

ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТКА МОЩНОСТИ КУСТОВОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

INTELLECTUALIZATION OF OIL PRODUCTION INTENSIFICATION PROCESS UNDER CONDITIONS OF LACK OF CAPACITY OF THE CLUSTER POWER SUPPLY SYSTEM

А. А. Пашали

A. A. Pashali

ПАО «НК «Роснефть»,
г. Москва, Российская Федерация

Rosneft PJSC,
Moscow, Russian Federation

Ю. В. Зейгман

Yu. V. Zeigman

Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa,
Russian Federation

Большинство нефтедобывающих месторождений Западно-Сибирского региона находятся в завершающей стадии разработки, и поэтому дополнительные инвестиции в реконструкцию объектов наземной энергетической инфраструктуры экономически не целесообразны. В данной ситуации требуются иные подходы к интенсификации добычи нефти без дополнительных затрат электроэнергии. Одним из таких подходов является разработка алгоритмов, которые могут быть использованы в системе интеллектуализации процесса управления добычей нефти в рамках фонда скважин, объединённых единой (кустовой) системой энергоснабжения. С целью интенсификации скважинной добычи нефти ограниченным фондом скважин без дополнительных затрат электроэнергии разработан алгоритм, позволяющий на основе поступающих данных мониторинга параметров эксплуатации скважин, в режиме онлайн решить оптимизационную задачу по перераспределению имеющихся объемов добычи. Алгоритм может быть использован при разработке концепции интеллектуального управления кустовым фондом скважин, оснащённых установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Априорная неопределённость в процессе оптимизации работы УЭЦН вызывается рядом объективных причин и, как правило, проявляется в отсутствии достоверных сведений относительно текущей степени деградации энергетических и расходно-напорных характеристик насоса из-за механического износа. Разработанный алгоритм позволяет адаптировать эксплуатационные характеристики насоса по замеренным электрическим параметрам погружного электродвигателя (ПЭД), используя в качестве эталона паспортные характеристики УЭЦН. Алгоритм апробирован на одном из месторождений Западной Сибири для оптимизации работы 28 скважин, объединённых одной подсистемой энергопотребления уровня куста. Результатом решения оптимизационной задачи в условиях ограниченной мощности подводимой электроэнергии явилась выработка рекомендаций по изменению режима работы УЭЦН (изменением частоты питающей электросети) каждой из 28 скважин, входящих в расчётную группу, что позволило для куста скважин снизить общее энергопотребление и повысить добычу нефти.

Ключевые слова

оптимизационная задача;
интеллектуальное управление
кустовым фондом скважин;
недостаток мощности кустовой
системы энергоснабжения;
мониторинг параметров скважин;
интенсификация добычи нефти;
перераспределение потребляемой
электроэнергии; осложнённые
газосодержанием скважины

Most of the oil fields in the West Siberian region are in the final stages of development, and therefore additional investments in reconstructing the onshore energy infrastructure facilities are economically unfeasible. In this situation, different enhanced oil recovery methods without additional consumption of electricity are required. One of these methods is the development of algorithms that can be used in the intellectualization system of the oil production control process within the well stock united by the unified (cluster) power supply system. The algorithm has been developed to enhance well oil recovery with a limited well stock without additional consumption of electricity, which allows solving the optimization problem of redistributing the available production volumes online, based on the incoming data from monitored parameters of well operation. The algorithm can be used in the development of the intelligent control concept of the cluster well stock equipped with the electric submersible pump units (ESPU). A prior uncertainty in the optimizing process of the ESPU operation is caused by several objective reasons and, as a rule, appears in the absence of reliable information relatively the current degradation degree of the energy and flow-pressure characteristics of the pump due to mechanical wear. The developed algorithm allows adapting the operational characteristics of the pump according to the measured electrical parameters of the submersible electric motor (SEM), using the passport characteristics of the ESPU as a reference. The algorithm has been tested at one of the fields in the Western Siberia to optimize the operation of 28 wells, united by one subsystem of power consumption at the cluster level. The result of solving the optimization problem in conditions of the limited power of the supplied electricity was the development of the recommendations for changing the operating conditions of the ESPU (changing the power grid frequency) for each of the 28 wells included in the calculated group, which allows reducing the total power consumption and increase oil production for the well cluster.

