

Подходы к разработке низкопроницаемого карбонатного пласта Пр на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении

*Е.С. Остяков¹, Н.В. Маньшин¹, А.Н. Леванов¹, Н.А. Игнатьев¹,
И.А. Виноградов¹, С.А. Яценко¹, Г.В. Греков², А.С. Чиргуин²*
¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
²АО «Верхнечонскнефтегаз»

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение в Восточной Сибири является крупным по запасам. Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с песчаниками нижнемотской подсвиты (пласт Вч), карбонатами среднемотской подсвиты (пласт Пр), карбонатами усольской свиты (пласт Ос). Месторождение находится на второй стадии разработки. С 2009 г. проводятся работы по подбору оптимальной технологии эксплуатации объекта Пр.

Продуктивный карбонатный пласт ПР залегает в нижней части катангской свиты вендских отложений и представлен массивной пачкой доломитов. Преображенский горизонт обладает высокой литологической выдержанностью по площади (средняя нефтенасыщенная толщина – 5,8) и низкой проницаемостью (в среднем – $1,26 \cdot 10^{-3}$ мкм²), обуславливающей трудности в освоении и эксплуатации скважин. В пределах преображенского горизонта выявлено семь залежей: четыре нефтяных, одна нефтегазоконденсатная и две газоконденсатные. Пласт характеризуется значительными геологическими запасами нефти (более 200 млн т), проектный коэффициент извлечения нефти – 0,110.

В настоящее время объект Пр еще не введен в промышленную эксплуатацию, ведутся пилотные работы по подбору оптимальной технологии разработки. Работы выполняются в зоне нефтеносности основной залежи нефти.

В 2009–2011 гг. на преображенский горизонт были переведены три скважины, не давшие притока на объекте Вч. В 2010 г. закончено разбуривание пилотного участка. Пробурены три горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка 200 м и одна наклонно направленная. Все скважины эксплуатировались фонтанным способом, в них выполнены и проведены кислотный и пропантный гидроразрыв пласта (ГРП). Начальные дебиты нефти невысокие – от 3,4 т/сут до 12,5 т/сут. Несмотря на проведение ГРП, устойчивого притока получить не удалось. В течение нескольких месяцев дебиты снижались в 2–3 раза.

С целью продолжения пилотных работ в 2014 г. пробурены две горизонтальные скважины длиной 600 м, в которых проведены многостадийные ГРП. В процессе освоения начальный дебит нефти одной из этих скважин составил 40,6 м³/сут, другой – 27,5 м³/сут. В 2020 г. запланировано создание следующего пилотного участка с бурением двух многозбойных и четырех горизонтальных (двух добывающих и двух нагнетательных) с отработкой с целью уточнения наиболее оптимальной технологии заканчивания и подтверждения эффективности принятого агента вытеснения сухой газ.