

УДК 622.276

**РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА
БРИГАД КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН (КРС)
НА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛЕ**

Кубрак М.Г.

*ЦДНГ-2, ОАО «Самотлорнефтегаз»,
г. Нижневартовск, Ханты-Мансийский АО-Югра
e-mail: kmg2005@rambler.ru*

Аннотация. *Описана методика расчета оптимального количества бригад капитального ремонта скважин (КРС) в пределах цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) и месторождения в целом на поздних стадиях разработки. Предложена и выведена формула зависимости успешности геолого-технических мероприятий (ГТМ) от количества проводимых ремонтов. Приведен расчет экономической эффективности, связанный с сокращением затрат на проведение ремонтов КРС. Выявлены причины и дано объяснение падения значения коэффициента успешности ГТМ при возрастании количества проводимых ремонтов КРС.*

Ключевые слова: *расчет количества бригад КРС в ЦДНГ, успешность ГТМ*

Большинство нефтяных месторождений Российской Федерации находятся на третьей или четвертой стадии разработки, для которых характерен падающий тренд годовой добычи нефти [1, 3, 6]. Иными словами, потери от истощения запасов и обводнения добываемой продукции превышают суммарные приросты от проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и бурения. Одним из способов поддержания текущего уровня добычи является увеличение количества ГТМ, проводимых силами бригад капитального ремонта скважин (КРС) в связи с относительно невысокой стоимостью и продолжительностью ремонта, а также со сравнительно просто предсказуемой эффективностью. Коэффициент успешности, определение которому будет дано ниже, при этом выбирается произвольно, и как ни парадоксально, не зависит от количества выполняемых ГТМ.

Классическая методика расчета необходимого количества бригад КРС исходит из прогнозируемой добычи на планируемый период и, соответственно, необходимого количества мероприятий с соответствующими приростами дебита по нефти [2]. Такой подход продиктован исключительно экономическими соображениями. Но у него есть один существенный недостаток: он не учитывает реальную потребность цехов добычи нефти и газа (ЦДНГ) и месторождения в целом в ГТМ. В частности, не учитывается фонд неработающих скважин ($Фонд_{н/р}$) и коэффициент бездействия фонда ($K_{б/д}$). Кроме того, руководствуясь только этой методикой теоретически можно предсказать бесконечно большую добычу, что явно не согласуется со здравым смыслом.

В данной статье предложена методика расчета оптимального количества бригад КРС в ЦДНГ, в основе которой заложено достижение запланированной успешности ГТМ.

Для описания методики необходимо ввести следующие основные определения, обозначенные ниже.

Нефтяной ремонт R \equiv это ремонт, направленный на достижение заранее запланированного дебита по нефти. Для краткости далее слово «нефтяной» будет опускаться.

Успешный нефтяной ремонт R_y – это ремонт, при проведении которого был достигнут или превзойден плановый дебит.

Коэффициент успешности α^* – отношение количества успешных ремонтов к общему количеству ремонтов и определяется как:

$$\alpha^* = \frac{R_y}{R} . \quad (1)$$

Средний прирост дебита на один ремонт q_n , т/рем.

Прирост дебита по нефти за месяц Q_n , т:

$$Q_n = R_y \cdot q_n . \quad (2)$$

Количество бригад Br – количество бригад КРС, работающих в одном ЦДНГ.

Выработка на 1 бригаду в месяц β , рем/Бр – отношение количества выполненных ремонтов к количеству бригад за месяц (в дальнейшем «выработка») [5]:

$$\beta = \frac{R}{Br} . \quad (3)$$

Объединяя (1) и (3), получаем формулу для вычисления коэффициента успешности α^* :

$$\alpha^* = \frac{R_y}{Br \cdot \beta} . \quad (4)$$

Например, если задать коэффициент успешности α^* , выработку β и средний прирост дебита на одну скважину q_n соответственно равными:

$$\alpha^* = 0,60 ; \beta = 1,7 \text{ рем/Бр} ; q_n = 10 \text{ т/рем} , \quad (5)$$

то можно построить следующие графики – рис. 1.

Линейная зависимость ожидаемого прироста дебита по нефти за месяц Q_n от количества проведенных ремонтов R математически предполагает возможность неограниченной компенсации потерь суточной добычи нефти. Для этого необходимо лишь нарастить количество бригад КРС, чем зачастую пытаются воспользоваться нефтяные компании. Но практика показывает, что запланированный эффект от ГТМ не достигается, так как при этом падает коэффициент успешности α^* .

