

УДК 622.245.422

О ВЗАИМОСВЯЗИ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН ПРИ ВСКРЫТИИ И ИСПЫТАНИЯХ



ON THE RELATIONSHIP BETWEEN UNDERBALANCE AND WELL PRODUCTIVITY DURING DRILLING AND TESTING

Стефанов Р.Е.

генеральный директор,
ООО «Черноморнефтегаз-Добыча»

Кузнецов А.Б.

генеральный директор,
ГУП РК «Черноморнефтегаз»

Рязанов М.В.

заместитель Генерального директора,
ГУП РК «Черноморнефтегаз»

Григулецкий В.Г.

доктор технических наук, профессор
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Stefanov R.E.

General Director,
LLC Chernomorneftegaz-Dobycha

Kuznetsov A.B.

General Director,
GUP RK «Chernomorneftegaz»

Ryazanov M.V.

Deputy General Director,
GUP RK «Chernomorneftegaz»

Griguletsky V.G.

Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NRU)

Аннотация. В статье рассматривается новая математическая модель взаимосвязи депрессии на пласт и дебита скважины при вскрытии и испытаниях. Приведено уравнение, которое допускает следующую физико-технологическую интерпретацию: «прирост текущего изменения дебита скважины пропорционален производительности, равной разности потенциального (максимального) возможного и текущего значения дебита, а также увеличивается пропорционально текущему значению дебита, выше некоторого начального (минимального) количества». Описаны примеры применения новой методики.

Ключевые слова: взаимосвязь депрессии на пласт и производительности скважин; фильтрация природных газов; коэффициенты фильтрационного сопротивления; фактические данные при испытании скважин; закон фильтрации с начальным градиентом давления; разность давлений на контуре питания и на стенке скважины; среднее квадратическое отклонение опытных данных от расчётных значений.

Annotation. The article discusses a new mathematical model of the relationship between drawdown and well flow rate during opening and testing. An equation is given that allows the following physical and technological interpretation: «the increase in the current change in the well flow rate is proportional to the productivity equal to the difference between the potential (maximum) possible and the current flow rate, and also increases in proportion to the current flow rate, above a certain initial (minimum) amount». Examples of the application of the new technique are described.

Keywords: relationship between reservoir drawdown and well productivity; filtration of natural gases; seepage resistance coefficients; actual data during well testing; filtration law with initial pressure gradient; pressure difference on the supply circuit and on the well wall; standard deviation of experimental data from calculated values.

Введение. В фундаментальных работах академика Л.С. Лейбензона [1], академика А.П. Крылова с соавторами [2], проф. К.С. Басниева [3], проф. Ю.П. Желтова с соавторами [4], проф. А.Х. Мирзаджанзаде с соавторами [4, 5] и др. рассмотрены многие вопросы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. При этом на основе общей теории фильтрации природных газов и нефти используется закон Дарси, согласно которому значение депрессии на пласт $\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)$ пропорционально скорости фильтрации (v):

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \left(\frac{\mu}{k}\right)v, \quad (1)$$

(уравнение (3.2), стр. 232, [5]), μ – вязкость жидкости; k – проницаемость пористой среды (пласта).

Фильтрацию природных газов описывают более сложным «двучленным законом»:

$$-\nabla P = av + bv^2, \quad (2)$$

(уравнение (3.1), стр. 232, [5]), ∇P – оператор Лапласа для давления (P); a, b – постоянные коэффициенты, называемые «коэффициентами фильтрационного сопротивления», определяемые по фактическим данным при испытании скважин.

При фильтрации газа в глинизированных и карбонатных породах в присутствии остаточной насыщенности порового пространства жидкостью используют «закон фильтрации с начальным градиентом давления»:

$$v = \left(\frac{k}{\mu} \right) \nabla P \left(1 - \frac{2G}{|\nabla P|^2} \right), \quad (3)$$

причем выполняются условия:

$$v = 0, \text{ если } |\nabla P| < G, \quad (4)$$

$$|\nabla P|^2 > G, \quad (5)$$

G – модуль начального градиента давления (уравнение (3.3), стр. 232, [5]).

Значение депрессии на пласт (ΔP) в нефтяных скважинах обычно определяют по формуле:

$$\Delta P = aQ + bQ^2, \quad (6)$$

ΔP – разность давлений на контуре питания и на стенке скважины; Q – дебит нефти; a, b – постоянные коэффициенты (формула (5), стр. 16, [6]).

Для газовых скважин обычно используют следующую формулу:

$$(\Delta P)^2 = AQ + BQ^2, \quad (7)$$

$(\Delta P)^2$ – разность квадратов давлений на контуре питания и на стенке скважины; A, B – постоянные коэффициенты Q – дебит газа (формула (15.4), стр. 182, [7]; формула (85.4), стр. 207, [7] и др.).

Коэффициенты a, b, A, B определяются на основе математической обработки результатов гидродинамических исследований скважин [6–10], они зависят от геометрии зоны дренирования, свойств пластового флюида, газа, нефти, пластовой воды, степени несовершенства скважины, температуры и т.д.

