

УДК 622.276.5+51-7

DOI: 10.21209/2658-7114-2020-15-3-19-37

*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
ORCID: 0000-0001-5937-0151*

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

*Мушег Тигранович Петросянц³,
научный сотрудник,
Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов
(355000, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419),
e-mail: PetrosyancMT@scnirigaz.ru
ORCID: 0000-0003-4643-3728*

Математические модели расчётов прогнозной производительности газовых скважин по кривым «дебит – накопленный отбор»

Предложена экспресс-методика расчёта прогнозных промысловых параметров газодобывающих скважин по исходным данным отчетных рапортов газодобывающих предприятий (ГДП) по добыче газа. Сформулирована система рабочих постулатов (гипотез) для расчета прогнозных дебитов. Разработан алгоритм расчётов прогнозных дебитов газовой скважины. Приведены тестовые примеры расчёта по реальным промысловым данным прогнозных кривых падения дебита скважины. Предложенную экспресс-методику ГДП могут применять как для разработки планируемых ими к проведению программ геолого-технических мероприятий (ГТМ), так и для обоснования рациональности по технико-экономической эффективности предлагаемых программ ГТМ.

¹В. А. Толпаев: написание текста статьи.

²К. С. Ахмедов систематизировал материал статьи, провёл численные расчёты.

³М. Т. Петросянц систематизировал материал статьи, доработал программы.

Ключевые слова: скважина, газовое месторождение, отчётные рапорты, технологические режимы, время упреждения, дебит, аппроксимация, математическая модель

Введение. Планирование работы газодобывающих предприятий (ГДП) осуществляется с использованием среднесрочных (до 5 лет вперёд) прогнозных оценок промысловых параметров. Речь идёт о прогнозных дебитах скважин, удельных извлекаемых объёмов газа, времени разработки месторождения, оптимальных числах эксплуатационных скважин и др. Разработка оптимальных по технико-экономическим показателям программ геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах газовых месторождений и обоснование газодобывающими предприятиями необходимости проведения разрабатываемых программ ГТМ также требует проведения расчётов прогнозных дебитов скважин. Поэтому разработка методик расчёта прогнозных дебитов скважин является *актуальной и важной для практики* проблемой.

Математические трудности расчётов прогнозных промысловых параметров скважин обусловлены наличием большого количества неопределённостей. Таких, как неудовлетворительные по точности оценки текущего пластового давления, удельных извлекаемых запасов газа, несогласованные данные по времени и дебиту, отработанное количество часов, фактические показатели технологических режимов и др. Перечисленные обстоятельства обесценивают работы по построению высокоточных математических моделей для расчётов прогнозных дебитов скважин.

В России впервые теоретические основы разработки оконтуренных газовых месторождений, работающих в условиях газового режима, с 1948 г. стал развивать Б. Б. Лапук [1]. Тем не менее, актуальность развития теории разработки газовых и газоконденсатных месторождений, также требующая проведения расчётов прогнозных промысловых параметров эксплуатационных скважин, сохранилась до настоящего времени. Это подтверждается, например, тематикой докладов и научных статей на конференции Сообщества инженеров-нефтяников «Моделирование и характеристика месторождений», проведённой в Абу-Даби (Объединённые Арабские Эмираты) 17–19 сентября 2019 г. На данной конференции подробно обсуждались такие вопросы, как оптимизация разработки месторождения при наличии неопределённости и «зашумлённости» в исходных данных, приводящих к различным сценариям разработки со значительными разбросами в прогнозах [2]. Предлагался конкретный вариант автоматизированной адаптации по истории разработки гигантского карбонатного пласта и анализа неопределённостей с целью прогнозной оценки производительности месторождения [3]. Кроме того, проводилось планирование вычислительного эксперимента, позволяющего создать набор реализаций продолжения разработки месторождения с учётом комбинаций всех исходных данных с неопределённостью, достаточной для схватывания их совместного эффекта [Там же]. В работе, представленной в материалах 81-й конференции геочёных и инженеров в Лондоне, 3–6 июня 2019 г., главным был вопрос об эффективности учёта неопределённостей геологического и геомеханического характера при планировании сценариев дальнейшей разработки месторождений [4]. В частности, неопределённости геологического и геомеханиче-

ского характера присущи коллекторам, обладающим развитой естественной трещиноватостью.

В данной статье предложена экспресс-методика расчёта прогнозных промысловых параметров скважин, эксплуатирующих газовое месторождение. Исходными данными в разработанной экспресс-методике служат отчётные рапорты по добыче газа, содержащие стандартные сведения: номер месяца, среднесуточный дебит, число отработанных скважиной в месяце часов. Важную роль в разработанной методике играет параметр, обозначаемый как x_∞ , или как x_Σ , количественная оценка которого по объективным причинам имеет достаточно большую неопределенность. Поэтому результатом расчётов прогнозных промысловых параметров скважин по предложенной экспресс-методике являются интервальные оценки и серии графиков, например, графиков прогнозных дебитов скважин.

Новизна предложенной экспресс-методики расчёта прогнозных промысловых параметров скважин в том, что в качестве главной определяющей изменения добычных возможностей скважин и месторождения переменной рассматривается не время, как в теории временных рядов «дебит – время», а накопленный объём x извлечённого скважиной из пласта газа. Поэтому в предложенной экспресс-методике вначале строятся зависимости дебита q от объёма x , по которым далее находятся зависимости прогнозного дебита от времени t . Достоинством предложенной экспресс – методики служит её наглядность и реализуемость в среде Microsoft Excel [5; 6].

1. Размерные и безразмерные промысловые параметры скважин. Каждая газодобывающая скважина характеризуется следующими основными промысловыми параметрами. Во-первых, дебитом $Q(t)$, как правило, измеряемым *тыс. м³/сут* в текущий момент времени t . Время в промысловых рапортах от газодобывающих предприятий чаще всего указывается в месяцах. Во-вторых, отобранным к текущему моменту времени t из продуктивного пласта объёмом газа $V(t)$, измеряемым *млн м³* в расчёте на нормальные атмосферные условия. В-третьих, геологической оценкой имеющихся в зоне дренирования скважины запасов газа V_∞ , также измеряемой в расчёте на нормальные атмосферные условия *млн м³*.

Для проведения дальнейших расчётов вместо физических размерных величин $Q(t)$ и $V(t)$ будем применять безразмерные переменные $q = Q/Q_0$ и $x = V/V_0$, где Q_0 и V_0 – выбранные базисные единицы измерения дебита и накопленного отобранного объёма газа соответственно.

2. Исходные промысловые данные, применяемые для построения аппроксимационных моделей эксплуатационных свойств скважин. Для построения аппроксимационных моделей эксплуатационных свойств скважин в предлагаемой экспресс-методике применяются стандартные исходные данные. А именно: номер месяца, дебит, число часов работы в месяце, – которые приводятся в ежемесячных промысловых рапортах о добыче газа. В приводимых далее тестовых примерах в качестве исходных применяются реальные промысловые данные о добыче газа скважинами с условными № 1 и 2 Уренгойского месторождения, представленными в табл. 1 и 2 с января 1990 по декабрь 2008 г.

Для перевода исходных промысловых данных в безразмерные переменные выбирались базисные единицы Q_0 и V_0 (1000 тыс. м³/сут.). В качестве V_0 выбрали годовой объём добычи газа скважиной с номером № 1 за 1-й (1990-й календарный) год работы. Таким образом, $V_0 \cdot q(1) \cdot 365 = 1000 \cdot 1,09 \cdot 365 = 397\,850$ тыс. м³ $\approx 0,4$ тыс. м³. Кроме того, для увеличения горизонта прогнозирования в качестве единицы измерения времени t удобно применять годы, а не месяцы, как указывается в реальных промысловых рапортах. Поэтому табл. 1 и 2 подготовлены к применению в расчётах масштабной единицы времени t измеряемой в годах. К переменным, где время измеряется в месяцах, будем добавлять «штрих» t' , или V' , или Q' .

