УДК 622.276.5.001.42

ДИАГНОСТИКА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ

DIAGNOSIS OF GAS WELLS AS A RESULT OF HYDRODYNAMIC STUDIES AT STEADY FILTERING

Петрушин Евгений Олегович
ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Лешкович Надежда Михайловна
ассистент кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье рассмотрены различные виды одномерных фильтрационных потоков, применимых к течению газа, т.е. основы течения его по законам прямолинейно-параллельного, плоскорадиального и радиально-сферического фильтрационных потоков. Показано, что газ в скважине движется по законам плоскорадиального течения, причём для совершенного случая фильтрации скважина должна быть тоже гидродинамически совершенной, т.е. пробуренной на всю мощность пласта и с открытым забоем. Таким образом, изучение гидродинамически несовершенных скважин является ещё одной приоритетной задачей газовой отрасли, такой же, как и приток к таким скважинам газа. Для изучения всех этих задач вводятся два коэффициента: коэффициент фильтрационного сопротивления и коэффициент гидродинамического несовершенства скважин, которые и рассчитываются в данной статье.

Ключевые слова: виды одномерных фильтрационных потоков газа; прямолинейно-параллельный фильтрационный поток; плоскорадиальный фильтрационный поток; радиально-сферический фильтрационный поток; приток газа к несовершенной скважине; коэффициенты фильтрационного сопротивления для гидродинамически совершенной скважины; оценка гидродинамического несовершенства скважины.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Leading oil and gas production technologist,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich
Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulpit
applied mathematicians,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Leshkovich Nadezhda Mihaylovna
Assistant of the pulpit oil and gas deal of
the name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The article describes the different types of one-dimensional flow filtration, applicable to gas flow, i.e. bases its flow under the laws of rectilinear parallel, plane-radial and radial-spherical flow filtration. It is shown that the gas moves in a downhole flow on the plane-radial laws, with the case of a perfect filter for the well must also be hydrodynamically perfect, i.e. drilled on the entire reservoir capacity and the open slaughter. Thus, the study hydrodynamically imperfect wells is another priority for the gas industry, the same as the inflow of such gas wells. To study all these problems two coefficients are introduced: the coefficient of filtration resistance and the coefficient of hydrodynamic wells imperfections, which are calculated in this article.

Keywords: types of one-dimensional filtration of gas flows; rectilinear parallel flow filtration; plane-radial filtration flow; radial spherical filtration flow; gas flow to imperfect well; coefficients of filtration resistance for improved hydrodynamic wells; evaluation of hydrodynamic well imperfections.

Виды одномерных фильтрационных потоков газа и расчёт основных фазовых характеристик этих потоков

Одномерным называется фильтрационный поток жидкости или газа, в котором скорость фильтрации, давление и другие характеристики течения являются функциями только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока. Наиболее характерными применительно к процессам фильтрации нефти, воды и газа одномерными потоками являются:

- прямолинейно-параллельный фильтрационный поток;
- плоскорадиальный фильтрационный поток;
- радиально-сферический фильтрационный поток.

Приведём краткое описание этих потоков.

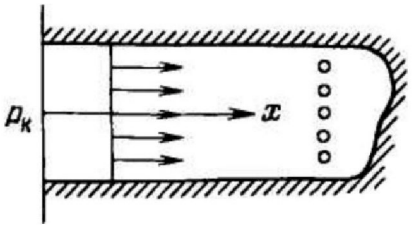

Рисунок 1 – Схема прямолинейно-параллельного потока к батарее скважин

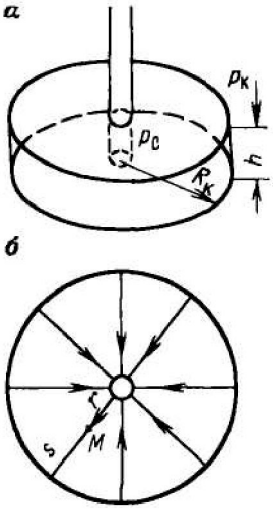

Рисунок 2 – Схема плоскорадиального потока в круговом пласте:
а – общий вид; б – пласт

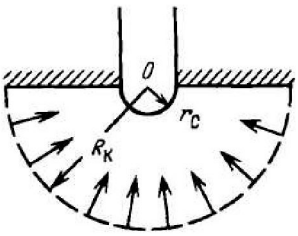

Рисунок 3 – Вертикальное сечение радиально-сферического фильтрационного потока

Прямолинейно-параллельный фильтрационный поток. Предположим, что при фильтрации флюида траектории всех частиц параллельны, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного линиям тока) сечения равны друг другу. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока одинаковы, а поэтому достаточно изучить движение вдоль одной из траекторий, которую можно принять за ось координат ось x (рис. 1).

Прямолинейно-параллельный поток имеет место в лабораторных условиях при движении жидкости или газа через цилиндрический керн или через прямую трубку постоянного диаметра, заполненную пористой средой; на отдельных участках продуктивного пласта при движении жидкости к батарее скважин, если пласт постоянной толщины имеет в плане форму прямоугольника (см. рис. 1).

