

УДК 622.276

И.А. Дергунов, инженер, ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

# ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕЧОНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Промышленная нефтегазоносность Верхнечонского месторождения связана с песчаниками нижнемотской подсвиты (верхнечонские пласты Вч1, Вч2, Вч1+2), карбонатами среднемотской подсвиты (преображенский пласт Пр), карбонатами усольской свиты (осинский горизонт – пласт Ос). Характерной морфологической особенностью строения залежей в пластах верхнечонского и преображенского горизонтов является их тектоническое экранирование.*

Сейсмическими работами последних лет установлено, что Верхнечонское месторождение разбито серией малоамплитудных, практически субвертикальных разломов на семь отдельных секторообразных блоков с центром, находящимся в районе скважин № 52 и 75. Один из западных блоков (скважины № 55, 900, 101) разбит двумя поперечными разломами на три блока. Таким образом, всего выделено девять самостоятельных блоков. Кроме того, выявлено засоление коллекторов пластов Вч1 и Вч2, что является важнейшим фактором, определяющим локализацию углеводородных скоплений. В связи с вторичным заполнением порового пространства терригенного коллектора галитом (реже – ангидритом и карбонатом) в продуктивных пластах присутствуют целики, лишённые удовлетворительных фильтрационно-емкостных свойств.

Таким образом, сложное строение коллектора, сильная зональная неоднородность, засоление основных продуктивных коллекторов, залегание многолетнемерзлых пород предпопре-

делило осложнённые условия создания системы разработки месторождения с применением горизонтальных скважин (ГС).

В настоящее время разработка месторождения ведётся согласно «Дополнению к технологической схеме...» [1], она предусматривает эксплуатацию горизонтальных скважин. При строительстве ГС необходимо обеспечение надёжной конструкции обсадных колонн и создание качественного эксплуатационного забоя скважины с целью выполнения проектных режимов разработки месторождения. По состоянию на 01.04.2009 г. на месторождении на балансе предприятия в пределах лицензионного участка пробурено 25 горизонтальных стволов. По новым горизонтальным скважинам дебит на начало эксплуатации составил 121,8 т/сут., снизившись к концу 2008 г. до величины 89,9 т/сут., при среднем значении 95,9 т/сут., что ниже проектного значения на 20%. Недостижение проектного годового дебита связано с более низкими, чем это было предусмотрено в Авторском надзоре 2008 г., нефтенасыщенными

толщинами: средние эффективные нефтенасыщенные толщины по факту составили 6,8 м при планируемом показателе 9,7 м.

Однако недостижение проектных величин может быть связано и с качеством вторичного вскрытия пласта. С 2008 г. на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении проводится вторичное вскрытие пластов в горизонтальных скважинах. В ходе этих работ с применением отечественных перфосистем КПО-102 впервые в Иркутской области были проведены уникальные по сложности ПВР в 19 горизонтальных скважинах.

Перфорация всего горизонтального ствола длиной до 500 м производится за две СПО в условиях заполнения скважины пресной водой (без создания значительной репрессии на пласты) и при контролируемом устье. Максимальная длина компоновки за одну СПО составила 248 м (76 корпусов условной длиной 3 м), максимальная вскрытая эффективная толщина – 188 м (3004 заряда), максимальная вскрытая толщина по одной скважине – 421 м (6730 за-

