

Тамара Леонидовна ВИДОВСКАЯ¹

УДК 681.31

**ОПТИМИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ
ПРОСТРАНСТВЕННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ
КОМПЛЕКСАМИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТОВ НА ОСНОВЕ
МОДЕЛЕЙ СТАРЕНИЯ И ПРОФИЛАКТИКИ***

¹ директор департамента разработки,
Кубанская нефтегазовая компания (г. Краснодар)
tomiko@list.ru

Аннотация

Целью работы является оптимизация управления пространственно-распределенными комплексами в нефтегазодобыче при проведении ремонтов. Проведена адаптация моделей профилактического обслуживания при выборе оптимальной стратегии проведения ремонтного обслуживания нефтегазодобывающих скважин. Исследованы зависимости выбора межремонтного периода для постепенных отказов по различным критериям оптимальности, учитывающим время на проведение ремонтов, их стоимость, характер изменения интенсивности внезапных отказов и падения дебита скважины.

Ключевые слова

Модели профилактики и старения, постепенные и внезапные отказы скважин, предупредительные ремонты, критерии выбора межремонтного периода при проведении предупредительных ремонтов.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-138-146

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 17-02-00475-ОГН).

Цитирование: Видовская Т. Л. Оптимизация управления пространственно-распределенными комплексами в нефтегазодобыче при проведении ремонтов на основе моделей старения и профилактики / Т. Л. Видовская // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 1. С. 138-146.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-138-146

Надежная работа эксплуатационных скважин при добыче нефти и газа во многом зависит от правильно выбранной стратегии проведения их ремонтов. В терминах моделей профилактического обслуживания можно разделить все отказы на внезапные, ведущие к остановке работы скважины и требующие проведения текущего ремонта, и постепенные.

Существование постепенных отказов наряду с внезапными означает, что нефтегазодобывающая скважина подвержена старению. Проведение предупредительных обновляющих ремонтов, бесполезных в случае пуассоновских потоков отказов, уменьшит ожидаемые потери в системе и улучшит показатели функционирования объекта. Старение скважины выражается в том, что некоторый основной параметр системы постепенно, а не скачкообразно, выходит за установленные пределы. Таким параметром может быть, например, содержание песка в добываемой продукции из-за постепенного разрушения призабойной зоны. Увеличение содержания песка может вести к возрастанию интенсивности внезапных отказов, к росту числа смен истирающихся частей штанговых насосов. Или в качестве такого параметра может выступать падающий отбор нефти или газа из скважины, например, из-за увеличения обводненности продукции.

Целью работы является исследование различных показателей качества при оптимизации межремонтного периода и проведении предупредительных обновляющих ремонтов на базе моделей профилактического обслуживания [2] и моделей старения [1, 3].

В нефтегазодобыче между внезапными и постепенными отказами, а также ремонтами, призванными их ликвидировать, можно выделить следующие различия:

- *По распределению момента отказа.* Для первого потока проведение восстановительного ремонта может потребоваться в случайный момент времени; для второго потока ремонт, в принципе, может проводиться в заранее запланированный момент, причем сам момент может быть случайным, т. е. плановый восстановительный ремонт назначается через время τ , получаемое как реализация случайной величины μ с законом распределения $G(X)$.
- *По глубине восстановления.* После восстановительной работы по первому потоку обновляется лишь часть системы, произведенный ремонт не оказывает влияния на отказы второго потока. Такой ремонт в теории надежности получил название минимального. После восстановительной работы второго потока система может полностью обновиться и приобрести свои первоначальные свойства (обновляющий ремонт).
- *По взаимозависимости отказов.* Часто постепенные отказы являются первичными по отношению к внезапным, а также они служат их причиной (как в уже приведенном выше примере с содержанием песка в добываемой продукции).

Выделение минимальных и обновляющих ремонтов скважины среди прочих позволяет использовать модели профилактики. Функционирование системы характеризуется существованием точек регенерации процесса, т. е. обновляющий ремонт

возвращает параметры системы к исходному состоянию. При выборе стратегии проведения обновляющих ремонтов можно ограничиться рассмотрением только времени регенерации, т. е. периода между двумя точками процесса, а также использовать модели предупредительной замены. Предупредительной замене отказавшего элемента на новый будет соответствовать проведение обновляющего ремонта.

Далее, характер распределения времени ремонтов скважины отвечает условиям теоремы В. А. Каштанова [1], из которой вытекает, что целесообразно назначать предупредительные восстановительные работы (в нашем случае плановые обновляющие ремонты) через неслучайные периоды $T, 2T, 3T$ и т. д. Оптимальный межремонтный период $T_{\text{опт}}$ может быть выбран по различным показателям качества для оценки функционирования скважин.