Введение

Большинство нефтедобывающих месторождений Западной Сибири перешло в стадию завершающей разработки, и поэтому, чтобы оставаться рентабельными, нефтяные компании вынуждены экономить на реконструкции и наращивании мощностей энергетической инфраструктуры нефтяных промыслов. В данной ситуации требуются иные подходы к интенсификации добычи нефти без дополнительных затрат электроэнергии. Одним из таких подходов является разработка алгоритмов, которые могут быть использованы в системе интеллектуализации процесса управления добычей нефти в рамках фонда скважин, объединённых единой (кустовой) системой энергоснабжения. Наличие интеллекта в техногенной системе (скважина, нефтепромысел, нефтепроводы и т. д.) предполагает возможность выработки системой самостоятельных решений по регулированию и оптимизации ряда внутренних параметров её работы под влиянием разнообразных и постоянно изменяющихся условий [1]. Под «интеллектуальной» технологией на нефтепромысле понимается система алгоритмов по самостоятельному принятию решений управления операциями по добыче нефти и газа, которая предусматривает непрерывность оптимизации

Key words

optimization problem;
intelligent control of the cluster well
stock; lack of the cluster power
supply system capacity;
monitoring of wells parameters;
enhanced oil recovery;
reallocation of electricity
consumption; complicated wells
by gas-oil ratio

ции процесса эффективного управления добычей [2].

В данной работе рассмотрена «интеллектуальная» технология, позволяющая на основе поступающих данных мониторинга параметров эксплуатации скважины, в режиме онлайн решить следующую оптимизационную задачу по интенсификации добычи нефти кустовым фондом скважин с единой подсистемой энергоснабжения (рисунок 1). Оптимизация режима работы погружных центробежных насосов фонда скважин осуществляется таким образом, чтобы максимизировать общую добычу нефти без увеличения затрат электроэнергии. В качестве объекта исследования рассматривалась группа из 28 скважин одного из месторождений Западной Сибири, имеющих собственную систему энергоснабжения.

Методы принятия оптимизационных решений, позволяющих при эксплуатации фонда скважин оперативно и с минимальными затратами за счёт перераспределения потребляемой электроэнергии между скважинами повысить эффективность добычи нефти на месторождении, известны и приведены в работах [3–5]. Однако их недостаток заключается в ограниченной области применения. Они могут быть использованы лишь для скважин, в

продукции которых отсутствует газосодержание [4, 5], и не учитываются изменения энергетических характеристик погружных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) в процессе регулирования подачи.

Целью данной работы являлась разработка алгоритма для решения оптимизационных задач по интенсификации добычи нефти без увеличения общих затрат электроэнергии для более широкого класса осложнённых газосодержанием скважин.

1. Постановка задачи для разработки алгоритма увеличения объемов добычи нефти при неизменных затратах электроэнергии

Сформулируем постановку оптимизационной задачи. Для заданного кустового фонда скважин, имеющего собственную систему энергоснабжения, с помощью математического моделирования спрогнозировать режимы работы УЭЦН таким образом, чтобы максимизировать суммарную добычу нефти без дополнительных затрат электроэнергии. Иными словами, для заданной величины потребляемой мощности группой скважин

$$N_{\text{фактич}} = \sum_i^m N_i(Q_n^i) = \text{const} \quad (1)$$

найти максимум функции дебита нефти

$$Q_n = \sum_i^m Q_n^i = \max, \quad (2)$$

где $i = 1 \dots m$ — количество скважин в расчётной группе; Q_n^i — дебит нефти i -ой скважины; $N_i(Q_n^i)$ — потребляемая мощность i -ой скважины.

Перед нахождением максимума функции (2) из кустовой группы скважин отсеивались скважины, у которых дебит уже достиг потенциального (максимально допустимого) значения.

При нахождении оптимального дебита для каждой скважины куста принимались следующие ограничения:

1. Дебит скважины не должен превышать своего потенциального значения и не снижаться до уровня, при котором скважина начинает самопроизвольно фонтанировать или останавливаться (когда дебит равен нулю)

$$\max(0, Q_n^i \text{ фонтанир.}) \leq Q_n^i < Q_n^i \text{ потенциальное}, \quad (3)$$

где $Q_n^i \text{ потенциальное}$ — потенциальный дебит нефти i -ой скважины, полученный по нормативной методике [6]; $Q_n^i \text{ фонтанир.}$ — дебит i -ой скважины, при котором скважина переходит в режим самопроизвольного фонтанирования;

2. При решении оптимизационной задачи, связанной с изменением режимов работы

УЭЦН путём регулирования частоты питающей сети для каждой скважины (при этом принималось, что максимальная регулируемая частота не должна превышать 60 Гц, а максимальная загрузка электродвигателя 90%), должно выполняться уравнение баланса мощностей между электродвигателем и насосом.

