

УДК 622.831

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ДЕБИТА СКВАЖИНЫ

Сирота Д. Ю., к.т.н., доцент кафедры ФПиСГ КузГТУ,
Веснин П. С. студент группы ФПс-191, VI курс

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
г. Кемерово

Аннотация. В заметке рассматриваются статистические оценки объёмов метаноносности нетронутых пластов в зависимости от глубины и внутреннего на основе анализа экспериментальных данных по различным месторождениям.

Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью метода наименьших квадратов на базе бесплатного и открытого пакета OpenOffice в табличном процессоре Calc с помощью надстройки NPSolver.

Ключевые слова. Прогноз газодинамических явлений, десорбция газа, метаноносность, метод наименьших квадратов, функция Ленгмюра.

Введение.

Теоретический расчёт дебитов скважин основан как на некоторых модельных представлениях о физическом процессе фильтрации жидкости или газа из пласта к устью скважины, так и на учёте заранее неизвестных фильтрационных коэффициентах вмещающих горных пород. Как правило, значения этих коэффициентов либо определяют в лабораторных условиях, либо также на основе некоторых модельных представлениях о закономерностях их изменения. Оба эти подхода обладают рядом очевидных недостатков.

В настоящей заметке предлагается определять неизвестные значения фильтрационных коэффициентов на основе реальных данных дебитов горизонтальных и вертикальных скважин с учётом параметров, которые точно известны или поддаются технологическому изменению.

Коэффициенты макрошероховатости и сверхсжимаемости пласта

Рассмотрим рисунок 1, на котором показана вертикальная скважина с радиусом по долоту R_c и давлением на стенке скважины P_c . Вокруг скважины можно условно нарисовать круг – *контур питания*, который имеет радиус R_k . Приток жидкости к забою скважины происходит вдоль продуктивного пласта от контура питания до стенки скважины (рис. 1.а), а далее по стволу скважины от забоя до устья (рис. 1.б).

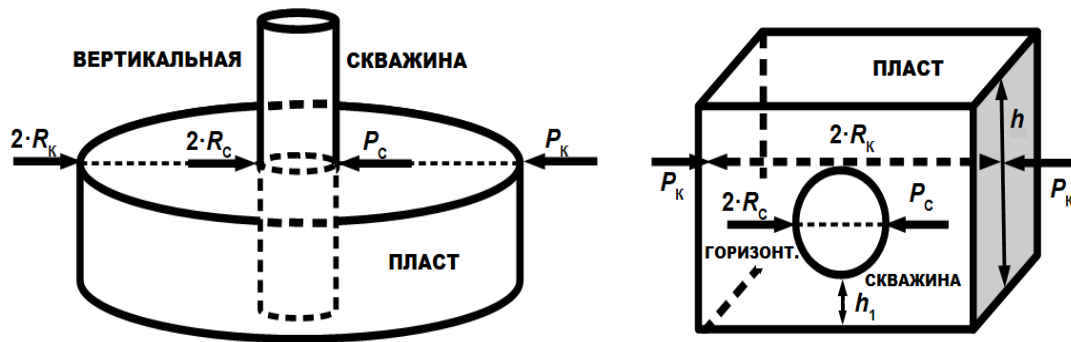


Рисунок 1 – Схема добывающей вертикальной и горизонтальной скважины.

Известно, что скорость фильтрации жидкости определяется по формуле $v = \frac{Q}{S}$, где Q – дебит (расход) жидкости, м³/с; S – площадь сечения геометрической фигуры, через которую осуществляется фильтрация жидкости, м². Для плоско-радиального притока скорость потока жидкости, согласно линейному закону Дарси, в дифференциальном виде будет иметь следующий вид: $v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}$, где k – коэффициент эффективной проницаемости пористой среды, м²; dp/dr – градиент давления, Па/м; μ – вязкость жидкости, Па·с.

Здесь S – площадь, через которую происходит приток жидкости к скважине. В случае вертикальной скважины это цилиндр, поэтому формула для определения площади будет иметь вид $S = 2\pi \cdot r \cdot h$. С учётом этой формулы получим дифференциальное уравнение с разделяющимися переменными:

$$Q = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \cdot S = \frac{k}{\mu} \cdot 2\pi \cdot h \cdot r \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{2\pi \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot r \cdot \frac{dp}{dr}. \quad (1)$$

Решая его стандартным образом, после преобразований получим для дебита формулу Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln(R_k) - \ln(R_c)}, \quad (2)$$

где k – коэффициент эффективной проницаемости пласта (проницаемость пласта), м²; h – эффективная толщина пласта, м; p_k – давление на контуре питания, Па; p_c – давление на стенке скважины напротив продуктивного пласта, Па; μ – коэффициент динамической вязкости флюида в пластовых условиях, Па·с; R_k – радиус дренирования (радиус контура питания скважины), м; R_c – радиус скважины по долоту, м.