Помимо максимума коэффициента технической готовности K_r , показывающего долю времени, которую скважина провела в работоспособном состоянии при длительной эксплуатации, или вероятность застать скважину в работоспособном состоянии в произвольный момент времени при установившемся режиме, в качестве критериев оптимизации могут быть использованы: минимум затрат (потерь) в единицу времени $S(\tau)$; максимум среднесуточной (среднегодовой) добычи продукции за период $A(\tau)$; максимум среднесуточной (среднегодовой) добычи продукции на рубль затрат $B(\tau)$.

Указанные критерии, определенные на периоде регенерации, будут иметь вид:

$$K_r(T) = \frac{T}{T+T_2 \int_0^T \lambda(x) dx + T_3}; \quad S(T) = \frac{c_1 T + c_2 \int_0^T \lambda(x) dx + c_3}{T + T_2 \int_0^T \lambda(x) dx + T_3};$$

$$A(T) = \frac{\int_0^T Q(t) dt}{T + T_2 \int_0^T \lambda(x) dx + T_3}; \quad B(T) = \frac{\int_0^T Q(t) dt}{c_1 T + c_2 \int_0^T \lambda(x) dx + c_3}.$$

где T_2, T_3 — матожидания длительностей минимального и обновляющего ремонтов; $\lambda(x)$ — возрастающая функция интенсивности внезапных отказов скважины; C_1 — затраты в единицу времени на содержание скважины в рабочем состоянии; C_2, C_3 — стоимости минимального и планового обновляющего ремонтов; $Q(t)$ — убывающая зависимость дебита скважины от времени.

Значение оптимального межремонтного периода $T_{\text{опт}}$ определяется из уравнения, полученного при приравнивании нулю производной по времени для выбранного критерия оптимальности.

Руководствуясь дополнительными представлениями, можно провести анализ оптимального межремонтного периода по различным критериям качества.

Как подтверждено в работах отдельных исследователей [4], интенсивность отказов внутрискважинного оборудования, т. е. интенсивность потока требований на минимальный ремонт, является возрастающей функцией и хорошо приближается вейбулловским распределением: $\lambda(t) = \gamma \beta t^{\beta-1}$, $\beta > 1$.

В этом случае из уравнения для нулевого значения производной по критерию максимума коэффициента технической готовности можно найти аналитическое выражение для оптимального межремонтного периода:

$$T_{\text{опт}} = \left[\frac{T_3}{T_2 \gamma (\beta - 1)} \right]^{\frac{1}{\beta}}$$

Для дальнейшего анализа были использованы параметры, рассчитанные на основе обобщенных данных по ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Построение графиков и аналитическое исследование функций было проведено в пакете Advanced Grapher версии 2.2.

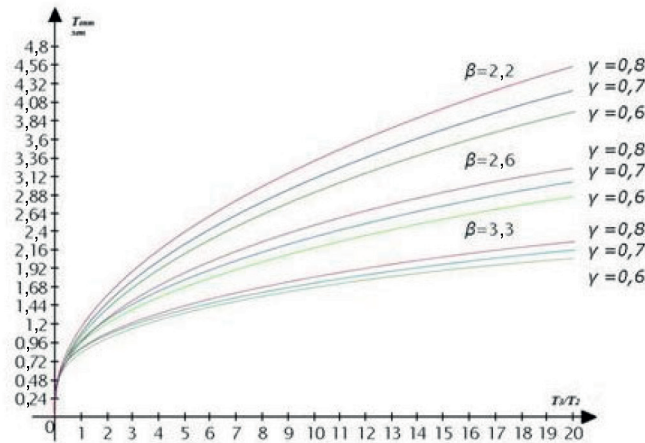


Рис. 1. Зависимость оптимального межремонтного периода $T_{\text{опт}}$ от соотношения длительности ремонтов по критерию максимума коэффициента технической готовности $K_r(T)$

Fig. 1. The dependence of the optimum period $T_{\text{опт}}$ on the duration ratio of repairs according to the criterion of the maximum technical readiness ratio $K_r(T)$

Величина T_3/T_2 показывает соотношение между временем планового обновляющего ремонта и временем минимального ремонта. На рис. 1 приведены графики, по которым можно определить $T_{\text{опт}}$ в зависимости от T_3/T_2 при различных соотношениях β и γ по критерию $K_r(T)$. Как видно из графиков, когда плановый обновляющий ремонт имеет характер профилактики со временем, которое меньше времени самого минимального ремонта, малые изменения T_3/T_2 приводят к значительному изменению $T_{\text{опт}}$. При $T_3 > T_2$, когда плановый обновляющий ремонт является по существу длительным капитальным ремонтом, влияние изменения T_3/T_2 сказывается меньше. Быстро стареющие системы с большим β имеют более короткий оптимальный межремонтный период. Кроме того, $T_{\text{опт}}$ изменяется обратно пропорционально γ .

