

УДК 622.276.5+51-7

DOI: 10.21209/2658-7114-2021-16-3-89-108

*Владимир Александрович Толпаев¹,
доктор физико-математических наук, профессор,
Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов
(355000, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419),
e-mail: v.a.tolpaev@mail.ru,
<https://orcid.org/0000-0001-5937-0151>*

*Курбан Сапижуллаевич Ахмедов²,
кандидат технических наук,
Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов
(355000, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419),
e-mail: kurban2000@mail.ru,
<https://orcid.org/0000-0002-2909-8203>*

Методы планирования по накопленным геолого-промысловым данным режимов работы газовых скважин

Рассматриваются математический аппарат и расчётные алгоритмы, позволяющие на основе накопленной геолого-промысловой информации рассчитать долгосрочную динамику дебитов газодобывающих скважин в условиях применения потенциально возможных режимов эксплуатации. Прогнозирование долгосрочной динамики дебитов газодобывающих скважин на практике необходимо для перспективного планирования добычи газа, оптимального распределения производительности между УКПП в газосборной сети предприятия, формирования предпроектных вариантов разработки газовых залежей. Это позволяет выбрать из множества возможных технологических режимов эксплуатации те, которые обеспечат оптимизацию плана добычи газа в нестабильных условиях экономической среды.

Ключевые слова: скважина, газовое месторождение, дебит, пластовое давление, забойное давление, время, накопленный объём добытого газа

Введение. Данная работа посвящена развитию методик расчёта прогнозных дебитов скважин, которые они будут иметь при условии их эксплуатации с тем или иным технологическим режимом. Расчёт прогнозных дебитов скважин необходим для перспективного планирования и анализа экономической эффективности добычи газа и для принятия стратегических управленческих решений по месторождениям всех газодобывающих регионов России. Коренное отличие предлагаемых в настоящей

¹В. А. Толпаев выполнял теоретическую часть исследования, предложил аппроксимационные математические модели и алгоритм расчёта прогнозного объёма, извлекаемого скважиной из пласта газа

²К. С. Ахмедов разработал программы и выполнил расчёты параметров аппроксимационных математических моделей для прогнозного пластового давления, индикаторных кривых притока газа к скважине, а также расчёты во времени прогнозных дебитов газовой скважины в тестовых примерах.

работе методик расчёта прогнозных дебитов скважин от существующих подходов в следующем.

В существующих подходах расчёт прогнозных дебитов осуществляется статистическими методами теории временных рядов, применяемых к рядам «дебит–время». Такие подходы не учитывают динамику фильтрационных процессов, протекающих в газоносном пласте по мере его разработки, поэтому делать прогнозные расчёты показателей разработки газового месторождения для больших времён упреждения на основе теории временных рядов не получается.

В предлагаемой работе расчёт прогнозных дебитов осуществляется на основе аппроксимационных уравнений фильтрации газа к скважинам, которые строятся на основе анализа накопленной за прошлые годы геолого-промысловой информации. Основная рабочая гипотеза в разрабатываемых методах в том, что физические закономерности фильтрации газа в пласте в скрытом виде содержатся в накопленных исходных геолого-промысловых данных. Нужно лишь суметь извлечь эти закономерности из исходных данных. В результате анализа накопленных геолого-промысловых данных находятся параметры аппроксимационных уравнений фильтрации газа к скважинам месторождения, характеризующие физические закономерности фильтрации. Аппроксимационные уравнения с такими параметрами позволяют делать долгосрочные расчёты прогнозных дебитов скважин для различных потенциально возможных режимов эксплуатации. Это, в свою очередь, разрешает выбрать те режимы, которые позволят оптимизировать план добычи газа, например, по максимальному коэффициенту извлечения углеводородов или по другим критериям.

Актуальность методов расчёта прогнозных дебитов скважин связана ещё и с тем, что основные месторождения Западной Сибири вышли на завершающую стадию эксплуатации. Поэтому появляются вопросы оценки затрат на ликвидационные работы месторождений и частичных компенсаций затрат за счёт извлечения оставшихся запасов газа ликвидируемых месторождений. Необходимость разработки отсутствующей на данный момент нормативной базы на проведение работ по ликвидации выработавших свои ресурсы месторождений также потребует расчётов прогнозных дебитов скважин.

Таким образом, разработка и совершенствование методик расчёта прогнозных дебитов скважин и сопутствующего программного обеспечения является актуальной и важной для практики задачей.

1. Аппроксимационные математические модели зависимости пластового давления от накопленного объёма извлечённого газа. В разрабатываемых авторами физико-математических моделях расчёта прогнозных дебитов газовых скважин важную роль играют аппроксимационные зависимости пластового давления от накопленного объёма добытого газа. Поэтому приведём предложенные авторами работы [1] и применяемые в данном исследовании аппроксимационные математические модели зависимости пластового давления p от накопленного объёма V_{Σ} добытого газа.

Первая модель предлагается для продуктивных пластов, залегающих на глубинах не более 2 000 м, когда горное давление мало, и можно не учитывать зависимость объема порового пространства от пластового давления. В этом случае зависимость пластового давления p от накопленного объёма, с достаточной точностью описывается линейной моделью

$$p(t) = \varphi_1(V_\Sigma) = p_{\text{нач}} - \alpha_\Sigma(t). \quad (1)$$

В уравнении (1) начальное пластовое давление $p_{\text{нач}}$ и коэффициент α вычисляются по данным временного ряда «дебит — время», например, методом наименьших квадратов (МНК).

Вторая модель предназначена для продуктивных пластов, залегающих на глубинах более 2 000 м. В этом случае зависимость пластового давления p от накопленного объёма точнее описывается квадратичной моделью

$$p(t) \cong \varphi_2(V_\Sigma) = p_{\text{нач}} - \alpha \cdot V_\Sigma(t) - \gamma \cdot V_\Sigma^2(t). \quad (2)$$

Коэффициенты $p_{\text{нач}}$, α и γ в уравнении (2) следует вычислять на основании накопленных исходных геолого-промысловых данных «дебит — время», например, снова по МНК.

Третья модель. Для повышения надёжности расчётов прогнозного пластового давления p предложена [1] ещё одна аппроксимационная модель зависимости пластового давления от накопленного объёма извлеченного газа:

$$\frac{p}{p_{\text{нач}}} = \frac{1 - \alpha \cdot \exp[\beta \cdot V_\Sigma(t)]}{1 - \alpha}. \quad (3)$$

Параметры α и β в уравнении (3) вычисляются методом итераций. Для этого уравнение (3) представляется в виде

$$\frac{p}{p_{\text{нач}}} = \frac{1 - \alpha_n \cdot \exp[\beta_n \cdot V_\Sigma(t)]}{1 - \alpha_{n-1}}, \quad (4)$$

где α_n и β_n — числовые параметры модели (4) на итерации номер n . На 1-м шаге $n = 1$ полагаем $\alpha_0 = 0$. Для расчёта значений α_1 и β_1 достаточно построить линейный тренд $y = \lambda n \alpha_1 + \beta_1 \cdot V_Z$ функции $y = \lambda n \left(1 - \frac{p}{p_{\text{нач}}}\right)$. На 2-м шаге $n = 2$ для расчёта значений α_2 и β_2 , строим линейный тренд $y = \lambda n \alpha_2 + \beta_2 \cdot V_\Sigma$ функции $y = \lambda n \left[1 - \frac{p}{p_{\text{нач}}} \cdot (1 - \alpha_1)\right]$. И так до тех пор, пока в пределах заданной точности не выполняются равенства $\alpha_n = \alpha_{n-1}$ и $\beta_n = \beta_{n-1}$.

2. Переход к безразмерным переменным. Для проведения дальнейших расчётов вместо физических размерных величин $Q(t)$ — дебита скважины с размерностью $\frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}}$ и $V_\Sigma(t)$ — накопленного объёма извлечённого из пласта газа с размерностью тыс. м³ будем применять безразмерные переменные $q = \frac{Q}{Q_0}$ и $\nu = \frac{V_\Sigma}{V_{\Sigma 0}}$, где Q_0 и $V_{\Sigma 0}$ — выбранные базисные единицы измерения дебита и накопленного отобран-

ного объёма газа соответственно. Размерность $\dim\left(\frac{V_{\Sigma 0}}{Q_0}\right)$ совпадает с размерностью времени. Поэтому перейдём также к безразмерному времени $\tau = \frac{t}{T}$, где $T = \frac{V_{\Sigma 0}}{Q_0}$ – масштабная единица времени. Для введения в расчётах безразмерных давлений выберем также базисную единицу давления p_0 .

