

УДК 622.831

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КОЛЬМАТАЦИИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ИХ ДЕБИТА

Семенцова Д. В. студент группы ФПс-191, VI курс

Научный руководитель: Сирота Д. Ю., к.т.н., доцент.

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 внутренне-го на основе анализа экспериментальных данных по различным месторожде-ниям.

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 мо-дельных 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, значе-ния 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 гори-зонтальных и вертикальных скважин с учётом параметров, которые точно из-вестны 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 скважи-ны 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).

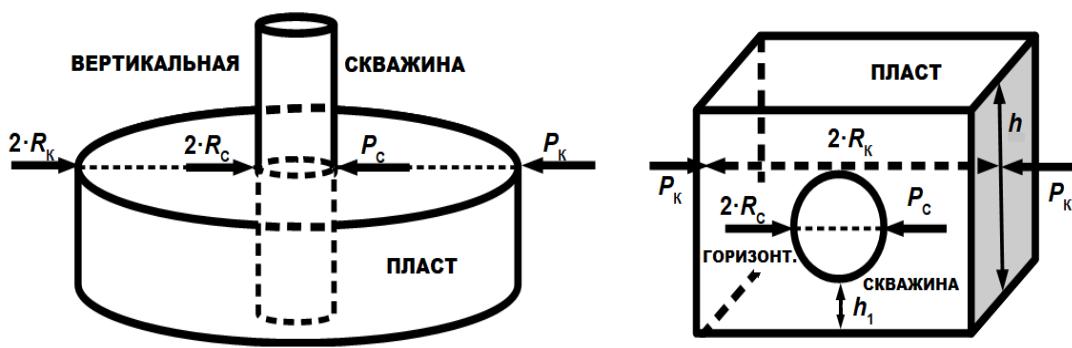


Рисунок 1 – Схема добывающей вертикальной и горизонтальной скважины.

Известно, что скорость фильтрации любого флюида определяется по формуле $v = \frac{Q}{S}$, где Q – дебит (расход) жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; S – площадь сечения геометрической фигуры, через которую осуществляется фильтрация жидкости, м^2 . Для плоско-радиального притока скорость потока газа, согласно простейшему варианту нелинейного закона Дарси, в дифференциальном виде будет иметь следующий вид: $v = \frac{k}{\mu} \cdot p \cdot \frac{dp}{dr}$, где k – коэффициент эффективной проницаемости пористой среды, м^2 ; dp/dr – градиент давления, $\text{Па}/\text{м}$; μ – вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Здесь S – площадь, через которую происходит приток газа 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:

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

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

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

где k – коэффициент эффективной проницаемости пласта (проницаемость пласта), м^2 ; 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, $\text{Па}\cdot\text{с}$; R_k – радиус дренирования (радиус контура питания скважины), м; R_c – радиус скважины по долоту, м.

ПРИМЕР: $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$, м^2 ; $h = 6$, м; $\mu = 1,1 \cdot 10^{-6}$ $\text{Па}\cdot\text{с}$; $p_k = 25 \times 10^5$ Па; $p_c = 15 \times 10^5$ Па; $R_k = 900$ м; $R_c = 0,1$ м. Тогда $Q = \frac{\pi \cdot h \cdot k}{\mu \cdot P_{AT}} \cdot \frac{p_k^2 - p_c^2}{\ln(R_k) - \ln(R_c)} = 27968 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Отметим здесь, что величина $R_k = 900$ м бралась по большому счёту наугад. Практический средний дебит одной вертикальной скважины составляет величину $Q_t = 2600$ м³/сут, что примерно в 11 раз меньше расчётного. Попытка решить уравнение (2) относительно неизвестно R_k при известном значении дебита $Q_t = 2600$ м³/сут приведёт к нереально маленьким значениям контура питания скважины: $R_k \approx 0,10011$, м. Отсюда можно сделать вывод о том, что существуют какие-то дополнительные причины снижения наблюдаемого дебита скважины.