По первичным исходным данным в промысловых рапортах накопленные объёмы $V'(t')$ тыс. м³ отобранного скважиной газа к текущему месяцу t^i вычисляем по очевидной формуле

$$V'(t'_i) = \sum_{k=1}^i Q'(t'_k) \cdot \frac{\tau'_k}{24} = V'(t'_{i-1}) + Q'(t'_i) \cdot \frac{\tau'_i}{24}, \quad (1)$$

где $Q'(t'_k)$ – среднесуточный дебит тыс. м³/сут скважины, а τ'_i – количество часов её работы в k -м месяце. (Коэффициент $1/24$ переводит часы τ'_k работы скважины в месяце в сутки). Годовые добытые скважиной объёмы газа будут подсчитываться по аналогичной формуле

$$V(t_i) = \sum_{k=1}^i Q(t_k) \cdot \frac{\tau_k}{8760} = V(t_{i-1}) + Q(t_i) \cdot \frac{\tau_i}{8760}, \quad (2)$$

где $Q(t_k)$ – среднегодовой суточный дебит тыс. м³/сут скважины, а τ_i – количество часов её работы в k -м году. (Коэффициент $1/8760$ переводит часы τ_k работы скважины в течение года в сутки). Для перехода в формуле (2) к безразмерным переменным обе её части делим на V_0 . В результате получаем

$$x(t_i) = x(t_{i-1}) + \left(\frac{Q_0}{V_0} \cdot \frac{\tau_1}{8760}\right)q(t_i). \quad (3)$$

Принимая для простоты, что в течение года скважина работает непрерывно, получаем дробь

$$\frac{\tau_i}{8760} = 365 \text{ сут},$$

отношение

$$\frac{Q_0}{V_0} = \frac{1000}{397\,850} = \frac{20}{7\,957} \text{ сут}^{-1},$$

получаем, что безразмерный множитель

$$\frac{Q_0}{V_0} \cdot \frac{\tau_i}{8\,760} = \frac{20}{7\,957} \cdot 365 \cong 0,91743.$$

Поэтому окончательно формула для накопленного объёма добытого газа в безразмерных переменных табл. 1 и 2 принимает вид

$$x(t_i) = x(t_{i-1}) + 0,91743 \cdot q(t_i). \quad (4)$$

Именно по формуле (4) заполнялись последние строки в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Пример подготовленной к анализу выборки первичных промысловых безразмерных данных $q(t)$ для условной скважины № 1

Месяц		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Январь	1	0,85	0,75	0,84	0,72	0,68	0,72	0,69	0,61	0,43	0,34	0,29	0,26
Февраль	2	0,79	0,74	0,85	0,60	0,68	0,69	0,55	0,55	0,40	0,20	0,27	0,28
Март	3	0,83	0,77	0,81	0,67	0,68	0,66	0,58	0,57	0,41	0,26	0,18	0,28
Апрель	4	0,72	0,70	0,89	0,70	0,66	0,65	0,51	0,60	0,45	0,25	0,29	0,26
Май	5	0,69	0,55	0,80	0,62	0,63	0,61	0,43	0,48	0,32	0,22	0,31	0,15
Июнь	6	0,70	0,66	0,87	0,53	0,49	0,51	0,64	0,39	0,34	0,12	0,31	0,09
Июль	7	0,55	0,65	0,53	0,56	0,53	0,38	0,45	0,27	0,20	0,12	0,26	0,09
Август	8	0,56	0,57	0,61	0,61	0,44	0,37	0,30	0,31	0,15	0,23	0,19	0,15
Сентябрь	9	0,49	0,60	0,52	0,64	0,58	0,34	0,60	0,38	0,11	0,17	0,11	0,27
Октябрь	10	0,48	0,77	0,58	0,65	0,63	0,49	0,58	0,36	0,29	0,26	0,26	
Ноябрь	11	0,82	0,80	0,63	0,69	0,71	0,53	0,62	0,40	0,40	0,35	0,32	
Декабрь	12	0,77	0,82	0,60		0,65	0,64	0,58	0,39	0,30	0,32	0,30	
Среднегодовой дебит $q = q(t)$		0,69	0,70	0,71	0,64	0,61	0,55	0,55	0,44	0,32	0,24	0,26	0,20
Максимальный дебит		0,85	0,82	0,89	0,72	0,71	0,72	0,69	0,61	0,45	0,35	0,32	0,29
Минимальный дебит		0,48	0,55	0,52	0,53	0,44	0,34	0,30	0,27	0,11	0,12	0,11	0,09
Накопленный объём $x(t)$ добытого газа		6,19	6,83	7,49	8,07	8,63	9,14	9,64	10,05	10,34	10,56	10,80	10,98

Таблица 2

Выборка первичных промысловых данных – безразмерных дебитов $q(t)$ для условной скважины № 2

Месяц		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Январь	1	0,78	0,75	0,71	0,66	0,67	0,64	0,59	0,52	0,36	0,28	0,20	0,09
Февраль	2	0,72	0,68	0,74	0,65	0,63	0,55	0,47	0,47	0,33	0,16	0,19	0,08
Март	3	0,77	0,70	0,71	0,69	0,64	0,47	0,49	0,48	0,34	0,21	0,15	0,09
Апрель	4	0,66	0,62	0,79	0,65	0,62	0,49	0,42	0,48	0,37	0,19	0,22	0,08
Май	5	0,64	0,49	0,71	0,58	0,58	0,49	0,35	0,37	0,25	0,16	0,23	0,08
Июнь	6	0,60	0,59	0,69	0,45	0,41	0,35	0,52	0,29	0,27	0,12	0,24	0,07
Июль	7	0,53	0,58	0,41	0,49	0,38	0,25	0,37	0,22	0,19	0,12	0,08	0,09
Август	8	0,52	0,50	0,53	0,53	0,30	0,23	0,22	0,25	0,15	0,15	0,13	0,07
Сентябрь	9	0,60	0,53	0,42	0,52	0,42	0,23	0,50	0,31	0,10	0,11	0,10	0,08
Октябрь	10	0,64	0,70	0,51	0,56	0,51	0,40	0,49	0,30	0,23	0,17	0,08	
Ноябрь	11	0,80	0,75	0,54	0,63	0,59	0,44	0,53	0,33	0,33	0,26	0,08	
Декабрь	12	0,73	0,70	0,51		0,58	0,54	0,49	0,32	0,24	0,23	0,10	
Среднегодовой дебит $q = q(t)$		0,67	0,63	0,61	0,58	0,53	0,42	0,45	0,36	0,26	0,18	0,15	0,08
Максимальный дебит		0,80	0,75	0,79	0,69	0,67	0,64	0,59	0,52	0,37	0,28	0,24	0,10
Минимальный дебит		0,52	0,49	0,41	0,45	0,30	0,23	0,22	0,22	0,10	0,11	0,08	0,07
Накопленный объём $x(t)$ добытого газа		6,16	6,73	7,29	7,83	8,31	8,70	9,11	9,44	9,68	9,84	9,98	10,06

Приведённые в табл. 1 и 2 безразмерные промысловые данные (t, q, x) по скважине вносим в ячейки 1, 2 и 3 столбцов таблицы MS Excel (прил. 1), которая применяется при расчёте прогнозных дебитов эксплуатационных скважин и извлекаемых ими запасов газа.

3. Система рабочих постулатов (гипотез) для расчёта прогнозных промысловых параметров скважин. Естественно, для разработки экспресс-методики расчёта прогнозных промысловых параметров газовых скважин предварительно нужно выбрать схематизацию условий работы скважин. Такая схематизация представляется в виде принятых постулатов, или рабочих гипотез.