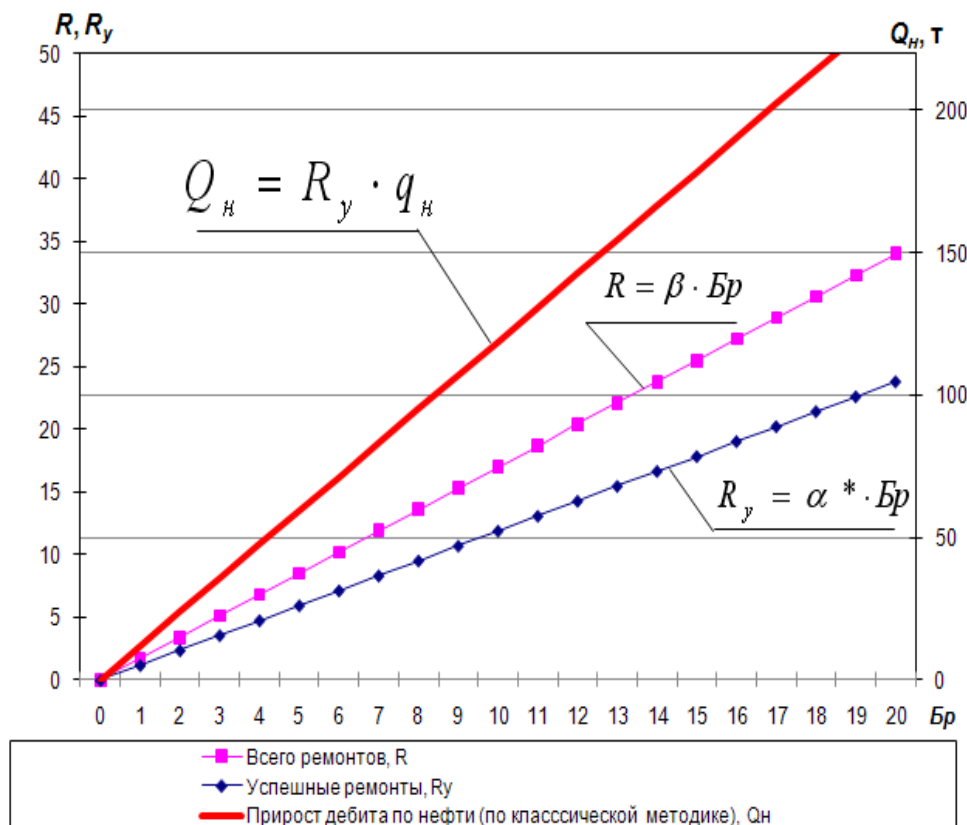


Рис. 1. Иллюстрация существующего подхода по расчету количества бригад КРС

Вызывает интерес тот факт, что в ЦДНГ-2 ОАО «Самотлорнефтегаз» при любом количестве бригад больше 8 не наблюдается расчетного прироста от выполненных ГТМ, а количество успешных ремонтов R_y за месяц является примерно постоянным (в среднем 7,7 успешных ремонтов за месяц), что отражено в табл. 1 и на рис. 2.

Рост числа бригад КРС к концу года объясняется попыткой ликвидировать появившееся отставание к годовому бизнес-плану по добыче нефти.

Особое внимание в табл. 1 следует обратить на следующие значения, выделенные красным:

7,7 – среднемесячное за год количество успешных ремонтов R_y ;

11,2 – среднемесячное за год количество бригад КРС $Бр$;

48,4 % - средняя за год успешность нефтяных ремонтов α^* , %.

Кроме того, если построить график зависимости количества бригад КРС от количества успешных ремонтов $f(x) = R_y(Бр)$ (рис. 3), аппроксимировать его и продолжить логически в правую и левую стороны, то можно увидеть некоторые особенности полученной кривой (рис. 4). Аппроксимация продолжения кривой $f(x) = R_y(Бр)$, проходящая через начало координат (0; 0), должна иметь наклонную асимптоту $f(x) = 0,26x + 5,55$.

Таблица 1. Статистика КРС ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» за 2010 год

Месяц 2010 года	Ремонты						Успешность нефтяных ремонтов α^* , %	Количество бригад КРС Бр
	Успешные ремонты R_y			Нефтяные ремонты R	Прочие ремонты (ПР к ЗБС, ремонты ППД, переводы в ППД, аварийные глушения и т.д.)	Всего		
	Эффективные ремонты (по которым достигнут плановый прирост)	Сверхэффективные ремонты (по которым превышен плановый прирост)	Всего					
Январь	4	2	6	12	3	15	50,0	10
Февраль	4	3	7	12	4	16	58,3	9
Март	3	3	6	14	2	16	42,9	9
Апрель	4	4	8	16	3	19	50,0	9
Май	5	3	8	19	7	26	42,1	9
Июнь	6	2	8	13	9	22	61,5	10
Июль	5	3	8	18	11	29	44,4	11
Август	4	2	6	17	3	20	35,3	12
Сентябрь	5	4	9	18	5	23	50,0	12
Октябрь	5	3	8	19	4	23	42,1	13
Ноябрь	6	3	9	15	14	29	60,0	16
Декабрь	7	2	9	17	5	22	52,9	14
В среднем за месяц	4,8	2,8	7,7	15,8	5,8	21,7	48,4	11,2
Всего за 2010 год			92	190	70	260		