Заметим, что реальная скважина всегда работает в неидеальных условиях: по тем или иным причинам призабойная область всегда имеет меньшую проницаемость, чем вся остальная область. Происходит так называемая кольматация скважины, что приводит к существенному снижению дебита скважины по сравнению с теоретическим. Учёт этого явления производится с помощью двух параметров: коэффициента проницаемости k_{pp} и радиуса R_{pp} призабойной области. Расчётная формула (2) в этом случае трансформируется к виду

$$Q = \frac{\pi \cdot h \cdot k_{pp} \cdot k_p}{\mu \cdot P_{at}} \cdot \frac{p_k^2 - p_c^2}{\left[k_p \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_{pp}}\right) + k_{pp} \cdot \ln\left(\frac{R_{pp}}{R_c}\right) \right]} \quad (3)$$

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; $Q_t = 2600$ м³/сут. Так как выражение (3) представляет собой функцию двух переменных $Q = Q(k_{pp}, R_{pp})$, то существует бесконечное количество пар параметров k_{pp} и R_{pp} , при которых величина дебита достигает требуемого значения. Построим кривую зависимости $k_{pp} = k(R_{pp}, Q_t)$ и определим её аппроксимирующее уравнение:

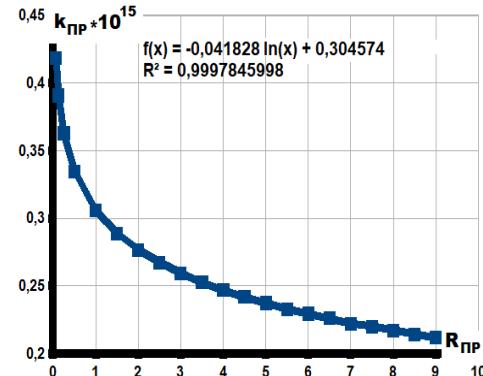
$$k_{pp} = [0,3046 - 0,0418 \cdot \ln(R_{pp})] \cdot 10^{-15}.$$

Известно, что 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/m³ и Па²·сек²/m⁶; $\rho_{at} = 0,717$ кг/m³ – плотность при стандартных условиях; $z = 0,9$ – теоретиче-



ский 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 $Q_z = 20167$ м³/сут, что также превосходит реальный дебит, но уже примерно в 8 раз по сравнению с формулой Дюпюи.

Модификация формулы (4) и её коэффициентов имеет вид:

$$p_k^2 - p_c^2 = a_{\text{пп}} \cdot Q + b_{\text{пп}} \cdot Q^2, \quad (5)$$

где $a_{\text{пп}} = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{\text{ат}}}{\pi \cdot k_{\text{пп}} \cdot k_{\text{пп}} \cdot h} \cdot \left[k_{\text{пп}} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{R_{\text{пп}}}\right) + k_{\text{пп}} \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{пп}}}{R_c}\right) \right]$,

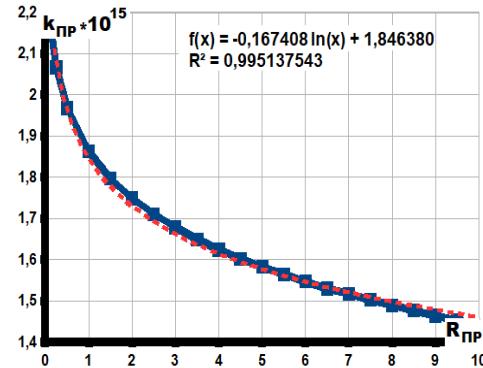
$$b_{\text{пп}} = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot z \cdot P_{\text{ат}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot \xi_{\text{пп}} \cdot \xi_{\text{пп}} \cdot h^2} \cdot \left[\xi_{\text{пп}} \cdot \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{\text{пп}}} \right) + \xi_{\text{пп}} \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{пп}}} - \frac{1}{R_k} \right) \right].$$

Таким образом, дебит скважины оказывается связан с тремя параметрами призабойной области: $k_{\text{пп}}$, $R_{\text{пп}}$ и $\xi_{\text{пп}}$.

Как и выше, построим кривую зависимости $k_{\text{пп}} = k(R_{\text{пп}}, Q_t)$, предполагая, что теоретическая закономерность $\xi = \xi(k)$ выполняется и для кольматационной области, и определим её аппроксимирующее уравнение:

$$k_{\text{пп}} = [1,8464 - 0,1674 \cdot \ln(R_{\text{пп}})] \cdot 10^{-15}.$$

Заметим, что обе полученные аппроксимационные формулы вообще говоря не являются верными в полном смысле этого слова. Во-первых потому, что в правильной физической формуле логарифмическая функция не может быть от размерной величины: радиус область кольматации необходимо преобразовать к безразмерному виду. Во-вторых потому, что асимптотические свойства предлагаемой функции не совпадает по физическому смыслу с коэффициентом проницаемости пласта: он, очевидно не может быть отрицательным.



Список литературы

- 1 Официальный сайт ООО «Газпром добывача 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 много-забойных горизонтальных скважин при добыче метана угольных пластов» <https://science.kuzstu.ru/wpcontent/docs/OAD/Soresearchers/2021/she/Dis>

sertation.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