Постулат 1. Каждая скважина в пласте отбирает газ из своего собственного объёма¹, центром которого служит данная скважина, что называется зоной дренирования скважины [1]. В первом приближении границы зоны дренирования, перпендикулярные простиранию пласта, можно принять постоянными и непроницаемыми, а запасы газа считать в зоне дренирования не пополняемыми извне [Там же]. Первоначальные запасы газа в зоне дренирования скважины будем обозначать как $V|_{t=0} = V_\infty$, а их безразмерную величину как $x_\infty = V_\infty/V_0$. Имеющиеся первоначальные запасы газа в зоне дренирования скважины можно оценить по утверждённым в государственном комитете запасам месторождения как часть, пропорциональную объёму зоны дренирования. Параметр x_∞ будем считать наперёд заданной исходной величиной, либо, в случае имеющейся возможности, подлежащей оценке в ходе вычислений.

Постулат 2. Безразмерный накопленный объём x отобранного скважиной из продуктивного пласта природного газа является положительной монотонно возрастающей от времени t -функцией $x = F(t)$, удовлетворяющей предельному условию

$$\lim_{x \rightarrow \infty} F(t) = x_\Sigma. \quad (5)$$

Величина x_Σ – это тот безразмерный объём газа, который сможет извлечь скважина за всё время (теоретически, за неограниченное время) своей непрерывной работы в заданном ей постоянном эксплуатационном режиме. Этот объём x_Σ называют извлекаемым объёмом газа. Его нельзя путать с имеющимися первоначальными запасами газа в зоне дренирования скважины. Объёмы x_Σ и x_∞ друг с другом связаны очевидным неравенством $x_\Sigma \leq x_\infty$. Конкретные уравнения предлагаемых функций $x = F(t)$ и алгоритмы расчёта параметров этих функций, аппроксимирующих темпы отбора скважиной газа при заданном эксплуатационном режиме, представлены в табл. 3.

Постулат 3. Безразмерный дебит q скважины является положительной функцией $q = \Phi(x)$ от величины отобранного из продуктивного пласта объёма газа x , удовлетворяющей предельному условию

¹Б. Б. Лапук зону дренирования, приходящуюся на каждую скважину, называл «удельной площадью дренажа».

$$\lim_{x \rightarrow x_{\infty}} \Phi(x) = 0. \quad (6)$$

Конечно, дебит q скважины зависит, в первую очередь, от создаваемой депрессии на пласт, пластовых термобарических условий и конструкции забоя скважины. С увеличением объёма отобранного из продуктивного пласта газа x меняются термобарические условия в зоне дренирования, понижается, в первую очередь, пластовое давление, а с ним понижается и дебит скважины. В пределе, когда из зоны дренирования будет извлечён весь природный газ, депрессия будет близка к нулю, и скважина остановится, её дебит станет равным нулю. Конкретные уравнения предлагаемых функций $q = \Phi(x)$ и алгоритмы расчёта параметров этих функций, аппроксимирующих дебит скважины при заданном эксплуатационном режиме, представлены в табл. 3.

По сформулированной системе рабочих постулатов необходимо сделать следующие пояснения:

Примечание 1. Если в распоряжении исследователя нет оценки величины x_{∞} , то в аппроксимационных моделях $\Phi 1$ – $\Phi 7$ можно применить приближённое равенство $x_{\infty} \approx x_{\Sigma}$.

Примечание 2. Предложенная система постулатов позволяет строить большое разнообразие математических моделей. Функции $x = F(t)$, $q = \Phi(x)$, и степени M и N полиномов в формулах табл. 3 исследователь задаёт сам на основании некоторого выбираемого им критерия качества математической модели. Такими критериями качества могут выступать классические критерии метода наименьших квадратов, метода наименьших модулей отклонений, метода максимального правдоподобия и др.

Примечание 3. Расчёты прогнозных дебитов скважин и прогнозных извлекаемых запасов газа по нескольким математическим моделям позволяют повысить надёжность расчётов и оценить погрешности прогнозных расчётов. При этом в построении большого разнообразия математических моделей прогнозирования промысловых параметров скважин используется ограниченный набор математических действий, легко реализуемых в среде MS Excel [5; 6], что делает предлагаемый подход практическим методом планирования доразработки газовых месторождений в условиях любого газодобывающего предприятия.

Примечание 4. Пояснения к расчётам коэффициентов аппроксимационных математических моделей $F 1$ – $F 7$ и $\Phi 1$ – $\Phi 7$ приведены в прил. 2 и 3 соответственно.

4. Основные этапы алгоритма расчётов прогнозных промысловых параметров газовой скважины в среде MS Excel. Этапы алгоритма расчётов в среде MS Excel прогнозных дебитов газовой скважины и извлекаемых объёмов углеводородов опишем применительно к приведённой в прил. 1 таблице MS Excel.

Шаг 1. Заносим безразмерные промысловые данные (t, q, x) по исследуемой скважине в ячейки 1, 2 и 3 столбцов таблицы MS Excel в прил. 1.

Шаг 2. В прил. 2 выбираем конкретное уравнение $x = F(t)$ для аппроксимации темпов отбора скважиной газа при заданном эксплуатационном режиме и вычисляем

все параметры этого уравнения по исходным данным в столбцах 1 и 3 таблицы MS Excel в прил. 1.

Таблица 3

Шифр функции	Рекомендуемые к применению функции $x = F(t)$	Примечание	
F 1	$x(t) = A \cdot th(B \cdot t)$, где $A > 0, B > 0$	Краткое описание методики расчёта параметров функций приведено в прил. 2	
F 2	$x(t) = \alpha \cdot [th(B \cdot t)]^\beta$		
F 3	$x(t) = \alpha_1 \cdot th(B \cdot t) + \alpha_2 \cdot [th(B \cdot t)]^2 + \dots + \alpha_N \cdot [th(B \cdot t)]^N$		
F 4	$x(t) = A \cdot arctg(B \cdot t)$, где $A > 0, B > 0$		
F 5	$x(t) = \alpha \cdot [arctg(B \cdot t)]^\beta$		
F 6	$x(t) = \alpha_1 \cdot arctg(B \cdot t) + \alpha_2 \cdot [arctg(B \cdot t)]^2 + \dots + \alpha_N \cdot [arctg(B \cdot t)]^N$		
F 7	$x(t) = \frac{1}{a_0 + a_1 \cdot f(t) + a_2 \cdot f^2(t) + a_3 \cdot f^3(t) + \lim_{t \rightarrow \infty} f + \dots + a_M \cdot f^M(t)}$ <p>где $f(t)$ – некоторая задаваемая исследователем монотонная положительная функция, удовлетворяющая условию $\lim_{t \rightarrow \infty} f = 0$.</p> <p>Примерами таких функций могут быть: $f(t) = \frac{1}{1+t}$, $f(t) = \frac{1}{sh(1+t)}$, $f(t) = \frac{1}{\sqrt{1+t}}$, $f(t) = \frac{1}{exp t}$ и др.</p>		
Шифр функции	Рекомендуемые к применению функции $q = \Phi(x)$		
	Эти функции целесообразно конструировать как сложные $q = \Phi[V(x)]$, либо как $q = \Phi[v(x)]$. Варианты применяемых промежуточных аргументов $V(x)$ и $v(x)$: $V_1(x) = x_\infty - x$, $V_2(x) = x_\infty^2 - x^2$, $v_\alpha(x) = 1 - \left(\frac{x}{x_\infty}\right)^\alpha$, где $\alpha > 0$, $v_{1/2}(x) = 1 - \sqrt{\frac{x}{x_\infty}}$, $v_1(x) = 1 - \frac{x}{x_\infty}$, $v_2(x) = 1 - \left(\frac{x}{x_\infty}\right)^2$ и др.		
	Φ 1	$q(x) = A \cdot [V(x)]^B$, где $A > 0, B > 0$	Целесообразнее применять промежуточные аргументы $v(x)$, которые принимают нормированные значения от 0 до 1. Краткое описание методики расчётов параметров функций приведено в прил. 3.
	Φ 2	$q(x) = \alpha_1 \cdot V(x) + \alpha_2 \cdot V^2(x) + \dots + \alpha_N \cdot V^N(x)$	
	Φ 3	$q(x) = A \cdot [v(x)]^B$, где $A > 0, B > 0$	
	Φ 4	$q(x) = \alpha_1 \cdot v(x) + \alpha_2 \cdot v^2(x) + \dots + \alpha_N \cdot v^N(x)$	
	Φ 5	$q(x) = \frac{1}{\alpha_0 + \frac{\alpha_1}{V(x)} + \frac{\alpha_2}{V^2(x)} + \dots + \frac{\alpha_N}{V^N(x)}}$	
	Φ 6	$q(x) = \frac{1}{\alpha_0 + \frac{\alpha_1}{v(x)} + \frac{\alpha_2}{v^2(x)} + \dots + \frac{\alpha_N}{v^N(x)}}$	
Φ 7	$q(x) = \alpha_0 \cdot sh[\alpha_1 \cdot v(x)]$		

