

# Тест ЦКР №14: Моделирование призабойной зоны вертикальной скважины

## Постановка задачи

Постановка задачи, являющейся тестом ЦКР №14, взята из [1].

Однородный пласт вскрывается системой с шахматным расположением добывающих (кружки) и нагнетательных (ромбики) скважин (рис. 1). Скважины полностью вскрывают пласт и проперфорированы по всей длине. У добывающих скважин поддерживается фиксированное забойное давление  $p_{\text{заб,доб}}$ , у нагнетательных -  $p_{\text{заб,наг}}$ .

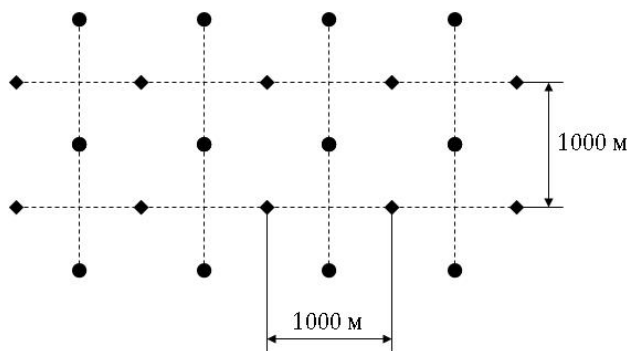


Рис. 1: Схема размещения скважин

В начальный момент времени полностью насыщенный нефтью пласт находится в состоянии равновесия. Капиллярные силы отсутствуют.

Основные параметры моделируемого пласта и скважин приведены в таблице 1.

Размер одной стороны элемента размещения скважин ( $A$ ), м	1000.0
Толщина пласта ( $H$ ), м	2.0
Пористость	0.2
Проницаемость по оси X, Y, Z ( $K_x = K_y = K_z = K$ ), мкм <sup>2</sup>	0.025
Сжимаемость порового объёма, 1/ГПа	0.0
Радиус ствола скважины ( $r_w$ ), м	0.1
Давление на забое добывающей скважины ( $p_{\text{заб,доб}}$ ), МПа	15.0
Давление на забое нагнетательной скважины ( $p_{\text{заб,наг}}$ ), МПа	35.0
Доля добывающей скважины, работающей на элемент A	1
Доля нагнетательной скважины, работающей на элемент A	0.25

Таблица 1: Основные параметры моделируемого пласта и скважин

Свойства пластовых флюидов приведены в таблице 2. Относительные фазовые проницаемости воды и нефти задаются в виде  $k_{\text{water}} = s$ ,  $k_{\text{oil}} = 1 - s$ , где  $s$  — насыщенность водой. Насыщенность остаточной нефтью и водой равна 0.0.

Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1000.0
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1000.0
Вязкость нефти ( $\mu$ ), мПа·с	0.5
Сжимаемость нефти, 1/ГПа	0.0
Плотность воды в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1000.0
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1000.0
Вязкость воды ( $\mu$ ), мПа·с	0.5
Сжимаемость воды, 1/ГПа	0.0

Таблица 2: Свойства пластовых флюидов

## Оценка качества решения

К точному решению данной задачи известны хорошие аналитические приближения, например формула М. Маскета [2]:

$$Q_{\text{Маскет}} = \frac{86.4\pi KH}{\mu} \frac{p_{\text{заб,наг}} - p_{\text{заб,доб}}}{\ln \frac{A}{r_w \sqrt{2}} - 0.619}, \text{ [м}^3\text{/сут]} \quad (1)$$

Качество вычислительных алгоритмов ПК «Техсхема» оценивается экспертным методом путём сравнения решения Маскета (1) и рассчитанного дебита одной добывающей скважины для расчётной сетки  $N_x \times N_y \times N_z$ :

$$\begin{array}{ll} \text{Число ячеек по оси X, Y } (N_x, N_y) & 3; 4; \dots; 20 \\ \text{Число ячеек по оси Z } (N_z) & 4 \end{array}$$

## Результаты решения

Для данной задачи  $Q_{\text{Маскет}} = 65, 84385$ , которое будет использовать в качестве "точного" решения.

В ПК «Техсхема» для расчёта коэффициента проводимости соединения скважины с пластом используется численно-аналитическое решение, учитывающее положение и наклон стволов скважины, неполнота и местоположение интервалов вскрытия скважиной пласта, анизотропия его по проницаемости, вязкостно-фазные эффекты. Дополнительно в ПК «Техсхема» реализована опциональная возможность использования формулы Писмена (2) для расчёта коэффициента проводимости:

$$T_b = \frac{\theta K_e \Delta z_b}{\ln(r_0/r_w)}, \quad (2)$$

где  $T_b$  —прискважинная проводимость, связывающая центр проперфорированной  $b$ -ой расчётной ячейки со "стенкой" скважины на уровне этой ячейки,  $\theta = 2\pi$  — угол сегмента  $b$ -ой ячейки со скважиной (в радианах) (если скважина расположена на грани или в углу расчётной ячейки, то  $\theta = \pi$  или  $\theta = \pi/2$ ),  $K_e = (K_x K_y)^{1/2}$  — эффективная проницаемость,  $\Delta z_b$  — толщина  $b$ -ой ячейки,  $r_0 = 0.28 \frac{[(\Delta x)^2 (K_y/K_x)^{1/2} + (\Delta y)^2 (K_x/K_y)^{1/2}]^{1/2}}{(K_y/K_x)^{1/4} + (K_x/K_y)^{1/4}}$  — "эквивалентный радиус давления"  $b$ -ой расчётной ячейки, которая вскрыта вертикальной скважиной, проходящей по всей толщине блока через

центр,  $\Delta x = r_d/N_x$  и  $\Delta y = r_d/N_y$  — размер расчётной ячейки по оси X и Y,  $M_b$  — множество всех расчётных ячеек, вскрытых скважиной,  $p_b$  — пластовое давление в центре  $b$ -ой ячейки,  $p_{заб,b}$  — забойное давление скважины на уровне  $b$ -ой ячейки (давление на "стенке" скважины).

