

УДК 622.279

**В.А. Толпаев**, докт. физ.-мат. наук, профессор, заведующий лабораторией подземной гидродинамики, e-mail: v.a.tolpaev@mail.ru; **В.Е. Самонов**, канд. физ.-мат. наук, доцент, ведущий инженер-программист лаборатории подземной гидродинамики, e-mail: vit-samonov@yandex.ru; **С.А. Гоголева**, научный сотрудник лаборатории подземной гидродинамики, ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов – СевКавНИПИгаз», e-mail: gogoleva.s.a@yandex.ru

# АНАЛИЗ И ОЦЕНОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ДЕБИТОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Предложена методика аппроксимации динамики дебита газовой скважины с течением времени и прогнозирования дебита на среднесрочный период. В основе предложенной методики лежит исследование среднесуточных дебитов скважины за предшествующий (желательно длительный) период. Поскольку предложенная методика не требует проведения гидродинамических исследований скважины, она может использоваться в качестве экспресс-метода оценочного прогнозирования.*

**Ключевые слова:** промысловые данные, скважина, дебит, временной ряд, аппроксимация, метод наименьших квадратов.

Вопросы прогнозирования дебитов скважин играют важную роль в планировании перспективной добычи газа как на отдельных объектах, так и на месторождении в целом. Кроме того, они позволяют обоснованно оценить экономическую рентабельность ремонтных работ на скважинах, спрогнозировать экономическую эффективность дальнейшей эксплуатации газовой скважины, куста скважин и т.д.

Традиционные методы прогнозирования дебитов скважин основаны на анализе результатов гидродинамических исследований газовых скважин [1, 2] или на сопоставлении результатов гидродинамических и геофизических исследований скважин [3].

В настоящей статье предлагается более простой метод прогнозирования, основанный на анализе работы скважины за предшествующий период. В случае длительной работы скважины он позволяет достаточно точно спрогнозировать ее работу на будущее 3–5 лет. Настоящая статья продолжает и обобщает идеи, использованные в работе [4].

В качестве исходных данных для построения прогноза дебитов исполь-

зуется только временной ряд зависимости дебита скважины с течением времени. Несмотря на то что получаемые прогнозы будут носить оценочный характер, предлагаемый подход позволяет обеспечить достаточную точность в условиях ограниченной информации, связанной с отсутствием регулярных замеров пластовых параметров. Разработка более строгих методов, основанных на анализе динамики как дебита, так и пластового давления, является предметом отдельного исследования.

Пусть имеются исходные данные о среднесуточных дебитах газовой скважины  $Q$  за длительный период ее работы. При этом характеристики забоя скважины и призабойной зоны пласта (пластового давления, депрессии, фильтрационных коэффициентов и т.д.) считаются известными.

Для удобства расчетов введем масштабные значения  $Q_0$  (например, 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) и перейдем к относительным значениям дебитов скважины  $Q/Q_0$ . Далее выполним осреднение относительных дебитов скважины по рабочим месяцам календарного года:

$$q = \frac{1}{N \cdot Q_0} \sum_{i=1}^N Q_i, \quad (1)$$

где  $Q_i$  – среднесуточный дебит скважины в течение  $i$ -го рабочего месяца;  $Q_0$  – масштабный параметр дебита;  $N$  – общее число календарных месяцев работы скважины в течение года.

Очевидно, что параметр  $N$  может принимать целые значения от 1 до 12. Причем  $N < 12$  возможно только в случае нахождения скважины в ремонте или простое не менее одного календарного месяца. Если скважина находилась в простое более одного календарного года, этот год исключается из дальнейшего рассмотрения.

Итак, нами получен ряд  $q_i$  осредненных среднесуточных дебитов скважины за год  $t_i$

$$q_i = q(t_i). \quad (2)$$

Осреднение среднесуточных дебитов скважины вызвано необходимостью сгладить имеющиеся данные наблюдений и исключить неизбежное влияние случайных факторов.

Дальнейшая задача сводится к построению прогнозного тренда динамики дебитов скважины. Эту задачу выполним в два этапа.

На первом этапе, учитывая падающий характер дебита скважины по мере роста накопленного отбора и уменьшения запасов газа, представим зависимость дебита скважины от времени в виде экспоненциальной зависимости

$$q^{(1)} = Ae^{-\alpha t}, \quad (3)$$

где  $A$  – масштабный коэффициент;  
 $\alpha$  – параметр, характеризующий скорость падения дебита;  
 $t$  – время работы скважины, отсчитываемое с начала наблюдения за скважиной, год.

