

# НАУКИ О ЗЕМЛЕ

УДК 338.001.36  
ГРНТИ 06.75.47

## СРОКИ РЕНТАБЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕМ ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Гасумов Эльдар Рамизович*

*кандидат экономических наук, доцент  
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

## TIME OF PROFITABLE OPERATION OF PRODUCTION WELLS AT THE FINAL STAGE OF DEVELOPMENT OF A GAS FIELD

*Gasumov Eldar Ramizovich*

*candidate of Economic Sciences, Associate Professor  
Azerbaijan State University of Oil and Industry,  
Baku, Azerbaijan*

**Аннотация.** В статье рассмотрены расчеты прогнозных дебитов скважин и срока их работы с рентабельным уровнем дебитов служат накопленные за прошлые годы промысловые материалы газодобывающей предприятий. Приведены пример первичной подготовки исходных промысловых данных для расчета прогнозных дебитов, срока их работы с рентабельным уровнем дебитов, а также по нормированным дебитам пластового газа неокомской скважины. Рассмотрены продолжительность рентабельной службы скважины и сроки необходимости проведения капитальный ремонт, прогнозная оценка объема добычи газа за срок ее рентабельной службы.

**Abstract.** The article discusses the calculation of the predicted flow rates of wells and the period of their operation with a profitable level of flow rates accumulated over the past years by the field materials of the gas producing enterprises. An example is given of the initial preparation of the initial production data for calculating the predicted production rates, the period of their operation with a profitable level of production rates, as well as the normalized production rates of reservoir gas from a Neocomian well. The duration of the profitable well service and the timing of the need for capital repairs, the forecast assessment of the volume of gas production for the period of its profitable service are considered.

**Ключевые слова:** скважина, капитальный ремонт, дебит, разработка газовых месторождений, срок рентабельности.

**Key words:** well, overhaul, flow rate, development of gas fields, profitability period.

**Введение.** В процессе разработки газовых месторождений (ГМ) происходит постоянное изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта (ФЕС), которые, в свою очередь, влияют на динамику добычи газа из эксплуатационных скважин. Основной проблемой эксплуатации таких скважин является скопление конденсационной жидкости на забое и в насосно-компрессорных трубах (НКТ) из-за снижения дебитов ниже критических, необходимых для выноса жидкости. Обводнение эксплуатационных скважин (ЭС) является одна из основных проблем разработки газовых месторождений, особенно находящихся на поздней стадии разработки. Именно появление жидких и твердых механических примесей в продукции газовых скважин является причиной ограничения их дебита и снижения добычи на месторождении в целом. Что требует переход скважины в стадию капитального ремонта, для восстановления ее производительности.

**Материалы и методы исследований.** При выполнении работы использовались: методы математической статистики (регрессионный,

факторный и кластерный анализ), методы аппроксимации таблично заданных функций и компьютерные методы обработки табличных данных, методы математического моделирования на основе уравнений нефтегазовой гидромеханики, численные методы решения начально-краевых задач математической физики.

Первичными исходными данными для расчета прогнозных дебитов скважин и срока их работы с рентабельным уровнем дебитов служат накопленные за прошлые годы промысловые материалы газодобывающей предприятия (ГДП). Это минимальный рентабельный дебит ( $Q_{рен}$ ) для скважин газодобывающего предприятия в текущем году и базисная величина ( $Q_0$ ) для расчета нормированных дебитов. В качестве  $Q_0$  может быть выбрано максимальное значение среднесуточного дебита по ГМ.

**Результаты исследований и их обсуждения.** Вначале для каждой скважины заполняется сводная таблица, динамики безразмерного среднесуточного дебита скважины  $q(t) = Q(t)/Q_0$ , сгруппированного по годам наблюдения. В этой же

таблице приводятся рассчитанные значения среднегодовых, максимальных и минимальных годовых значений дебитов скважины. Примером первичной подготовки исходных промысловых данных являются исходные данные для неокомской скважины, представленные в таблице 1.

Далее, для среднегодовых  $q_{год}(t)$ , минимальных  $q_{мин год}(t)$  и максимальных  $q_{макс год}(t)$  дебитов строится уравнение тренда. В частности, динамика дебита скважины достаточно

хорошо аппроксимируется экспоненциальным трендом с полиномом третьей степени в показателе

$$q(t) = a \cdot e^{\alpha \cdot t + \beta \cdot t^2 + \gamma \cdot t^3}. \tag{1}$$

Для определения параметров  $a$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$  тренда выполним логарифмирование уравнения (1)

$$\ln[q(t)] = \ln a + \alpha \cdot t + \beta \cdot t^2 + \gamma \cdot t^3, \tag{2}$$

что позволяет использовать метод наименьших квадратов.