Плоскорадиальный фильтрационный поток. Предположим, что имеется горизонтальный пласт постоянной толщины h и неограниченной или ограниченной протяжённости. В пласте пробурена одна скважина, вскрывшая его на всю толщину и имеющая открытый забой. При отборе жидкости или газа их частицы будут двигаться по горизонтальным траекториям, радиально сходящимся к скважине. Такой фильтрационный поток называется плоскорадиальным. Картина линий тока в любой горизонтальной плоскости будет одинакова, и для полной характеристики потока достаточно изучить движение флюида в одной горизонтальной плоскости. В плоскорадиальном одномерном потоке давление и скорость фильтрации в любой точке зависят только от расстояния r данной точки от оси скважины. На рисунке 2 приведена схема плоскорадиального фильтрационного потока.

Схематизируемый пласт ограничен цилиндрической поверхностью радиусом $R_к$ (контуром питания), на которой давление постоянно и равно $p_к$; на цилиндрической поверхности скважины радиусом r_c (забой скважины) давление равно p_c. Кровля и подошва пласта непроницаемы. На рисунке 2, б приведены сечение пласта горизонтальной плоскостью и радиальные линии тока, направленные к скважине. Если скважина не добывающая, а нагнетательная, то направление линий тока надо изменить на противоположное. Во всех расчётах для плоскорадиального фильтрационного потока $dS = -dr$.

Радиально-сферический фильтрационный поток. Рассмотрим схему пласта неограниченной толщины с плоской горизонтальной непроницаемой кровлей. Скважина сообщается с пластом, имеющим форму полусферы радиусом $R_к$ (рис. 3).

При эксплуатации такой скважины траектории движения всех частиц жидкости или газа в пласте будут прямолинейными в пространстве и радиально сходящимися в центре полусферического забоя (в точке *O*). В таком установившемся потоке давление и скорость в любой его точке будут функцией только расстояния r этой точки от центра полусферы. Следовательно, этот фильтрационный поток является также одномерным и называется радиально-сферическим. Такой поток может реализовываться вблизи забоя, когда скважина вскрывает только самую кровлю пласта или глубина вскрытия h значительно меньше толщины пласта.

Для расчёта перечисленных характеристик одномерных фильтрационных потоков газа можно использовать два подхода. Первый из них – вывод дифференциальных уравнений и их решение отдельно для прямолинейно-параллельного, плоскорадиального и радиально-сферического потоков жидкости и газа. Второй вывод обобщённого уравнения одномерного течения флюида в недеформируемой трубке тока переменного сечения с использованием функции Лейбензона

$$dP = \rho(p) \cdot dp \qquad (1)$$

и получение из него конкретных формул применительно к различным схемам фильтрационных потоков. Второй подход более эффективен, он позволяет исходить из обобщённых характеристик течения.

Методы обработки данных гидродинамических исследований при плоскорадиальной фильтрации

Так как газ в скважине движется по нелинейному закону и движение его плоскорадиальное, то можно рассмотреть способ определения основных характеристик потока газа с большими скоростями, когда причиной отклонения от закона Дарси становятся значительные инерционные составляющие общего фильтрационного сопротивления.

Для этого рассмотрим фильтрацию по двучленному закону.

Двучленный закон для плоскорадиальной фильтрации имеет вид:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \cdot w + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \cdot \rho \cdot w^2 , \tag{2}$$

где β – дополнительная константа пористой среды, определяемая экспериментально.

Выразим скорость фильтрации через массовый расход

$$w = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot \rho} , \tag{3}$$

где Q_m – массовый расход $\left(Q_m = \frac{Q}{\rho} \right)$; ρ – плотность газа; $2 \cdot \pi \cdot r \cdot h$ – площадь скважины и подставим в формулу (2)

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot \rho} + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \cdot \frac{Q_m^2}{4 \cdot \pi^2 \cdot r^2 \cdot h^2 \cdot \rho} . \tag{4}$$

Разделив переменные и введя функцию Лейбензона (1), получим:

$$dp = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \frac{dr}{r} + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \cdot \frac{Q_m^2}{4 \cdot \pi^2 \cdot h^2} \cdot \frac{dr}{r^2} . \tag{5}$$

Интегрируя уравнение (5) в пределах от r до $R_к$ и от p до $p_к$, найдём соответственно:

$$p = p_к - \frac{Q_m \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r} \right) + \frac{\beta \cdot Q_m^2}{\sqrt{k} \cdot 4 \cdot \pi^2 \cdot h^2} \cdot \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R_к} \right). \tag{6}$$

Приняв в уравнении (6) $r = r_c$ и $p = p_c$, получим:

$$p_к - p_c = \frac{Q_m \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r} \right) + \frac{\beta \cdot Q_m^2}{\sqrt{k} \cdot 4 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_c} . \tag{7}$$

Переходя от функции Лейбензона к давлению, по формуле (8) найдём распределение давления:

$$P = \frac{\rho_{атм} \cdot p^2}{2 \cdot p_{атм}} + C . \tag{8}$$

Распределение давления $p(r)$:

$$p = \sqrt{p_к^2 - \frac{Q_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \mu}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r} \right) - \frac{\beta \cdot p_{атм} \cdot \rho_{атм} \cdot Q_{атм}^2}{\sqrt{k} \cdot 2 \cdot \pi^2 \cdot h^2} \cdot \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R_к} \right)} , \tag{9}$$

где $r_c \le r \le R_к$.

