

УДК 681.5.01

Научная статья

<https://doi.org/10.32603/2071-8985-2022-15-10-13-24>

Синтез распределенной системы управления процессом разработки нефтяного месторождения

С. Е. Абрамкин¹, И. М. Новожилов¹, Т. В. Кухарова², А. В. Плотников², А. В. Шишкина²✉¹ Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина), Санкт-Петербург, Россия² Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

✉ N.Shishkina99@yandex.ru

Аннотация. Рассматривается синтез распределенной системы управления процессом разработки нефтяного месторождения. Обозначается значимость объекта моделирования на сегодняшний момент, выделяются основные параметры моделируемого объекта, затем составляется математическая модель системы, которая после реализуется программно, а также осуществляется анализ объекта управления и синтез системы управления с распределенным высокоточным регулятором. Для решения поставленных задач использовались методы математического и компьютерного моделирования, методы анализа и синтеза систем с распределенными параметрами, основы теории построения алгоритмов и программ. Исследования выполнены на базе отчетной работы по научно исследовательской работе бакалавра [1].

Ключевые слова: синтез системы управления, распределенный высокоточный регулятор

Для цитирования: Синтез распределенной системы управления процессом разработки нефтяного месторождения / С. Е. Абрамкин, И. М. Новожилов, Т. В. Кухарова, А. В. Плотников, А. В. Шишкина // Изв. СПбЭТУ «ЛЭТИ». 2022. Т. 15, № 10. С. 13–24. doi: 10.32603/2071-8985-2022-15-10-13-24.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Original article

Synthesis of Distributed Oil Field Development Control System

S. E. Abramkin¹, I. M. Novozhilov¹, T. V. Kukharova², A. V. Plotnikov², A. V. Shishkina²✉¹ Saint Petersburg Electrotechnical University, Saint Petersburg, Russia² Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

✉ N.Shishkina99@yandex.ru

Abstract. Discusses the synthesis of a distributed oil field development control system. The article indicates the significance of the modeling object at the moment, highlights the main parameters of the simulated object, then compiles a mathematical model of the system, which is then implemented programmatically, as well as analyzes the control object and synthesizes the control system with a distributed high-precision regulator. To solve the problems set in the work, methods of mathematical and computer modeling, methods of analyzing and synthesizing systems with distributed parameters, the foundations of the theory of building algorithms and programs were used. This work based on the report work on the graduation paper [1].

Keywords: control system synthesis, distributed high-precision regulator

For citation: Abramkin S. E., Novozhilov I. M., Kukharova T. V., Plotnikov A. V., Shishkina A. V. Synthesis of Distributed Oil Field Development Control System // LETI Transactions on Electrical Engineering & Computer Science. 2022. Vol. 15, no. 10. P. 13–24. doi: 10.32603/2071-8985-2022-15-10-13-24.

Conflict of interest. The authors declare no conflicts of interest.

Введение. В современном мире человек окружен огромным количеством отраслей производства, к которым относится и нефтяная промышленность, ведь практически любое действие человека тем или иным образом связано с применением продуктов нефтепереработки. Примерно 3/4 добываемого флюида уходит на производство топлива для транспортных средств и различного оборудования.

В последнее время нефтяная промышленность РФ переживает спад. Если провести сравнительную характеристику производства за несколько лет, можно заметить, что добыча сырья снизилась на 40 %. Несмотря на такую статистику, рассматриваемая отрасль до сих пор способна обеспечить внутренние потребности страны в полной мере. Однако следует отметить, что добыча сырья может сократиться примерно на 20 % уже в ближайшее десятилетие. При этом, опираясь на прогнозы Министерства энергетики, Россия к 2030 г. может выйти на показатель добычи в 530 млн т, в то время как в 2021 г. этот показатель составил 524.4 млн т. Но для повышения этого показателя необходимо развивать новые месторождения в отдаленных уголках нашей страны [2].

В условиях роста производства запасы сырья в недрах планеты стремительно сокращаются. Именно поэтому в последнее время специалисты уделяют особое внимание автоматизации процессов добычи углеводородов. В данной статье рассматривается актуальность создания модели автоматической системы контроля и управления процессом разработки нефтяного месторождения.

Также важно рассмотреть именно распределенные системы управления – системы, включающие в себя огромное количество элементов, характеристика которых изменяется не только с течением времени, но и в пространстве, так как зависит от пространственных координат. В данной статье рассматривается повышение эффективности управления процессами добычи нефтепродуктов в нефтеносных пластах месторождения с помощью разработки математической модели объекта и синтеза системы управления с распределенными параметрами [3].

Основные проблемы нефтедобывающей отрасли. В рассматриваемой отрасли можно выделить следующие проблемы [4]:

– сокращение базы запасов легко извлекаемой нефти и увеличение доли трудно извлекаемого сырья на поверхность [5];

– необходимость увеличения коэффициента, который характеризует количество добываемого сырья, с помощью различных методов [6];

– важную роль при всем этом играет модификация плотности расположения оборудования на разрабатываемой территории, а также необходимость освоения территорий, на которых расположены трудноизвлекаемые запасы [7].

Физические и геометрические параметры объекта управления. В качестве ОУ рассматривается Осинское месторождение. Выбор такого объекта обусловлен наличием достаточных данных для моделирования [8]. Рассмотрим основные параметры, необходимые для моделирования объекта, а затем занесем данные в таблицу.

Математическая модель нефтяного месторождения. Процессы на Осинском месторождении можно описать следующим дифференциальным уравнением в частных производных:

$$\frac{\partial H(x, y, z, \tau)}{\partial \tau} = \frac{1}{\eta} \left(\frac{\partial^2 H(x, y, z, \tau)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 H(x, y, z, \tau)}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 H(x, y, z, \tau)}{\partial z^2} \right) + V(t) \delta(x, y, z),$$

где $H = H(x, y, z, t)$ – напор в определенной точке залежи в конкретный момент времени; τ – время переходного процесса; η – коэффициент упругости пласта; x, y, z – координаты точки для которой ведется расчет, в пространстве; z_i – координата плоскости нефтяного горизонта по оси z ; X_L, Y_L, Z_L – конечные значения координат x, y, z ; $V(t)$ – уменьшение значения напора; $\delta(x, y, z)$ – единичная функция, равная 1 в месте расположения заборной скважины и 0 в остальных местах.

После этого нужно преобразовать полученную модель в дискретный вид. Для этого используем метод конечных разностей.