Соотношения (1)–(7) используются при решении разных вопросов проектирования, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [2–5] и при исследовании (испытании) нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин [6–10]. В статьях [11–13] на основе общих положений механики вязкой жидкости и газа [14], а также термодинамики [15], впервые получены автомодельные решения для нестационарной изотермической [11] и неизотермической [12] фильтрации, которые положены в основу новой методики испытаний (исследований) газовых и газоконденсатных скважин; решение сложной многоточечной краевой задачи для системы линейных дифференциальных уравнений получено при этом на базе встроенного пакета математических программ для персональных компьютеров и предложенного итерационного вычислительного процесса. С целью получения инженерных приближенных зависимостей между депрессией и дебитом скважин, учитывая результаты строгого анализа [1, 3–5, 11–15], рассмотрим результаты известных экспериментов при изучении движения газа в пористой среде, которые проведены в Отделе промысловой механики Государственного Исследовательского Нефтяного Института (ГИНИ) под руководством Д.С. Вилькера [16–21]. Опыты выполнены на специальной установке, представляющей вертикальную трубу диаметром 4 дюйма и высотой 31,1 м, наполненную мелким песком. На установке в семи точках по высоте трубы измерялись давление и расход воздуха. Измерения проводились при установившемся режиме; опытные данные обрабатывались по следующему уравнению:

$$P_i^2 - P^2 = Ax, \quad (8)$$

P – текущее давление в трубе; P_i – давление в начале пласта (трубы), когда $x = 0$; A – постоянный коэффициент, учитывающий параметры экспериментальной установки и свойства газа.

Среднее квадратическое отклонение опытных данных от расчетных значений не превышало 4 %.

На рисунке 1 показаны кривые изменения суммарных расходов (дебитов) воздуха при движении в трубе, заполненной песком при начальном давлении 200 мм рт. ст. ($P = 0,263$ атм) в опытах И.П. Москалькова (рис. 19 с, стр. 184, [17]).

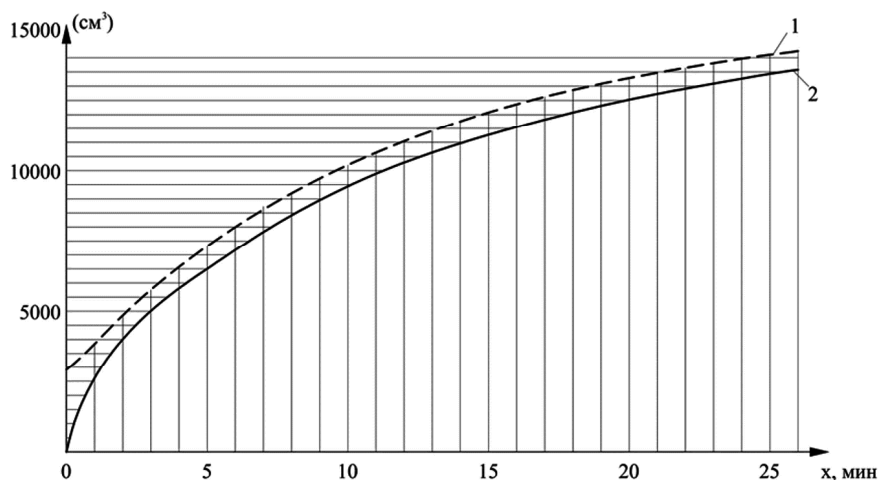


Рисунок 1 – Экспериментальная и теоретическая кривые суммарных расходов воздуха при истечении из колонны, наполненной песком, находившегося под начальным давлением в 200 мм рт. столба: 1 – экспериментальная кривая, 2 – теоретическая кривая

Отметим, что в статье [17] для теоретического описания изменения расхода воздуха (Q) в зависимости от времени (x) использовалась формула:

$$Q = A_1 x \exp(-A_2 x), \tag{9}$$

(формула (155), стр. 183, [17]), A_1, A_2 – постоянные коэффициенты, определяемые по опытным данным; x – время в мин.

Скорость изменения расхода воздуха в зависимости от времени при этом определялась по формуле:

$$\frac{dQ}{dx} = A_1(1 - A_2 x) \exp(-A_2 x), \tag{10}$$

(формула (155'), стр. 184, [17]).

Ниже в таблице 1 приведены экспериментальные (по опытам И.П. Москалькова [17–21]) и теоретические (по формулам Л.С. Лейбензона [17]) значения расхода воздуха.

Таблица 1 – Суммарный расход газа, вычисленный по объему (в см^3), при истечении из колонны через открытый конец трубы, находившейся под небольшим переменным противодавлением, для случая начального давления в колонне $P_0 = 200$ мм ртутного столба (таблица 11, стр. 185, [17])

Время t , в мин.	$\Sigma(t)$	Суммарный объемный расход воздуха, в см^3 , полученный:		Время t , в мин.	$\Sigma(t)$	Суммарный объемный расход воздуха, в см^3 , полученный:	
		из опыта	теоретич.			из опыта	теоретич.
1	0,98988	3325	3021	14	12,86138	11735	10893
2	1,96178	4665	4267	15	13,73735	12045	11206
3	2,91877	5705	5221	16	14,61109	12335	11499
4	3,86171	6585	6027	17	15,48292	12605	11773
5	4,79316	7345	6734	18	16,35309	12845	12026
6	5,71508	8035	7373	19	17,22189	13070	12264
7	6,62804	8655	7937	20	18,08941	13275	12485
8	7,53364	9215	8458	21	18,95570	13462	12691
9	8,37983	9730	8941	22	19,82131	13637	12883
10	9,32675	10205	9389	23	20,68612	13795	13063
11	10,21606	10640	9806	24	21,55026	13940	13231
12	11,10112	11040	10194	25	22,41379	14075	13388
13	11,92266	11405	10556	26	23,27702	14195	13534

Из кривых изменения расходов воздуха (рисунок 1) и опытных данных (табл. 1), во-первых, видно, что *существует некоторое предельное (максимальное) значение расхода воздуха, равное приблизительно 15000 см^3 для определенного противодействия на устье ($P_0 = 200 \text{ мм рт. столба}$).*

Во-вторых, из кривых изменения расхода воздуха (кривая 1, рис. 1) и опытных данных (табл. 1) видно, что существует некоторое значение расхода, равное 3325 куб. см , которое определяет некоторое начальное (минимальное) значение расхода, выше которого возможно движение воздуха по колонне, наполненной песком и находящейся под давлением 200 мм рт. ст.