Формулы (1), (2) с учётом связей $p(t) = \tilde{p}_z \cdot p_0$, $p_z(t) = \tilde{p}_z \cdot p_0$, $p_{ат}(t) = \tilde{p}_{ат} \cdot p_0$, $p_{нач} = \tilde{p}_{нач} \cdot p_0$, где $p_z(t)$ – забойное и $p_{ат}$ – атмосферное давления, а $V_{\Sigma} = \nu \cdot V_{\Sigma 0}$, $Q = q \cdot Q_0$ и $\tau = \frac{t}{T} = \frac{Q_0}{V_{\Sigma 0}} \cdot t$, в безразмерной форме примут следующий вид:

$$\tilde{p}(t) = \varphi_1(\nu) = \tilde{p}_{нач} - \tilde{\alpha} \cdot \nu, \quad (1^*)$$

$$\tilde{p}(t) = \varphi_2(\nu) = \tilde{p}_{нач} - \tilde{\alpha} \cdot \nu - \tilde{\gamma} \cdot \nu^2, \quad (2^*)$$

где $\tilde{\alpha} = \alpha \cdot \frac{V_{\Sigma 0}}{p_0}$, $\tilde{\gamma} = \gamma \cdot \frac{V_{\Sigma 0}^2}{p_0}$.

Формула (3) в безразмерной форме будет:

$$\tilde{p}(t) = \varphi_3(\nu) = \tilde{p}_{нач} \cdot \frac{1 - \alpha \cdot \exp[\tilde{\beta} \cdot \nu(t)]}{1 - \alpha}, \quad \text{где } \tilde{\beta} = \beta \cdot V_{\Sigma 0}. \quad (3^*)$$

Во всех приведённых формулах знаком «тильда» отмечены безразмерные коэффициенты.

Хорошо известное уравнение связи $V_{\Sigma}(t) = \int_{t_0}^t Q(t) dt$ накопленного объёма газа $V_{\Sigma}(t)$, извлечённого с начального момента t_0 до текущего момента времени t , и дебита скважины $Q(t)$ в безразмерных переменных q, ν и τ примет вид

$$\nu(\tau) = \int_{\tau_0}^{\tau} q(\tau) d\tau. \quad (5)$$

Из формулы (5) вытекает, что

$$\frac{d\nu}{d\tau} = q(\tau), \quad (6)$$

и, следовательно,

$$\tau = \int_{\nu_0}^{\nu} \frac{d\nu}{q(\nu)}. \quad (7)$$

Конкретным примером исходных промысловых данных в безразмерных величинах выступают отчётные данные о добыче газа с 01.01.2006 г. по 01.12.2008 г. по скважине № 10401 Ямбургского НГКМ (неоком), представленные в табл. 1. В этой таблице для перехода к безразмерным переменным выбирались следующие базисные единицы: $Q_0 = 148.47 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}} = 4454 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}}$, $V_{\Sigma 0} = 4454 \text{ тыс. м}^3$, $T = \frac{V_{\Sigma 0}}{Q_0} = 1 \text{ мес}$, $p_0 = 180.14 \text{ атм}$.

Результаты расчётов прогнозных зависимостей (1*), (2*) и (3*) пластового давления от накапливаемых объёмов извлекаемого газа по данным 1, 2, 3 и 4-го столбиков табл. 1 представлены в виде графиков на рис. 1, а параметры аппроксимационных математических моделей перечислены в табл. 2.

Как известно [2; 3], одним из показателей, описывающим качество аппроксимации экспериментальных данных построенной математической моделью, является коэффициент детерминации R^2 . В зависимости от значения R^2 , принято разделять модели на три группы. Модель хорошего качества, когда $R^2 = 0,8 \div 1$; приемлемого качества, когда $R^2 = 0,5 \div 0,8$; и плохого качества, когда $R^2 = 0 \div 0,5$. По таблице 2 видно, что все предложенные аппроксимационные модели для расчета прогнозного пластового давления относятся к моделям хорошего качества. Это подтверждают также и графики на рис. 1, из которых видно, что на этапе истории все модели дают практически совпадающие значения расчётов пластового давления, которые в пределах приемлемой точности совпадают с исходными данными.

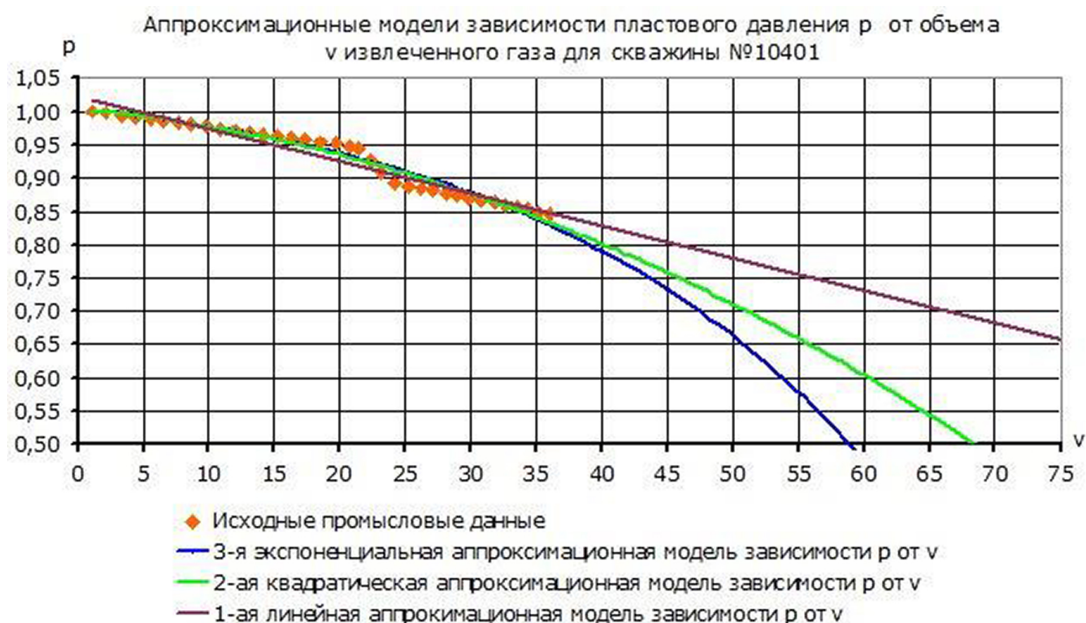


Рис. 1. Промысловые данные и графики аппроксимационных зависимостей пластового давления от накопленного объема извлеченного газа для скважины № 10401

Fig. 1. Production data and graphs of approximation dependences of reservoir pressure on the accumulated volume of recovered gas for well No. 10401

Таблица 1

**Безразмерные исходные геолого-промысловые данные для скважины №10401 Ямбургского НГКМ (неоком)
с 01.01.2006 г. по 31.12.2008 г.**