Для определения параметров  $\alpha$  и  $A$  достаточно прологарифмировать выражение (3)

$$\ln q^{(1)} = -\alpha t + \ln A \quad (4)$$

и воспользоваться методом наименьших квадратов [5].

Полученная экспоненциальная зависимость (3), хоть и позволяет выявить общую тенденцию динамики дебита скважины, не обеспечивает в общем случае требуемой точности. По этой причине на втором этапе ищется степенная зависимость вида

$$q^{(2)} = a_0 + a_1 \cdot e^{-\alpha t} + a_2 \cdot (e^{-\alpha t})^2 + a_3 \cdot (e^{-\alpha t})^3 + \dots + a_k \cdot (e^{-\alpha t})^k. \quad (5)$$

Коэффициенты  $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$  также определяются с помощью метода наименьших квадратов.

Прогнозирование работы скважины осуществляется на основе построения непрерывного и гладкого продолжения функции (5) в точке  $n$ , соответствующей последнему году наблюдения  $t_n$ .

Вновь будем искать прогнозную зависимость дебита скважины от времени в виде экспоненциальной зависимости  $q_{\text{прогн}}(t) = q_n \cdot e^{-\beta(t-t_n)}$ , (6)

где  $t_n$  – номер последнего года наблюдения;

$\beta$  – постоянный для данного прогноза коэффициент, значение которого определяется ниже.

Потребуем выполнения условий непрерывности и гладкости для прогнозной кривой (8) в точке сращения  $t_n$

$$\begin{cases} q_{\text{прогн}}(t_n) = q_n \\ q'_{\text{прогн}}(t_n) = q'_n \end{cases} \quad (7)$$

Справедливость первого условия (7) выполняется автоматически и проверяется непосредственной подстановкой  $t = t_n$ . Второе условие (7) приводит к равенству

$$-\beta \cdot q_n = q'_n,$$

откуда следует значение параметра  $\beta = -q'_n / q_n$ . (8)

Подстановка (8) в (6) дает следующее выражение для прогнозного дебита скважины:

$$q_{\text{прогн}}(t_i) = q_n \cdot \exp \left[ -\frac{q'_n}{q_n} (t_i - t_n) \right]. \quad (9)$$

Здесь  $q_n = q^{(2)}(t_n)$  – значение среднесуточного дебита скважины по формуле (5) за последний год наблюдения.

Далее рассмотрим пример построения аппроксимационной зависимости динамики дебита некоторой условной скважины с течением времени и прогнозирование ее работы предложенным методом.

Пусть имеются данные о среднесуточных дебитах скважины, представленные, например, в ежемесячных эксплуатационных рапортах добычи газа. Выполняя осреднение по формуле (1), получим значения средних за календарный год относительных значений среднесуточных дебитов скважины  $q_i$ .

Эти значения представлены в таблице 1. Выполняя логарифмирование и используя метод наименьших квадратов, вычислим параметры  $\alpha$  и  $\ln A$  выражения (4). В программе Microsoft Excel для этой цели можно воспользоваться комбинацией встроенных функций ИНДЕКС() и ЛИНЕЙН(). В результате для рассматриваемой условной скважины получим значения параметров  $\alpha = -0,080166$  и  $\ln A = 2,654639$ . Потенцируя последнее выражение, имеем  $A = \exp(\ln A) = 14,219846$ . Заметим, что параметр  $A$  в дальнейших расчетах не используется и учитывается надлежащим выбором коэффициентов  $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$  в уравнении (5).

Результаты расчета величин  $q_i^{(1)} = Ae^{-\alpha t}$ , а также оценка абсолютной погрешности  $\Delta_i^{(1)}$  представлены в таблице 1. Анализ полученных результатов показывает, что первое приближение (3) хоть и отображает общую тенденцию динамики дебита скважины, дает достаточно высокую погрешность. По этой причине следует найти второе приближение оценки дебитов скважины, представленное выражением (5).