В монографии [20] подробно описаны результаты экспериментальных исследований неустановившегося движения газа в Гидродинамической лаборатории имени Н.Е. Жуковского Московского Государственного Университета (МГУ) под руководством Д.С. Вилькера. Методика проведения опытов и экспериментальная установка были такие, как и в опытах ГИНИ: измерение давлений проводилось ртутными манометрами в пяти точках колонны; измерение расхода воздуха осуществлялось с помощью газометра; при закрытом газометре компрессор закачивал в пласт воздух до нужного давления и вентиль на газопроводе закрывался; давление выравнивалось по всей длине пласта и проводилось измерение изменения давления во времени. На рисунке 2 показаны графики изменения суммарного дебита (Q) во времени (t) при разных начальных давлениях (P_0).

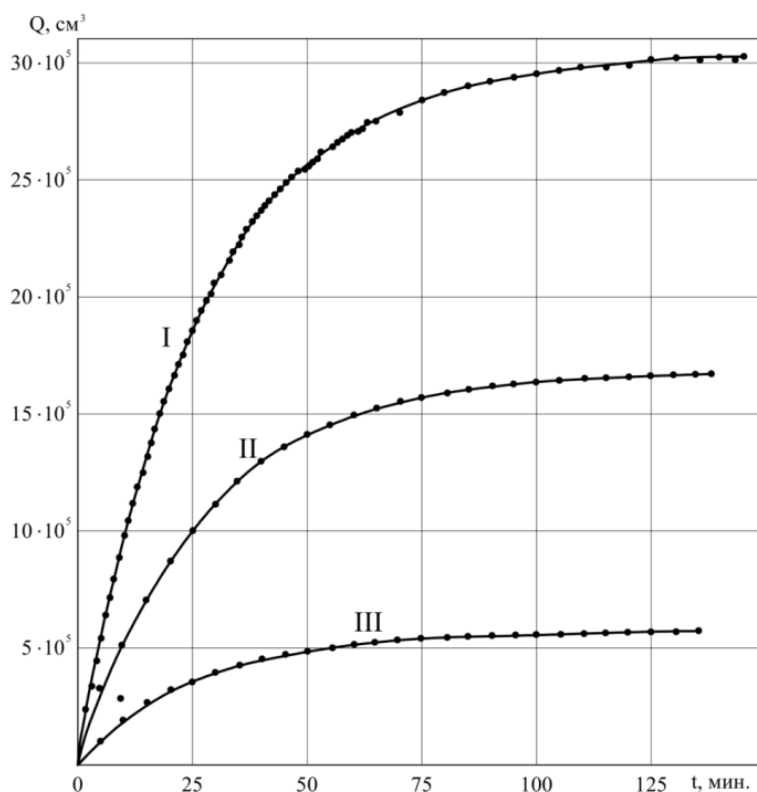


Рисунок 2 – Диаграмма изменения суммарного объема дебита Q в зависимости от времени t (рисунок 82, [20]): I – начальное давление $P_0 = 11 \text{ атa}$; II – начальное давление $P_0 = 6 \text{ атa}$; III – начальное давление $P_0 = 3 \text{ атa}$

Кривые изменения дебита (Q) на рисунке 2 подобны диаграммам изменения суммарного расхода воздуха в зависимости от времени, показанным на рисунке 1.

Из графиков, представленных на рисунке 2 видно, что при разных значениях начального давления в пласте *существует некоторое предельное (максимальное) значение дебита газа*; кривая изменения расхода воздуха (производительность газовой скважины) асимптотически приближается к этому значению.

На рисунке 3 показаны диаграммы изменения суммарных объемов дебита в зависимости от значения остаточного давления в пласте при разных начальных давлениях по опытным данным Д.С. Вилькера [17–21].

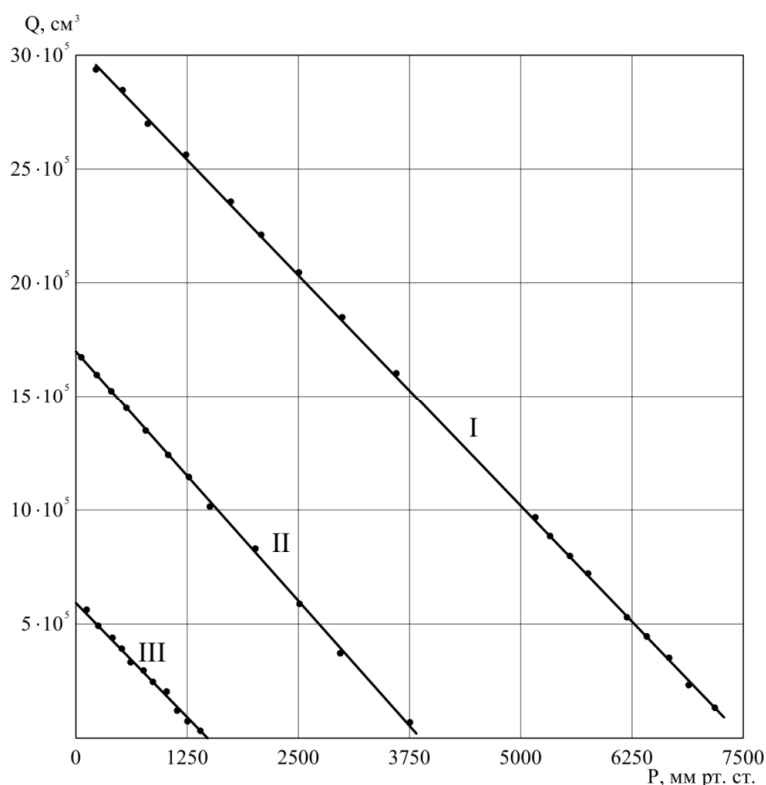


Рисунок 3 – Закон прямой Д.С. Вилькера. Диаграмма изменения суммарно-объемной добычи пласта от остаточного давления у выхода из пласта: *I* – начальное давление $P_0 = 11$ ата; *II* – начальное давление $P_0 = 6$ ата; *III* – начальное давление $P_0 = 3$ ата

Среди *важнейших и фундаментальных результатов опытного изучения движения газа в пористой среде* необходимо отметить экспериментальный «закон прямой линии», согласно которому: *суммарный дебит скважины есть линейная функция от остаточного давления пласта вблизи забоя скважины*, что отражается соотношением:

$$Q = A - BP, \quad (11)$$

A, B – постоянные, зависящие от начального давления, от структуры пласта и положения забоя скважины; в системе координат (Q, P) соотношение (11) определяет прямую линию.