Геометрические и физические параметры объекта
Geometric and physical parameters of the object

Параметр	Обозначение	Значение
Длина моделируемой области, м	L_x	1450
Ширина моделируемой области, м	L_y	2300
Толщина пласта, м	L_z	24.8
Упругость пласта, 1/м	η	$1.5 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент фильтрации, м/сут	k_x	3.2
Коэффициент фильтрации, м/сут	k_y	6.2
Коэффициент фильтрации, м/сут	k_z	1.2
Дебит нефти на одну нагнетательную скважину, т/сут	U_{115}	3.5
	U_{148}	6.7
	U_{110}	9.3
	U_{200}	13.2
	U_{132}	15.7
	U_{106}	17
Дебит нефти на одну нагнетательную скважину, т/сут	N_{100}	10
	N_{121}	19
	N_{130}	27
	N_{141}	40
	N_{143}	45
	N_{151}	51
	N_{157}	53

Упростив выражение, получим:

$$\begin{aligned}
 & H_{i,j,k,\tau} = \frac{1}{\eta} dt \times \\
 & \times \left(k_x \frac{H_{i-1,j,k,\tau-1} - 2H_{i,j,k,\tau-1} + H_{i+1,j,k,\tau-1}}{\Delta x^2} + \right. \\
 & + k_y \frac{H_{i,j-1,k,\tau-1} - 2H_{i,j,k,\tau-1} + H_{i,j+1,k,\tau-1}}{\Delta y^2} + \\
 & \left. + k_z \frac{H_{i,j,k-1,\tau-1} - 2H_{i,j,k,\tau-1} + H_{i,j,k+1,\tau-1}}{\Delta z^2} \right) + \\
 & + H_{i,j,k,\tau-1} + U_j \delta(x, y, z), \quad (1)
 \end{aligned}$$

где k_x, k_y, k_z – коэффициенты фильтрации по соответствующим пространственным координатам; dt – шаг дискретизации по времени; U_j – дебит скважины, j – номер скважины; i, j, k – координаты точки, для которой ведется расчет в пространстве.

Опишем поведение объекта на границах в дискретном виде:

$$\begin{aligned}
 & H_{0,j,k} = 0, \\
 & H_{x,j,k} = 0, \\
 & H_{i,0,k} = 0, \\
 & H_{i,y,k} = 0, \\
 & H_{i,j,0} = 0, \\
 & H_{i,j,z,\tau} = H_{i,j,z-1,\tau}. \quad (2)
 \end{aligned}$$

Таким образом, (1) позволит нам представить характеристику изменения пьезометрической поверхности в конкретной точке. Также (1) в совокупности с (2) позволит построить модель системы, с помощью которой можно синтезировать распределенную систему управления [9], [10].

Анализ результатов моделирования. Проанализируем объект исследования – пласт Бш Осинского месторождения – на основе данных разработанной модели. Используя полученные данные, построим графики переходных процессов, которые связывают входное воздействие (дебит скважин) и выходы [11]. По итогам моделирования были получены графики на рис. 1 (ΔH – изменение рассматриваемых напоров). Рисунок характеризует поведение системы в точке расположения нагнетательных скважин.

Рассмотрим поведение системы при изменении уровня добычи (рис. 2).

Синтез распределенного высокоточного регулятора (рис. 3). При установившемся режиме объекта управления необходимо подать входное воздействие с помощью пространственной гармоники. При этом входным воздействием будет функция: $\alpha(y, \tau) = A_\gamma \sin(\psi_\gamma y_j)$, где $A_\gamma \approx 10\%$ от действующего режима эксплуатации, $\psi_\gamma = \pi i / Ly$, i – номер моды; $y_j = pyj$, j – точки расположения нагнетательных скважин, py – дискретный шаг

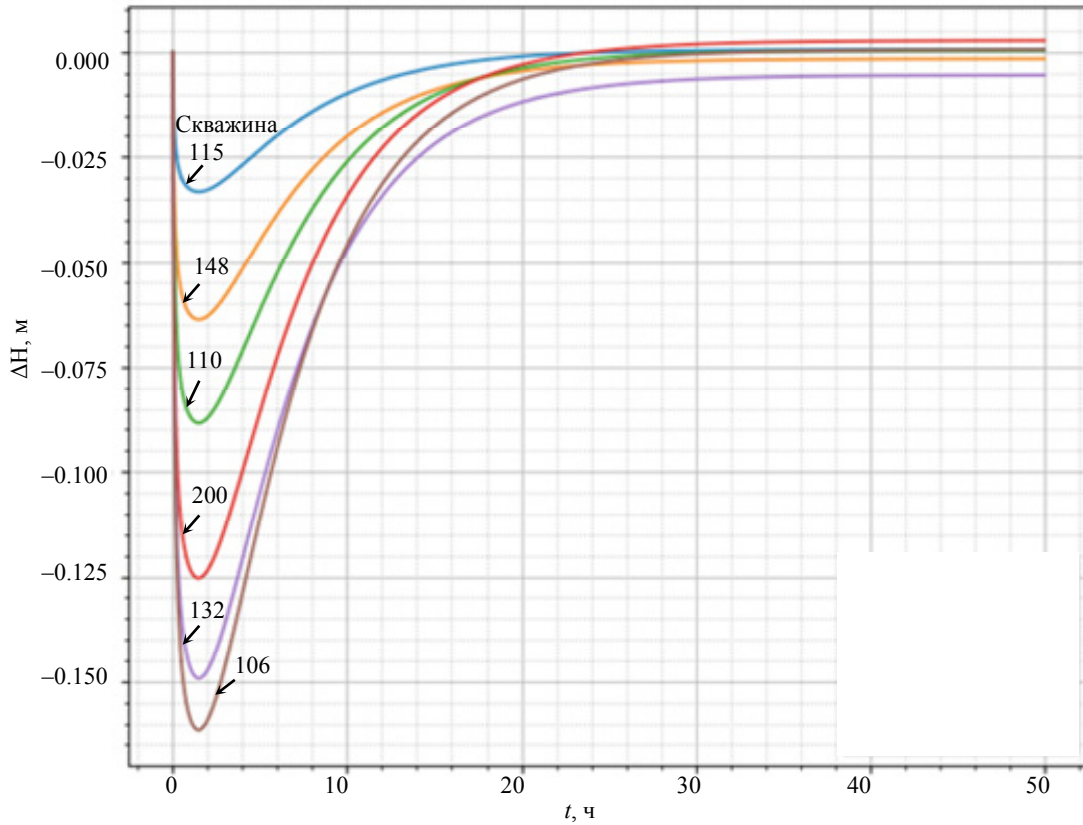


Рис. 1. График переходных процессов для добывающих скважин при текущих режимах эксплуатации месторождения
Fig. 1. Transient flow chart for producing wells under current field operating conditions