2. Метод решения оптимизационной задачи увеличения объемов добычи нефти при неизменных затратах электроэнергии

В качестве объекта исследования рассматривалась группа из 28 скважин, электрооборудование которых было подключено к одной комплектной трансформаторной подстанции для погружных насосов (КТППН) (рисунок 1). Кроме УЭЦН потери электроэнергии учитывались в следующих элементах поверхностного оборудования скважины (рисунок 1):

- в кабеле питания для электродвигателя;
- в погружном газосепараторе УЭЦН;
- в гидрозащите электродвигателя;
- в трансформаторе масляном для погружных насосов (ТМПН);

— в станции управления (включающей в себя: СУ и ЧП (станции управления и частотные преобразователи) + ФСА (фильтры сетевые активные) + ФВ (фильтры выходные)).

В разрабатываемом алгоритме были приняты следующие допущения:

- плотность жидкой фазы в стволе скважины определялась как плотность водонефтяной смеси без учета проскальзывания фаз;
- объёмное содержание газа и потери давления в стволе скважины рассчитывались по модели Ансари [7];

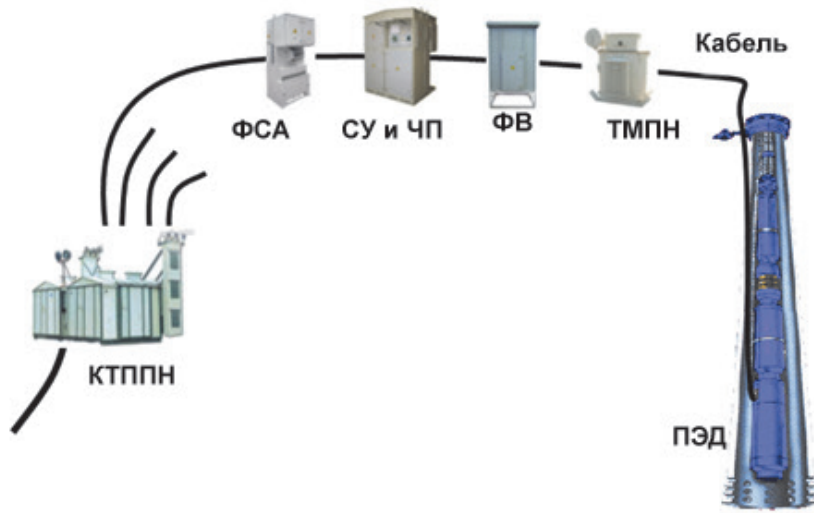
— забойное давление при заданном расходе жидкости определялось по стационарной модели Вогеля с поправкой Стендинга;

— в процессе изменения режима работы насоса мощности потребления фильтров сетевых активных ($N_{\text{ФСА}}^0$), станции управления и частотных преобразователей ($N_{\text{СУиЧП}}^0$), фильтров выходных ($N_{\text{ФВ}}^0$), трансформаторов масляных для погружных насосов ($N_{\text{ТМПН}}^0$) и кабеля ($N_{\text{кабель}}^0$) оставались неизменными, т.е.

$$N_{\text{ФСА}}^0 + N_{\text{СУиЧП}}^0 + N_{\text{ФВ}}^0 + N_{\text{ТМПН}}^0 + N_{\text{кабель}}^0 = \Delta N_{\text{оборуд}}^0 = \text{const}, \quad (4)$$

где 0 — верхний индекс соответствует данным мониторинга до начала оптимизации работы скважины;

— рабочие характеристики погружного электродвигателя не деградировали в процессе работы и соответствовали паспортным.