$T_{\text{опт}}$ по критерию минимума затрат (потерь) в единицу времени $S(\tau)$ определяется из нулевого уравнения для производной по этому критерию:

$$\frac{\gamma}{T_3} (\beta - 1) \left(C_1 - \frac{C_2}{T_2} \right) T^\beta + \left(\frac{C_3}{T_3} - \frac{C_2}{T_2} \right) T^{\beta-1} - \frac{1}{T_2} \left(C_1 - \frac{C_3}{T_3} \right) = 0,$$

где $\frac{C_2}{T_2}, \frac{C_3}{T_3}$ — это удельные стоимости капитального (обновляющего) и текущего (минимального) ремонта в единицу времени. Отметим, что стоимости бригадо-

часа текущего и капитального ремонтов являются для нефтедобывающего предприятия плановыми нормативами. В случае, когда стоимость бригадо-часа обновляющего ремонта близка к стоимости бригадо-часа текущего ремонта, что допустимо при плановых профилактических работах, т. е. $\frac{C_3}{T_3} \approx \frac{C_2}{T_2}$, $T_{\text{опт}}$ по критерию минимума удельных затрат близок к $T_{\text{опт}}$ по критерию максимума коэффициента технической готовности.

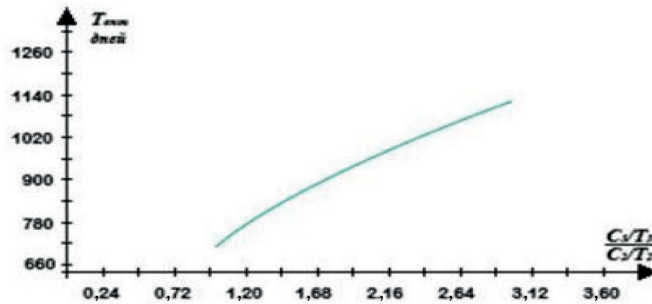


Рис. 2. Зависимость оптимального межремонтного периода $T_{\text{опт}}$ от соотношения удельных затрат на проведение обновляющего и минимального ремонтов по критерию минимума удельных затрат $\min S(\tau)$

Fig. 2. The dependence of the optimum period $T_{\text{опт}}$ on the ratio of unit costs for renewing and minimum repairs according to the criterion of minimum unit costs $S(\tau)$

В общем случае с ростом превышения стоимости бригадо-часа капитального ремонта над стоимостью бригадо-часа текущего ремонта оптимальный межремонтный период увеличивается (рис. 2).

Оба рассмотренных выше критерия не отражают материального результата функционирования скважины, т. е. добытой продукции. Обновляющие ремонты могут потребоваться не только в связи с увеличением опасности внезапных отказов, но и в связи с падением дебита. В этом случае обновляющий ремонт призван восстановить исходный дебит скважины.

Для анализа воспользуемся часто применяемым приближением падения дебита скважины $Q(t)$ во времени, полученным на основе эмпирических данных:

$Q(t) = Q_0 \left[1 - \left(\frac{t}{t_0} \right)^\omega \right]$, где Q_0 — начальный дебит скважины; t_0 — время полного истощения неремонтируемой скважины; ω — параметр показательной функции, отражающий скорость падения дебита, $\omega > 1$.

$T_{\text{опт}}$ по критерию максимума среднегодовой добычи нефти $A(\tau)$ определяется из следующего уравнения:

$$T_2 \gamma (\beta - \omega - 1) T^{\beta + \omega} + T_2 \gamma (1 - \beta) (\omega + 1) t_0^\omega T^\beta - \omega T^{\omega + 1} - T_3 (\omega + 1) T^\omega + T_3 t_0^\omega (\omega + 1) = 0.$$

Оптимальный межремонтный период $T_{\text{опт}}$ сокращается при росте параметров вейбулловского распределения β и γ , указывающих на увеличение интенсивности внезапных отказов. Рост соотношения T_3/T_2 ведет к сокращению $T_{\text{опт}}$.

$T_{\text{опт}}$ по критерию максимума среднесуточной (среднегодовой) добычи продукции на рубль затрат $B(\tau)$ будет решением уравнения:

$$C_2\gamma(\omega + 1 - \beta)T^{\beta+\omega} + C_2\gamma(\beta - 1)(\omega + 1)t_0^\omega T^\beta + C_1\omega T^{\omega+1} + C_3(\omega + 1)T^\omega - C_3t_0^\omega(\omega + 1) = 0.$$

С ростом ω асимптотически $T_{\text{опт}}$ стремится к пределу. При увеличении стоимости C_3 обновляющего капитального ремонта $T_{\text{опт}}$ возрастает, а при росте стоимости C_2 минимального текущего ремонта $T_{\text{опт}}$ снижается.