Запишем уравнение притока газа к скважине:

$$p_к^2 - p_c^2 = \frac{Q_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \mu}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r} \right) + \frac{\beta \cdot p_{атм} \cdot \rho_{атм} \cdot Q_{атм}^2}{\sqrt{k} \cdot 2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_c} . \tag{10}$$

Из формулы (10) видно, что индикаторная линия, построенная в координатах $Q_{атм}$ и $p_к^2 - p_c^2$, для газа является параболой (рис. 4).

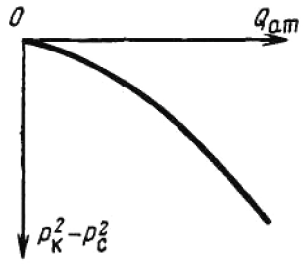

Рисунок 4 – Индикаторная линия при фильтрации газа по двучленному закону

Подставим теперь в уравнение (10) коэффициенты A и B:

$$A = \frac{p_{атм} \cdot \mu}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_с}\right);\ B = \frac{\beta \cdot p_{атм} \cdot \rho_{атм}}{\sqrt{k} \cdot 2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_с}; \tag{11}$$

$$p_к^2 - p_с^2 = A \cdot Q_{атм} + B \cdot Q_{атм}^2. \tag{12}$$

Здесь A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, постоянные для данной скважины. Они определяются опытным путём по данным исследования скважины при установившихся режимах.

Скважины исследуются на 5–6 режимах; на каждом режиме измеряется дебит и определяется забойное давление. Затем скважину закрывают, и давление на забое остановленной скважины принимают за контурное давление $p_к$. Для интерпретации результатов исследований скважин уравнения (12) делением Q на $Q_{атм}$ соответственно приводят к уравнению прямой:

$$\frac{p_к^2 - p_с^2}{Q_{атм}} = A + B \cdot Q_{атм}. \tag{13}$$

График в координатах $Q_{атм} - \frac{p_к^2 - p_с^2}{Q_{атм}}$ представляет собой прямые линии, для которых A – отрезок, отсекаемый на оси ординат, B – тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс (рис. 5).

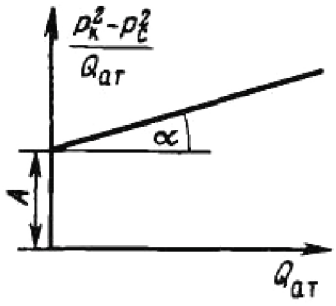

Рисунок 5 – График зависимости $\frac{p_к^2 - p_с^2}{Q_{атм}}$ от $Q_{атм}$ по двучленному закону

Уравнение притока (12) с экспериментально определёнными коэффициентами широко используется в расчётах при проектировании разработки месторождений. Кроме того, по значению A, найденному в результате исследования скважины, можно определить коллекторские свойства пласта, например, коэффициент гидропроводности:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{p_{атм}}{\pi \cdot A} \cdot \ln\frac{R_к}{r_с}. \tag{14}$$

Уравнение притока реального газа к скважине по двучленному закону фильтрации имеет вид:

$$p_к^2 - p_с^2 = \frac{\tilde{\mu} \cdot \tilde{z} \cdot p_{атм}}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_с}\right) \cdot Q_{атм} + \frac{\rho_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot p_{атм} \cdot \beta}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_с \cdot \sqrt{k}} \cdot Q_{атм}^2, \tag{15}$$

где $\tilde{z} = \frac{z_с + z_к}{2}$; $\tilde{\mu} = \frac{\mu_с + \mu_к}{2}$ и являются константами.

Следует отметить, что в реальных условиях нельзя считать, что во всём пласте (от стенки скважины до контура питания) справедлив единый нелинейный закон фильтрации.

Приток газа к несовершенной скважине

Виды несовершенства скважин.

Скважина называется гидродинамически совершенной, если она вскрывает продуктивный пласт на всю толщину и забой скважины открытый, т.е. вся вскрытая поверхность забоя является фильтрующей.

Если скважина с открытым забоем вскрывает пласт не на всю толщину h, а только на некоторую глубину b, то её называют гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта. При этом $\bar{h} = \dfrac{b}{h}$ называется относительным вскрытием пласта.

Если скважина вскрывает пласт до подошвы, но сообщение с пластом происходит только через специальные отверстия в обсадной колонне и цементном камне или через специальные фильтры, то такую скважину называют гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия пласта.

Нередко встречаются скважины с двойным видом несовершенства – как по степени, так и по характеру вскрытия пласта.

Степень и характер вскрытия пласта имеют важное значение при разработке месторождений нефти и газа, так как они определяют фильтрационные сопротивления, возникающие в призабойной зоне, и, в конечном итоге, производительность скважин. Выбор степени и характера вскрытия осуществляется в зависимости от физических свойств пластов, их толщины, степени неоднородности, способа разработки и т.д. Несовершенство скважин по степени и характеру вскрытия приводит к таким деформациям линий тока, которые приводят к возникновению в призабойной зоне сложных неоднородных течений. В связи с этим рассмотрение особенностей притока к гидродинамически несовершенным скважинам имеет большое практическое значение.

