

УДК 622.276

**ФОРМАЛИЗАЦИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ
ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

**FORMALIZATION TASK OF OPTIMIZING RESERVOIR PRESSURE
MAINTENANCE SYSTEM**

Стрекалов А. В., Хусаинов А. Т.

**ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый
университет»**

г. Тюмень, Российская Федерация

A. V. Strekalov, A. T. Khusainov

FSBEI NPE “Tyumen State Oil and Gas University”,

Tyumen, the Russian Federation

e-mail: iq-tyumen@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются аспекты разработки методов автоматизированной оптимизации систем ППД посредством использования их моделей при вариации группы технических показателей управляющих устройств: дросселирующей арматуры и характеристика кустовой насосной станции (КНС).

В процессе эксплуатации гидросистем поддержания пластового давления (ППД) возникает ряд эксплуатационных задач, решение которых без системного подхода к анализу состояния гидросистемы не может быть адекватным требованиям эффективного управления. Для наиболее эффективного управления сложных по структуре систем необходимо применение модели системы, имитирующей поведение реальных или

проектируемых гидросистем с произвольной структурой и техническими показателями, составляющих их элементов.

Комплексный оптимум должен достигаться при совместном соблюдении условий минимизации среднего относительного отклонения текущих приемистостей от оптимальных – S_g и максимизации к.п.д. системы – η_ϕ необходимо максимизировать некий коэффициент эффективности – $\overline{K}_{эфф}$, отражающий совместное выполнение условий «технологической» и «технической» оптимизации.

Помимо контроля над параметрами потока жидкости, модель позволяет, модифицируя технические свойства отдельных элементов проследить прогнозные расходы и давления жидкости в изменяемой системе.

Под способом выбора оптимального состояния или просто способом оптимизации будем понимать средства к достижению цели оптимизации: набор технических показателей, изменение которых в реальной системе позволит изменить комплексный гидравлический режим, в соответствии с ее оптимальным состоянием.

Abstract. This article discusses aspects of the development of methods for the automated optimization of reservoir pressure maintenance through the use of models for the variation of technical performance control devices: throttling valves and characteristic group pumping station (SPS).

In the operation of hydraulic systems to maintain reservoir pressure (PAP), there are a number of operational tasks which no systematic approach to the analysis of the state of the hydraulic system may not be adequate to the requirements of good governance. For the most effective management of structurally complex systems requires the use of the model system that mimics the behavior of real or projected hydraulic systems with arbitrary structure and technical indicators that make up their items.

The complex is to be achieved with optimum joint compliance with the terms of minimizing the mean relative deviation from the optimal current pickups - and maximize efficiency system - a need to maximize the efficiency factor - reflecting the joint fulfillment of the conditions of "technology" and "technical" optimization.

In addition to controlling the flow of fluid parameters, the model allows modifying the technical properties of the individual elements of the track projected costs and the fluid pressure in the system variable

Selecting the optimum condition or just a way to optimize the resources we mean to achieve the goal of optimization: a set of technological parameters, which change in the real system, will change the complex hydraulic regime, in line with its optimal state.

Ключевые слова: гидросистема, кустовая насосная станция (КНС), поддержания пластового давления (ППД), управляющие устройства.

Key words: hydraulic system, group pumping station (SPS), maintain reservoir pressure (PAP), the control unit.

Требуемые показатели моделирования реализованы в программном продукте Hydra'Sym[1], который реализует модели неустановившегося неизотермического течения и фильтрации сжимаемых текучих сред в наземных трубопроводных сетях и пластовых системах (рисунок 1).

Суть имитации систем поддержания пластового давления (ППД), включающей наземное и подземное оборудование, а также зон воздействия скважин на пласт состоит в определении расходов и давлений в звеньях и узлах модели [2].

