

## **Анализ эффективности эксплуатации боковых горизонтальных стволов в расчлененных коллекторах (на примере пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup> Южно-Тарасовского месторождения)**

*Р.Х. Гайнетдинов, А.Н. Янтудин, Р.Ш. Якупов,  
А.Ф. Кунафин, Р.Н. Имашев, Д.И. Ахтямова  
(ООО «РН-Уфанипинефть»)*

---

Анализ эксплуатации горизонтальных скважин в монолитных коллекторах при разработке контактной водонефтяной зоны показывает, что их использование предпочтительнее по сравнению с вертикальными скважинами. При этом, согласно рекомендациям ряда авторов, ствол горизонтальной скважины должен размещаться как можно ближе к кровле пласта – для снижения эффекта влияния конуса подошвенной воды. Такие скважины характеризуются высокими дебитами нефти, продолжительным безводным периодом и полной выработкой потенциальных запасов. В то же время большинство пластов с подстилающей водой характеризуются наличием глинистых перемычек между нефтенасыщенными прослоями. При этом непроницаемые барьеры могут как распространяться на всю залежь, так и выклиниваться в нефтяной части пласта.

Одним из объектов бурения боковых горизонтальных стволов на Южно-Тарасовском месторождении является пласт БП<sub>10</sub><sup>2</sup>, характеризующийся пластово-сводовым типом строения. Средняя проницаемость пласта равна  $(8-10) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6-7 м, расчлененность – 6,7. Разработка началась в 2001 г., текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,192 при проектном 0,300. На начальном этапе пласт разрабатывался наклонно направленными скважинами с плотностью сетки 54 га/скв. К 2007 г. эффективность скважин постепенно снизилась и согласно решениям проектного документа об уплотнении сетки скважин было начато бурение боковых горизонтальных стволов в сводовой части пласта с переносом контура поддержания пластового давления в ближний, ранее добывающий, ряд. В целом на пласт БП<sub>10</sub><sup>2</sup> было пробурено шесть горизонтальных стволов длиной 400-500 м в кровельной части пласта. В результате проведенных операций добыча нефти возросла. При этом по пласту через некоторое время наблюдалось стремительное повышение водонефтяного фактора продукции – быстрое обводнение совпало с вводом боковых горизонтальных стволов. При анализе было установлено, что горизонтальные стволы дренируют только 39 % потенциальных запасов.

Построение детальной геологической модели пласта БП<sub>10</sub><sup>2</sup>, а также проведение гидродинамических расчетов показали, что при проводке горизонтальных стволов в кровельной части выработка запасов происходит избирательно: глинистые перемычки, простирающиеся на всю нефтяную залежь, экранируют выработку нижних прослоев. Предложена программа исследования по определению текущей насыщенности в зонах под глинистой перемычкой.