Из «закона прямой линии» следуют важное соотношение:

$$\frac{dQ}{dt} = -B \frac{dP}{dt}, \quad (12)$$

и равенство:

$$\frac{dQ}{dP} = -B. \quad (13)$$

В работах проф. А.И. Чарного [22–24] впервые теоретически обоснованы следующие аналитические зависимости для индикаторных кривых «дебит-депрессия»:

$$\Delta P = P_K^2 - P_C^2 = Aq + Bq^2 \quad (14)$$

для фильтрации жидкости (формула (8.1), стр. 817, [22]) q – дебит нефти (жидкости),

$$(\Delta P)^2 = P_K^2 - P_C^2 = A'q + B'q^2 \quad (15)$$

для фильтрации газа (формула (8.2), стр. 817, [22]) q – дебит газа.

Специально отмечается, что коэффициенты A, B, A', B' *следует определять из данных испытаний по способу наименьших квадратов* [22–24].

На рисунке 4 показаны индикаторные кривые «дебит-депрессия» для конкретных газовых скважин, уравнения которых имеют вид:

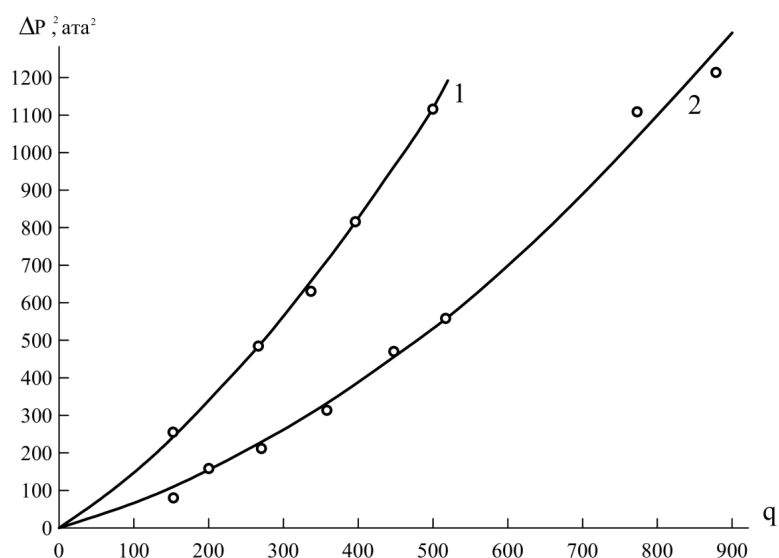


Рисунок 4 – Кривые «депрессия-дебит» для газовых скважин (1 – уравнение (16), 2 – уравнение (17)) из работы проф. И.А. Чарного [22] (рисунок 6, стр. 818, [22]); точки означают фактические данные, сплошные кривые построены по уравнениям (16), (17)

$$(\Delta P)^2 = 1,25q + 0,2188q^2, \quad (16)$$

$$(\Delta P)^2 = 1,5739q + 0,9716q^2. \quad (17)$$

Позже аналогичные аналитические зависимости для взаимосвязи депрессии на пласт и дебита получены в работах проф. Е.М. Минского [25, 26], проф. Г.И. Баренблатта, проф. Ю.П. Желтова, академика А.П. Крылова [27, 28], проф. Ф.А. Требина, проф. Г.В. Щербакова [29] и др.

Новая математическая модель взаимосвязи депрессии на пласт и дебита скважины. Отметим, что при получении соотношений (6) и (14) используют нелинейный закон *фильтрации жидкости* в виде:

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = a\omega + b\omega^2 \quad (18)$$

(уравнение (1.2), стр. 801, [22]), $\frac{\partial P}{\partial t}$ – градиент давления; ω – скорость фильтрации жидкости; a, b – постоянные коэффициенты, определяемые по фактическим данным, и получают уравнение:

$$\Delta P = Aq + Bq^2 \quad (19)$$

(уравнение (8.1), стр. 817, [22]).

При *фильтрации газа* получают уравнение:

$$(\Delta P)^2 = A'Q + B'Q^2 \quad (20)$$

(уравнение (15.4), стр. 182, [7]; уравнение (8.2), стр. 817, [22]).

Запишем соотношение (19) в виде:

$$\Delta P = B(q_{min} + q)q, \quad (21)$$

($A = Bq_{min}$).

Совершенно аналогично можно записать соотношение (20) в виде:

$$(\Delta P)^2 = B'(Q_{min} + Q)Q, \quad (22)$$

$$(A' = B'Q_{min}).$$

В дифференциальной форме уравнение (21) можно записать в виде:

$$-\frac{dP}{dt} = B(q_{min} + q)q. \quad (23)$$

В дифференциальной форме уравнение (22) можно записать в виде:

$$\left(\frac{dP}{dt}\right)^2 = B'(Q_{min} + Q)Q. \quad (24)$$

Учитывая экспериментальные данные [18–21], вместо уравнений (23) и (24) можно записать следующее соотношение:

$$\frac{dy}{dt} = k(y_{min} + y)(y_{max} - y), \quad (25)$$

k – постоянный коэффициент; y_{min} – минимальное давление, или дебит; y_{max} – максимальное давление, или дебит.