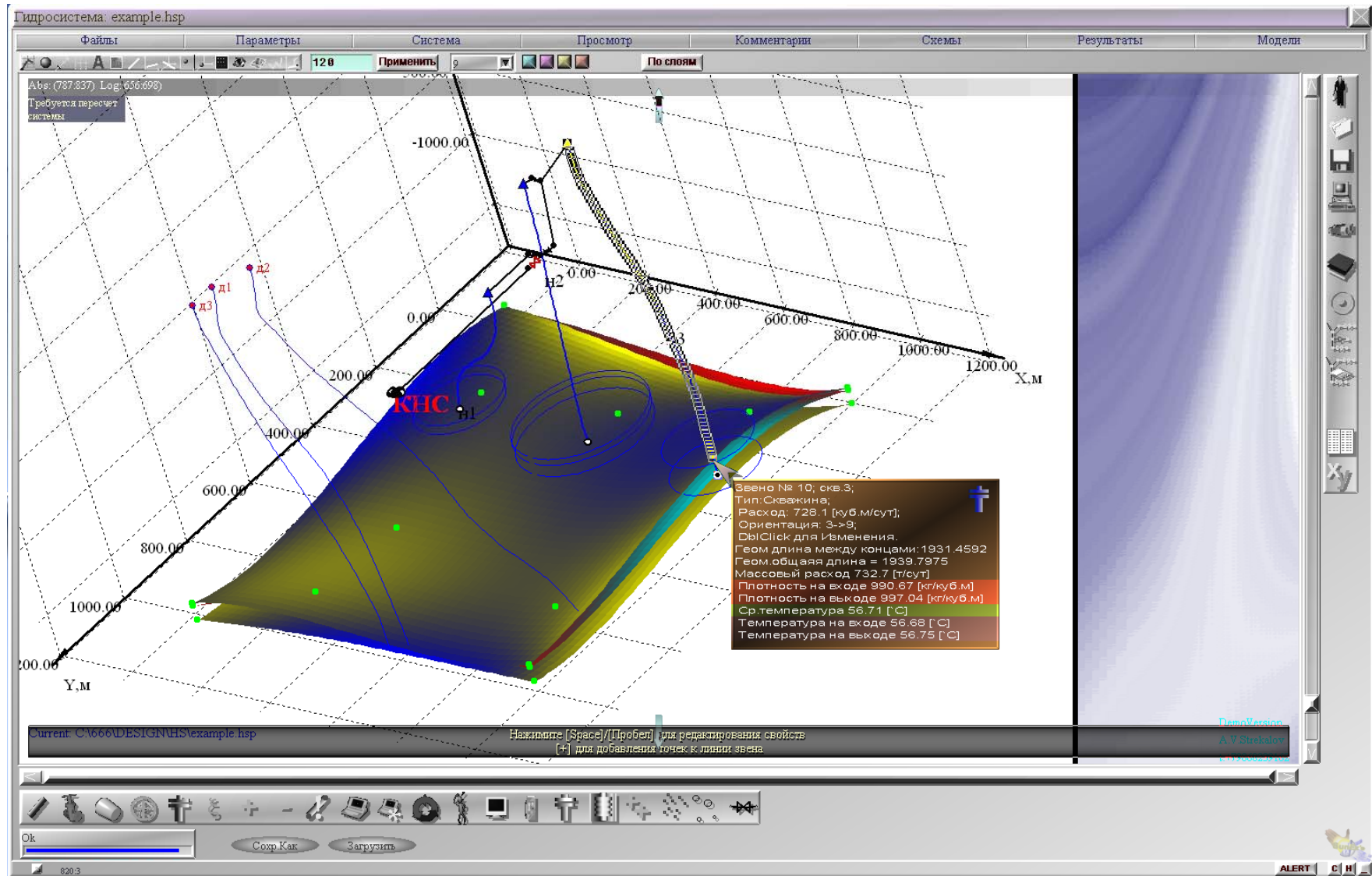


Рисунок 1. Рабочее окно программного комплекса HydraSym

Помимо контроля над параметрами потока жидкости, модель позволит, модифицируя технические свойства отдельных элементов проследить прогнозные расходы и давления жидкости в изменяемой системе. В данной статье рассматриваются аспекты разработки методов автоматизированной оптимизации систем поддержания пластового давления (ППД) посредством использования их моделей при вариации группы технических показателей управляющих устройств: дросселирующей арматуры и характеристике кустовой насосной станции (КНС).

Далее под технологическими показателями будем понимать технические показатели устройств выбранных для управления комплексным гидравлическим режимом системы. Наиболее подходящими для оптимизации уже существующей системы поддержания пластового давления ППД являются тех-показатели дросселирующей арматуры (диаметры штуцеры, высота затворов клапанных регуляторов и т.п.) и КНС, включающая количество, типоразмеры и порядок подключения насосных агрегатов (тех-показатели kQ и kdP). Технологические показатели kQ , kdP являются коэффициентами масштабирования гидравлической характеристики насосных агрегатов или КНС по оси расходов q и перепадов давлений Δp соответственно – $f'(q) = f(q \cdot kQ) \cdot kdP$, где $f'(q)$ – измененная гидравлическая характеристика, $f(q)$ – исходная гидравлическая характеристика [3].