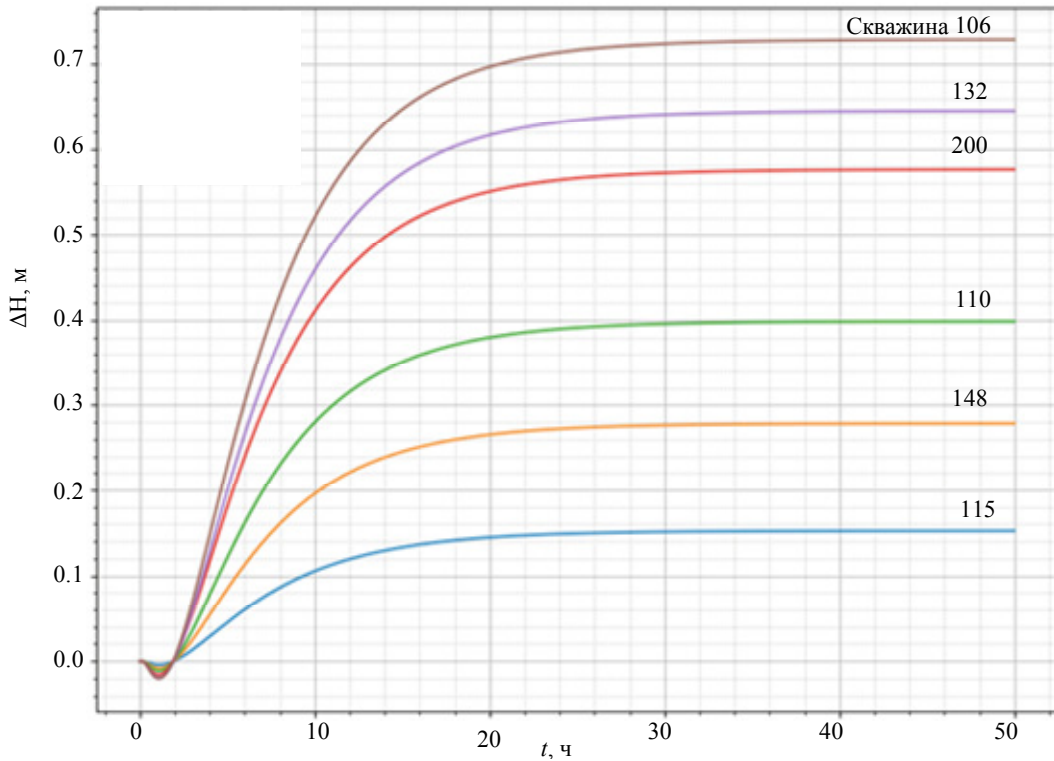


Рис. 2. График переходного процесса на глубине 12.4 м
Fig. 2. Transient schedule at 12.4 meters depth

по координате y , L_y – ширина моделируемой области. Экспериментальным путем было доказано,

что переходный процесс по добывающим скважинам длится менее 10 ч и для исследования пе-

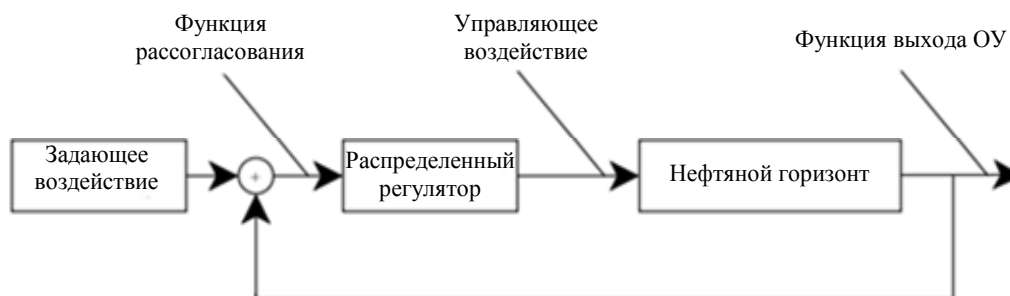


Рис. 3. Схема управления напором в пласте
 Fig. 3. Formation head control diagram

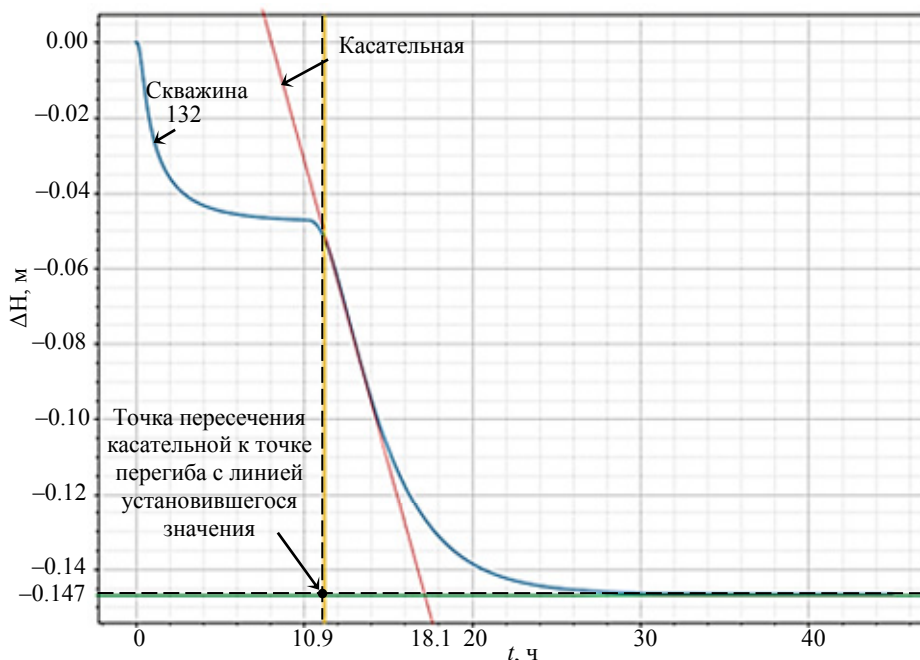


Рис. 4. Графоаналитическая идентификация объекта по 1-й моде
 Fig. 4. Graphoanalytical identification of the object by 1 mode

реходного процесса по нагнетательным скважинам целесообразно изменить напор в этих скважинах при $t > 10$ ч [12], [13].

Определим параметры передаточных функций для пространственных мод аperiodического звена с запаздыванием:

$$W(G, p) = \frac{K(G)}{T(G)p + 1} e^{-p\tau(G)},$$

где $K(G) = \frac{y_{уст}}{x_{вх}}$ – коэффициент усиления; $y_{уст}$ – установившееся значение; $x_{вх}$ – входное значение; $s(\tau)$ – время запаздывания, с; $T(G)$ – постоянная времени, с; p – оператор Лапласа; G – обобщенная координата.

Воспользуемся графоаналитическим анализом для определения параметров аperiodического звена с запаздыванием (рис. 4, 5).