Уравнение (25) допускает следующую физико-технологическую интерпретацию: *прирост текущего изменения дебита скважины пропорционален произведению разности равной разности потенциального (максимального) возможного и текущего значения дебита, а также увеличивается пропорционально текущему значению дебита, выше некоторого начального (минимального) количества.*

Кроме уравнения (25) можно использовать подобное дифференциальное уравнение для связи дебита (y) и давления (x) в виде:

$$\frac{dy}{dx} = m(y_{min} + y)(y_{max} - y), \quad (26)$$

или:

$$\frac{dx}{dy} = n(x_{min} + x)(x_{max} - x), \quad (27)$$

$k, m, n, x_{min}, x_{max}, y_{min}, y_{max}$ – постоянные коэффициенты, определяемые по фактическим данным.

Принимая, в частности:

$$y_{min} = q_0 = q(t_0) = B;$$

$$y_{max} = A = q_{max},$$

t_0, q_0, A, B – постоянные для текущего дебита нефти $q(t)$ можно найти соотношение:

$$q(t) = \frac{A(B + q_0) \exp[k(A + B)(t - t_0)] - B(A - q_0)}{(B + q_0) \exp[k(A + B)(t - t_0)] + (A - q_0)}. \quad (28)$$

Значение постоянного коэффициента k можно находить по опытным значениям дебита на каком-либо интервале изменения времени $[t_0, t_1], [t_1, t_2], [t_2, t_3]$ и т.д. по формуле:

$$k_j = \frac{\ln[(A - Q_{j-1})(B + Q_j)] - \ln[(B + Q_{j-1})(A - Q_j)]}{(A + B)(t_j - t_{j-1})}. \quad (29)$$

Значение потенциального (максимального) дебита скважины (A) можно находить по приближенной формуле:

$$A + B = \frac{2(q_0 + q_1)(q_0 + q_2)(q_0 + q_3) - (q_0 + q_2)^2(q_1 + q_3 + 2q_0)}{(q_0 + q_1)(q_0 + q_3) - (q_0 + q_2)^2}, \quad (30)$$

q_1, q_2, q_3 – экспериментальные значения дебита скважины, установленные через равные интервалы изменения времени, т.е. $t_3 - t_2 = t_2 - t_1$, и, соответственно, $q_1 = q(t_1)$, $q_2 = q(t_2)$, $q_3 = q(t_3)$.

Принимая, в частности:

$$\begin{aligned} y_{min} &= P_0 = P(t_0) = B; \\ y_{max} &= P_{max}, \end{aligned} \quad (31)$$

t_0, P_0, A_{max}, B – постоянные для текущего давления $P(t)$ можно найти соотношение:

$$P(t) = \frac{P_{max}(P_{min} + P_0) \exp[C(P_{max} + P_{min})(t - t_0)] - P_{min}(P_{max} - P_0)}{(P_{min} + P_0) \exp[C(P_{max} + P_{min})(t - t_0)] + (P_{max} - P_0)}. \quad (32)$$

Значение постоянного коэффициента C можно находить по экспериментальным значениям давления на каком-либо интервале времени $[t_0, t_1], [t_1, t_2], [t_2, t_3]$ и т.д. по формуле, аналогичной формуле (29).

Значение максимального давления (P_{max}) можно находить по формуле, аналогичной формуле (30) и экспериментальных значениях давлений $P_1 = P(t_1), P_2 = P(t_2), P_3 = P(t_3)$, установленные через равные интервалы изменения времени, т.е. $t_3 - t_2 = t_2 - t_1$.

Для решения уравнения (26) можно использовать начальные условия вида:

$$Q(P_0) = Q_0 = Q_{min}, \quad (33)$$

P_0, Q_0 – постоянные.

Частное решение уравнения (26), удовлетворяющее начальным условиям (33) можно записать в виде:

$$Q(P) = \frac{Q_{max}(Q_{min} + Q_0) \exp[m(Q_{max} + Q_{min})(P - P_0)] - Q_{min}(Q_{max} - Q_0)}{(Q_{min} + Q_0) \exp[m(Q_{max} + Q_{min})(P - P_0)] + (Q_{max} - Q_0)}. \quad (34)$$

Значение постоянного коэффициента m можно находить по опытным значениям дебита на каком-либо интервале изменения давления $[P_0, P_1], [P_1, P_2], [P_2, P_3]$ и т.д. по формуле:

$$m_i = \frac{\ln[(Q_{max} - Q_{i-1})(Q_{min} + Q_i)] - \ln[(Q_{min} + Q_{i-1})(Q_{max} - Q_i)]}{(Q_{max} + Q_{min})(P_i - P_{i-1})}. \quad (35)$$

Значение потенциального (максимального) дебита скважины (Q_{max}) можно находить по формуле:

$$Q_{max} + Q_{min} = \frac{2(Q_0 + Q_1)(Q_0 + Q_2)(Q_0 + Q_3) - (Q_0 + Q_2)^2(Q_1 + Q_3 + 2Q_0)}{(Q_0 + Q_1)(Q_0 + Q_3) - (Q_0 + Q_2)^2}, \quad (36)$$

Q_1, Q_2, Q_3 – экспериментальные значения дебита скважины, установленные через равные интервалы изменения давления, т.е. $P_3 - P_2 = P_2 - P_1$, и, соответственно, $Q_1 = Q(P_1), Q_2 = Q(P_2), Q_3 = Q(P_3)$.

Примеры применения новой методики

Пример 1. Рассмотрим результаты исследования газовой скважины, подробно описанные в монографии [7] и представленные в таблице 2 (таблица 59, стр. 218, [7]).