Номер месяц at	Дебит q	Накопленны й объём V	Пластовое давление \bar{p}	Забойное давление \bar{p}_3	Квадратична я пластовая депрессия X	Номер месяц at	Дебит q	Накопленны й объём V	Пластовое давление \bar{p}	Забойное давление \bar{p}_3	Квадратична я пластовая депрессия X
1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
1	1,066707	1,066731	1	0,820215	0,327247	19	1,041887	20,75779	0,947287	0,747369	0,338792
2	1,071442	2,138197	0,997183	0,824858	0,313984	20	0,694046	21,45185	0,94389	0,743635	0,337936
3	1,19212	3,330344	0,994367	0,829501	0,300693	21	0,920193	22,37207	0,926186	0,759305	0,281277
4	1,110022	4,440391	0,99155	0,834144	0,287375	22	0,813215	23,1853	0,908481	0,774975	0,224753
5	1,064067	5,504481	0,988734	0,838787	0,27403	23	0,983283	24,1686	0,890777	0,790644	0,168365
6	1,028646	6,53315	0,985822	0,835999	0,27295	24	1,047484	25,21611	0,887334	0,770113	0,194288
7	1,102532	7,635707	0,98291	0,833212	0,271871	25	0,970526	26,18666	0,883891	0,749581	0,219391
8	1,036001	8,671731	0,979999	0,830424	0,270794	26	0,966074	27,15275	0,880448	0,729049	0,243675
9	1,142325	9,814082	0,977087	0,829451	0,26671	27	0,925776	28,07855	0,877079	0,723253	0,246173
10	1,082704	10,89681	0,974176	0,828478	0,262642	28	0,888826	28,9674	0,873711	0,717457	0,248627
11	1,05133	11,94816	0,971264	0,827506	0,258588	29	0,902762	29,87018	0,870343	0,71166	0,251036
12	1,110292	13,05848	0,968353	0,822753	0,260784	30	0,906028	30,77623	0,866883	0,712155	0,244323
13	1,050724	14,10923	0,965441	0,818001	0,262951	31	1,060524	31,83678	0,863424	0,712649	0,237633
14	1,110305	15,21956	0,962529	0,813248	0,26509	32	0,847006	32,6838	0,859965	0,713143	0,230966
15	1,099562	16,31914	0,959713	0,793778	0,290965	33	0,836438	33,52026	0,85652	0,713079	0,225145
16	1,016192	17,33536	0,956896	0,774308	0,316098	34	0,797919	34,31819	0,853075	0,713014	0,219348
17	1,220974	18,55636	0,95408	0,754837	0,340488	35	0,832889	35,1511	0,849631	0,71295	0,213575
18	1,159494	19,71588	0,950683	0,751103	0,339642	36	0,851903	36,00302	0,846186	0,712885	0,207825

Параметры аппроксимационных математических моделей для расчёта прогнозного пластового давления в зоне дренирования скважины №10401

Модель	Параметры моделей				Коэффициент детерминации R^2
	$\tilde{p}_{нач}$	$\tilde{\alpha}$	$\tilde{\beta}$	$\tilde{\gamma}$	
1-я, линейная модель (уравнение (1*))	1,0033	0,0049	-	-	0,9457
2-я, квадратическая модель (уравнение (2*))	1,0036	0,0018	-	$8 \cdot 10^{-5}$	0,9678
3-я, экспоненциальная модель (уравнение (3*))	1,0050	0,0544922	0,038631	-	0,9678

На этапе прогноза расчёты по аппроксимационным моделям пластового давления начинают «разбегаться». Вторая и третья математические модели зависимости пластового давления от накопленного объёма извлечённого газа приводят к близким друг к другу расчётным значениям. Первая математическая модель, судя по графикам, приводит к завышенным значениям пластового давления. Исходя из приведённого примера, можно предположить, что наиболее реалистичные расчёты прогнозного пластового давления будет давать 2-я аппроксимационная модель, 1-я и 3-я модели будут приводить соответственно к завышенным и заниженным значениям оценок пластового давления. Расчёты последующих прогнозных дебитов скважины, с применением представленных аппроксимационных моделей пластового давления, естественно, приведут к интервальным оценкам, что и должно быть в действительности.

На практике аппроксимационные модели зависимости пластового давления от накопленного объёма $V_{\Sigma}(t)$ отобранного газа можно применить к расчёту объёма дренирования конкретной скважины, радиусу объёма дренирования и прогнозной оценки удельных извлекаемых объёмов газа [1].

3. Аппроксимационные математические модели притока газа к скважине. Для решения задач расчёта прогнозных дебитов необходимо иметь уравнение притока газа к скважинам, которое устанавливает связь дебита скважины с депрессией на пласт. Для газовых скважин, как хорошо известно, дебит прямо пропорционален разности квадратов пластового и забойного давлений [4; 5]. В самом общем случае для уравнения притока газа к скважине авторы предлагают две формы уравнения в безразмерном виде.

Первая форма аппроксимационного уравнения притока задаётся в виде, разрешенном относительно квадратичной депрессии $X = \frac{p^2 - p_3^2}{p_0^2} = \tilde{p}^2 - \tilde{p}_3^2$, на пласт:

$$\begin{aligned}
 X &= F_1 \{q | A_1(\nu), A_2(\nu), \dots, A_n(\nu)\} = \\
 &= A_1(\nu) \cdot q + A_2(\nu) \cdot q^2 + \dots + A_n(\nu) \cdot q^n.
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

В уравнении (8), связывающем дебит $q = q(t)$ и объём $\nu = \nu(t)$ извлечённого газа с квадратичной депрессией на пласт, вводятся параметры $A_1(\nu), A_2(\nu), \dots, A_n(\nu)$

уравнения притока газа к скважине, характеризующие фактические закономерности фильтрации газа в ПЗП и выражающиеся в виде функций от накопленного объема извлеченного газа. Первая форма обобщает известное двучленное уравнение притока газа к скважине по закону Форхгеймера [4; 5]. Поэтому авторы предлагают называть (8) обобщенным уравнением Форхгеймера.

Вторая форма аппроксимационного уравнения притока газа к скважине задается в виде, разрешенном относительно дебита:

$$\begin{aligned} q &= F_2 \{X | \alpha_1(\nu), \alpha_2(\nu), \dots, \alpha_n(\nu)\} = \\ &= \alpha_1(\nu) \cdot X + \alpha_2(\nu) \cdot X^2 + \dots + \alpha_n(\nu) \cdot X^n. \end{aligned} \quad (9)$$

В уравнение (9) также вводятся параметры $\alpha_1(\nu), \alpha_2(\nu), \dots, \alpha_n(\nu)$, характеризующие фактические закономерности фильтрации газа в ПЗП, выражающиеся в виде функций от накопленного объема извлеченного газа.

Для построения первоначальных грубых приближенных, но зато аналитических решений, наряду с уравнением (9) предлагается применять его частный случай – классическое уравнение Дюпюи [4; 5] плоскорадиального притока газа к скважине по линейному закону фильтрации Дарси. Этот частный случай имеет вид

$$q = \tilde{F}_2(X) = \alpha_D \cdot X, \quad (9^*)$$

где $\alpha_D = const$. Вторую форму (9), обобщающую известную формулу Дюпюи (9*), авторы предлагают называть обобщенным уравнением Дюпюи.

Параметры $A_1(\nu), A_2(\nu), \dots, A_n(\nu)$ в уравнении (8) и $\alpha_1(\nu), \alpha_2(\nu), \dots, \alpha_n(\nu)$, в уравнении (9) и $\alpha_D = const$ в уравнении (9*) описывают с определенной степенью точности фактические фильтрационные свойства ПЗП конкретной скважины, которые в скрытом виде содержатся в накопленных исходных геолого-промысловых данных, представляемых в виде таблиц типа табл. 1. Качество расчёта прогнозных дебитов газовых скважин во многом будет определяться, во-первых, достоверностью представленных исходных данных и корректностью определения по исходным данным параметров $A_1(\nu), A_2(\nu), \dots, A_n(\nu)$ и $\alpha_1(\nu), \alpha_2(\nu), \dots, \alpha_n(\nu)$ и α_D в уравнениях (8), (9) и (9*).

Методика определения параметров $A_1(\nu), A_2(\nu), \dots, A_n(\nu)$ заключается в том, что вначале задаётся конкретным значением степени n в уравнении (8). Затем отрезок $0 \leq \nu \leq \nu_{max}$ накопленных на этапе истории объемов извлеченного газа разбиваем на несколько, допустим k , частичных отрезков $0 \leq \nu \leq \nu_1, \nu_1 \leq \nu \leq \nu_2, \dots, \nu_{k-1} \leq \nu \leq \nu_k = \nu_{max}$. Это соответствует тому, что 3-й столбик в табл. 1 разбивается на k частичных участков. Для каждого частичного отрезка $\nu_{i-1} \leq \nu \leq \nu_i$ по исходным данным 2-го и 6-го столбцов табл. 1 находим уравнение монотонно возрастающей линии тренда $X = A_1 q + A_2 \cdot q^2 + \dots + A_n \cdot q^n$ при постоянных параметрах A_1, A_2, \dots, A_n , значения которых приписываем средним значениям параметра ν соответствующего частичного отрезка. Получив, таким образом, для $i = 1, 2, \dots, k$ и $j = 1, 2, K, n$ таблицы значений (ν_1, F_j) , дальше средствами MS Excel [2; 3] находим уравнения подходящих линий трендов аппроксимационных зависимостей $A_1(\nu), A_2(\nu), \dots, A_n(\nu)$,

которые и будут отражать скрытые в исходных данных закономерности фильтрации газа в ПЗП.