Шаг 3. Заносим результаты расчётов безразмерного **прогнозного** объёма добываемого газа по построенному на шаге 2 уравнению $x = F(t) = x_{\text{мод}}(t)$ в ячейки 4-го столбца таблицы в прил. 1.

Шаг 4. В прил. 3 выбираем конкретное уравнение $q = \Phi(x)$ функции, аппроксимирующей дебит скважины при заданном эксплуатационном режиме, и вычисляем все параметры этого уравнения по исходным данным в столбцах 2 и 3 таблицы в прил. 1.

Шаг 5. Заносим результаты расчётов безразмерного **прогнозного** дебита как функции от объёма x по построенному на шаге 4 уравнению $q = \Phi(x) = q_{\text{мод}}(x)$ в ячейки 5-го столбца таблицы в прил. 1.

Шаг 6. Вычисляем оценки критериев качества S_x и S_q аппроксимационных моделей $x = F(t) = x_{\text{мод}}(t)$ и $q = \Phi(x) = q_{\text{мод}}(x)$. В частности, если в качестве критерия качества выбрана сумма квадратов отклонений, то в ячейках 6 и 7 столбцов таблицы в прил. 1 заносим значения $[x(t) - x_{\text{мод}}(t)]^2$ и $[q(t) - q_{\text{мод}}(t)]^2$, а затем вычисляем сумму квадратов этих отклонений.

Примечание 5. Если вычисленные оценки критериев качества S_x и S_q построенных аппроксимационных моделей $x = F(t) = x_{\text{мод}}(t)$ и $q = \Phi(x) = q_{\text{мод}}(x)$ оказались неудовлетворительными, то выбираем новые в прил. 2 и 3 уравнения $x = F(t)$ и $q = \Phi(x)$. С новыми уравнениями выполняем повторные расчёты по шагам 2–6. Выбор новых уравнений продолжается до тех пор, пока не получим удовлетворительные оценки критериев качества S_x и S_q . После построения нескольких аппроксимационных моделей с удовлетворительными оценками критериев качества выполняем расчёты **прогнозных** значений эксплуатационных параметров скважины.

Шаг 7. В ячейки столбца 1-п таблицы MS Excel в прил. 1 заносим время для упреждающего прогнозирования. В частности, последовательные номера годов (месяцев), для которых необходимо рассчитать прогнозный дебит скважины с тем технологическим режимом, с которым она работала перед началом этапа прогнозирования.

Шаг 8. С помощью уравнения $x = F(t) = x_{\text{мод}}(t)$, построенного на шаге 2, рассчитываем прогнозные значения отбираемых безразмерных объёмов $x_{\text{мод}}(t)$ добываемого газа на протяжении всего времени прогнозирования. Результаты расчётов заносим в ячейки столбца 4-п таблицы в прил. 1.

Шаг 9. С помощью уравнения $q = \Phi(x) = q_{\text{мод}}(x)$, построенного на шаге 4, рассчитываем прогнозные дебиты скважины по прогнозным значениям безразмерных объёмов $x_{\text{мод}}(t)$ в ячейках столбца 4-п. Результаты расчётов $q_{\text{мод}} = q_{\text{мод}}(x_{\text{мод}}(t))$ прогнозных дебитов, зависящих от отбираемых безразмерных объёмов $x_{\text{мод}}(t)$, заносим в ячейки столбца 5-п таблицы в прил. 1.

Шаг 10. По данным столбцов 1-п и 5-п с помощью мастера диаграмм MS Excel строим график прогнозных дебитов скважины на всём периоде упреждающего прогнозирования. Такой график позволяет определить прогнозную длительность экономически эффективной для газодобывающего предприятия работы данной скважины и прогнозную оценку извлекаемых скважиной запасов газа.

Укрупнённая блок-схема описанного алгоритма расчёта прогнозных промысловых параметров газовых скважин представлена на рис. 1.

5. Тестовые примеры расчёта прогнозных кривых падения дебита скважины. Приведём тестовые примеры построения прогнозных кривых падения дебитов скважин по описанной экспресс-методике.

В предлагаемых аппроксимационных математических моделях прогнозирования дебитов скважин на основе кривых «дебит – накопленный отбор» важную роль играет величина удельных (т. е. приходящихся на отдельную скважину) извлекаемых запасов газа, обозначаемая как x_∞ , либо как x_Σ . Как правило, величина удельных извлекаемых скважинами запасов газа в перечне исходных данных не указывается. Поэтому вначале делается оценка величины x_∞ . Для этого в соответствии с описанным в п. 4 алгоритмом расчёта прогнозных промысловых параметров газовой скважины в среде MS Excel выполняем шаги 1, 2 и 3 алгоритма. В результате строится аппроксимационная модель, описывающая темпы отбора $x = x(t)$ скважиной газа из её зоны дренирования. Именно по этой построенной модели по формуле (5) делаются первичные приближённые оценки величины x_∞ . Если строится несколько моделей $x = x(t)$, то появляется несколько приближенных оценок x_∞ .

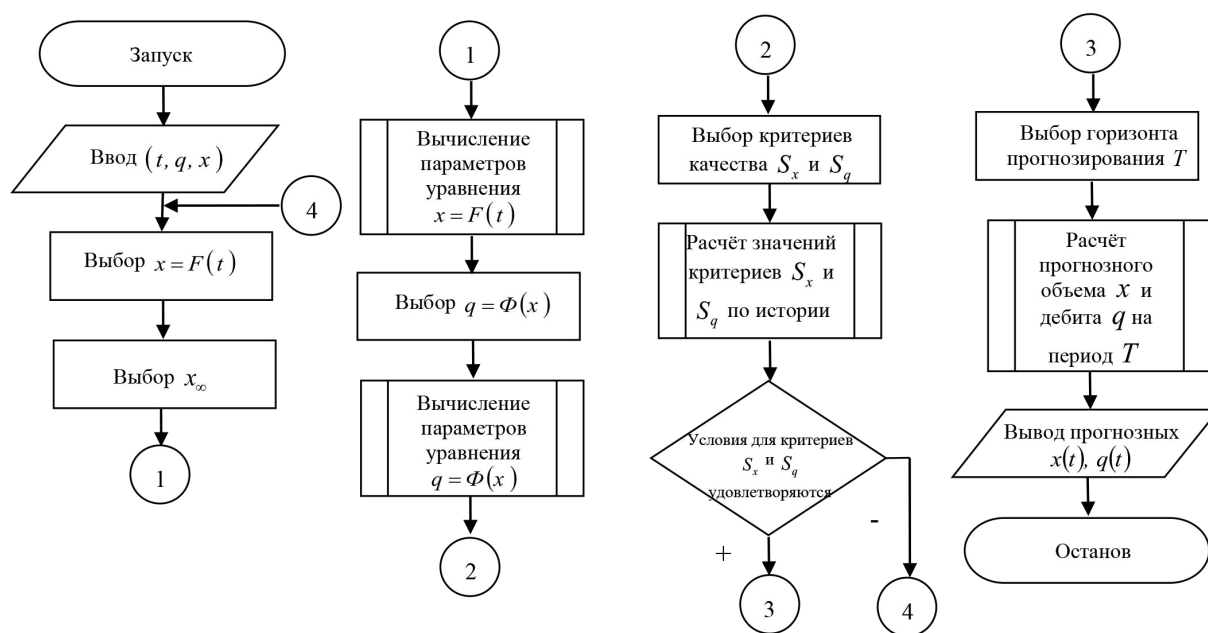


Рис. 1. Укрупнённая блок-схема расчётного алгоритма прогнозных промысловых параметров газовых скважин