Таблица 1

**Промысловые данные по нормированным дебитам  $Q/Q_0$  пластового газа неокомской скважины (базисный параметр  $Q_0 = 100$  тыс.м<sup>3</sup>/сут).**

Месяц	t, № года				
	1	2	3	4	5
I	2,17078	2,232	2,497	1,63343	1,916
II	2,21502	2,032	2,497	1,80031	1,895
III	2,21312	2,297	2,276	1,80862	2,015
IV	2,14705	2,266	2,440	1,85083	1,89
V	2,21366	2,181	2,106	2,02036	1,82
VI	2,38147	2,171	2,039	1,99102	1,71
VII	1,98798	2,102	1,8524	1,98497	1,64
VIII	2,15592	2,107	2,116	1,84439	1,74
IX	2,02059	2,146	2,009	1,87527	1,83
X	2,10766	2,349	1,907	2,02123	1,71
XI	2,30199	2,339	1,886	2,04279	1,51
XII	2,2157	2,188	1,743	2,02968	1,67
$q_{год}(t)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	2,178	2,201	2,114	1,909	1,778
$q_{макс год}(t)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	2,381	2,349	2,497	2,043	2,005
$q_{мин год}(t)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.	1,988	2,032	1,743	1,633	1,51

Где,  $q_{год}(t)$  - среднегодовое значение дебита скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $q_{макс год}(t)$  - максимальное годовое значение дебита, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $q_{мин год}(t)$  - минимальное годовое значение дебита, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Вычисляя значения логарифмов  $\ln[q_{год}(t)]$ ,  $\ln[q_{мин год}(t)]$  и  $\ln[q_{макс год}(t)]$  и определяя коэффициенты разложения (2) в каждом случае, находим уравнения для расчета прогнозных дебитов  $q_{год}(t)$ ,  $q_{мин год}(t)$  и  $q_{макс год}(t)$ .

Ожидаемый срок службы  $t_{рен}$  скважины с дебитами, выше минимально рентабельного  $q_{рен}$  вычисляются по кубическому уравнению

$$V_r(t_n; t_{рен}) = 365 \cdot Q_0 \cdot \int_{t_n}^{t_{рен}} a \cdot e^{\alpha \cdot t + \beta \cdot t^2 + \gamma \cdot t^3} dt \approx 365 \cdot Q_0 \cdot \sum_{t=t_n}^{t_{рен}} q_{год}(t), \tag{4}$$

где  $t_n$  – номер последнего года наблюдения за скважиной (табл. 1,  $t_n = 5$ );

$t_{рен}$  – номер прогнозного года, в котором дебит скважины ещё остается выше минимально рентабельного.

Для исходных данных таблицы 1 уравнение (3) привело к значению  $t_{рен} \approx 11$  лет, значит, продолжительность рентабельной службы неокомской скважины равна 6 лет и до этого периода на ней нет необходимости проводить капитальный ремонт. Прогнозная оценка объема

$$\gamma \cdot t_{рен}^3 + \beta \cdot t_{рен}^2 + \alpha \cdot t_{рен} - \ln\left(\frac{q_{рен}}{a}\right) = 0, \tag{3}$$

где  $q_{рен}$  – безразмерное значение рентабельного дебита ( $q_{рен} = Q_{рен}/Q_0$ ).

Уравнение (3.42) также позволяет получить прогнозную оценку объема  $V_r(t_n; t_{рен})$  добычи газа за срок рентабельной службы скважины

$V_r(t_n; t_{рен})$  добычи газа за срок рентабельной службы скважины равна  $V_r(t_n; t_{рен}) \approx 211,3$  млн.м<sup>3</sup>.

Процедуру выборки промысловых данных о дебитах скважин из промысловых материалов, формирование таблиц (табл. 1), обработку данных по формулам (1), (2) и расчет по уравнению (3) времени рентабельной работы скважины и ожидаемой в соответствии с формулой (4) добычи газа за срок рентабельной работы можно

автоматизировать. С этой целью разработана Программа для ЭВМ «Прогноз производительности скважин на основании аппроксимации накопленных данных по дебитам» (Программа) [2], выполняющая все перечисленные действия. Пример расчета прогнозных промысловых параметров неокомской скважины в Программе приведен в таблице 2.