Таблица 2 – Результаты исследования газовой скважины ([7], стр. 218, таблица 59)

Номер режима	$(\Delta P)_{i-1}^2$, (МПа) ²	ΔP_i , МПа	Дебит (факт) $Q_{ф}$, тыс. м ³ /сут	Дебит (расчет) $Q_{р}$, тыс. м ³ /сут	Константа роста дебита m_i
1	9	3,000	100	100,000	–
2	28	5,292	540	540,000	0,0000784
3	57	7,550	1494	1663,963	0,0000697
4	96	9,798	3113	3122,842	0,0000693
5	145	12,042	5567	4831,973	0,0001094

Из таблицы 2 используем следующие данные:

$$\Delta P_0 = 3,000; \Delta P_1 = 5,292; \Delta P_2 = 7,550; \Delta P_3 = 9,798;$$

$$Q_0 = Q_{min} = 100; Q_1 = 540; Q_2 = 1494; Q_3 = 3113.$$

По формуле (36) найдем приближенное значение потенциального максимального дебита (Q_{max}) скважины:

$$Q_{max} + Q_{min} = \frac{2(100 + 540)(100 + 1494)(100 + 3113) - (1594)^2(3853)}{(640)(3213) - (1594)^2} = 6857,$$

или:

$$Q_{max} = 6857 - 100 = 6757.$$

По формуле (35) найдем значение коэффициента роста дебита (m_1) на интервале изменения перепада давления (ΔP) от значения $\Delta P_0 = 3,000$ МПа до значения $\Delta P_1 = 5,292$ МПа:

$$m_1 = \frac{\ln[(6757 - 100)(100 + 540)] - \ln[(100 + 100)(6757 - 540)]}{(6857)(5,292 - 3,000)} = 0,0000784,$$

и находим значение:

$$m_1(Q_{max} + Q_{min}) = 0,537589.$$

По формуле (34) определяем зависимость изменения дебита газовой скважины (Q) от значения перепада давления (ΔP) при $m_1 = 0,0000784$ и $m_1(Q_{max} + Q_{min}) = 0,537589$:

$$Q(\Delta P) = \frac{6757(200) \exp[0,537589(\Delta P - 3,0)] - 665700}{(200) \exp[0,537589(\Delta P - 3,0)] + 6657}.$$

По этой формуле найдем значение дебита газовой скважины при $\Delta P = 3,000$:

$$Q(3,000) = \frac{685700}{6857} = 100,000.$$

Найдем значение дебита газовой скважины при $\Delta P = 5,292$:

$$Q(5,292) = \frac{3967719,184}{7342,721} = 540,000.$$

Найдем прогнозное (расчетное) значение дебита газовой скважины при $\Delta P = 7,550$:

$$Q(7,550) = \frac{14918236,98}{8965,486} = 1663,963.$$

По формуле (35) найдем значение коэффициента роста дебита (m_2) на интервале изменения перепада давления (ΔP) от значения $\Delta P_1 = 5,292$ МПа до значения $\Delta P_2 = 7,550$ МПа:

$$m_2 = \frac{\ln[(6757 - 540)(100 + 1494)] - \ln[(100 + 540)(6757 - 1494)]}{(6857)(7,550 - 5,292)} = 0,0000697,$$

и находим значение:

$$m_2(Q_{max} + Q_{min}) = 0,477933.$$

По формуле (34) определяем зависимость изменения дебита газовой скважины (Q) от значения перепада давления (ΔP) при $m_2 = 0,0000697$ и $m_2(Q_{max} + Q_{min}) = 0,477933$:

$$Q(\Delta P) = \frac{6757(640) \exp[0,477933(\Delta P - 5,292)] - 621700}{(640) \exp[0,477933(\Delta P - 5,292)] + 6217}.$$

По этой формуле найдем значение дебитов:

$$Q(5,292) = 540,000,$$

$$Q(7,550) = 1494,000,$$

$$Q(9,798) = 3122,842$$

и т.д.

Результаты расчетов представлены в таблице 2. Из данных таблицы 2, кстати, видно, что расчетное (прогнозное) значение дебита газа скважины (Q) при перепаде давления $\Delta P = 12,042$ МПа равно $Q_p(12,042) = 4831,973$ тыс. м³/сут, а фактическое значение дебита при этом равно $Q_{ф}(12,042) = 5567$ тыс. м³/сут, т.е. отличается от расчетного не более, чем на 15 %.

Пример 2. Рассмотрим результаты исследования газовой скважины, подробно описанные в монографии [7] и представленные в таблице 3 (таблица 60, стр. 218, [7]).

Таблица 3 – Результаты исследования газовой скважины ([7], стр. 218, таблица 60)

Номер режима	$(\Delta P)^2$, (МПа) ²	ΔP , МПа	Дебит (факт) $Q_{ф}$, тыс. м ³ /сут	Дебит (расчет) Q_p , тыс. м ³ /сут	Константа роста дебита m_i
1	9	3,000	100	100,000	–
2	28	5,292	316	316,000	0,0002107
3	57	7,550	597	650,286	0,0001808
4	96	9,798	938	926,747	0,0001870
5	145	12,042	1326	1244,482	0,0002483

По данным таблицы 3 с помощью формул (34)–(36) определены расчетные значения дебита газовой скважины, которые приведены в таблице 3. Из данных таблицы 3, кстати, видно, что расчетное (прогнозное) значение дебита газа скважины (Q) при перепаде давления $\Delta P = 12,042$ МПа равно $Q_p(12,042) = 1244,782$ тыс. м³/сут, а фактическое значение дебита при этом равно $Q_{ф}(12,042) = 1326$ тыс. м³/сут, т.е. отличается от расчетного не более, чем на 6,5 %.

Пример 3. Рассмотрим результаты работы опытной скважины в экспериментах И.П. Москалькова, подробно описанные в работах [16–21] и представленные в таблице 1 (таблица 11, стр. 185, [17]).