В результате определены коэффициенты аperiodического звена с запаздыванием:

$$K_1 = 0.053, T_1 = 16.7, \tau_1 = 0.7;$$

$$K_3 = 0.009, T_3 = 18, \tau_3 = 0.5.$$

Таким образом, передаточные функции объекта управления по пространственным модам будут выглядеть следующим образом:

$$W_1(G, p) = \frac{0.053}{16.7p + 1} e^{-0.7p};$$

$$W_3(G, p) = \frac{0.009}{18p + 1} e^{-0.5p}.$$

Для создания системы управления объектом требуется синтезировать распределенный высокоточный регулятор (далее РВР):

$$W(x, y, s) = E_1 \left[\frac{n_1 - 1}{n_1} - \frac{1}{n_1} \nabla^2 \right] +$$

$$+ E_4 \left[\frac{n_4 - 1}{n_4} - \frac{1}{n_4} \nabla^2 \right] \frac{1}{s} + E_2 \left[\frac{n_2 - 1}{n_2} - \frac{1}{n_2} \nabla^2 \right] s,$$

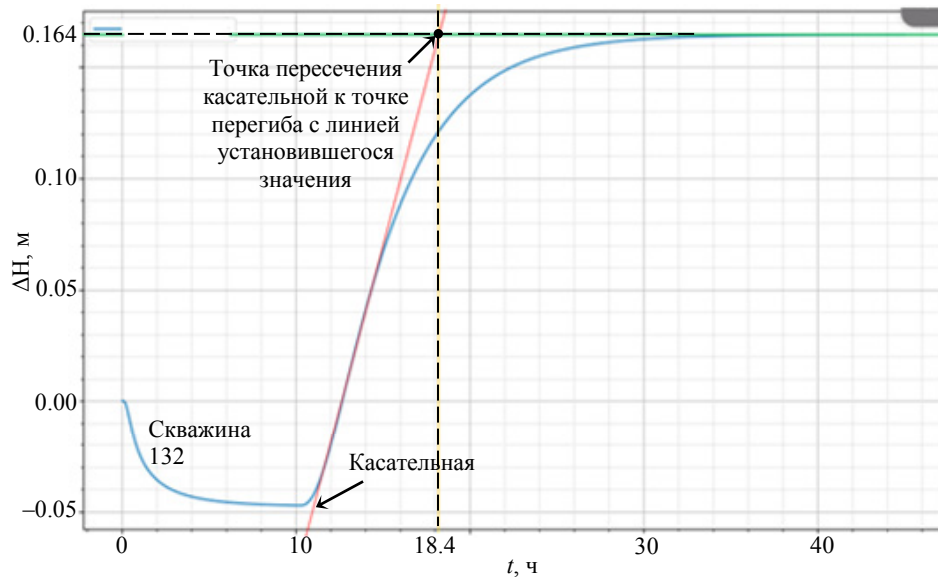


Рис. 5. Графоаналитическая идентификация объекта по 3-й моде
Fig. 5. Graphoanalytical identification of the object by 3 modes

где E_i – заданный коэффициент; n_i – весовой коэффициент; ∇ – лапласиан; s – оператор Лапласа.

Для 1 и 3 гармоники необходимо определить точки среза модуля разомкнутой системы.

Установим, что запас устойчивости по фазе равен $\pi/6$. Отложим запас устойчивости от $-\pi$. Тогда соответственно равны: $\omega_1 = 1.55$, $\omega_3 = 1.6$, где ω – частота. Затем необходимо определить коэффициент усиления объекта по следующему выражению: $20 \lg(k_{об}) = 20 \lg(M(j\omega_{cp}))$, где $k_{об}$ – коэффициент усиления объекта, ω_{cp} – частота среза. Тогда модули $M_1 = 0.002$, $M_3 = 0.0003$. Определим коэффициенты усиления регулятора в заданных точках: $\bar{M}_1 = 1/0.002 = 500$, $\bar{M}_3 = 1/0.0003 = 3333$. $\Delta M = 3333/500 = 6.67$, $G_1 = (3.14/2300)^2 = 18 \cdot 10^{-7}$, $G_3 = (3.14/2300)^2 = 16 \cdot 10^{-6}$.

Определим параметры пространственно-усилительного звена:

$$n_4 = \frac{1.06 - 1 + 16 \cdot 10^{-6} - 1.06 \cdot 18 \cdot 10^{-7}}{1.06 - 1} = 1.$$

$$E_1 = \frac{500}{\left[\frac{1.01 - 1}{1.01} + \frac{18 \cdot 10^{-7}}{1.01} \right]} = 50\,505.$$

Определим параметры пространственно-интегрирующего и пространственно-дифференцирующего звеньев:

$$\Delta\omega^2 = \frac{1.6^2}{1.55^2} = 1.06,$$

так как $\Delta\omega^2 > 1$, $n_2 = \infty$. Тогда

$$n_4 = \frac{1.06 - 1 + 16 \cdot 10^{-6} - 1.06 \cdot 18 \cdot 10^{-7}}{1.06 - 1} = 1;$$

$$E_4 = \left[\frac{1.55^2}{\left(\frac{1-1}{1} + \frac{18 \cdot 10^{-7}}{1} \right)^2 \cdot 50} \right]^{0.5} = 121\,779;$$

$$E_2 = \left[\frac{1}{\left(\frac{\infty-1}{1} + \frac{18 \cdot 10^{-7}}{\infty} \right)^2 \cdot 50 \cdot 1.55^2} \right]^{0.5} = 0.0912.$$

Передаточная функция РВР:

$$W(y, s) = 50\,505 \nabla^2 + 121\,779 \nabla^2 \frac{1}{s} + 0.0912s.$$

Анализ результатов моделирования. Зададим желаемое значение функции выхода, равное -0.5 и построим график переходного процесса с найденными коэффициентами (рис. 6).

Видно, что система неустойчива. Для ее изменения необходимо осуществить параметрический синтез регулятора. В конечном итоге получим следующий результат:

$$W(y, s) = 50\,505 \nabla^2 + 12\,1779 \nabla^2 \frac{1}{s} + 0.0912s.$$

Переходная характеристика представлена на рис. 7.

Данный переходный процесс построен при различном дебите нагнетательных скважин.