ПРИМЕР: $k = 500 \cdot 10^{-15}$, м²; $h = 20$, м; $\mu = 10^{-3}$ Па·с; $p_k = 120 \times 10^5$ Па; $p_c = 800 \times 10^5$ Па; $R_k = 900$ м; $R_c = 0,1$ м. Тогда $Q = \frac{2\pi \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln(R_k) - \ln(R_c)} = 596,231$ м³/сут.

В случае газовой вертикальной скважины линейный закон Дарси трансформируется в нелинейный вида $v = \frac{k}{\mu} \cdot p \cdot \frac{dp}{dr}$. Прodelывая те же действия, что и выше, получим аналог формулы (2):

$$Q = \frac{\pi \cdot h \cdot k}{\mu \times P_{AT}} \cdot \frac{p_K^2 - p_C^2}{\ln(R_K) - \ln(R_C)}. \quad (3)$$

ПРИМЕР: $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$, м²; $h = 6$, м; $\mu = 1,1 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $p_K = 25 \times 10^5$ Па; $p_C = 15 \times 10^5$ Па; $R_K = 900$ м; $R_C = 0,1$ м. Тогда $Q = \frac{\pi \cdot h \cdot k}{\mu \times P_{AT}} \cdot \frac{p_K^2 - p_C^2}{\ln(R_K) - \ln(R_C)} = 27,968 \cdot 10^3$ м³/сут.

Более точная формула дебита скважины, которая учитывает многие дополнительные параметры скважины и окружающего пространства имеет вид:

$$p_K^2 - p_C^2 = a_v \cdot Q + b_v \cdot Q^2, \quad (4)$$

где $a_v = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{AT}}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_K}{R_C}\right)$, $b_v = \frac{\rho_{AT} \cdot z \cdot P_{AT}}{2 \cdot \pi^2 \cdot \xi \cdot h^2} \cdot \left(\frac{1}{R_C} - \frac{1}{R_K}\right)$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины, Па²·сек/м³ и Па²·сек²/м⁶; $\rho_{AT} = 0,717$ кг/м³ – плотность при стандартных условиях; $z = 0,9$ – теоретический коэффициент сверхсжимаемости; $\xi = 0,425 \cdot 10^{-11} \cdot (k \cdot 10^{15})^{1,45} = 3,523 \cdot 10^{-11}$, м – теоретический коэффициент макрошероховатости пласта.

ПРИМЕР: $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$, м²; $h = 6$, м; $\mu = 1,1 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $p_K = 25 \times 10^5$ Па; $p_C = 15 \times 10^5$ Па; $R_K = 900$ м; $R_C = 0,1$ м. Тогда $Q_z = 34,038 \cdot 10^3$ м³/сут.

Практический средний дебит одной вертикальной скважины составляет величину $Q_T = 2600$ м³/сут, который не совпадает с рассчитанным теоретическим значением. Найдём экспериментальное значение коэффициента ξ на основе метода наименьших квадратов:

$$F(\xi) = |Q_T - Q_z| \rightarrow \min. \quad (5)$$

Для поиска минимума функции будем использовать надстройку «поиск решения». В результате получим величину $\xi = 2,243 \cdot 10^{-13}$, м.

Коэффициент анизотропии пласта

Расчёт дебита горизонтальной скважины является более сложным делом по сравнению с аналогичным расчётом для вертикальной скважины. В настоящее время существует достаточно большое количество практически эквивалентных формул для его расчёта. Приведём аналог формулы Дюпюи для горизонтальной нефтяной скважины, полученный Ю.Т. Борисовым

$$Q_H = \frac{2\pi \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{p_K - p_C}{\ln\left(\frac{4 \cdot R_K}{L}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_C}\right)}, \quad (5)$$

где L – длина скважины, м.

ПРИМЕР: $k = 500 \cdot 10^{-15}$, м²; $h = 20$, м; $\mu = 10^{-3}$ Па·с; $p_K = 120 \times 10^5$ Па; $p_C = 800 \times 10^5$ Па; $R_K = 900$ м; $R_C = 0,1$ м. Определить длину горизонтальной скважины, необходимой для совпадения дебитов горизонтальной и вертикальной скважин $Q_V = 596,231$ м³/сут при прочих равных условий. Получим уравнение $Q_V = Q_H$, откуда найдём $L = 4,347$ м.

