был принят наклонным на запад, а между сводом структуры и расположенной на востоке скважины, в которой ВНК вновь оказался на более низкой отметке, было проведён сброс (рис.1). Однако, он оказался «висячим», так как в нижезалегающих отложениях, включая баженовскую свиту, смещение границ не установлено.

Рис.1.

Залежь нефти в пласте АВ₁¹ Черногорского месторождения формировалась за счёт латерального перетока со стороны Самотлорского месторождения. В разделяющем их прогибе только пласт АВ₁¹ оказался выше ВНК нефтяной залежи АВ₁¹⁻² Самотлора и нефть заполняла лишь коллектор пласта АВ₁¹ Черногорского месторождения. Пласт АВ₁², отделённый от вышезалегающего пласта прослоем аргиллита, остался заполненным водой, которая в сводовой части структуры залегает выше ВНК АВ₁¹.

Согласно кривым ПС и ГК в середине песчаного пласта присутствует прослой аргиллита, кото-

рый, скорее всего разделяет нефтенасыщенную и водонасыщенную части резервуара пласта БС₁₁² и ВНК имеет горизонтальную поверхность (рис.2).

Рис.2.

Сложное строение продуктивного пласта Вв2 Альяншского месторождения обусловило различное гипсометрическое положение водонасыщенных и нефтенасыщенных песчаных прослоев. Формирование нефтяной залежи происходило за счёт перетока снизу из карбонатов турнейского яруса на участках непосредственного залегания на них песчаников бобриковского горизонта. Далее нефть заполняла только эти песчаные пропластки, а другие, залегающие гипсометрически даже выше, но отделённые от них глинистыми прослоями, остались водонасыщенными. В результате было доказано горизонтальное положение ВНК залежи, что существенно уточнило размеры залежи и позволило дополнительно увеличить начальные извлекаемые запасы нефти более чем на 500 тыс т

Предлагается при получении данных о различном гипсометрическом положении нижних границ притоков нефти и верхних интервалов водонасыщения анализировать внутреннюю структуру продуктивного пласта и схему формирования нефтяной залежи.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко.- Москва-Тверь: ВНИГНИ, НГЦ «Тверьгеофизика», 2003.