Ограничиваясь аппроксимирующим многочленом четвертой степени, имеем

**Таблица 1. Расчет дебита скважины в первом  $q_i^{(1)}$  и втором  $q_i^{(2)}$  приближениях и оценка абсолютных погрешностей вычислений  $\Delta_i^{(1)}$  и  $\Delta_i^{(2)}$**

$t_i$	$q_i$	$q_i^{(1)}$	$\Delta_i^{(1)}$	$q_i^{(2)}$	$\Delta_i^{(2)}$
1	12,20	13,12	0,93	12,68	0,48
2	12,49	12,11	0,37	11,15	1,34
3	9,45	11,18	1,73	9,97	0,53
4	8,40	10,32	1,92	9,14	0,74
5	8,69	9,52	0,84	8,58	0,10
6	7,70	8,79	1,09	8,22	0,52
7	8,76	8,11	0,65	7,98	0,78
8	8,03	7,49	0,54	7,80	0,23
9	8,12	6,91	1,21	7,61	0,51
10	7,38	6,38	1,01	7,39	0,01
11	6,50	5,89	0,61	7,10	0,60
12	6,38	5,43	0,95	6,72	0,34
13	5,67	5,02	0,65	6,25	0,58
14	6,54	4,63	1,91	5,69	0,85
15	5,28	4,27	1,01	5,05	0,23
16	4,26	3,94	0,32	4,32	0,06
17	3,33	3,64	0,31	3,53	0,20
18	2,45	3,36	0,91	2,68	0,23
19	2,03	3,10	1,07	1,79	0,24

$$q^{(2)} = a_0 + a_1 \cdot e^{-\alpha t} + a_2 \cdot (e^{-\alpha t})^2 + a_3 \cdot (e^{-\alpha t})^3 + a_4 \cdot (e^{-\alpha t})^4. \quad (10)$$

Коэффициенты  $a_0, \dots, a_4$  вновь найдем с помощью метода наименьших квадратов, используя комбинацию встроенных функций ИНДЕКС() и ЛИНЕЙН() программы Microsoft Excel. В результате получаем  $a_0 = -118,939544$ ,  $a_1 = 360,332072$ ,  $a_2 = -375,699128$ ,  $a_3 = 169,584132$ ,  $a_4 = -20,793606$ .

Выполненный по формуле (10) расчет дебита скважины  $q_i^{(2)}$  и оценка абсолютной погрешности  $\Delta_i^{(2)}$  представлены в таблице 1.

Из анализа погрешностей первого и второго приближений видно, что результаты расчетов по формуле (10) весьма точно соответствуют истинной динамике дебита скважины. Этот вывод подтверждается графическим сопоставлением расчетных значений дебита (сплошная линия на рисунке 1) и истинным значением дебита условной скважины (точки на рисунке 1).

Для построения прогнозных значений дебитов воспользуемся выражением (9). Вычислим значение производной  $q'_n$  по известной формуле [6]

$$q'_n = \frac{3q_n^{(2)} - 4q_{n-1}^{(2)} + q_{n-2}^{(2)}}{2(t_n - t_1)}. \quad (11)$$

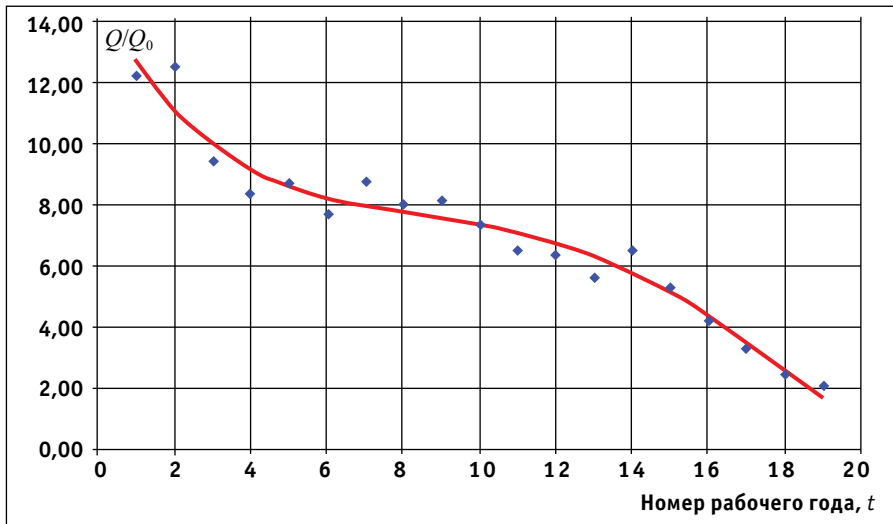


Рис. 1. Сравнение результатов расчета по формуле (10) с истинными значениями дебита