Аналогичная методика применяется к определению параметров $\alpha_1(\nu), \alpha_2(\nu), \dots, \alpha_n(\nu)$ уравнения (9).

В тестовом примере построения аппроксимационных уравнений притока газа к скважине рассматривались исходные данные для скважины № 10401 в табл. 1. Обобщённое уравнение Форхгеймера выбиралось в виде квадратичной зависимости

$$X = F_1\{q\} = A_1 \cdot q + A_2^2. \quad (10)$$

Отрезок $0 \leq \nu \leq \nu_{max} = 36, 00302$ накопленных на этапе истории объёмов извлеченного газа разбивали дважды. Первый раз на 4 части, по 9 месяцев каждая. Второй раз на 6 частей, по 6 месяцев каждая. Выяснилось, во-первых, неудовлетворительное качество предоставленных исходных данных. В случае удовлетворительных исходных данных зависимость $X + F_1\{q\}$ представляет собой монотонно возрастающую функцию, в которой с увеличением дебита возрастает значение квадратичной депрессии X , как по сути физического процесса фильтрации и должно быть. На рисунке 2 видно, что зачастую нет физического правильного согласования между динамикой депрессии и дебита скважины. Поэтому хорошего качества расчёта прогнозных дебитов скважины по таким исходным данным ожидать не приходится. Во-вторых, на этапе истории протяжённостью 36 месяцев коэффициенты уравнения притока (10) практически были постоянными и не зависели от накопленного объёма извлечённого газа. Поэтому в качестве коэффициентов уравнения (10) притока газа выбирались средние арифметические соответствующих найденных значений на частичных отрезках.

Обобщённое уравнение Дюпюи в тестовом примере выбиралось тоже в виде квадратичной зависимости

$$q = F_2\{X\} = \alpha \cdot X + \alpha \cdot X^2. \quad (11)$$

Отрезок $0 \leq \nu \leq \nu_{max} = 36, 00302$ разбивали трижды. Первый раз на три части, по 12 месяцев каждая. Второй раз на четыре части, по 9 месяцев и третий раз на шесть частей, по 6 месяцев каждая. Естественно, вновь подтвердилось неудовлетворительное качество предоставленных исходных данных. Коэффициенты уравнения (11) на этапе истории оказались практически постоянными, не зависящими от накопленного объёма извлеченного газа. Поэтому снова в качестве коэффициентов уравнения притока газа выбирались средние арифметические соответствующих значений на частичных отрезках.

Для построения аналитических решений для расчёта в первом приближении прогнозных дебитов скважины № 10401, по исходным данным табл. 1 вычислялся также коэффициент $\alpha_d = const$ в формуле Дюпюи (9*).

Найденные значения коэффициентов уравнений (10), (11) и (9*) приведены в табл. 3. Индикаторные кривые $X = F_1\{q\}$ и $q = F_2\{X\}$, построенные по аппроксимационным уравнениям (10), (11) и (9*) притока газа к скважине, показаны на рис. 2 и 3.

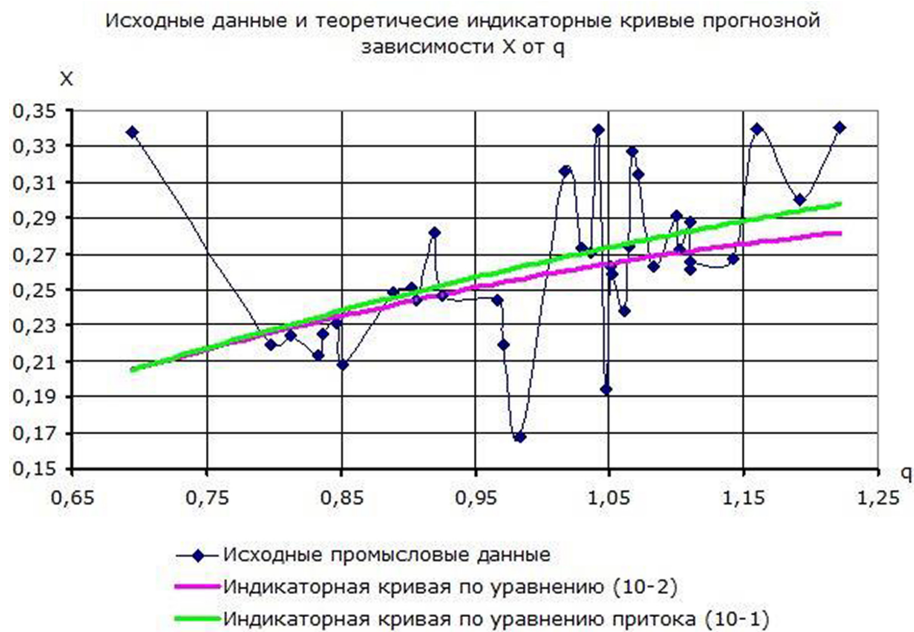


Рис. 2. Промысловые данные и графики теоретических индикаторных кривых притока газа к скважине № 10401 по обобщённому уравнению Форхгеймера (8)

Fig. 2. Production data and graphs of theoretical indicator curves of gas inflow to well No. 10401 according to the generalized Forchheimer equation

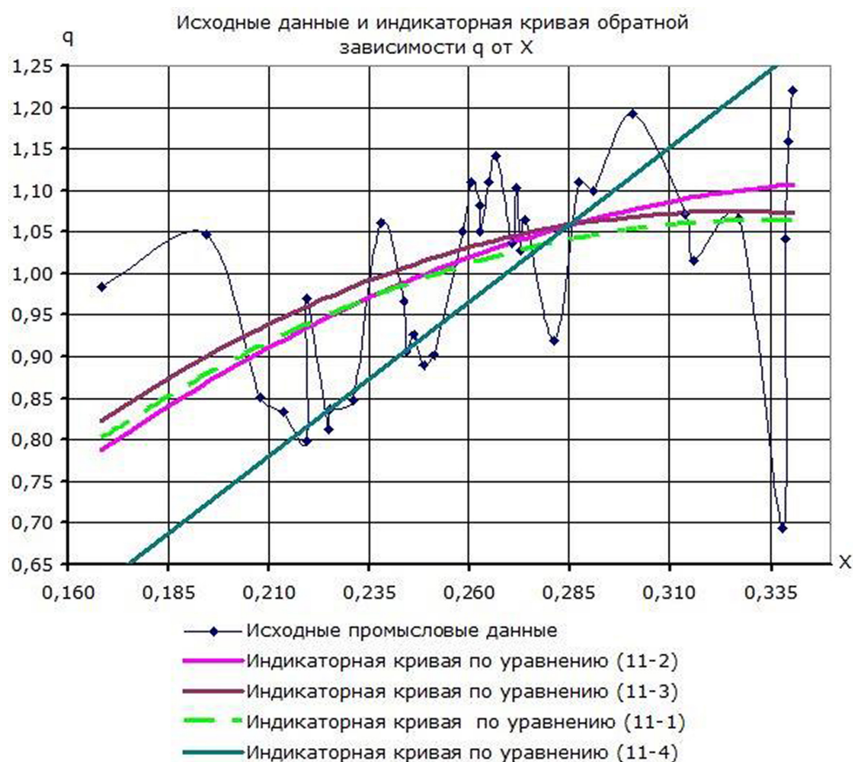


Рис. 3. Промысловые данные и графики теоретических индикаторных кривых притока газа к скважине № 10401 по обобщённому и классическому уравнениям Дюпюи

Fig. 3. Production data and graphs of theoretical indicator curves of gas inflow to well No. 10401 according to the generalized and classical Dupuis equations