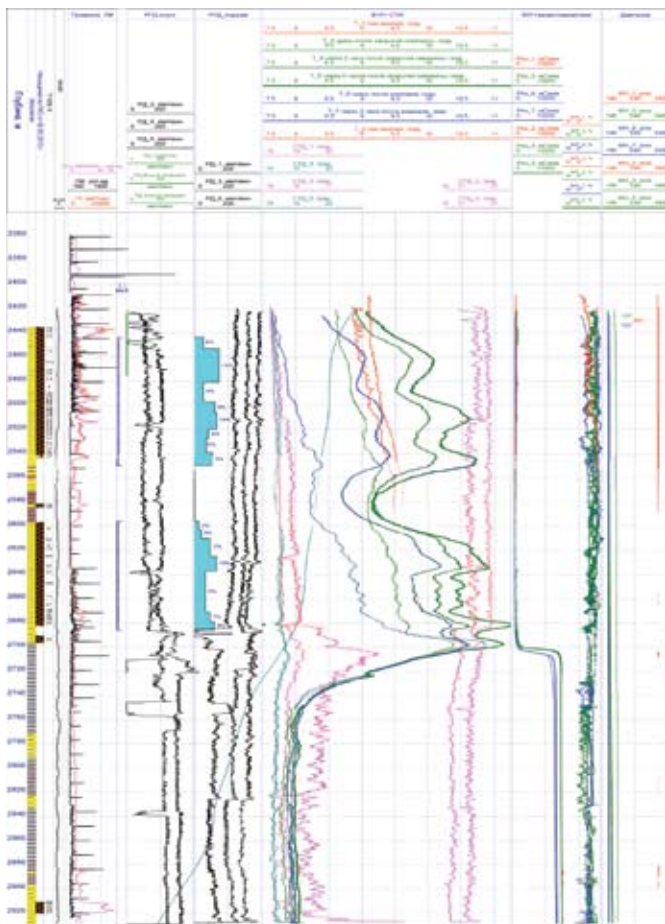


Рис. 1. Профиль относительно равномерного притока по горизонтальной скважине

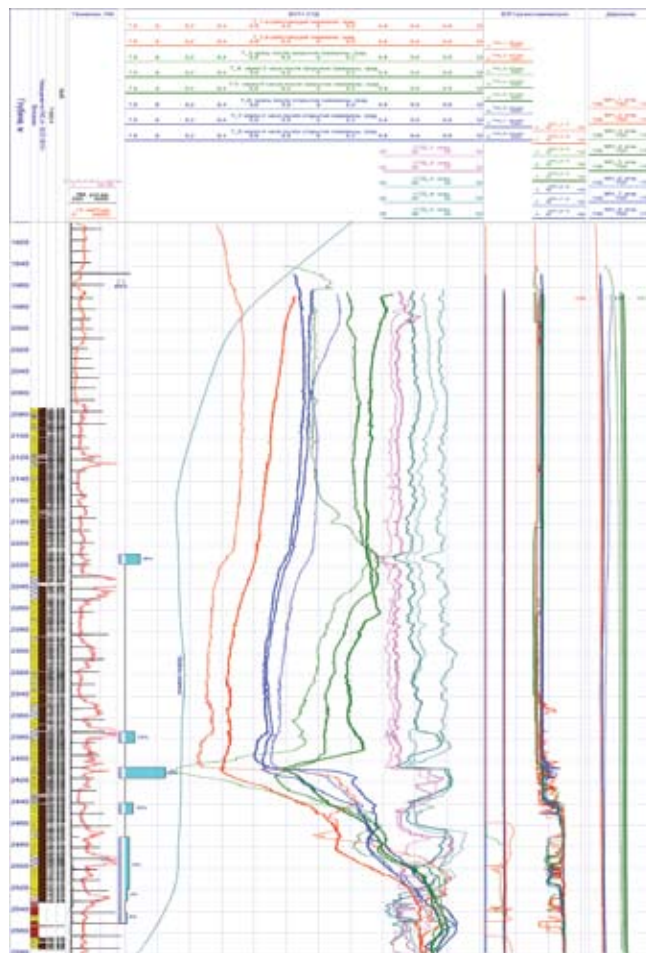


Рис. 2. Неравномерный профиль притока по скважине

рядов). Общая вскрытая толщина по 19 скважинам составила 4074 м [2]. Несмотря на высокую плотность перфорации и низкие, по утверждению авторов [2], коэффициенты несовершенства скважин на проперфорированных скважинных были проведены исследования с целью определения профиля притока в горизонтальной скважине с использованием ГНКТ. При этом профили притока на различных скважинах резко отличаются. Так, только по двум скважинам из семи профиль притока равномерный (рис. 1). По остальным скважинам приток в основном (около 50 %) осуществляется из начальной или сред-

ней части скважины (рис. 2). На наш взгляд, такая неравномерность связана как с качеством вскрытия пласта, так и с резкой расчлененностью рассматриваемого объекта. Действительно, как видно из рисунка 2, приток очень неравномерный. Для определения причины этого проанализируем данные гидродинамических исследований скважин, проведенных с интерпретацией данных в специализированном программном продукте Saphir. По результатам анализа КВД выявлено, что после радиального течения во внешней зоне пласта наблюдается рост производной, что свидетельствует о достижении не-

проницаемой границы по всем скважинам. Таким образом, неравномерные притоки по длине горизонтального ствола и недостижение проектных уровней добычи по скважинам связано как с качеством вторичного вскрытия пласта, так и с наличием непроницаемых границ в окрестностях скважин. На наш взгляд, наиболее эффективным в условиях Верхнечонского месторождения будет использование различных конструкций фильтра для заканчивания скважин. В имеющихся условиях для выравнивания профиля приемистости необходимо провести дострел участков со слабыми притоками.

**Литература:**

1. Дополнение к технологической схеме разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // ТННЦ, 2009.
- 2 Ярослав Гордеев, Рамиль Мухамдиев, Владимир Иванов, Рустам Хаиретдинов, Михаил Вязников, Марат Хайрутдинов // Новатор. – № 30. – С. 33–36.

**Ключевые слова:** фильтры, заканчивание скважин, вынос песка.