Системы ППД хорошо управляемы при воздействии на некоторые тех-показатели. Для достижения гидропараметром q (расход жидкости в звене) требуемого значения согласно регулировочной кривой, связывающей его с некоторым технологическим показателем, например $q_i = \psi_{q_i}(d_i)$ – расход в штуцере от его же диаметра, достаточно решить нелинейное уравнение вида $\psi_{q_i}(d_i) = Q_n$ относительно неизвестного d_i , где Q_n – номинальное значение гидропараметра q_i ; d_i – искомый технологический показатель (диаметр штуцера).

Под способом выбора оптимального состояния или просто способом оптимизации будем понимать средства к достижению цели оптимизации: набор технических показателей, изменение которых в реальной системе позволит изменить комплексный гидравлический режим, в соответствие с ее оптимальным состоянием.

В связи с тем, что комплексный оптимум должен достигаться при совместном соблюдении условий минимизации среднего относительного отклонения текущих приемистостей от оптимальных – S_g [4] и максимизации к.п.д. системы – η_ϕ необходимо максимизировать некий коэффициент эффективности – $\bar{K}_{эфф}$, отражающий совместное выполнение условий «технологической» и «технической» оптимизации.

Исходя из вышесказанного, искомый оптимум достигается решением:

$$\psi_{\bar{K}_{эфф}} \left(\begin{array}{c} d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, \\ kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, \\ kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}} \end{array} \right) \rightarrow \max, \quad (1)$$

Также важно отметить допущение, согласно которому предполагается, что к.п.д. насоса не зависит от коэффициента kdP . Это вполне правомерно, так как при последовательной установке центробежных насосов или установке дополнительных секций, совместный к.п.д. такой системы слабо меняется при работе на оптимальном режиме [5].

Рассмотрим результаты оптимизации согласно решению задачи (1) на примере модели гидросистемы, отображенной на рисунке 2, комплексные показатели которой до и после оптимизации отражены в таблице 1. Номинальная приемистость скважин задана согласно требуемой по технологии заводнения: средней (по схеме) 1000 м³/сут, верхней 300 м³/сут, и нижней 200 м³/сут.

