

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАКОНТУРНОЙ ОБЛАСТИ ПЛАСТА ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

А.В. Нагайцева¹⁾, А.И. Шарнов²⁾

1) студентка Армавирского механико-технологического института (филиал) ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Армавир, Россия, ann_stock@mail.ru

2) к.т.н., доцент Армавирского механико-технологического института (филиал) ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Армавир, Россия, a.i.sharnov@mail.ru

Аннотация: рассмотрен пример расчета показателей нефтяного месторождения в законтурной области пласта при упругом режиме.

Ключевые слова: расчет, показатель, нефтяное, месторождение, законтурная, область, пласт, упругий, режим

CALCULATION OF OIL FIELD PARAMETERS IN THE RESERVOIR CONTOUR AREA UNDER ELASTIC REGIME

A.V. Nagaytseva¹⁾, A.I. Sharnov²⁾

1) the student Armavir Institute of Mechanics and Technology (branch) of Federal State Budgetary Institution of Higher Education “Kuban State Technological University”, city of Armavir, Russia, ann_stock@mail.ru

2) Ph. D., associate Professor, Armavir Institute of Mechanics and Technology (branch) of Federal State Budgetary Institution of Higher Education “Kuban State Technological University”, city of Armavir, Russia, a.i.sharnov@mail.ru

Abstract: an example of calculating the parameters of an oil field in the contour region of the formation under the elastic regime is considered.

Key words: calculation, indicator, oil, field, contour, region, formation, elastic, regime

Внешний и внутренний контуры нефтеносности однопластового нефтяного месторождения имеют форму, близкую к окружностям (рис.1).

Площадь месторождения можно представить в виде круга радиусом R , м. Нефтяная залежь окружена обширной водоносной областью, из которой в нефтеносную часть пласта поступает вода при снижении пластового давления p_0 , МПа. По данным гидродинамических и

лабораторных исследований установлено, что средняя проницаемость как нефтеносной, так и водоносной частей пласта одинакова и составляет k , м^2 .

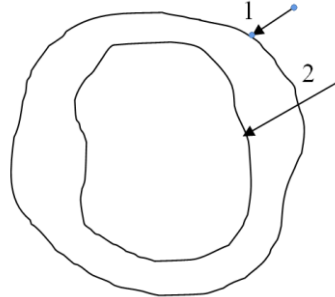


Рисунок 1 – Контур нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний.

По данным гидродинамических и лабораторных исследований установлено, что средняя проницаемость как нефтеносной, так и водоносной частей пласта одинакова и составляет k , м^2 . Вязкость нефти и воды в пластовых условиях равны соответственно μ_n , $\text{мПа}\cdot\text{с}$, $\mu_в$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$. Коэффициент пьезопроводности χ , $\text{м}^2/\text{с}$.

Добыча жидкость из месторождения изменяется во времени следующим образом

$$q_{жс}(t) = \begin{cases} \alpha_0 f(t) & \text{при } 0 \leq t \leq t_* \\ \alpha_0 f(t_*) = q_{\max} & \text{при } t > t_* \end{cases},$$

где t_* время ввода месторождения в разработку, α_0 – постоянная месторождения.

Требуется определить в условиях разработки при упругом режиме в законтурной области пласта изменение пластового давления.

Для расчета давления на контуре нефтяного месторождения необходимо использовать формулу Дюамеля, согласно которому [1];

$$P_{\text{кон}}(\tau) = P_0 - \frac{\mu_в \alpha_0 R^2}{2\pi kh \chi} \int_0^\tau \frac{\partial q(z)}{\partial z} f(\tau - z) \alpha z; \quad (1)$$

где $f(\tau - z) = 0,5 \left[1 - (1 + \tau - z)^{-3,81} \right] + \ln(1 + \tau - z)$,

$\tau = \frac{\chi \cdot t}{R^2}$ – безразмерная величина.

Формула (1) справедлива только при $0 \leq \tau \leq \tau_*$ ($\tau_* = \chi t_*/R^2$).

