

Оптимизация проводки горизонтальных стволов в зоне раздельного залегания пластов Верхнечонского месторождения

К.С. Григорьев (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Уникальное Верхнечонское месторождение является одним из крупнейших активов ТНК-ВР в Западной Сибири. В настоящее время основными объектами разработки являются терригенные пласты $V_{ч1}$ и $V_{ч2}$. В то время как большинство нефтяных залежей в Западной Сибири относится к юрскому периоду, Верхнечонские пласты сложены докембрийскими породами, что накладывает определенные ограничения как на разработку, так и на технологию бурения. Кроме того, месторождение характеризуется сложным геологическим строением с множеством региональных разломов, литологической неоднородностью, низкой пластовой температурой ($12\text{ }^{\circ}\text{C}$), наличием АСПО, зон засоления коллектора, газовой шапки и подошвенной воды. В восточной части месторождения наблюдается раздельное залегание пластов с толщиной глинистой перемычки до 10 м. На запад глинистый раздел утончается до полного исчезновения и пласты образуют зону совместного залегания.

Разработка месторождения ведется горизонтальными скважинами. В случае совместного залегания пласты рассматриваются как один объект и подбор траектории заключается в предотвращении прорывов газа/воды и максимизации эффективной длины ствола по наиболее продуктивным зонам коллектора. В зоне с раздельным залеганием горизонтальный ствол проводится по обоим пластам, и после выработки нижнего пласта выполняется дострел на вышележащий. В этом случае задачу оптимизации можно разбить на подзадачи: 1) при наличии газовой шапки – увеличение времени работы скважины до прорыва газа; 2) поиск оптимальных длин ствола по пластам $V_{ч1}$ и $V_{ч2}$, а также критериев перевода скважины с нижележащего пласта на вышележащий; 3) минимизация потерь ствола при прохождении перемычки.

Рассмотрены различные варианты проводки стволов 33 добывающих скважин. Разработана и применена методика оценки оптимального времени перевода горизонтальной скважины на вышележащий пласт, обеспечивающего максимальную накопленную добычу. Суть методики заключается в итерационном процессе, совмещающем гидродинамические (расчет функции добычи) и аналитические решения (нахождение максимума суммы интегралов функций при различных временных смещениях).

Рассчитаны и сведены к минимуму потери эффективной длины горизонтального ствола на прохождение глинистой перемычки исходя из особенностей технологии бурения целевых пластов. Исходя из толщины перемычки для определенной длины скважины построены карты максимальных интенсивностей для различного положения и длины участка ствола в неколлекторе. Оптимальное положение и длина интервала прохождения глины определены по области минимальных интенсивностей и потерь длины ствола.

Результатом работы стали рекомендации по переводу скважины на пласт $V_{ч1}$ после выработки пласта $V_{ч2}$, выбору интервалов прохождения по каждому пласту, времени перевода скважины на вышележащий пласт. По ряду скважин рекомендовано бурение только на один пласт. Дополнительно оценен прирост добычи нефти при увеличении общей длины горизонтальной скважины.