Параметры безразмерных эмпирических уравнений индикаторных кривых скважины № 10401

Обобщённое уравнение Форхгеймера				
Применявшееся разбиение	A_1	A_2	Границы области прогнозирования	Аппроксимационное уравнение притока газа
$n = 4$	0,3632	-0,0978	$0 \leq q \leq 1,857$	Уравнение (10-1)
$n = 6$	0,3826	-0,1243	$0 \leq q \leq 1,539$	Уравнение (10-2)
Обобщённое и классическое уравнения Дююи				
Применявшееся разбиение	α_1	α_2	Границы области прогнозирования	Аппроксимационное уравнение притока газа
$n = 3$	6,3677	-9,5347	$0 \leq X \leq 0,3340$	Уравнение (11-1)
$n = 4$	6,0879	-8,3308	$0 \leq X \leq 0,3654$	Уравнение (11-2)
$n = 6$	6,59751	-10,1198	$0 \leq X \leq 0,3260$	Уравнение (11-3)
$n = 1$	$\alpha_1 = a_d = 3,7188$ Коэффициент уравнения (9*)	$\alpha_2 = 0$	$0 \leq X < \infty$	Уравнение (11-4)

В расчётах прогнозных дебитов, депрессий и забойных давлений для скважины № 10401 с применением уравнений (10) и (11) нужно знать границы области прогнозирования. Эти границы определяются физической сущностью процесса фильтрации газа в ПЗП, которая заключается в том, что положительные функции $X = F_1\{q\}$ и $q = F_2\{X\}$ должны быть монотонно возрастающими. Поэтому границы области прогнозирования по аппроксимационным уравнениям (10) и (11) определяем из неравенств $\frac{dX}{dq} = \frac{dF_1}{dq} \geq 0$ и $\frac{dq}{dX} = \frac{dF_2}{dX} \geq 0$. Найденные из данных неравенств области прогнозирования по дебиту и по квадратичной депрессии также представлены в табл. 3.

4. Математические модели прогнозирования накопленного объёма извлечённого из пласта газа. При эксплуатации газовых залежей встают задачи расчёта прогнозных дебитов скважин для будущего времени при условии, что скважины будут работать в заданном эксплуатационном технологическом режиме. Например, в режиме постоянного забойного давления, в режиме постоянной депрессии на пласт, в режиме постоянного устьевого давления и т. п. Начало отсчёта безразмерного времени τ совместим с моментом начала этапа истории наблюдений за скважиной, поэтому $\tau_{нач_ист} = 0$. Окончание этапа истории продолжительностью m временных масштабных единиц будет соответствовать времени $\tau_{кон_ист} = \tau_{нач_ист} + m$. Если продолжительность времени упреждения обозначить значением $T_{пргн}$, то отрезком проведения прогнозных расчётов будет $\tau_{кон_ист} \leq \tau \leq \tau_{нач_ист} + T_{пргн}$.

Расчёты прогнозного пластового давления по одной из математических моделей (1*), (2*), либо (3*), прогнозной квадратичной депрессии по формуле (8), прогнозного дебита скважины по формуле (9) для момента τ требуют предварительного расчёта прогнозной оценки накопленного объёма $\nu(\tau)$, извлечённого скважиной из пласта газа. Прогнозную оценку накопленного объёма $\nu(\tau)$ извлечённого газа в безразмерных

переменных можно получить по формуле (5) по дебиту скважины $q(\tau)$. Но трудность здесь в том, что в формулу (5) войдёт неизвестное в конце отрезка интегрирования $[\tau_{\text{нач_ист}}, \tau]$ значение дебита $q(\tau)$. Поэтому отрезок интегрирования $[\tau_{\text{нач_ист}}, \tau]$ разобьём на две части. На первую часть $[\tau_{\text{нач_ист}}, \tau - 1]$, на которой дебит $q(\tau)$ будем считать известным, и на вторую $[\tau - 1, \tau]$, на которой дебит $q(\tau)$ неизвестен. Тогда, в соответствии с формулой (5), оценка накопленного объёма $\nu(\tau)$ извлечённого скважиной из пласта газа, в безразмерных переменных будет делаться формуле

$$\nu(\tau) = \int_{\tau_{\text{нач_ист}}}^{\tau} q(\tau) d\tau = \int_{\tau_{\text{нач_ист}}}^{\tau-1} q(\tau) dt + \int_{\tau-1}^{\tau} q(\tau) dt = \nu(\tau - 1) + \frac{q(\tau - 1) + q(\tau)}{2}. \quad (12)$$

Численное вычисление интегралов $\int_{\tau-1}^{\tau} q(\tau) dt$ в формуле (12) рекомендуется осуществлять по квадратурной формуле трапеций. Математическая трудность применения формулы (12) состоит в том, что для расчёта прогнозной оценки накопленного объёма $\nu(\tau)$ извлечённого газа нужно знать дебит скважины в момент времени τ , который пока не известен. Поэтому предлагается неизвестное значение дебита $q(\tau)$ оценивать скользящим экстраполированием по двум, либо трём предшествующим точкам. Например, если применить линейное экстраполирование вперёд на один шаг по двум, точкам $q(\tau - 2)$ и $q(\tau_1)$, то для дебита $q(\tau)$ получим оценку

$$q(\tau) = 2 \cdot q(\tau - 1) - q(\tau - 2). \quad (13)$$

Тогда формула (12) примет вид

$$\nu(\tau) \cong \nu(\tau - 1) + \frac{3 \cdot q(\tau - 1) - q(\tau - 2)}{2}. \quad (14)$$

Если применить квадратичное экстраполирование вперёд на один шаг по трём точкам $q(\tau - 3)$, $q(\tau - 2)$ и $q(\tau - 1)$, то для дебита $q(\tau)$ получим оценку

$$q(\tau) = q(\tau - 3) - 3 \cdot q(\tau - 2) + 3 \cdot q(\tau - 1). \quad (15)$$

Тогда формула (12) примет вид

$$\nu(\tau) \cong \nu(\tau - 1) + \frac{4 \cdot q(\tau - 1) - 3 \cdot q(\tau - 2) + q(\tau - 3)}{2}. \quad (16)$$

Забойное давление для момента времени τ вычисляется по заданной технологами газодобывающего предприятия управляющей функции $f(\tau)$, соответствующей планируемому на этапе прогноза технологическому режиму эксплуатации скважины. Поэтому забойное давление считаем известным $\tilde{p}_3\tau = f(\tau)$.

По прогнозным давлениям далее вычисляется квадратическая депрессия $X(\tau) = \tilde{p}^2(\tau) - \tilde{p}_3^2(\tau)$ на пласт для момента времени τ . Наконец, по значению $X(\tau)$ по формуле (9) вычисляется прогнозный дебит $q(\tau)$ скважины.

5. Тестовые примеры расчёта во времени прогнозных дебитов газовой скважины. Приведём конкретные примеры расчёта на будущие годы прогнозных дебитов газовой скважины № 10401 для трёх применяемых на практике режимов эксплуатации.

В *первом примере* (1-й эксплуатационный режим) рассмотрим случай, когда требуется обеспечить работу скважины с заранее заданным постоянным, по требованию потребителя газа, дебитом $q = const$. Потребуется рассчитать время работы скважины с сохранением заданного дебита, динамику падения пластового давления и управления депрессией на пласт.

Во *втором примере* (2-й эксплуатационный режим) рассмотрим случай, когда требуется обеспечить заданный объём отбора газа за заданное время. Требуется предложить соответствующую динамику $q = q(t)$ прогнозных дебитов скважины, определить накапливаемые объёмы $\nu = \nu(t)$ извлечённого газа и под них рассчитать динамику пластового давления и управления депрессией на пласт.

В *третьем примере* (3-й эксплуатационный режим) рассмотрим случай, когда требуется обеспечить работу скважины с заданным постоянным забойным давлением. Здесь также нужно рассчитать динамику $q = q(t)$ прогнозных дебитов скважины, накапливаемых объёмов $\nu = \nu(t)$ извлечённого газа, динамику пластового давления и управления депрессией на пласт.