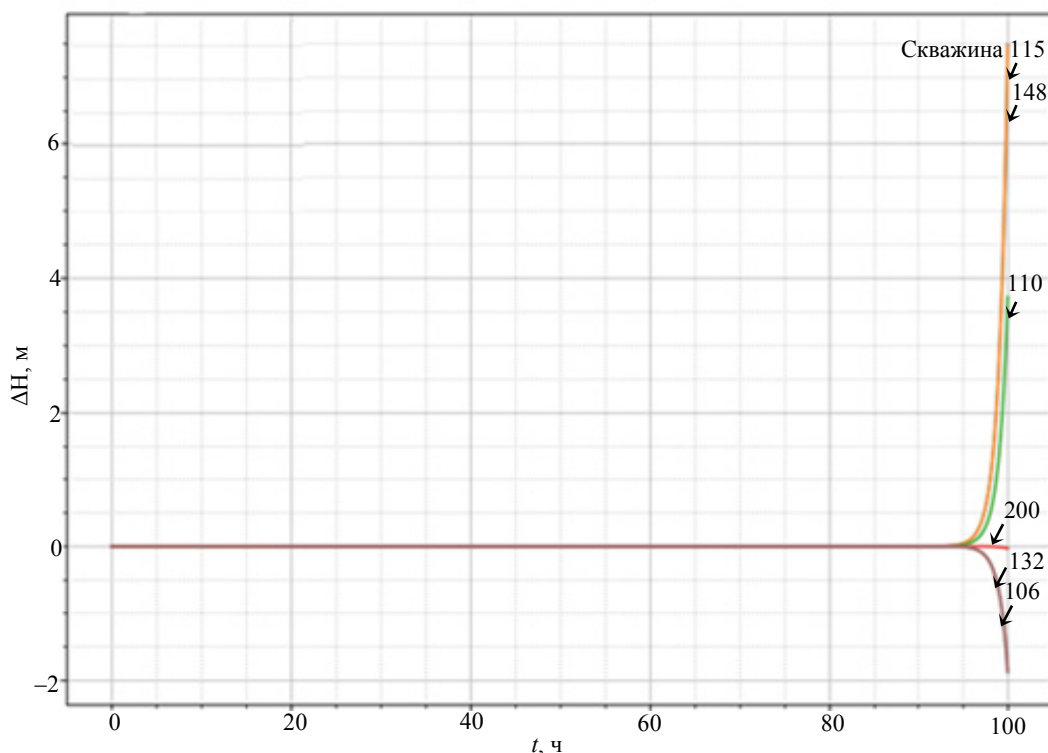


Рис. 6. График переходного процесса с РВП при различных дебитах при найденных коэффициентах регулятора (графики 132 и 106 идентичны, графики 115 и 148 идентичны)
 Fig. 6. Diagram of the transient process with RVP at different rates at the found regulator coefficients (diagrams 132 and 106 are identical, diagrams 115 and 148 are identical)

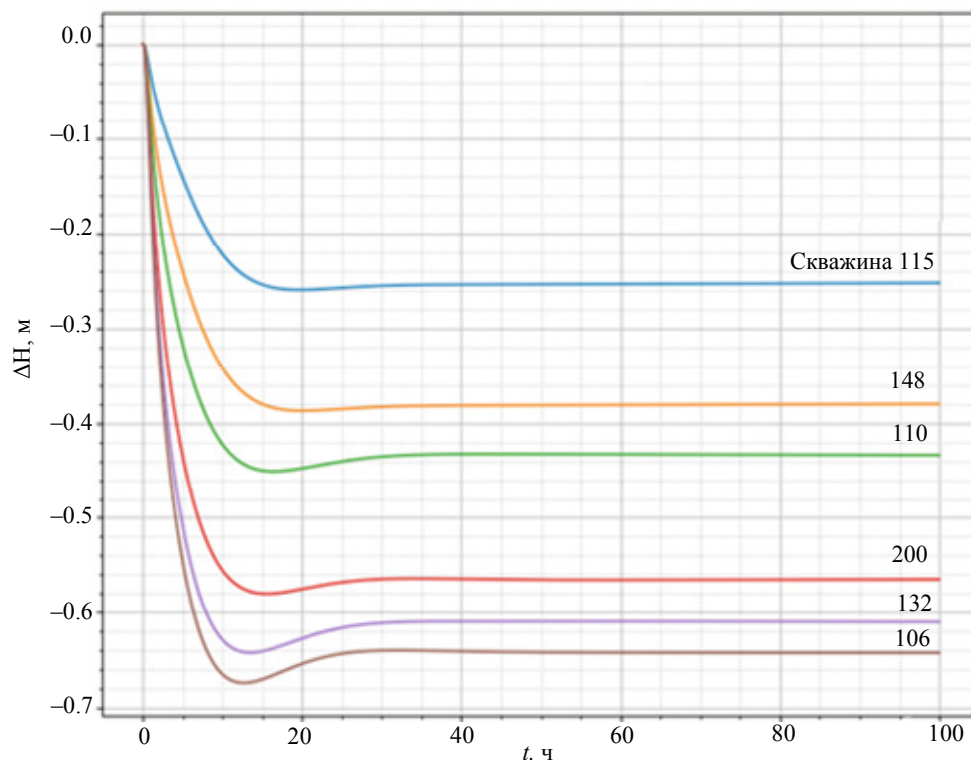


Рис. 7. График переходного процесса с РВП при различных дебитах
 Fig. 7. Transient schedule with RVR at different rates

Установим равный дебит рассматриваемых скважин, чтобы провести сравнительную характеристику (рис. 8).

Как видно из полученных графиков, дебит скважин существенно влияет на пространственное распределение пьезометрического уровня в пласте.

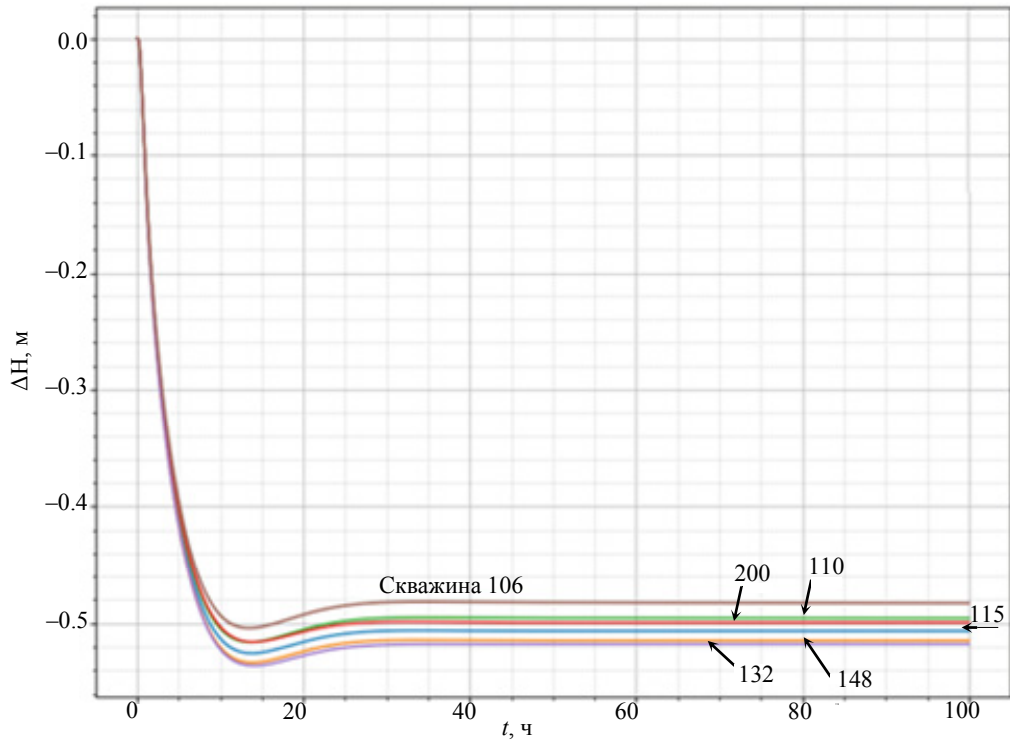


Рис. 8. График переходного процесса с РВР при равных дебитах
Fig. 8. Transient schedule with RVR at equal rates

