

К РАСЧЕТУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО МЕРОПРИЯТИЯ НА СКВАЖИНЕ

Д. М. Смоляк

Апробированы две методики прогноза дебита жидкости вновь пробуренной скважины с использованием статистического и гидродинамического подходов. Проведены расчеты дебита для реальных скважин.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ ПОДХОД

Алгоритм реализации статистической методики состоит в следующем [1]:

- для выбранного участка объекта разработки интерполируются двумерные поля пластового давления, пористости, проницаемости, мощности пласта;
- в точке предполагаемого бурения определяются прогнозируемые значения параметров пласта;
- по окружающим (уже пробуренным) скважинам строится линейная зависимость коэффициента продуктивности от произведения мощности, коэффициентов пористости и проницаемости пласта;
- дебит жидкости скважины рассчитывается по формуле $Q = K_{prod} * (P_{пл} - P_{заб})$, где забойное давление $P_{заб}$ задается, пластовое давление $P_{пл}$ определяется из двумерного поля пластового давления, коэффициент продуктивности K_{prod} вычисляется по вышеописанной зависимости;
- для нахождения доли нефти в потенциальном дебите жидкости используется элементы гидродинамической модели пакета Roxar [2]: трехмерное поле текущей нефтенасыщенности, функции фазовых проницаемостей.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ ПОДХОД

Алгоритм реализации гидродинамической методики оценки дебита жидкости состоит в следующем:

- численно решается уравнение неупругой однофазной фильтрации в неоднородной пористой среде:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(a \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(a \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(a \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0, \quad (1)$$

где $a = -\frac{k}{\mu}$, k – проницаемость, μ – вязкость, p – давление. При этом скважины моделируются цилиндрическими источниками (стоками) с заданным на них давлением;

- дебит жидкости на скважине может быть получен, используя трехмерное поле давления по формуле

$$Q = -\frac{k}{\mu} \lim_{\gamma \rightarrow 0} \oint_{\gamma} \frac{\partial p}{\partial n} d\gamma, \quad (2)$$

где γ – поверхность, охватывающая перфорированную часть скважины, n – внутренняя нормаль к поверхности γ .

Для апробации представленных подходов были созданы программные средства расчета потенциальных дебитов и визуализации полученных результатов.

Проведенные расчеты по обеим методикам сопоставлялись с реальными промысловыми данными и показали удовлетворительную согласованность.

Литература

1. Миннуллин Р. М., Мирсаитов Р. Г. Обоснование выбора участков для уплотняющего бурения. Нефтяное хозяйство. №5. 2007, С.39–42.
2. Закревский К. Е. Геологическое 3D-моделирование. М, 2009.

ФАКТОРИЗАЦИЯ ИЗМЕРИМЫХ МАТРИЦ-ФУНКЦИЙ

Д. И. Шкадрцов

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Определение. Факторизацией в L_p ($1 < p < \infty$) матрицы функции G есть представление в виде [1, с.56]:

$$G(t) = G_+(t)\Lambda(t)G_-(t), \quad (1)$$

где $G_+(t) \in L_p^+$, $G_-(t) \in L_q^-$, $G_+^{-1}(t) \in L_q^+$, $G_-^{-1}(t) \in L_p^-$ $1/p + 1/q = 1$,

$\Lambda(t) = \text{diag}[t^{\chi_1}, \dots, t^{\chi_n}]$, и χ_i - целые.

Пример [2, с.107]

$G(t) = \begin{bmatrix} t & 1 \\ 0 & t^{-1} \end{bmatrix}$. представление $G(t) = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} t & 0 \\ 0 & t^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & t^{-1} \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$ есть решение

задачи факторизации для матрицы G . Соответственно частные индексы для данной матрицы равны ± 1 .