Для того чтобы обеспечить на практике требуемую потребителем газа динамикой $q = q(t)$ прогнозных дебитов скважины и соответствующих накапливаемых объёмов $\nu = \nu(t)$ извлечённого газа, нужно будет под заданные дебиты $q = q(t)$ рассчитать динамику пластового давления и управления депрессией на пласт. Такие расчёты будем проводить следующим образом. Вначале по заданному дебиту вычислим функцию $\nu(t) = \nu_0 + \int_{t_0}^t q(t) dt$ поступления накапливаемых объёмов извлечённого газа. Затем по уравнениям (1*), (2*) либо (3*) рассчитаем прогнозные значения пластового давления $\tilde{p}(t) = \varphi(\nu)$. Оговоримся, что в 1-м и 2-м тестовых примерах в расчётах применялось уравнение (3*). Для расчёта управления депрессией на пласт нужно знать динамику забойного давления, которая может быть определена по формуле $\tilde{p}_3 = \sqrt{\tilde{p}^2(t) - X(t)}$, если, конечно, известна величина квадратичной депрессии $X(t)$. Последнюю в 1-м и 2-м тестовых примерах вычисляли по уравнению (10-1).

Для того чтобы обеспечить на практике требуемую работу скважины с заданным постоянным забойным давлением вновь потребуется построить скрытые в исходных геолого-промысловых данных аппроксимационные уравнения притока газа к скважине. Однако теперь эти уравнения нужно будет применять в виде (9). Поскольку дебит $q(t) = \frac{d\nu(t)}{dt}$ и квадратичная депрессия $X = \tilde{p}^2(\nu) - \tilde{p}^2$, то вторая форма аппроксимационного уравнения притока газа к скважине приводит к достаточно сложному дифференциальному уравнению

$$\frac{d\nu(t)}{dt} = F_2 \{ \tilde{p}^2(\nu) - \tilde{p}_3^2 | \alpha_1(\nu), \alpha(\nu), \dots, \alpha_n(\nu) \}. \quad (17)$$

Интегрируя дифференциальное уравнение (17) численными методами, например, Рунге–Кутта, либо Адамса с начальным условием $\nu|_{t=0} = \nu_0$, найдём прогнозную динамику $\nu = \nu(t)$ накапливаемых объёмов извлечённого газа, затем прогнозные дебиты $q(t) = \frac{d\nu(t)}{dt}$ скважины и прогнозные значения пластового давления $\tilde{p}(t) = \varphi(\nu)$. Тем самым задача расчёта прогнозных дебитов скважины при заданном забойном давлении будет решена.

Приведём решения для сформулированных тестовых задач.

В **первом примере** ставилась задача обеспечить работу скважины с постоянным дебитом, допустим, с дебитом $q = q_0 = 0,559$. Накапливаемый извлечённый объём газа определяется в этом случае линейной функцией $\nu(t) = \nu_0 + q_0 \cdot t$, где $\nu_0 = 36,86443$ условных единиц. После подстановки функции $\nu(t)$ в уравнение (3*) рассчитали прогнозные значения пластового давления $\tilde{p}(t) = \varphi(\nu)$. Затем по уравнению (10-1) вычислили квадратичную депрессию $X(t)$ на пласт при работе скважины с заданным постоянным дебитом. Потом вычислили забойное давление $\tilde{p}_3(t) = \sqrt{\tilde{p}^2(t) - X(t)}$ и, наконец, депрессию на пласт: $\Delta(t) = \tilde{p}(t) - \tilde{p}_3$. Результаты расчётов представлены в виде графиков на рис. 4 и 5.

В первом примере режима работы с постоянным дебитом, как показали расчёты, для поддержания постоянного дебита необходимо всё время увеличивать депрессию $\Delta(t)$ на пласт. Однако в связи с падением пластового давления неограниченно долго увеличивать депрессию на пласт невозможно. Поэтому обеспечить работу скважины с заданным постоянным дебитом удастся на протяжении будущих 44 месяцев работы (до 80 месяца с момента начала эксплуатации). За всё время данного режима работы к концу 80 месяца скважина извлечёт из пласта газ объёмом $\nu_1 = 62,01943$ условных единиц.

Во **втором примере** ставится задача на протяжении будущих $T = 48$ месяцев работы скважины (с 36 до 83 месяцев) дополнительно добыть из зоны дренирования данной скважины газ суммарным объёмом $\nu_{\text{доп}} = 26,833977$ условных единиц. Так что за всё время эксплуатации скважина к концу 83-й месяца извлечёт из пласта газ объёмом $\nu_2(83) = \nu_{2_план} = 63,7042$ условных единиц. Для решения поставленной задачи выберём функцию поступления накапливаемых объёмов извлекаемого газа, которая обеспечивает добычу газа в заданном объёме к заданному сроку: $\nu(t) = \nu_0 + \frac{q_0}{\omega} \cdot (1 - e^{-\omega \cdot t})$. В предложенной функции $\nu_0 = 36,86443$, параметр $\omega = 0,03$ и параметр $q_0 = \frac{\omega \cdot (\nu_{2_план} - \nu_0)}{1 - e^{-\omega \cdot T}} = 1,0552$. Прогнозный дебит скважины в этом случае будет согласно очевидной формуле $q(t) = \frac{d\nu(t)}{dt} = q_0 \cdot e^{-\omega \cdot t}$ монотонно убывающей функцией.

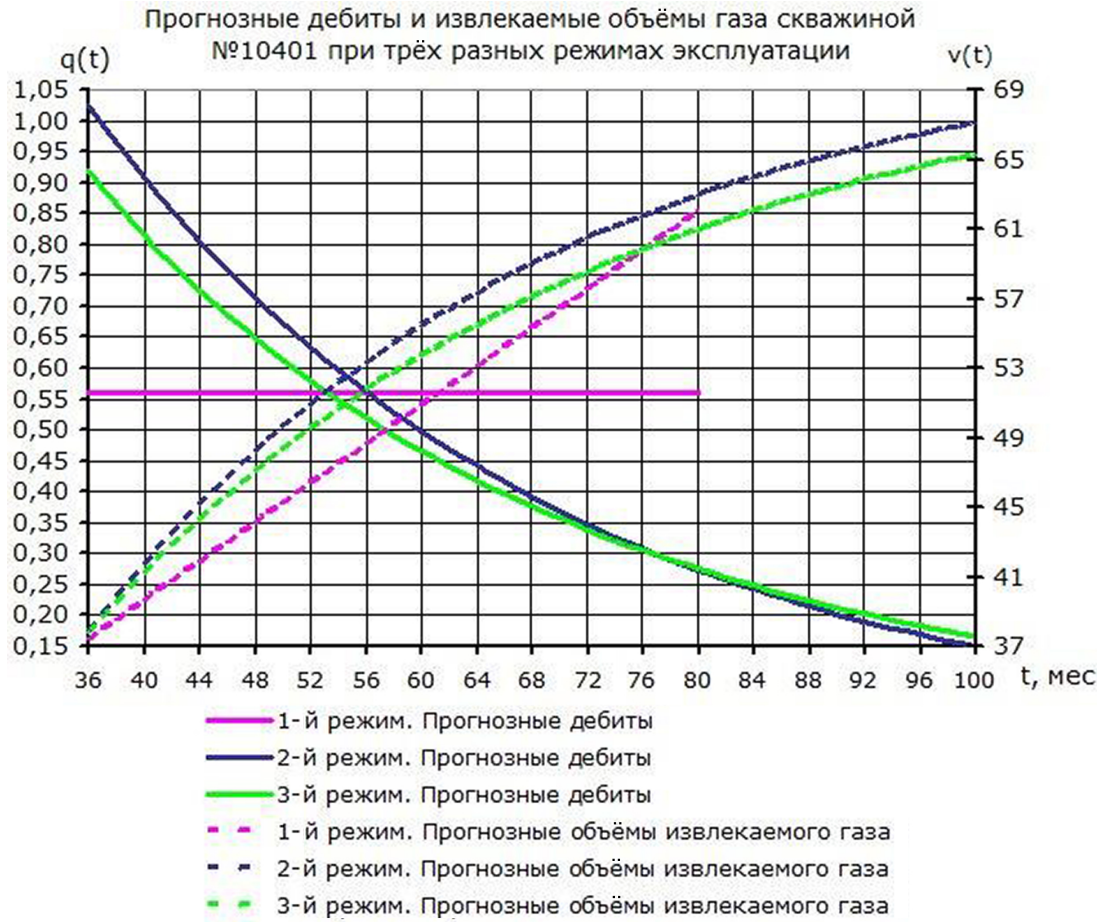


Рис. 4. Прогнозные дебиты и извлекаемые объёмы газа в следующие пять лет работы скважины № 10401 для трёх разных режимов эксплуатации