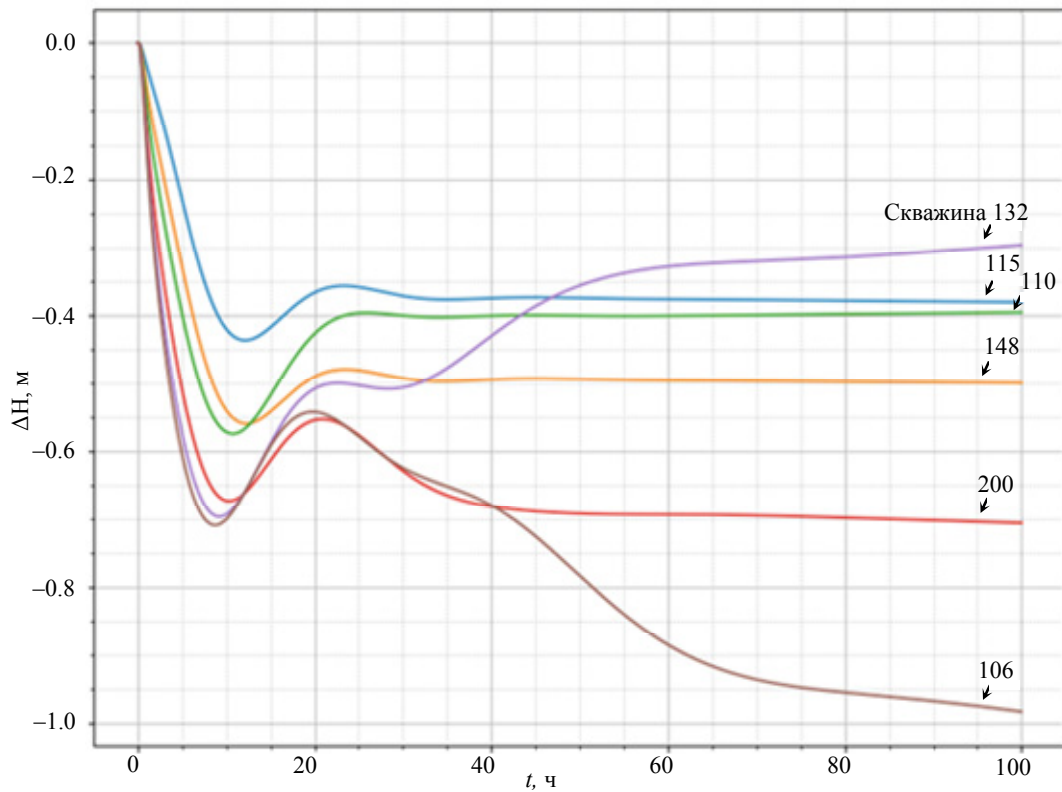


Рис. 9. График переходного процесса с сосредоточенным регулятором
Fig. 9. Concentrated regulator transient schedule

Для сравнительного анализа построим переходный процесс для системы с сосредоточенными регуляторами (рис. 9).

Оценка качества переходных процессов. Необходимо оценить качество переходных процессов замкнутой системы [14].

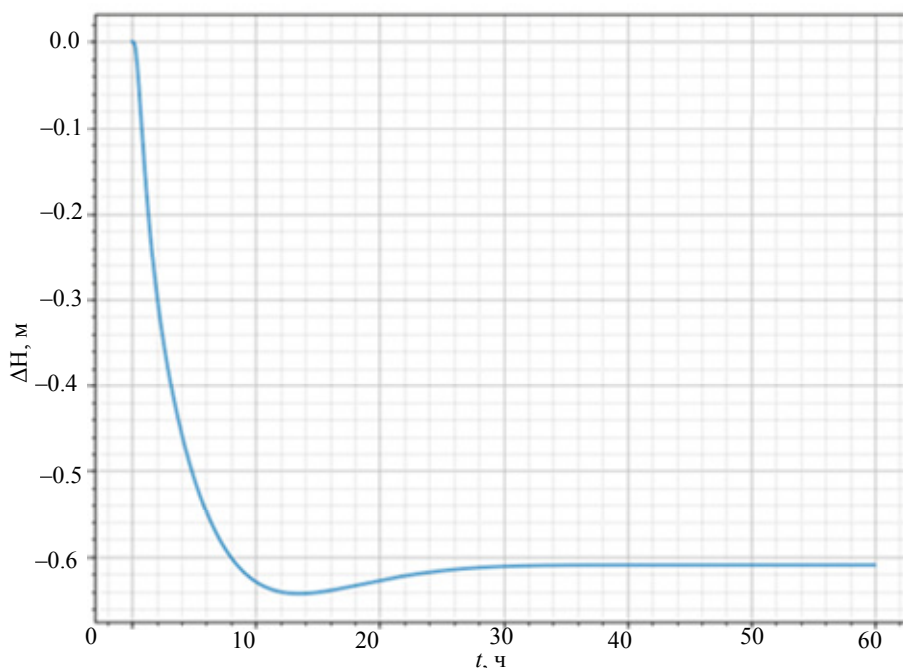


Рис. 10. График переходного процесса системы с РВР при различных дебитах для скважины 132

Fig. 10. Transient diagram of the RVR system at different rates for 132 well

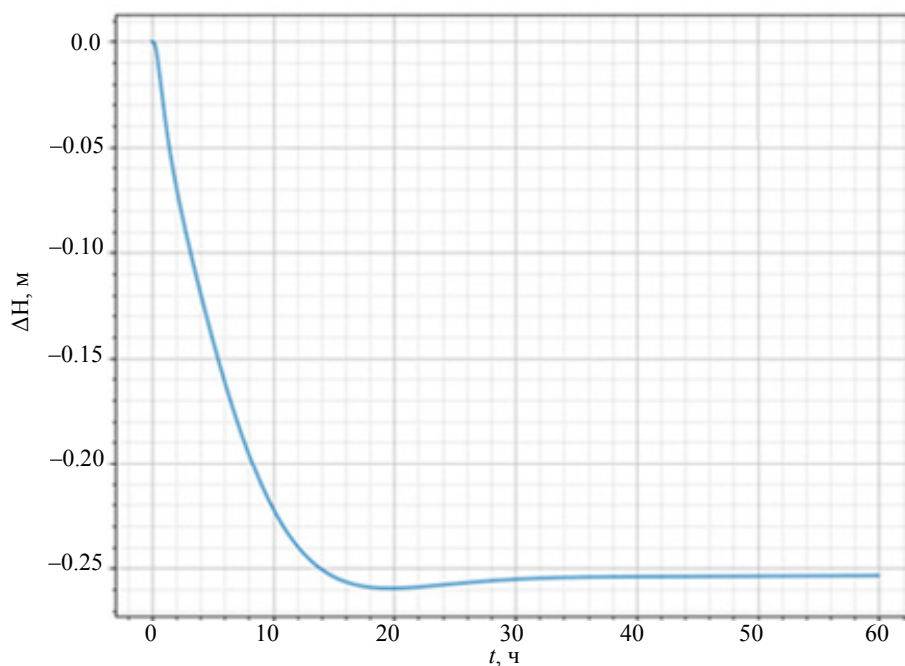


Рис. 11. График переходного процесса системы с РВР при различных дебитах для скважины 115

Fig. 11. Transient diagram of the RVP system at different rates for 115 well

Для этого нужно определить установившееся значение ($y_{уст}$), максимальное значение (y_{max}), время срабатывания ($t_{сраб}$) и регулирования ($t_{рег}$), перерегулирование σ , а также ошибку регулирования ε_p .