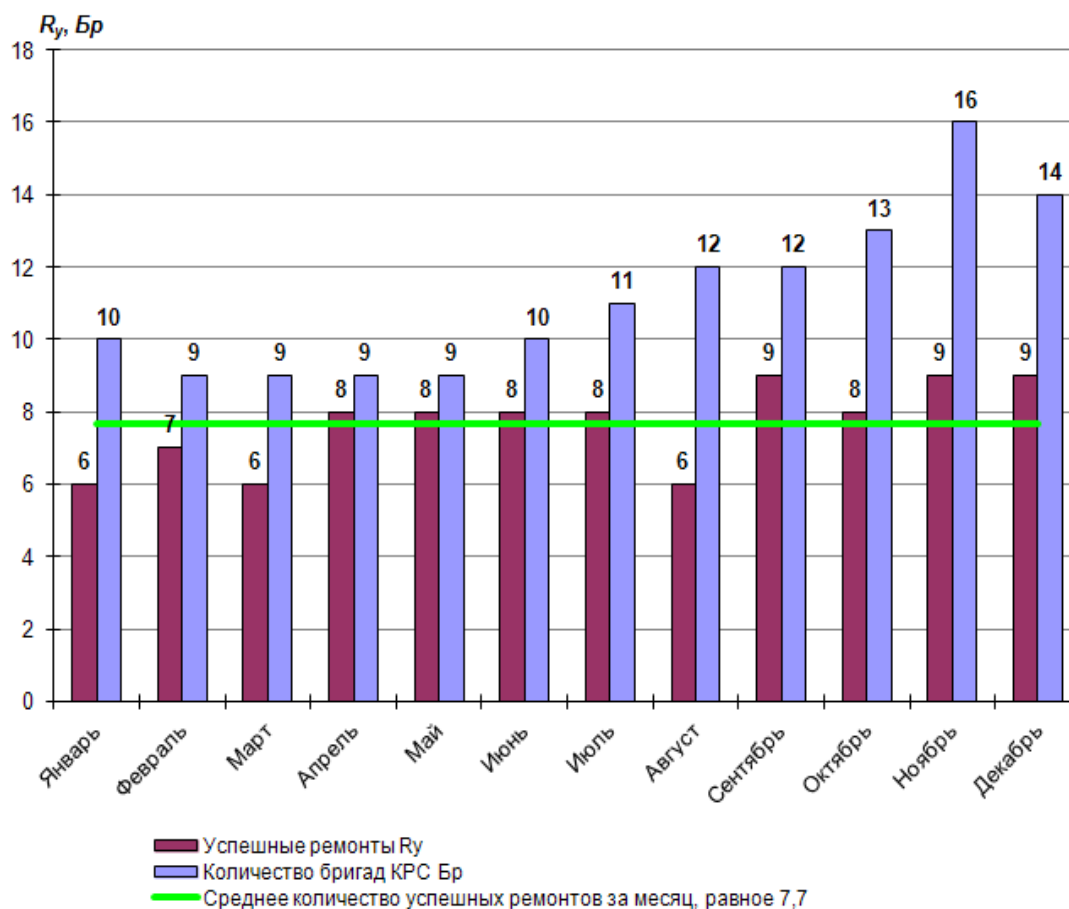


Рис. 2. Статистика ремонтов КРС ЦДНГ-2 ОАО «СНГ» за 2010 год

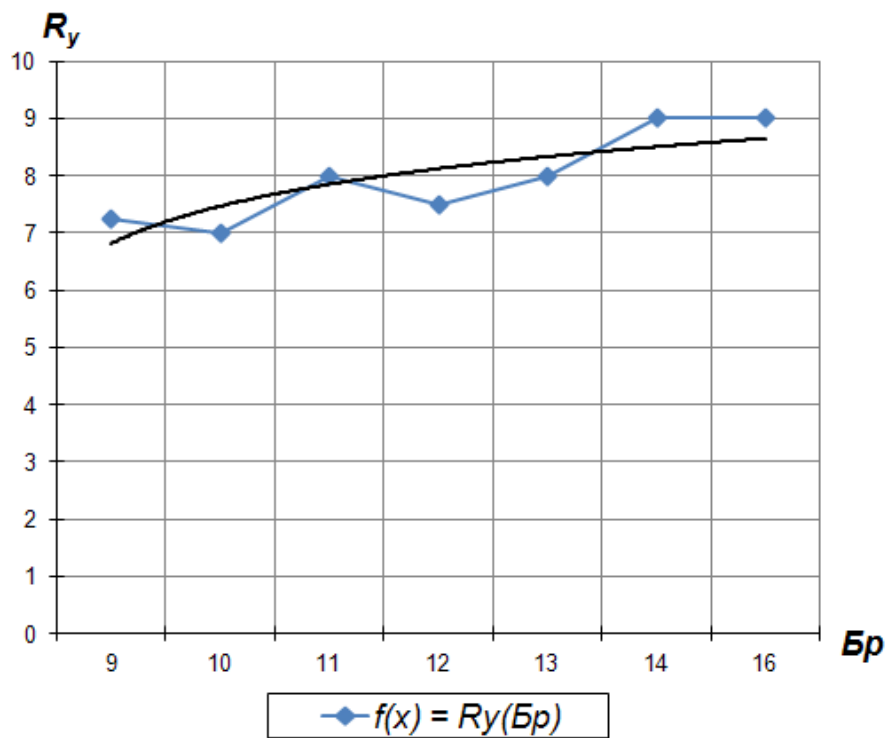


Рис. 3. График зависимости $f(x) = R_y(Bp)$

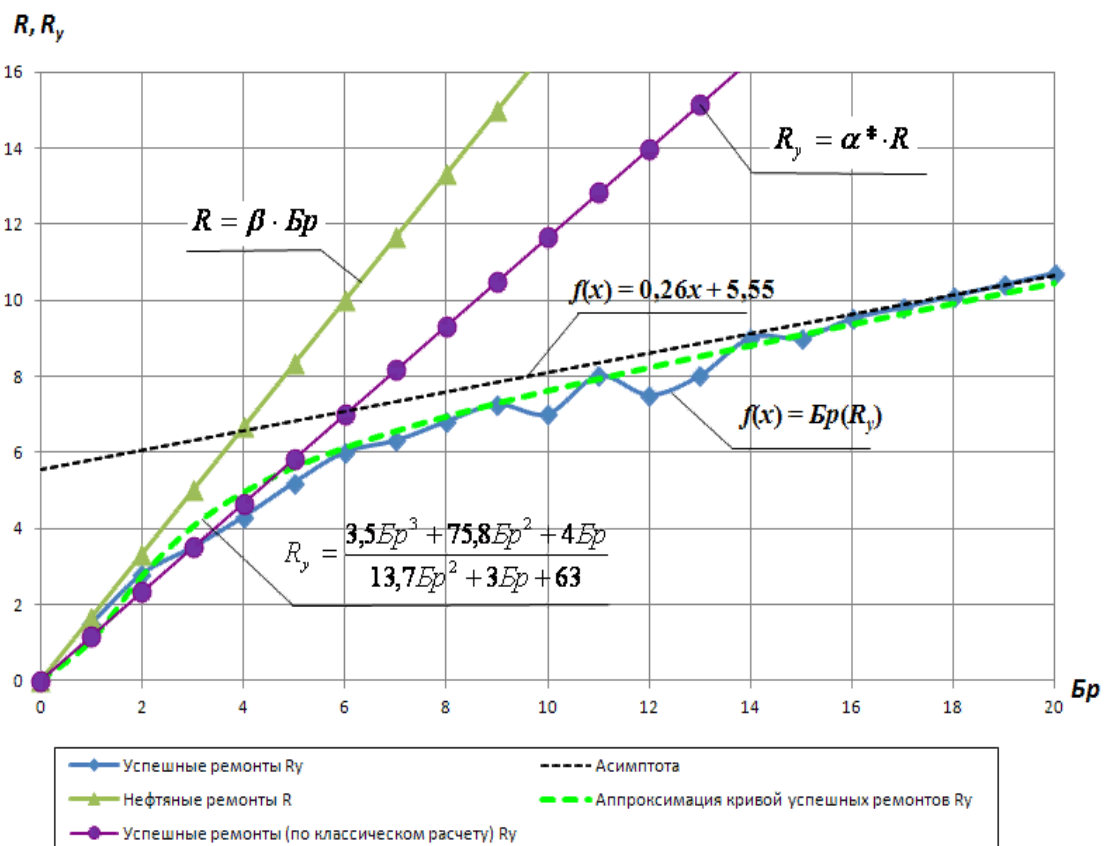


Рис. 4. Анализ графика зависимости $f(x) = R_y(Bp)$

Одной из основных идей, заложенных в основе описываемой методики расчета, является нелинейность зависимости количества успешных ремонтов R_y и, как следствие, коэффициента успешности α^* от количества бригад КРС Bp . Цель данной работы – нахождение формулы, описывающей поведение графика $f_1(x) = R_y(Bp)$ и $f_2(x) = \alpha^*(Bp)$, для чего проанализируем поведение кривой аппроксимации (зеленый цвет) на рис. 4.