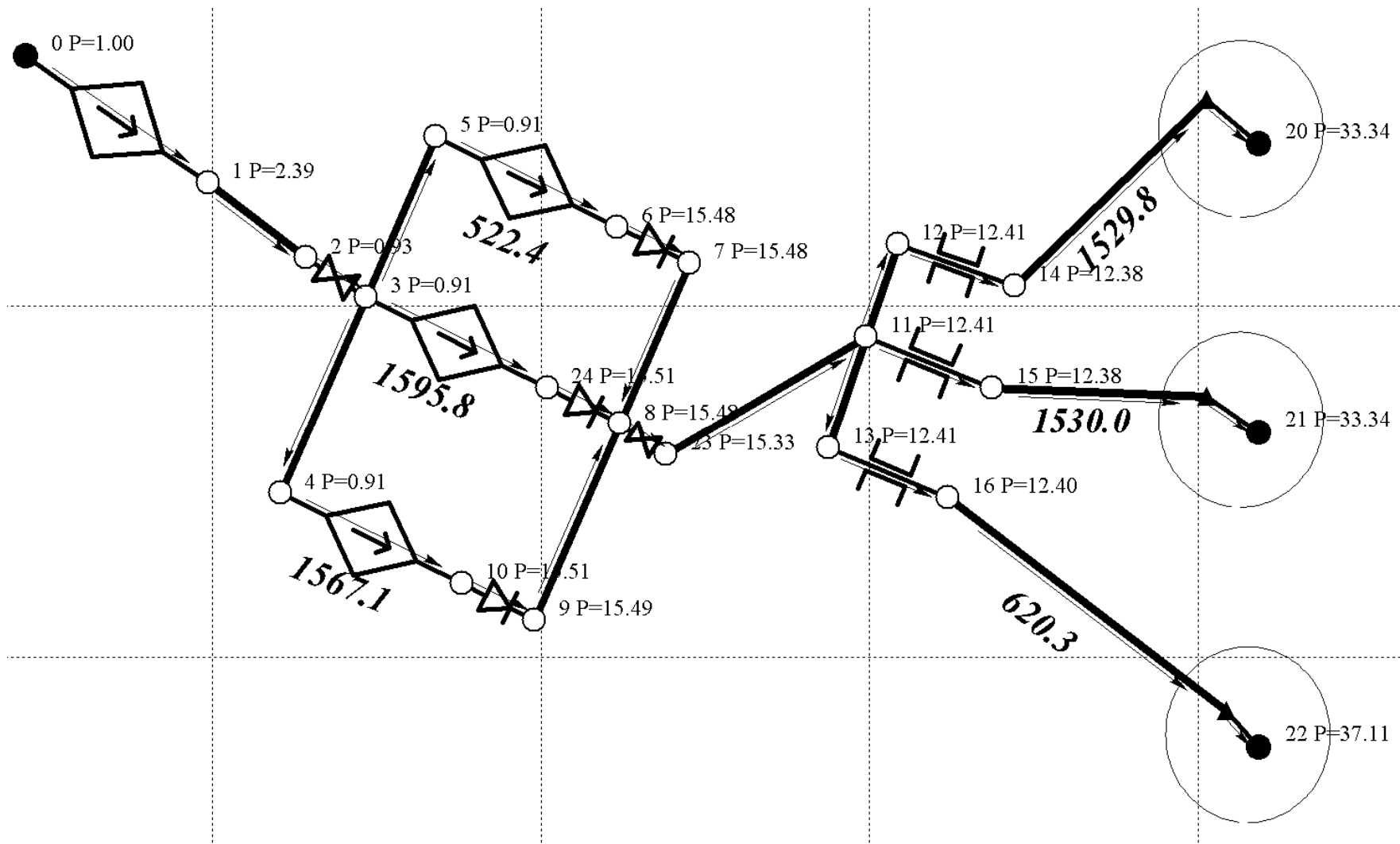


Рисунок 2. Пример модели небольшой системы потокораспределения до оптимизации

Выводы

После оптимизации, т.е. решения задачи (1), имеем уже оптимизированное состояние модели с искомыми диаметрами штуцеров (сверху вниз по схеме) – $d_1 = 0,0057$ м, $d_2 = 0,0111$ м, $d_3 = 0,0059$ м и корректирующими коэффициентами насосных агрегатов (сверху вниз по схеме) – $kQ_1 = 0,150$, $kdP_1 = 0,890$, $kQ_2 = 0,149$, $kdP_2 = 0,91$, $kQ_2 = 0,151$, $kdP_2 = 0,890$. Комплексные показатели оптимизированной гидросистемы приведены в таблице 1 (правая колонка).

Таблица 1. Комплексные показатели системы до и после оптимизации

Величина	Ед. изм.	Значение до оптимизации	Значение после оптимизации
η_ϕ	%	21,44	37,57
S_g	%	148,7	0,08
$\bar{K}_{эфф}$	д.е.	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,376

Предложенный способ позволяет выбрать наиболее рациональное значение технологических показателей, изменение которых в реальной системе позволит изменить комплексный гидравлический режим, в соответствие с ее оптимальным состоянием.

Список используемых источников

1 Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления HydraulicSymuiator (Hydra'Sym) лаборатории разработки ПО SunEXe. /Стрекалов А.В. М.: Свидетельство РОСПАТЕНТа № 2002611864 о регистрации программы для ЭВМ. М., 2002. 1 с.

2 Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2007. 661 с.

3 Минаев Ю.Н., Филимонова О.Ю. Методы и алгоритмы идентификации и прогнозирования в условиях неопределенности. М.: «Горячая линия-Телеком», 2003. 208 с.

4 Карлсон М.Р. Практическое моделирование резервуаров. М.: «Ижевск», 2013. 912 с.

5 Фантони И., Лозано Р. Нелинейное управление механическими системами с дефицитом управляющих воздействий. М.: «К-Динамика», 2013. 312 с.

References

1 Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления HydraulicSymulator (Hydra'Sym) лаборатории разработки ПО SunEXe. /Strekalov A.V. М.: Свидетельство Роспатента № 2002611864 о регистрации программы для ЭВМ. М., 2002. 1 с. [in Russian].

2 Strekalov A.V. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмен: ОАО «Тюменский дом печати», 2007. 661 с. [in Russian].

3 Minaev Yu.N., Filimonova O.Yu. Методы и алгоритмы идентификации и прогнозирования в условиях неопределенности. М.: «Горячая линия-Телеком», 2003. 208 с. [in Russian].

4 Karlson M.R. Практическое моделирование резервуаров. М.: «Ижевск», 2013. 912 с. [in Russian].

5 Fantoni I., Lozano R. Нелинейное управление механическими системами с дефицитом управляющих воздействий. М.: «К-Динамика», 2013. 312 с. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Стрекалов А.В., д-р техн. наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

A.V. Strekalov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

Хусаинов А.Т., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

A.T. Khusainov, Post-graduate Student of the Chair “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: iq-tyumen@mail.ru