Рассмотрим приток газа к несовершенным скважинам при двучленном законе фильтрации.

Несовершенство газовых скважин при выполнении закона Дарси

$$Q_m = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{(p_k - p_c)}{r} \tag{16}$$

учитывается так же, как несовершенство нефтяных скважин, т.е. радиус скважины в формуле дебита заменяется приведённым радиусом:

$$\bar{r}_c = r_c \cdot e^{-(C_1 - C_2)}. \tag{17}$$

Для расчёта дебитов газовых скважин, несовершенных по степени и по характеру вскрытия, при нарушении закона Дарси может быть предложена следующая схема. Круговой пласт, в центре которого находится скважина, делится на три области (рис. 6).

Первая область имеет радиус $R_1 = (2 \div 3) \cdot r_c$, здесь из-за больших скоростей вблизи перфорационных отверстий происходит нарушение закона Дарси, т.е. в основном проявляется несовершенство по характеру вскрытия. Линии тока показаны на рисунке 6.

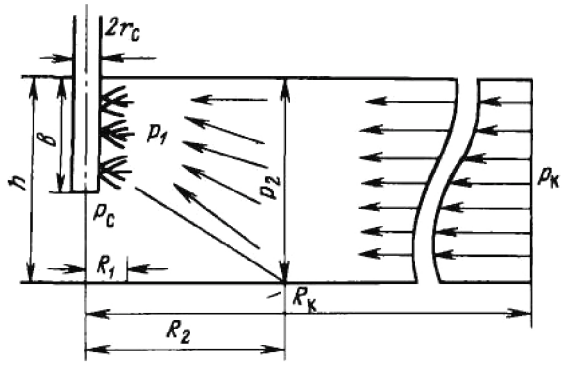

Рисунок 6 – Схема притока газа к несовершенной по характеру вскрытия скважине

Вторая область представляет собой кольцевое пространство $R_1 < r < R_2$, $R_2 \approx h$; здесь линии тока искривляются из-за несовершенства скважины по степени вскрытия, имеет место двучленный закон фильтрации.

В третьей области $R_2 < r < R_k$ действует закон Дарси, течение можно считать плоскорадиальным. Обозначив давления на границах областей через p_1 и p_2, запишем для третьей области в соответствии с формулами нахождения дебита скважины для плоскорадиальной фильтрации:

$$Q_m = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \frac{(p_к - p_c)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}. \tag{18}$$

Подставив (18) в (19), получим:

$$Q_m = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k \cdot \rho_{атм}}{p_{атм} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)} \cdot \int_{p_c}^{p_к} \frac{p \cdot dp}{\mu(p) \cdot z(p)}. \tag{19}$$

Перейдём к дебиту, приведённому к атмосферному давлению:

$$Q_{атм} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k}{p_{атм} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)} \cdot \int_{p_c}^{p_к} \frac{p \cdot dp}{\mu(p) \cdot z(p)}. \tag{20}$$

Подставим в (20) $\tilde{z}$ и $\tilde{\mu}$ и получим:

$$Q_{атм} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k}{p_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot \tilde{\mu} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)} \cdot \int_{p_c}^{p_к} p \cdot dp = \frac{\pi \cdot h \cdot k \cdot \left(p_к^2 - p_c^2\right)}{p_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot \tilde{\mu} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}. \tag{21}$$

Из уравнения (21) получим течение газа в третьей области

$$\left(p_к^2 - p_c^2\right) = \frac{Q_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot \tilde{\mu}}{\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln\left(\frac{R_к}{R_2}\right). \tag{22}$$

Во второй области примем, что толщина пласта переменна и изменяется по линейному закону от значения b при $r = R_1$ до значения h при $r = R_2$, т.е.

$$z(r) = \alpha + \beta \cdot r, \tag{23}$$

где α и β определяются из условий $z = b$ при $r = R_1$, $z = h$ при $r = R_2$.

Чтобы получить закон движения в этой области, надо проинтегрировать уравнение (2), предварительно подставив вместо постоянной толщины h переменную толщину по формуле (23):

$$p_2^2 - p_1^2 = \frac{Q_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot \tilde{\mu}}{\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln\left(\frac{R_2}{R_1} + C_1\right) + \frac{\rho_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \beta \cdot \tilde{z} \cdot Q_{атм}^2}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot \sqrt{k}} \cdot \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} + C_1'\right). \tag{24}$$

Здесь C_1 и C_1' – коэффициенты, характеризующие несовершенство скважины по степени вскрытия:

$$C_1 = \frac{1}{\overline{h}} \cdot \ln \overline{h} + \frac{1 - \overline{h}}{\overline{h}} \cdot \ln\left(\frac{h}{R_1}\right); \tag{25}$$

$$C_1' = \left(\frac{1}{\overline{h}^2} - 1\right) \cdot \left(\frac{1}{R_1}\right); \ \overline{h} = \frac{b}{h}. \tag{26}$$

Обе последние формулы являются приближёнными, они имеют место при значениях $b >> R_1$.