Подобные заданные параметры с характерной дугой имеет кривая вида:

$$f(x) = \frac{R(x^{n+1})}{R(x^n)} = \frac{a_{n+1}x^{n+1} + a_nx^n + \dots + a_0}{b_nx^n + b_{n-1}x^{n-1} + \dots + b_0}, \text{ при } n \geq 2. \quad (6)$$

Для простоты расчетов примем $n = 2$ и вычислим значения коэффициентов $a_3, a_2, a_1, a_0, b_2, b_1, b_0$:

$$R_y(Bp) = f(x) = \frac{a_3x^3 + a_2x^2 + a_1x + a_0}{b_2x^2 + b_1x + b_0}. \quad (7)$$

При $x = 0$ и $f(x) = 0$:

$$f(x) = \frac{a_3 \cdot 0^3 + a_2 \cdot 0^2 + a_1 \cdot 0 + a_0}{b_2 \cdot 0^2 + b_1 \cdot 0 + b_0} = 0, \quad (8)$$

откуда:

$$a_0 = 0. \quad (9)$$

Используя метод наименьших квадратов [4], находим следующие коэффициенты:

$$\begin{aligned} a_3 &= 3,5; \\ a_1 &= 4; \\ b_1 &= 3; \\ b_0 &= 63. \end{aligned} \quad (10)$$

По коэффициентам асимптотической прямой, найдя производную $f'(x)$, получаем значения коэффициентов a_2, b_2 :

$$\begin{aligned} a_2 &= 75,8; \\ b_2 &= 13,7. \end{aligned} \quad (11)$$

Подставляя (9), (10), (11) в (7) в итоге получаем:

$$f(x) = \frac{3,5x^3 + 75,8x^2 + 4x}{13,7x^2 + 3x + 63}$$

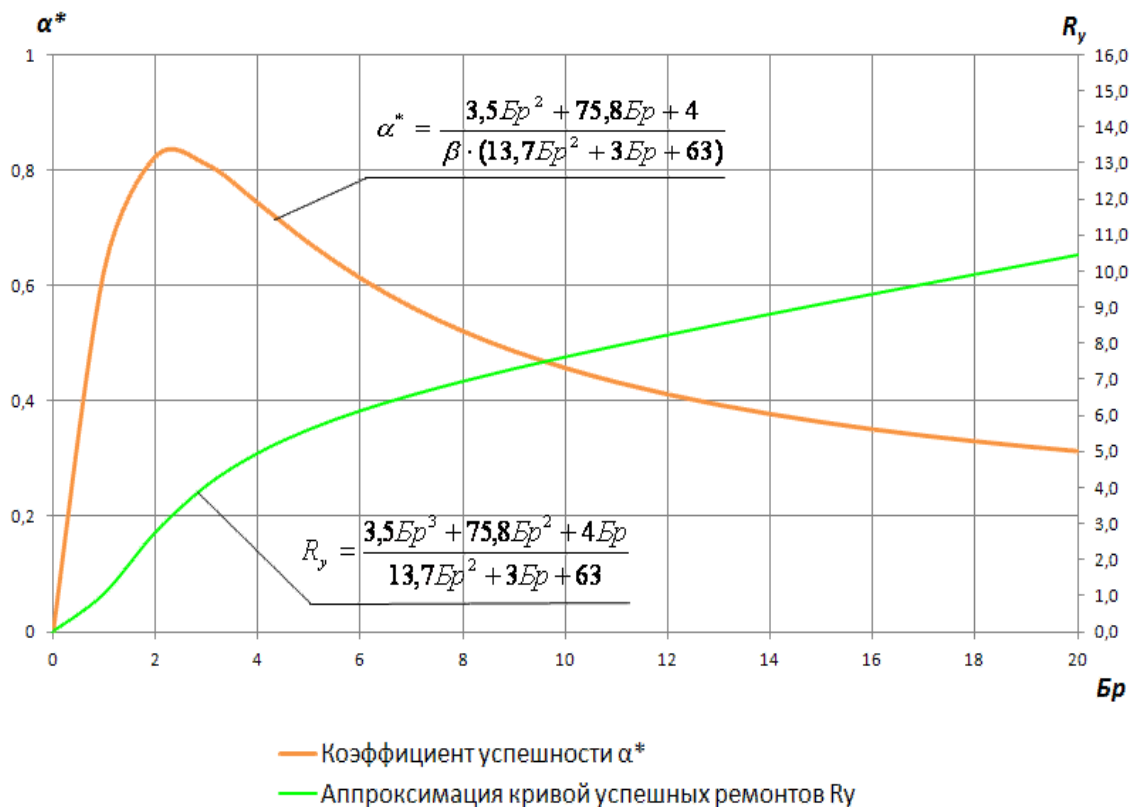
или

$$R_y(Bp) = \frac{3,5Bp^3 + 75,8Bp^2 + 4Bp}{13,7Bp^2 + 3Bp + 63}. \quad (12)$$

Учитывая (4), получаем формулу для расчета коэффициента успешности α^* :

$$\alpha^*(Bp) = \frac{3,5Bp^2 + 75,8Bp + 4}{\beta \cdot (13,7Bp^2 + 3Bp + 63)}. \quad (13)$$

Построим графики полученных зависимостей $f_1(x) = R_y(Bp)$ и $f_2(x) = \alpha^*(Bp)$ (рис. 5).