Формула расчета $P(\tau)$ для периода постоянной добычи жидкости, т.е. при $\tau > \tau_*$ имеет вид.

$$P_{\text{кон}}(\tau) = P_0 - \frac{\mu_в \alpha_0 R^2}{2\pi kh \chi} \cdot J(\tau_*) - \frac{q_{\max} \alpha_0 \mu_в R^2}{2\pi kh \chi} \cdot f(\tau - \tau_*).$$

Для заданных условий определим изменение добычи нефти, воды,

текущей нефтеотдачи и обводненности продукции при заданной динамике добычи жидкости.

Пусть для рассматриваемого месторождения известны данные зависимости (рис. 2) текущей обводненности продукции v от отношения

$$\eta = \frac{Q_n}{N_n},$$

где Q_n – накопленная добыча нефти, N_n – запасы нефти.

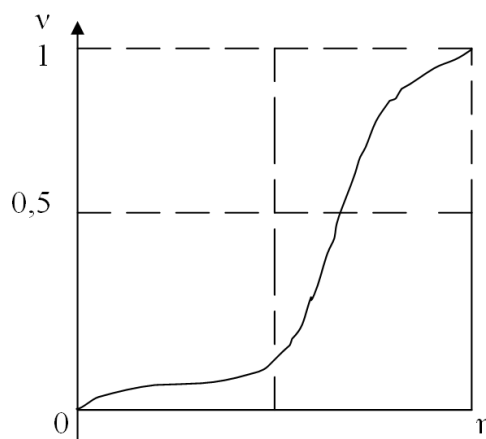


Рисунок 2 – Зависимость текущей обводненности v от относительного отбора нефти η .

Будем считать, что эта зависимость будет справедливой в течение рассматриваемого срока разработки.

Текущая обводненность продукции скважин определяется соотношением

$$v = \frac{q_w}{q_w + q_n} = \frac{q_w}{q_{ж}},$$

где q_w – дебит воды, добываемой одновременно с нефтью из всех скважин;
 q_n – дебит нефти.

Понятно, что

$$q_n = q_{ж}(1 - v).$$

Так как кривая на рисунке 1 выражает зависимость $v = v(\eta)$, то
 $\eta = \eta(v)$

Поскольку

$$\eta = \frac{1}{N_n} \int_0^t q_{ж}(\lambda) \alpha \lambda = \frac{1}{N_n} \int_0^t q_{ж}(\lambda) (1 - v) \alpha \lambda$$

получим

$$\frac{d\eta}{dt} = \frac{1}{N_n} q_{жс}(t)(1-v(t)).$$

Из предыдущего равенства имеем

$$\eta'(v) \frac{dv}{dt} = \frac{1}{N_n} q_{жс}(t)(1-v(t)).$$

или

$$\frac{dv}{dt} = \frac{1}{N_n} q_{жс}(t) \frac{1-v(t)}{\eta'(v)}. \quad (2)$$

$$v(0) = 0. \quad (3)$$

Полученная задача Коши (2) – (3) решается различными численными методами.

Теория вытеснения нефти водой, развитая Баклеем и Левереттом, изложена в [2]. В качестве аппроксимирующей функций зависимости используется выражение

$$\eta(v) = \frac{a\sqrt{v}}{a\sqrt{v} + \frac{\mu_e}{\mu_n} \sqrt{1-v}} \quad (4)$$

Функция (4) называется функцией Баклея – Леверетта, где a – положительная константа.

Список использованных источников:

1. Желтов Ю.П., Стрижков И.Н. и др. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений.- М.: Недра, 1985.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Ряжик В.М. Теория нестационарной фильтраций жидкости и газа.- М.: Недра, 1972.
3. Гусейнов И.А., Курбанов З.Г., Меликов Э.А., Эфендиев А.И., Эфендиев И.Р. УПРАВЛЕНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫМИ МНОГОСТАДИЙНЫМИ ПРОЦЕССАМИ В НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ //Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. 2014. № 4. С. 90.