В первой области фильтрация происходит по двучленному закону, плоскорадиальное течение нарушается из-за перфорационных отверстий; несовершенство по характеру вскрытия учитывается коэффициентами C_2 и C_1:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{Q_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot \tilde{\mu}}{\pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln\left(\frac{R_1}{r_c} + C_2\right) + \frac{\rho_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \beta \cdot \tilde{z} \cdot Q_{атм}^2}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot \sqrt{k}} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_1} + C_2'\right). \tag{27}$$

Здесь C_2 определяется по графикам В.И. Щурова, для C_2' предлагается приближённая формула:

$$C_2' = \frac{h^2}{3 \cdot N^2 \cdot \ell'^3}, \qquad (28)$$

где N – суммарное число перфорационных отверстий; ℓ' – глубина проникновения перфорационной пули в пласт.

Складывая почленно уравнения (22), (24) и (27) и пренебрегая величиной $\frac{1}{R_2}$, получим уравнение притока газа к несовершенной скважине в виде

$$p_к^2 - p_c^2 = \frac{Q_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot \tilde{\mu}}{\pi \cdot h \cdot k} \cdot \left[\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right) + C_1 + C_2 \right] + \frac{\rho_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \beta \cdot \tilde{z} \cdot Q_{атм}^2}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot \sqrt{k} \cdot r_c} \cdot \left(1 + r_c \cdot C_1' + r_c \cdot C_2'\right). \qquad (29)$$

Если записать уравнение (29) через коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B в виде (12), то для несовершенной скважины получим:

$$A = \frac{p_{атм} \cdot \tilde{z} \cdot \tilde{\mu}}{\pi \cdot h \cdot k} \cdot \left[\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right) + C_1 + C_2 \right]; \quad B = \frac{\rho_{атм} \cdot p_{атм} \cdot \beta \cdot \tilde{z}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot \sqrt{k} \cdot r_c} \cdot \left(1 + r_c \cdot C_1' + r_c \cdot C_2'\right), \qquad (30)$$

где C_1 и C' определяются по формулам (25) и (26), C_2' – по формуле (28), а C_2 – по графикам В.И. Щурова (рис. 7).

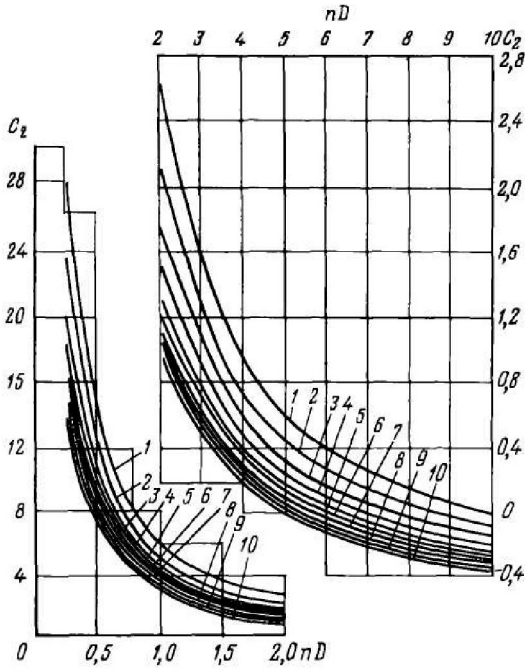

Рисунок 7 – Графики В.И. Щурова для определения коэффициента C_2 при $\ell = 0{,}5$:

Номерам кривых соответствуют значения α :

1 – 0,02; 2 – 0,04; 3 – 0,06; 4 – 0,08; 5 – 0,10; 6 – 0,12; 7 – 0,14; 8 – 0,16; 9 – 0,18; 10 – 0,20

Определение коэффициента фильтрационного сопротивления по данным исследований

В ходе проведения исследований были установлены следующие значения для забойного давления $p_{заб}$ и дебита скважины $Q_{атм}$:

Таблица 1 – Зависимость между забойным давлением и дебитом скважины

$p_{заб}$, МПа	$Q_{атм}$, м^3/сут.
1,5	124000
1,6	76000
1,6	36000
1,66	14000

Взяв за основу эти значения $p_{заб}$ и переведя Q из м^3/сут. в м^3/с (табл. 2), а также зная тот факт, что при $Q = 0$ $p_{заб} = p_{пл}$, т.е. при дебите скважины, равном 0, забойное давление равно пластовому, можно найти пластовое давление, построив график зависимости между забойным давлением и дебитом скважины (рис. 8).

Таблица 2 – Зависимость между забойным давлением и дебитом скважины

$p_{заб}$, МПа	$Q_{атм}$, м^3/с
1,5	1,435185185
1,6	0,87962963
1,6	0,416666667
1,66	0,162037037

