

Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и промысловых параметров пласта Кустовского месторождения по результатам гидродинамических исследований

Копытова Лариса Юрьевна

Студент

ПГНИУ, Геологический факультет, Пермь, Россия

E-mail: Larisa.Platinum@yandex.ru

Данная тема является наиболее актуальной для залежей, находящихся на ранних стадиях разработки, так как оценка коллекторов и промысловых параметров, полученных по результатам гидродинамических исследований (ГДИ), на данном этапе крайне важна. Она позволяет уточнить положение текущей технологической схемы и создать наиболее оптимальные варианты разработки.

Кустовское нефтяное месторождение расположено в Восточно-Русском нефтегазоносном бассейне Волго-Уральской нефтегазоносной области Куединской площади нефтегазонакопления в 160 км юго-западнее г. Перми. Месторождение находится в начальной стадии разработки [3,4]. Для написания статьи в качестве исследуемого был выбран эксплуатационный объект Д₁, поскольку в целом по разрезу в нем содержатся наибольшие геологические запасы нефти.

Индикаторные диаграммы (рис.1) имеют прямолинейный вид при забойных давлениях выше давления насыщения, что указывает на линейный закон фильтрации нефти по пласту в исследованном диапазоне давлений. Построены графики зависимостей основных показателей процесса разработки и параметров, полученных по результатам гидродинамических исследований (примеры приведены на рис.2,3).

На рис.2 в районе скв. 201, 202, 205, 207, 211, 106 в интервале толщин коллекторов от 2 до 4,96 м дебиты нефти составляют 7- 94,3 т/сут. Для этих скважин установлена прямая линейная зависимость между толщиной коллектора и дебитами нефти, т. е. дебит нефти будет расти с увеличением толщины коллектора. На рис.3 в районе скважин 201, 202, 205, 207, 211, 106, 91 в интервале дебитов нефти от 7 до 94,3 т/сут гидропроводность составляет 1,12 – 12,11 мкм²*см/(мПа*с). Для этих скважин установлена прямая линейная зависимость между гидропроводностью и дебитами нефти, т. е. дебит нефти будет тем больше, чем больше гидропроводность пласта.

Таким образом, сделан анализ основных показателей процесса разработки и параметров, полученных по результатам гидродинамических исследований и установлена закономерность изменения технологических и гидродинамических параметров по площади залежи.

Литература

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. - М.,Недра, 1984.
2. Инструкция по гидродинамическим методам исследования пластов и скважин: РД 39-3-593-81. М.,Недра, 1984.

3. Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям Пермской области. Геологическое строение и подсчет запасов нефти и газа Кустовского, Мало-Усинского и Андреевского месторождений. «ПермНИПИнефть», Пермь, 1984.
4. Технологическая схема разработки Кустовского месторождения / «ПермНИПИнефть».- Т. I-II. – Пермь, 1985.
5. <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/a/2006/2.pdf> - Ивлев Д. А. Построение геолого-промысловых моделей мелких нефтяных месторождений на основе гидродинамических исследований пласта. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, Томск – 2006.

Иллюстрации

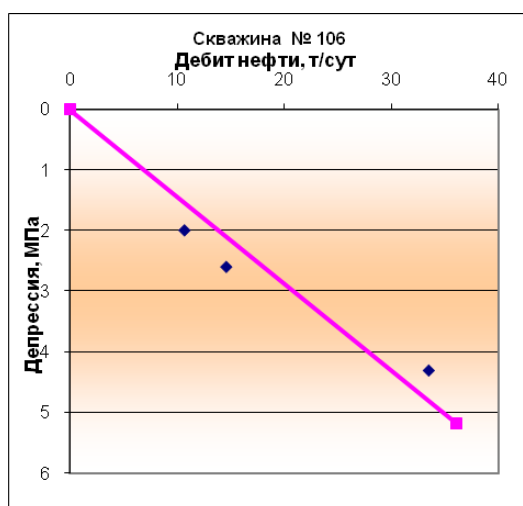


Рис. 1: Индикаторная диаграмма скважины № 106 по пласту Д1 (по результатам опробования).

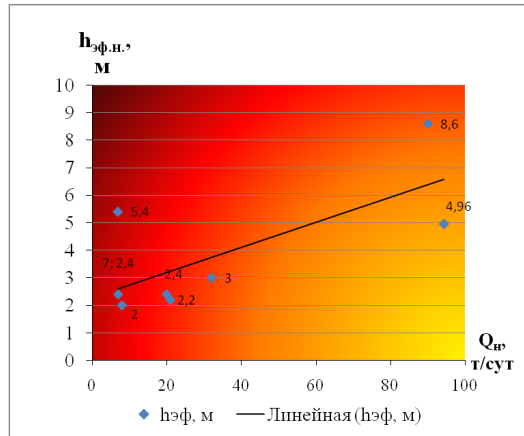


Рис. 2: График зависимости добычи нефти Q_n от эф. нефтенасыщенной толщины $h_{эф.н.}$.

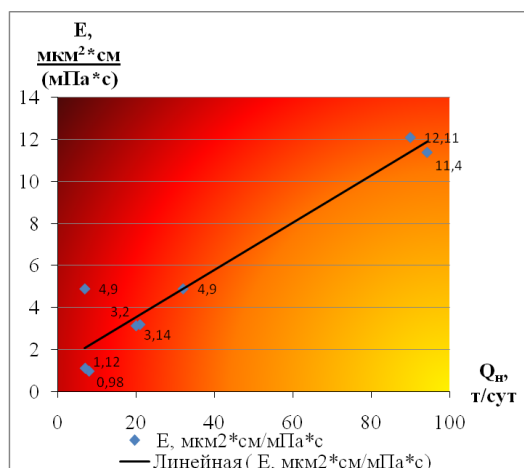


Рис. 3: График зависимости добычи нефти Q_n от гидропроводности E .