

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 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 представлений 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).

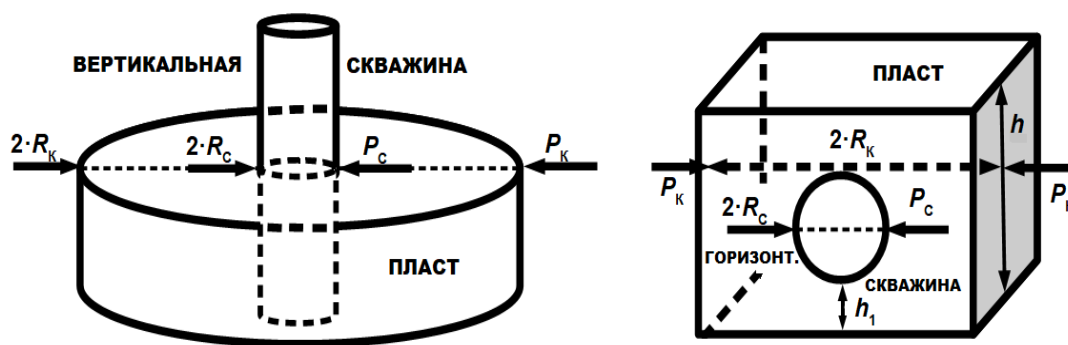


Рисунок 1 – Схема добывающей вертикальной и горизонтальной скважины.

Известно, что скорость фильтрации 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,  $\text{м}^2$ . 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,  $\text{м}^2$ ;  $dp/dr$  – градиент давления,  $\text{Па}/\text{м}$ ;  $\mu$  – 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:

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

где  $k$  – коэффициент эффективной проницаемости пласта (проницаемость пласта),  $\text{м}^2$ ;  $h$  – эффективная толщина пласта,  $\text{м}$ ;  $p_k$  – давление на контуре питания,  $\text{Па}$ ;  $p_c$  – давление на стенке скважины напротив продуктивного пласта,  $\text{Па}$ ;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости флюида в пластовых условиях,  $\text{Па} \cdot \text{с}$ ;  $R_k$  – радиус дренирования (радиус контура питания скважины),  $\text{м}$ ;  $R_c$  – радиус скважины по долоту,  $\text{м}$ .

**ПРИМЕР:**  $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$ ,  $\text{м}^2$ ;  $h = 6$ ,  $\text{м}$ ;  $\mu = 1,1 \cdot 10^{-6}$   $\text{Па} \cdot \text{с}$ ;  $p_k = 25 \times 10^5$   $\text{Па}$ ;

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

Отметим здесь, что величина  $R_K = 900$  м бралась по большому счёту наугад. Практический средний дебит одной вертикальной скважины составляет величину  $Q_T = 2600$  м<sup>3</sup>/сут, что примерно в 11 раз меньше расчётного. Попытка решить уравнение (2) относительно неизвестно  $R_K$  при известном значении дебита  $Q_T = 2600$  м<sup>3</sup>/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  $k_{\text{ПР}}$  и радиуса  $R_{\text{ПР}}$  призабойной области. Расчётная формула (2) в этом случае трансформируется к виду

$$Q = \frac{\pi \cdot h \cdot k_{\text{ПР}} \cdot k_{\text{П}}}{\mu \cdot P_{\text{АТ}}} \cdot \frac{p_K^2 - p_C^2}{\left[ k_{\text{П}} \cdot \ln\left(\frac{R_K}{R_{\text{ПР}}}\right) + k_{\text{ПР}} \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{ПР}}}{R_C}\right) \right]}. \quad (3)$$

**ПРИМЕР:**  $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$ , м<sup>2</sup>;  $h = 6$ , 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;  $Q_T = 2600$  м<sup>3</sup>/сут. Так как выражение (3) представляет собой функцию двух переменных  $Q = Q(k_{\text{ПР}}, R_{\text{ПР}})$ , то существует бесконечное количество пар параметров  $k_{\text{ПР}}$  и  $R_{\text{ПР}}$ , при которых величина дебита достигает требуемого значения. Построим кривую зависимости  $k_{\text{ПР}} = k(R_{\text{ПР}}, Q_T)$  и определим её аппроксимирующее уравнение:

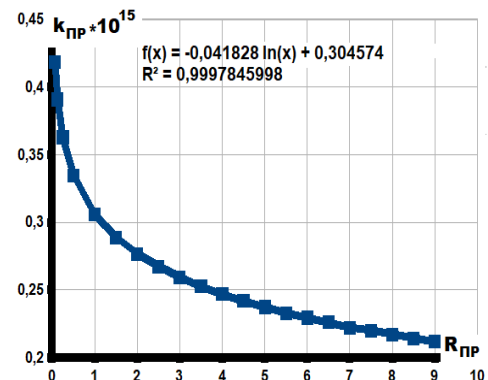
$$k_{\text{ПР}} = [0,3046 - 0,0418 \cdot \ln(R_{\text{ПР}})] \cdot 10^{-15}.$$

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  $a_v = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{\text{АТ}}}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_K}{R_C}\right)$ ,  $b_v = \frac{\rho_{\text{АТ}} \cdot z \cdot P_{\text{АТ}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot \xi \cdot h^2} \cdot \left(\frac{1}{R_C} - \frac{1}{R_K}\right)$  – коэффициенты

фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины, Па<sup>2</sup>·сек/м<sup>3</sup> и Па<sup>2</sup>·сек<sup>2</sup>/м<sup>6</sup>;  $\rho_{\text{АТ}} = 0,717$  кг/м<sup>3</sup> – 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:**  $k = 4,3 \cdot 10^{-15}$ , м<sup>2</sup>;  $h = 6$ , 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  $Q_z = 20167$  м<sup>3</sup>/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:

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

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

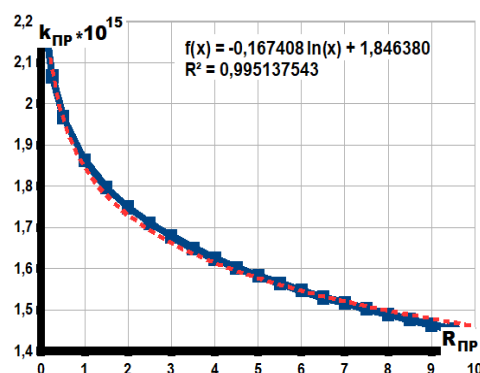
$$b_{\text{ПП}} = \frac{\rho_{\text{AT}} \cdot z \cdot P_{\text{AT}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot \xi_{\text{П}} \cdot \xi_{\text{ПП}} \cdot h^2} \cdot \left[ \xi_{\text{ПП}} \cdot \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{\text{ПП}}} \right) + \xi_{\text{П}} \cdot \left( \frac{1}{R_{\text{ПП}}} - \frac{1}{R_k} \right)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

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