Рис. 5. Графики $f_1(x) = R_y(Br)$ и $f_2(x) = \alpha^*(Br)$

Рассмотрим уравнение асимптоты и определим его коэффициенты:

$$f(x) = kx + b = 0,26x + 5,55. \quad (14)$$

Было замечено, что коэффициенты асимптоты (14) с высокой точностью можно вычислить по следующим формулам, используя пропорцию Золотого сечения $\frac{1+\sqrt{5}}{2} = 1,618$:

$$k = 1,618 \cdot \frac{K_{\delta/d}(\%)^{\frac{1}{\ln(1,618)}}}{\text{Фонд}_{\delta/d}}, \quad (15)$$

$$b = \sqrt{K_{\delta/d}(\text{доли}) \cdot \exp(-1,618)}$$

где $K_{\delta/d}(\%)$, $K_{\delta/d}(\text{доли})$ – коэффициент неработающего фонда соответственно в процентах и долях;

Фонд_{нр} – количество неработающих скважин, в том числе бездействие, пьезометрия, консервация.

Таким образом, имеются все данные и формулы для расчета оптимального количества бригад в ЦДНГ Br_{opt} . Коэффициент успешности α^* принимается равным 0,70, так как именно такое значение закладывается в КПЭ заместителя начальника - ведущего геолога ЦДНГ.

Средняя продолжительность ремонта КРС – 333 ч, из которых нефтяных будет 76 % (по статистике предыдущих лет). Выработка на 1 бригаду в месяц:

$$\beta = \frac{0,76 \cdot 365 \text{ сут}}{12 \text{ мес} \cdot 333 \text{ ч}} = 1,7 \text{ рем/Бр}.$$

Подставляем найденную выработку в (13) и находим оптимальное количество бригад:

$$\alpha^*(\text{Бр}) = \frac{3,5 \text{ Бр}^2 + 75,8 \text{ Бр} + 4}{\beta \cdot (13,7 \text{ Бр}^2 + 3 \text{ Бр} + 63)} = \frac{3,5 \text{ Бр}^2 + 75,8 \text{ Бр} + 4}{1,7 \cdot (13,7 \text{ Бр}^2 + 3 \text{ Бр} + 63)} = 0,7 \Rightarrow \text{Бр} = 4,6$$

с учетом прочих ремонтов:

$$\text{Бр}_{\text{опр}} = \frac{4,6}{0,76} = 6,1.$$

Округляя до большего целого, оптимальное количество бригад КРС равно:

$$\text{Бр}_{\text{опр}} = 7.$$

Рассчитаем суммарный прирост дебита нефти за месяц Q_n по КРС при существующих 15 бригадах и оптимальных 7, объединяя формулы (1), (2), (3):

$$\begin{aligned} Q_n &= \alpha^* \cdot \beta \cdot q_n \cdot \text{Бр}; \\ Q_n(7) &= \alpha^*(7) \cdot \beta \cdot q_n \cdot \text{Бр} = 0,56 \cdot 1,7 \text{ рем/Бр} \cdot 10 \text{ т/рем} \cdot 7 = 66,6 \text{ т} \end{aligned} \quad (16)$$

или 5,6 т/рем при 11,9 ремонтах за месяц.

$$Q_n(15) = \alpha^*(15) \cdot \beta \cdot q_n \cdot \text{Бр} = 0,36 \cdot 1,7 \text{ рем/Бр} \cdot 10 \text{ т/рем} \cdot 15 = 91,8 \text{ т}$$

или 3,6 т/рем при 25,5 ремонтах за месяц.

Итого получаем: сокращение бригад КРС на $\Delta \text{Бр} = -8$ при уменьшении прироста дебита по нефти за месяц на $\Delta Q_n = -25,2$ т.

Простейший экономический расчет проведем следующим образом:

– сокращение расходов на оплату работ 8 бригад КРС $\Delta \$_{\text{КРС}}$:

$$\Delta \$_{\text{КРС}} = -8 \text{ Бр} \cdot 4500 \text{ руб/ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 30,4 \text{ сут} \approx -26,3 \text{ млн.руб.},$$

где: 4500 руб/ч – стоимость бригадо-часа;

30,4 сут – среднее количество дней в месяце в году.