В случае газовой скважины формула её дебита скорректируется по аналогии с (3, 5)

$$Q = \frac{\pi \cdot h \cdot k}{\mu \times P_{AT}} \cdot \frac{p_K^2 - p_C^2}{\ln\left(\frac{4 \cdot R_K}{L}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_C}\right)}. \quad (6)$$

ПРИМЕР: $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$, м²; $h = 6$, м; $\mu = 1,1 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $p_K = 25 \times 10^5$ Па; $p_C = 15 \times 10^5$ Па; $R_K = 900$ м; $R_C = 0,1$ м. Определить длину горизонтальной скважины, необходимой для совпадения дебитов горизонтальной и вертикальной скважин $Q_V = 28 \cdot 10^3$ м³/сут при прочих равных условий. Получим уравнение $Q_V = Q_H$, откуда найдём $L = 5,256$ м.

Двухчленный вариант формулы дебита скважины, которая учитывает многие дополнительные параметры скважины и окружающего пространства получена Алиевым З. С. и имеет вид :

$$p_K^2 - p_C^2 = a_H \cdot Q + b_H \cdot Q^2, \quad (7)$$

$$\text{где } a_1 = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{AT}}{k}, \quad b_1 = \frac{\rho_{AT} \cdot z \cdot P_{AT}}{\xi}, \quad a_H = \frac{a_1}{2 \cdot L} \left[\frac{2 \cdot C_1}{\vartheta \cdot h_1} + \frac{R_K - \vartheta \cdot h_1}{R_C + \vartheta \cdot h_1} \right],$$

$$C_1 = \vartheta \cdot h_1 + R_C \cdot \ln \frac{R_C}{R_C + \vartheta \cdot h_1}, \quad b_H = \frac{b_1}{8 \cdot L^2} \left[\frac{2 \cdot C_2}{\vartheta \cdot h_1} + \frac{R_K - \vartheta \cdot h_1}{(R_C + \vartheta \cdot h_1)^2} \right],$$

$$C_2 = \ln \frac{R_C + \vartheta \cdot h_1}{R_C} - \frac{\vartheta \cdot h_1}{R_C + \vartheta \cdot h_1}, \quad L \text{ – длина скважины, м; } \vartheta \text{ – коэффициент ани-}$$

зотропии пласта; $h_1 = 0,5 \cdot h - R_C$ мощность полупласта, м.

Практический средний дебит одной горизонтальной скважины составляет величину $Q_T = 4900$ м³/сут. Найдём экспериментальные значения коэффициента анизотропии пласта ϑ , необходимый для достижения практического дебита при заданной длине скважины L . Производить вычисления будем на основе метода наименьших квадратов:

$$F(\vartheta) = |Q_T - Q_Z| \rightarrow \min. \quad (8)$$

ПРИМЕР: $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$, м²; $h = 6$, м; $\mu = 1,1 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $p_k = 25 \times 10^5$ Па;
 $p_c = 15 \times 10^5$ Па; $R_k = 900$ м; $R_c = 0,1$ м; $z = 0,94$; $\xi = 2,15 \cdot 10^{-13}$ м; $L = 100$ м.
Тогда $\vartheta = 0,87$.

Список литературы

1 Официальный сайт ООО «Газпром добыча Кузнецк [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/articles/methan-from-coal/> (дата обращения 19.10.24 г.).

2. Шевцов А. Г. «Геомеханическое обоснование применения многозабойных горизонтальных скважин при добыче метана угольных пластов»
<https://science.kuzstu.ru/wpcontent/docs/OAD/Soresearchers/2021/she/Dissertation.pdf>.

3. Алиев З. С. Мараков Д. А. Разработка месторождений природных газов / М.: Макс-Пресс, 2011 – 437 стр.

4. Лапшин В. И., Минаков И. И., Уваров Д. П. «Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при установившемся режиме фильтрации)» <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-3-23-2015-036-041.pdf> 6 с.

5. Заморева Е. В. Сравнение дебитов вертикальной, горизонтальной и многоствольной скважины различными методами / «НПЭЖ Аллея Науки», №4(31) 2019 –9 с.

https://alleyscience.ru/domains_data/files/02April2019/SRAVNENIE%20DEBITOV%20VERTIKALNOY,%20GORIZONTALNOY%20I%20MNOGOSTVOLNOY%20SKVAZHINY%20RAZLICHNYMI%20METODAMI.pdf