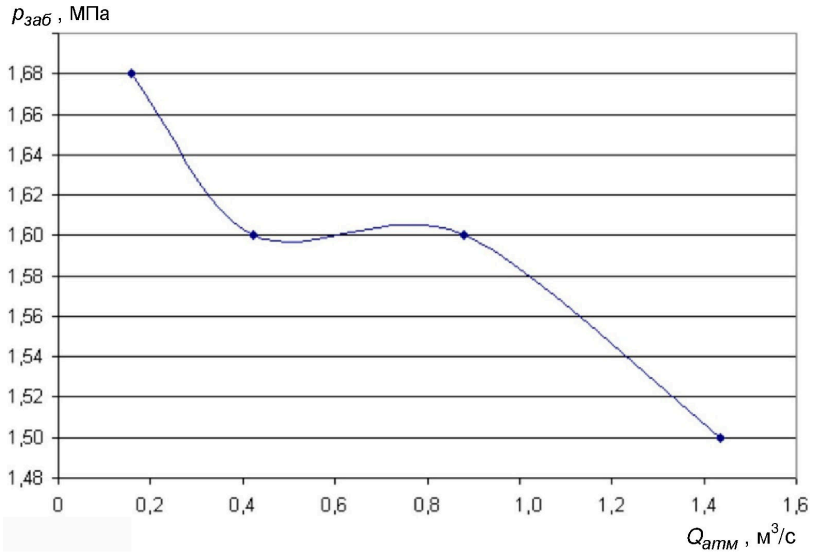

Рисунок 8 – Зависимость между забойным давлением и дебитом скважины

Из этого рисунка видно, что при исследованиях была допущена ошибка в измерении $p_{заб}$ и соответствующего ему дебита, а именно при $p_{заб} = 1{,}6$ МПа дебит скважины в данном случае не равен $Q_{атм} \neq 0{,}416666667$ м^3/с.

Исключая это значение и продолжая график до пересечения с осью Y, когда $Q_{атм} = 0$, построим новый график зависимости между забойным давлением и дебитом скважины (рис. 9) и найдём из него $p_{пл}$.

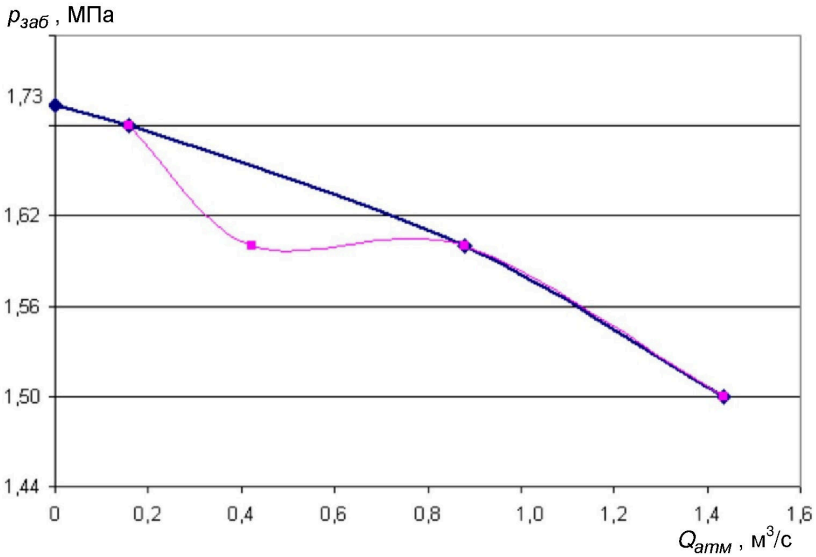

Рисунок 9 – Зависимость между забойным давлением и дебитом скважины

Из графика видно, что пластовое давление равно $p_{пл} = 1{,}73$ МПа.

Теперь, зная, что пластовое давление равно 1,73 МПа и фильтрация происходит по двучленному закону, построим график зависимости $\frac{p_{пл}^2 - p_{заб}^2}{Q_{атм}}$ от $Q_{атм}$ для фильтрации газа (рис. 10), взяв значения из таблицы 3.

Таблица 3 – Зависимость между $\frac{p_{пл}^2 - p_{заб}^2}{Q_{атм}}$ и $Q_{атм}$

$\frac{p_к^2 - p_с^2}{Q_{атм}}$, $\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$	$Q_{атм}$, м^3/с
0,515679	1,435185185
0,488636	0,87962963

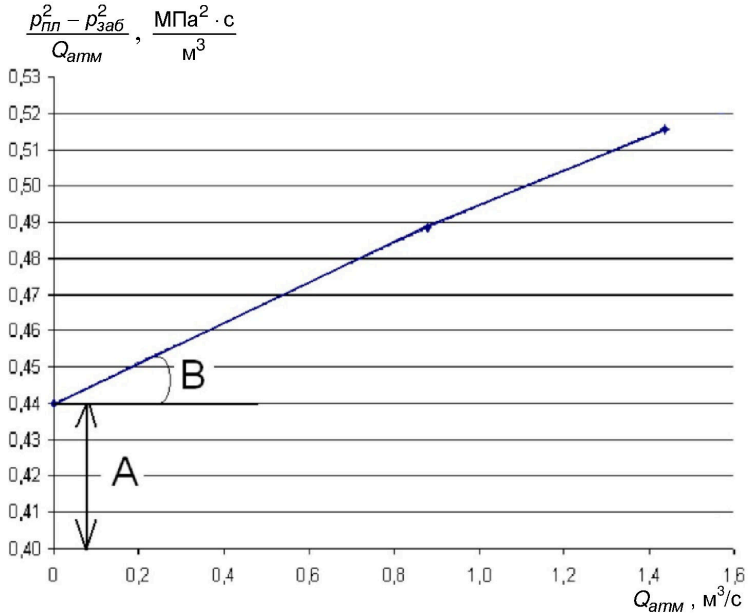

Рисунок 10 – График зависимости $\frac{p_{пл}^2 - p_{заб}^2}{Q_{атм}}$ от $Q_{атм}$ при фильтрации газа по двучленному закону:

A и *B* – коэффициенты фильтрационного сопротивления

Коэффициент *A* находим как расстояние между осью абсцисс и точкой пересечения прямой с осью ординат, а коэффициент B как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс, т.е. $B = \text{tg}\,\beta$.