– потери прибыли от уменьшения прироста дебита по нефти за месяц $\Delta \$_{Q_n}$:

$$\Delta \$_{Q_n} = -25,2 \text{ т} \cdot \frac{70 \text{ USD/барр} \cdot 6,3 \text{ барр/м}^3}{0,844 \text{ т/м}^3} \cdot 28 \text{ руб/USD} \cdot 30,4 \text{ сут} \approx -11,6 \text{ млн.руб.}$$

где: 70 USD/барр – стоимость нефти;

0,844 т/м³ – средняя плотность нефти Самотлорского месторождения;

6,3 барр/м³ – переводный коэффициент;

28 руб/USD – курс «рубль-доллар».

По приведенному расчету расходов на КРС $\Delta \$_{\text{КРС}}$ и потерь прибыли от уменьшения дебита нефти $\Delta \$_{Q_n}$ видно, что возможно сокращение издержек $\Delta \$$ на:

$$\Delta \$ = \Delta \$_{\text{КРС}} - \Delta \$_{Q_n} = -26,3 - (-11,6) = -14,7 \text{ млн. руб. в месяц.}$$

Возвращаясь к рис. 1, сравниваем полученные данные прироста дебита по нефти за месяц Q_n по классической (линейной) и предложенной (нелинейной) методикам расчета, в зависимости от количества бригад КРС Br (рис. 6).

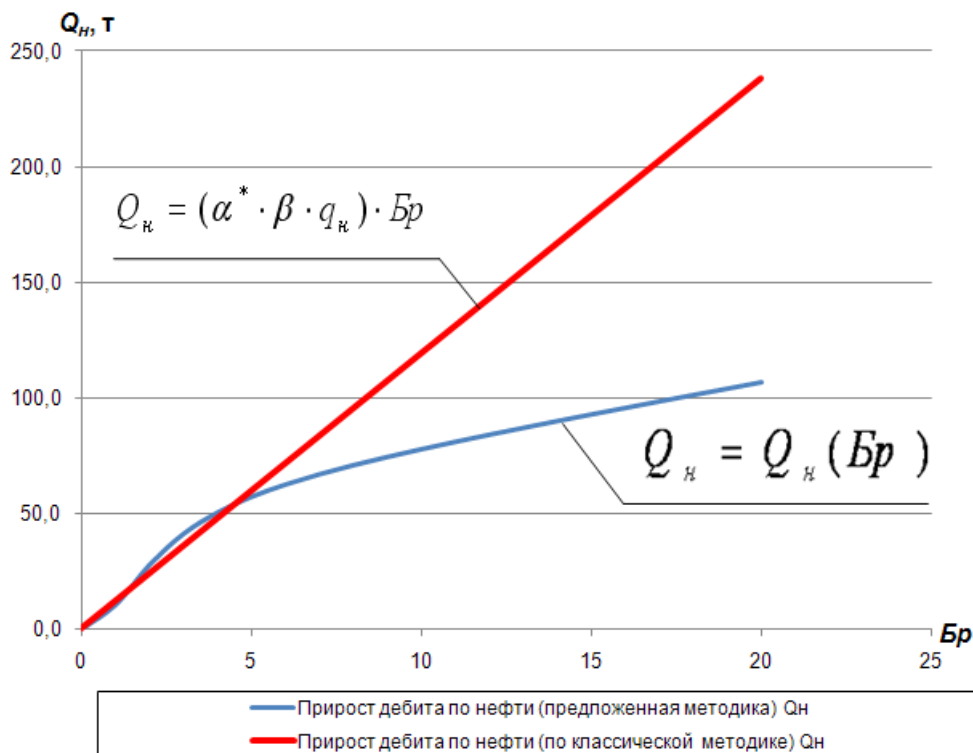


Рис. 6. Сравнение классической (линейной) и предложенной (нелинейной) методик расчета прироста дебита по нефти за месяц Q_n в зависимости от количества бригад КРС Br

При количестве бригад КРС $Br \leq 5$ значения Q_n по классической и предложенной методиками схожи. Дельта, возникающая между графиками на рис. 6 при количестве бригад КРС $Br > 5$ объясняется тем, что коэффициент успешности α^* не является константой, а описывается по формуле (17) и зависит от количества бригад КРС Br и, следовательно, от количества выполняемых ремонтов R :

$$\alpha^*(Br) = \frac{a_3 Br^2 + a_2 Br + a_1}{\beta \cdot (b_2 Br^2 + b_1 Br + b_0)} \quad (17)$$

Падение коэффициента успешности α^* при возрастании числа бригад КРС Br (т.е. количества выполняемых ГТМ) объясняется по следующим причинам:

- лимитированность фонда скважин, на которых возможно проведение эффективных ГТМ;
- сокращение времени, необходимого на поиск мероприятий, расчет рисков и планируемых дебитов.

