

Использование литолого-фациального анализа для уточнения фильтрационно-емкостных свойств терригенных отложений в геологической модели на примере Южного месторождения

А.С. Душин (ООО «Баиннефть-Геопроект»)

В последнее время при построении геологической модели месторождения терригенных резервуаров все чаще выполняются литолого-фациальные исследования. Их результаты необходимы для того, чтобы строить адекватную геологическую модель, правильно распределять фильтрационно-емкостные свойства, давать рекомендации по проектированию добывающих и нагнетательных скважин, их расположению и методам интенсификации притока.

В пределах Южного месторождения были проведены такие литолого-фациальные исследования. Оказалось, что источник сноса обломочного материала при этом находился на северо-западе Башкортостана, и снос происходил на юго-восток, в область открытого морского бассейна. Следующим этапом после определения форм, распространенности и характера геологических тел было определение их фациальной характеристики. Для этого применялась методика, разработанная В.С. Муромцевым, основанная на изучении кривых ГК и ПС, а также сейсмофациальный анализ, базирующийся на изучении атрибутов волновых полей 3D сейсморазведки. По форме кривых ПС и ГК было установлено, что песчаное тело ТТНК сложено тремя фациальными типами отложений, соответствующими устьевым барам с характерной регрессивной формой кривых, распределительным дельтовым каналам с сундучной формой кривых.

Данные 3D сейсморазведки подтвердили вышеперечисленные особенности геологического строения рассматриваемых отложений. В результате построения карты экстремальных значений мгновенных частот в интервале отражений Уп-Ук тульский рукав получил отчетливое отображение с уверенными границами, подтверждающимися данными бурения. После определения границ геологических тел появилась возможность рассматривать их отдельно друг от друга как в латеральном, так и в вертикальном направлении. При этом промысловые характеристики могут интерполироваться в каждой зоне отдельно (дельтовая протока и устьевой бар). При сравнении пористости для различных фациальных зон было установлено, что для дельтовой протоки характерно ее изменение от 18 до 28,3 %, а для устьевого бара – от 12 до 26,6 % при средних значениях соответственно 21,8 и 16 %.

Для каждой фациальной зоны были также найдены свои математические зависимости проницаемости от пористости по керну.

В результате выполненной работы можно сделать следующие выводы.

1. Песчаники распределительных дельтовых каналов отличаются лучшими промысловыми характеристиками, а следовательно, обладают лучшими по качеству запасами по сравнению с песчано-алевролитовыми отложениями устьевых баров.

2. Установленная корреляция между фациальными типами отложений и промысловыми характеристиками должна учитываться при разработке месторождения и при планировании мероприятий по интенсификации добычи. Поскольку в баровых песчаниках слоистая структура резервуара более масштабна и устойчиво выдержана по простиранию, приток нефти из них может охватывать и удаленные зоны коллектора. В отложениях дельтовых протоков с разнонаправленным типом слоистости приток нефти, по-видимому, будет в основном из призабойной зоны скважины.

3. Получена геологическая модель, которая на основании имеющихся данных наиболее полно отражает геологическое строение и распределение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, следовательно, в наиболее полной мере будет подходить для дальнейшего использования при гидродинамическом моделировании, анализе и проектировании разработки.