Fig. 1. The enlarged block diagram of the calculation algorithm of the forecast field parameters of gas wells

Далее в соответствии с описанным алгоритмом выполняем шаги 4 и 5 для построения математической модели аппроксимации дебитов скважины с накопленными объёмами $x = x(t)$ извлечённого газа. В результате приходим к аппроксимационным моделям «дебит – накопленный отбор» $q = q(t)$. Совокупность двух построенных аппроксимационных зависимостей $x = x(t)$ и $q = q(t)$ даёт в конечном итоге ту

математическую модель расчёта прогнозных дебитов скважин, без которой нельзя осуществлять упреждающее планирование работы газодобывающего предприятия по дальнейшей разработке месторождения.

Для скважин с условными номерами № 1 и 2 по исходным данным в табл. 1 и 2 построены математические модели с номерами 1 и 2, представленные в табл. 4 и 5. Математические модели № 3 для этих же скважин построены ранее на основе исследования временных рядов «среднегодовой дебит – время» и приведены для сравнения с результатами моделей 1 и 2 [7].

Таблица 4

Математические модели расчёта прогнозных дебитов для скважины № 1		
Модель № 1	Модель № 2	Модель № 3, формула (5)
$x(t) = x_{\infty} \cdot th [y(t)]$, где $y(t) = 0,1419 \cdot e^{0,1843t}$	$x(t) = \frac{1}{0,039 + \frac{0,9579}{t}}$	$q(t) = a \cdot e^{\alpha t + \beta t^2 + \gamma t^3}$, где
$q(x) = 0,84539 \cdot \left[1 - \left(\frac{x}{x_{\infty}} \right)^2 \right]^{0,21663}$, $x_{\infty} = 10,4282$	$q(x) = 0,6917 \cdot v^2(x) + 0,2834 \cdot v(x)$, где $v(x) = 1 - \left(\frac{x}{x_{\infty}} \right)^2$, $x_{\infty} = 15,88$	$a = 1,283463$; $\alpha = -0,183028$; $\beta = 0,020902$; $\gamma = -0,000898$

Таблица 5

Математические модели расчёта прогнозных дебитов для скважины № 2		
Модель № 1	Модель № 2	Модель № 3, формула (6)
$x(t) = \frac{1}{0,1812 \cdot z^2 + 0,7492 \cdot z + 0,017}$, где $z = \frac{1}{t^{0,8058}}$	$x(t) = -5,1146 \cdot z^2 + 18,233 \cdot z$, где $z = 0,06434 \cdot t^{0,84829}$. Из условия $\frac{dx(t)}{dt} = 0$ находим, что $x_{\infty} \cong 16,25$, т. е. когда время эксплуатации составит $t = t_{max} \approx 50$ лет	$q(t) = a \cdot e^{\alpha t + \beta t^2 + \gamma t^3}$, где
$q(x) = 1,4401 \cdot v^2(x) - 0,4551 \cdot v(x)$, где $v(x) = 1 - \left(\frac{x}{x_{\infty}} \right)^2$, $x_{\infty} = 17$	$q(x) = 0,1297 \cdot sh[2,75 \cdot v(x)]$, где $v(x) = 1 - \left(\frac{x}{x_{\infty}} \right)^2$, $x_{\infty} = 16,25$	$a = 1,38971$; $\alpha = -0,20896$; $\beta = 0,02223$; $\gamma = -0,00096$

На рис. 2 приведены графики аппроксимации накопленных объёмов извлечённого скважиной № 1 газа по моделям 1 и 2. Первая модель, в отличие от второй, более наглядно показывает ограниченность объёма извлекаемого скважиной № 1 газа. По предельному значению $x(t)$ сделана оценка извлекаемых скважиной № 1 объёмов газа. По модели № 1 она составила величину $x_{\infty} \approx 10,4282$. По модели № 2 для этой

же скважины величина $x_\infty \approx 15,88$. Судя по графикам, модель № 2 будет точнее отразить добычные свойства скважины и извлекаемые объёмы газа.

На рис. 3 приведены графики накопленных объёмов извлечённого скважиной № 2 газа по первой и второй моделям. Судя по графикам, обе модели примерно равноценны, что отражается примерно в одинаковых оценках извлекаемых объёмов газа.

На рис. 4 приведены промысловые данные и графики прогнозных дебитов скважины № 1 по моделям 1, 2 и 3. Первая модель, в отличие от второй, более тесно примыкает на этапе прогнозирования к результатам 3-й модели. Однако 2-я модель на этапе истории точнее описывает набор исходных промысловых данных. Поэтому прогнозирование на шесть лет вперёд $20 \leq t \leq 25$ следует рассматривать как интервальное, определяемое значениями между 1-й и 2-й моделями.

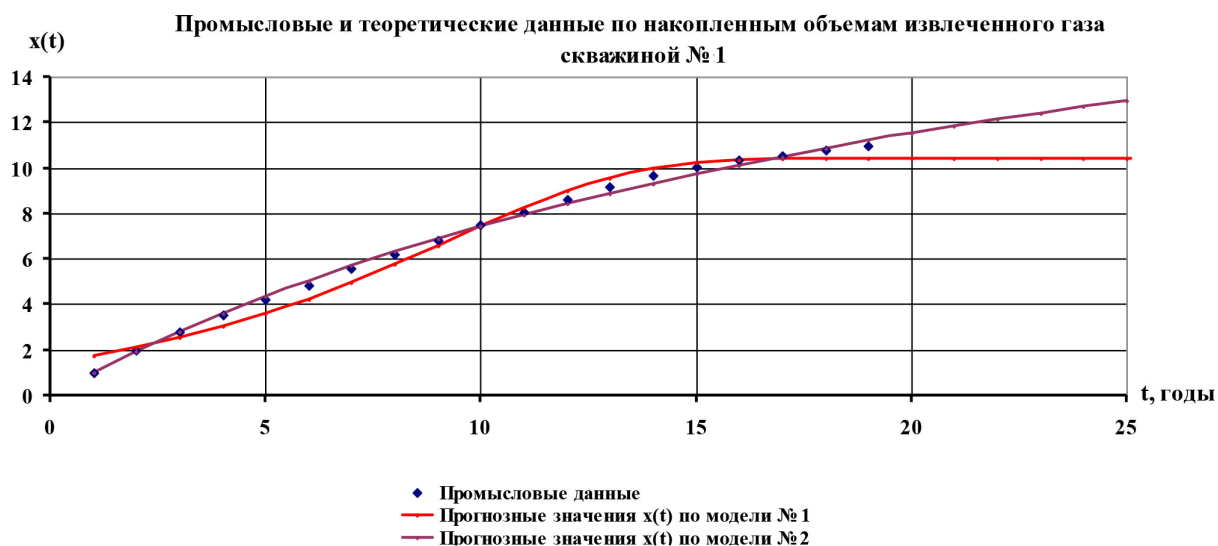


Рис. 2. Сравнение исходных и контрольных промысловых данных для скважины № 1 на этапе истории $1 \leq t \leq 19$ с расчётными прогнозными значениями $x(t)$ для периода $1 \leq t \leq 25$. Прогноз осуществляется на 6 лет вперёд $20 \leq t \leq 25$

