

Создание и адаптация термогидродинамических моделей пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

*Н.С. Казаков, А.А. Хруленко, И.С. Ледович
(ОАО «ВНИИнефть»)*

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения является крайне сложным объектом разработки. Аномально высоковязкая нефть залегает на глубине 1000-1400 м в массивной толще карбонатов, образующих структурную ловушку сводового типа. Продуктивные отложения представлены крайне неоднородными коллекторами различных типов (поровые, трещиноватые, кавернозные и их сочетания). С начала 80-х годов месторождение эксплуатировалось на естественном водоупругом режиме, в ходе которого произошло значительное обводнение добывающего фонда при КИН, значительно меньшем проектного (порядка 6-7 %). В начале – середине 90-х годов началось массированное применение тепловых методов повышения нефтеотдачи, таких как циклические паровые обработки добывающих скважин и площадная закачка пара.

Рассмотрены основные принципы, проблемы и результаты создания и адаптации термогидродинамических моделей двойной пористости участков центральной зоны пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Несмотря на большое число проведенных научно-исследовательских работ, посвященных проблемам разработки данного месторождения, подобный подход к фильтрационному моделированию применяется впервые.

Совместно со специалистами РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина была проведена переинтерпретация данных геофизических исследований скважин. При этом выполнены типизация литотипов пород-коллекторов и построение ряда новых параметров, таких как пористость и проницаемость трещин, каверн, матрицы, которые отсутствовали в предыдущих моделях. После комплексного анализа исходных данных, в том числе истории разработки, в модели были выделены зоны так называемых линеаментов, которые представляют собой зоны высокопроницаемых трещиноватых горных пород, через которые осуществляется гидродинамическая связь по всему этажу залежи. На основании имеющихся данных была построена модель двойной пористости/проницаемости, в которой свойства трещин и каверн были отнесены к трещинной части (Fracture), а свойства поровой части коллектора – к матричной (Matrix).

Адаптация термогидродинамической модели проводилась в два этапа. На первом этапе рассматривался период разработки залежи на естественном режиме. Затем по окончании естественного режима массивы динамических данных (давлений, температуры и насыщенностей) были положены в основу модели для расчета показателей разработки для периода применения тепловых методов. После получения удовлетворительных результатов были проанализированы полученные результаты и проблемы, возникшие в процессе адаптации термогидродинамических моделей.