Fig. 4. Forecasted flow rates and recoverable gas volumes in the next five years of well № 10401 operation for three different modes of operation

На рисунке 4 представлены графики прогнозных дебитов скважины и соответствующих извлекаемых из пласта объёмов газа при втором предполагаемом режиме её эксплуатации. Пластовое давление $\tilde{p}(t) = \varphi(\nu)$ вновь вычисляли по уравнению (3*), в которое подставляем ранее предложенную функцию $\nu(t)$ поступления накапливаемых объёмов извлекаемого газа. Затем по уравнению (10-1) вычисляли квадратичную депрессию $X(t)$ на пласт, потом забойное давление и, наконец, депрессию на пласт $\Delta(t) = \tilde{p}(t) - \tilde{p}_3(t)$. Результаты расчётов $\tilde{p}(t)$ и $\Delta(t)$ при втором режиме эксплуатации представлены в виде графиков на рис. 5. Обращает на себя внимание, что при работе скважины по второму технологическому режиму депрессию на пласт придётся равномерно снижать, поскольку пластовое давление будет монотонно падающей функцией.

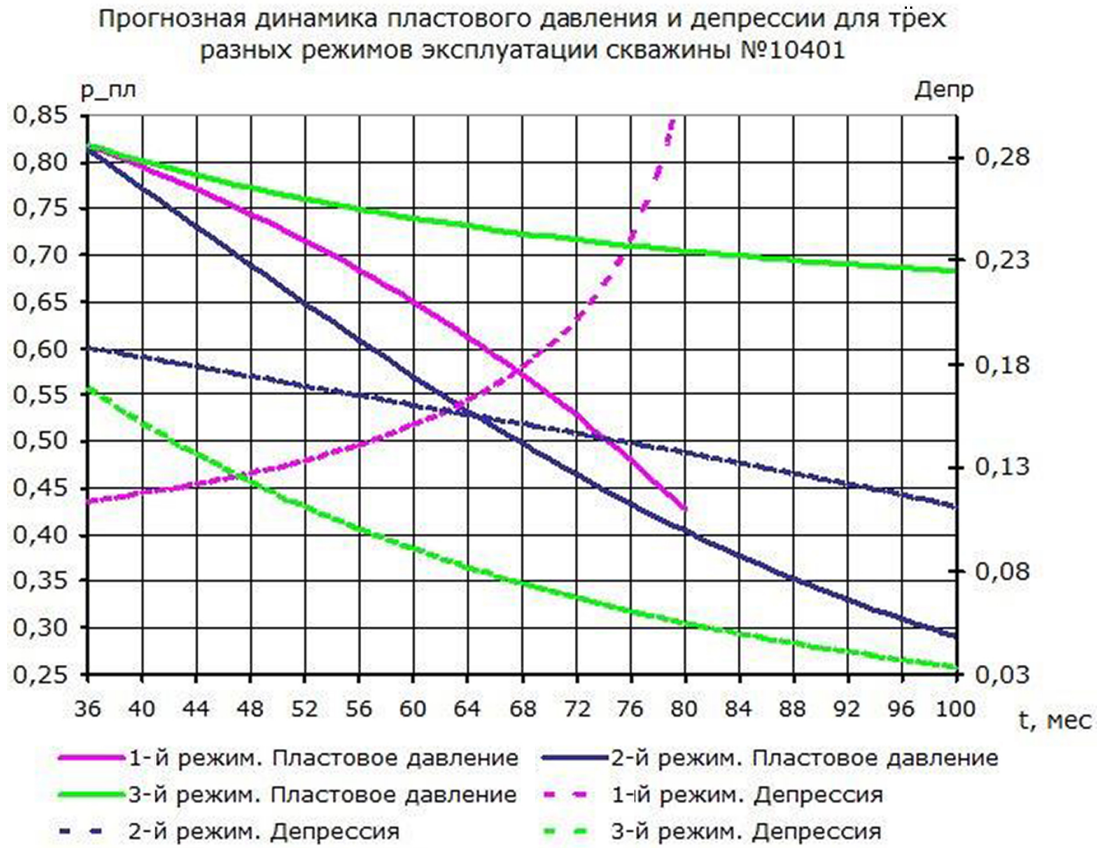


Рис. 5. Прогнозная динамика пластовых давлений и депрессий для трёх разных технологических режимов эксплуатации скважины № 10401

Fig. 5. Predicted dynamics of reservoir pressures drawdowns for three different technological modes of well № 10401 operation

В *третьем примере* ставится задача обеспечить работу скважины с заданным постоянным забойным давлением $\tilde{p}_{заб} = 0,65$. Для решения данной задачи, как уже говорилось, потребуется выполнить интегрирование сложного нелинейного дифференциального уравнения (17). Чтобы найти качественное приближенное решение поставленной задачи, заменим уравнение (17) на уравнение, описывающее фильтрацию в рамках линейного закона Дарси (9*). В этом случае вместо дифференциального уравнения (17) приходим к уравнению, которое в безразмерной форме имеет вид

$$\frac{d\nu}{dt} = \alpha_d \cdot [(\tilde{p}_{нач} - \tilde{\alpha} \cdot \nu)^2 - \tilde{p}_3^2]. \quad (18)$$

Коэффициент α_d приведён в табл. 3, а параметры $\tilde{p}_{нач}$ и $\tilde{\alpha}$ выбираются из табл. 2 для уравнения (1*). Разделяя переменные и интегрируя уравнение (18) с начальными условиями $\nu|_{t=0} = \nu_0$ и $p_{пл}|_{t=0} = p_{пл_0} = \tilde{p}_{нач} - \tilde{\alpha} \cdot \nu_0$ для расчёта прогнозного пластового давления получим следующее уравнение:

$$\tilde{p}_{пл}(t) = \tilde{p}_3 \cdot \frac{f(t) + 1}{f(t) - 1}, \quad \text{где} \quad f(t) = \frac{\tilde{p}_{пл_0} + \tilde{p}_3}{\tilde{p}_{пл_0} - \tilde{p}_3} \cdot \exp(2 \cdot \tilde{\alpha} \cdot \tilde{p}_3 \cdot a_d \cdot t), \quad (19)$$

где $\tilde{p}_{\text{нач}} = 1,0033$, $\tilde{\alpha} = 0,0049$ и $\tilde{p}_{\text{пл}_0} = 0,822664$. Прогнозные объёмы извлекаемого из пласта газа вычислим на основании (1*) по прогнозному пластовому давлению по формуле $\nu(t) = \frac{1}{\tilde{\alpha}} \cdot [\tilde{p}_{\text{нач}} - \tilde{p}_{\text{пл}}(t)]$. Прогнозный дебит скважины вычисляем с помощью функции прогнозных объёмов извлекаемого из пласта газа по формуле

$$q(t) = \frac{d\nu}{dt} = 4 \cdot \tilde{p}_3^2 \cdot \alpha_d \cdot \frac{f(t)}{[f(t) - 1]^2}. \quad (20)$$

Графики прогнозных дебитов и соответствующих извлекаемых из пласта объёмов газа при третьем предполагаемом режиме эксплуатации скважины приведены на рис. 4. За все время эксплуатации по третьему режиму скважина к концу 100-м месяца извлечёт из пласта газ объёмом $\nu_3 = 65,25991$ условных единиц. По найденному пластовому давлению (19) и заданному забойному давлению $\tilde{p}_{\text{заб}} = 0,65$ вычисляем депрессию на пласт $\Delta(t) = \tilde{p}(t) - \tilde{p}_3(t)$. Результаты расчётов $\tilde{p}(t)$ и $\Delta(t)$ при третьем режиме эксплуатации представлены в виде графиков на рис. 5.