Установившуюся ошибку можно определить как разность между назначенным и реальным

значениями величины, которая установилась в конечном итоге.

Определим данные параметры для 115 и 132 скважин при РВР с разными дебитами добывающих скважин. Для этого необходимо построить графики переходных процессов для этих скважин (рис. 10, 11) и по ним определить необходимые параметры:

- $y_{уст} = -0.61, y_{min} = -0.64$;

- время срабатывания $t_{сраб} = 8$ ч;

- время регулирования $t_{рег} = 22$ ч;

- перерегулирование $\sigma = \frac{-0.64 - (-0.61)}{-0.61} \times$

$\times 100 \% = 4 \%$;

- ошибка регулирования $\varepsilon_p = -0.5 - (-0.61) =$
 $= 0.11$;

- $y_{уст} = -0.26, y_{min} = -0.27$;

- время срабатывания $t_{сраб} = 14$ ч;

- время регулирования $t_{рег} = 27$ ч;

- перерегулирование $\sigma = \frac{-0.27 - (-0.26)}{-0.26} \times$

$\times 100 \% = 3 \%$;

- ошибка регулирования $\varepsilon_p = -0.5 - (-0.26) =$
 $= -0.24$.

Анализ результатов. Проанализировав основные проблемы нефтяной отрасли, можно заметить, что данное направление стремительно развивается и совершенствуется. При этом специалисты стараются автоматизировать данный процесс, чтобы оптимизировать процесс разработки нефтяных месторождений. Именно поэтому в рамках данного исследования была рассмотрена модель автоматической системы контроля и управления процессом разработки нефтяного месторождения.

Научный интерес данного исследования заключается в создании математической модели нефтяного месторождения, которая позволит прогнозировать изменения напоров в нефтяной залежи и будет связывать входное воздействие, т. е. дебит скважин, и изменения рассматриваемых напоров. Также следует отметить, что данная модель отличается пространственной распределенностью.

Производственный интерес рассмотренного исследования состоит в разработке системы управления нефтяным месторождением и синтезе регулятора, способного, управляя вектором входного воздействия, перевести вектор функции выхода в заданное состояние. Главное преимущество такой системы заключается в том, что в реальной жизни месторождение можно разработать единожды, и любая ошибка может стать неисправимой, а с помощью электронных ресурсов можно выполнять его «разработку» несколько раз, подби-

вать оптимальные параметры и в итоге – оптимальный режим разработки.

Таким образом, данная работа может быть полезна в нефтяной отрасли производства.

Заключение. В связи с тем, что объемы добываемой нефти ежегодно увеличиваются, а запасы сырья при этом сокращаются, возникает необходимость создания модели автоматической системы контроля и управления процессом разработки нефтяного месторождения. Важно отметить, что неоптимальные режимы добычи, а также отсутствие учета влияния соседних скважин могут привести к неполному извлечению нефтяных запасов. Именно поэтому повышение нефтеотдачи пластов особенно актуально.

В ходе проделанной работы были рассмотрены основные проблемы нефтедобывающей отрасли, а также методы их решения. Также был проведен анализ состояния области математического моделирования нефтяных месторождений. Было отмечено, что в наше время математическая модель является неотъемлемой частью разработки нефтяных месторождений – с ее помощью появляется возможность описать характер рассматриваемого явления с точки зрения физики. Для создания такой модели необходимо учитывать физические и геологические особенности рассматриваемого объекта управления.

Для создания системы управления рассматриваемым объектом было необходимо синтезировать распределенный высокоточный регулятор, который будет управлять вектором входного воздействия, а затем сможет перевести вектор выходной функции в требуемое состояние. Для сравнительной характеристики был также синтезирован сосредоточенный ПИД-регулятор. Был сделан вывод о том, что замена распределенного высокоточного регулятора на сосредоточенные ПИД-регуляторы приводит к значительному увеличению ошибки регулирования. Именно поэтому для дальнейшего исследования была использована система с распределенным высокоточным регулятором.

Затем по результатам были построены графики увеличения или уменьшения напора в точках, где расположены добывающие скважины. Также было доказано, что выведенная система управления устойчива и обеспечивает точное регулирование напора в пласте и при равных дебитах добывающих скважин.

Список литературы

1. Шишкина А. В., Кухарова Т. В. Синтез распределенной системы управления процессом разработки нефтяного месторождения. Выпускная квалиф.

работа бакалавра. СПб.: изд-во Санкт-Петербургского горного ун-та, 2022. 78 с.

2. Губкин И. М. К вопросу о рациональной разработке нефтяных месторождений. М.: Изд-во АН СССР, 1953. Т. 2.
3. Ильюшин Ю. В. Методы импульсного управления объектами с распределенными: дис. ... канд. техн. наук. Пятигорск: Северо-Кавказский федеральный ун-т, 2012. 170 с.
4. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи в химии. 2007. № 10. С. 1034–1052.
5. Машкин М. Н. Совершенствование технологии и технических средств реконструкции скважин бурением дополнительных стволов с целью повышения дебитов скважин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 484–486. (In Russ.).
6. Давыдов А. В., Сакунова Е. В., Абрикина Л. Н. Обоснование плотности сетки скважин при применении гидравлического разрыва пласта // Нефтепромышленное дело. 2008. № 4. С. 7–9.
7. Коршунов Н. В., Ивченко Е. Г. Современные методы увеличения нефтеотдачи // Современные инновации. 2019. № 6 (34). С. 14–15.
8. Дриацкая З. В., Мхчян М. А., Жмыхова Н. М. Нефти СССР. Справочник в 4 т. М.: Химия, 1971. Т. 1. С. 53–157.
9. Зиянгулов А. Р. Взгляд «сбоку» на моделирование разработки нефтяных месторождений и эксплуатации нефтяных месторождений // Акад. журн. Зап. Сибири. 2015. Т. 11, № 2(57). С. 26. (In Russ.).
10. Пономарчук П. А. Нефтяное месторождение как система с распределенными параметрами // Современная наука и инновации. 2016. № 3 (15). С. 38–43.
11. Ермолаев А. И., Некрасов А. А. Алгоритм оптимизации дебитов газоконденсатных скважин // Наука и техника газовой промышленности. 2019. № 3(79). С. 26–34.
12. Свид. о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2021660695 РФ. Программа для анализа температурного поля многослойного нефтяного пласта, осложненного высоким содержанием парафина / Ю. В. Ильюшин, М. С. Сандыга; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». EDN UZNVNV. Заявл. 28.06.2021; опубл. 30.06.2021
13. Свид. о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2021662752 РФ. Программа для анализа температурного насосно-компрессорной трубы малodeбитовой нефтяной скважины / Ю. В. Ильюшин, А. В. Лосева; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». Заявл. 27.07.2021; опубл. 04.08.2021. С. 1.
14. Анализ и идентификация электромагнитных полей пространственно распределенных систем управления / И. М. Новожилов, О. А. Беляевский, Ю. В. Ильюшин, Т. В. Кухарова, Е. М. Михайлова // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». 2022. № 2. С. 41–50.