Fig. 2. Comparison of the initial and control production data for well No. 1 at the stage of history $1 \leq t \leq 19$ with calculated forecast values for the period $1 \leq t \leq 25$. The forecast is carried out for 6 years in advance $20 \leq t \leq 25$

Промысловые и прогнозные данные по объёмам извлекаемого газа скважиной № 2

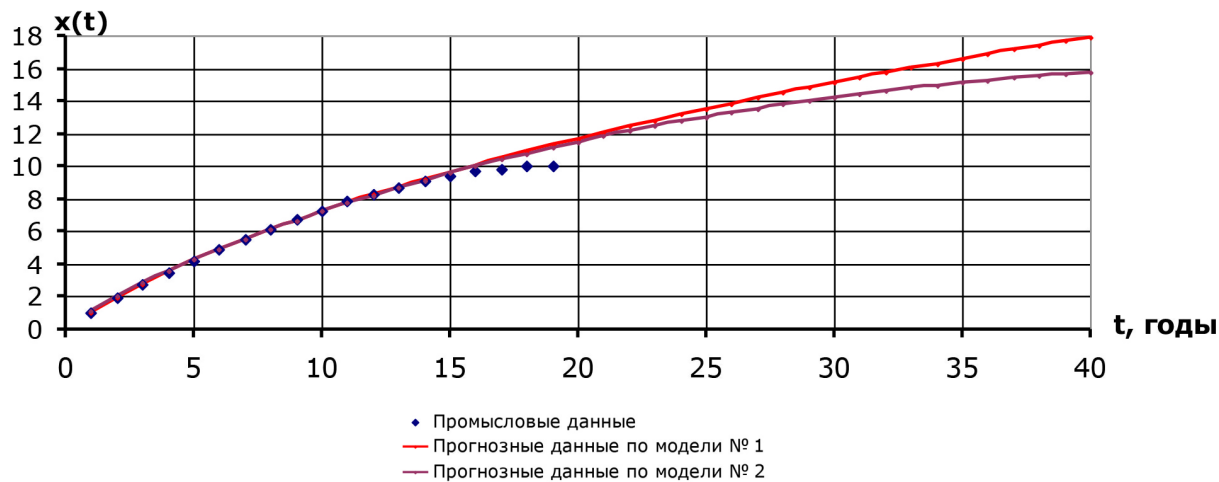


Рис. 3. Сравнение исходных промысловых данных на этапах истории $1 \leq t \leq 19$ с расчётными прогнозными значениями $x(t)$ для периода $1 \leq t \leq 40$. Прогноз осуществляется на 25 лет вперёд $25 \leq t \leq 40$

Fig. 3. Comparison of the initial fishing data at the stages of the history of $1 \leq t \leq 19$ with estimated forecast values for $x(t)$ for the period $1 \leq t \leq 40$. The forecast is carried out 25 years in advance of $25 \leq t \leq 40$

Сравнение промысловых и прогнозных дебитов скважины № 1

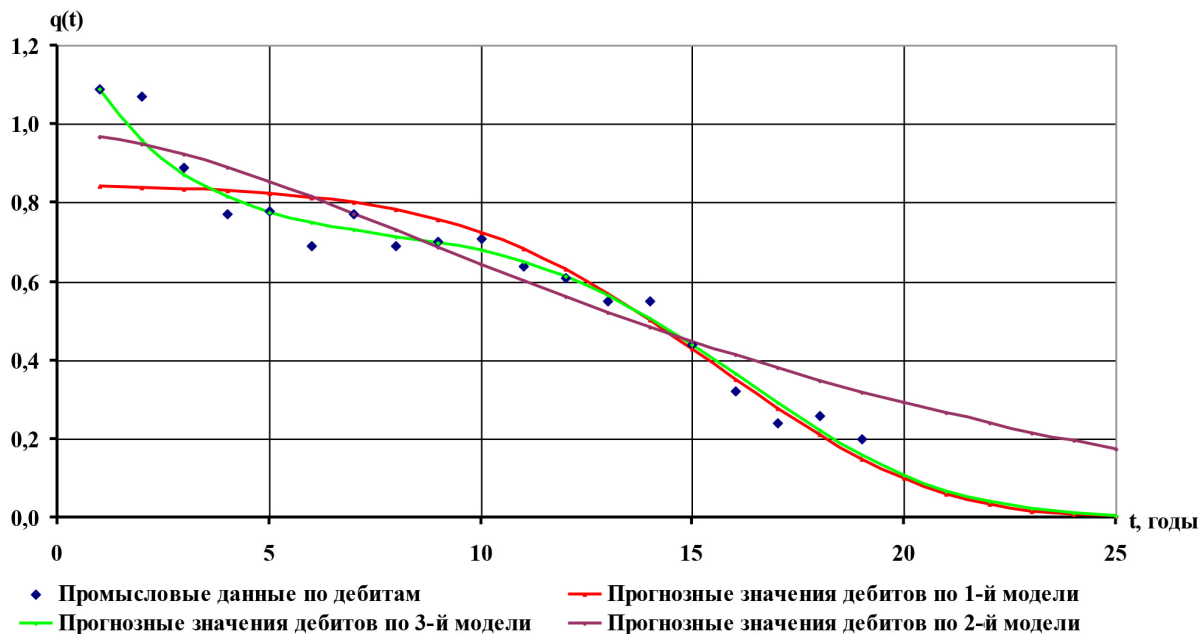


Рис. 4. Сравнение исходных промысловых и прогнозных дебитов скважины № 1 по трём математическим моделям при прогнозировании на 6 лет вперёд $20 \leq t \leq 25$

Fig. 4. Comparison of the initial production and forecast flow rates of well No. 1 for three mathematical models when forecasting for 6 years ahead $20 \leq t \leq 25$

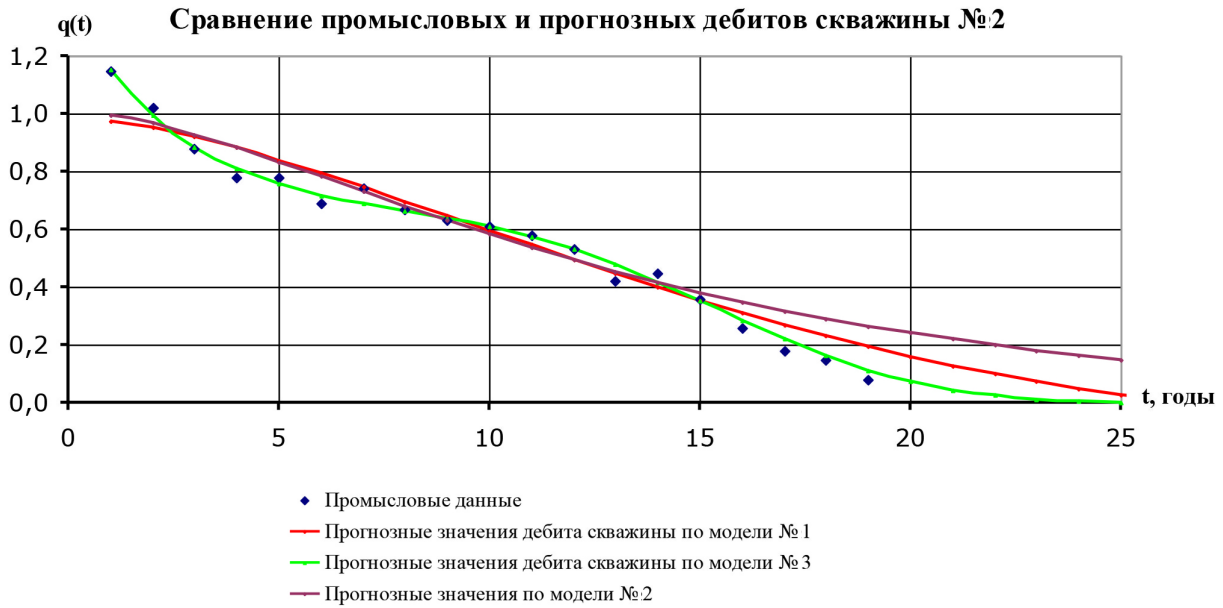


Рис. 5. Сравнение исходных промысловых и прогнозных дебитов скважины № 2 по трём математическим моделям при прогнозировании на 6 лет вперёд $20 \leq t \leq 25$