КТППН — комплектная трансформаторная подстанция для погружных насосов; ФСА — фильтры сетевые активные; СУ и ЧП — станции управления и частотные преобразователи; ФВ — фильтры выходные; ТМПН — трансформаторы масляные для погружных насосов

Рисунок 1. Подсистема энергопотребления уровня куста

Тогда потребляемую скважиной мощность можно записать как

$$N_{скв}^i = N_{насоса}^i + \Delta N_{оборуд}^0, \quad (5)$$

где i — верхний индекс соответствует изменённому режиму работы насоса в процессе оптимизации i -ой скважины;

$\Delta N_{оборуд}^0$ — поправочный коэффициент, который рассчитывался с использованием данных мониторинга потребляемой на выходе из КТППН мощности $N_{скв}^0 = N_{КТППН}^0$, дебита жидкости $Q_{жс}^0$, потребляемой насосом мощности $N_{потр.насос}^0$ и значения рабочей частоты питающей сети f^0 для каждой скважины. Затраченная мощность каждого насоса (ЭЦН) определялась из выражения:

$$N_{насоса}^0 = \frac{N_{насп.насоса}^0 K_{дегр.N}^0}{\eta_{ПЭД}^0}, \quad (6)$$

где $N_{насп.насоса}^0 = \sum_{n=1}^7 b_n \left(\frac{Q_{жс}^0}{f^0} \right)^n n_{ступ} (\bar{f}^0)^3$ —

паспортная мощность ЭЦН;

b_n — эмпирические коэффициенты (из базы данных ЭЦН);

$\bar{f}^0 = f^0 / 50$ — относительная частота питающей электросети, равная отношению текущей (замеренной) частоты к стандартной;

$n_{ступ}$ — количество ступеней ЭЦН;

$K_{дегр.N}^0 = \frac{N_{потр.насос}^0}{N_{насп.насоса}^0}$ — коэффициент деградации насоса по мощности (или коэффициент адаптации расчётного значения потребляемой насосом мощности под замеренное значение);

$\eta_{ПЭД}^0 = \frac{M^0 \omega^0}{M^0 \omega^0 + \Delta N_{мех} + \Delta N_{лм} + \Delta N_{изм}}$ — расчётный коэффициент полезного действия (КПД) электродвигателя;

$$M^0 = \frac{\sqrt{3} \left(U_{\phi} \sqrt{f^0} \right)^2 r_2' \frac{\omega_0 f^0}{\omega_0 f^0 - \omega^0}}{\omega_0 f^0 \left[\left(r_1 + r_2' \frac{\omega_0 f^0}{\omega_0 f^0 - \omega^0} \right)^2 + f^{0^2} (x_1 + x_2')^2 \right]}$$

— расчётный момент на валу двигателя;

$\omega_0 = \frac{\pi 3000}{30}$ — угловая скорость вала электродвигателя в режиме синхронного вращения;

ω^0 — угловая скорость вала двигателя до оптимизации;

r_1 — активное сопротивление обмоток статора погружного электродвигателя (ПЭД);

r_2' — активное приведённое сопротивление обмоток ротора ПЭД;

x_1 — индуктивное сопротивление обмоток статора ПЭД;

x_2' — индуктивное сопротивление обмоток ротора, приведённое к статорной обмотке ПЭД;

$\Delta N_{мех}, \Delta N_{лм}, \Delta N_{изм}$ — механические потери, потери меди статора, переменные потери мощности в ПЭД соответственно.

Поправочный коэффициент $\Delta N_{оборуд}^0$ по данным мониторинга, определялся как

$$\Delta N_{оборуд}^0 = N_{скв}^0 - N_{насоса}^0. \quad (7)$$

Многие насосы, установленные в скважинах, уже частично отработали свой ресурс,

поэтому фактические значения напора и потребляемой мощности отличались от паспортных данных и требовали адаптации.

Используя данные мониторинга коэффициента адаптации напорного значения ЭЦН под замеренное значение определялся как

$$K_{дезН}^0 = \frac{P_{вых}(Q_{ж}^0) - P_{вх}(Q_{ж}^0)}{\rho_в g \sum_{n=1}^7 c_n \left(\frac{Q_{ж}^0}{f^0}\right)^n n_{сгуп} \overline{f}^0{}^2}, \quad (8)$$

где $P_{вых}(Q_{ж}^0) = P_{буф} + \Delta P_{Ансари}^{НКТ}$ — давление на выходе из насоса, рассчитанное по модели Ансари [7] как изменение давления газожидкостной смеси в НКТ от буферного давления до давления на выходе из ЭЦН;

$P_{вх}(Q_{ж}^0) = P_{заб} - \Delta P_{Ансари}^{Экс.кол}$ — давление на входе в насос, также рассчитанное по модели Ансари как изменение давления газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне от забойного давления скважины до давления на входе в ЭЦН. Забойное давление скважины $P_{заб}$ при замеренном значении расхода жидкости $Q_{ж}^0$ определялось по модели Вогеля.