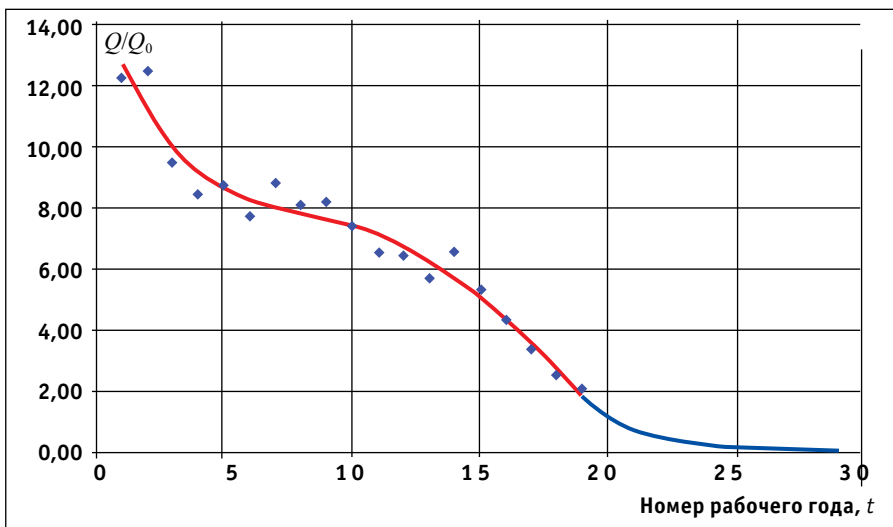


Рис. 2. Результаты расчета прогнозного дебита условной скважины

В результате получаем значение  $q'_{19} = -0,916553749$ . Подставляя найденное значение в формулу (9) и учитывая значения  $q_{19}^{(2)} = 1,79$  и  $t_{19} = 19$ , находим прогнозные значения дебитов. Резуль-

таты расчета приведены в таблице 2 и на рисунке 2 (синяя линия).

Предложенная методика может использоваться в качестве простого экспресс-метода для оценочного прогнозирования

Таблица 2. Результаты расчета прогнозного дебита условной скважины

Глубина прогноза, год	Номер прогнозного года, $t_i$	$Q_{\text{прогн}}(t_i)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	20	106,98
2	21	64,05
3	22	38,35
4	23	22,96
5	24	13,75
6	25	8,23
7	26	4,93
8	27	2,95
9	28	1,77
10	29	1,06

дебита добывающей скважины. Более строгие оценки требуют проведения дорогостоящих газогидродинамических исследований скважины и оценки пластовых характеристик.

**ЛИТЕРАТУРА:**

1. Коротаев Ю.П., Зотов Г.А., Кичиев К.Д. Методика проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1966. – 88 с.
2. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
4. 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.
5. Линник Ю.В. Метод наименьших квадратов и основы математико-статистической теории обработки наблюдений. – 2-е изд. – М.: Физматгиз, 1962. – 336 с.
6. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. – М.: Лаборатория Базовых Знаний, 2000. – 624 с.

**Fields development and operation installation**

V.A. Tolpayev, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, professor, head of the Laboratory of Underground Hydrodynamics, e-mail: v.a.tolpaev@mail.ru; V.E. Samonov, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, associate professor, leading engineer-programmer in the Laboratory of Underground Hydrodynamics, e-mail: vit-samonov@yandex.ru; S.A. Gogoleva, scientific officer of the Laboratory of Underground Hydrodynamics, North Caucasus Scientific Research Design Institute for Natural Gas OJSC – SevKavNIPIGaz, e-mail: gogoleva.s.a@yandex.ru

**Analysis and evaluative forecasting of the gas wells debits dynamics**

This article describes methods for gas well debit dynamics approximation with the course of time and debit forecasting for a med-term period. The proposed methods are based on investigation of average daily debits of a well for the previous period (long period is desirable). As long as the proposed methods do not require hydrodynamic study of the well, it may be used as an express-method for evaluative forecasting.

Key words: field data, well, debit, time series, approximation, least square method.