Из таблицы 1 используем данные: $Q_0 = B = Q(1) = 3325$; $Q_1 = Q(12) = 11040$; $Q_2 = Q(18) = 12845$; $Q_3 = Q(24) = 13940$ и по формуле (30) находим значение потенциального (максимального) расхода воздуха:

$$A + B = \frac{2(3325 + 11040)(3325 + 12845)(3325 + 13940) - (16170)^2(31630)}{(14365)(17265) - (16170)^2} = 18544,9,$$

или:

$$A = 18544,9 - 3325 = 15219,9.$$

Таблица 4 – Экспериментальные (по опытам И.П. Москалькова) и расчетные (прогнозные) по формулам (27)–(29) значения дебитов газа в зависимости от времени истечения

№ п/п	Время истечения t , мин	Дебит воздуха (опыт), см ³	Дебит воздуха (расчет), см ³	Константа роста дебита k_i
1	2	3	4	5
1	1	3325	3325,00	–
2	2	4665	4665,00	0,0000163
3	3	5705	6061,93	0,0000122
4	4	6585	6751,14	0,0000102
5	5	7345	7453,61	0,0000090
6	6	8035	8086,26	0,0000083
7	7	8655	8701,48	0,0000077
8	8	9215	9249,62	0,0000073

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5
9	9	9730	9749,05	0,0000070
10	10	10205	10218,45	0,0000068
11	12	11040	11073,76	0,0000065
12	14	11735	11771,41	0,0000062
13	16	12335	12337,63	0,0000061
14	18	12845	12847,97	0,0000061
15	20	13275	13276,03	0,0000061
16	22	13637	13634,78	0,0000061
17	24	13940	13936,83	0,0000062
18	26	14195	14188,53	0,0000064

Далее по формулам (28) и (29) находим соответственно значения постоянного коэффициента (k_i) и расхода газа (Q). Результаты расчетов приведены в таблице 4.

Из данных таблицы 4 видно хорошее соответствие опытных и расчетных значений расходов газа; из таблицы 4, кстати, следует, что расчетное (прогнозное) значение расхода воздуха (Q) при $t = 26$ мин равно $Q_p(26) = 14188,53 \text{ см}^3$, а фактическое значение расхода при этом равно $Q_{\text{ф}}(26) = 14195 \text{ см}^3$, т.е. отличается от расчетного не более, чем на 0,05 %.

Литература

1. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. – М. : ОГИЗ. Гостехтеориздат, 1947.
2. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов [и др.]. – Москва-Ижевск : ИКИ, 2004. – 424 с.
3. Басниев К.С. Разработка месторождений природных газов, содержащих неуглеводородные компоненты. – М. : Недра, 1986. – 183 с.
4. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений / Ю.П. Желтов [и др.]. – М. : Недра, 1979. – 254 с.
5. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде [и др.]. – М. : Недра, 2003. – 880 с.
6. Рабинович Н.Р., Смирнова Н.В., Тевзадзе Н.Р. Оценка качества вскрытия пластов и освоения скважин. Обзорная информация. Серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 1990. – 40 с.
7. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко [и др.]. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
8. Рязанцев Н.Ф., Карнауков М.Л., Белов А.Е. Испытание скважин в процессе бурения. – М. : Недра, 1982. – 310 с.
9. Варламов П.С. Испытатели пластов многоциклового действия. – М. : Недра, 1982. – 247 с.
10. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин. Производственно-практическое издание / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : ГУП РБ «Уфимский полиграфкомбинат», 2004. – 620 с.
11. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Новая методика испытаний (исследований) газовых и газоконденсатных скважин на основе автоматических режимов нестационарной изотермической нелинейной фильтрации // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 5 (629). – С. 56–64.
12. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Новая методика испытаний (исследований) газовых и газоконденсатных скважин на основе автоматических режимов нестационарной неизотермической нелинейной фильтрации // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 10 (634). – С. 39–46.
13. Григулецкий В.Г., Коротков С.В., Савельев Ю.П. Управление критическим сечением диафрагмы для обеспечения контроля за дебитом при эксплуатации скважин на заданных режимах // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 2 (638). – С. 43–51.
14. Савельев Ю.П. Лекции по основам механики вязкой жидкости и газа. Том 1, книга 1. – Санкт-Петербург : Наука, 2014. – 471 с.
15. Савельев Ю.П., Григулецкий В.Г. О некоторых элементах термодинамики природного газа в глубоких скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 1 (337). – С. 10–17.

16. Лейбензон Л.С. Движение газа в пористой среде // Нефтяное хозяйство. – 1929. – № 10. – С. 497–519.
17. Лейбензон Л.С. Движение газов в пористой среде // Нефтяное хозяйство. – 1930. – № 8–9. – С. 182–197.
18. Москальков И.П. К вопросу об изучении законов движения газов в пористой среде // Нефтяное хозяйство. – 1930. – № 3.
19. Лейбензон Л.С., Москальков И.П. Современное состояние гидромеханического исследования нефтяных и газовых пластов // Сборник «Плановая разработка нефтяных месторождений». – М. : Гостоптехиздат, 1934. – Вып. 2. – С. 35–72.
20. Лейбензон Л.С. Подземная гидравлика воды, нефти и газа. – Москва-Грозный-Ленинград-Новосибирск : Горгеолнефтеиздат, 1934. – 352 с.
21. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – М.-Л. : Гостоптехиздат, 1948. – 296 с.
22. Чарный И.А. О притоке к несовершенным скважинам при одновременном существовании различных законов фильтрации в пласте // Известия АН СССР. Отделение технических наук. – 1950. – № 6. – С. 801–818.
23. Чарный И.А. Определение некоторых параметров пластов при помощи кривых восстановления забойного давления // Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 3. – С. 40–48.
24. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
25. Минский Е.М. О турбулентной фильтрации в пористых средах // Доклады АН СССР. – 1951. – Т. 78. – № 3. – С. 409–412.
26. Минский Е.М. О притоке жидкости или газа к несовершенным скважинам при нелинейном законе сопротивления // Доклады АН СССР. – 1955. – Т. 103. – № 3. – С. 379–382.
27. Об определении параметров нефтегазоносности пласта по данным о восстановлении давления в остановленных скважинах / Г.И. Баренблатт [и др.] // Известия АН СССР. Отделение технических наук. – 1957. – № 11. – С. 84–91.
28. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // Доклады АН СССР. – 1960. – Т. 132. – № 3. – С. 545–548.
29. Требин Ф.А., Щербаков Г.В. К анализу методов гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 1957. – № 3. – С. 22–29.