Наличие в ПК «Техсхема» двух алгоритмов расчёта коэффициента проводимости соединения скважины с пластом позволяет сравнить результаты решения данной тестовой задачи при использовании различных формул притока. Также данная задача была решена с помощью программного комплекса «Eclipse 100» компании Schlumberger, в котором по-умолчанию используется формула Писмена (2). Результаты расчётов приведены в таблице 3 и на рис. 2.

Видно, что относительная погрешность расчёта дебита скважины

$$\text{погрешность} = \frac{Q_{\text{Маскет}} - Q_{\text{Техсхема}}}{Q_{\text{Маскет}}}, [\%]$$

не превышает 1%. Кроме того, точность вычисления дебита не зависит от того, как проходит ствол скважины: через центр расчётной ячейки (случай А) или через общую грань четырёх смежных ячеек (случай В).

При расчёте дебита в ПК «Техсхема» с использованием формулы Писмена (2) значения сильно завышены: в случае А погрешность составляет около 8%, в случае В — около 18%. Аналогичным дефектом обладают и расчёты, произведённые на симуляторе «Eclipse 100» (на рис. 2 видно, что результаты, полученные на «Eclipse 100» и на ПК «Техсхема» с использованием формулы Писмена, практически совпадают). Таким образом, применение формулы Писмена в некоторых случаях может приводить к существенной погрешности определения жидкостного дебита скважин.

$N_x \times N_y \times N_z$	ПК «Техсхема»	ПК «Eclipse 100»	формула Писмена (2)
$3 \times 3 \times 4$	65.330	70.772	70.775
$4 \times 4 \times 4$	65.687	77.660	77.663
$5 \times 5 \times 4$	65.642	71.139	71.141
$6 \times 6 \times 4$	65.786	77.803	77.799
$7 \times 7 \times 4$	65.746	71.273	71.265
$8 \times 8 \times 4$	65.841	77.877	77.882
$9 \times 9 \times 4$	65.800	71.323	71.327
$10 \times 10 \times 4$	65.874	77.927	77.927
$11 \times 11 \times 4$	65.823	71.364	71.355
$12 \times 12 \times 4$	65.890	77.942	77.951
$13 \times 13 \times 4$	65.837	71.370	71.372
$14 \times 14 \times 4$	65.901	77.967	77.966
$15 \times 15 \times 4$	65.847	71.382	71.383
$16 \times 16 \times 4$	65.910	77.990	77.978
$17 \times 17 \times 4$	65.843	71.389	71.383
$18 \times 18 \times 4$	65.882	77.981	77.962
$19 \times 19 \times 4$	65.806	71.395	71.354
$20 \times 20 \times 4$	65.835	77.983	77.926

Таблица 3: Зависимость рассчитанного дебита скважины от размерности расчётной сетки

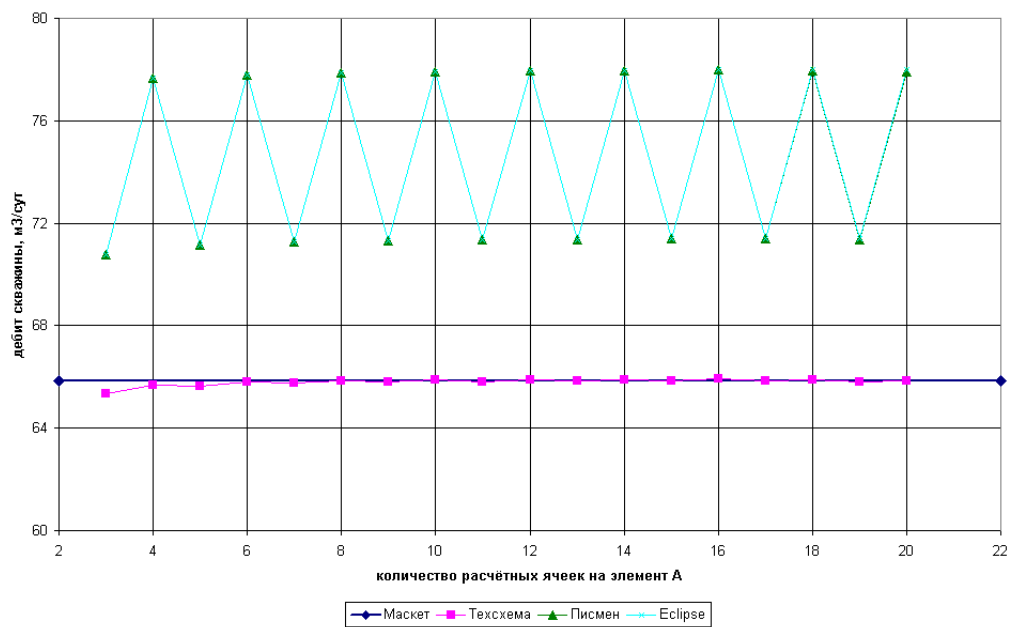


Рис. 2: Результаты решения тестовой задачи

## Список литературы

- [1] Майер В.П. О тестировании гидродинамических фильтрационных моделей. // Вестник ЦКР Роснедра, 2009, №1, с.68-78.
- [2] Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. - Пер. с англ. - М.: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.