Из теоремы о нахождении тангенса угла в прямоугольном треугольнике известно, что он равен отношению противолежащего катета к прилежащему, поэтому

$$B = tg\,\beta = \frac{0{,}515 - 0{,}44}{1{,}44} = 0{,}05 \ \ \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{с}^2}{\text{м}^6}.$$

Коэффициент *A*, в свою очередь, равен $A = 0{,}44 \ \ \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$.

Расчёт теоретических значений коэффициентов фильтрационного сопротивления для гидродинамически совершенной скважины

В расчётах были использованы следующие исходные данные:

Название параметра	Значение
Мощность пласта *h*, м	30
Глубина вскрытия *b*, м	15
Проницаемость *k*, 10^{-12} м^2	0,29

Радиус контура питания $R_к$, м	300
Радиус скважины r_c, м	0,08
Атмосферное давление $p_{атм}$, 10^6 Па	0,1
Атмосферная температура $T_{атм}$, °K	293
Плотность $\rho_{атм}$ при $p_{атм}$ и $T_{атм}$, кг/м^3	1,967
Динамическая вязкость нефти μ, мПа·с	0,012
Коэффициент сверхсжимаемости z	0,72
Пластовая температура $T_{пл}$, °K	301
Дополнительный коэффициент пористой среды β	15

По формуле для двучленной фильтрации совершенной скважины получаем:

$$p_к^2 - p_c^2 = A \cdot Q_{атм} + B \cdot Q_{атм}^2, \tag{31}$$

где $A = \dfrac{p_{атм} \cdot z \cdot \mu \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{атм}} \cdot \ln\left(\dfrac{R_к}{r_c}\right)$; $B = \dfrac{\beta \cdot \rho_{атм} \cdot z \cdot T_{пл} \cdot p_{атм}}{\sqrt{k} \cdot 2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{атм}} \cdot \left(\dfrac{1}{r_c} - \dfrac{1}{R_к}\right)$.

Коэффициент гидродинамического сопротивления A равен:

$$A = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 0{,}72 \cdot 0{,}012 \cdot 10^{-3} \cdot 301}{3{,}14 \cdot 0{,}29 \cdot 10^{-12} \cdot 30 \cdot 293} \cdot \ln\left(\frac{300}{0{,}08}\right) = 0{,}27 \ \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3}.$$

Коэффициент гидродинамического сопротивления B равен:

$$B = \frac{15 \cdot 1{,}967 \cdot 0{,}72 \cdot 301 \cdot 0{,}1 \cdot 10^6}{2 \cdot (3{,}14 \cdot 30)^2 \cdot \sqrt{0{,}29 \cdot 10^{-12}} \cdot 293} \cdot \left(\frac{1}{0{,}08} - \frac{1}{300}\right) = 0{,}003 \ \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{с}^2}{\text{м}^6}.$$

Введя коэффициенты несовершенства скважины по степени вскрытия C_1 и C_1', получим двучленную фильтрацию для несовершенной скважины.

C_1 и C_1' находим по формулам (25) и (26) соответственно.

Зная C_1 и C_1', а также степень вскрытия пласта $\bar{h} = \dfrac{h}{b}$ по формуле (30), находим коэффициенты гидродинамического сопротивления A и B, приняв за ноль коэффициенты несовершенства скважины по характеру вскрытия C_2 и C_2', так как фильтрация происходит через фильтр, а не через перфорационные отверстия.

$$C_1 = \frac{1}{0{,}5} \cdot \ln 0{,}5 + \frac{1 - 0{,}5}{0{,}5} \cdot \ln \frac{30}{0{,}08} = 4{,}54;$$

$$C_1' = \left(\frac{1}{0{,}25} - 1\right) \cdot \frac{1}{0{,}08} = 37{,}5 \ \text{м}^{-1};$$

$$A_н = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 0{,}72 \cdot 0{,}012 \cdot 10^{-3} \cdot 301}{3{,}14 \cdot 0{,}29 \cdot 10^{-12} \cdot 30 \cdot 293} \cdot \left[\ln\left(\frac{300}{0{,}08}\right) + 4{,}54\right] = 0{,}4 \ \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3};$$

$$B_н = \frac{15 \cdot 1{,}967 \cdot 0{,}72 \cdot 301 \cdot 0{,}1 \cdot 10^6}{2 \cdot 3{,}14^2 \cdot 30^2 \cdot \sqrt{0{,}29 \cdot 10^{-12}} \cdot 293} \cdot \left(\frac{1}{0{,}08} - \frac{1}{300} + 37{,}5\right) = 0{,}011 \ \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{с}^2}{\text{м}^6}.$$

Оценка гидродинамического несовершенства скважины

Зная теперь значения коэффициентов A и B для совершенных и несовершенных скважин, можно найти несовершенство скважины.