Если за эталон потребляемой мощности насоса принять его паспортную характеристику $N_{насп.насоса}^i$ и считать, что поправочные коэффициенты и коэффициенты деградации, полученные в результате адаптации разработанной модели $\Delta N_{оборуд}^0$, $K_{дезН}^0$, $K_{дезр.N}^0$ в процессе изменения режима работы ЭЦН, не изменяются, тогда выражение для оптимизации энергозатрат будет иметь вид

$$N_{скв}^i = \frac{N_{насп.насоса}^i K_{дезр.N}^0}{\eta_{ПЭД}^i} + \Delta N_{оборуд}^0, \quad (9)$$

где $N_{насп.насоса}^i = \sum_{n=1}^7 b_n \left(\frac{Q_{ж}^i}{f^i}\right)^n n_{сгуп} (\overline{f}^i)^3$ — па-

спортное значение потребляемой ЭЦН мощности для i -ой скважины для расчётных значений $Q_{ж}^i$ и f^i ;

$\eta_{ПЭД}^i = \frac{M^i \omega^i}{M^i \omega^i + \Delta N_{мех} + \Delta N_{1т} + \Delta N_{изм}}$ — па-

спортное значение КПД электродвигателя для расчётных значений $Q_{ж}^i$ при расчётном значении ω^i ;

$$M^i = \frac{\sqrt{3} \left(U_{\phi} \sqrt{f^i} \right)^2 r_2' \frac{\omega_0 \overline{f}^i}{\omega_0 f^i - \omega^i}}{\omega_0 \overline{f}^i \left[\left(r_1 + r_2' \frac{\omega_0 \overline{f}^i}{\omega_0 f^0 - \omega^i} \right)^2 + \overline{f}^i{}^2 (x_1 + x_2')^2 \right]}$$

значение момента на валу электродвигателя.

Оптимизационный процесс добычи нефти кустом скважин построен на итерационном изменении дебита нефти $Q_{ж}^i$ от минимально допустимого до максимально возможного значения — уравнение (3). При рассчитанных величинах коэффициентов деградации $K_{дезН}^0$ и $K_{дезр.N}^0$ и заданной длине НКТ $H_{насос}^i$ на каждом итерационном шаге по $Q_{ж}^i$ для каждой i -ой насосной установки определяются значения относительной частоты питающей сети f^i , угловой скорости ω^i

$$H_{насос}^i = \sum_{n=1}^7 c_n \left(\frac{Q_{ж}^i}{f^i}\right)^n n_{сгуп} \overline{f}^i{}^2 K_{дезН}^0, \quad (10)$$

$$N_{насп.насоса}^i K_{дезр.N}^0 = M^i \omega^i. \quad (11)$$

Производная от выражения, характеризующего величину подводимой к УЭЦН мощности, пропорциональна тангенсу угла наклона к функции (9) $\frac{dN_{скв}^i}{dQ_{ж}^i} \approx tg\theta = \frac{\Delta N_{скв}^i}{\Delta Q_{ж}^i}$ (рисун-

ок 2). Следовательно рост или снижение угла секущей θ непосредственно связан с увеличением или снижением потребляемой скважинной мощности $\Delta N_{скв}^i$. Поэтому алгоритм оптимизации был построен таким образом, чтобы форсировать дебит скважин, у которых функция $N_{скважина} = f(Q_{ж})$ имела пологий характер изменения, и ограничивать дебит скважин с крутой зависимостью функции потребляемой скважиной мощности от дебита жидкости.