Сокращение количества мероприятий приведет к сокращению потерь добычи нефти за месяц из-за истощения запасов и обводнения продукции, так как из практики известно, что 75 - 80 % таких потерь приходится на скважины, на которых проводился какой-либо ГТМ в текущем скользящем году. Следовательно, потери прибыли от уменьшения прироста дебита по нефти ΔS_{On} по факту будут меньше, чем по вышеприведенному расчету, так как частично они компенсируются за счет меньших потерь по истощению и обводнению.

Достичь 100 %-ой успешности невозможно: при ремонте скважины всегда существует вероятность возникновения осложнений, аварий или иных отклонений от плана, которые могут привести к отрицательному результату. На заключительных стадиях разработки месторождений успешность ГТМ при КРС, равную 60 - 70 %, следует признать отличным результатом. Но при этом необходимо учитывать, что качество выполняемых мероприятий непосредственно зависит от их количества вследствие причин, описанных выше. Математическая интерпретация этого тезиса выражается формулой (17).

Литература

1. Дмитриевский А.Н. Высокие технологии нефтяной и газовой промышленности – основа ускоренного инновационного развития экономики России // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: докл. III Международ. науч. симпозиума. Москва, 2011. Т. 1. С. 4 - 6.
2. Должностная инструкция заместителя начальника - ведущего геолога ЦДНГ. Нижневартовск: ОАО «Самотлорнефтегаз», 2010. 8 с.
3. Жданов С.А., Сутормин С.Е. Анализ эффективности эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений на поздней стадии разработки // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: докл. III Международ. науч. симпозиума. Москва, 2011. Т. 1. С. 82 - 90.
4. Каханер Д., Моулер К., Нэш С. Численные методы и программное обеспечение. М.: Мир, 2001. 575 с.
5. Крайнова Э.А., Андреев А.Ф. Организация производства (на предприятиях нефтегазового комплекса): учеб. пособие. М.: Недра, 2010. 250 с.
6. Шмаль Г.И. Не только аплодисменты. К итогам 2010 года // Бурение и нефть. 2011. № 3. С. 3 - 8.

CALCULATION OF THE OPTIMAL QUANTITY OF WORKOVER TEAMS WITHIN AN OIL AND GAS FIELD

M.G. Kubrak

Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk, Russia

e-mail: kmg2005@rambler.ru

Abstract. *The method of calculation of the optimal amount of workover teams within an oil and gas production shop or a field as a whole in final stages of the development is described in the article. The formula of the dependence between a success of geological-technical actions and an amount of carried out repairs is derived and offered for use. The calculation of economic efficiency connected with the reduction of charges for the workovers' fulfillment is represented. The causes are defined and the explanation of the decrease of the geological-technical actions ratio as a result of the increase carried out workover jobs is shown.*

Keywords: *calculation of the amount of workover teams within an oil and gas production shop, success of geological-technical actions*

References

1. Dmitrievskii A.N. Vysokie tekhnologii neftyanoi i gazovoi promyshlennosti – osnova uskorennoogo innovatsionnogo razvitiya ekonomiki Rossii (The high tech of oil and gas industry - a basis of the accelerated innovative evolution of Russian economy). *Proceedings of III International science symposium “Enhanced Oil recovery - theory and practice”*, Moscow, 20-21.09.2011, Vol. 1, pp. 4-6.
2. Dolzhnostnaya instruktsiya zamestitelya nachalnika - veduschego geologa TsDNG (The job description of a deputy head - senior geologist of an oil and gas production workshop). Nizhnevartovsk: «Samotlorneftegaz» JSC, 2010. 8 p.
3. Zhdanov S.A., Sutormin S.E. Analiz effektivnosti ekspluatatsii mnogo-plastovykh neftyanykh mestorozhdenii na pozdnei stadii razrabotki (Analysis of operational efficiency multilayer oil fields in the late stage of development). *Proceedings of III International science symposium “Enhanced Oil recovery - theory and practice”*, Moscow, 20-21.09.2011, Vol. 1, pp. 82-90.
4. Kahaner D., Moler K., Nash S. Chislennyye metody i programmnoe obespechenie. Moscow: Mir, 2001. 575 p. (Translated from David K. Kahaner, Cleve Moler, and S.G. Nash, Numerical Methods and Software, Prentice-Hall, 1989. 495 p.).
5. Krainova E.A., Andreev A.F. Organizatsiya proizvodstva (na predpriyatiyakh neftegazovogo kompleksa): ucheb. posobie (The organization of production (oil and gas companies)). Moscow: Nedra, 2010. 250 p.
6. Shmal' G.I. Ne tol'ko aplodismenty. K itogam 2010 goda (Not only applauses. The results of 2010 year). *Burenie i neft*, 2011, Issue 3, pp. 3-8.