**References:**

1. Korotayev Yu.P., Zotov G.A., Kichiev K.D. Metodika proektirovaniya razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy (Design Methods for Development of Gas and Gas-condensate Fields). – М.: Nedra, 1966. – P. 88.
2. Shyrkovskiy A.I. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy (Development and Exploitation of Gas and Gas-condensate Fields). – М.: Nedra, 1987. – P. 309.
3. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza ob'emnym metodom (Methodical Recommendations for Geological Oil and Gas Supplies Computation by Volumetric Method). – М.–Tver: VNI GNI, NPTS Tvergeophysics, 2003.
4. Gasumov R.A., Tolpayev V.A., Ahmedov K.S., Vinnichenko I.A. Srednesrochnyi prognoz debitev dobyvayutshikh skvazhin v srede MS Excel (Med-Term Forecasting of Output Wells Debits in MS Excel) // Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry. – 2012. – # 7. – P. 32–36.
5. Linnik Yu.V. Metod naimen'shikh kvadratov i osnovy matematiko-statisticheskoi teorii obrabotki nablyudeniy (Least Square Method and Fundamentals of Mathematic and Static Theory of Observations Processing). – 2nd edition. – М.: Physmatgiz, 1962. – P. 336.
6. Bakhvalov N.S., Zhydkov N.P., Kobelkov G.M. Chiskennye metody (Numerical Methods). – М.: Basic Knowledge Laboratory (LBZ), 2000. – P. 624.

# frucs

положительный опыт  
работы на рынке  
России

с 1991 года

Антикоррозионное покрытие «ФРУСИС» (FRUCS) – быстроотверждающийся эпоксидно-полиуретановый материал, не содержащий растворителей, разработан фирмой «Каваками Пэйнт Мфг. Ко., Лтд.» (Япония) по заданию Министерства газовой промышленности СССР в 1989 г. и рекомендован ОАО «Газпром» к применению, как в трассовых, так и в заводских условиях.

Задача обеспечения безопасности и надежности работы объектов ТЭК, а также экологии России, неразрывно связана с долговечной и эффективной антикоррозионной защитой оборудования и трубопроводов.

На сегодняшний день имеется более чем 20-летний положительный опыт работы на рынке России, в том числе в районах Крайнего Севера и Дальнего Востока.

Покрытие «ФРУСИС» входит в Реестры разрешенных к применению материалов ОАО «ГАЗПРОМ» и ОАО «АК «Транснефть» и успешно применяется на объектах строительства и ремонта нефте- и газопроводов для изоляции наружной поверхности труб, соединительных деталей и запорной арматуры для подземной эксплуатации.

Покрытие также может быть использовано для изоляции свай и других металлических морских конструкций.

«ФРУСИС» отвечает требованиям к защите от коррозии, соответствующих покрытию весьма усиленного типа по ГОСТ 9.602-2005 и разрешено к применению на объектах ГРС, ЖКХ и атомной энергетики.

«ФРУСИС» является уникальным морозостойким покрытием (до -60°С) на российском рынке подземных наружных антикоррозионных материалов, что позволяет обеспечить целостность готового наружного покрытия трубопроводной арматуры и соединительных деталей при низких температурах при их хранении, транспортировке и строительстве трубопроводов.

За период с 1991г. и по настоящее время антикоррозионное покрытие «ФРУСИС» применялось на следующих проектах: Дружба, Саратов-Москва, Средняя Азия-Урал, СРТО-Торжок, БТС, БТС 1, Голубой поток, ВСТО-1, ВСТО-2, Бованенково-Ухта, Северный поток, Сахалин-Хабаровск-Владивосток, Пурпе-Ванкор, КТК, Заполярье-Пурпе.

Помимо трассового нанесения покрытие наносится и в заводских условиях. Среди заводов, имеющих участки по нанесению «ФРУСИС», такие предприятия, как: ЗАО «Лискимонтажконструкция», ЗАО «СОТ», ОАО «Пензтяжпромарматура», ЗАО «Трубостан», ЗАО «Конар», ООО «Меридиан-Строй», ООО «УКАЗ» (Казахстан), ООО «ЛЗТА «Маршал» (Украина), «ДКГ-ИСТ» (Венгрия) и др.

Для своевременного обеспечения потребителей покрытия «ФРУСИС» на складе в Москве постоянно имеется запас компонентов покрытия с неснижаемым остатком в 150 тонн. Также имеется возможность оперативно произвести работы по нанесению покрытия, как в заводских (базовых), так и в трассовых условиях, силами бригады с высококвалифицированными изоляторами, имеющей все необходимое оборудование и аккредитованную лабораторию.