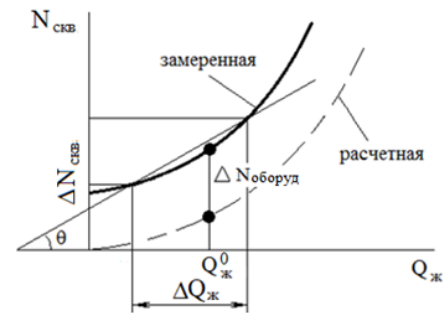


Рисунок 2. Расчётная и замеренная зависимости подводимой к скважине мощности от дебита жидкости

3. Пример расчёта оптимизационной задачи для двухфазного течения жидкости в скважинах

Анализ мониторинга данных 28 скважин одного из месторождений Западной Сибири, рассмотренных в работе [4], показал наличие газа в скважинной продукции. На рисунке 3 приведены газовые факторы каждой из рассмотренных скважин. По предложенному алгоритму для данных скважин с учётом газового фактора были рассчитаны минимальный и максимальный допустимые уровни добычи нефти.

На рисунке 4, а показан прирост добычи нефти на каждой скважине после оптимизации. Как отмечалось выше, изменение дебита скважин осуществлялась за счёт регулировки частоты питающей сети. На рисунке 4, б показано, на какую величину изменилась частота питающей сети для каждой скважины в результате оптимизации дебита куста скважин.

Суммарная потребляемая мощность исследуемым кустом скважин до оптимизации составляла 1921,86 кВт, что соответствовало добыче нефти 1062,4 т/сут. После оптимизации потребляемая мощность снизилась до 1919,39 кВт, а добыча нефти возросла до 1082,00 т/сут (рисунок 5).

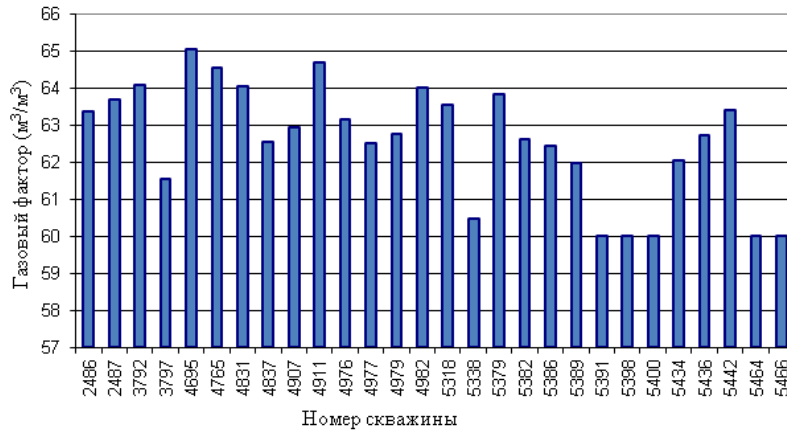
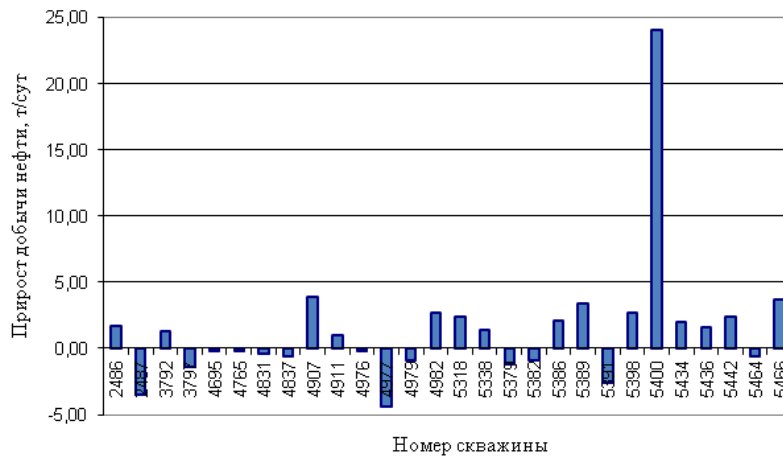
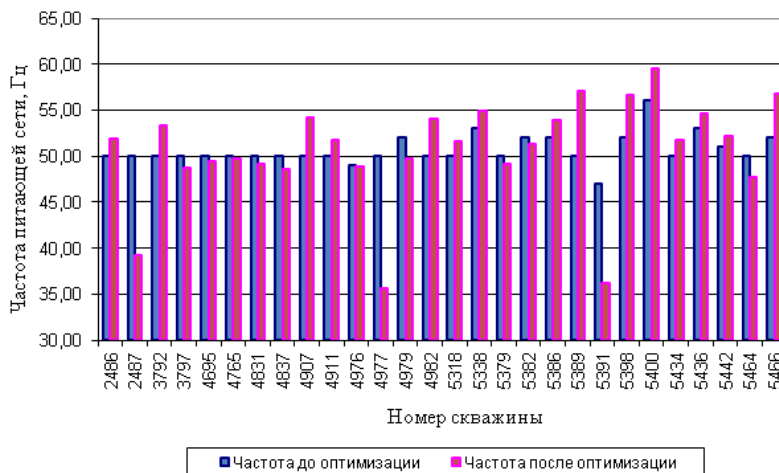