Fig. 5. Comparison of the initial production and forecast production rates of well No. 2 for three mathematical models when forecasting for 6 years ahead $20 \leq t \leq 25$

На рис. 5 представлены промысловые данные и графики прогнозных дебитов скважины № 2 по моделям 1, 2 и 3. Первая и вторая модели удовлетворительно и равноценно описывают набор исходных промысловых данных. Однако 3-я модель на этапе истории точнее первых двух отражает набор исходных промысловых данных. При этом первая модель даёт значения, попадающие между 2-й и 3-й моделями. Это позволяет рекомендовать для прогнозных расчётов дебитов скважины № 2 первую математическую модель.

По поводу рис. 4 и 5 необходимо сделать оговорку, что прогнозные дебиты скважин рассчитывались путём экстраполяции построенных аппроксимационных зависимостей $x = x(t)$ и $q = q(x)$, указанных в табл. 4 и 5. Поясним на примере скважины № 1, как с помощью аппроксимационных моделей разрабатывать оптимальные эксплуатационные режимы работы скважин с большим временем упреждения порядка 10 лет вперёд.

б. Планирование рациональных эксплуатационных режимов работы добывающих скважин. Пусть требуется на протяжении времени от текущего момента $t_{нач}$ до заранее заданного конечного момента $t_{кон}$ с помощью конкретной эксплуатационной скважины (например, скважины с условным № 1) добыть заданный объём газа $\tilde{x}_{кон} - x_{нач}$. Известно, что к начальному моменту $t_{нач}$ скважина уже извлекала из пласта газ объёмом $x_{нач}$.

Для решения этой практической задачи метод экстраполяции применить непосредственно будет нельзя, поскольку ранее построенные аппроксимационные

модели $x = x(t)$ не могут гарантировать выполнения равенства $x_{\text{кон}} = \tilde{x}_{\text{кон}}$, в котором $x_{\text{кон}} = t_{\text{кон}}$.

Поэтому для расчёта прогнозных дебитов скважины, при которых и будет решена поставленная задача, задаёмся физически допустимыми функциями отбора газа $x = f(t) \neq x(t)$. Можно предложить несколько таких функций. Самая простая – линейная модель отбора газа, которая задаётся функцией

$$\frac{x - x_{\text{нач}}}{\tilde{x}_{\text{кон}} - x_{\text{нач}}} = \frac{t - t_{\text{нач}}}{t_{\text{кон}} - t_{\text{нач}}}. \quad (7)$$

Другие стратегии отбора газа могут задаваться степенными функциями вида

$$x = f_1(t) = x_{\text{нач}} + (\tilde{x}_{\text{кон}} - x_{\text{нач}}) \cdot \left(\frac{t - t_{\text{нач}}}{t_{\text{кон}} - t_{\text{нач}}} \right)^{-\alpha}, \quad \text{где } \alpha > 0. \quad (8)$$

Показательная стратегия отбора газа задаётся функцией

$$x = f_2(t) = x_{\text{нач}} \cdot \left(\frac{\tilde{x}_{\text{кон}}}{x_{\text{нач}}} \right)^{\left(\frac{t - t_{\text{нач}}}{t_{\text{кон}} - t_{\text{нач}}} \right)}. \quad (9)$$

Логарифмическая стратегия отбора газа задаётся функцией

$$x = f_3(t) = x_{\text{нач}} + (\tilde{x}_{\text{кон}} - x_{\text{нач}}) \frac{\ln \left(\frac{t}{t_{\text{нач}}} \right)}{\ln \left(\frac{t_{\text{кон}}}{t_{\text{нач}}} \right)}. \quad (10)$$

Для примера проанализируем, может ли эксплуатационная скважина 1 продолжить добычу газа на протяжении следующих восьми лет. По построенной аппроксимационной модели № 1 извлекаемые запасы газа этой скважины фактически уже исчерпаны. Согласно аппроксимационной модели скважина 1 к моменту $t_{\text{нач}} = 17$ уже извлекала газ объёмом $x_{\text{нач}} = 10,330945$, а оценка извлекаемых запасов $x_{\text{кон}} = 10,4282$. Поэтому для данной скважины актуален вопрос о возможности продления её сроков эксплуатации и уточнении оценки извлекаемых из её зоны дренирования запасов газа.

Для анализа прогнозных эксплуатационных свойств скважины 1 вначале зададимся из числа перечисленных ранее несколькими возможными законами отбора газа. Выберем линейный (7), степенной с $\alpha = 2$ (8) и логарифмический (10) законы. В уравнениях (7), (8) и (10) зададим следующие параметры: $t_{\text{нач}} = 17, t_{\text{кон}} = 25, x_{\text{нач}} = 10,330945$ и $\tilde{x} = x_{\text{кон}} = 10,4282$. В столбцах 2, 3 и 4 табл. 6 представлены расчётные значения прогнозируемых объёмов отбираемого газа в соответствии с гипотезами (7), (8) и (10).

Годы, t	Первичные оценки объёмов извлекаемых запасов газа			Прогнозные дебиты скважины 1 по модели 1 (табл. 3), подсчитанные для данных 2, 3 и 4-го столбцов			Пересчитанные по прогноznым дебитам в столбцах 5, 6 и 7 оценки объёмов извлекаемых запасов газа		
	x(t)- лин	x(t)- степ	x(t)- лог	qlин	qстеп	qлог	хфакт- лин	хфакт- степ	хфакт- лог
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	10,34	10,34	10,34	0,35	0,35	0,35	10,34	10,34	10,34
18	10,35	10,34	10,35	0,34	0,35	0,34	10,65	10,66	10,65
19	10,36	10,34	10,37	0,33	0,34	0,32	10,95	10,98	10,95
20	10,37	10,35	10,38	0,32	0,34	0,31	11,24	11,29	11,23
21	10,38	10,36	10,39	0,30	0,33	0,29	11,52	11,59	11,50
22	10,39	10,37	10,40	0,28	0,31	0,28	11,78	11,87	11,75
23	10,41	10,39	10,41	0,26	0,29	0,25	12,02	12,14	11,98
24	10,42	10,41	10,42	0,22	0,26	0,22	12,22	12,38	12,18
25	10,43	10,43	10,43	0,00	0,00	0,00	12,22	12,38	12,18

По вычисленным в столбиках 2, 3 и 4 прогнозным значениям $x = f(t)$ по формуле расчета дебитов $q = f(t)$ (математическая модель 1 в табл. 3) вычислялись прогнозные дебиты скважины. Результаты расчетов по каждой гипотезе занесены в столбики 5, 6 и 7 табл. 5. Для наглядности на рис. 6 приведены графики прогнозных дебитов скважины 1.