Информация об авторах

Абрамкин Сергей Евгеньевич – канд. техн. наук, СПбГЭТУ «ЛЭТИ».

E-mail: seabramkin@etu.ru

Новожилов Игорь Михайлович – канд. техн. наук, доцент СПбГЭТУ «ЛЭТИ».

E-mail: novozhilovim@list.ru

Кухарова Татьяна Валерьевна – канд. техн. наук, доцент кафедры системного анализа и управления Санкт-Петербургского Горного университета.

E-mail: Kukharova_TV@pers.spmi.ru

Плотников Артем Викторович – заведующий лаборатории системного анализа и управления Санкт-Петербургского Горного университета.

E-mail: arpvitarlaeda@gmail.com

Шишкина Анастасия Васильевна – студентка Санкт-Петербургского горного университета, Санкт-Петербург.

E-mail: N.Shishkina99@yandex.ru

References

1. Shishkina A. V., Kuharova T. V. Sintez raspredelennoj sistemy upravlenija processom razrabotki neftjanogo mestorozhdenija. Vypusknaja kvalifikacion-naja rabota bakalavra. SPb: izd. Sankt-Peterburgskogo Gorogo Universiteta, 2022. 78 s. (In Russ.).
2. Gubkin I. M. K voprosu o racional'noj razra-botke neftjanyh mestorozhdenij. M.: Izd-vo AN SSSR, 1953. Т. 2. (In Russ.).
3. Il'jushin Ju. V. Metody impul'snogo upravlenija ob'ektami s raspredelennymi: dis. ... kand. tehn. nauk.

Pjatigorsk: Severo-Kavkazskij federal'nyj un-t, 2012. 170 s. (In Russ.).

4. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Fiziko-himicheskie metody uvelichenija nefteotdachi plastov nefjtjanyh mestorozhdenij // Uspehi v himii. 2007. № 10. S. 1034–1052. (In Russ.).

5. Mashkin M. N. Sovershenstvovanie tehnologii i tehniceskix sredstv rekonstrukcii skvazhin bureniem dopolnitel'nyx stvolov s cel'ju povysenija debitov skvazhin // Problemy razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnyh i rudnyh poleznyh iskopaemyh. 2014. № 1. S. 484–486. (In Russ.).

6. Davydov A. V., Sakunova E. V., Abrukina L. N. Obosnovanie plotnosti setki skvazhin pri primenenii gidravlicheskogo razryva plasta // Neftepromyslovoe delo. 2008. № 4. S. 7–9. (In Russ.).

7. Korshunov N. V., Ivchenko E. G. Sovremennye metody uvelichenija nefteotdachi // Sovremennye innovacii. 2019. № 6 (34). S. 14–15. (In Russ.).

8. Driackaja Z. V., Mhchijan M. A., Zhmyhova N. M. Nefti SSSR. Spravochnik v 4 t. M.: Himija, 1971. T. 1. S. 53–157. (In Russ.).

9. Zijangulov A. R. Vzglyad «sboku» na modelirovanie razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij i jekspluatacii nefjtjanyh mestorozhdenij // Akad. zhurn. Zapadnoj Sibiri. 2015. T. 11, № 2(57). S. 26. (In Russ.).

10. Ponomarchuk P. A. Neftjanoe mestorozhdenie kak sistema s raspredelennymi parametrami // Sovremennaja nauka i innovacii. 2016. № 3 (15). S. 38–43.

11. Ermolaev A. I., Nekrasov A. A. Algoritm optimizacii debitov gazokondensatnyh skvazhin // Nauka i tehnika gazovoj promyshlennosti. 2019. № 3(79). S. 26–34. (In Russ.).

12. Svid. o gos. registracii programmy dlja JeVM № 2021660695 RF. Programma dlja analiza temperaturnogo polja mnogosljednogo nefjtjanogo plasta, oslozhnjonnogo vysokim sodержaniem parafina / Ju. V. Il'jushin, M. S. Sandyga; zajavitel' FGBOU VO «Sankt-Peterburgskij gornyj universitet». EDN UZNVNV. Zajavl. 28.06.2021; opubl. 30.06.2021 (In Russ.).

13. Svid. o gos. registracii programmy dlja JeVM № 2021662752 RF. Programma dlja analiza temperaturnogo nasosno-kompressornoj truby malodebitovoj nefjtjanoy skvazhiny / Ju. V. Il'jushin, A. V. Loseva; zajavitel' FGBOU VO «Sankt-Peterburgskij gornyj universitet». Zajavl. 27.07.2021; opubl. 04.08.2021. S. 1. (In Russ.).

14. Analiz i identifikacija jelektromagnitnyh polej prostranstvenno raspredelennyh sistem upravlenija / I. M. Novozhilov, O. A. Beljaevskij, Ju. V. Il'ju-shin, T. V. Kuharova, E. M. Mihajlova // Izv. SPbGjETU LjeTI. 2022. № 2. S. 41–50. (In Russ.).

Information about the authors

Sergey E. Abramkin – Cand. Sci. (Eng.) of Saint Petersburg Electrotechnical University.
E-mail: seabramkin@etu.ru

Igor M. Novozhilov – Cand. Sci. (Eng.), Assistant professor of Saint Petersburg Electrotechnical University.
E-mail: novozhilovim@list.ru

Tatyana V. Kukharova – Cand. Sci. (Eng.). Associate professor of department of systems analysis and management of the Saint Petersburg Mining University.
E-mail: Kukharova_TV@pers.spmi.ru

Artem V. Plotnikov – Head of the Laboratory of System Analysis and Management of the Saint Petersburg Mining University.
E-mail: apvitarlaeda@gmail.com

Anastasia V. Shishkina – student of the Saint Petersburg Mining University.
E-mail: N.Shishkina99@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 11.04.2022; принята к публикации после рецензирования 07.05.2022; опубликована онлайн 25.12.2022.

Submitted 11.04.2022; accepted 07.05.2022; published online 25.12.2022.
