

Оценка возможности применения термощахтного способа для разработки нефтяных месторождений

*Ю.П. Коноплев, И.В. Герасимов, Г.Ф. Чикишев,
Е.В. Кольцов (ООО «ПечорНИПИнефть»)*

Промышленная термощахтная разработка в мире ведется только на Ярегском месторождении высоковязкой нефти, расположенном в Республике Коми.

Нефть Ярегского месторождения относится к нефтено-ароматическим. Легкие фракции, выкипающие до температуры 200 °С, отсутствуют. Вязкость нефти при пластовой температуре равна 12000-16000 мПа·с, плотность в пластовых условиях – 933 кг/м³, сепарированной – 945 кг/м³. Запасы нефти Ярегского месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых.

Для термощахтной разработки Ярегского месторождения принята подземно-поверхностная система с панельной системой вскрытия шахтных полей. При такой схеме вся система пароснабжения вынесена на поверхность, что позволяет закачивать пар с максимально допустимыми параметрами при термощахтной разработке. Применение подземно-поверхностной системы позволило повысить темпы отбора нефти. За последние 4-5 лет добыча нефти увеличилась от 480 тыс. до 670 тыс. т.

Для разработки нефтяных месторождений термощахтным способом прочность пород должна обеспечивать устойчивость горных выработок, газовый фактор должен составлять 10-15 м³/т, температура пласта – не выше 26 °С.

В настоящее время существует мнение об опасности шахтной разработки и больших затратах на строительство нефтешахт. За более чем 70-летний опыт шахтной и термощахтной разработки Ярегского месторождения не было аварийных случаев, которые привели бы к остановке разработки месторождения.

Для разработки небольших месторождений затраты на строительство нефтешахт могут быть существенно сокращены. Например, диаметры стволов могут быть уменьшены до 2-4 м, протяженность подземных выработок будет небольшой, поэтому мощности вентиляторов, компрессорной, калориферной могут быть существенно уменьшены и затраты на сооружение нефтешахты снижены до 1300-1500 млн. руб.

Протяженность скважин определяется возможностью подземного бурового станка. В настоящее время станок ПБС-2Т способен бурить скважины протяженностью 300 м. В 2010 г. намечены испытания станка VLD-1000 для бурения скважин протяженностью 1000 м и более. Стоимость их бурения увеличится ориентировочно в 3-4 раза, но площадь пласта, охваченная разработкой с одной шахты, возрастет в 4-5 раз. Одной нефтешахтой можно осуществить разработку 148 га площадей при протяженности подземных скважин 300 м и 714 га – при протяженности 1000 м.

Затраты на подготовку указанных площадей по технологии SAGD по сравнению с термощахтной разработкой при протяженности подземных скважин 300 м на 20-30 % выше, а при 1000 м – в 2-3 раза выше. При этом плотность сетки подземных скважин в 20-40 раз выше, чем по технологии SAGD, за счет чего достигаются высокие коэффициенты извлечения нефти (КИН).

При термощахтной разработке достигнут средний КИН, равный 0,54, проектный КИН – 0,571. КИН, превышающий 0,7, достигнут по четырем блокам. Среднее паронефтяное отношение составляет 2,5 т/т.