Выбор оптимального стратегического закона эксплуатации скважины №1

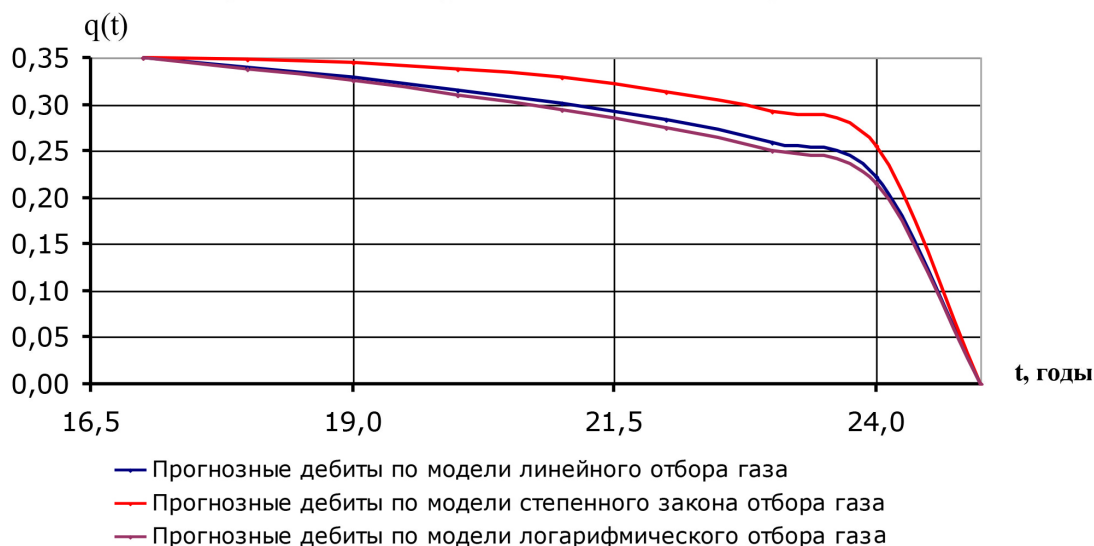


Рис. 6. Прогнозные дебиты скважины № 1 с упреждением на следующие 9 лет, $17 \leq t \leq 25$

Fig. 6. Forecasted flow rates of well No. 1 with a lead of the next 9 years, $17 \leq t \leq 25$

В столбиках 8, 9 и 10 табл. 5 приведены подсчитанные по прогнозным дебитам по формуле (4) оценки прогнозных объёмов извлекаемых запасов газа. Обращает

на себя внимание тот факт, что при любой исходной гипотезе по темпам отбора газа, прогнозный извлекаемый к моменту $t = 25$ объём газа почти один и тот же, и примерно равен 12,26 усл. ед. Другими словами, скважина, проработав ещё восемь лет, дополнительно извлечет из пласта газ суммарным объёмом $12,26 - 10,43 = 1,83$ усл. ед. Можно дальше оценить, насколько экономически целесообразно сохранение такой скважины в качестве добывающей. Но это уже выходит за рамки статьи.

Таким образом, для выбора технологического режима рекомендуется взять степенной закон отбора газа, поскольку в этом случае прогнозируемый извлекаемый к моменту $t = 25$ объём газа максимален.

Для практического управления дебитами скважины по указанным законам следует дополнительно воспользоваться стандартным уравнением притока газа к скважине $p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{скв}}^2 = Aq + Bq^2$, получаемым на основании обработки гидродинамических исследований. По найденным в табл. 5 прогнозным дебитам, известному пластовому давлению $p_{\text{пл}}$ и фильтрационным сопротивлениям A и B можно рассчитать требуемые забойные давления $p_{\text{скв}}$ для управления технологическим режимом работы.

Через шесть лет эксплуатации, т. е. к 2023 году, на скважине № 1, согласно графикам на рис. 6, следует провести геофизические и гидродинамические исследования с целью оценки остаточных запасов газа и целесообразности проведения ГТМ для повышения дебита скважины.

Заключение. В статье предложена экспресс-методика расчета прогнозных промысловых параметров газодобывающих скважин по исходным данным: номер месяца, среднесуточный дебит, число отработанных скважиной в месяце часов, содержащимся в отчётных рапортах ГДП по добыче газа. Сформулирована система рабочих постулатов (гипотез) для расчёта прогнозных промысловых параметров скважин, в частности, прогнозных дебитов. Разработан алгоритм расчётов прогнозных промысловых параметров газовой скважины, который может быть реализован в популярной среде MS Excel. Приведены тестовые примеры расчёта по реальным промысловым данным прогнозных кривых падения дебита скважины. ГДП предложенную экспресс-методику расчёта прогнозных промысловых параметров скважин на практике могут применять как для разработки планируемых ими к проведению программ ГТМ, так и для обоснования рациональности по технико-экономической эффективности предлагаемых программ ГТМ.

Список литературы

1. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 296 с.
2. 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.
3. 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.

4. 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. June.
5. Леонтьев В. П. Microsoft Excel 2016. Новейший самоучитель. М.: Эксмо, 2016.
6. Гарнаев А. Ю. MS Excel 2002: разработка приложений. СПб.: БХВ-Петербург, 2004. 768 с.
7. Гасумов Р. А., Толпаев В. А., Ахмедов К. С., Винниченко И. А. Среднесрочный прогноз дебитов добывающих скважин в среде MS Excel // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2012. № 7. С. 32–36.

Статья поступила в редакцию 15.03.2020; принята к публикации 15.04.2020

Библиографическое описание статьи

Толпаев В. А., Ахмедов К. С., Петросянц М. Т. Математические модели расчетов прогнозной производительности газовых скважин по кривым «дебит – накопленный отбор» // Учёные записки Забайкальского государственного университета. 2020. Т. 15, № 3. С. 19–37. DOI: 10.21209/2658-7114-2020-15-3-19-37.

Vladimir A. Tolpaev¹,

*Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenina st., Stavropol, 355000, Russia),
e-mail: v.a.tolpaev@mail.ru
ORCID: 0000-0001-5937-0151*

Kurban S. Ahmedov²,

*Candidate of Technical Sciences,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenina st., Stavropol, 355000, Russia),
e-mail: kurban2000@mail.ru
ORCID: 0000-0002-2909-8203*

Musheg T. Petrosyants³,

*Research Fellow,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenina st., Stavropol, 355000, Russia),
e-mail: PetrosyancMT@scnipigaz.ru
ORCID: 0000-0003-4643-3728*

Mathematical Models for Calculating the Forecast Gas Well Performance by Curves “Flow Rate – Accumulated Production”

An express method for calculating the forecast production parameters of gas wells based on gas producers' monthly production reports is proposed. List of postulates (hypotheses) accepted for computation of forecast flow rates is formulated. An algorithm for calculating the forecast

¹V. A. Tolpaev: systematized article material.

²K. S. Ahmedov systematized the material of the article, carried out numerical calculations.

³M. T. Petrosyants systematized article material, finalized programs.

flow rates of a gas well is developed. Test examples of calculation based on real production data of the well production decline curves are given. The proposed express methodology can be used by gas producers both for workover planning and to justify the rationality of the technical and economic effectiveness of the the workover.

Keywords: gas well, gas reservoir, monthly production reports, technological regimes, time horizon, flow rate, approximation, mathematical model

Translit

1. Lapuk, B. B. Teoreticheskie osnovy razrabotki mestorozhdenij prirodnyh gazov. M.; Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2002. 296 s.
2. 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.
3. 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.
4. 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. June.
5. Leontiev, V. P. Microsoft Excel 2016. Novejshij samouchitel'. M.: Eksmo, 2016.
6. Garnaev, A. YU. MS Excel 2002: razrabotka prilozhenij. SPb.: BHV-Peterburg, 2004. 768 s.
7. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Ahmedov, K. S., Vinnichenko, I. A. Srednesrochnyj prognoz debitov dobyvayushchih skvazhin v srede MS Excel // Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoj promyshlennosti. 2012. № 7. S. 32–36.

Received: March 15, 2020; accepted for publication April 15, 2020

Reference to article

Tolpaev V. A., Ahmedov K. S., Petrosyants M. T. Mathematical Models for Calculating the Forecast Gas Well Performance by Curves “Flow Rate – Accumulated Production” // Scholarly Notes of Transbaikal State University. 2020. Vol. 15, No. 3. PP. 19–37. DOI: 10.21209/2658-7114-2020-15-3-19-37.