Оно записывается в виде:

$$\delta = \frac{Q_{несов}}{Q_{сов}}. \tag{32}$$

$Q_{сов}$ и $Q_{несов}$ находим из уравнения (31), взяв $p_к^2 = 2{,}99$ МПа^2 и $p_c^2 = 2{,}25$ МПа^2.

$$(2{,}99 - 2{,}25) = 0{,}27 \cdot Q_{сов} + 0{,}003 \cdot Q_{сов}^2;$$

$$0{,}003 \cdot Q_{сов}^2 + 0{,}27 \cdot Q_{сов} - 0{,}74 = 0;$$

$$D = 0{,}27^2 - 4 \cdot 0{,}003 \cdot (-0{,}74) = 0{,}08178;$$

$$Q_{сов1,2} = \frac{-0{,}27 \pm \sqrt{0{,}08178}}{2 \cdot 0{,}003};$$

$$Q_{сов1} = \frac{-0{,}27 + \sqrt{0{,}08178}}{2 \cdot 0{,}003} = 2{,}67 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{сов2} = \frac{-0{,}27 - \sqrt{0{,}08178}}{2 \cdot 0{,}003} = -93 \text{ (это значение не подходит)};$$

$$Q_{сов} = 2{,}67 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$(2{,}99 - 2{,}25) = 0{,}4 \cdot Q_{несов} + 0{,}011 \cdot Q_{несов}^2;$$

$$0{,}011 \cdot Q_{несов}^2 + 0{,}4 \cdot Q_{несов} - 0{,}74 = 0;$$

$$D = 0{,}4^2 - 4 \cdot 0{,}011 \cdot (-0{,}74) = 0{,}193;$$

$$Q_{несов1,2} = \frac{-0{,}4 \pm \sqrt{0{,}193}}{2 \cdot 0{,}011};$$

$$Q_{несов1} = \frac{-0{,}4 + \sqrt{0{,}193}}{2 \cdot 0{,}011} = 1{,}76 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{несов2} = \frac{-0{,}4 - \sqrt{0{,}193}}{2 \cdot 0{,}011} = -32 \text{ (это значение не подходит)};$$

$$Q_{несов} = 1{,}76 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Из этого по формуле (32) следует

$$\delta = \frac{1{,}76}{2{,}67} = 0{,}66.$$

Если выразить δ в процентах, то получим $\delta = 66$ %.
Выразим δ по следующей формуле:

$$\delta = \frac{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right) + C} = \frac{A}{A_н}, \qquad (33)$$

где $C = C_1$.

Получим

$$\delta = \frac{\ln\left(\frac{300}{0{,}08}\right)}{\ln\left(\frac{300}{0{,}08}\right) + 4{,}54} = \frac{8{,}23}{12{,}77} \approx 0{,}65 \text{ или в процентах } \delta \approx 65 \text{ %}.$$

В заключение можно сделать следующие выводы:

1. По данным гидродинамических исследований газовой скважины был построен график зависимости забойного давления $p_{заб}$ от дебита Q, из которого, исключив неправильное значение $p_{заб}$,

было найдено пластовое давление $p_{пл}$ методом экстраполяции этой кривой до пересечения с осью ординат, а также коэффициенты гидродинамического сопротивления *A* и *B* путём построения графика зависимости $\frac{p_{пл}^2 - p_{заб}^2}{Q_{атм}}$ от $Q_{атм}$. Эти значения коэффициентов гидродинамического сопротивления соответствуют несовершенной скважине.

2. По формулам двучленной фильтрации были вычислены коэффициенты гидродинамического сопротивления *A* и *B* для совершенной скважины, причём при сравнении их с коэффициентами $A_н$ и $B_н$, вычисленными по тем же формулам для несовершенной скважины, выяснилось, что извилистость каналов фильтрации оказывает большее влияние на течение жидкости, чем её вязкость, т.е. $\Delta B > \Delta A$.

3. Зная значения коэффициентов гидродинамического сопротивления *A* и *B* и то, что скважины эксплуатировались при одинаковых условиях, было найдено несовершенство скважины, причём и по отношению дебитов *Q* и $Q_{атм}$, и по отношению коэффициентов *A* и $A_н$ оно практически одинаково и отличается лишь на 1 %, что может быть связано с неточностью подсчётов.

4. Вычисленные теоретически и практически для несовершенной скважины коэффициенты гидродинамического сопротивления *A* одинаковы, в отличие от коэффициентов *B*, которые отличаются почти в 5 раз. Это связано с тем, что оценка извилистости каналов фильтрации по известным давлениям и дебитам менее точна, чем та же оценка по известным фильтрационным характеристикам пласта.

Литература:

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М. : Недра, 1993.
2. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М. : Недра, 1971.
3. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3ac78a4c53a88521216c27_0.html
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Basniyev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground hydromechanics. – M. : Nedra, 1993.
2. Gimatudinov Sh.K. Physics of oil and gas layer. – M. : Nedra, 1971.
3. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic researches at the established filtration. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3ac78a4c53a88521216c27_0.html
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – V. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.