

Формирование базы знаний для системы поддержки принятия решений по подбору погружного оборудования нефтяных скважин с учетом электрических параметров

А. В. Кусакин¹, А. Б. Петроченков², И. С. Лузянин³

Электротехнический факультет,

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

¹kav@msa.pstu.ru, ²pab@msa.pstu.ru, ³lis@msa.pstu.ru

Аннотация. Для снижения электропотребления нефтяных скважин необходимо осуществлять оптимальный подбор динамического оборудования. В процессе подбора должны учитываться многие факторы, что требует длительного времени и большого объема знаний. Для сокращения времени и трудозатрат разрабатывается система поддержки принятия решений, которая позволяет синтезировать оптимальную по критерию электропотребления конфигурацию оборудования скважины. В статье представлены элементы базы знаний системы поддержки принятия решений, которая используется для решения задачи синтеза возможных конфигураций, удовлетворяющих максимальному числу ограничений, и их ранжирования по критерию минимума электропотребления. Для формирования правил базы знаний применяются методы теории планирования в ограничениях. База знаний будет использоваться в качестве ядра системы поддержки принятия решений, позволяющей сократить трудоемкость принятия решений при подборе оборудования нефтяной скважины.

Ключевые слова: система поддержки принятия решений; электропотребление; погружное оборудование; планирование в ограничениях; синтез конфигураций; нефтяная скважина; подбор динамического оборудования

I. ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная залежь представляет собой скопление жидких углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера [1]. Жидкость из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины (называемым депрессией пласта). Поэтому депрессия – основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи.

Выделяют следующие режимы эксплуатации скважин [2]:

- водонапорный (естественный и искусственный);
- упругий;
- газонапорный (режим газовой шапки);

- режим растворенного газа;
- гравитационный.

В работе рассматриваются естественный и искусственный водонапорный режим, а также режим растворенного газа.

Для поддержания депрессии пласта в скважинах, где отсутствует фонтанирование, применяется погружное электрооборудование (называемое нами динамическим). С целью снижения электропотребления необходимо подбирать динамическое оборудование с учетом следующих ограничений:

- электрические параметры системы электроснабжения скважины;
- технологический режим;
- механические характеристики оборудования;
- геологические свойства месторождения;
- климато-метеорологические свойства местности.

Учет всех ограничений представляет собой трудную задачу, которую можно решить с помощью системы поддержки принятия решений (СППР), позволяющей синтезировать оптимальную по критерию электропотребления конфигурацию оборудования скважины. Ядром СППР является база знаний [3], содержащая данные об используемом на скважине динамическом оборудовании, параметры технологического режима, формулы, необходимые для расчета энергетических показателей работы скважины и другую необходимую информацию.

Целью работы является разработка элементов базы знаний СППР по синтезу оптимальной конфигурации динамического оборудования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- описание состава оборудования нефтяной скважины;

- формирование целевой функции;
- формирование ограничений на основе целевой функции.

II. ОПИСАНИЕ СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Система электрооборудования нефтяной скважины состоит из 10 элементов, первые 4 из которых относятся к наземной части системы, остальные – к погружной. Кроме того, элементы 1, 2, 3, 4 и 10 относятся к электрической части системы [4], остальные – к технологической.

Структура системы представлена на рис. 1.

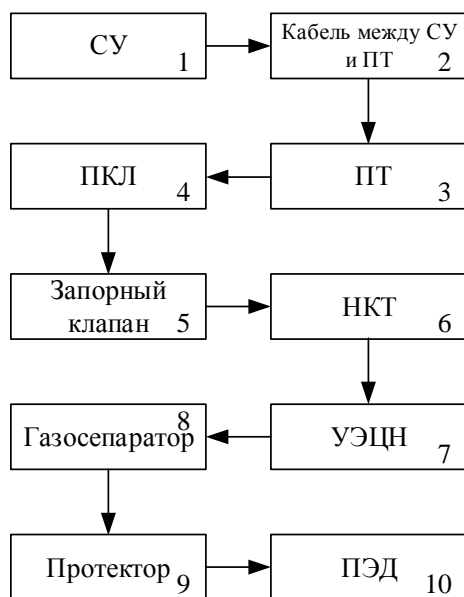


Рис. 1. Система электрооборудования нефтяной скважины в виде последовательности блоков.

Состав оборудования:

- 1) станция управления (СУ);
- 2) кабель, проложенный от СУ до повышающего трансформатора;
- 3) повышающий трансформатор (ПТ);
- 4) погружной кабель (ПКЛ);
- 5) запорный клапан;
- 6) насосно-компрессорная труба (НКТ);
- 7) установка погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН);
- 8) газосепаратор;
- 9) гидрозащита двигателя (протектор);
- 10) погружной электродвигатель (ПЭД).

III. ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ

В данной работе в качестве параметра оптимизации рассматривается электропотребление скважины, которое определяется суммарной активной мощностью (P , кВт), потребляемой системой электроснабжения [5, 6]. Целевая функция имеет следующий вид:

$$P \rightarrow \min \quad (1)$$

Все элементы системы добычи нефти на скважине обладают рядом параметров. Эти параметры связаны между собой через известные формулы, поэтому их нужно рассматривать в комплексе. Система взаимосвязей параметров оборудования приведена на рис. 2 [2, 7]. Рассматриваются следующие виды параметров:

1. технологические;
2. электрические;
3. механические;
4. физико-химические и геологические параметры жидкости;
5. физические параметры оборудования.

На каждый параметр накладываются свои ограничения, на основании которых формируются правила базы знаний СППР [8, 9]. Ограничения, накладываемые на технологические параметры, называются технологическими, на электрические параметры – электрическими, и т.д.

Так как параметр оптимизации – электропотребление скважины, то ограничения накладываются на все элементы электрической части системы -1, 2, 3, 4 и 10 (рис. 1).

IV. ОГРАНИЧЕНИЯ, НАКЛАДЫВАЕМЫЕ НА ПЭД

Для каждого элемента можно привести логическое выражение, описывающее его ограничения. Далее приведены выражения, описывающие ограничения ПЭД.

Выражение, связывающее целевую функцию и ограничения ПЭД:

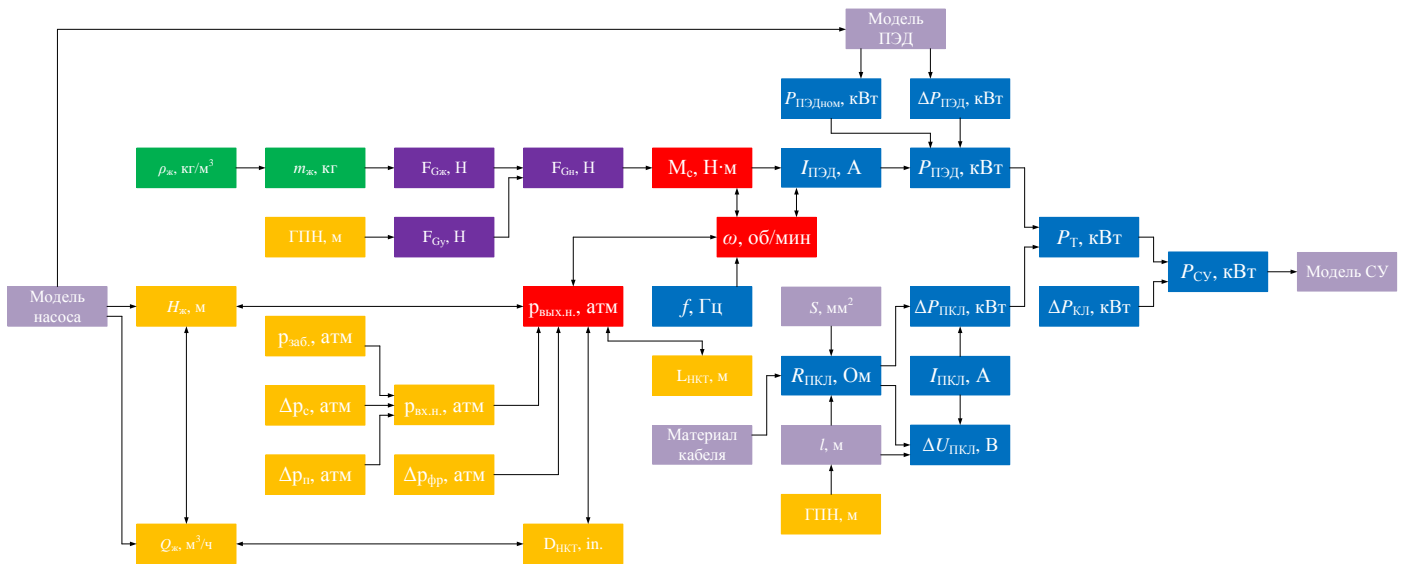
$$\left. \begin{aligned} P &\rightarrow \min \\ P &= IU = I^2 R \end{aligned} \right\} \Rightarrow I \rightarrow \min \vee U \rightarrow \min \vee R \rightarrow \min \quad (1)$$

где P – активная мощность, потребляемая ПЭД, кВт; I – сила тока, протекающего через ПЭД, А; U – напряжение на зажимах ПЭД, кВ; R – активное сопротивление обмоток ПЭД, Ом.

1)

$$I \rightarrow \min \Rightarrow M_c \rightarrow \min \Rightarrow F_{Gh} \rightarrow \min \quad (2)$$

где M_c – момент сопротивления, Н·м; F_{Gh} – вес нагрузки на валу двигателя, Н.



