

Применение литолого-фациального анализа при разработке девонских терригенных отложений на примере Андреевского нефтяного месторождения

*Е.Е. Винокурова, Л.В. Каракулова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»)*

На ранней стадии изученности месторождения оконтуривание залежи при подсчете запасов обычно проводят способом проведения линии выклинивания условно посередине между каждой парой скважин, в одной из которых продуктивный пласт выявлен, а в другой он отсутствует. Этот способ очень прост и обеспечивает надежные результаты при плотной сетке скважин. Проведение границ замещения осложняется высокой литологической неоднородностью разреза и фациальной изменчивостью, а также редкой сеткой скважин. Таким образом, в основу разработки закладывается упрощенная слоистая модель с большими факторами риска. Недостижение запланированного результата при бурении может дать отрицательный экономический эффект и привести к тому, что проект разработки будет признан нерентабельным.

Существующая проблема в настоящее время решается проведением реконструкции литолого-фациального строения залежей. В представленном проекте проведен анализ разработки Андреевского месторождения с учетом данных литолого-фациального моделирования, а также предложены рекомендации по разработке и дальнейшему доизучению месторождения. В тектоническом отношении месторождение находится в южной части Верхнекамской впадины, в палеотектоническом – в переходной зоне между Пермско-Башкирским сводом и Краснокамско-Чусовским палеопрогибом. Осадконакопление происходило в обстановке прибрежного мелководья в широкой переходной зоне между палеосводом и прогибом. Промышленная нефтеносность установлена в девонских терригенных отложениях.

Последний проектный документ Андреевского месторождения составлен в 2006 г. Согласно проекту на месторождении выделены пять объектов разработки. На текущий момент система разработки на залежах не сформирована. Месторождение проектным фондом скважины не разбурено. Разработка ведется на естественном режиме пласта единичными скважинами.

В 2009 г. с учетом переинтерпретации данных сейсморазведки 3D проведен литолого-фациальный анализ (ЛФА). По результатам ЛФА на месторождении выделены два основных фациальных комплекса: дельтовых заливов и дельтовых проток.

На Андреевском месторождении установлены семь проток нижнетиманского, пашийского и верхнемуллинского возраста. Все протоки гидродинамически изолированы. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 4 до 13 м. Тела проток вдоль ограничены плотными породами, в поперечном направлении – водонефтяным контактом. По результатам анализа разработки месторождения суммарный риск при разбуривании по проектной сетке составил 66 %: 74 проектные скважины из 113 расположены в зонах дельтовых заливов, где преобладают плотные и слабопроницаемые породы. Для минимизации экономических рисков разбуривание проектными скважинами следует проводить от центра проток и конусов выноса к периферийным частям. С целью подтверждения литолого-фациальной модели предложено бурение 10 первоочередных оценочных скважин, из них 5 из числа проектных. При бурении требуется отбор керна. В соответствии с предложенной моделью скорректирована схема размещения скважин, планируемых к бурению по ПИП в 2014-2015 гг.

Литолого- и сейсмофациальные реконструкции рекомендуется и в дальнейшем учитывать при проектировании и разработке месторождений.