Обращает на себя внимание, что с точки зрения максимизации коэффициента извлечения углеводородов, второй режим эксплуатации более выгоден, так как в этом режиме из пласта к концу 100-го месяца добывается максимальный объём $\nu_2 = 67,03347$ условных единиц природного газа.

Заключение. В статье разработаны математические модели прогнозирования дебитов газовой скважины под планируемые технологические режимы их эксплуатации. Разработан пошаговый алгоритм расчёта прогнозных дебитов скважин. Приведены тестовые примеры расчёта во времени прогнозных дебитов газовой скважины. Разработанные модели нужны не только для расчётов прогнозных дебитов скважин, но и для расчётов объёмов дренирования пласта конкретными скважинами, радиусов контуров питания и прогнозных оценок удельных извлекаемых объёмов газа. Разработанные модели также нужны для оценок компенсаций за счёт добычи оставшихся запасов газа затрат по ликвидации выработавших свои ресурсы газовых месторождений. Дальнейшее развитие предложенных в статье теоретических основ планирования доразработки газовых месторождений связывается с улучшением сервиса проведения автоматизированных прогнозных расчётов и выполнения услуг для конкретных ГДП по планированию геолого-технических мероприятий.

Список литературы

1. Толпаев В. А., Ахмедов К. С. Аппроксимационные математические модели зависимости пластового давления от накопленного объема добытого газа // Современные проблемы физико-математических наук: материалы VI Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (4–5 декабря 2020 г., г. Орёл). Орёл: ОГУ им. И. С. Тургенева, 2020. С. 404–410.
2. Леонтьев В. Microsoft Excel 2016. Новейший самоучитель. М.: Эксмо, 2016. 28 с.
3. Гарнаев А. Ю. MS Excel 2002: разработка приложений. СПб.: БХВ-Петербург, 2004. 768 с.
4. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.

5. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 296 с.
6. Kathrada M., Azri, K. A Pragmatic Approach to Reservoir Simulation Optimisation Under Uncertainty. Society of Petroleum Engineers. (2019, September 17). DOI: 10.2118/196659-MS.
7. Ismail A., Hazem Y., Al Obaidi M. N., Bogachev, K., Gusarov, E., Shelepov, K. & Kuzevanov, M. Assisted History Matching and Uncertainty Analysis Workflow for a Large Oilfield in Middle East. Society of Petroleum Engineers. (2019, September 17). DOI: 10.2118/196729-MS.
8. Steffens B., Demyanov V., Couples G., Arnold D., Lewis H. Flow through fractured reservoirs under geological and geomechanical uncertainty. In 81st EAGE Conference and Exhibition 2019 EAGE Publishing BV.
9. Маргулов Р. Д., Хачатуров В. Р., Федосеев А. В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
10. Чикало В. Н., Григорьев Л. И., Попадько В. Е. Модель распределения производительности между УКПГ в АСДУ технологическим процессом добычи газа // Наука и технология углеводородов. 2003. № 2. С. 77–80.
11. Ермолаев А. И., Ахметзянов А. В. Модели и алгоритмы формирования предпроектных вариантов разработки газовых залежей, связанных ресурсными ограничениями // Труды Института проблем управления им. В. А. Трапезникова РАН. 2005. Т. 25. С. 87–95.

Статья поступила в редакцию 15.03.2021; принята к публикации 15.04.2021

Библиографическое описание статьи

Толтаев В. А., Ахмедов К. С. Методы планирования по накопленным геолого-промышленным данным режимов работы газовых скважин // Учёные записки Забайкальского государственного университета. 2021. Т. 16, № 3. С. 89–108. DOI: 10.21209/2658-7114-2020-16-3-89-108.

Vladimir A. Tolpaev¹,

*Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenina str., Stavropol, 355000, Russia),*

e-mail: v.a.tolpaev@mail.ru,

<https://orcid.org/0000-0001-5937-0151>

Kurban S. Ahmedov²,

*Candidate of Technical Sciences,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenina str., Stavropol, 355000, Russia),*

e-mail: kurban2000@mail.ru,

<https://orcid.org/0000-0002-2909-8203>

Planning Methods on Accumulated Geological-Field Data of Gas well Operation Modes

The development of new gas and gas condensate fields in a complex external geopolitical environment for the Russian Federation requires the development of methods for selecting the optimal modes for the operation of gas wells. The mathematical apparatus and computational algorithms, which allow, based on accumulated geological and field information, to calculate the long-term dynamics of the flow rates of gas producing wells under the conditions of using potentially possible operating modes are considered. Prediction of long-term dynamics of gas production well rates in practice is necessary for long-term planning of gas production, optimal distribution of productivity between the gas processing unit in the gas gathering network of the enterprise, and the formation of pre-design options for the development of gas deposits. In other words, planning methods based on the accumulated geological and production data of gas well operation modes are needed in order to select from a variety of possible technological modes of operation those that will ensure the optimization of the gas production plan in an unstable economic environment.

Keywords: well, gas field, production rate, reservoir pressure, bottomhole pressure, time, accumulated volume of produced gas

References

1. Tolpaev, V. A., Ahmedov, K. S. Approximation mathematical models of the dependence or reservoir pressure on the accumulated volume of produced gas, Proceedings of the VI Russian Scientific and Practical Conference. Orel: 5 December, 2020 (In Rus.)
2. Leontiev, V. Microsoft Excel 2016. Newest self-instruction book. M: Eksmo, 2016 (In Rus.)
3. Garnaev, A. Y. MS Excel 2002: application development. SPb: BHV-Peterburg, 2004. (In Rus.)

¹V. A. Tolpaev performed the theoretical part of the study – approximating mathematical models and an algorithm for calculating the predicted volume of gas extracted by the well from the reservoir were proposed.

²K. S. Akhmedov developed programs and performed calculations of the parameters of approximating mathematical models for predicted reservoir pressure, indicator curves of gas inflow to the well and made calculations in time of predicted flow rates of a gas well in test examples.

4. Basniev, K.S., Dmitriev N. M., Rosenberg G.D. Subsurface hydromechanics. M.-Izhevsk: Institut kompiuternyh issledovaniy, 2005. (In Rus.)
5. Lapuk, B. B. Theoretical foundations for the development of natural gas fields. M.-Izhevsk: Institut kompiuternyh issledovaniy, 2002. (In Rus.)
6. Kathrada, M., Azri, K. A Pragmatic Approach to Reservoir Simulation Optimisation Under Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, 2019 (In Eng.)
7. Ismail, A., Hazem, Y., Al Obaidi, M. N., Bogachev, K., Gusarov, E., Shelepov, K., & Kuzevanov, M. Assisted History Matching and Uncertainty Analysis Workflow for a Large Oilfield in Middle East. Society of Petroleum Engineers, 2019. (In Eng.). DOI: 10.2118/196729-MS.
8. Steffens, B., Demyanov, V., Couples, G., Arnold, D., Lewis, H. Flow through fractured reservoirs under geological and geomechanical uncertainty. 81st EAGE Conference and Exhibition 2019 EAGE Publishing BV. London, UK: June 2019 (In Eng.)
9. Margulov, R. D., Khachaturov, V. R., Fedoseev, A. V. System analysis in long-term planning of gas production. M: Nedra, 1992 (In Rus.)
10. Chikalo, V. N., Grigoriev, L. I., Popadko, V. E. Model of the distribution of productivity between the gas treatment plant in the automated control system of the gas production process. Science and technology of hydrocarbons, no. 2, 2003. (In Rus.)
11. Ermolaev, A. I., Akhmetzyanov, A. V. Models and algorithms for the formation of pre-design options for the development of gas deposits associated with resource constraints. Proceedings of Institute of Control Sciences RAS T. XXV, 2005 87–95. (In Rus.)

Received: March 15, 2021; accepted for publication April 15, 2021

Reference to article

Tolpaev V. A., Ahmedov K. S. Planning Methods on Accumulated Geological-Field Data of Gas well Operation Modes // Scholarly Notes of Transbaikal State University. 2021. Vol. 16, No. 3. PP. 89–108. DOI: 10.21209/2658-7114-2021-16-3-89-108.