Рисунок 3. Результаты замера газосодержания каждой исследуемой скважины



а)



б)

Рисунок 4. Прирост и снижение добычи нефти для каждой исследуемой скважины в результате оптимизации (а) и изменения частоты питающей сети для каждой скважины в процессе оптимизации (б)

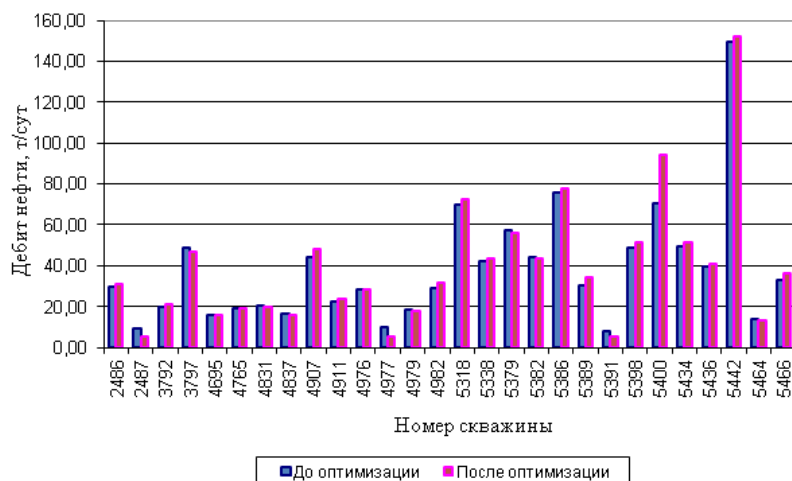


Рисунок 5. Сравнение добычи нефти каждой скважины до и после проведения оптимизации

Выводы

1. Разработан программный алгоритм, позволяющий решить оптимизационную задачу интенсификации добычи нефти группой скважин без увеличения общих затрат электроэнергии, отличающийся от известных учётом газосодержания скважинной продукции и изменением рабочих характеристик погружных УЭЦН в процессе оптимизации добычи нефти. Алгоритм может быть использован в программном продукте цифрового месторождения для осуществления интеллектуального управления кустовым фондом скважин, оснащённых УЭЦН.

2. Предложенный алгоритм апробирован на одном из месторождений Западной Сибири для оптимизации работы 28 скважин, подклю-

ченных к собственной подсистеме энергонабжения куста скважин. В ходе решения оптимизационной задачи были получены рекомендации по повышению и снижению частоты питающей электросети в заданном диапазоне у ряда скважин. Выполнение полученных рекомендаций позволило снизить энергопотребление 28 скважин на 2,47 кВт, а дебит нефти увеличить на 19,62 т/сут. Небольшой эффект прироста добычи нефти объясняется тем, что практически все скважины в рассмотренной группе до проведения оптимизации эксплуатировались вблизи от границы максимально допустимого дебита, но даже в этих условиях разработанная методика позволила в результате решения оптимизационной задачи получить положительный эффект по добыче нефти.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воробьев А.Е., Ляшенко В.И. Компьютерное моделирование и цифровая обработка анализа изображений и сигналов управления горными работами // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр: матер. 11 междунар. конф. М.: РУДН, 2012. С. 295–297.

2. Жданюк А.Б., Череповицын А.Е. Оценка возможности применения интеллектуальных технологий нефтегазовыми компаниями // Неделя науки СПбПУ: матер. науч. конф. с междунар. участием. СПб.: СПбПУ, 2017. Ч. 1. С. 33–35.

3. Мукминов И.Р., Свешников А.В., Комаров В.С., Назаргалин Э.Р., Блинов А.Ю. Интегрированный подход к разработке Мамонтовского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 28–31.

4. Михайлов В.Г., Волков М.Г., Жонин А.В. Разработка алгоритмов повышения эффективности добычи нефти электроцентробежными насосами в условиях ограничения потребляемой электроэнергии // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 3 (40). С. 81–84.