Для сравнения произведем перекрестные расчеты по разным критериям для оптимального межремонтного периода $T_{\text{опт}}$ по выборочным характеристикам текущих и капитальных ремонтов нефтедобывающих скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз».

Таблица 1

Расчеты оптимального межремонтного периода работы скважины по различным критериям оптимальности

Table 1

Calculations of the optimal period between overhauls of the well according to various criteria of optimality

Критерий	$T_{\text{опт}}$, лет	$A(T)$, тыс. т/год	$B(T)$, т/руб.
max $A(\tau)$	0,947 8	9,509 1	0,010 9
max $B(\tau)$	2,032 8	9,202 8	0,013

Как видно из таблицы 1, учет затрат на поддержание работоспособного состояния скважины увеличил $T_{\text{опт}}$ в 2,145 раза. При этом ожидаемый среднесуточный дебит скважины уменьшился на 3,2%, однако добыча газа на рубль затрат увеличилась на 19,3%. Если в первом случае между двумя плановыми обновляющими ремонтами производилось в среднем 0,52 минимальных ремонта, то во втором случае число минимальных ремонтов возросло до 3,8. Ожидаемое календарное время между обновляющими ремонтами составит в первом случае 358,2 сут., а во втором — 760,8 сут. Дебит скважины в момент производства планового обновляющего ремонта составит соответственно 26,26 т/сут. и 23,22 т/сут., т. е. по сравнению с первоначальным произойдет падение дебита на 4,2% и на 15,2%.

Заключение

1. Модели профилактического обслуживания и модели старения адаптированы к процессу ремонтного обслуживания скважин.

2. Исследованы зависимости выбора межремонтного периода для постепенных отказов по различным критериям оптимальности, учитывающим время на проведение ремонтов, их стоимость, характер изменения интенсивности внезапных отказов и падения дебита скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барзилович Е. Ю. Некоторые математические вопросы теории обслуживания сложных систем / Е. Ю. Барзилович, В. А. Каштанов. М.: Советское радио, 1971. 272 с.
2. Герцбах И. Б. Модели профилактики / И. Б. Герцбах. М.: Советское радио, 1969. 214 с.
3. Каштанов В. А. Теория надежности сложных систем / В. А. Каштанов, А. И. Медведев. М.: Физматлит, 2010. 608 с.
4. Кучумов Р. Я. Анализ байесовской оценки показателя надежности установок ЭЦН / Р. Я. Кучумов, А. Г. Меньшиков, С. В. Наместников и др. // Сборник научных трудов кафедры «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». Тюмень: Вектор Бук, 2003. Выпуск 4. С. 171-179.

Tamara L. VIDOVSKAYA¹

UDC 681.31

**OPTIMIZING MANAGEMENT OF SPATIALLY
DISTRIBUTED COMPLEXES IN OIL
AND GAS PRODUCTION UNDER CONSTRUCTION
BASED ON AGING AND PREVENTION MODELS***

¹ Head of the Development Department,
Kuban Oil and Gas Company (Krasnodar)
tomiko@list.ru

Abstract

This work aims to optimize the management of spatially distributed complexes in oil and gas production during repairs.

The authors have adapted models of prevention and aging for the management of preventive maintenance services for oil and gas production facilities (oil wells). This paper studies the dependencies of the choice of the turnaround time for gradual failures according to various criteria of optimality, taking into account the time for repairs, their cost, the nature of the change in the intensity of sudden failures and a drop in well production.

Keywords

Prevention and aging models, gradual and sudden failures of oil wells, preventive repairs, criteria for choosing the optimum period between overhauls.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-138-146

* The research was carried out with the financial support of the Russian Foundation for Basic Research, project No 17-02-00475-OFH.

Citation: Vidovskaya T. L. 2019. "Optimizing management of spatially distributed complexes in oil and gas production under construction based on aging and prevention models". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 1, pp. 138-146.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-138-146

REFERENCES

1. Barzilovich E. Yu., Kashtanov V. A. 1971. Some Mathematical Problems in the Theory of Complex Systems Maintenance. Moscow: Sovetskoye radio. [In Russian]
2. Gertsbah I. B. 1969. Prevention Models. Moscow: Sovetskoye radio, [In Russian]
3. Kashtanov V. A., Medvedev A. I. 2010. Theory of Reliability of Complex Systems. Moscow: Fizmatlit. [In Russian]
4. Kuchumov R. Ya., Menshikov A. G., Namestnikov S. V. et al. 2003. "Analysis of the Bayesian assessment of the reliability index of ESP units". In: Modelirovanie tekhnologicheskikh protsessov nefte dobychi: sbornik nauchnykh trudov, vol. 4, pp. 171-179. Tyumen: Vektor Buk. [In Russian]