Легенда:

- - Механические параметры
- - Технологические параметры
- - Физико-химические и геологические параметры жидкости
- - Электрические параметры
- - Внешние факторы
- - Физические параметры оборудования

Рис. 2. Параметры системы электрооборудования нефтяной скважины

$$\left. \begin{array}{l} F_{Gn} \rightarrow \min \\ F_{Gn} = F_{Gж} + F_{Gy} \end{array} \right\} \Rightarrow F_{Gж} \rightarrow \min \wedge F_{Gy} \rightarrow \min \quad (3)$$

где $F_{Gж}$ – вес жидкости, поднимаемой насосом (газожидкостной смеси), Н; F_{Gy} – вес УЭЦН, Н.

Ограничение №1: Плотность газонефтяной смеси должна быть как можно меньше.

$$\left. \begin{array}{l} F_{Gж} \rightarrow \min \\ F_{Gж} = m_{ж} \cdot g \end{array} \right\} \Rightarrow m_{ж} \rightarrow \min \quad (4)$$

где $m_{ж}$ – масса жидкости (газожидкостной смеси), кг; g – ускорение свободного падения, м/с² (постоянная).

$$\left. \begin{array}{l} m_{ж} \rightarrow \min \\ m_{ж} = \rho_{ж} \cdot V_{ж} \end{array} \right\} \Rightarrow \rho_{ж} \rightarrow \min \text{ (при } V_{ж} = const) \quad (5)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; $V_{ж}$ – объем жидкости, м³.

Ограничение №2: Глубина подвеса насоса должна быть минимальной.

$$F_{Gy} \rightarrow \min \Rightarrow \text{ГПН} \rightarrow \min \quad (6)$$

где ГПН – глубина подвеса насоса, м.

$$2) \quad U \rightarrow \min$$

Ограничение №3: условие $U \rightarrow \min$ не может быть соблюдено, так как оно нарушает качество электроснабжения [2].

3) Ограничение №4: Потери активной мощности должны быть минимальны [10].

$$R \rightarrow \min \Rightarrow \Delta P \rightarrow \min \quad (7)$$

где ΔP – потери активной мощности в обмотках двигателя, кВт.

Снижение электропотребления характеризуется не только минимизацией потребляемой мощности, но также равномерностью графика потребления [5]. Из этого следует, что потребляемая мощность в каждый момент времени должна поддерживаться постоянной, а значит и давление в насосе должно поддерживаться постоянным.

Ограничение №5: В рамках технологического процесса давление в насосе должно быть постоянным, для чего необходимо регулировать величину ω . Регулировать ω возможно с помощью f , однако для нормальной работы оборудования отношение U/f должно быть постоянным, следовательно, U должно изменяться соразмерно f .

$$\begin{array}{l} M_C \rightarrow \max \Rightarrow \omega \rightarrow \min \Rightarrow p_{\text{вых.н}} \rightarrow \min \\ M_C \rightarrow \min \Rightarrow \omega \rightarrow \max \Rightarrow p_{\text{вых.н}} \rightarrow \max \end{array} \quad (8)$$

где $p_{\text{вых.н}}$ – выходное давление насоса (давление в насосе), атм.

$$\left. \begin{array}{l} f \rightarrow \max \Rightarrow \omega \rightarrow \max \\ M_C \rightarrow \max \Rightarrow \omega \rightarrow \min \end{array} \right\} \omega \rightarrow const \Rightarrow p_{\text{вых.н}} \rightarrow const$$

$$\left. \begin{array}{l} f \rightarrow \min \Rightarrow \omega \rightarrow \min \\ M_C \rightarrow \min \Rightarrow \omega \rightarrow \max \end{array} \right\} \omega \rightarrow const \Rightarrow p_{\text{вых.н}} \rightarrow const \quad (9)$$

где f – частота питающей сети, Гц.

Ограничение №6: Модель насоса должна быть такой, при которой будут соблюдаться следующие 3 ограничения (тройное ограничение):

1)

$$p_1 < p_{\text{вых.н}} < p_{\text{max нкт}} \quad (10)$$

где p_1 – давление, обуславливающее потери давления во всех элементах за счет трения газонефтяной смеси (поправка на гидравлику системы), атм; $p_{\text{max нкт}}$ – максимальное давление в трубопроводе, условие разрыва трубопровода, атм.

$$p_1 = -p_{\text{заб}} + \Delta p_c + \Delta p_{\text{п}} + \Delta p_{\text{фр}} + \Delta p_{\text{нкт}} + \Delta p_{\text{л}} \quad (11)$$

где $p_{\text{заб}}$ – забойное давление, атм; Δp_c – потери давления в газосепараторе, атм; $\Delta p_{\text{п}}$ – потери давления в протекторе, атм; $\Delta p_{\text{фр}}$ – фрикционные потери в насосе, атм.; $\Delta p_{\text{нкт}}$ – потери давления в насосно-компрессорной трубе (НКТ), атм; $\Delta p_{\text{л}}$ – потери давления в линии, атм.

$$D_{\text{нкт}} \rightarrow \min \vee L_{\text{нкт}} \rightarrow \max \Rightarrow p_{\text{max нкт}} \quad (12)$$

где $D_{\text{нкт}}$ – диаметр НКТ, in. (дюймы); $L_{\text{нкт}}$ – длина НКТ, м.