References

1. Leibenzon L.S. Motion of natural fluids and gases in a porous medium. – М. : OGIZ. Gostekhteorizdat, 1947.
2. Scientific bases of oil field development / A.P. Krylov [etc.]. – Moscow – Izhevsk : IKI, 2004. – 424 p.
3. Basniev K.S. Development of natural gas fields containing non-hydrocarbon components. – М. : Nedra, 1986. – 183 p.
4. Development and exploitation of oil and gas condensate fields / Yu.P. Zheltov [et al]. – М. : Nedra, 1979. – 254 p.
5. Fundamentals of gas production technology / A.Kh. Mirzajanzade [etc.]. – М. : Nedra, 2003. – 880 p.
6. Rabinovich N.R., Smirnova N.V., Tevzadze N.R. Assessment of the quality of formation opening and well development. Review Information. Series «Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea». – М. : VNIOENG, 1990. – 40 p.
7. Handbook of well research / A.I. Gritsenko [et al]. – М. : Nauka, 1995. – 523 p.
8. Ryazantsev N.F., Karnaukov M.L., Belov A.E. Well testing during drilling. – М. : Nedra, 1982. – 310 p.
9. Varlamov P.S. Reservoir testers multi-cycle action. – М. : Nedra, 1982. – 247 p.
10. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of reservoirs of oil and gas wells. Production and practical edition / P.S. Varlamov [and others]. – Ufa : Ufa Printing Plant, 2004. – 620 p.
11. Griguletsky V.G., Saveliev Y.P. New technique for testing (research) of gas and gas condensate wells on the basis of self-similar modes of non-stationary isothermal nonlinear filtration // Oilfield Business. – 2021. – № 5 (629). – P. 56–64.
12. Griguletsky V.G., Saveliev Y.P. New methodology for testing (research) of gas and gas condensate wells based on autosimilar modes of nonstationary nonisothermal nonlinear filtration // Oilfield Business. – 2021. – № 10 (634). – P. 39–46.
13. Griguletsky V.G., Korotkov S.V., Saveliev Y.P. Control of the critical section of the diaphragm to ensure flow rate control during well operation at specified regimes // Oilfield Business. – 2022. – № 2 (638). – P. 43–51.
14. Saveliev Y.P. Lectures on the fundamentals of mechanics of viscous fluid and gas. Volume 1, book 1. – St. Petersburg : Nauka, 2014. – 471 p.

15. Saveliev Y.P., Griguletsky V.G. On some elements of thermodynamics of natural gas in deep wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2021. – № 1 (337). – P. 10–17.
16. Leibenzon L.S. Movement of gas in a porous medium. – 1929. – № 10. – P. 497–519.
17. Leibenzon L.S. Movement of gases in a porous medium // Oil Economy. – 1930. – № 8–9. – P. 182–197.
18. Moskalkov I.P. To a question on studying the laws of motion of gases in a porous medium // Oil economy. – 1930. – № 3.
19. Leibenzon L.S., Moskalkov I.P. The modern state of hydro-mechanical investigation of oil and gas reservoirs // Collection «Planned development of oil fields». – M. : Gostoptekhizdat, 1934. – A : Gostoptekhizdat, 1934. 2. – P. 35–72.
20. Leibenzon L.S. Underground hydraulics of water, oil and gas. – Moscow-Grozny-Leningrad-Novosibirsk : Gorgeolnefteizdat, 1934. – 352 p.
21. Lapuk B.B. Theoretical bases of development of natural gas fields. – M.-L. : Gostoptekhizdat, 1948. – 296 p.
22. Charny I.A. On the flow to imperfect wells with simultaneous existence of different filtration laws in the reservoir // Izvestiya AS USSR. Department of Technical Sciences. – 1950. – № 6. – P. 801–818.
23. Charniy I.A. Determination of some reservoir parameters with help of downhole pressure recovery curves // Oil economy. – 1955. – № 3. – P. 40–48.
24. Charny I.A. Underground hydrogasodynamics. – M. : Gostoptekhizdat, 1963. – 396 p.
25. Minsky E.M. On Turbulent Filtration in Porous Media // Papers of the USSR Academy of Sciences. – 1951. – V. 78. – № 3. – P. 409–412.
26. Minsky E.M. On the flow of liquid or gas to imperfect wells at nonlinear drag law // Doklady AN USSR. – 1955. – V. 103. – № 3. – P. 379–382.
27. On Determination of Parameters of Oil and Gas Reservoir on Data on Pressure Restoration in Stopped Wells / G.I. Barenblatt [et al.] // Izvestiya AN SSSR. Department of Technical Sciences. – 1957. – № 11. – P. 84–91.
28. Barenblatt G.I., Zheltov Y.P. On Basic Equations of Filtration of Homogeneous Fluids in Fractured Rocks // Doklady AN USSR. – 1960. – V. 132. – № 3. – P. 545–548.
29. Trebin F.A., Shcherbakov G.V. To the analysis of methods of hydrodynamic research of wells // Neftyanoye ushozia. – 1957. – № 3. – P. 22–29.