В Программе также предусмотрена возможность прогнозного расчета на срок, отличающийся от расчетного срока рентабельной работы скважины (табл. 2).

В соответствии с построенными прогнозами определяется код геолого-промыслового состояния скважины по времени рентабельной работы. Высокое (+1) значение параметра, характеризующего ожидаемый срок работы скважины с дебитом выше минимально рентабельного, присваивается скважинам, у которых  $t_{рен} > 5$  лет. Среднее значение (0) присваивается скважинам, у которых  $2 < t_{рен} \leq 5$  и низкое (-1) присваивается скважинам, у которых  $t_{рен} \leq 2$ .

Таблица 2

**Прогнозные промысловые параметры работы неокомской скважины**  
(базовый параметр  $Q_0 = 100$  тыс.м<sup>3</sup>/сут).

Исходные данные ГДП	Рассчитываемые параметры в Программе			
максимальное годовое значение дебита, $q_{макс год}(t)$ , (тыс. м <sup>3</sup> /сут.)	Ожидаемый срок службы с дебитом выше минимального рентабельного, лет	Ожидаемая добыча газа за срок рентабельной работы от извлеченного объема за период (5 лет), %	Ожидаемый объем добытого газа за указанное количество прогнозных лет (2 года), млн. м <sup>3</sup>	Ожидаемая добыча газа за заданный прогнозный период (5 лет) от извлеченного объема за период, %
50	6	56,9	103,9999423	27,86

По результатам вычисленных значений геолого-промыслового состояния скважины формируется диагностическая карта скважины, в нее заносятся текущие значения геолого-технических, геолого-промысловых и экономических параметров, характеризующих состояние ПЗП, эксплуатационных скважин и газосборной сети, а также прогнозное время достижения критических значений этих параметров.

По данным диагностической вычисляется итоговая рейтинговая оценка технического и геолого-промыслового состояния скважины по формуле

$$R = \sum_{i=1}^{12} \alpha_i \times f_i, \quad (5)$$

где  $f_i$  – нормированные значения параметров (-1, 0, +1);

$\alpha_i$  – весовые коэффициенты параметров, утверждаемые ГДП.

Отметим, что точные значения весовых коэффициентов  $\alpha_i$  зависят от конкретных условий месторождения, на которых может быть различная специфика влияния параметров на выбор скважин – кандидатов на КРС. По этой причине весовые множители  $\alpha_i$  для скважин каждого конкретного месторождения должны задаваться ГДП. Единственные ограничения, накладываемые на эти множители, связаны, во-первых, с необходимостью адекватного отображения степени значимости параметров в качестве критериев перевода скважины в стадию капитального ремонта и, во-вторых, с неизменностью множителей  $\alpha_i$  для всех скважин данного конкретного месторождения.

#### Заключение.

На основании выполненных исследований разрабатывается геолого-технологическая модель

газовой залежи в районе исследуемой скважины с определением динамики обводнения пласта и размещения остаточных запасов углеводородов, являющаяся основой выбора первоочередных скважин для капитального ремонта. Проведенные расчеты позволяют определить сроки рентабельной работы эксплуатационных газовых скважин на завершающем этапе разработки месторождений.

#### Список литературы.

1. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Исследования режимы движения газожидкостных потоков применительно к условиям эксплуатации обводняющихся газовых скважин. // Наука. Инновации. Технологии. -2020. -№2. -С. 7-26.
2. 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.
3. Уоллсис, Г. Одномерные двухфазные течения / Г. Уоллсис. – М.: Мир, 1972. – 440 с.
4. Одишария, Г. Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / Г. Э. Одишария, А. А. Точигин. – М.: ВНИИГаз, 1998. – 398 с.
5. Карнаухова В.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин [Текст] / В.Л.Карнаухова, Е.М.Пьянкова – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.
6. Гасумов Р.А., Толпаев В. А., Ахмедов К. С., Винниченко И. А. Среднесрочный прогноз дебитов добывающих скважин в среде MS Excel // НТЖ «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности» – № 7, 2012. – С. 32-36.

7. Гасумов Р.А. Аппроксимационные математические модели эксплуатационных свойств газовых скважин и их применение к расчетам прогнозных дебитов. /Гасумов Р.А., Толпаев В.А.,

Ахмедов К.С., Першин И.М., Гасумов Э.Р. //Нефтепромысловое дело. -2019. -№ 5 (005). -С. 53-59.