К следующим 2 условиям приводят граничные условия, связывающие давление, напор, подачу и диаметр трубопровода:

$$\left. \begin{array}{l} H = \text{const} \\ D = \text{const} \\ Q \rightarrow \max \end{array} \right\} \Rightarrow p_{\text{вых.н}} \rightarrow \max \quad \left. \begin{array}{l} Q = \text{const} \\ D = \text{const} \\ H \rightarrow \max \end{array} \right\} \Rightarrow p_{\text{вых.н}} \rightarrow \min \quad (13)$$

$$\left. \begin{array}{l} Q = \text{const} \\ H = \text{const} \\ D \rightarrow \max \end{array} \right\} \Rightarrow p_{\text{вых.н}} \rightarrow \min \quad \left. \begin{array}{l} p_{\text{вых.н}} = \text{const} \\ H = \text{const} \\ D \rightarrow \max \end{array} \right\} \Rightarrow Q \rightarrow \max$$

где H – напор жидкости, м; D – диаметр трубопровода ($D_{\text{нкт}}$), см; Q – подача жидкости, м³/ч.

Из этих условий следует, что:

2) H должен быть постоянным

3) Q должно быть в пределах:

$$Q_1 < Q < Q_2; Q_1 \equiv p_1; Q_2 \equiv p_{\text{max нкт}} \quad (14)$$

Q и H определяются моделью насоса.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье приведено описание отдельных элементов базы знаний системы поддержки принятия решений. В работе представлен процесс формирования логических

выражений, описывающих ограничения, накладываемых на параметры ПЭД. В качестве параметра оптимизации рассматривалось электропотребление на примере ПЭД. Кроме представленного в работе ПЭД имеются другие единицы электрооборудования скважины, влияющие на её электропотребление. На основании сформулированных логических выражений будут построены правила, составляющие основу базы знаний СППР, которая позволит сократить трудоемкость принятия решений при подборе оборудования нефтяной скважины.

В действительности электропотребление в отдельности не определяет энергетическую эффективность скважины. В дальнейшем в качестве параметра оптимизации будет рассмотрено удельное электропотребление – отношение поднятой жидкости к потребляемой активной мощности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] A.B. Petrochenkov. Management of effective maintenance of the electrotechnical complexes of mineral resource industry's enterprises based on energy-information model. *IEEE Conference Publications. Proceedings of International Conference on Soft Computing and Measurements, SCM'2015*, 2015, pp. 122-124. DOI: 10.1109/SCM.2015.7190430
- [2] G. Takacs - G. Takacs, Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance, Gulf Professional Publishing, 2009, 420 p.
- [3] ГОСТ № 23875-88/ Министерство энергетики и электрификации СССР. Качество электрической энергии; введен 01.07.89.
- [4] E. Kremers. Modelling and Simulation of Electrical Energy Systems through a Complex Systems Approach using Agent-Based Models. *KIT Scientific Publishing*, 2013.
- [5] A. Herbst, F. Toro, F. Reitze, E. Jochem. Introduction to Energy Systems Modeling. *Swiss Society of Economics and Statistics*; vol. 148(2), pp.111-135, 2012.
- [6] W. Medjroubi, U.P. Müller, M. Scharf, C. Matke, D. Kleinhans. Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models. *Energy Reports*, vol. 3, pp.14–21, 2017.
- [7] B.V. Kavalerov, A.B. Petrochenkov, K.A. Odin, V.A. Tarasov. Modeling of the Interaction of Structural Elements. *Russian Electrical Engineering*, 2013, vol. 84, No. 1, pp. 9–13. DOI: 10.3103/S1068371213010033.
- [8] Андрейчиков А.В., Андрейчикова. О.Н. Интеллектуальные информационные системы. Москва: Финансы и статистика, 2004. 424 с.
- [9] L. Remy, V. Brasse. Strasbourg IHU Knowledge Base: A CERIF Implementation. *Proceedings of the 13th International Conference on Current Research Information Systems*, 2016, Scotland, UK, pp.212-219.
- [10] A. Khabdullin, Z. Khabdullina, G. Khabdullina, S. Tsyruk. Development of a software package for optimizing the power supply system in order to minimize power and load losses. *Energy Procedia*, v. 128, pp. 248-254, September 2017.