5. Программа для ЭВМ 2013616236 РФ. Модуль «Энергоэффективность» информационной системы Rosneft-WellView / А.А. Пашали, В.А. Еличев, М.Г. Волков, К.В. Литвиненко, А.В. Жонин, В.Г. Михайлов, В.Н. Вшивцев. 2013612400, Заявлено 28.03.2013; Опубл. 20.09.2013.

6. П1-01 С-009 М-002. Методические указания по расчёту целевого забойного давления в добывающих скважинах. Версия 1.0.

7. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill, J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores // SPE Production and Facilities. 1994. Vol. 9. Issue 2. P. 143–151. DOI: 10.2118/20630-PA.

REFERENCES

1. Vorobev A.E., Lyashenko V.I. Komp'yuternoe modelirovanie i tsifrovaya obrabotka analiza izobrazhenii i signalov upravleniya gornymi rabotami [Computer Modeling and Digital Processing of Image Analysis and Mining Control Signals]. *Materialy 11 mezhdunarodnoi*

konferentsii «Resursovosproizvodyashchie, malootkhodnye i prirodnookhrannye tekhnologii osvoeniya nedr» [Materials of the 11th International Conference «Resource-Producing, Low-Waste and Environmental Technologies of Subsoil Development»]. Moscow, RUDN Publ., 2012, pp. 295-297. [in Russian].

2. Zhdanyuk A.B., Cherepovitsyn A.E. Otsenka vozmozhnosti primeneniya intellektual'nykh tekhnologii neftegazovymi kompaniyami [Assessment of the Possibility of Using Intelligent Technologies by Oil and Gas Companies]. *Materialy nauchnoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem «Nedelya nauki SPbPU»* [Materials of the Scientific Conference with International Participation «SPbPU Science Week»]. Saint Petersburg, SPbPU Publ., 2017, Part 1, pp. 33–35. [in Russian].

3. Mukminov I.R., Sveshnikov A.V., Komarov V.S., Nazargalin E.R., Blinov A.Yu. Integrirovannyi podkhod k razrabotke Mamontovskogo mestorozhdeniya [Integrated Approach to Development of Mamontovskoe Field]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 11, pp. 28-31. [in Russian].

4. Mikhailov V.G., Volkov M.G., Zhonin A.V. Razrabotka algoritmov povysheniya effektivnosti dobychi

nefti elektrotsentrobezhnymi nasosami v usloviyakh ogranicheniya potrebyaemoi elektroenergii [Development of Algorithms for Improve the Efficiency of Oil Production Using Electric Submersible Pumps in Conditions of Limited Electric Power]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'» – Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft»*, 2015, No. 3 (40), pp. 81–84. [in Russian].

5. Pashali A.A., Elichev V.A., Volkov M.G., Litvinenko K.V., Zhonin A.V., Mikhailov V.G., Vshivtsev V.N. Modul' «Energoeffektivnost'» informatsionnoi sistemy Rosneft-WellView [«Energy Efficiency» Module of the Rosneft-WellView Information System]. Computer Program RF, No. 2013616236, 2013. [in Russian].

6. P1-01 S-009 M-002. Metodicheskie ukazaniya po raschetu tselevogo zaboynogo davleniya v dobyvayushchikh skvazhinakh [P1-01 S-009 M-002. Methodological Guidelines for Calculating the Target Bottomhole Pressure in Producing Wells]. Version 1.0. [in Russian].

7. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill, J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. *SPE Production and Facilities*, 1994, Vol. 9, Issue 2, pp. 143–151. DOI: 10.2118/20630-PA.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Пашали Александр Андреевич, канд техн. наук, директор Департамента научно-технического развития и инноваций, ПАО НК «Роснефть», г. Москва, Российская Федерация

Aleksandr A. Pashali, Candidate of Engineering Sciences, Director of Scientific and Technological Development and Innovations Department, Rosneft PJSC, Moscow, Russian Federation

e-mail: a_pashali@rosneft.ru

Зейгман Юрий Вениаминович, д-р техн. наук, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, главный специалист аналитического отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Yuriy V. Zeygman, Doctor of Engineering Sciences, Head of Oil and Gas-Oil Fields Development and Operation Department, USPTU, Chief Specialist of the Analytical Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: JVZeigman@yandex.ru